

**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

**CONTROLE DE PERDA DE CIRCULAÇÃO DURANTE A
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

DISSERTAÇÃO

EUAN RUSSANO

2014



**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

**CONTROLE DE PERDA DE CIRCULAÇÃO DURANTE A PERFURAÇÃO
DE POÇOS DE PETRÓLEO**

EUAN RUSSANO

Sob a Orientação de
Márcia Peixoto Vega Domiciano

Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Ciências** em Engenharia Química, Área de Concentração em Tecnologia Química.

Seropédica, RJ
Março de 2014

665.505

R958c

T

Russano, Euan, 1988-

Controle de perda de circulação durante à perfuração de poços de petróleo / Euan Russano. - 2014.

119 f.: il.

Orientador: Márcia Peixoto Vega Domiciano.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química.

Bibliografia: f.60-62.

1. Poços de petróleo - Perfuração - Teses. 2. Poços de petróleo - Perfuração - Controle de produção - Teses. 3. Engenharia do petróleo - Teses. I. Domiciano, Márcia Peixoto Vega, 1972- II. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química. III. Título.

Bibliotecário: _____

Data: ___/___/___

**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

EUAN RUSSANO

Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Ciências**, no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, área de Concentração em Tecnologia Química.

DISSERTAÇÃO APROVADA EM __/__/_____

Márcia Peixoto Vega Domiciano, D. Sc., DEQ/UFRRJ
(Orientador)

Príamo Albuquerque Melo Junior, D. Sc., PEQ/COPPE/UFRJ

Marcio Nele de Souza, D. Sc., EQ/UFRJ

AGRADECIMENTOS

À Deus, sem o qual nada seria possível.

Aos familiares e amigos, por todo suporte, amizade apoio durante estes dois anos de realização deste trabalho.

À professora e orientadora Márcia Peixoto Vega Domiciano, por todo o carinho nos momentos oportunos e seriedade nos momentos necessários. Com certeza um exemplo de profissional a ser seguido.

Ao professor Lindoval Domiciano Fernandes, pela ajuda a todo momento nos diversos imprevistos durante os experimentos e por colocar-se à disposição para as diversas necessidades técnicas. À professora Cláudia Miriam Scheid pela colaboração para o desenvolvimento deste trabalho.

A todos os colegas e amigos do Laboratório de Escoamento de Fluidos (LEF), em especial aos estagiários Priscila de Souza Breves Lima, Nathan Carlo De Souza Silva e Diogo Afonso Fernandes Coelho pela ajuda na coleta e análise de dados. Ao mestrando Olívio Duque, aos engenheiros Sérgio Magalhães, Frederico Vieira e Marcela Galdino e ao funcionário Elias Pacheco pela disposição e boa vontade em ajudar em diversos momentos.

A todos os professores da UFRRJ, que de uma forma ou de outra colaboraram para que este trabalho chegasse ao fechamento. Aos professores Príamo Albuquerque Melo Junior (PEQ/COPPE/UFRJ) e Marcio Nele de Souza (Escola de Química/UFRJ), pela disponibilidade e por participarem de minha banca e colaborarem com suas sugestões para a melhoria da qualidade deste trabalho.

À Elaine Ferreira Avelino, por todo suporte, dedicação, carinho, amor e abnegação nesta caminhada.

RESUMO

RUSSANO, Euan. **Controle de perda de circulação durante a perfuração de poços de petróleo. 2014 107p.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2014.

O presente trabalho teve como objetivo implementar uma metodologia dinâmica de controle para rejeição de perturbação de carga denominada perda de circulação, durante a perfuração de poços de petróleo. A metodologia desenvolvida implementou um esquema de controle por reconfiguração (*feedback-feedforward*) para controle da pressão anular de fundo, via manipulação da válvula *choke*. O comportamento da unidade de perfuração e da perturbação de carga (perda de circulação) foram modelados através do método de Sundaresan & Krishnaswamy (1977). Os parâmetros do controlador PI (Proporcional Integral) foram estimados através dos métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953), sendo realizado ajuste fino em campo. Os parâmetros do controlador *feedforward* foram estimados a partir da resposta em malha aberta à perturbação degrau na variável de carga e na variável manipulada, seguindo a metodologia de Seborg *et al.* (2011).

Palavras chave: controle de pressão anular de fundo, perda de circulação, reconfiguração da lei de controle.

ABSTRACT

RUSSANO, Euan. **Loss circulation control during oil well drilling. 2014 107p.** Dissertation. (Master Science in Chemical Engineering, Chemical Technology). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2013.

The scope of the present work was to develop a dynamic control methodology to reject disturbance (lost circulation) during the drilling of oil wells. A scheme of control structure reconfiguration (*feedback-feedforward*) to control annulus bottom-hole pressure through choke valve manipulation was implemented. The dynamic behavior of the drilling unit and the disturbance (lost circulation) were modeled through Sundaresan & Krishnaswamy (1977) method. The PI (proportional-integral) controller parameters were calculated through Ziegler-Nichols (1942) and Cohen-Coon (1953) methods, being performed fine-tuning of the parameters. The *feedforward* controller parameters were estimated using the open loop response for load and manipulated disturbances, as pointed out by Seborg *et al* (2011).

Keywords: Annulus bottom-hole pressure control, lost circulation, control structure reconfiguration.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Relações para ajuste do controlador pelo método de Ziegler-Nichols (Ziegler & Nichols, 1942.).	12
Tabela 2.2 - Relações para ajuste pelo método de Cohen-Coon (Ogata, K., 1970).	12
Tabela 4.1 - Testes em malha aberta para identificação do distúrbio denominado perda de circulação em reservatório de gás.	38
Tabela 4.2 - Testes em malha fechada para controle de pressão e rejeição do distúrbio denominado perda de circulação em reservatório de gás.	45
Tabela 4.3 - Condições experimentais do teste de controle de perda de circulação sem reconfiguração da lei de controle.	50
Tabela 4.4 - Testes em malha aberta para identificação distúrbio denominado perda de circulação em reservatório portador de líquido e gás.	51
Tabela 4.5 - Testes de controle de pressão anular de fundo sob perturbação de carga denominada perda de circulação em reservatório portador de líquido e gás.	54
Tabela 7.1 - Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswamy (1977) e métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953) (Válvula de entrada de ar).	65
Tabela 7.2 - Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswamy (1977) e métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953) (Válvula de saída de ar).	68
Tabela 7.3 - Parâmetros do controlador <i>feedforward</i> para perturbação de carga perda de circulação em reservatório de gás.	77
Tabela 7.4 - Parâmetros do controlador <i>feedforward</i> para perturbação de carga perda de circulação em reservatório de gás/líquido.	105

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Esquema simplificado de perfuração de poços.	3
Figura 2.2 - Janela operacional de poços em águas profundas.	4
Figura 2.3 - Mecanismo de perda de circulação em poços de petróleo.	6
Figura 2.4 - Malha fechada de controle <i>feedback</i>	9
Figura 2.5 – Método da curva de reação.	11
Figura 2.6 – Diagrama de blocos <i>feedforward</i>	13
Figura 2.7 – Diagrama de blocos <i>feedback / feedforward</i>	13
Figura 2.8 - Identificação: perturbação na manipulada.	14
Figura 2.9 – Identificação: perturbação na carga.	15
Figura 3.1 – Esquema para comparação da perfuração de poços e a unidade experimental.	17
Figura 3.2 - Esquema em 3D da unidade de controle da pressão anular de fundo.	18
Figura 3.3 - Foto da unidade experimental.	18
Figura 3.4 – Fluxograma da unidade experimental de controle de pressão.	19
Figura 3.5 - Tanque de pressão.	20
Figura 3.6 - Válvulas de entrada e saída de ar comprimido.	21
Figura 3.7 - Cilindro de ar comprimido e pistão alta/alta.	21
Figura 3.8 - Válvula de permeabilidade com esfera caracterizada.	22
Figura 3.9 - Sensor de nível para tanque de pressão.	22
Figura 3.10 - Bomba de reposição de água para tanque de pressão.	23
Figura 3.11 - Bomba helicoidal de deslocamento positivo (Bomba principal).	23
Figura 3.12 - Bomba helicoidal de deslocamento positivo (Bomba lama).	24
Figura 3.13 - Válvulas borboleta.	24
Figura 3.14 - Medidor de vazão e densidade na região anular.	25
Figura 3.15 - Transdutor de pressão.	25
Figura 3.16 - Válvula <i>choke</i>	26
Figura 3.17 - Sensor de nível Siemens.	26
Figura 3.18 - Interface do programa.	27
Figura 4.1 – Teste de resposta ao degrau.	29
Figura 4.2 - Interface gráfica do programa de identificação do tanque reservatório.	29
Figura 4.3 – Teste degrau 0-100 psi e Ajuste SK com aberturas da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	30
Figura 4.4 – Identificação (curvas normalizadas) –índices de abertura da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	31
Figura 4.5 - Teste degrau 100-0 psi com aberturas da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	33
Figura 4.6 – Identificação (curvas normalizadas) –índices de abertura da válvula de saída de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	34
Figura 4.7 – Teste servo: aumento de pressão.	35
Figura 4.8 – Teste servo: diminuição da pressão.	36
Figura 4.9 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.	40
Figura 4.10 –Esquema qualitativo para as variáveis pressão, índice de abertura da válvula <i>choke</i> e vazão na região anular para controle com reconfiguração.	43
Figura 4.11 - Fluxograma do esquema de controle com reconfiguração.	44
Figura 4.12 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi.	46
Figura 4.13 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 30 Hz e bomba de lama a 30 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	49
Figura 4.14 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.	52
Figura 4.15 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi.	55

Figura 7.1 - Teste degrau 0-80 psi com aberturas da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	63
Figura 7.2 - Teste degrau 0-60 psi com aberturas da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	64
Figura 7.3 - Teste degrau 0-40 psi com aberturas da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	64
Figura 7.4 - Teste degrau 100-40 psi com aberturas da válvula de saída de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	66
Figura 7.5 - Teste degrau 100-60 psi com aberturas da válvula de saída de ar 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	67
Figura 7.6 - Teste degrau 100-80 psi com aberturas da válvula de saída de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).	67
Figura 7.7 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 10 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.	70
Figura 7.8 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 30 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.	72
Figura 7.9 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 40 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.	74
Figura 7.10 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 50 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.	76
Figura 7.11 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 10 psi.	79
Figura 7.12 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 30 psi.	81
Figura 7.13 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 40 psi.	83
Figura 7.14 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 50 psi.	85
Figura 7.15 - Vazão média de fluido perdido para o tanque reservatório para o teste de identificação (malha aberta) e o teste de controle (malha fechada) em diferentes condições operacionais (diferencial de pressão/ abertura da válvula de permeabilidade).	86
Figura 7.16 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 30 Hz e bomba de lama a 40 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	87
Figura 7.17 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 30 Hz e bomba de lama a 50 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	88
Figura 7.18 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 30 Hz e bomba de lama a 60 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	89
Figura 7.19 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 40 Hz e bomba de lama a 30 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	90
Figura 7.20 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 40 Hz e bomba de lama a 40 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	91
Figura 7.21 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 40 Hz e bomba de lama a 50 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	92
Figura 7.22 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 40 Hz e bomba de lama a 60 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	93
Figura 7.23 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 50 Hz e bomba de lama a 30 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	94
Figura 7.24 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 50 Hz e bomba de lama a 40 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	95
Figura 7.25 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 50 Hz e bomba de lama a 50 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	96
Figura 7.26 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 50 Hz e bomba de lama a 60 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	97
Figura 7.27 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 60 Hz e bomba de lama a 30 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	98

Figura 7.28 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 60 Hz e bomba de lama a 40 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	99
Figura 7.29 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 60 Hz e bomba de lama a 50 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	100
Figura 7.30 - Teste de perda de circulação em modo <i>feedback</i> , bomba de água a 60 Hz e bomba de lama a 60 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.	101
Figura 7.31 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 30 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55 e 60 %	103
Figura 7.32 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 40 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55 e 60 %	104
Figura 7.33 - - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 50 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 55%	105
Figura 7.34 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 30 psi.	107
Figura 7.35 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 40 psi.	107

LISTA DE ABREVIACOES E SÍMBOLOS

AI	Inteligência Artificial;
ANSYS	Desenvolvedor de programas de simulação para engenharia;
bbf	Barril (unidade);
Bu	Ganho do processo para o degrau unitário;
C	Variável controlada;
CFX	Pacote comercial de simulação CFD (<i>Computational fluid dynamics</i>);
C_m	Valor medido da variável controlada;
E	Sinal de erro;
K	Ganho do processo;
K_c	Ganho do controlador;
L	Variável de carga ou perturbação;
LCM	Materiais para perda de circulação (<i>Lost Circulation Materials</i>);
LCP	Perda de circulação (<i>Lost Circulation Problem</i>);
M	Variável manipulada;
MIMO	Modelo com múltiplas entradas e saídas (<i>Multiple-input, Multiple-output</i>);
MPC	Controlador Preditivo (<i>Model Predictive Control</i>);
MPD	Esquema de controle adaptativo (<i>Managed pressure drilling</i>);
P	Saída do controlador;
PEMEX	Petróleos Mexicanos (petrolífera mexicana);
PI	Controlador Proporcional Integral;
PID	Controlador Proporcional Integral Derivativo;
PWD	Sensor <i>Pressure While Drilling</i> ;
ROP	Velocidade de perfuração (<i>rate of penetration</i>);
S	Coefficiente angular da reta tangente ao ponto de inflexão dividido pela magnitude da perturbação degrau (Bu/ τ);
SISO	Modelo com única entrada e única saída (<i>Single-input, single output</i>);
SK	Método de Sundaresan-Krishnaswamy (1977);
t_d	Tempo morto (<i>dead time</i>);

Letras gregas:

ρ	Massa específica;
τ	Constante de tempo;
τ_i	Constante de tempo integral

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	REVISÃO DE LITERATURA	3
2.1.	Perfuração	3
2.2	Controle de pressão anular de fundo de poço	5
2.3.	Técnicas de controle clássico <i>feedback</i>	8
2.3.1	Identificação do processo.....	10
2.3.2	Método de curva de reação	10
2.3.3	Método de Sundaresan & Krishnaswany (1977).	11
2.3.4.	Estimação de parâmetros do controlador	11
2.4	Técnica de controle <i>feedforward</i>	12
2.4.1	– Identificação.....	14
2.4.2	– Ajuste	14
2.5	Técnica de reconfiguração de controle.....	15
3.	MATERIAL E MÉTODOS.....	17
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	28
4.1	Teste de Linearidade, Identificação e Controle da pressão do tanque reservatório (gás). ...	28
4.1.1	Linearidade do tanque reservatório (gás).....	28
4.2.2	Identificação do tanque reservatório (gás).....	29
4.2.3	Teste servo	35
4.3	Estudo do acoplamento coluna (anular) -tanque reservatório.....	37
4.3.1	Acoplamento com reservatório portador de gás	37
4.3.2	Acoplamento com reservatório portador de líquido e gás	48
5.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	58
5.1	Considerações Finais.....	58
5.2	Sugestões para futuros trabalhos	59
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60
7.	ANEXOS	63
7.1	ANEXO A – Identificação do tanque reservatório. - Válvula de entrada de ar	63
7.2	ANEXO B - Identificação do tanque reservatório - Válvula de saída de ar	66
7.3	ANEXO C – Identificação da perturbação de carga denominada perda de circulação em reservatório portador de gás	69
7.4	ANEXO D - Controle de perda de circulação de líquido em reservatório de gás empregando reconfiguração da lei de controle.	78
7.5	ANEXO E - Controle da perturbação de carga denominada perda de circulação sem o emprego de reconfiguração da lei de controle	87
7.6	ANEXO F - Identificação da perturbação de carga denominada perda de circulação em reservatório portador de gás e líquido	102
7.7	ANEXO G - Controle de perda de circulação de líquido em reservatório portador de líquido e gás empregando reconfiguração da lei de controle.	106

1. INTRODUÇÃO

A perfuração de poços consiste em uma operação extremamente complexa e envolve inúmeras variáveis, de modo que seu estudo engloba diversas engenharias, desde geológica, passando por química, engenharia mecânica e ambiental.

Segundo Thomas (2001), por se tratar de um fluido nativo de rochas reservatório, o petróleo é um fluido composto por um número imenso de moléculas de diferentes massas e com características físico-químicas diferenciadas, o que só torna mais complexo a sua avaliação e uso comercial, através de processos de separação como a destilação, etc. Além do próprio fluido, a rocha reservatório possui características próprias e que variam de acordo com as diferentes localidades e também diferentes profundidades, de forma que a perfuração torna-se um projeto peculiar a cada poço e para cada tipo de rocha perfurada.

Por fim, para se manter todas as variáveis da perfuração de um poço dentro de valores esperados, a fim de evitar danos ou perdas econômicas e materiais, é importante o controle minucioso das variáveis mais relevantes e que influem de forma mais preponderante no processo de prospecção, tais como a pressão do poço, a vazão do fluido de perfuração, a rotação da broca, os tempos de espera para manutenção do poço e para a união de tubulações de extensão, a fim de dar continuidade à perfuração.

O balanço de pressão entre a rocha reservatório e o poço é uma variável muito importante durante a perfuração de poços de petróleo. Caso a pressão no poço seja maior que a pressão nos poros do reservatório, o fluido de circulação penetra na formação porosa (perda de circulação). Caso a formação seja permeável e a pressão no poço menor que a pressão nos poros do reservatório, ocorrerá invasão em direção ao poço (*kick*) (VIEIRA *et al*, 2009a).

Para que o controle da prospecção de um poço se mostre eficiente, diversas novas metodologias e tecnologias devem ser desenvolvidas para controlar o processo de perfuração, que, atualmente, é realizado em modo manual (operador). Podem ser citados os controladores clássicos Proporcional Integral (PI) e Proporcional Integral Derivativo (PID), além de outros mais modernos como controladores preditivos (MPC) e tecnologias para monitoramento *online* das características do poço, como o sensor *Pressure While Drilling (PWD)*. Além disso, há o crescente interesse e entusiasmo da indústria petrolífera no desenvolvimento de poços inteligentes, análises em tempo real e a interpretação de um grande número de dados para otimização, requerendo a necessidade de ferramentas robustas e inteligentes. Recentemente, sistemas híbridos inteligentes com diferentes níveis de inteligência artificial (AI) têm se tornado mais aceitos na indústria de óleo e gás devido a sua capacidade de interpretar problemas reais de grande complexidade, imprecisão e incerteza (SHEREMETOV *et al*, 2008)

A presente dissertação de mestrado tem como objetivo estudar o controle da pressão anular de fundo durante a perfuração de poços de petróleo, utilizando controle clássico e controle com reconfiguração, em cenário de perda de circulação em reservatórios do tipo gás-óleo e do tipo gás. De acordo com Alcure (2013), a perda de circulação é definida como a ausência ou redução do fluxo de fluido de perfuração através do anular, quando este é bombeado através da coluna de perfuração. Isto é normalmente associado à indução (criação) de uma ou mais fraturas, ou à presença de fraturas pré-existentes, em situações em que a pressão de fluido de perfuração utilizada excede o limite superior de pressão (pressão de fratura). Ainda segundo o autor, a ocorrência de perdas de fluido resulta na queda de pressão no interior do poço, o que pode levar a um fluxo de fluido da formação para o poço. Tais fluxos são denominados *kicks*, e se este fenômeno não for controlado, haverá um alto risco de *blowout*. Sheremetov *et al* (2008) afirmam

que a perda de circulação (LCP) é um dos problemas mais comuns durante o processo de perfuração. A adição de materiais para perda de circulação (*lost circulation material* – LCM) pode ser necessária para solucionar o problema. No entanto, nem sempre a solução é fácil e, muitas vezes, pode ser necessário realizar a perfuração mesmo sem retorno de fluido para a superfície (perfuração “às cegas”).

Portanto, vale ressaltar a importância e o interesse existente na busca de soluções operacionais para a manutenção da perfuração na presença de fraturas na rocha reservatório, a fim de evitar a perda econômica pela paralisação da perfuração ou até mesmo pelo fechamento do poço.

Neste cenário, foi construída uma unidade experimental, instalada no Laboratório de Escoamento de Fluidos (LEF) no Instituto de Tecnologia (IT) da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ), em parceria com a Petrobras S.A., para retratar a perfuração de poços dentro de janela operacional, quando da ocorrência de perda de circulação. O trabalho foi dividido em 6 capítulos. No Capítulo II, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre diferentes estratégias de perfuração, técnicas de controle clássico e esquemas de reconfiguração de controle. No Capítulo III são descritos os métodos e material utilizados no presente trabalho. Os resultados obtidos foram apresentados no Capítulo IV, com breve discussão e avaliação. O desfecho do trabalho encontra-se no Capítulo V, incluindo sugestões para trabalhos futuros e um resumo geral dos resultados auferidos. No Capítulo VI é exposta a bibliografia utilizada e, por fim, estão dispostas, no Anexo, algumas informações referentes aos testes experimentais realizados.

2. REVISÃO DE LITERATURA

2.1. Perfuração

De acordo com Thomas (2001), a perfuração de poços de petróleo consiste basicamente de um conjunto de tubos de parede espessa (comandos) e de paredes finas (tubos de perfuração) conectados a uma broca, na qual aplica-se rotação e peso, promovendo-se a trituração da rocha. Para o carreamento dos fragmentos gerados pela ação da broca é utilizado uma gama de fluidos de perfuração, cada um possuindo características próprias para determinadas condições de operação tais como pressão, temperatura e cisalhamento.

Araújo (2005) descreve as lamas de perfuração como uma classe especial de fluidos utilizados na exploração de poços de petróleo. O termo “lama” se refere basicamente à consistência espessa deste fluido. De uma maneira geral, as lamas são sistemas multifásicos, que podem conter água, óleo, sais dissolvidos e sólidos em suspensão nas mais diversas proporções.

A lama de perfuração é continuamente injetada com o auxílio de bombas, passando inicialmente por dentro do tubo de perfuração. Ao chegar no ponto de perfuração, a mesma atravessa a broca, através de pequenos orifícios existentes, e sobe novamente à superfície, passando pela válvula *choke* e atravessando a região anular existente entre a parede do poço e o tubo de perfuração, conforme ilustrado na Figura 2.1.

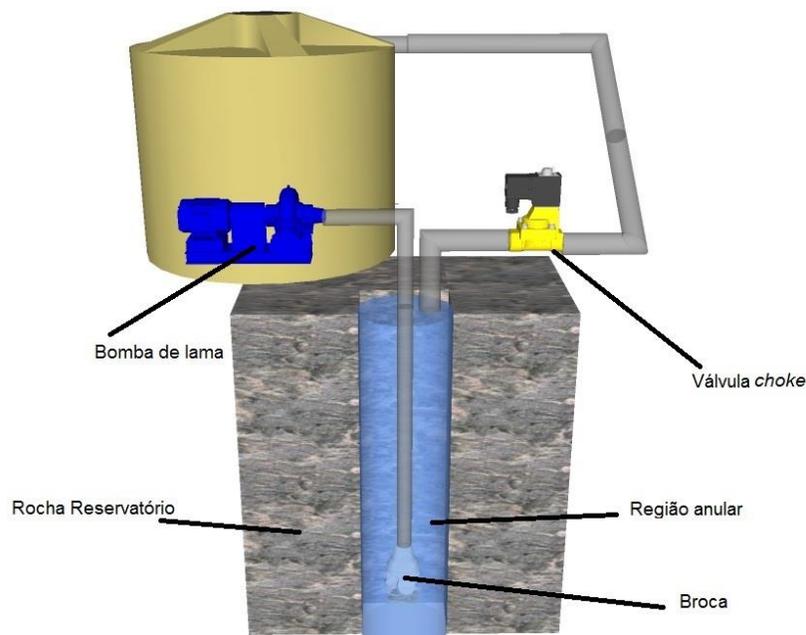


Figura 2.1 – Esquema simplificado de perfuração de poços.

Em determinadas profundidades, a broca e o tubo de perfuração são removidos, quando então é descida no poço uma nova coluna de revestimento, com diâmetro menor ao da broca. Após a cimentação, é descida uma nova coluna de perfuração com broca de diâmetro inferior ao do novo revestimento, de modo a dar continuidade ao processo de perfuração.

Nygaard & Nævdal (2006) descreveram este procedimento de conexão de tubos em cinco operações: Inicialmente, é interrompido a perfuração (rotação da broca). Em seguida, as bombas

de lama são desligadas para interromper o fluxo da lama de perfuração. Somente então um novo segmento de tubo é montado sobre a nova broca. Após a montagem, reinicia-se o bombeamento da lama e a rotação da broca. O processo de interrupção da perfuração e, em especial, a interrupção do bombeamento da lama é responsável por grandes flutuações na pressão do poço. Tais flutuações podem ser responsáveis por diversos problemas durante a perfuração, desde a ocorrência de danos à rocha reservatório até mesmo fraturas graves que podem levar à perda do poço.

Nos processos de exploração de poços de petróleo, a perfuração é dita *overbalanced* ou convencional quando a pressão anular de fundo de poço é maior que a pressão da formação, destacando que a pressão dentro do poço não deve ultrapassar o valor da pressão de fratura da formação. A densidade do fluido de perfuração (lama de perfuração) deve ser superior à pressão de poros (limite mínimo) e inferior à pressão de fratura (limite máximo), na perfuração convencional. Desse modo, a pressão hidrostática da lama deve ser maior que a pressão de poros do reservatório, evitando a invasão dos fluidos nativos do reservatório em direção ao poço (WALDMANN *et al.*, 2006). Simultaneamente, a pressão hidrostática do fluido de perfuração deve ser menor que a pressão de fratura da rocha reservatório, para evitar danos à formação. Vale ressaltar que o material removido durante a perfuração é substituído pela lama, que tem, além de outras funções, o papel de restabelecer o equilíbrio instalado anteriormente ao processo de perfuração. Caso esse equilíbrio não seja alcançado, algum tipo de ruptura (fratura – ruptura por tração ou colapso – ruptura por compressão) é gerada. A fratura produz a migração do óleo/gás da rocha reservatório em direção ao anular da coluna perfuração (*kick*). O colapso pode produzir o efeito de desmoronamento das paredes, aumentando a deposição de partículas, principalmente em poços horizontais, restringindo a área de deslocamento e produzindo picos de pressão. O colapso dos poros produz redução de permeabilidade na formação, diminuindo a produtividade do poço. A Figura 2.2 ilustra uma janela operacional típica de uma perfuração *offshore*.

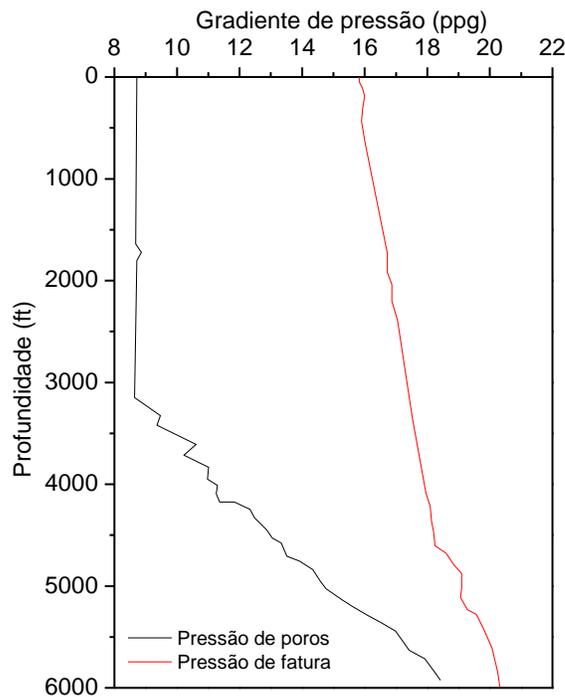


Figura 2.2 - Janela operacional de poços em águas profundas.

2.2 Controle de pressão anular de fundo de poço

Conforme descrito por Vieira (2009b), o sistema de perfuração de poços de petróleo caracteriza-se pelo balanceamento existente entre a pressão exercida pelo fluido de perfuração contra a parede do poço (pressão do poço) e a pressão de poros na área da formação (pressão do reservatório). Quando a pressão exercida pelo fluido de perfuração é maior do que a pressão exercida pelo reservatório, ocorre a perda de circulação dos fluidos de perfuração em direção à rocha reservatório. Por outro lado, caso a pressão exercida pelo reservatório exceda a pressão gerada pelo fluido de perfuração no poço, pode ocorrer o fenômeno denominado *kick*, que, caso não seja controlado, pode produzir um *blowout*.

Gonçalves (2008) realçou a necessidade de atenção ao controle de duas variáveis durante o processo de perfuração de poços, de modo a evitar a ocorrência de fraturas graves: a velocidade do fluido e a pressão de bombeio de fluido de perfuração. Velocidades altas implicam em possibilidade de ocorrência de erosão, enquanto velocidades muito baixas podem ser insuficientes para o transporte do cascalho, podendo levar a perda do poço pela sedimentação. Simultaneamente, pressões excessivas podem causar fratura das rochas, ao passo que pressões insuficientes dificultam o bombeamento e podem permitir o fluxo de fluidos da formação para o interior do poço.

Para Salimi & Ghalambor (1996), a minimização de danos à formação, que possam ocorrer durante o processo de perfuração, é um ponto crítico para otimização do processo de prospecção, especialmente em reservatórios carbonáticos fraturados que, muitas vezes, exibem baixa permeabilidade. A invasão de fluidos na formação fraturada pode gerar danos severos à formação ao redor do poço e reduzir a produtividade do mesmo, portanto, a minimização da invasão de fluidos (perda de circulação) é especialmente importante neste tipo de reservatório.

Na técnica de perfuração convencional (conhecida também como *overbalanced drilling*) a pressão anular de fundo é superior à pressão na rocha reservatório, de modo a evitar influxos de fluidos nativos para dentro do poço (*kick*). Tais influxos acarretariam sérios problemas de segurança. Por outro lado, como o diferencial de pressão do poço para formação é sempre positivo, o fluido apresentará uma tendência de invadir a rocha reservatório, podendo provocar danos à matriz porosa (WALDMANN *et al*, 2006).

Na Figura 2.3 é ilustrado o processo de perda de circulação do fluido de perfuração em poços de petróleo. Cook *et al* (2012) descreveram as formas mais conhecidas de perda de circulação. No primeiro caso pode ocorrer por existência de fraturas naturais ou alta porosidade da rocha. No segundo caso, se pressão do poço for superior a pressão de fratura, pode haver formação de danos à rocha, o que pode resultar em grande perda de fluido de perfuração para a rocha. Cook *et al* (2012) descreveram o método tradicional para evitar a perda de circulação da seguinte forma: Na perfuração *overbalanced*, ocorre a filtração da lama de perfuração na parede do poço, de modo que o filtrado move-se para o interior da rocha, formando uma torta (*filtercake*) composta de partículas sólidas e *droplets* da emulsão na parede do poço. Como esta torta possui baixíssima permeabilidade, o processo de perda de circulação torna-se insignificante.

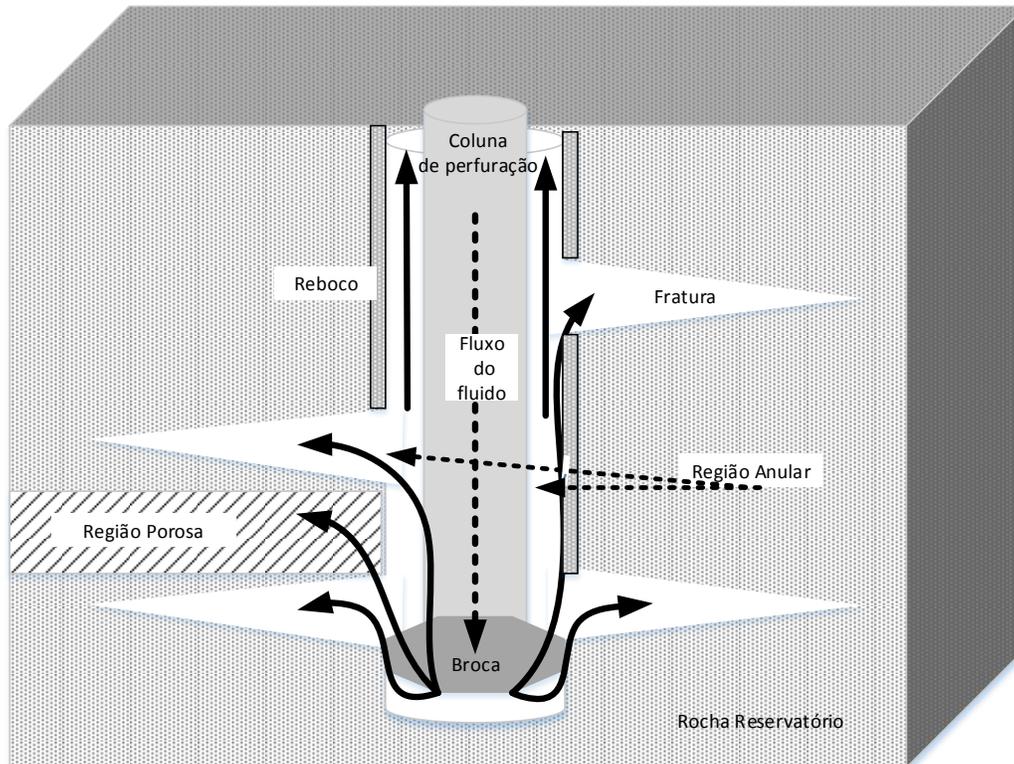


Figura 2.3 - Mecanismo de perda de circulação em poços de petróleo.

De acordo com Fertl (1976), gradientes de pressão de fratura da rocha estão diretamente relacionados à pressão de poros, litologia, idade e profundidade da formação, além de outros fatores. Ainda segundo o mesmo autor, a ocorrência de invasão ou perda de circulação pode ocorrer devido a diversos fatores tais como a existência de fissuras pré-existentes na rocha, uso de lamas muito densas na perfuração e devido a existência de zonas frágeis (a exemplo, regiões de lignito).

Kutasov (1988) *apud* Babu (1998) estimou a perda e o aumento de lama durante a perfuração através de um modelo $P-\rho-T$ para fluidos base água, diesel e óleo mineral, obtendo uma equação empírica capaz de relacionar tais fatores, a fim de prever possíveis ocorrências de *kick* ou perda de circulação.

A fim de evitar a ocorrência de tais problemas, diversos autores têm buscado novas tecnologias para não apenas vencer eventuais dificuldades técnicas, mas também maximizar a produção do poço, a fim de atender necessidades econômicas, uma vez que a perfuração de um poço pode chegar a 6 (seis) milhões de dólares (DODSON & SCHMIDT, 2004).

Segundo Rezende *et al.* (2009), o processo de perfuração de poços de petróleo é muito complexo e pode envolver alto custo de operação. Para evitar riscos à operação, busca-se manter a pressão anular dentro de limites da janela operacional, a qual é definida por um valor mínimo, chamado pressão de poros, e por um valor máximo, denominado pressão de fratura. Há diversas variáveis que podem influenciar diretamente na pressão anular tais como a remoção ineficiente dos sólidos, a desestruturação das paredes do poço, variação da densidade e viscosidade, etc.

No entanto, o controle da pressão de fundo de poço, durante o processo de perfuração, pode se tornar ainda um desafio principalmente devido ao comportamento complexo dos fluidos envolvidos. Quanto a este aspecto, a ocorrência da perda de circulação (invasão do fluido de

perfuração na rocha) pode provocar dano irreversível ao reservatório, reduzindo a produtividade a curto ou a longo prazo. Tal ocorrência é mais grave em reservatórios de óleo pesado, devido a possibilidade de formação de emulsões estáveis de óleo e filtrado. Já no caso de reservatórios de óleo leve, a perda de circulação não é tão grave, principalmente, devido a maior capacidade de mobilidade dos fluidos na rocha (WALDMANN *et al.*, 2005).

Alcure (2012) indica três níveis de ocorrência de perda de circulação, sendo estes percolação (perda menor que 20 bbl/hr), perda parcial (maior que 20 bbl/hr) e a perda total, quando há ausência de retorno do fluido.

Para manter a pressão de fundo dentro de limites aceitáveis, tipicamente o operador manipula a válvula *choke*. No entanto, cada vez mais tem surgido o interesse em novas formas de controle do gradiente de pressão, em decorrência da existência de janelas operacionais cada vez mais estreitas (NYGAARD & NAEVDAL, 2006).

No campo do monitoramento, o sensor *Pressure While Drilling* (PWD) é uma ferramenta capaz de receber os dados de sensores de superfície e sub-superfície em tempo real, tratá-los e identificar eventos não esperados, que possam levar a problemas durante a perfuração de um poço, quando acoplado a um modelo matemático. Além de fornecer uma análise sobre os dados de pressão em tempo real, a ferramenta também apresenta sugestões de ações preventivas ou corretivas quando alguma ocorrência é identificada (REZENDE *et al.*, 2009).

Nygaard *et al.* (2004) desenvolveram uma metodologia, via simulação, visando o controle da pressão anular de fundo, em poços que estejam sujeitos a grande quantidade de gás, através de um modelo dinâmico de escoamento com iteração dinâmica poço-reservatório. As ações realizadas durante o processo foram: injeção de gás e fechamento da válvula *choke* durante a conexão de tubos. Por se tratar de uma estratégia de controle preditivo não linear, foi possível prever o comportamento do poço em instantes futuros, e, através dessas predições, obter as configurações ótimas da abertura da válvula *choke*.

Nygaard & Naevdal (2006) apresentaram estudos de simulação onde desenvolveram um esquema de controle baseado em modelo não linear para estabilizar a pressão do poço, durante o processo de perfuração, na presença de flutuações da vazão. Tal esquema de controle foi implementado manipulando-se a abertura da válvula *choke*. O modelo baseou-se em duas fases com discretização espacial do poço. Os autores compararam os resultados obtidos com o controle manual tradicional e com um controlador clássico. Os resultados revelaram que tanto o controle preditivo, quanto o PI, são superiores ao manual, porém, o PI necessita de um ajuste quando são alteradas bruscamente as condições operacionais. Já o controlador preditivo, na região em que o modelo utilizado operou, com pequenos erros (desvios) de modelagem, apresentou desempenho adequado.

O fluido utilizado na perfuração também exerce grande influência no controle da pressão de fundo de poço. Para poços onde deseja-se minimizar o processo de perda de circulação do fluido de perfuração, Waldmann *et al.* (2005) descrevem que um fluido adequado requer otimização da concentração e distribuição dos agentes dispersantes. A capacidade de o fluido não invadir a rocha é então avaliada através de experimentos estáticos de filtração, onde o fluido é pressurizado através de um filtro de papel ou de um meio poroso inerte.

O estudo da perda de circulação em poços de petróleo de Sheremetov *et al.* (2008) levou ao desenvolvimento do sistema de controle *Smart Drill*, um sistema de controle *fuzzy* que utiliza um modelo de incerteza com escalas qualitativas dos valores e lógica *fuzzy*. O sistema desenvolvido foi testado em campo pela PEMEX, uma petrolífera mexicana, demonstrando elevado grau de confiança na identificação da perda de circulação, através de inferência *fuzzy*.

Já Costa (2009) avaliou a perda de circulação de dois fluidos de perfuração de características distintas, através de simulação computacional, utilizando o pacote CFX 11.0 da ANSYS®. O referido trabalho estudou o monitoramento de parâmetros tais como pressão, velocidade e tensão de cisalhamento, em pontos de controle localizado em regiões específicas da formação, além de avaliar duas vazões de injeção de fluido de perfuração pela broca e quatro reservatórios com propriedades diferentes. Pôde-se concluir que a invasão ocorre através de um perfil de pressão bem definido e coerente. Dentro da abrangência do estudo, o autor pode afirmar que a vazão de injeção de lama de perfuração tem influência desprezível no tempo de saturação e no perfil da frente de invasão de fluido na formação.

Freitas (2013) estudou o controle da pressão anular de fundo do poço sob ocorrência do fenômeno *kick*, durante a perfuração de poços de petróleo, empregando um esquema de reconfiguração de controle, usando o índice de abertura da válvula *choke* como variável manipulada. O desenvolvimento de uma metodologia de controle por reconfiguração *feedback – feedforward*, mostrou-se uma forma efetiva e rápida de controle de influxos durante o processo de perfuração. O estudo de Freitas (2013) foi conduzido na unidade experimental do LEF/IT/UFRRJ.

Hauge *et al.* (2013) implementaram um esquema de controle adaptativo denominado *managed pressure drilling* (MPD), para reduzir perda de circulação e/ou *kick*, através de manipulação da válvula *choke* e da bomba de lama. Seus resultados demonstraram que o esquema MPD é capaz de quantificar e localizar perda de circulação ou *kick* que sejam maiores que 1% da vazão da bomba. O esquema mostrou-se também extremamente estável mesmo na presença de dados experimentais com ruído.

2.3. Técnicas de controle clássico *feedback*

São vários os aspectos que envolvem o projeto de controladores. Em uma malha de controle, as variáveis envolvidas podem ser divididas em duas categorias: variáveis de entrada, as quais influem no processo, e as variáveis de saída, que correspondem à resposta gerada pelo processo. (STEPHANOPOULOS, 1984). As variáveis de entrada são classificadas em variáveis manipuladas e distúrbios. As variáveis manipuladas são aquelas que podem ser manuseadas pelo operador ou por um mecanismo automático. Já as variáveis de distúrbio são aquelas que estão fora do controle de um operador. Por fim, as variáveis de saída podem ser classificadas como variáveis medidas, as quais têm seus valores conhecidos diretamente através de suas medições, e não medidas.

Métodos de controle clássico incluem o controle por realimentação (*feedback*). Seborg *et al.* (2011) descreveram a malha fechada como um sistema contendo processo, medidor, controlador e atuador. Este esquema é representado conforme ilustrado na Figura 2.4.

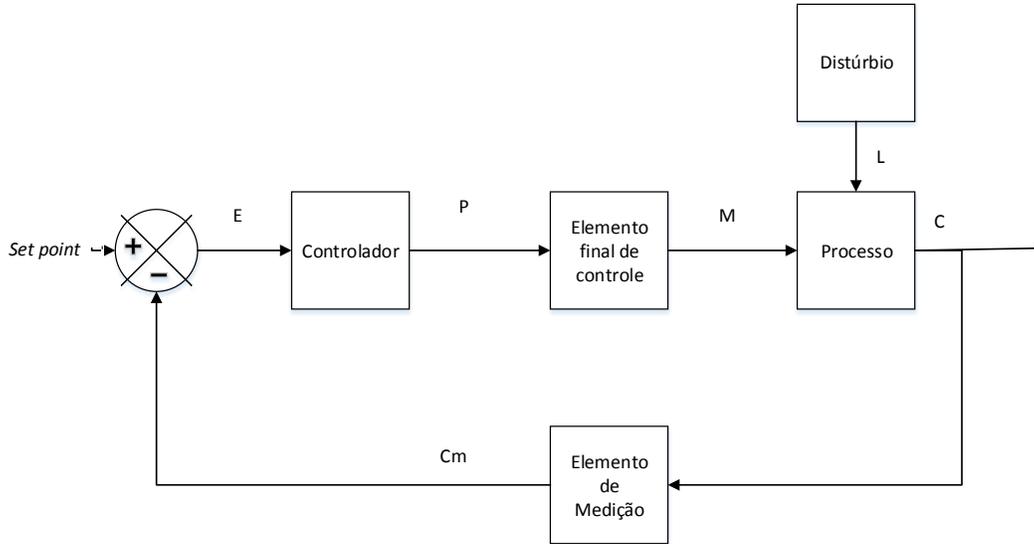


Figura 2.4 - Malha fechada de controle *feedback*.

Onde:

C – variável controlada (pressão anular de fundo).

E – sinal de erro.

P – saída do controlador.

M – variável manipulada (vazão de fluido de perfuração ou velocidade de perfuração (ROP) ou índice de abertura da válvula *choke*).

L – variável de carga ou perturbação (ROP, conexão de tubos, permeabilidade do reservatório, *kick*, perda de circulação).

C_m – valor medido de C.

A ação do controle por realimentação procede da seguinte maneira: a cada instante de tempo é realizada a medição da variável de saída (C), através do sensor ou transmissor. O valor medido C_m é comparado com o valor desejado SP (*setpoint*) e é, então, gerado o sinal de erro, o qual é alimentado ao controlador. Em seguida, com o objetivo de minimizar o sinal de erro, há manipulação do valor da variável M. No entanto, em geral, o controlador não afeta diretamente a variável manipulada, mas sim fazendo uso de um elemento final de controle (válvula, inversor de frequência, etc), Seborg *et al.*, 2011.

A equação do controlador PI (Equação 1) pode ser escrita de duas formas. A forma de velocidade é mais atraente do que a forma de posição (Equação 2), pois não requer o cálculo do somatório, especificação do termo estacionário p_s e é menos propensa à saturação.

$$\Delta p_n = p_n - p_{n-1} = k_C \left[(e_n - e_{n-1}) + \frac{\Delta t}{T_I} e_n \right] \quad (1)$$

$$p_{n-1} = p_s + k_C \left[e_{n-1} + \frac{\Delta t}{T_I} \sum_{K=1}^{n-1} e_K \right] \quad (2)$$

No presente trabalho, a ação derivativa não foi utilizada por que há ruído devido à turbulência do fluido, mudanças na abertura da válvula e vibração da bomba.

2.3.1 Identificação do processo

O desenvolvimento de modelos teóricos para processos que envolvem um grande número de equações pode tornar-se pouco prático, principalmente, se o desenvolvimento do mesmo envolver extenso número de variáveis de processo e parâmetros químicos ou físicos desconhecidos. No entanto, é possível desenvolver modelos empíricos empregando-se diretamente dados experimentais. Seborg *et al.* (2011) classificaram esse tipo de modelagem como *black box models*, pois a modelagem do processo pode ser comparada a uma caixa preta onde são conhecidas as entradas e as saídas, porém, tudo que ocorre “no interior da caixa” é desconhecido.

Os modelos empíricos estacionários podem ser utilizados para diversos fins, tais como, calibração de instrumentos e otimização de processos. Já modelos dinâmicos são empregados para avaliar o comportamento de processos durante condições transientes. Os modelos também podem ser do tipo SISO (*Single-input, single output*), em que há apenas uma entrada e apenas uma saída ou MIMO (*multiple input, multiple output*), caso em que pode se trabalhar com diversas entradas e diversas saídas, Seborg *et al.*, 2011.

A modelagem empírica de sistemas dinâmicos é tipicamente realizada considerando-se comportamentos compatíveis com equações diferenciais de baixa ordem ou funções de transferência de primeira ou segunda ordem, com tempo morto ou não. Metodologias amplamente utilizadas para fins de identificação são o método de curva de reação (Ziegler-Nichols, 1942) e o método de Sundaresan & Krishnaswamy (1977). O cálculo dos parâmetros do modelo (ganho, tempo morto e constante de tempo) é realizado através de dados obtidos experimentalmente.

O ganho (K) é definido como a variação da variável de saída por unidade de variação da variável de entrada. A constante de tempo (τ) indica a velocidade de resposta do sistema. O tempo morto (t_d) é o intervalo de tempo durante o qual nenhum efeito é observado na saída do processo quando implementa-se uma perturbação na variável de entrada.

2.3.2 Método de curva de reação

O método da curva de reação consiste em aplicar uma perturbação degrau de magnitude M na saída do controlador, em modo manual (malha aberta). Esta resposta ao degrau é denominada curva de reação do processo. Este teste está ilustrado na Figura 2.5.

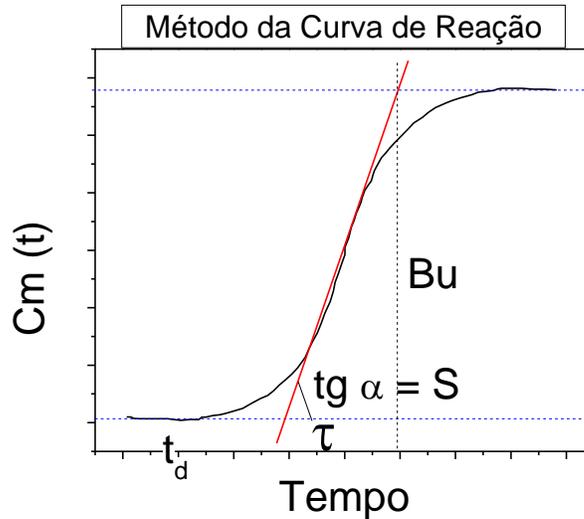


Figura 2.5 –Método da curva de reação.

A curva de reação é caracterizada pelo tempo morto (*deadtime*) t_d , a constante de tempo τ e o ganho estacionário K . O tempo morto e a constante de tempo são determinados traçando-se uma linha tangente ao ponto de inflexão da curva

A interseção desta tangente com a abscissa é tomada como o tempo morto aparente, t_d . A tangente ao ponto de inflexão, S , é determinada graficamente. Com os valores de t_d e de S , calculam-se τ e K , segundo Equações 3 e 4.

$$\tau = \frac{Bu}{S} \quad (3)$$

$$K = \frac{Bu}{M} \quad (4)$$

2.3.3 Método de Sundaesan & Krishnaswany (1977).

Nesta metodologia, determinam-se o tempo em que a variável de saída atinge 35,3% (t_1) e 85,3% (t_2) do seu valor final e, a partir das Equações 5 e 6, são estimados o tempo morto e a constante de tempo do sistema, respectivamente.

$$t_d = 1,3t_1 - 0,29t_2 \quad (5)$$

$$T = 0,67(t_2 - t_1) \quad (6)$$

2.3.4. Estimação de parâmetros do controlador

A partir dos dados obtidos na identificação do processo, é possível realizar o projeto do controlador através de diferentes metodologias. Uma delas, desenvolvida por Ziegler & Nichols (1942) é exposta na Tabela 2.1. Outra metodologia amplamente utilizada é a elaborada por

Cohen Coon (1953) e ilustrada na Tabela 2.2.

Tabela 2.1 - Relações para ajuste do controlador pelo método de Ziegler-Nichols (Ziegler & Nichols, 1942.).

Tipo de Controlador	K	T _i	t _d
Proporcional (P)	$\frac{1}{tdS^*}$	0	0
Proporcional Integral (PI)	$\frac{0,9}{tdS^*}$	3,33td	0
Proporcional Integral Derivativo (PID)	$\frac{1,2}{tdS^*}$	2td	0,5td

Onde $S^* = \frac{S}{M}$

Tabela 2.2 - -- Relações para ajuste pelo método de Cohen-Coon (Ogata, K., 1970).

Tipo de Controlador	K	T _i	t _d
Proporcional (P)	$\frac{1}{k} \frac{T}{Td} \left(1 + \frac{Td}{3T}\right)$	∞	0
Proporcional Integral (PI)	$\frac{1}{k} \frac{T}{Td} \left(\frac{9}{10} + \frac{Td}{12T}\right)$	$Td \frac{\left(30 + 3 \frac{Td}{T}\right)}{9 + 20 \frac{Td}{T}}$	0
Proporcional Derivativo (PD)	$\frac{1}{k} \frac{T}{Td} \left(\frac{5}{4} + \frac{Td}{6T}\right)$	∞	$Td \frac{\left(6 - 2 \frac{Td}{T}\right)}{22 + 3 \frac{Td}{T}}$
Proporcional Integral Derivativo (PID)	$\frac{1}{kp} \frac{T}{Td} \left(\frac{4}{3} + \frac{Td}{4T}\right)$	$Td \frac{\left(32 + 6 \frac{Td}{T}\right)}{13 + 8 \frac{Td}{T}}$	$Td \frac{4}{11 + 2 \frac{Td}{T}}$

2.4 Técnica de controle *feedforward*

Seborg *et al.* (2011) descrevem diversas vantagens inerentes ao esquema de controle *feedback*, tais como a aplicação de ações corretivas tão rápido quanto a variável controlada se afasta do *set point*, a versatilidade e robustez, frente a erros de modelagem e perturbações não medidas. No entanto, os mesmos autores apresentam algumas desvantagens deste esquema de controle, como o fato de ações corretivas somente serem implementadas após ocorrer um desvio na variável controlada, e não possuir nenhuma característica preditiva a fim de rejeitar distúrbios conhecidos ou mensuráveis.

Em situações nas quais o esquema de controle *feedback* não se mostrar satisfatório, é possível aprimorar o controle, através do uso de controle *feedforward*. De acordo com Seborg *et al.* (2011), o conceito básico do esquema de controle *feedforward* é medir variáveis distúrbio e tomar ações corretivas até que tal distúrbio seja completamente rejeitado e o *offset* (diferença entre o *setpoint* e o valor real da variável controlada) seja igual ou muito próximo de 0 (zero). Um diagrama simplificado é mostrado na Figura 2.6.

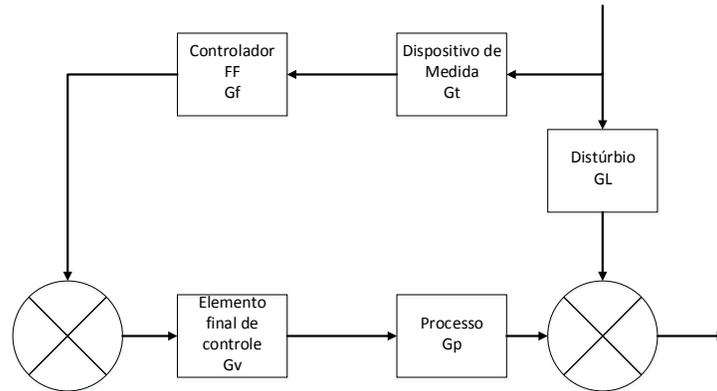


Figura 2.6 – Diagrama de blocos *feedforward*

De acordo com Seborg *et al.* (2011), o projeto do controlador antecipatório necessita do modelo matemático do sistema, que fornece o mapeamento de como a variável de saída responde a mudanças nas variáveis de entrada. Para evitar a ocorrência de erros transientes, a variável manipulada deve afetar a variável controlada mais rapidamente que a variável distúrbio.

Segundo Seborg *et al.* (2011), em aplicações práticas, o controle *feedforward* é normalmente usado em combinação com controle *feedback*, a fim de que o esquema *feedforward* diminua efeitos de distúrbios mensuráveis, enquanto o *feedback* compensa efeitos de imprecisão no modelo do processo, erro de medida e distúrbios não mensuráveis. A combinação das técnicas de controle *feedforward* e *feedback* pode ser feita de diversas formas, sendo a mais comum a soma dos sinais de saída dos controladores, enviada ao elemento final de controle, conforme ilustrado na Figura 2.7.

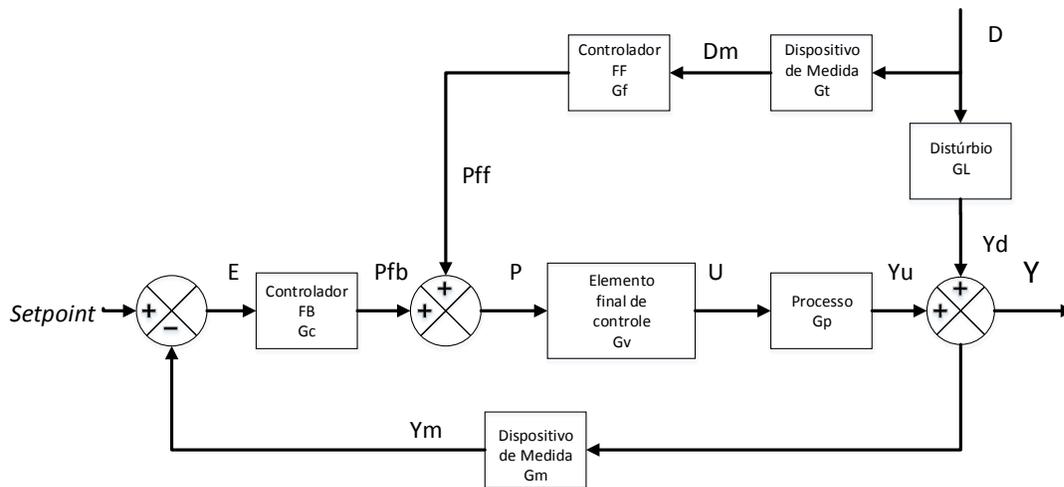


Figura 2.7 – Diagrama de blocos *feedback / feedforward*

2.4.1 – Identificação

Nesta dissertação, a identificação e projeto de controlador antecipatório basearam-se em modelo dinâmico linear. Uma outra alternativa seria empregar um modelo não linear, conforme descrito por Smith & Corripio (1997) *apud* Seborg *et al.* (2011).

De acordo com Seborg *et al.* (2011), as equações para o projeto do controlador antecipatório, conforme Figura 2.7 são:

$$G_f = \frac{G_L}{G_t G_v G_p} = \frac{\frac{k_L}{\tau_2 s + 1}}{k_t k_v \frac{k_p}{\tau_1 s + 1}} = \frac{k_L}{k_p k_t k_v} \frac{\tau_1 s + 1}{\tau_2 s + 1} = k_f \frac{\tau_1 s + 1}{\tau_2 s + 1} \quad (7)$$

Como k_t e k_v podem ser determinados pelas características estacionárias do transmissor e da válvula, a estimativa inicial é

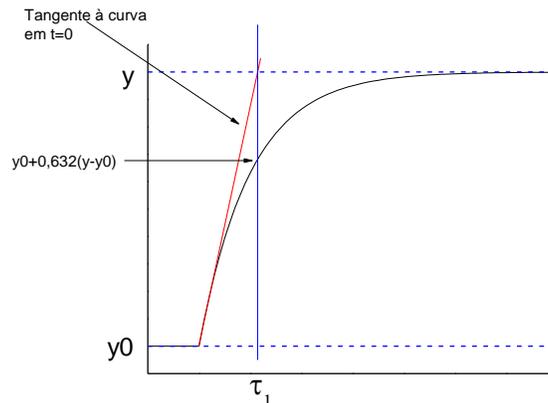
$$k_f = \frac{k_l}{k_t k_v k_p} \quad (8)$$

2.4.2 – Ajuste

De acordo com Seborg *et al.* (2011), assim como controladores *feedback*, o controlador *feedforward* requer ajuste após instalação em planta. Tal ajuste pode ser feito em 3 passos:

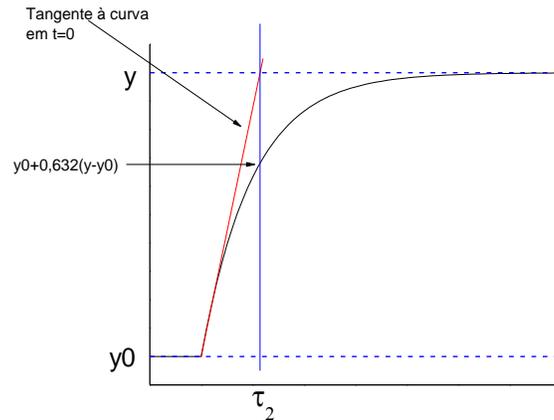
1º passo: Ajuste de k_f

Uma estimativa inicial satisfatória do valor de k_f pode ser obtida através do modelo em estado estacionário do processo. Caso as respostas ao degrau do distúrbio e da variável manipulada estejam disponíveis, determinam-se k_p e k_L , conforme ilustrado nas Figura 2.8 e Figura 2.9. O ajuste de k_f é realizado de forma a eliminar qualquer desvio permanente que apareça.



Degrau em u :
$$k_p = \frac{y - y_0}{\Delta u}$$

Figura 2.8 - Identificação: perturbação na manipulada



Degrau em d:
$$k_d = \frac{y - y_0}{\Delta d}$$

Figura 2.9 – Identificação: perturbação na carga

2º passo: Determinar valores iniciais para τ_1 e τ_2

τ_1 e τ_2 podem ser diretamente calculados caso um modelo dinâmico do processo esteja disponível. Alternativamente, podem ser tomadas estimativas iniciais a partir da resposta em malha aberta. Caso a resposta ao degrau possua o aspecto ilustrado nas Figura 2.8 e **Figura 2.9**, o modelo do processo pode ser descrito por um sistema de 1ª ordem. Caso não esteja disponível um modelo do processo e nem dados empíricos, podem ser utilizadas relações do tipo $\tau_1/\tau_2 = 2$ ou $\tau_1/\tau_2 = 0,5$, observando-se qual a melhor através de ajustes de campo.

3º passo: Ajuste fino de τ_1 e τ_2

A etapa final é, através de tentativa e erro, realizar o ajuste fino de τ_1 e τ_2 , através da aplicação de pequenos degraus na variável distúrbio. Segundo Shinskey (1996) *apud* Seborg *et al.* (2011), a resposta ao degrau desejada consiste de pequenos desvios na variável controlada com áreas iguais abaixo e acima do *setpoint*.

2.5 Técnica de reconfiguração de controle

De acordo com Dutra (2012), a reconfiguração de controle pode ser definida como a busca por parâmetro e configuração que permita lidar satisfatoriamente com eventos anormais (distúrbios) no processo. A reconfiguração, neste caso, refere-se a uma estrutura mutável e que adapta-se às necessidades do processo quando as mesmas não puderem ser atendidas por uma configuração anterior.

Steffen (2005) descreveu a reconfiguração de controle como uma estrutura necessária para o desenvolvimento de um esquema tolerante a falhas ou distúrbios. Ainda segundo o autor, tal esquema tem característica ativa, pois a reestruturação do controlador é uma resposta para a detecção da falha. Tal esquema pode ser dividido em duas etapas. Primeiramente, a falha (distúrbio) é detectada. Já a segunda etapa depende de quanto o distúrbio influencia o controle do sistema. Caso o distúrbio altere o tempo de resposta ou ganho de um elemento do processo (por exemplo, uma válvula), então, há necessidade de reconfigurar o esquema de controle.

Portanto, os processos, em geral, possuem sistemas de automação usualmente configurados para a ocorrência de um único estado de operação. Em eventuais mudanças de operação, tais sistemas podem tornar as ações de controle instáveis ou ainda sinalizar falsos alarmes, mesmo quando ocorre uma mudança desejada (SUNDARRAMAN e SRINAVASAN, 2003).

Benítez-Pérez *et al.* (2007) estudaram um esquema de reconfiguração a ser aplicado para manter condições seguras de operação, mesmo em casos de falhas, em um sistema de esteiras industriais. Os autores ressaltaram que a modelagem torna-se um aspecto essencial a fim de coletar as informações necessárias para um bom planejamento da reconfiguração.

Dutra (2012) apresentou o problema de reconfiguração da estrutura de controle a fim de atingir um desempenho ótimo para a malha fechada, na presença de perturbações nas variáveis do processo. O autor avaliou dois exemplos típicos da Engenharia Química: o controle de uma coluna de destilação e de um reator de polimerização. Através da simulação dinâmica foi possível determinar políticas operacionais adequadas e validar os esquemas de controle. Seus resultados justificaram a modificação em linha da configuração de controle, visto que é possível manter o ponto ótimo econômico do processo, atender às especificações de qualidade e recuperar operabilidade em face de uma diversidade de condições operacionais.

Levando-se em consideração o processo de perfuração, torna-se interessante antecipar ou prever a ocorrência de falhas através da implantação de controle por reconfiguração. Este sistema é caracterizado, segundo Konstantopoulos & Antsaklis (1999), pela habilidade de continuar operando a planta ou unidade mesmo em situações de falha do sistema, como problemas em atuadores ou sensores ou mudanças drásticas nas condições de operação. O esquema de controle por reconfiguração possui dois objetivos primários: primeiro garantir uma operação segura e, quando possível, o máximo de desempenho de controle mesmo em condições adversas.

Freitas (2013) desenvolveu uma metodologia de controle dinâmica por reconfiguração, visando rejeitar distúrbios indesejados (*kick*), na unidade experimental do LEF/ IT/ UFRRJ representando o processo de perfuração de poços. Foi implementado controle clássico *feedback* na ausência de influxos. Porém, ao ser detectado uma perturbação no sistema (*kick* de líquido), há reconfiguração da lei de controle, passando a atuar em modo *feedforward*, a fim de rejeitar a perturbação de carga, quando então, retorna ao modo *feedback*.

3. MATERIAL E MÉTODOS

A unidade experimental que retrata o processo de perfuração de poços de petróleo, construída com apoio da Petrobras SA, localiza-se no Laboratório de Escoamento de Fluidos (LEF) na Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. A unidade experimental possui sensores em linha de vazão, densidade, nível e pressão. Para o controle da pressão anular de fundo, podem ser empregadas, como variáveis manipuladas, a rotação da bomba, a abertura da válvula *choke* e das válvulas borboleta, conectadas aos tanques de lama, permitindo alterar a velocidade de perfuração (*rate of penetration*, ROP).

É possível retratar diversos fenômenos que ocorrem durante o processo de perfuração na unidade experimental. A estrutura da tubulação, que contém as seções de perfuração e anular, está representada através da configuração do tubo em U, separada através de uma válvula que impõe a restrição ao escoamento típica de uma broca de perfuração. É possível representar, através da alteração da concentração de sólidos no anular, utilizando-se as válvulas borboleta, fenômenos inerentes ao processo como o aumento do comprimento do poço e alterações de viscosidade / densidade, evidenciando a natureza transiente da pressão anular de fundo.

A unidade experimental também possui um tanque de pressão acoplado a um cilindro de gás, através do qual é possível estudar o fenômeno de *kick* e o problema de perda de circulação. Através do acoplamento coluna (anular) – reservatório é possível representar o fenômeno de perda de circulação pela admissão de líquido no reservatório, ou o fenômeno de *kick* pelo fluxo de líquido ou gás do reservatório para a coluna (anular).

A coluna de perfuração é representada por tubulação em “U” com 5,73 m, com trecho de escoamento descendente representando a coluna de perfuração onde o fluido escoava verticalmente até o fundo do poço. Há um trecho vertical com válvula gaveta representando a restrição da broca. O trecho de escoamento ascendente representa a região anular com diâmetro hidráulico igual ao diâmetro da coluna. Na extremidade superior da região anular encontra-se a linha do *choke*, onde foi instalada uma válvula de controle pneumática que a representa. O fluido utilizado em todos os experimentos foi água. A Figura 3.1 ilustra a maneira que foi montada a unidade de forma a representar o processo real de perfuração de poços e suas peculiaridades.

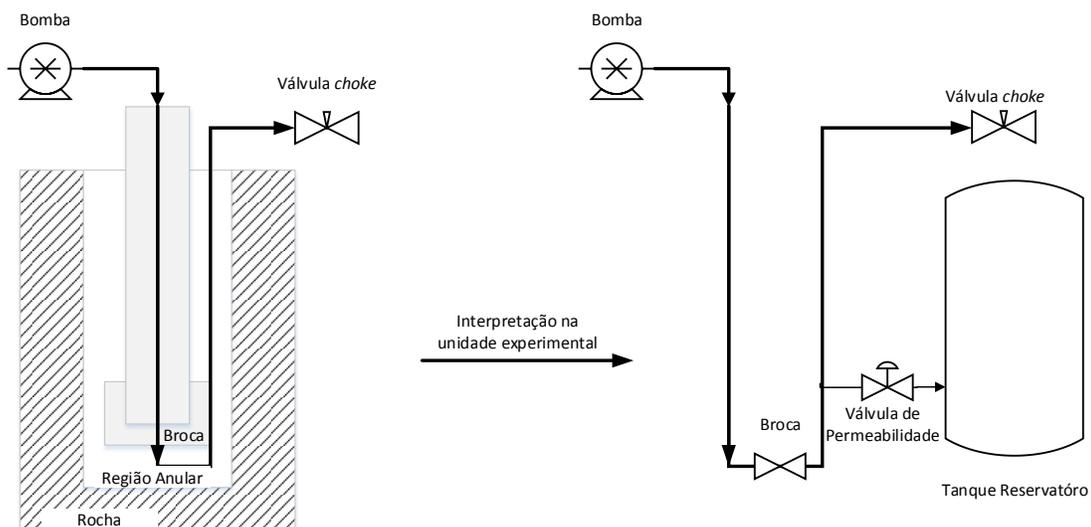


Figura 3.1 – Esquema para comparação da perfuração de poços e a unidade experimental.

Na Figura 3.2 é ilustrado o esquema tridimensional para a unidade de perfuração e, cuja foto pode ser vista na Figura 3.3. Na Figura 3.4 está um fluxograma esquemático da unidade de perfuração, que apresenta o aparato experimental montado no Laboratório de Escoamento de Fluidos do Departamento de Engenharia Química do Instituto de Tecnologia da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (LEF/ DEQ/ IT/ UFRRJ).

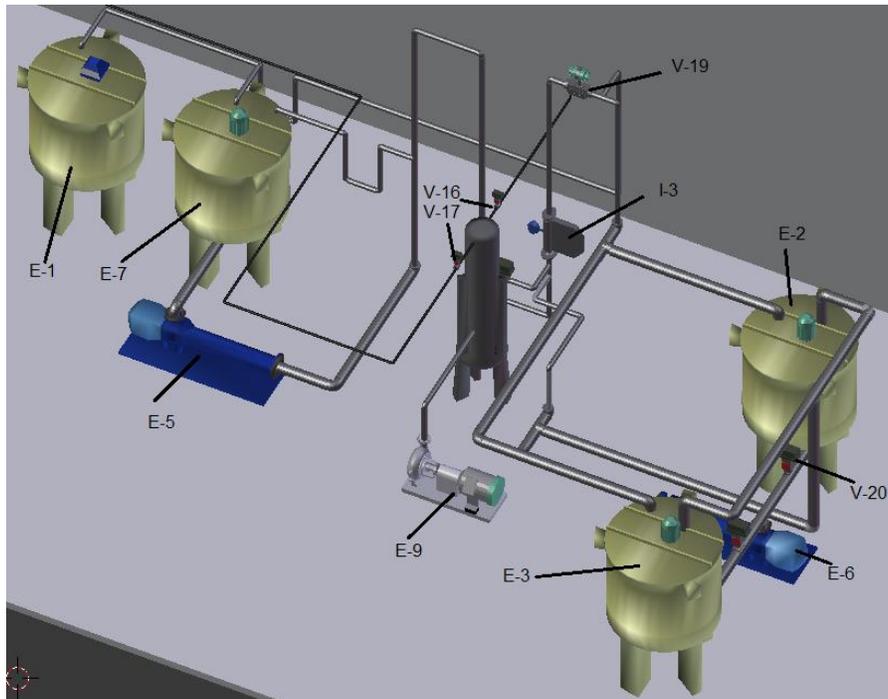


Figura 3.2 - Esquema em 3D da unidade de controle da pressão anular de fundo.



Figura 3.3 - Foto da unidade experimental.

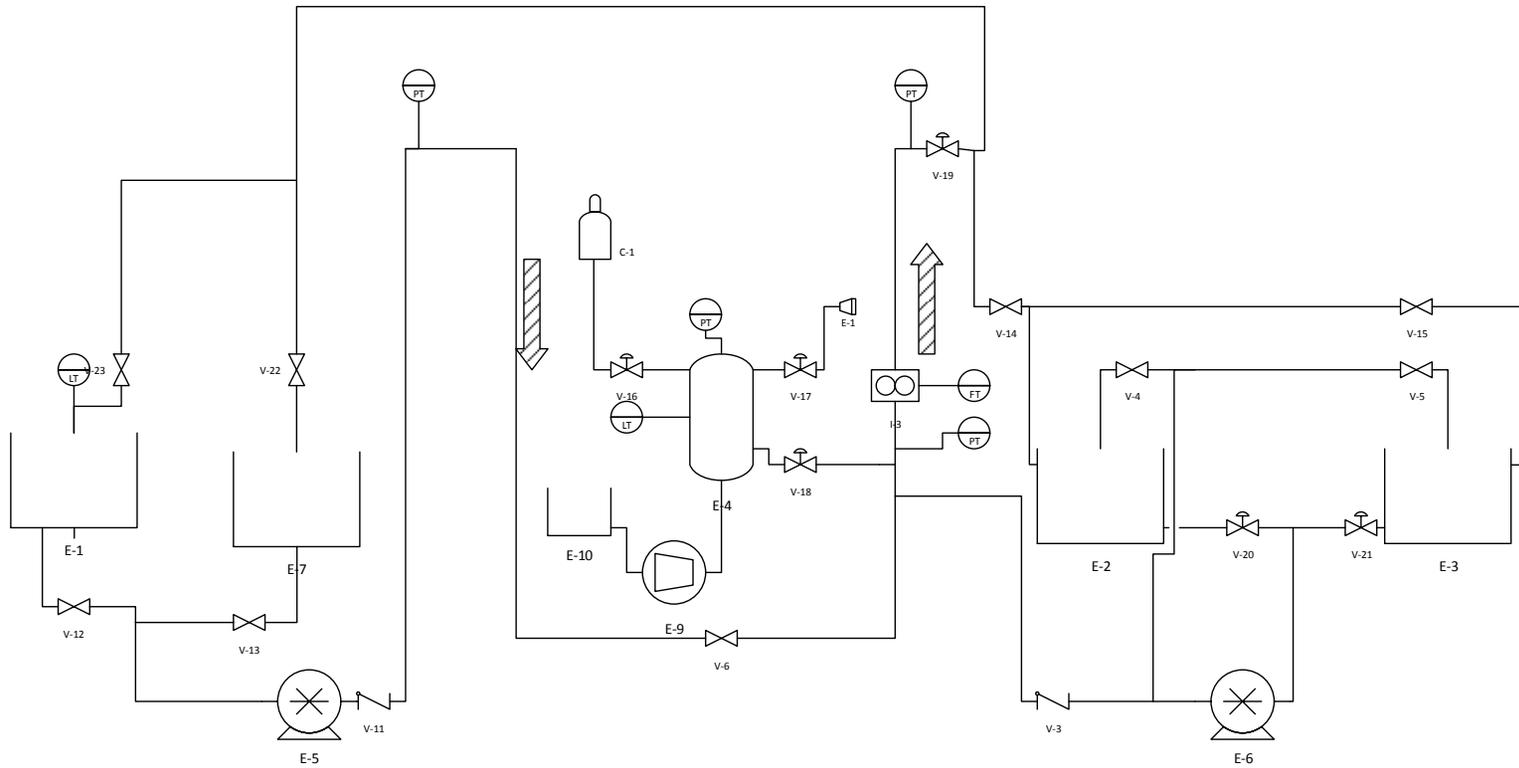


Figura 3.4 – Fluxograma da unidade experimental de controle de pressão.

Legenda dos equipamentos:

C-1: Cilindro de gás

E-1: Tanque de nível

E-2, E-3: Tanques de lama

E-4: Tanque reservatório

E-5: Bomba principal

E-6: Bomba secundária (Bomba de lama)

E-7: Tanque principal (Tanque de água)

E-9: Bomba de reposição de água do tanque reservatório

E-10: Tanque para reposição de água do tanque reservatório

I-3: Medidor de vazão e densidade

V-3, V-11: Válvulas de retenção

V-4, V-5, V-12, V-13, V-14, V-15: Válvulas esfera

V-6: Válvula gaveta (Broca)

V-16, V-17: Válvulas de entrada/ saída de ar

V-18: Válvula de permeabilidade

V-19: Válvula *choke*

V-20, V-21: Válvulas borboleta

PT: Sensor/ Transmissor de Pressão

LT: Sensor/ Transmissor de nível

Acoplado à região anular da unidade há um tanque pressurizado (Figura 3.5), que representa a pressão da rocha reservatório (pressão de poros).



Figura 3.5 - Tanque de pressão.

O tanque de pressão (reservatório) tem válvulas de entrada e saída de ar comprimido (Figura 3.5) que regulam a pressão interna do tanque. Há um cilindro de ar comprimido, conectado a um regulador pistão alta/alta (Figura 3.7), que promove a injeção de ar comprimido no tanque, através da válvula de entrada, para pressurização do mesmo. Para reduzir a pressão do tanque reservatório, a válvula de saída libera ar comprimido para a atmosfera. Desse modo, manipulando-se as válvulas de entrada/saída de ar comprimido, a pressão do tanque reservatório (monitorada em linha através de um transdutor de pressão) é controlada em tempo real.



Figura 3.6 - Válvulas de entrada e saída de ar comprimido.



Figura 3.7 - Cilindro de ar comprimido e pistão alta/alta.

Através da válvula de permeabilidade (Figura 3.8), que possui uma esfera caracterizada, com índices de abertura variáveis, é realizada a conexão do tanque de pressão (reservatório) ao anular da unidade de perfuração, representando as diferentes permeabilidades rochosas.



Figura 3.8 - Válvula de permeabilidade com esfera caracterizada.

O tanque reservatório também dispõe de sensor de nível (Figura 3.9) que é responsável pela reposição de água, através da bomba de reposição (Figura 3.10), que recebe sinal de liga/desliga, quando estiver ocorrendo *kick* (migração de fluido do tanque reservatório para o anular da coluna de perfuração). Este sensor também atua quando da ocorrência de perda de circulação, sinalizando nível alto, quando promove-se o fechamento da válvula de permeabilidade para evitar transbordamento do tanque reservatório.



Figura 3.9 - Sensor de nível para tanque de pressão.



Figura 3.10 - Bomba de reposição de água para tanque de pressão.

A unidade de perfuração possui duas bombas helicoidais de deslocamento positivo, modelo Weatherford de 6 HP e pressão de recalque de 12 kgf/cm². A velocidade de rotação dos motores é manipulada através de inversores de frequência, marca WEG modelo CFW08. A primeira bomba (Figura 3.11), denominada bomba principal, é responsável por alimentar a coluna de perfuração. A segunda bomba (Figura 3.13), denominada bomba de lama, possibilita a alimentação de cascalhos (lama pesada/ leve) na região anular. Foram instalados manômetros a montante das bombas para leitura da pressão de descarga das mesmas.



Figura 3.11 - Bomba helicoidal de deslocamento positivo (Bomba principal).



Figura 3.12 - Bomba helicoidal de deslocamento positivo (Bomba lama).

A fim de viabilizar testes de controle e manipulação de densidade de fluido, são utilizadas duas válvulas de controle tipo borboleta da Bray (Figura 3.13) para conectar os tanques de lama leve e pesada à bomba de lama, possibilitando a implementação da alteração da ROP (taxa de penetração).



Figura 3.13 - Válvulas borboleta.

Um medidor de vazão mássica da Metroval (Figura 3.14) foi instalado na região anular. Este sensor permite detectar, por diferença de vazão, o fenômeno de *kick* e de perda de circulação. Portanto, caso o medidor de vazão do anular apresente uma vazão maior que a vazão nominal de operação, em algum determinado instante de tempo, há indicação de ocorrência de *kick*. Caso seja detectada vazão no anular inferior à vazão nominal de operação, identifica-se a ocorrência de perda de circulação.



Figura 3.14 - Medidor de vazão e densidade na região anular.

A leitura de pressão da unidade é realizada através de transmissor de pressão manométrica da SMAR modelo LD301-M, ilustrado na Figura 3.15. São coletados valores de pressão para a bengala (localizada no topo do coluna de perfuração), fundo do poço (logo após o acoplamento coluna/ tanque reservatório) e na linha da *choke*. Ressalta-se que a variável controlada é a pressão anular de fundo do poço.

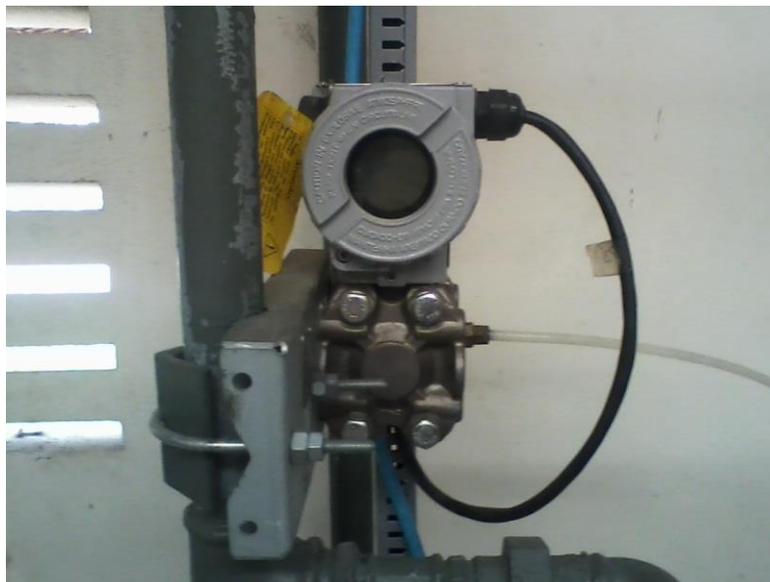


Figura 3.15 - Transdutor de pressão.

A Figura 3.16 ilustra a válvula de controle proporcional ASCO, modelo 290PD-25MM, equipada com um posicionador de alimentação pneumática, que representa a válvula *choke*. Ressalta-se que a válvula *choke* pode ser utilizada como variável manipulada no controle da pressão anular de fundo.



Figura 3.16 - Válvula *choke*.

Por fim, foi instalado em um dos tanques de alimentação da unidade um sensor de nível ultra-sônico da Siemens modelo PROBE LU (Figura 3.17), que pode ser utilizado, através do monitoramento do nível do tanque, para detecção de *kick* ou ainda da perda de circulação.



Figura 3.17 - Sensor de nível Siemens.

Devido ao fato de apresentar uma ação rápida na variável de saída, a variável manipulada para o controle da pressão anular de fundo foi a válvula *choke*. Foram implementados controle clássico e controle com reconfiguração.

Para o monitoramento e controle das variáveis de interesse na unidade experimental, foi desenvolvido um programa em linguagem C++ cuja interface gráfica está ilustrada na Figura 3.18. Tal programa permite estudar o acoplamento coluna/ tanque reservatório, ou ainda cada sistema isoladamente, monitorando vazão, pressão e abertura das válvulas a todo instante. É possível realizar o controle da pressão anular de fundo, introduzindo parâmetros e selecionando variáveis manipuladas (abertura da válvula *choke*, vazão da bomba ou abertura das válvulas borboleta), e também controlar a pressão do tanque reservatório (pressão de poros).

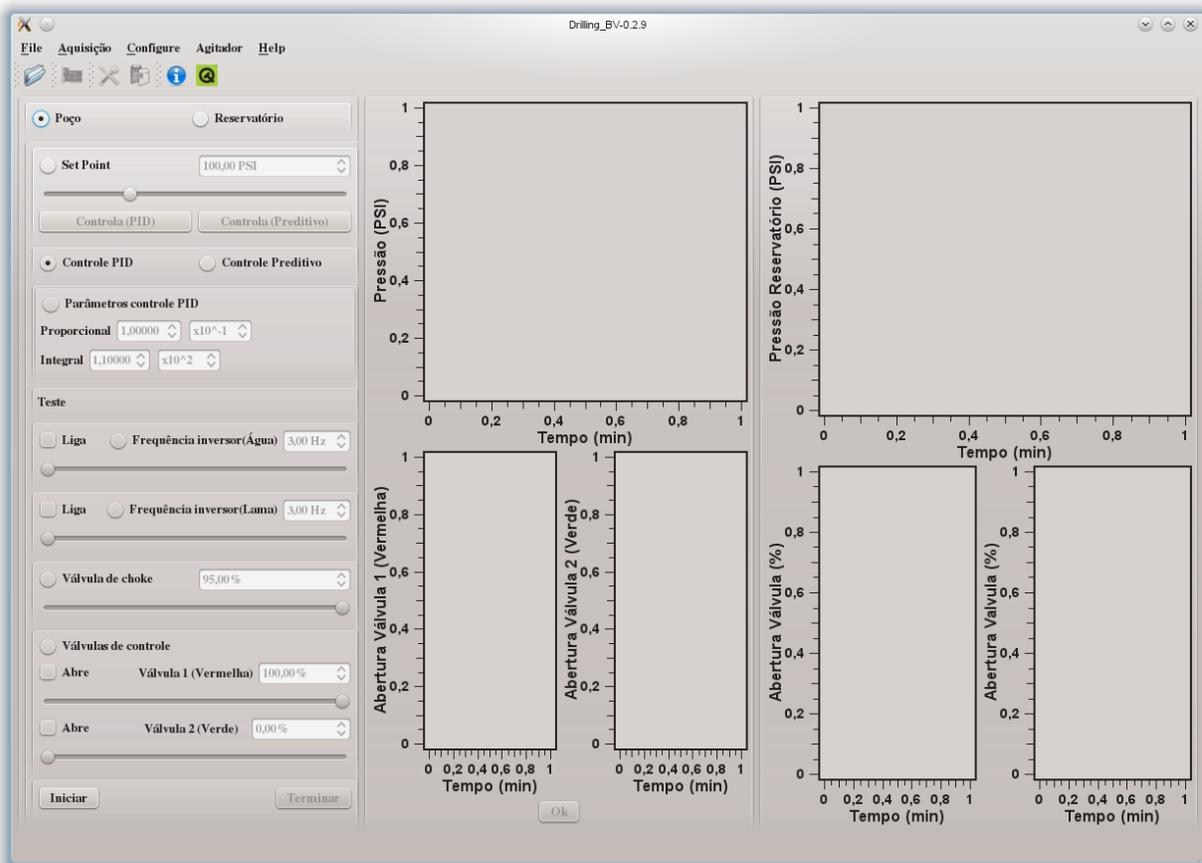


Figura 3.18 - Interface do programa.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos através do teste de linearidade e identificação do sistema, com o objetivo de implementar controle clássico PI e, principalmente, controle com reconfiguração da lei de controle *feedback – feedforward*, na unidade experimental. As estratégias de controle foram desenvolvidas a fim de viabilizar a implementação de testes regulador e servo na coluna (pressão anular de fundo) e no tanque reservatório (pressão de poros). Através do acoplamento coluna (anular) – tanque reservatório, empregando-se válvula de permeabilidade, foram realizados estudos experimentais de perda de circulação.

A estratégia de modelagem empírica consiste em primeiramente realizar o teste de linearidade, através do qual observa-se a necessidade de cálculo dos parâmetros do processo para cada nível operacional. Através do teste de identificação, são calculados os parâmetros do processo, obtendo em sequência os parâmetros do controlador. Posteriormente os parâmetros são validados por teste servo (controle *feedback*) ou teste regulador (controle *feedforward*).

4.1 Teste de Linearidade, Identificação e Controle da pressão do tanque reservatório (gás)

Foram realizados experimentos no tanque reservatório completamente preenchido por ar (79% N₂ e 21% O₂), representando um reservatório portador de gás. Através do teste de linearidade pode-se observar se o comportamento do sistema é linear ou não, sendo no segundo caso, necessário o cálculo dos parâmetros do controlador clássico para toda a faixa operacional (índices de abertura das válvulas de entrada/ saída de ar), ou empregar alguma técnica de controle não linear.

O teste de identificação permite realizar a modelagem empírica do processo, utilizando-se o método de Sundaesan- Krishnaswamy (1977). Aproximando-se o processo como sendo descrito por uma função de transferência de 1ª ordem com tempo morto, torna-se possível realizar o cálculo dos parâmetros do controlador por diversos métodos, dentre os quais destacam-se o método de Ziegler- Nichols (1942) e de Cohen-Coon (1953).

O objetivo final é implementar controle de pressão no tanque reservatório, através da manipulação das válvulas de entrada/ saída de ar. Vale ressaltar que a pressão do tanque reservatório representa a pressão de poros.

4.1.1 Linearidade do tanque reservatório (gás)

O teste de linearidade consiste em se aplicar um degrau positivo/ negativo em determinada variável de entrada, a fim de observar se o comportamento do sistema obedece ou não ao princípio de superposição. Portanto, conforme ilustrado na Figura 4.1, implementaram-se testes degrau positivo/negativo, no índice de abertura das válvulas de entrada e saída de ar comprimido do tanque reservatório, com o objetivo de verificar se o mesmo apresenta não linearidade.

Observou-se que a magnitude e a forma da resposta ao degrau positivo/negativo diferiram entre si, revelando a não linearidade do processo. Sendo assim, o sistema estudado não obedece ao princípio da superposição, sendo necessário realizar a sintonia do controlador para cada nível operacional ou usar uma estratégia de controle não linear.

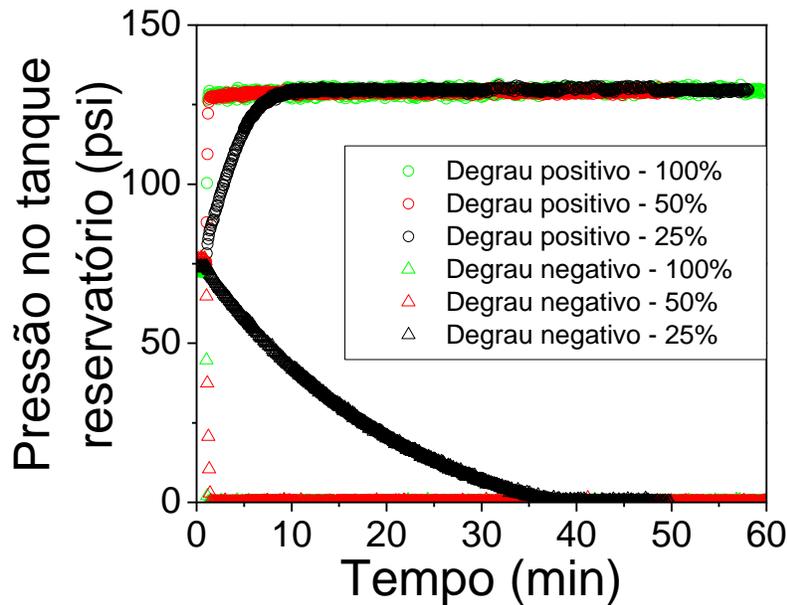


Figura 4.1 – Teste de resposta ao degrau.

4.2.2 Identificação do tanque reservatório (gás)

A Figura 4.2 ilustra a interface do programa desenvolvido em linguagem C++, a fim de realizar a identificação do tanque reservatório, para diferentes níveis operacionais, isto é, diferentes valores de pressão de poros. Tal interface permite atribuir diferentes valores de pressão de poros e índices de abertura das válvulas de entrada ou saída de ar comprimido, possibilitando uma ampla análise do comportamento do sistema tanque/ válvulas.

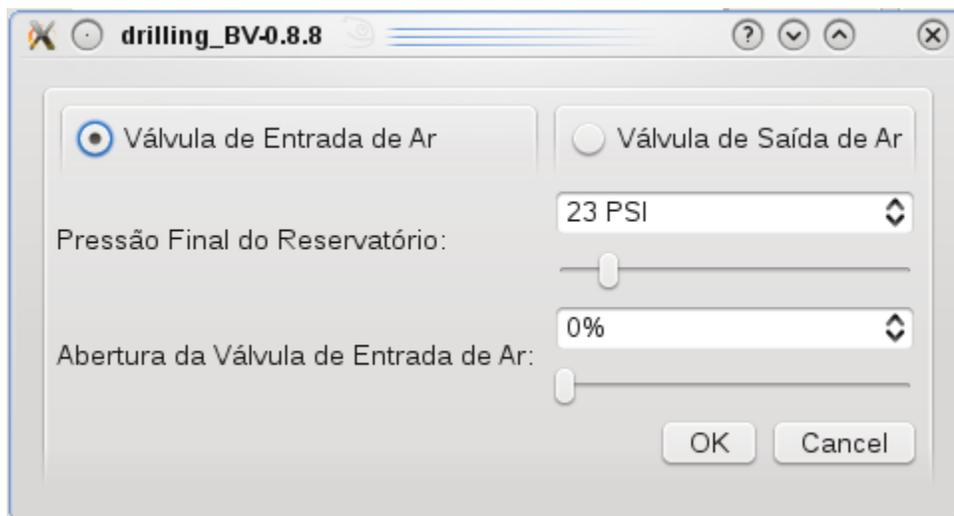


Figura 4.2 - Interface gráfica do programa de identificação do tanque reservatório.

Os testes de identificação do tanque reservatório foram realizados tendo como variáveis de entrada os índices de abertura das válvulas de entrada de ar (para o caso da pressurização do tanque) e da válvula de saída de ar (para a despressurização do tanque). A metodologia

estabelecida para a identificação consistiu em implementar uma abertura definida na válvula a ser manipulada e uma pressão final de interesse, o que implica que, no instante em que a pressão desejada é alcançada, a variável de entrada é desativada, isto é, as válvulas de entrada ou saída de ar são fechadas para manutenção da pressão de interesse.

4.2.2.1 Válvula de entrada de ar

Para a determinação do ganho estacionário (K), da constante de tempo (τ) e do tempo morto (t_d), foi desenvolvida uma metodologia de identificação visando estudar 4 níveis operacionais para a pressurização do tanque reservatório (pressão de poros), 0-100 psi, 0-80 psi, 0-60 psi e 0-40 psi. Foram selecionados tais níveis devido ao fato de a máxima pressão anular de fundo da unidade experimental ser de 120 psi, embora o tanque reservatório possa operar até uma pressão máxima de 300 psi. O objetivo é avaliar o comportamento da variável de saída (pressão de poros) em toda a faixa operacional de trabalho da pressão anular de fundo da unidade experimental.

Na Continuação da **Figura 4.4** é ilustrado o comportamento do tanque reservatório quando da implementação de diferentes perturbações no índice de abertura da válvula de entrada de ar (0-23 %; 0-30 %; 0-40 %, 0-50 %, 0-60 %, 0-70 %, 0-80 %) para solicitação de pressão final no tanque reservatório de 100 psi. Observa-se o aumento do tempo morto quanto menor o índice de abertura da válvula de entrada de ar. Além disso, à medida que o índice de abertura da válvula de entrada de ar aumenta, o tanque reservatório responde mais rapidamente. Verifica-se que, a partir do índice de abertura de 40% até 80%, as velocidades de resposta do tanque reservatório são muito similares. A identificação do sistema através do Método de Sundaresan-Krishnaswamy (1977) aproximou a resposta do sistema como sendo de 1ª ordem com tempo morto.

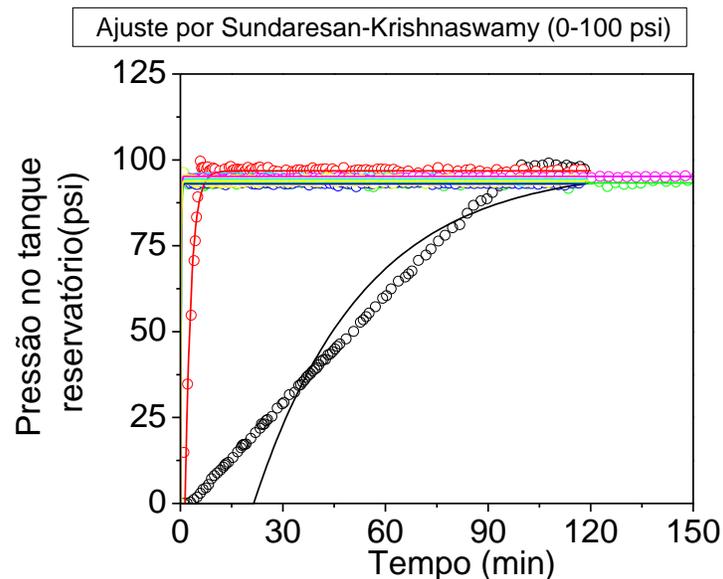
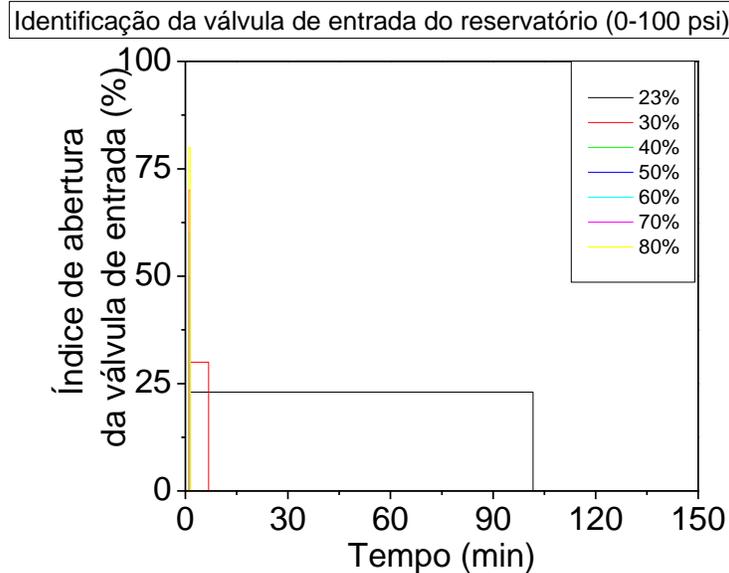


Figura 4.3 – Teste degrau 0-100 psi e Ajuste SK com aberturas da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).



Continuação da Figura 4.4 – Teste degrau 0-100 psi e Ajuste SK com aberturas da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).

De forma análoga ao experimento anterior, no Capítulo 7 - Anexo A constam os testes de identificação para perturbações no índice de abertura da válvula de entrada de ar de 0-23 %; 0-30 %; 0-40 %, 0-50 %, 0-60 %, 0-70 %, 0-80 % (Figura 7.1 - Figura 7.3), quando da solicitação de uma pressão final de 80 psi, 60 psi e 40 psi.

A diferença de comportamento para diferentes índices de abertura da válvula de entrada de ar torna-se mais evidente na análise das curvas normalizadas (Continuação da **Figura 4.6**), isto é, da variável de saída (pressão) dividida pelo ganho estacionário, K , e pela magnitude da perturbação, M . Observa-se um aumento na velocidade de resposta do sistema quanto maior o índice de abertura da válvula de entrada de ar, o que produz constantes de tempo (τ) similares, para índice de abertura maiores que 40% (de 40% a 80%), como pode ser observado na Tabela 7.1 do Anexo A.

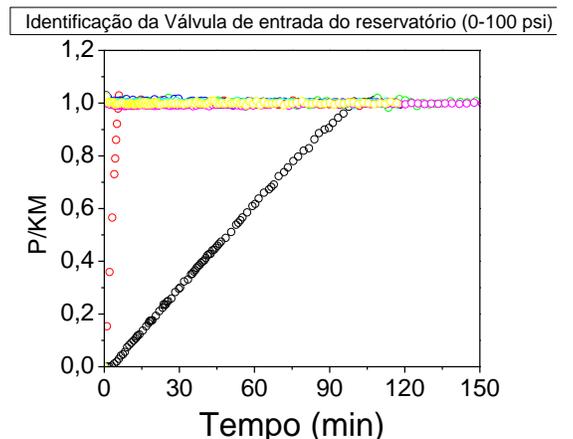
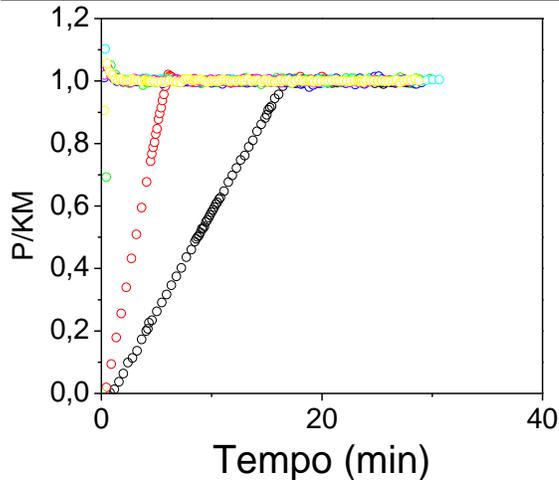
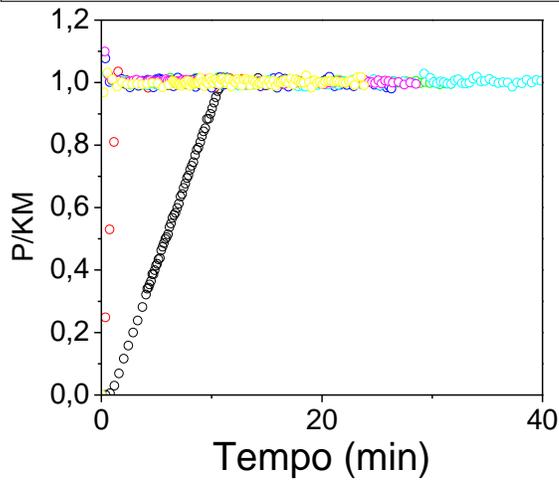


Figura 4.5 – Identificação (curvas normalizadas) –índices de abertura da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).

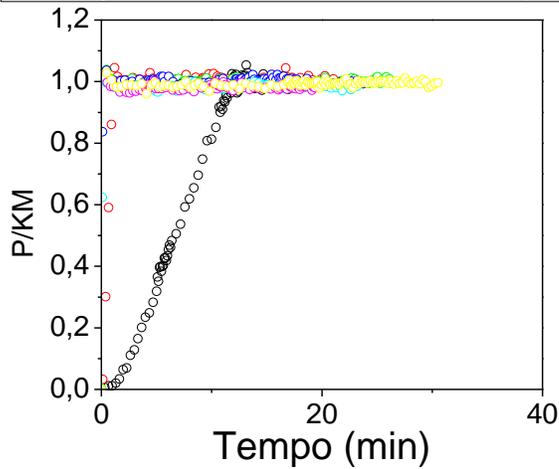
Identificação da Válvula de entrada do reservatório (0-80 psi)



Identificação da Válvula de entrada do reservatório (0-60 psi)



Identificação da Válvula de entrada do reservatório (0-40 psi)



Continuação da Figura 4.6 – Identificação (curvas normalizadas) –índices de abertura da válvula de entrada de ar de 23% (o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).

4.2.2.2 Válvula de saída de ar

De forma análoga aos testes de identificação para a válvula de entrada de ar, foram estudados 4 níveis operacionais para a depressurização do tanque reservatório: 100-0 psi, 100-40 psi, 100-60 psi e 100-80 psi. Nestes testes foram implementados os mesmos índices de abertura utilizados para válvula de entrada de ar (0-23 %; 0-30 %; 0-40 %, 0-50 %,0-60 %,0-70 %, 0-80 %). Na Figura 4.7 está ilustrado o teste de identificação de 100 - 0 psi e os ajustes pelo Método de Sundaresan – Krishnaswamy (1977).

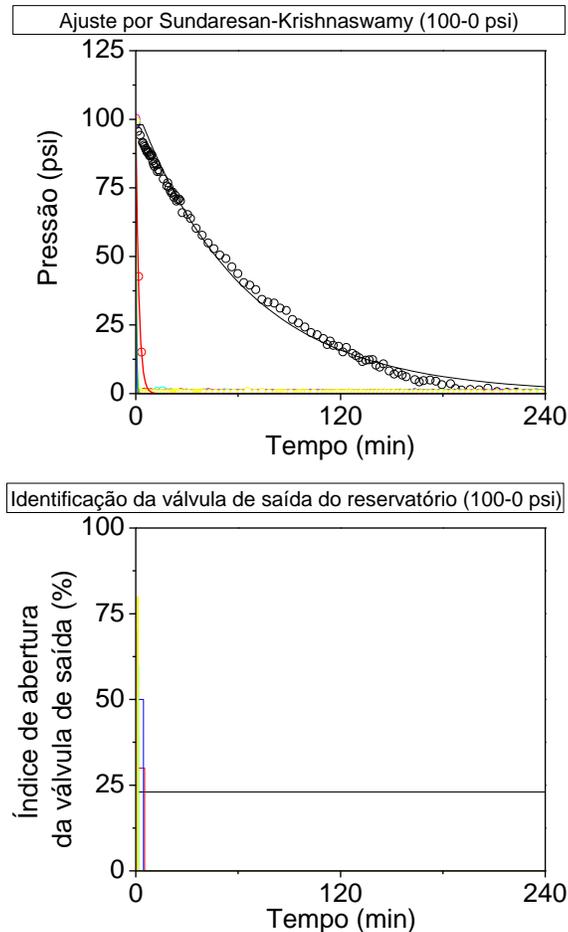


Figura 4.7 - Teste degrau 100-0 psi com aberturas da válvula de entrada de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).

Os testes realizados para os demais degraus de depressurização (100-40, 100-60, 100-80) podem ser vistos no Capítulo 7 - Anexo B, Figura 7.4 - Figura 7.6. Constatou-se que, quanto maior o índice de abertura da válvula de saída de ar, mais rápida foi a depressurização do tanque reservatório, fato ratificado pelo tempo que a válvula de saída de ar permaneceu aberta para os diferentes índices de abertura. Exceto para o teste de 100-0 psi, há um aumento do desvio permanente entre a pressão final solicitada e a pressão final do reservatório, com o aumento do índice a abertura da válvula. Isso se deve ao tempo morto existente entre o sinal gerado e o fechamento completo da válvula.

As curvas normalizadas ilustradas na Continuação da **Figura 4.9**, revelam que a velocidade de resposta do sistema é maior, quanto maior o índice de abertura da referida válvula.

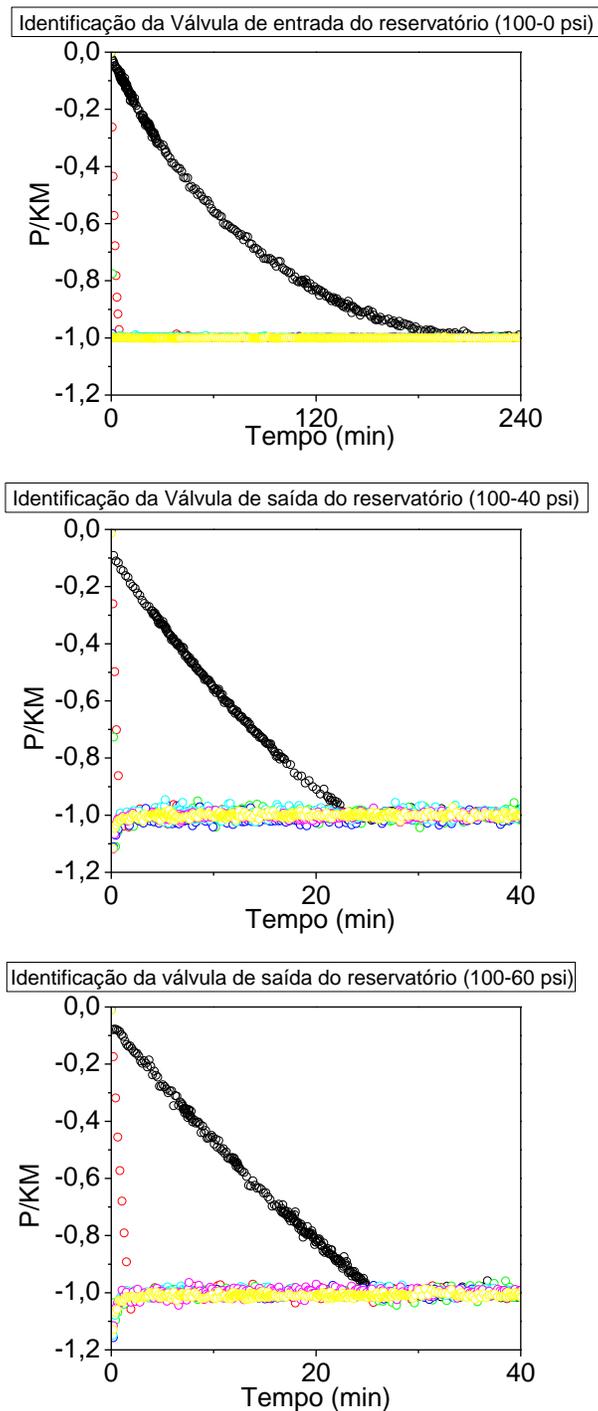
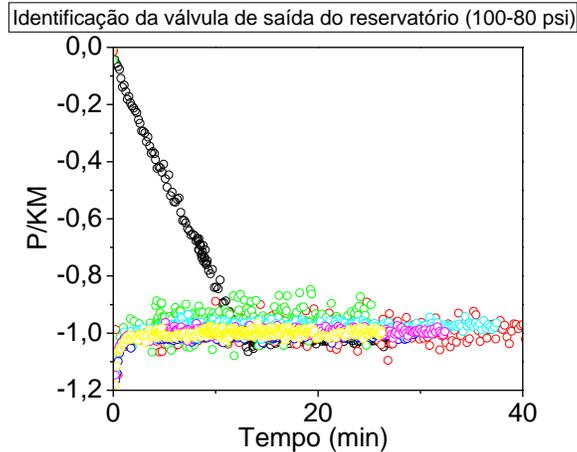


Figura 4.8 – Identificação (curvas normalizadas) –índices de abertura da válvula de saída de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).



Continuação da Figura 4.9 – Identificação (curvas normalizadas) – índices de abertura da válvula de saída de ar de 23% (o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).

4.2.3 Teste servo

Através do teste servo é possível verificar o desempenho do controlador aplicando-se perturbações no *set point* de pressão do tanque reservatório. O novo valor de *set point* será atingido através da manipulação do índice de abertura das válvulas de entrada/saída de ar comprimido. Implementaram-se mudanças de *set point* tipo degrau. Foi utilizado o mesmo parâmetro para toda a faixa operacional.

Os testes servo visaram operar o tanque reservatório sob ampla faixa de operação, conforme ilustram as Continuação da **Figura 4.11** e Figura 4.12, manipulando-se os índices de abertura das válvulas de entrada/saída de ar comprimido. A literatura reporta que, à medida que a profundidade aumenta, a pressão de poros também aumenta (Figura 2.2). Desse modo, empregando-se controle *feedback* PI foi possível controlar de forma eficiente a pressão do tanque reservatório (pressão de poros).

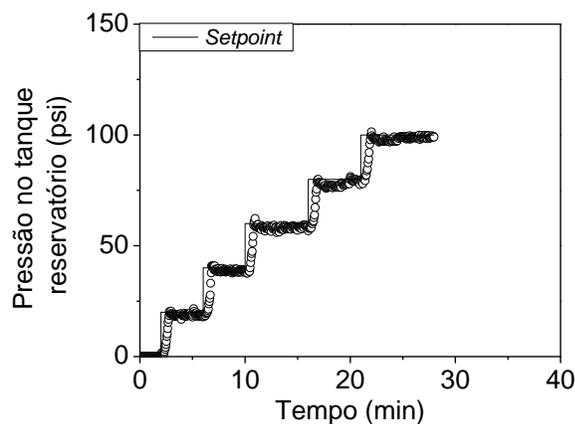
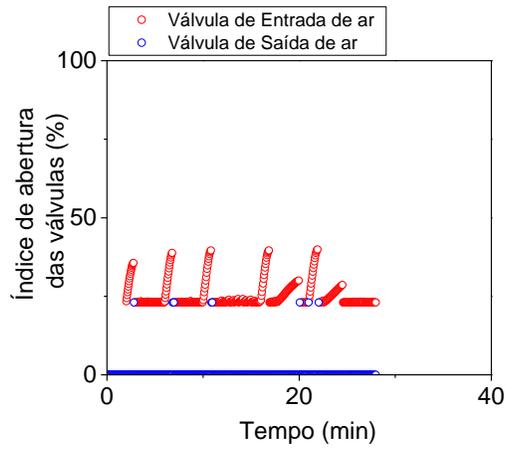


Figura 4.10 – Teste servo: aumento de pressão



Continuação da Figura 4.11 – Teste servo: aumento de pressão

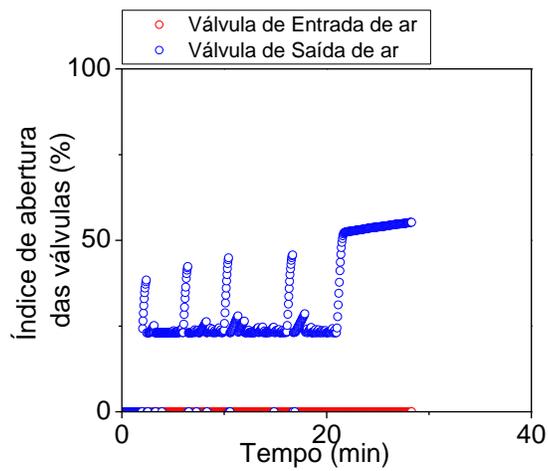
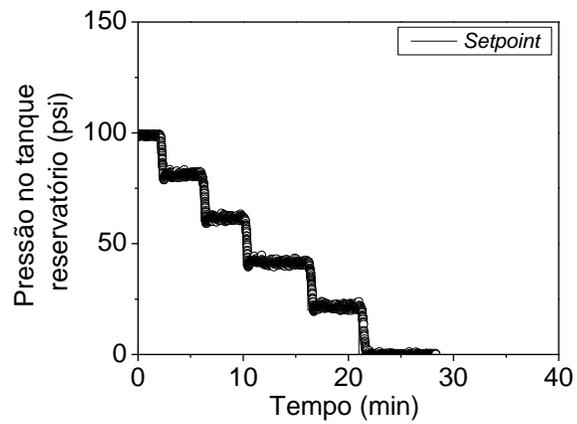


Figura 4.12 – Teste servo: diminuição da pressão.

4.3 Estudo do acoplamento coluna (anular) -tanque reservatório.

Considerando uma situação real de perfuração de poços, a coluna pode sofrer diversos distúrbios de pressão, sejam advindos da vazão fornecida pela bomba (manipulação do inversor da bomba), seja do aumento ou diminuição da perda de carga (aumento da profundidade do poço ou fechamento e abertura de válvulas, mudanças de densidade, viscosidade, *etc.*). No entanto, a rocha reservatório não sofre nenhum distúrbio, ou seja, sua pressão é fixada no valor de pressão de poros para uma determinada profundidade. Portanto, durante os experimentos, o controlador do tanque reservatório permaneceu em modo automático. Caso, durante o processo de perfuração, seja encontrada uma fratura, caverna ou ainda uma fratura induzida pelo diferencial de pressão, pode ocorrer o fenômeno da perda de circulação. Tal fratura é representada pelo índice de abertura de uma válvula que realiza o acoplamento da coluna (anular) com o tanque reservatório, denominada válvula de permeabilidade, a qual, através de diferentes índices de abertura (diferentes permeabilidades), pode levar a perdas maiores ou menores de fluido da coluna (anular) para o tanque reservatório, quando a pressão anular de fundo é superior à pressão de poros do reservatório.

O estudo do acoplamento do tanque reservatório com a coluna (anular) foi realizado para duas situações. Primeiramente, foi estudado o acoplamento da coluna (anular) com tanque reservatório portador de gás. Posteriormente, foi realizado o acoplamento da coluna com tanque reservatório contendo líquido e gás. Em ambos os casos, foi realizada a identificação do distúrbio na forma de perda de circulação para o ajuste do controlador *feedforward*, empregando a vazão no anular como variável monitorada. Posteriormente, foram realizados testes de controle de pressão com reconfiguração da lei de controle (*feedback – feedforward – feedback*). Para o segundo caso (tanque contendo líquido e gás), foi também realizado o controle sob ocorrência de perda de circulação não significativa (baixos índices de abertura da válvula de permeabilidade), caso em que não foi necessário implementar a reconfiguração da lei de controle, mantendo a operação em modo *feedback* durante todo o teste.

4.3.1 Acoplamento com reservatório portador de gás

Os testes de acoplamento coluna (anular) com tanque reservatório portador de gás foram realizados com índice de abertura da válvula *choke* de 95%, e frequência de 40 Hz para os inversores das bombas de água e lama.

4.3.1.1 Identificação da perturbação de carga denominada perda de circulação para reservatório de gás

Para o controle da pressão, sob ocorrência de perturbação de carga denominada perda de circulação, mostra-se necessário o desenvolvimento de uma metodologia que se antecipe ao distúrbio, de modo que seja possível rejeitá-lo ou torná-lo pouco intenso, para que o controlador *feedback* possa voltar a atuar em novo *setpoint* de pressão que reduza a perda de circulação. Tal metodologia foi implementada com o uso de controle antecipatório *feedforward*, implementando-se reconfiguração da lei de controle.

Vale ressaltar que na perfuração convencional, mantêm-se a pressão anular de fundo acima da pressão de poros, variável estimada a partir de dados de porosidade, densidade, resistividade, *etc.* Portanto, há uma incerteza sobre o valor desta variável. Desse modo, o

fenômeno de perda de circulação pode ocorrer em virtude de uma estimativa equivocada da pressão de poros. Portanto, quando há perda de circulação a pressão anular de fundo está acima da pressão de poros. Caso a pressão anular de fundo se iguale à pressão de poros, o fenômeno da perda de circulação termina. Neste instante encontra-se a verdadeira pressão de poros do reservatório não havendo mais decréscimo de vazão na região anular da coluna de perfuração. Empregando-se este dado de pressão de poros, acrescido de uma margem de segurança, pode-se recalcular o *set point* ideal de operação para a pressão anular de fundo de modo a reduzir a perda de circulação.

Conforme já mencionado anteriormente, o controle *feedforward* requer o prévio conhecimento da resposta do processo à perturbação na variável distúrbio (perda de circulação) e na variável manipulada (índice de abertura da válvula *choke*). Pode-se descrever este fenômeno através de um modelo matemático obtido pela resposta do processo, em malha aberta, ao degrau na variável distúrbio e na variável manipulada. A partir de tais respostas, é possível realizar o ajuste do controlador *feedforward* para diferentes condições operacionais. No presente estudo, os dados de resposta à perturbação degrau na variável manipulada (índice de abertura da válvula *choke*) foram obtidos do trabalho de Freitas (2013).

Portanto, foram realizados testes de identificação da perturbação de carga, denominada perda de circulação, monitorando-se o distúrbio, vazão no anular, através do medidor de vazão em linha.

Os experimentos de identificação da perturbação de carga denominada perda de circulação foram realizados visando contemplar ampla varredura de faixa operacional, conforme ilustra a Tabela 4.1, permitindo realizar uma análise da não linearidade e, principalmente, realizar o cálculo dos parâmetros para o controlador para as diferentes condições operacionais. Em paralelo, foi realizada uma análise da vazão média de fluido que invadiu o tanque reservatório, para fins de comparação com a vazão de fluido invasor nos testes de controle de perda de circulação.

Tabela 4.1 - Testes em malha aberta para identificação do distúrbio denominado perda de circulação em reservatório de gás.

Diferença de pressão entre coluna e tanque reservatório	Índice de abertura da válvula de permeabilidade
10 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %
20 psi	50 %
	55 %
	60 %

	65 %
	70 %
	75 %
30 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %
40 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %
50 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %

A Continuação da **Figura 4.15** ilustra a implementação dos testes de identificação do distúrbio (perda de circulação) em que foi estabelecida uma diferença de pressão de 20 psi entre coluna (anular) e tanque reservatório empregando aberturas de 50, 55, 60, 65, 70 e 75% para a válvula de permeabilidade. Observa-se ainda o efeito da perturbação de carga (perda de circulação) na vazão, mensurada pelo medidor de vazão, após o ponto de acoplamento coluna (anular) – reservatório. O controlador do tanque reservatório permaneceu em modo automático e a coluna foi mantida em malha aberta a 70 psi. O *set point* de pressão para o tanque reservatório foi fixado em 50 psi, através da manipulação do índice de abertura das válvulas de entrada/saída de ar comprimido. Após o 1º minuto de teste, a válvula de permeabilidade foi aberta, sendo avaliados níveis distintos de abertura, totalizando cinco níveis (50, 55, 60, 65, 70 e 75%). Os demais testes de identificação realizados constam das Figura 7.7 a Figura 7.10 no Anexo C. Vale

ressaltar que o fenômeno de perda de circulação produz decréscimo da pressão anular de fundo. Através destes testes foi possível determinar os parâmetros para o controlador *feedforward*, conforme apresentado na Tabela 7.3 do Anexo C.

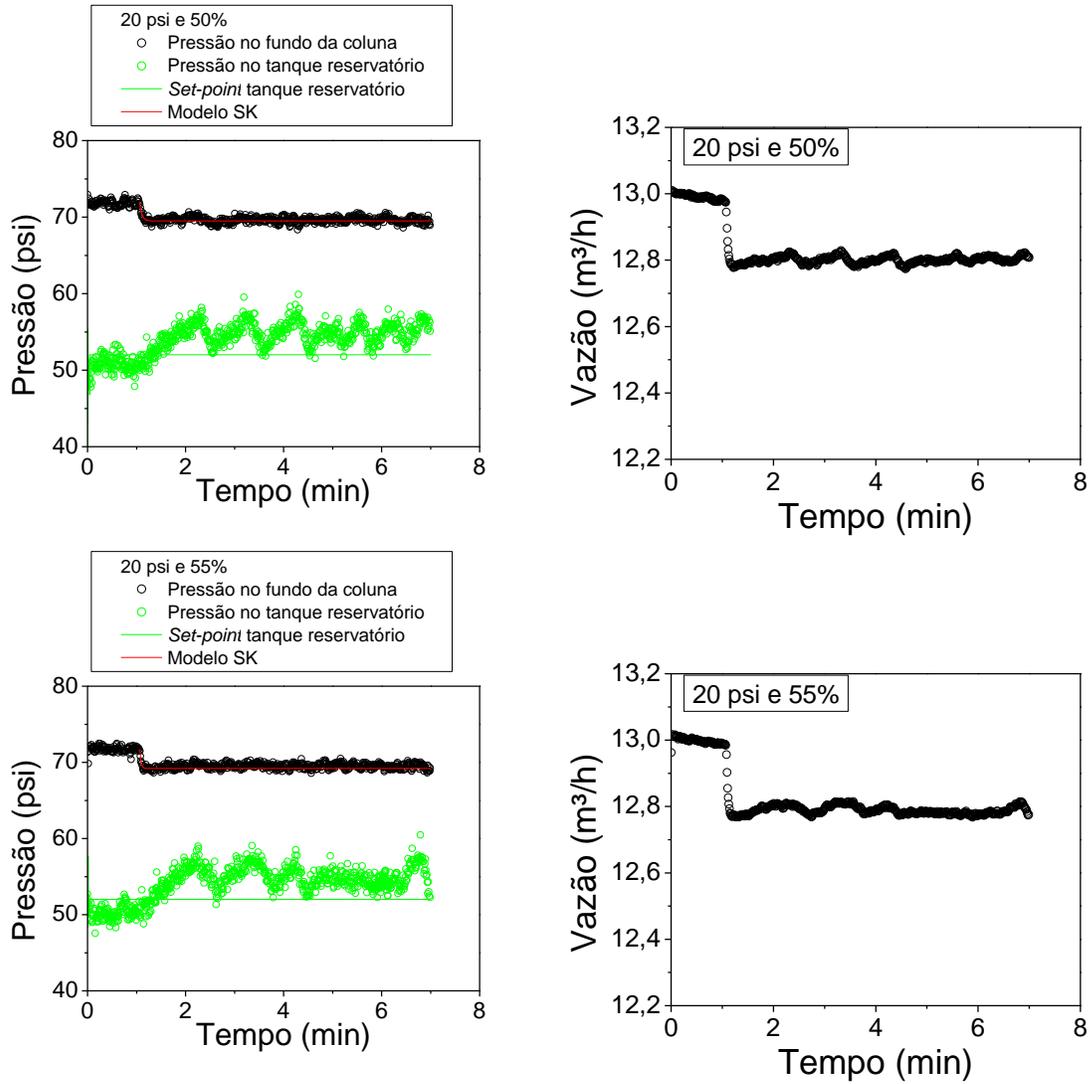
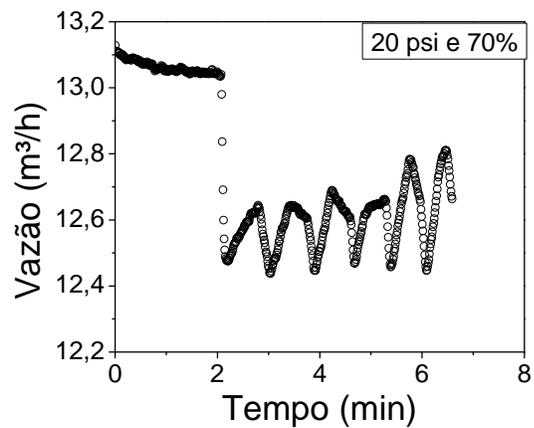
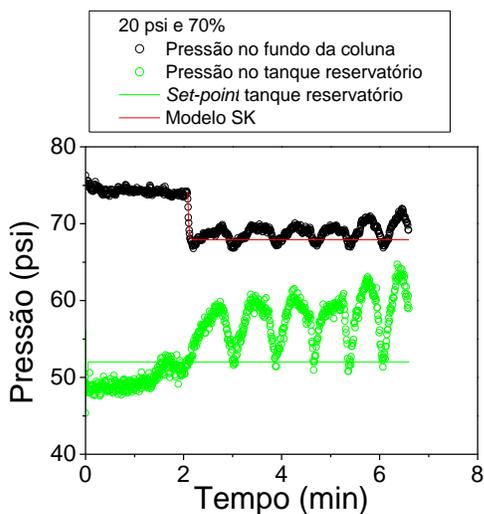
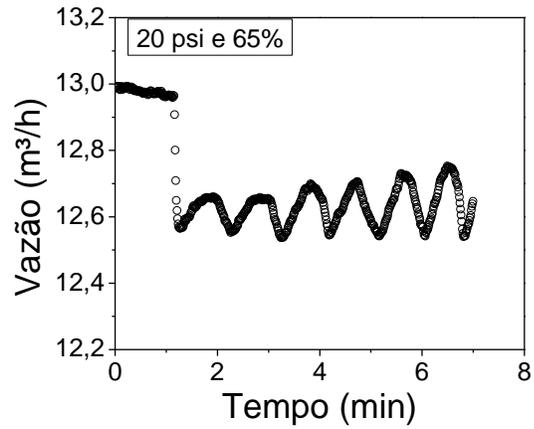
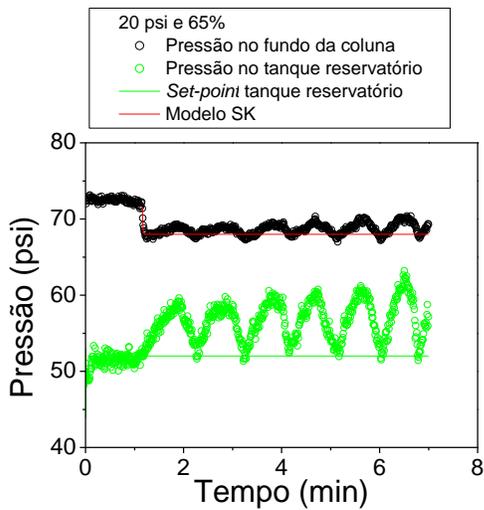
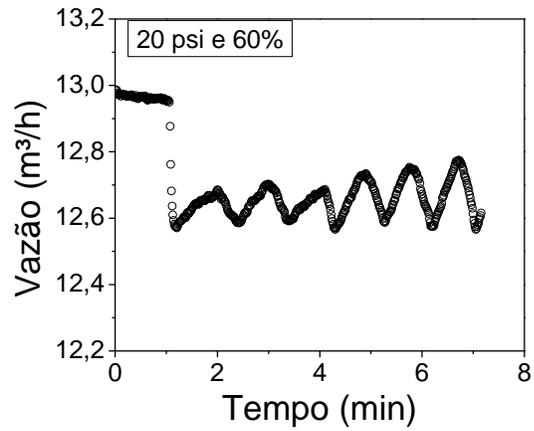
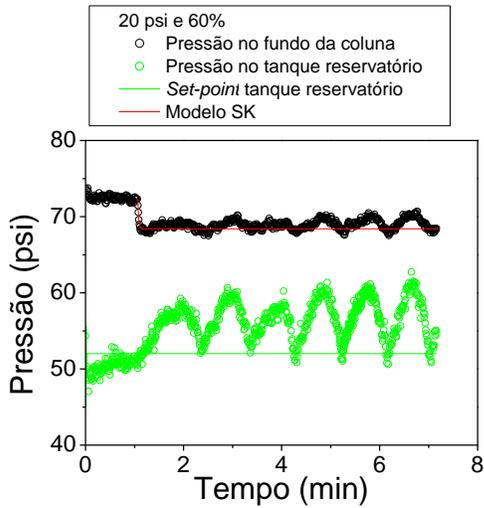
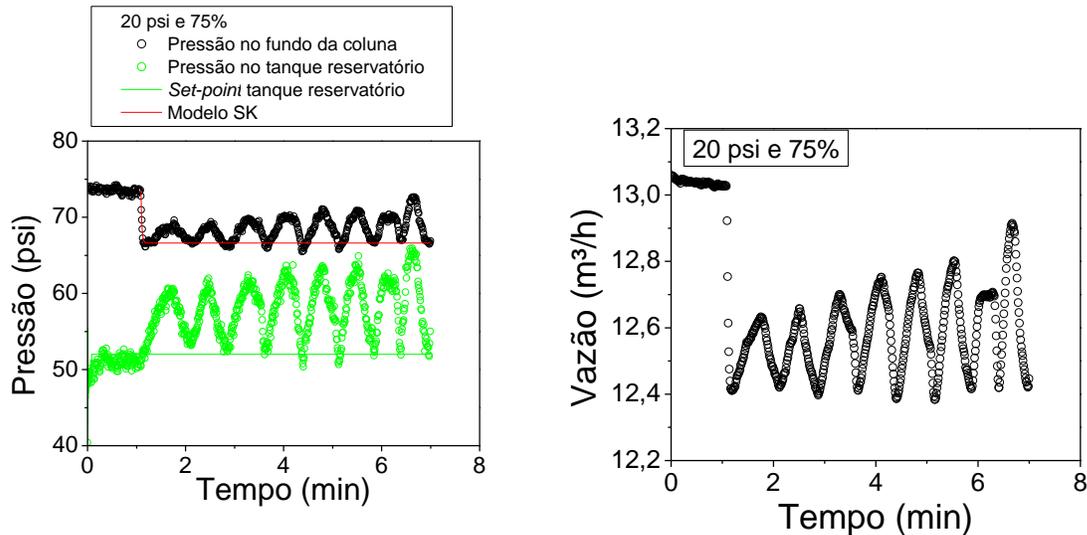


Figura 4.13 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.



Continuação da Figura 4.14 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se índices de abertura para

a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.



Continuação da Figura 4.15 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.

Constatou-se, conforme esperado, o aumento de queda da vazão no anular aumentando-se o índice de abertura da válvula de permeabilidade. Houve também o surgimento de modos oscilatórios na pressão anular de fundo e na pressão do tanque reservatório. Tal oscilação pode ser atribuída ao fluxo de água para o interior do tanque reservatório. Este fenômeno se deve ao fato de a entrada de água ocasionar distúrbios na pressão interna do tanque reservatório, que emprega as válvulas de entrada e saída de ar, no sentido de rejeitar tais perturbações.

4.3.1.2 Controle de perda de circulação de líquido em reservatório de gás empregando reconfiguração da lei de controle

Tradicionalmente, nas perfurações de poços de petróleo, a pressão anular de fundo é mantida acima da pressão de poros (*overbalance*). Tal método é mais comum pelo fato de praticamente eliminar o risco da ocorrência de *blow out* (fluxo descontrolado do reservatório para o poço). Entretanto, tal método pode levar à ocorrência de fraturas induzidas pelo próprio diferencial de pressão. A geração de fraturas ou ainda a existência de fraturas pré-existentes (fraturais naturais) ou regiões cavernosas na perfuração em modo *overbalanced* pode levar a perdas de fluido para a formação, o que causa prejuízo material (perda de fluido) e econômico. Em casos de perda total de fluido, pode ocorrer a inversão do diferencial de pressão pré-existente (modo *overbalanced* para *underbalanced*), ocasionando o fenômeno denominado *kick* ou ainda um *blowout* (GRACE, 2003).

Tradicionalmente, durante a perda de circulação, é realizada a diluição ou troca de fluido por um de menor densidade, e utilizam-se materiais LCM (*lost circulation materials*) a fim de obturar a falha (fratura) responsável pela perda de fluido.

Como alternativa ao método tradicional, desenvolveu-se uma metodologia dinâmica de controle de perda de circulação, a qual é capaz de determinar o valor da pressão de poros, através do monitoramento da vazão de fluido perdido no anular. Quando há igualdade entre a pressão do poço e a pressão de poros, é definido um *set point* de pressão anular de fundo para operação que

é igual à pressão de poros do reservatório, acrescida de uma margem de segurança, mantendo a operação em ligeiro *overbalanced* (Figura 4.16).

O esquema de controle com reconfiguração compreende as etapas abaixo descritas e ilustradas na Figura 4.17:

- Medidor de vazão: Detecta a perturbação na vazão de fluido no anular;
- De acordo com a magnitude da perturbação da vazão, o controlador reconfigura o esquema de controle (*feedback* ↔ *feedforward*) ou mantém a operação (*feedback*);

No modo *feedback*, o controlador clássico PI controla a variável pressão anular de fundo, manipulando o índice de abertura da válvula *choke*. Ao reconfigurar o esquema de controle, o controlador antecipatório *feedforward* rejeita a perturbação de carga (perda de circulação), monitorada pelo medidor de vazão, manipulando o índice de abertura da válvula *choke*.

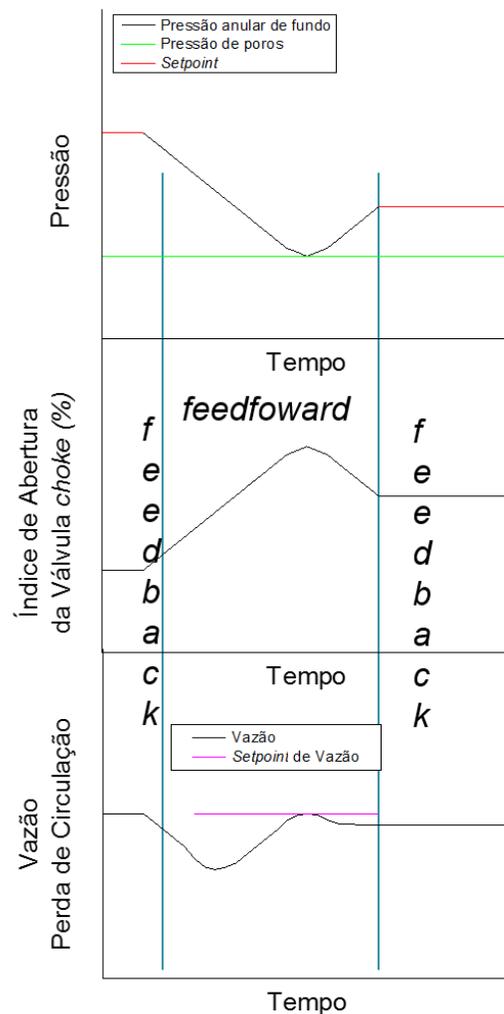


Figura 4.16 –Esquema qualitativo para as variáveis pressão, índice de abertura da válvula *choke* e vazão na região anular para controle com reconfiguração.

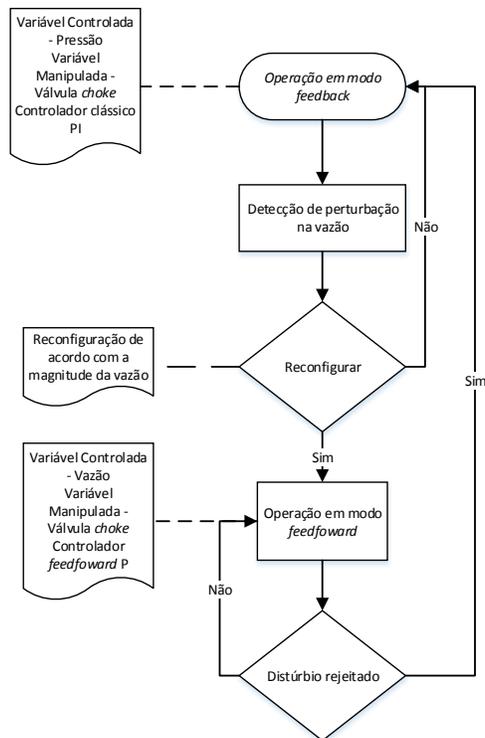


Figura 4.17- Fluxograma do esquema de controle com reconfiguração.

A metodologia desenvolvida buscou implementar ações corretivas de modo dinâmico, e quando é detectado o fim da perda de circulação, por meio de medidor de vazão, a pressão de poros e a pressão anular de fundo são iguais, fornecendo a informação sobre a verdadeira pressão da formação. A partir de então, com base neste dado, é calculado um novo *set point* de operação pelo sistema de controle, que emprega o valor da pressão de poros acrescido de uma margem de segurança, retornando a configuração para o modo de controle clássico *feedback* PI

O ajuste do controlador *feedforward* foi realizado empregando-se o método de Sundaresan & Krishnaswamy (1977), para diferentes níveis operacionais, levando em consideração o diferencial de pressão existente entre a coluna e o tanque reservatório e o índice de abertura da válvula de permeabilidade

Os experimentos de controle da perturbação de carga denominada perda de circulação foram realizados visando abranger ampla varredura da faixa operacional, conforme ilustra a Tabela 4.2, permitindo realizar uma análise de não linearidade e, principalmente, realizar o cálculo dos parâmetros para o controlador, para as diferentes condições operacionais (Tabela 7.3 do Capítulo 7 - Anexo C).

Tabela 4.2 - Testes em malha fechada para controle de pressão e rejeição do distúrbio denominado perda de circulação em reservatório de gás

Diferença de pressão entre coluna e tanque reservatório	Índice de abertura da válvula de permeabilidade
10 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %
20 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %
30 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %
40 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %

A Continuação da **Figura 4.20** ilustra o teste de controle de perda de circulação para diferença de pressão coluna/ reservatório de 20 psi e aberturas da válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%, respectivamente. O controle satisfatório foi atingido após o ajuste fino em campo. Constatou-se que, em todos os testes experimentais, a estrutura de controle foi reconfigurada, isto é, a lei de controle clássica *feedback* PI foi substituída pela lei de controle *feedforward*, que monitora o distúrbio primordial da planta (perda de circulação de líquido), manipulando o índice de abertura da válvula *choke*, para minimizar o erro entre o set *point* de vazão no anular operacional, anterior ao distúrbio (perda de circulação líquido), e o valor da vazão do anular durante a ocorrência do distúrbio (variável medida).

Assim como nos testes de identificação, observa-se a ocorrência de modos oscilatórios na pressão de poros (pressão do tanque reservatório), fato atribuído ao fluxo de líquido para o interior do tanque, antes completamente preenchido de gás. A partir do diferencial de pressão de 20 psi, os modos oscilatórios se intensificam com o aumento do diferencial de pressão e do índice de abertura da válvula de permeabilidade.

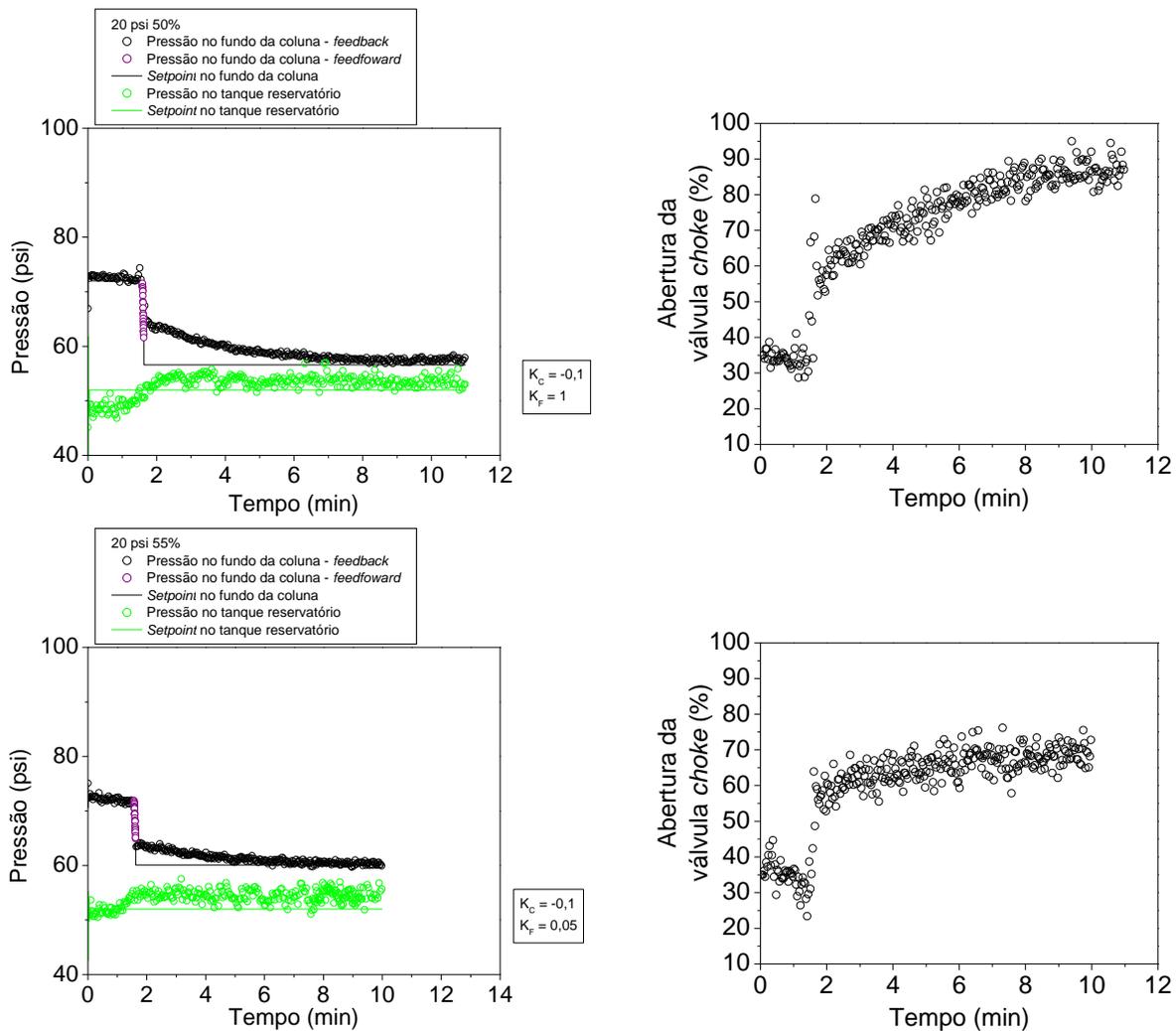
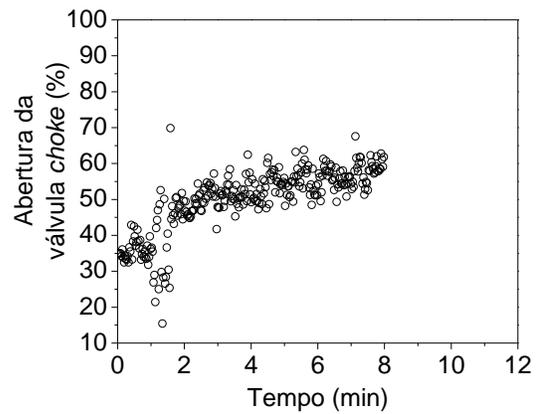
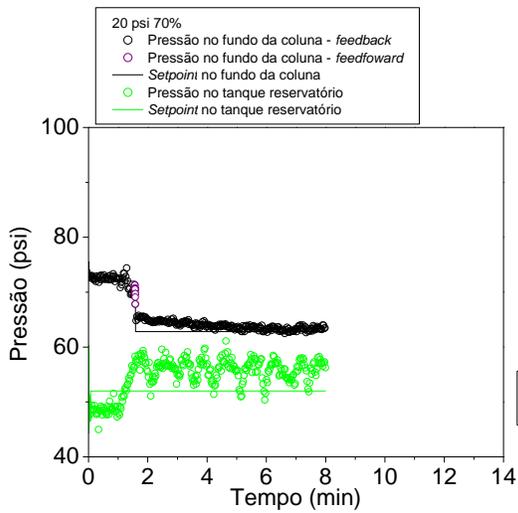
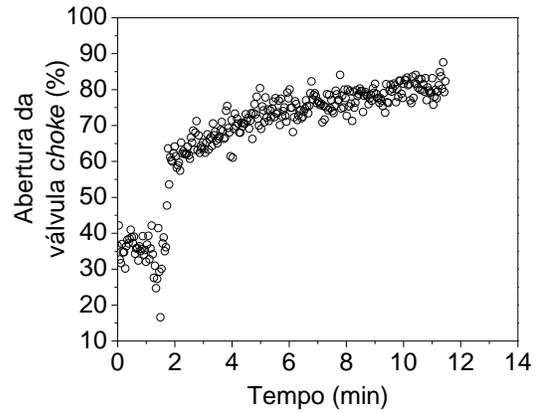
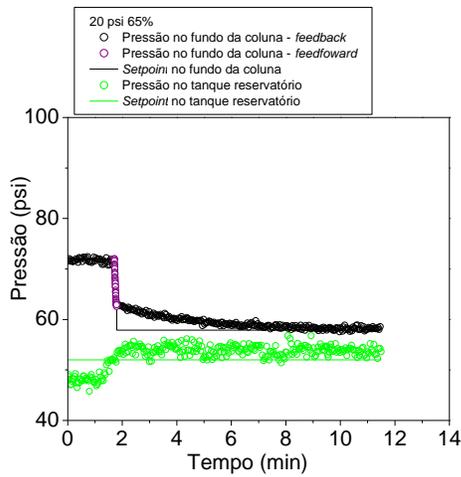
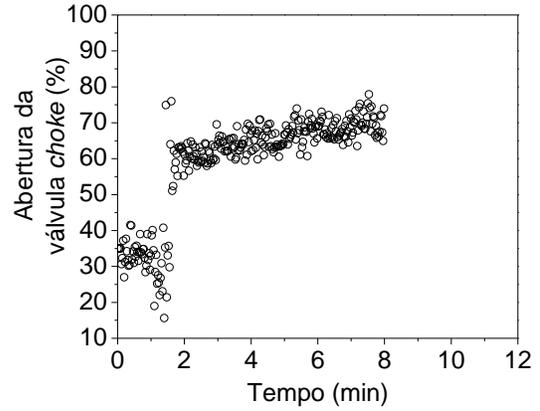
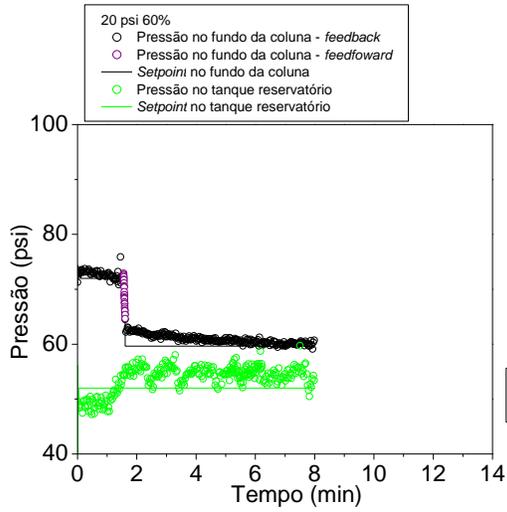
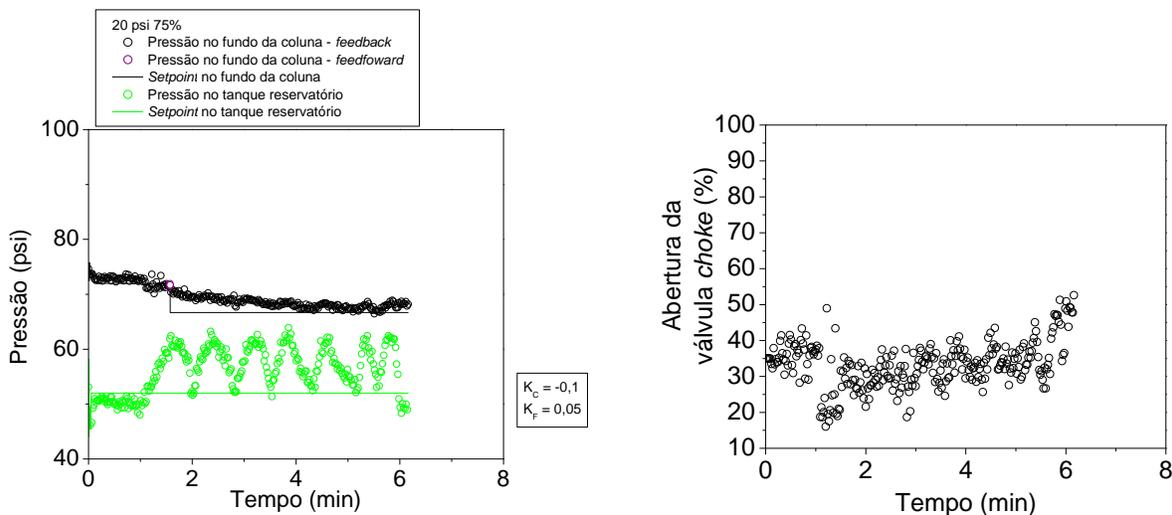


Figura 4.18 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi.



Continuação da Figura 4.19 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi.



Continuação da Figura 4.20 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi.

Observou-se que, para os diferenciais de pressão de 10 psi até 40 psi foi possível realizar um controle satisfatório do fenômeno de perda de circulação, através da reconfiguração de lei de controle (Figura 7.11 - Figura 7.14 do Anexo D). A fim de evitar a ocorrência de *kick* e manter a pressão anular de fundo superior à pressão de poros, após a reconfiguração, é calculado um novo *set point*, ligeiramente acima da pressão de poros, diminuindo, assim, significativamente a perda de circulação. Tal cálculo do novo *set point* é feito com base no valor de pressão do reservatório (pressão de poros acrescida de margem de segurança).

Após a finalização de cada experimento, foi realizado o descarregamento do fluido admitido no tanque reservatório sendo calculada a média de perda de circulação em malhas aberta e fechada, ilustrado na Figura 7.15 do Anexo D. Ratificou-se através deste experimento a eficácia da implementação da reconfiguração da lei de controle, uma vez que foi possível reduzir em até 82% a perda de fluido (diferencial de pressão 10 psi, abertura da válvula de permeabilidade 50%), com diminuição média de 45% da perda de circulação para as condições experimentais estudadas.

4.3.2 Acoplamento com reservatório portador de líquido e gás

4.3.2.1 Controle da perturbação de carga denominada perda de circulação sem o emprego de reconfiguração da lei de controle

A fim de estudar o controle em modo *feedback* da pressão anular de fundo, sob ocorrência de perda de circulação, foram estabelecidos baixos índices de abertura da válvula de permeabilidade, quais sejam, 15%, 25% e 35%. Como nestes casos a magnitude da perda de circulação é pequena (imperceptível pelo medidor de vazão, pois é incorporado ao ruído), o sistema de controle escolhe manter a operação em modo *feedback*, ou seja, neste caso não há reconfiguração da lei de controle. A Figura 4.21 ilustra o teste de controle de pressão anular sob ocorrência de perda de circulação sem reconfiguração da lei de controle, para frequência dos inversores das bombas de água e lama em 30 Hz. Houve surgimento de ligeiro *offset* na pressão do tanque reservatório, dado a dinâmica lenta das válvulas de entrada/saída de ar. Vale ressaltar

que o mesmo estudo foi realizado para diferentes condições operacionais conforme ilustrado na Tabela 4.3.

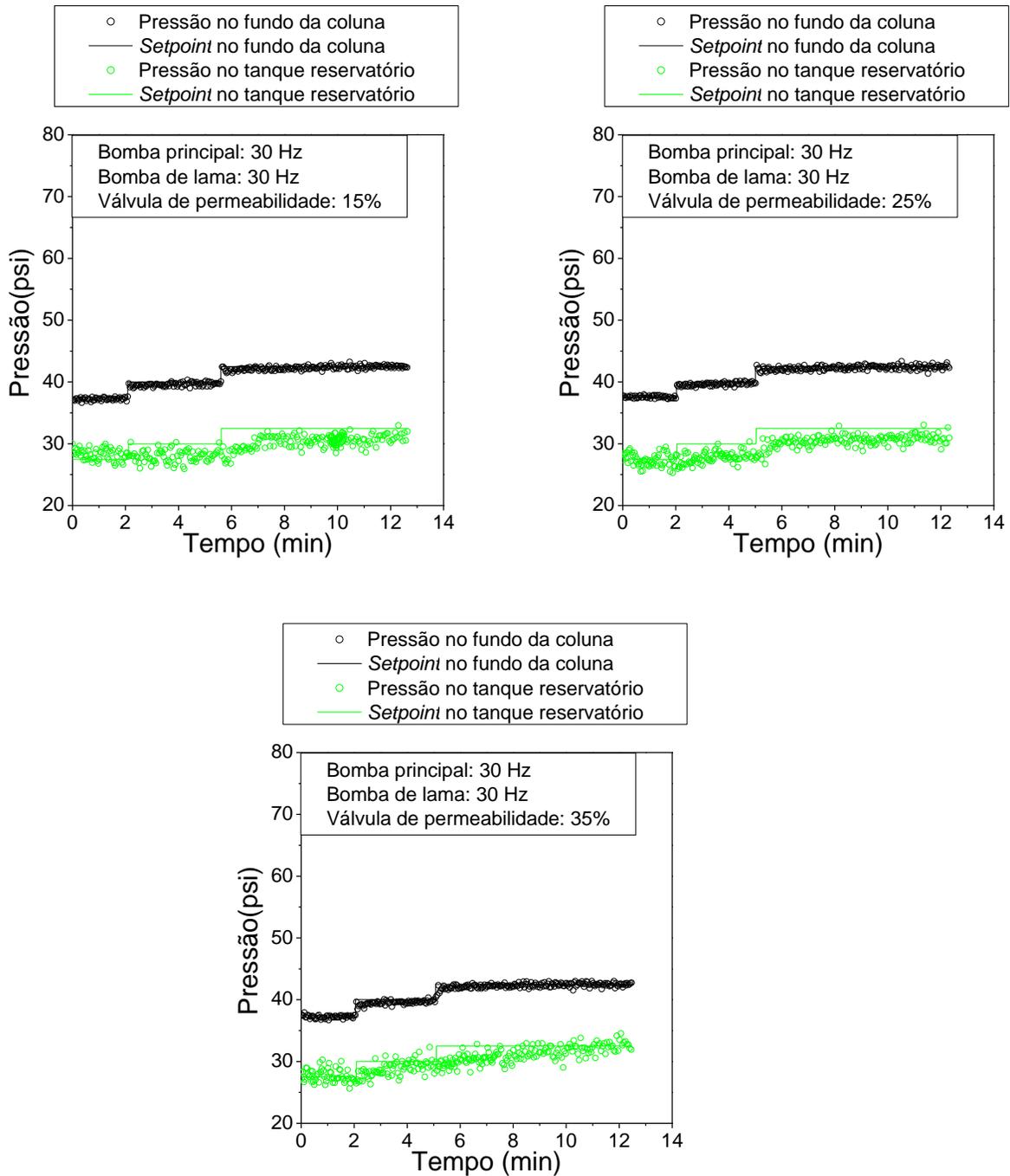


Figura 4.21 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 30 Hz e bomba de lama a 30 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

Tabela 4.3 – Condições experimentais do teste de controle de perda de circulação sem reconfiguração da lei de controle.

Frequência do Inversor Bomba de água (Hz)	Frequência do Inversor Bomba de lama (Hz)	Abertura da Válvula de Permeabilidade (%)
30	30	15%, 25%, 35%
	40	15%, 25%, 35%
	50	15%, 25%, 35%
	60	15%, 25%, 35%
40	30	15%, 25%, 35%
	40	15%, 25%, 35%
	50	15%, 25%, 35%
	60	15%, 25%, 35%
50	30	15%, 25%, 35%
	40	15%, 25%, 35%
	50	15%, 25%, 35%
	60	15%, 25%, 35%
60	30	15%, 25%, 35%
	40	15%, 25%, 35%
	50	15%, 25%, 35%
	60	15%, 25%, 35%

Para o controle da coluna, foram utilizados valores médios dos parâmetros K_c (ganho do controlador) e τ_i (constante de tempo integral), obtidos por Freitas (2013), para toda a faixa operacional (30-60 Hz), com ajuste de campo. Mesmo sob ocorrência de perda de circulação e, apesar de o poço e o reservatório apresentarem características não lineares, o desempenho do controlador clássico PI mostrou-se satisfatório.

Os testes realizados nas demais condições operacionais constam do Capítulo 7 - Anexo E, Figura 7.16 a Figura 7.30.

4.3.3.1 Identificação da perturbação de carga denominada perda de circulação em reservatório portador de líquido e gás

O estudo anterior mostrou casos em que o controlador clássico *feedback* consegue satisfatoriamente controlar a pressão, mesmo sob ocorrência de perda de circulação. No entanto, há casos em que o distúrbio no processo torna-se tão intenso a ponto de o esquema de controle

feedback não conseguir de forma satisfatória controlar a pressão anular de fundo.

Os experimentos de identificação do distúrbio perda de circulação em reservatório contendo líquido e gás foram planejados visando realizar ampla varredura da faixa operacional, conforme ilustra a Tabela 4.4, permitindo implementar uma análise de não linearidade e, principalmente, realizar o cálculo dos parâmetros do controlador, em diferentes pontos operacionais.

Tabela 4.4 - Testes em malha aberta para identificação do distúrbio denominado perda de circulação em reservatório portador de líquido e gás.

<i>Diferença de pressão entre coluna e tanque reservatório</i>	<i>Índice de abertura da válvula de permeabilidade</i>
20 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %
30 psi	50 %
	55 %
	60 %
40 psi	50 %
	55 %
	60 %
50 psi	55 %

A Continuação da **Figura 4.23** ilustra o teste de identificação de perda de circulação para diferença de pressão coluna (anular) - reservatório de 20 psi empregando aberturas da válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%, respectivamente. Observa-se ainda o efeito da perturbação de carga (perda de circulação) na vazão, mensurada pelo medidor de vazão, após o ponto de acoplamento coluna (anular) – reservatório. O controlador do tanque reservatório permaneceu em modo automático e a coluna foi mantida em malha aberta a 65 psi. O *set point* de pressão para o tanque reservatório foi fixado em 45 psi, através da manipulação do índice de abertura das válvulas de entrada/saída de ar comprimido. Após o 1º minuto de teste, a válvula de permeabilidade foi aberta, sendo avaliados níveis distintos de abertura, totalizando cinco níveis (50, 55, 60, 65, 70 e 75%). Os demais testes de identificação realizados constam das Figura 7.7 a Figura 7.10 no Anexo C. Vale ressaltar que o fenômeno de perda de circulação produz decréscimo da pressão anular de fundo. Através destes testes foi possível determinar os parâmetros para o controlador *feedforward*, conforme apresentado no Anexo F, Figura 7.31 a Figura 7.33. A identificação dos parâmetros de planta frente ao distúrbio perda de circulação é apresentada na Tabela 7.4 - Parâmetros do controlador *feedforward* para perturbação de carga perda de circulação em reservatório de gás/líquido. do Anexo F).

Vale salientar a oscilação da pressão, claramente observável no tanque reservatório, ocasionado pelo fluxo de água para o interior do mesmo. Este fenômeno se deve ao fato de a entrada de água ocasionar distúrbios na pressão interna do tanque reservatório.

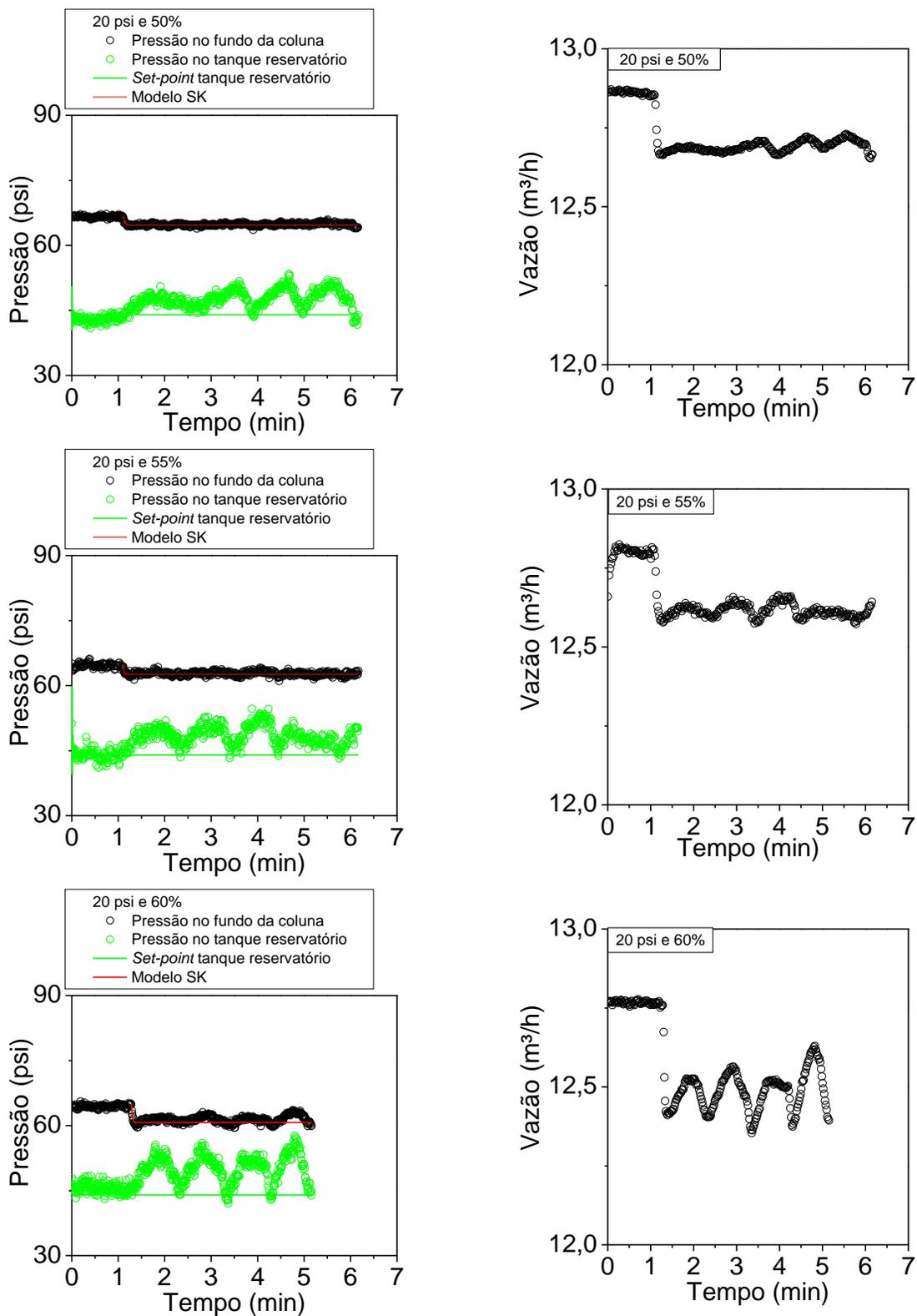
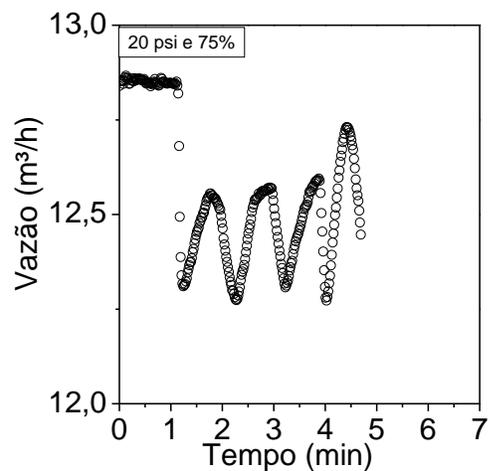
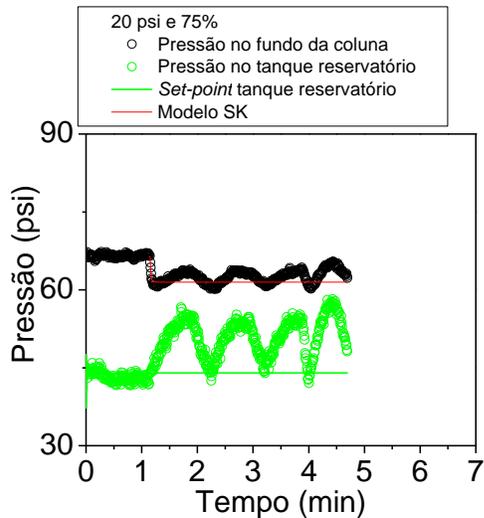
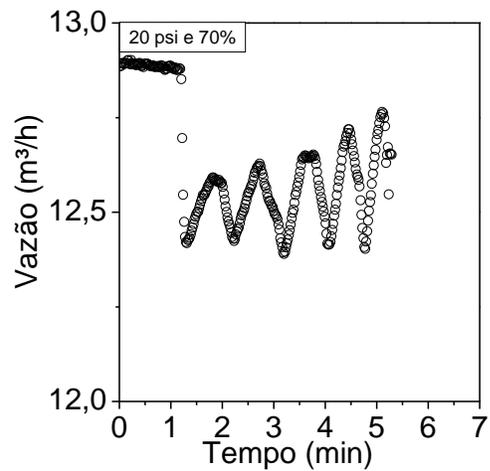
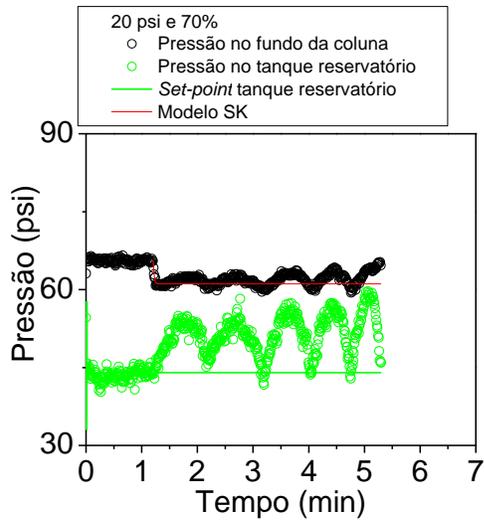
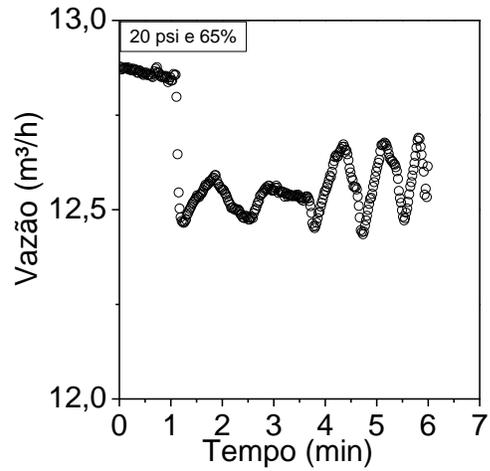
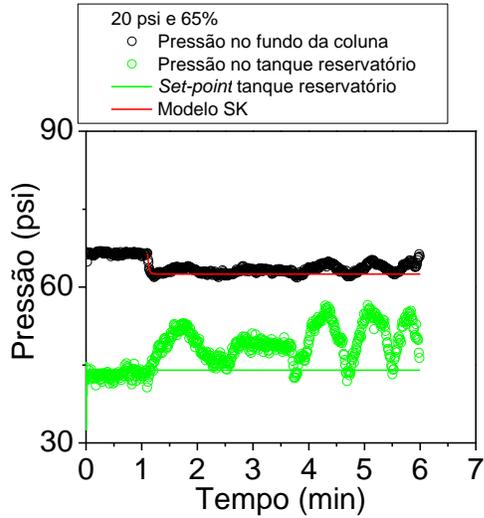


Figura 4.22 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.



Continuação da Figura 4.23 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.

4.3.3.3 Controle de perda de circulação em reservatório portador de líquido e gás, empregando reconfiguração da lei de controle.

Os experimentos de controle do distúrbio perda de circulação em reservatório contendo líquido e gás foram planejados visando realizar ampla varredura da faixa operacional, conforme ilustra a Tabela 4.5, permitindo identificar não linearidade e, principalmente, estimar os parâmetros do controlador em diferentes pontos operacionais.

Tabela 4.5 - Testes de controle de pressão anular de fundo sob perturbação de carga denominada perda de circulação em reservatório portador de líquido e gás

<i>Diferença de pressão entre coluna e tanque reservatório</i>	<i>Índice de abertura da válvula de permeabilidade</i>
20 psi	50 %
	55 %
	60 %
	65 %
	70 %
	75 %
30 psi	50 %
	55 %
	60 %
40 psi	50 %
	55 %
	60 %
50 psi	55 %

A Continuação da **Figura 4.26** ilustra o teste de controle de perda de circulação para diferença de pressão coluna (anular) - reservatório de 20 psi empregando aberturas da válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%, respectivamente. O controle satisfatório foi atingido após o ajuste fino em campo. Constatou-se que, a estrutura de controle foi sempre reconfigurada, isto é, a lei de controle clássico *feedback* PI foi substituída pela lei de controle *feedforward*, que monitora o distúrbio primordial da planta (perda de circulação), manipulando o índice de abertura da válvula *choke*. Em modo *feedforward* objetiva-se minimizar o erro entre o set *point* de vazão no anular operacional, anterior ao distúrbio (perda de circulação), e o valor da vazão do anular durante a ocorrência do distúrbio (variável medida). Os testes realizados nas demais condições experimentais podem ser vistos no Anexo G (Figura 7.34 e Figura 7.35).

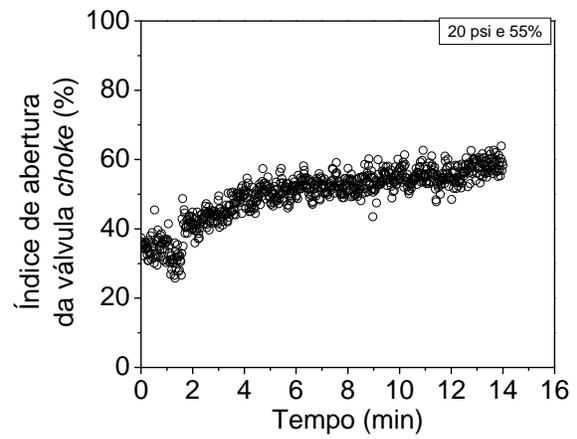
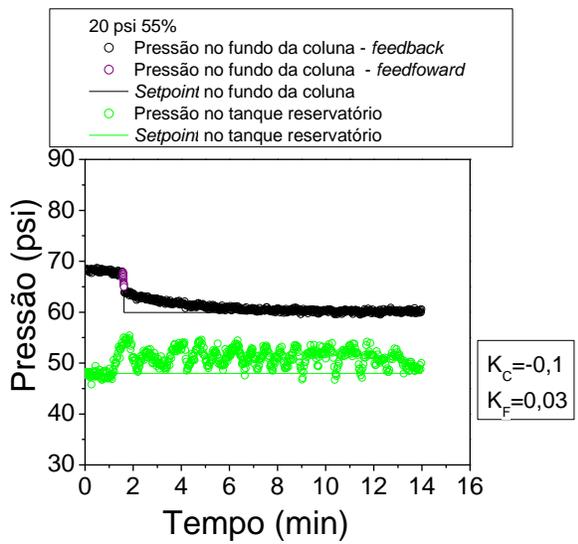
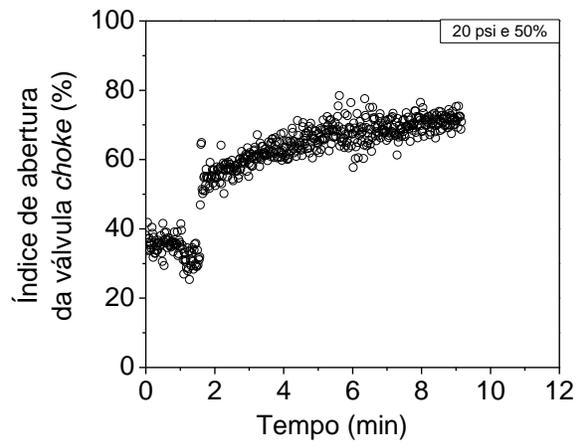
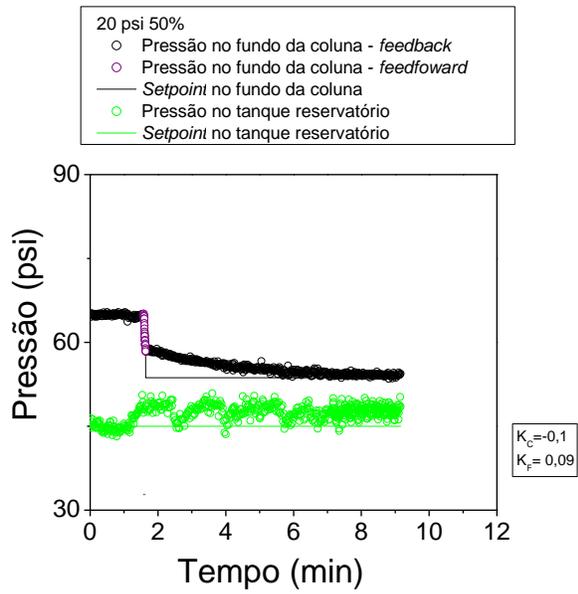
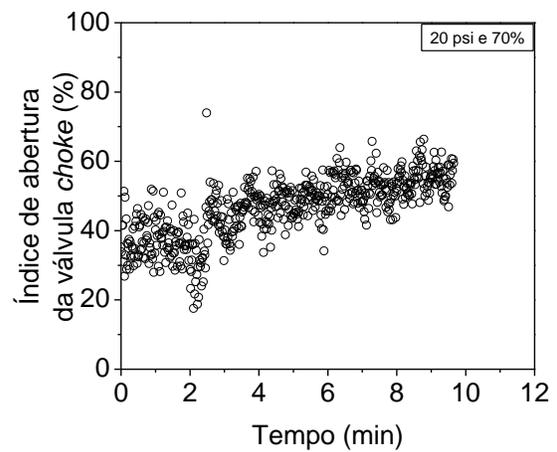
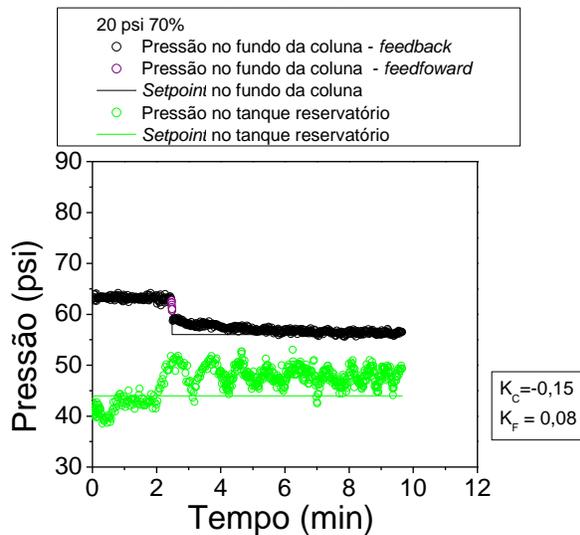
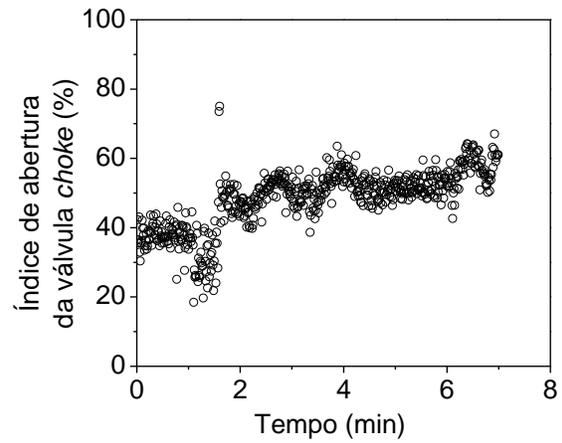
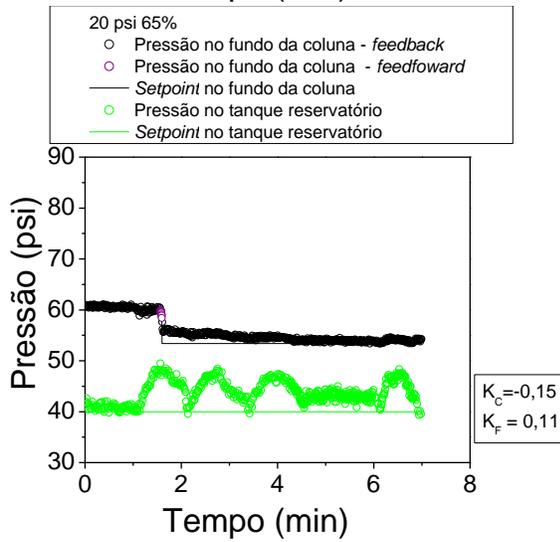
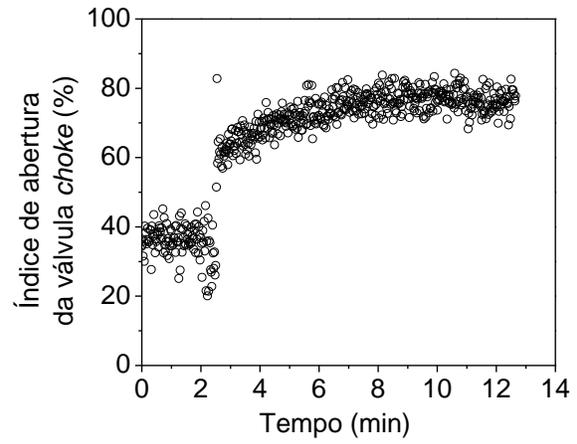
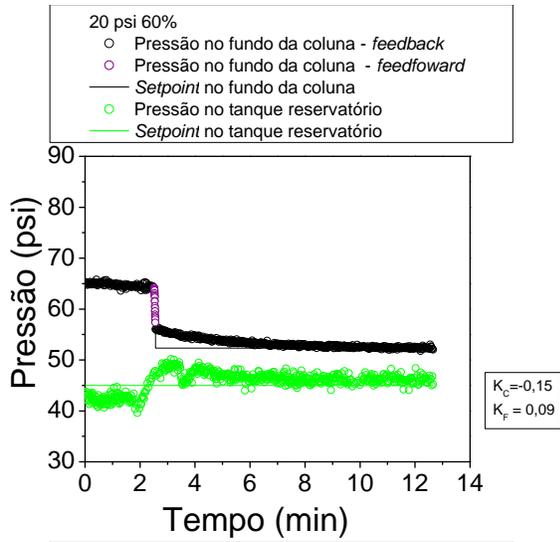
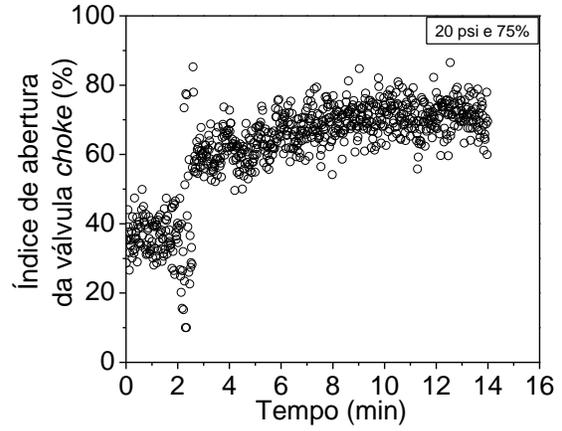
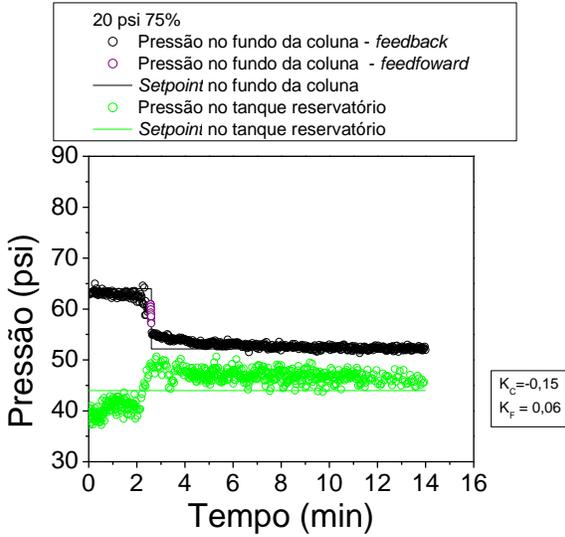


Figura 4.24 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi.



Continuação da Figura 4.25 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi.



Continuação da Figura 4.26 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi.

Observou-se a presença de modos oscilatórios nas pressões da coluna e do poço, atribuídos ao fluxo de líquido para o interior do tanque reservatório.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A dinâmica do tanque reservatório portador de gás foi analisada, a fim implementar o controle satisfatório do sistema poço – reservatório, sob ocorrência do fenômeno perda de circulação. Para reservatório portador de líquido e gás foi empregado o resultado de identificação desenvolvido por Freitas (2013).

Através do teste de linearidade observou-se que o tanque reservatório apresenta natureza não linear, o que requereu a identificação do sistema para diferentes níveis operacionais, viabilizando, então, a implementação de um esquema de controle clássico e o desenvolvimento de um esquema de reconfiguração de controle, com implementação de controle antecipatório *feedforward*.

Neste trabalho foi estudada a viabilidade do uso de metodologia dinâmica de controle de perda de circulação, através da reconfiguração da lei de controle, passando por 3 etapas: inicialmente, o sistema opera em modo *feedback*, quando, então, é aberta a válvula de permeabilidade e se inicia a ocorrência do fenômeno de perda de circulação. Neste momento é detectado o distúrbio na vazão do anular, quando então o controlador é reconfigurado para operar em modo *feedforward*, até conseguir rejeitar a perturbação. Neste momento a configuração retorna ao modo *feedback*, com novo *setpoint* de pressão. Também foram estudados casos em que o distúrbio perda de circulação não é significativo a ponto de ser necessário reconfigurar o controlador, de modo que a operação continuou a todo tempo em modo *feedback*.

Para a estimação dos parâmetros do controlador, foram utilizados os métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953), procedendo-se de ajuste fino, a fim de otimizar o controle da pressão anular de fundo e da pressão de poros do tanque reservatório. Os parâmetros do controlador *feedforward* foram estimados a partir da resposta em malha aberta a perturbações nas variáveis de carga e manipulada segundo Seborg *et al.* (2011).

A literatura reporta que umas das formas de se controlar a perda de circulação é através da redução de peso de fluido de perfuração, requerendo o preparo de tanques de lama com densidade menor. Há elevado atraso para formulação do novo fluido, além disso, existe um tempo morto associado ao escoamento do novo fluido de menor densidade até o fundo do poço, que usualmente apresenta de 2000 a 6000 m de profundidade.

O controle da pressão anular de fundo ocorreu de forma satisfatória em todas as situações estudadas, demonstrando uma imensa vantagem de uso do esquema de reconfiguração da lei de controle para rejeição de distúrbio significativo de perda de circulação. Além disso, não há necessidade de diluição da lama (diminuição da densidade do fluido), uma vez que a diminuição da pressão é efetuado via abertura da válvula *choke*, o que reduz mais ainda o tempo necessário para controle do distúrbio.

5.1 Considerações Finais

A dinâmica do tanque reservatório portador de gás se mostrou mais lenta que a dinâmica do tanque reservatório portador de gás e líquido (Freitas, 2013). Este fenômeno se deve ao fato de o tanque reservatório portador de gás e líquido, contendo 4/5 de líquido e 1/5 de gás, possuir maior quantidade de fluido incompressível, respondendo mais rapidamente a distúrbios.

Vale ressaltar que o processo de perda de circulação produz, em ambos os tanques reservatórios estudados (gás e gás/ líquido), modos oscilatórios para as pressões anular de fundo

e do tanque reservatório. Pelo fato de a perda de circulação injetar fluido no tanque reservatório, a pressão deste último aumenta, o que reduz a vazão de fluido que entra no tanque reservatório. Este distúrbio é rejeitado pela válvula de despressurização do tanque reservatório. Quando o tanque reservatório retorna ao *setpoint* original, novamente a vazão de perda de fluido atinge seu ponto de máximo, causando novo aumento de pressão do tanque reservatório e o ciclo continua com a rejeição do distúrbio pela válvula de despressurização do tanque reservatório. Desse modo, há produção, em malha aberta, de ciclos contínuos e oscilações com amplitudes progressivamente crescentes, para índices de abertura da válvula de permeabilidade superiores a 60%. Em malha fechada, constata-se a permanência dos modos oscilatórios para a pressão do tanque reservatório em índices de abertura da válvula de permeabilidade superiores a 60%.

5.2 Sugestões para futuros trabalhos

Como sugestões para trabalho futuros, pode-se testar o uso de válvulas abre/ fecha para controle do tanque de pressão, de modo a tornar a dinâmica das variáveis manipuladas mais rápida, reduzindo os modos oscilatórios observados para a pressão de poros. Além disso, para índices de abertura da válvula de permeabilidade superiores a 65% poderia ser estudado o uso de agentes obturantes (LCM), além da manipulação da válvula *choke*, para regular o processo, empregando-se um esquema de reconfiguração de controle com uso de outra variável manipulada.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALCURE, M. F. Uma avaliação de modelos para a determinação do gradiente de fratura em problemas de estabilidade de poços e sua influência na janela operacional. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2013.

ALEIXO, L.A. Simulação de Acidentes com derramamento de óleo In: XVI Simpósio Multidisciplinar da USJT, 2010. São Paulo. *Anais Universidade e Responsabilidade Social*. São Paulo: Centro de Pesquisa, 2010.

ARAÚJO, F. C. Processamento de lamas de perfuração. Universidade Federal de Itajubá. Instituto de Engenharia de Produção e Gestão. Itajubá, MG, 2005.

BABU, D. R. Effect of P - ρ - T behavior of muds on loss/gain during high-temperature deep-well drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 20 _1998. 49–62.2012.

BENÍTEZ-PÉREZ H., Cárdenas-Flores F., García-Nocetti F. An Implementation of Reconfigurable Network Control based upon Automata Proposal for Three Conveyor Belt Case Study *International Journal of Computers, Communications & Control* Vol. II (2007), No. 4, pp. 314-327

COHEN, G.H. AND COON, G.A., "Theoretical Considerations of Retarded Control" jul. 1953. *Transactions of the ASME*, pp. 827-834.

COOK, J. GROWCOCK, F. GUO, Q. HODDER, M. OORT, E. V. Stabilizing the Wellbore to Prevent Lost Circulation. *Oilfield Review* Winter 2011/2012: 23, nº 4.

COSTA, A. P. Simulação Numérica da Penetração de Fluido de Perfuração em Reservatórios de Petróleo. (Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2009. 92 p.

DING, Y. HERZHAFT, B. RENARD, G. Near-Wellbore Formation Damage Effects on Well Performance: A Comparison Between Underbalanced and Overbalanced Drilling. *SPE Production & Operations*. Volume 21, Number 1, February 2006, pp. 51-57.

DODSON, J., SCHMIDT, V. – Gulf of Mexico “Trouble time creates major drillings expenses”, January, 2004.

DUTRA, J. C. S. Controle de processos baseado em esquemas de reconfiguração. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

FERTL, W. H. Abnormal formation pressures. Elsevier. New York, 1976.

FREITAS, M. G. Controle da pressão anular de fundo na perfuração de poços de petróleo – rejeição de perturbação: *kick* de líquido. 2013 101p. Dissertação (Mestrado em engenharia

química, tecnologia química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2013.

GONÇALVES, R.S.A. Avaliação de Perda de Carga e do Fator de Atrito no Escoamento de Fluidos de Perfuração em Geometrias Circular e Anulares Concêntricos. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química – UFRRJ. Seropédica, 2008.

GRACE, R.D. - “Blowout and Well Control Handbook” - Elsevier Science (USA). 2003

HAUGE, E., AAMO, O. M., GODHAVNC, J. M., NYGAARD, G. A novel model-based scheme for kick and loss mitigation during drilling. *Journal of Process Control* 23 (2013) 463–472.

KONSTANTOPOULOS, I. K, ANTSAKLIS, P. J., 1999, “An optimization approach to control reconfiguration”. *Dynamics and Control*, v. 9, n. 3, pp. 255-270.

MAHROUS, R. SOBRINHO, M. MONTOTO, B. P.; GONÇALVES, J. T. Treated oil-based system also increases signal strength for MWD tools during offshore field trial in 8 ½-in. interval. Disponível em: <http://www.drillingcontractor.org/micronized-barite-fluid-helps-brazilian-well-walk-narrow-drilling-window-26700>. Acessado em: 07/01/2014

NYGAARD, G.H, VEFRING, E.H., FJELDE, K.K., NAEVDAL, G. LORENTZEN, R.J., MYLVAGANAM, S., “Bottomhole pressure control during pipe connection in gas dominant wells”, in: SPE/IADC Underbalanced Technology Conference and Exhibition, no. SPE 91578, The Woodlads, TX, USA, 2004.

NYGAARD, G; NÆVDAL, G. Nonlinear model predictive control scheme for stabilizing annulus pressure during oil well drilling / *Journal of Process Control* 16 (2006) 719–732

OGATA, K. - “Engenharia de Controle Moderno”. Prentice Hall. Rio de Janeiro, 1985.

REZENDE, M.S.C., KERN, E., MALISKA JÚNIOR, C.R., ARAGÃO, A.F.L., TEIXEIRA, G.T., GANDELMAN, R.A. PWDa - interpretação de dados de pressão durante a perfuração de poços horizontais. III Enahpe, Campos do Jordão, São Paulo, 2009.

SALIMI, S. GHALAMBOR, A. Experimental Study of Formation Damage during Underbalanced-Drilling in Naturally Fractured Formations. *Energies* 2011, 4, 1728-1747. Disponível em: www.mdpi.com/journal/energies. Acessado em: 16/04/2013.

SEBORG, D. E. EDGAR, T. E., MELLICHAMP, D. A., DOYLE III, F. J. D. Process dynamics and control. 3ª edição. John Wiley & Sons Inc. 2011.

SHEREMETOV, L. BATYRSHIN, I. FILATOV, D. MARTINEZ, J. RODRIGUEZ, H. Fuzzy expert system for solving lost circulation problem. *Applied Soft Computing* 8 (2008) 14–29.

STEFFEN, T. Control Reconfiguration of Dynamical Systems -Lect. Notes Control. Volume 320, 2005.

STEPHANOPOULOS, G. Chemical Process Control. Prentice Hall. Englewood Cliffs, 1984.

SUNDARESAN, K. R. AND KRISHNASWAMY P. R. “Estimation of time delay time constant parameters in time, frequency, and Laplace domains”, Can J. Chem. Eng., 56, pp 257, (1977).

SUNDARRAMAN, A., SRINIVASAN, 2003, “Monitoring transitions in chemical plants using trend analysis”. Computers and Chemical Engineering, v. 27, n. 10, pp. 1455-1472.

THOMAS, J. E. Fundamentos de engenharia de petróleo. Interciências: Petrobras. Rio de Janeiro, 2001.

VEGA, M. P., FREITAS, M. G. SCHEID, C. M., MARTINS, A. L. Oil Well Drilling Process – Simulation and Experimental Multi-Objective Studies. 21st European Symposium on Computer Aided Process Engineering. 2011.

VIEIRA, F. R. B., PEREZYNSKI, W.C., GRECO, N. R. VEGA, M. P. Controle de pressão na perfuração de poços de petróleo utilizando-se a válvula de *choke*. VIII Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica. Uberlândia, Minas Gerais, Brasil 27 a 30 de julho de 2009 (a)

VIEIRA, F. R. B. Controle da pressão anular de fundo durante a perfuração de poços de petróleo. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química/ UFRRJ. Seropédica, 2009 (b)

WALDMANN, A., ANDRADE, A.R., MARTINS A.L., LOMBA, R.F.T., ARAGÃO, A.F.L. “Sobre os mecanismos responsáveis por minimizar a invasão do fluido de perfuração na rocha reservatório” - Encontro Nacional de Hidráulica de Perfuração e Completação de Poços de Petróleo e Gás Pedra Azul, Domingos Martins, 2006.

WALDMANN, A. T. A. MARTINS, A. L. ARAGÃO, A. F. L. LOMBA, R. F. T. Predicting and Monitoring Fluid Invasion in Exploratory Drilling. SPE International Symposium and Exhibition on Damage Control, Lafayette, Louisiana, 2005.

ZIEGLER, J. G. NICHOLS, N. B. Optimum Settings for Automatic Controllers. TRANSACTIONS OF THE A.S.M.E. Vol. 64 (1942), pp. 759-768.

7. ANEXOS

7.1 ANEXO A – Identificação do tanque reservatório. - Válvula de entrada de ar

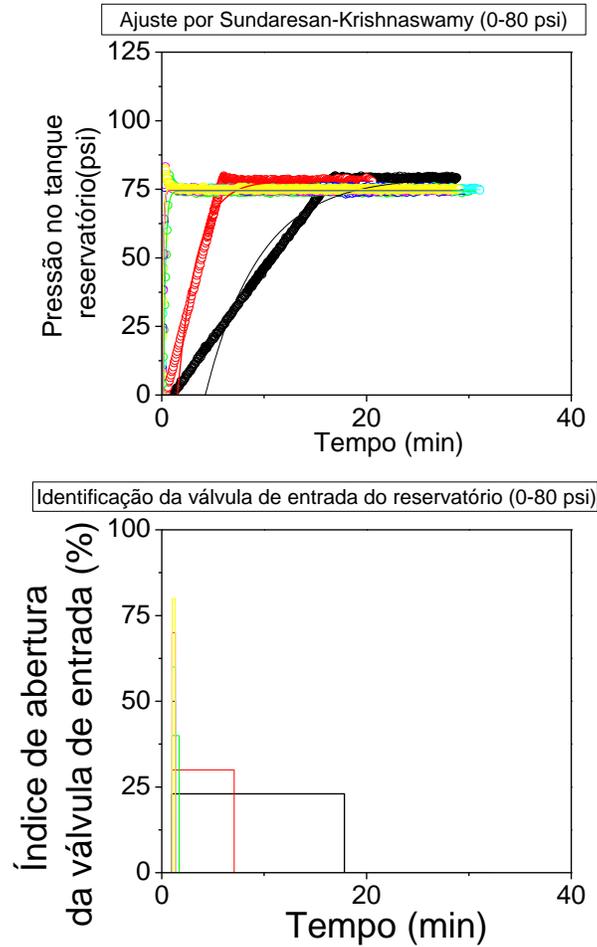
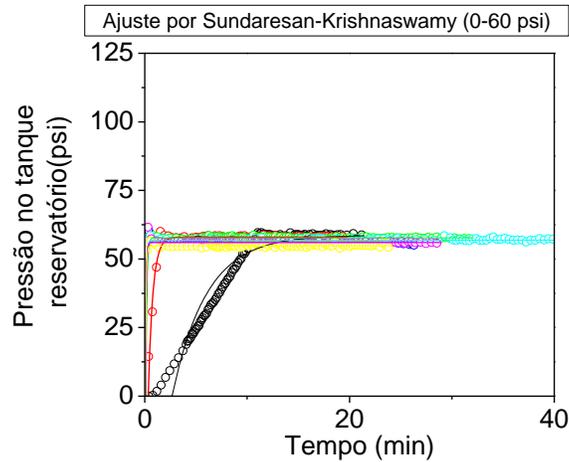


Figura 7.1 - Teste degrau 0-80 psi com aberturas da válvula de entrada de ar de 23% (o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).



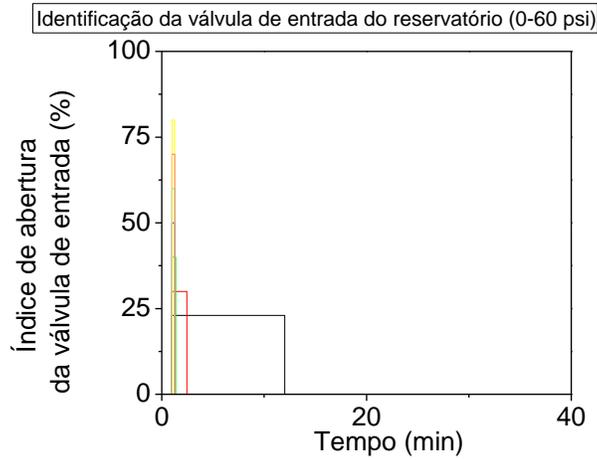


Figura 7.2 - Teste degrau 0-60 psi com aberturas da válvula de entrada de ar de 23% (o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).

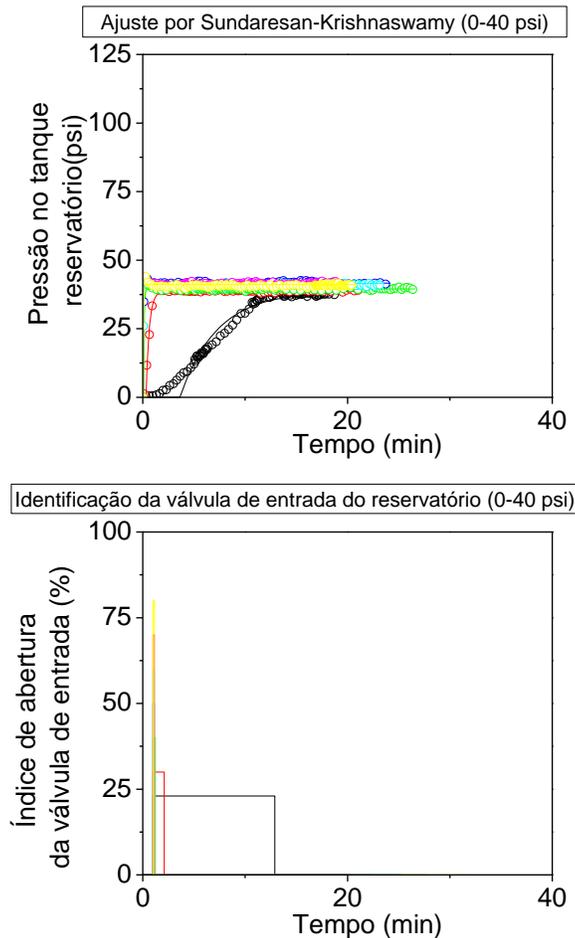


Figura 7.3 - Teste degrau 0-40 psi com aberturas da válvula de entrada de ar de 23% (o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).

Tabela 7.1 - Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswamy (1977) e métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953) (Válvula de entrada de ar).

Método de Sundaresan e Krishnaswamy														Ziegler - Nichols		Cohen - Coon	
Válvula de entrada	Abertura (%)	t1 (min)	t2 (min)	t1* (s)	t2* (s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	Kp	Kc	Ti	Kc	Ti
0-100	23	35,03	83,08	2101,9	4985,2	0,0	97,9	1286,78	1931,81	97,9	0,23	0,051	425,65	0,003	4288,84	0,003	1844,584
	30	2,092	4,705	125,52	282,3	0,0	96,8	81,309	105,043	96,8	0,30	0,922	322,66	0,004	271,003	0,004	107,351
	40	0,15	0,371	9	22,26	0,2	93,3	5,245	8,884	93,1	0,40	10,47	232,75	0,007	17,480	0,007	8,008
	50	0,131	0,308	7,86	18,48	0,0	93,0	4,859	7,115	93,0	0,50	13,07	186,00	0,007	16,194	0,008	6,873
	60	0,132	0,311	7,92	18,66	0,0	94,4	4,885	7,196	94,4	0,60	13,11	157,33	0,008	16,280	0,009	6,931
	70	0,13	0,313	7,8	18,78	0,0	95,2	4,694	7,357	95,2	0,70	12,94	136,00	0,010	15,644	0,011	6,884
80	0,134	0,318	8,04	19,08	0,0	93,9	4,919	7,397	93,9	0,80	12,69	117,37	0,012	16,394	0,012	7,057	
0-80	23	6,481	14,37	388,86	862,26	0,0	79,5	255,463	317,178	79,5	0,23	0,251	345,65	0,003	851,457	0,003	329,815
	30	2,313	5,078	138,78	304,68	0,0	78,0	92,057	111,153	78,0	0,30	0,702	260,00	0,004	306,825	0,005	116,978
	40	0,251	0,549	15,06	32,94	0,0	74,4	10,025	11,980	74,4	0,40	6,211	186,00	0,006	33,415	0,006	12,664
	50	0,103	0,247	6,18	14,82	0,0	74,9	3,736	5,789	74,9	0,50	12,93	149,80	0,009	12,453	0,010	5,446
	60	0,109	0,251	6,54	15,06	0,0	74,9	4,135	5,708	74,9	0,60	13,12	124,83	0,010	13,781	0,011	5,664
	70	0,109	0,251	6,54	15,06	0,0	74,8	4,135	5,708	74,8	0,70	13,10	106,85	0,012	13,781	0,012	5,664
80	0,104	0,245	6,24	14,7	0,0	75,0	3,849	5,668	75,0	0,80	13,23	93,750	0,014	12,829	0,015	5,461	
0-60	23	4,068	9,073	244,11	544,38	0,0	58,7	159,481	201,177	58,7	0,23	0,292	255,21	0,004	531,549	0,005	207,755
	30	0,524	1,197	31,44	71,856	0,0	58,0	20,034	27,079	58,0	0,30	2,142	193,33	0,006	66,773	0,007	27,125
	40	0,151	0,299	9,06	17,94	0,0	57,7	6,575	5,950	57,7	0,40	9,698	144,25	0,006	21,916	0,006	7,043
	50	0,099	0,215	5,94	12,9	0,0	56,2	3,981	4,663	56,2	0,50	12,04	112,30	0,009	13,269	0,010	4,971
	60	0,098	0,215	5,88	12,9	0,0	56,9	3,903	4,703	56,9	0,60	12,09	94,833	0,011	13,009	0,012	4,954
	70	0,088	0,202	5,28	12,12	0,0	56,0	3,349	4,583	56,0	0,70	12,22	80,000	0,015	11,163	0,016	4,565
80	0,083	0,192	4,98	11,52	0,0	54,8	3,133	4,382	54,8	0,80	12,50	68,500	0,018	10,443	0,020	4,322	
0-40	23	5,125	10,49	307,5	629,7	0,1	37,7	217,137	215,874	37,6	0,23	0,174	163,65	0,005	723,718	0,006	246,225
	30	0,449	0,926	26,94	55,56	0,0	38,7	18,910	19,175	38,7	0,30	2,018	129,00	0,007	63,026	0,008	21,698
	40	0,106	0,193	6,36	11,58	0,0	39,5	4,910	3,497	39,5	0,40	11,29	98,750	0,006	16,364	0,007	4,530
	50	0,064	0,122	3,84	7,32	0,0	41,6	2,869	2,332	41,6	0,50	17,84	83,200	0,009	9,563	0,010	2,876
	60	0,063	0,121	3,78	7,26	0,0	41,6	2,809	2,332	41,6	0,60	17,84	69,333	0,011	9,361	0,012	2,853
	70	0,06	0,12	3,6	7,2	0,0	42,2	2,592	2,412	42,2	0,70	17,49	60,286	0,014	8,639	0,015	2,824
80	0,06	0,12	3,6	7,2	0,0	41,1	2,592	2,412	41,1	0,80	17,04	51,375	0,016	8,639	0,018	2,824	

7.2 ANEXO B - Identificação do tanque reservatório - Válvula de saída de ar

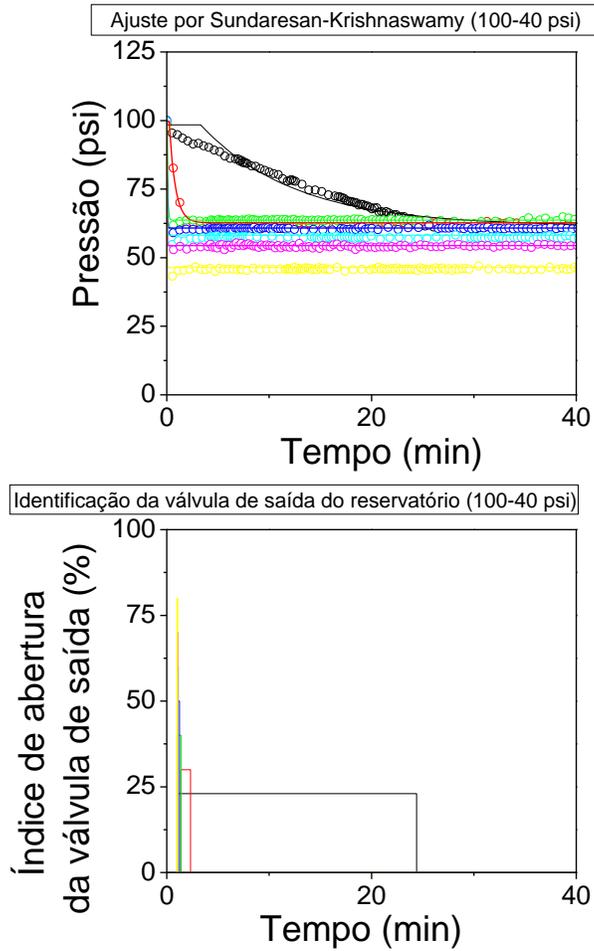
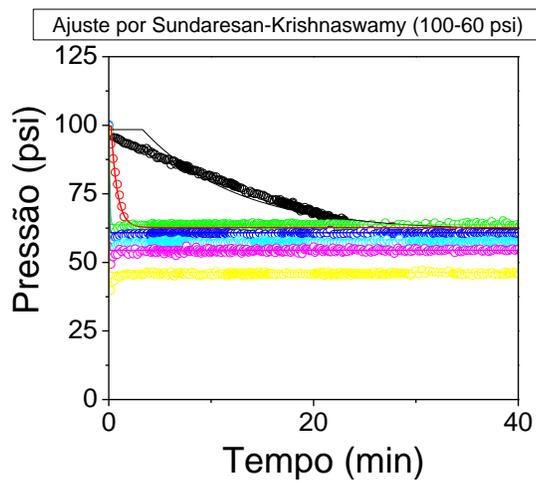


Figura 7.4 - Teste degrau 100-40 psi com aberturas da válvula de saída de ar de 23% (o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).



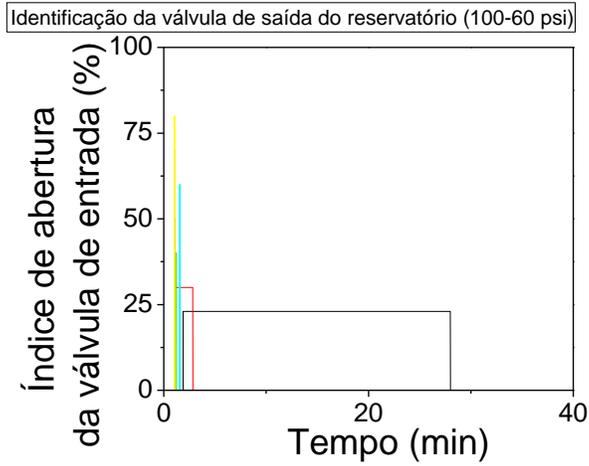


Figura 7.5 - Teste degrau 100-60 psi com aberturas da válvula de saída de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).

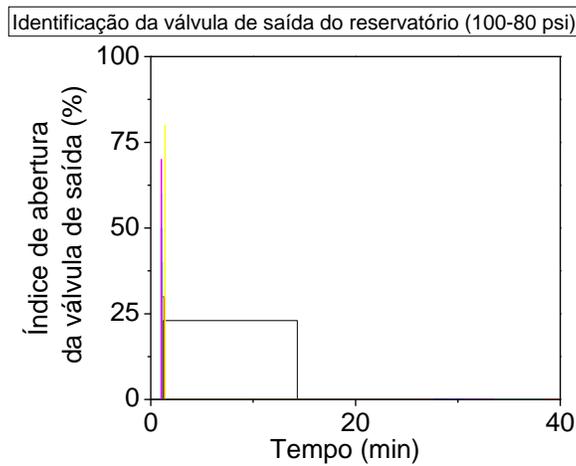
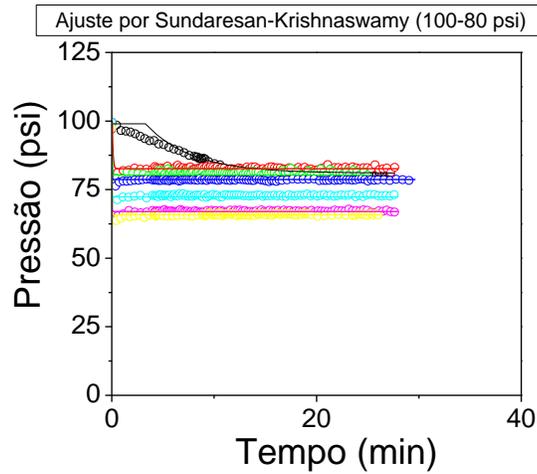
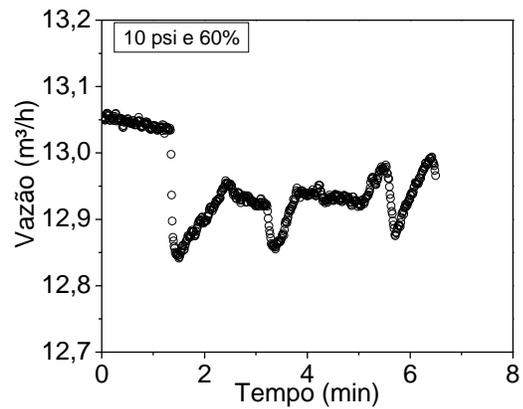
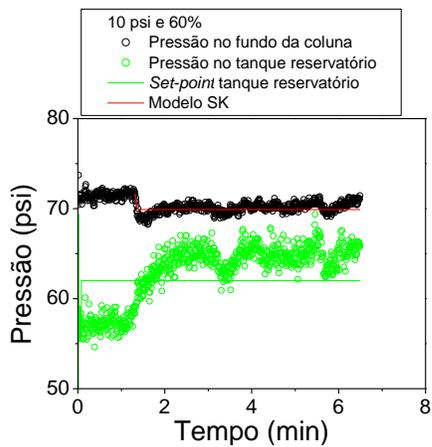
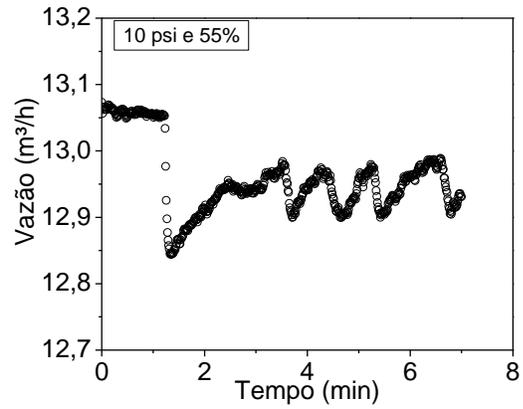
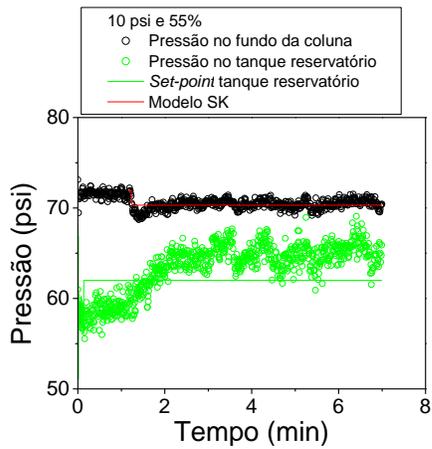
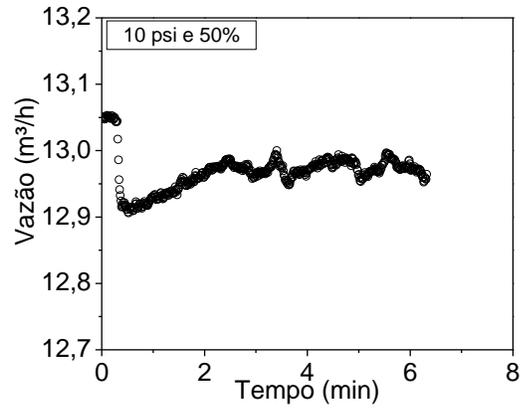
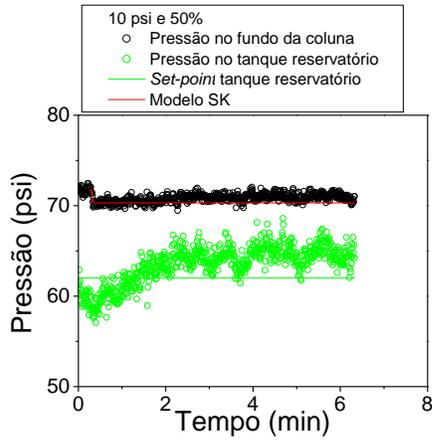


Figura 7.6 - Teste degrau 100-80 psi com aberturas da válvula de saída de ar de 23%(o), 30% (o), 40% (o), 50% (o), 60% (o), 70% (o) e 80% (o).

Tabela 7.2 - Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswany (1977) e métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953) (Válvula de saída de ar).

Método de Sundaresan e Krishnaswany														Ziegler - Nichols		Cohen - Coon	
Válvula de saída	Abertura (%)	t1 (min)	t2 (min)	t1* (s)	t2* (s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	Kp	Kc	Ti	Kc	Ti
100-80	23	5,17	11,87	310,02	712,08	99,0	81,0	196,52	269,38	-18,0	0,23	-0,07	-78,26	-0,02	655,01	-0,02	268,15
	30	0,09	0,20	5,34	11,88	99,8	82,6	3,50	4,38	-17,2	0,30	-3,93	-57,33	-0,02	11,65	-0,02	4,54
	40	0,05	0,11	3,18	6,42	99,2	80,3	2,27	2,17	-18,9	0,40	-8,71	-47,25	-0,02	7,57	-0,02	2,52
	50	0,03	0,05	1,68	2,88	99,1	78,7	1,35	0,80	-20,4	0,50	-25,37	-40,80	-0,01	4,50	-0,02	1,11
	60	0,03	0,05	1,62	3,12	99,5	72,3	1,20	1,01	-27,2	0,60	-27,06	-45,33	-0,02	4,00	-0,02	1,23
	70	0,02	0,04	1,44	2,64	97,0	67,0	1,11	0,80	-30,0	0,70	-37,31	-42,86	-0,02	3,69	-0,02	1,03
	80	0,02	0,04	1,44	2,58	97,4	65,8	1,12	0,76	-31,6	0,80	-41,37	-39,50	-0,02	3,75	-0,02	1,01
Válvula de saída	Abertura (%)	t1	t2	t1*	t2*	Pi	Pf	td	τ	Bu	M	S	Kp	Kc	Ti	Kc	Ti
100-60	23	7,23	20,99	433,62	1259,2	98,4	61,5	198,53	553,15	-36,9	0,23	-0,07	-160,43	-0,02	661,71	-0,02	381,36
	30	0,48	1,37	28,74	82,26	99,6	62,7	13,51	35,86	-36,9	0,30	-1,03	-123,00	-0,02	45,02	-0,02	25,43
	40	0,08	0,17	4,50	10,02	99,7	63,7	2,94	3,70	-36,0	0,40	-9,73	-90,00	-0,01	9,81	-0,01	3,83
	50	0,04	0,08	2,28	4,68	100,0	60,8	1,61	1,61	-39,2	0,50	-24,38	-78,40	-0,01	5,36	-0,01	1,83
	60	0,04	0,07	2,16	4,20	100,0	58,2	1,59	1,37	-41,8	0,60	-30,58	-69,67	-0,01	5,30	-0,01	1,65
	70	0,03	0,05	1,68	3,24	98,6	54,4	1,24	1,05	-44,2	0,70	-42,29	-63,14	-0,01	4,15	-0,01	1,27
	80	0,03	0,05	1,50	2,88	98,3	46,4	1,11	0,92	-51,9	0,80	-56,13	-64,88	-0,01	3,72	-0,01	1,13
Válvula de saída	Abertura (%)	t1	t2	t1*	t2*	Pi	Pf	td	τ	Bu	M	S	Kp	Kc	Ti	Kc	Ti
100-40	23	5,48	18,34	328,50	1100,2	100,0	41,8	107,97	517,09	-58,2	0,23	-0,11	-253,04	-0,02	359,86	-0,02	250,96
	30	0,22	0,68	13,14	40,62	98,4	43,8	5,30	18,41	-54,6	0,30	-2,97	-182,00	-0,02	17,67	-0,02	11,09
	40	0,10	0,28	6,18	16,50	99,3	45,7	3,25	6,91	-53,6	0,40	-7,75	-134,00	-0,01	10,83	-0,01	5,55
	50	0,07	0,16	4,08	9,66	99,2	45,2	2,50	3,74	-54,0	0,50	-14,44	-108,00	-0,01	8,34	-0,01	3,58
	60	0,04	0,09	2,40	5,28	98,0	41,3	1,59	1,93	-56,7	0,60	-29,38	-94,50	-0,01	5,30	-0,01	2,03
	70	0,04	0,07	2,10	4,32	99,6	39,0	1,48	1,49	-60,6	0,70	-40,74	-86,57	-0,01	4,92	-0,01	1,69
	80	0,03	0,06	1,62	3,30	99,5	34,5	1,15	1,13	-65,0	0,80	-57,75	-81,25	-0,01	3,83	-0,01	1,29
Válvula de saída	Abertura (%)	t1	t2	t1*	t2*	Pi	Pf	td	τ	Bu	M	S	Kp	Kc	Ti	Kc	Ti
100-0	23	32,33	126,96	1939,7	7617,5	98,0	0,1	312,58	3804,1	-97,9	0,23	-0,03	-425,65	-0,03	1041,8	-0,03	888,28
	30	0,81	3,40	48,66	203,94	99,5	0,0	4,12	104,04	-99,5	0,30	-0,96	-331,67	-0,07	13,72	-0,07	12,66
	40	0,20	0,78	11,82	46,86	99,4	0,0	1,78	23,48	-99,4	0,40	-4,23	-248,50	-0,05	5,92	-0,05	5,11
	50	0,11	0,41	6,48	24,84	98,7	0,0	1,22	12,30	-98,7	0,50	-8,02	-197,40	-0,05	4,07	-0,05	3,37
	60	0,07	0,30	4,44	17,76	99,5	0,0	0,62	8,92	-99,5	0,60	-11,15	-165,83	-0,08	2,07	-0,08	1,81
	70	0,05	0,15	2,76	9,06	100,3	0,1	0,96	4,22	-100,2	0,70	-23,74	-143,14	-0,03	3,20	-0,03	2,17
	80	0,04	0,10	2,22	5,76	99,5	0,1	1,22	2,37	-99,4	0,80	-41,91	-124,25	-0,01	4,05	-0,01	1,99

7.3 ANEXO C – Identificação da perturbação de carga denominada perda de circulação em reservatório portador de gás



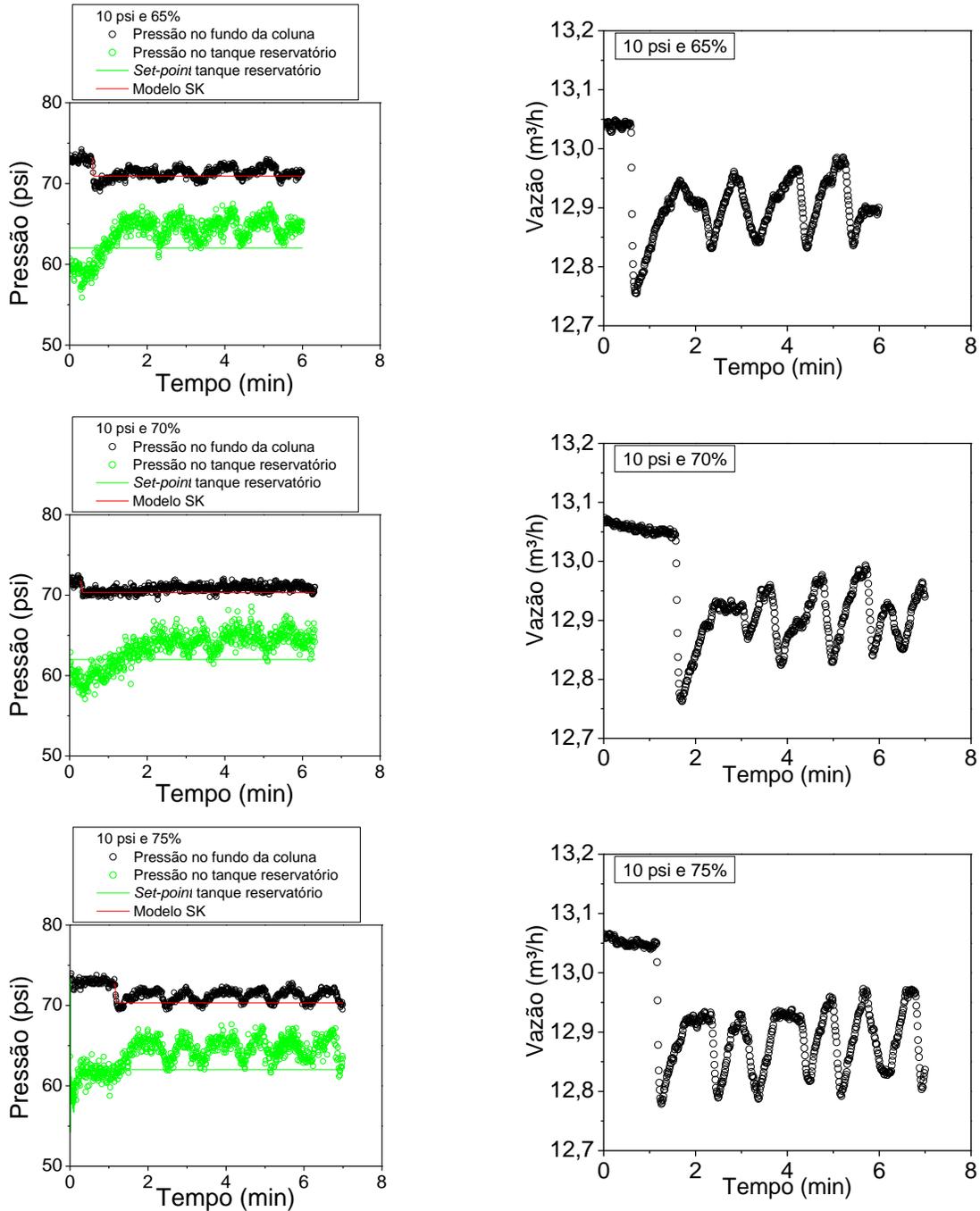
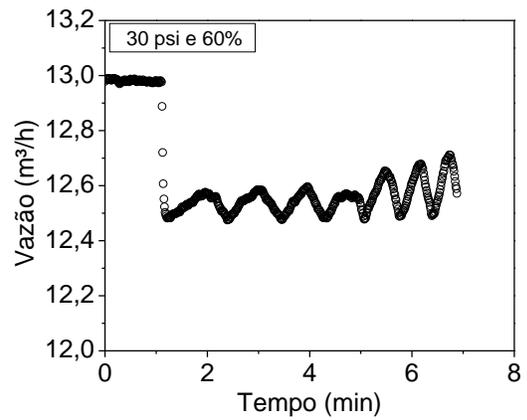
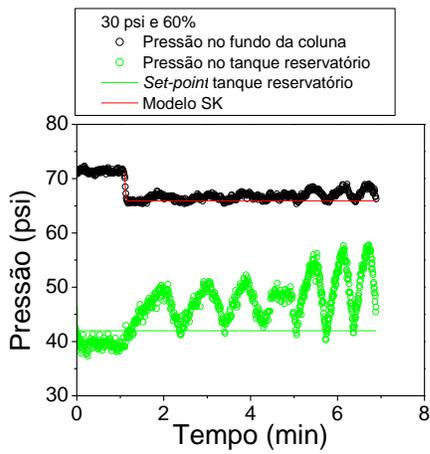
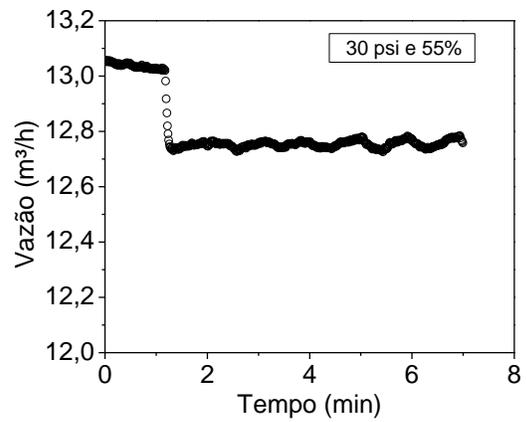
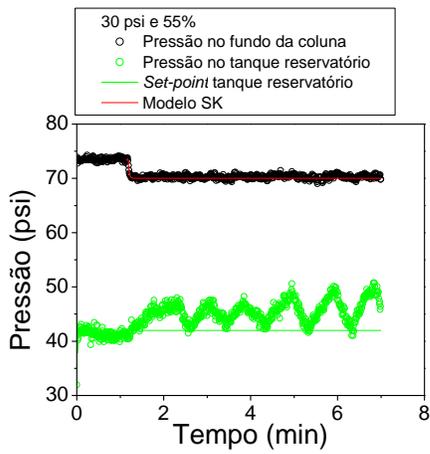
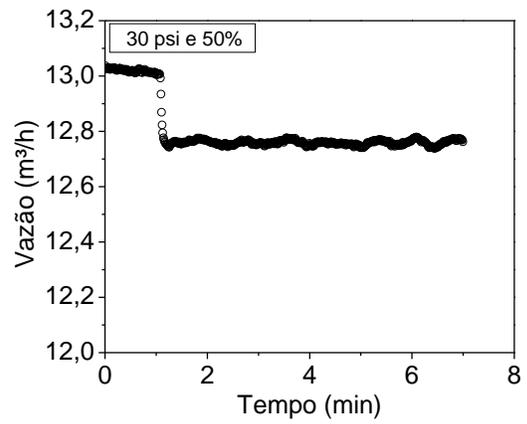
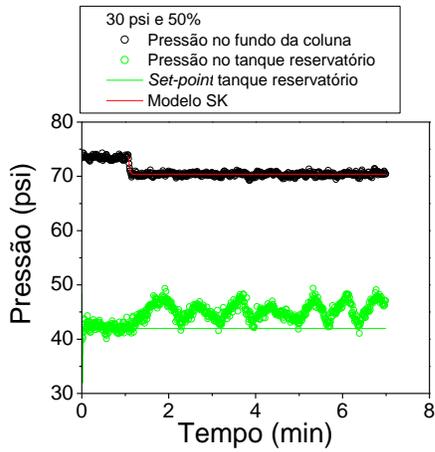


Figura 7.7 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 10 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.



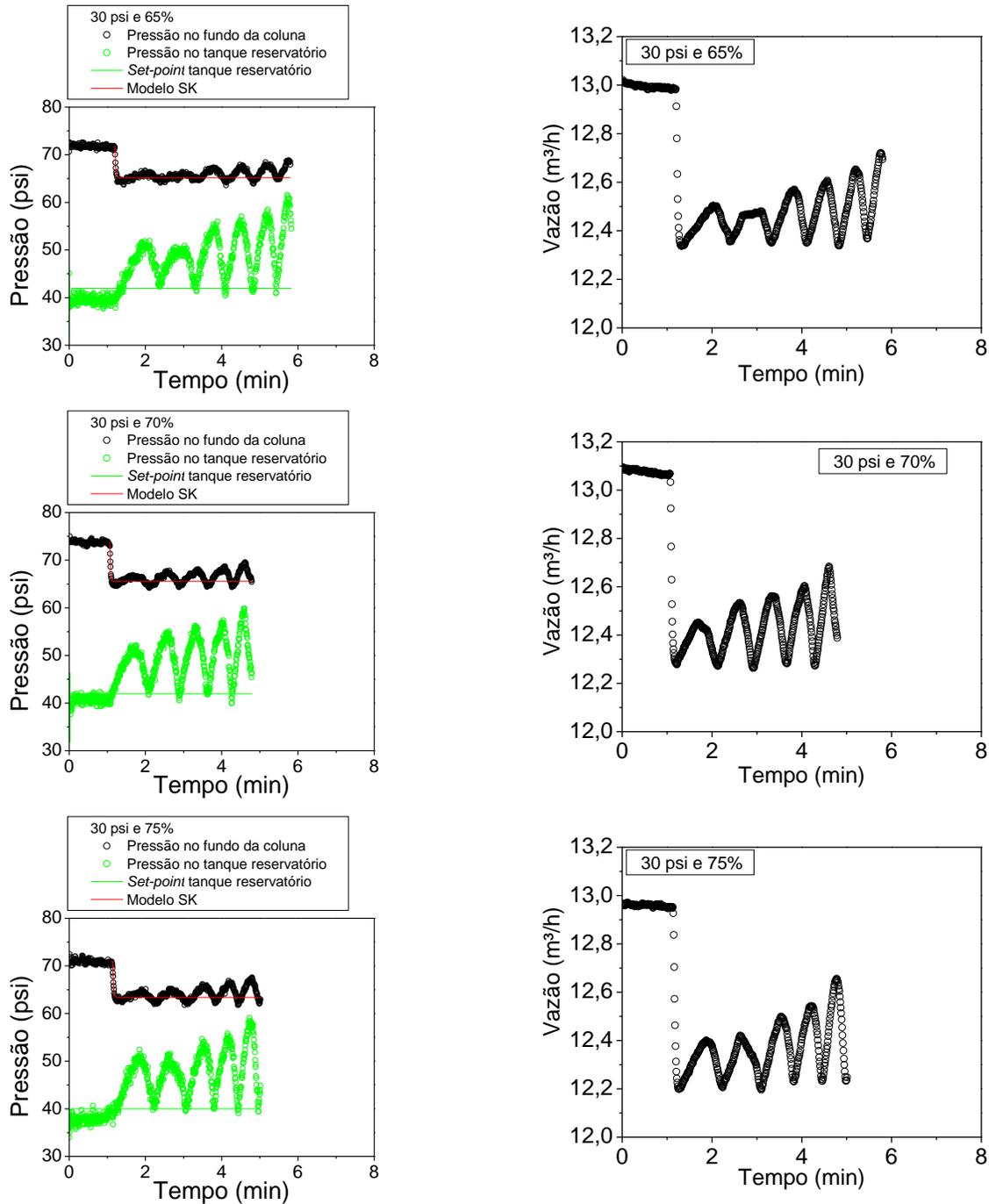
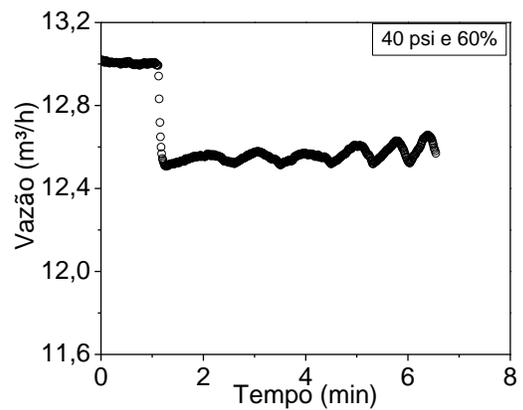
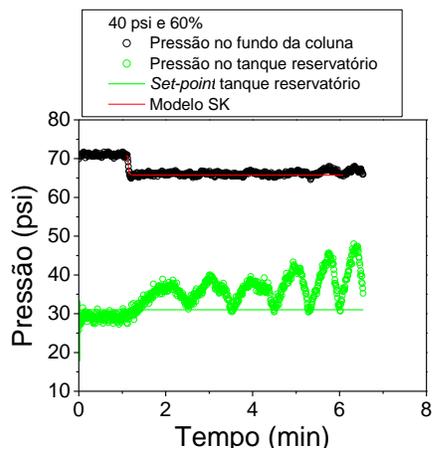
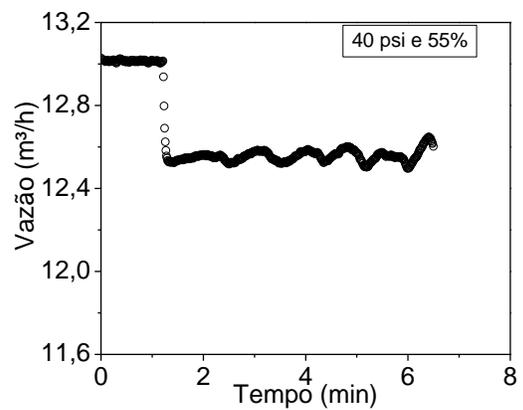
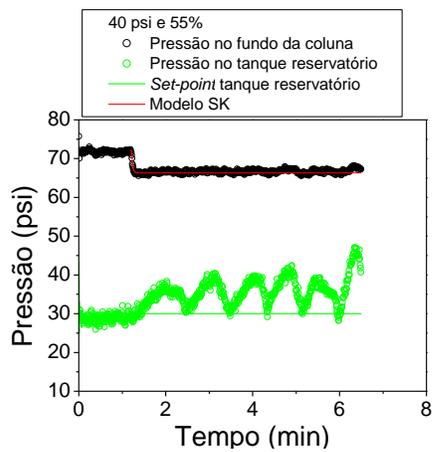
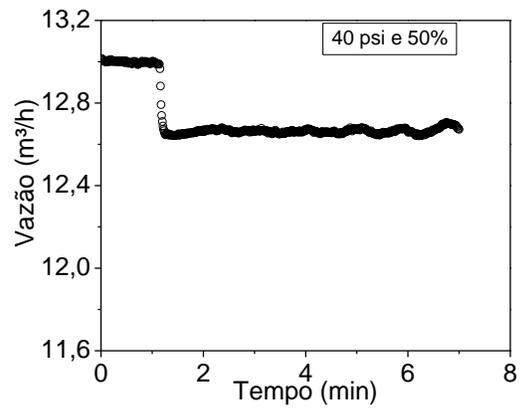
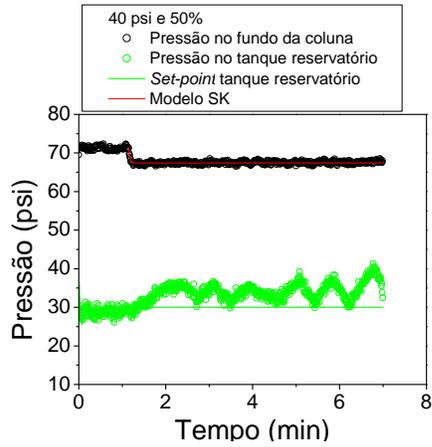


Figura 7.8 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 30 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.



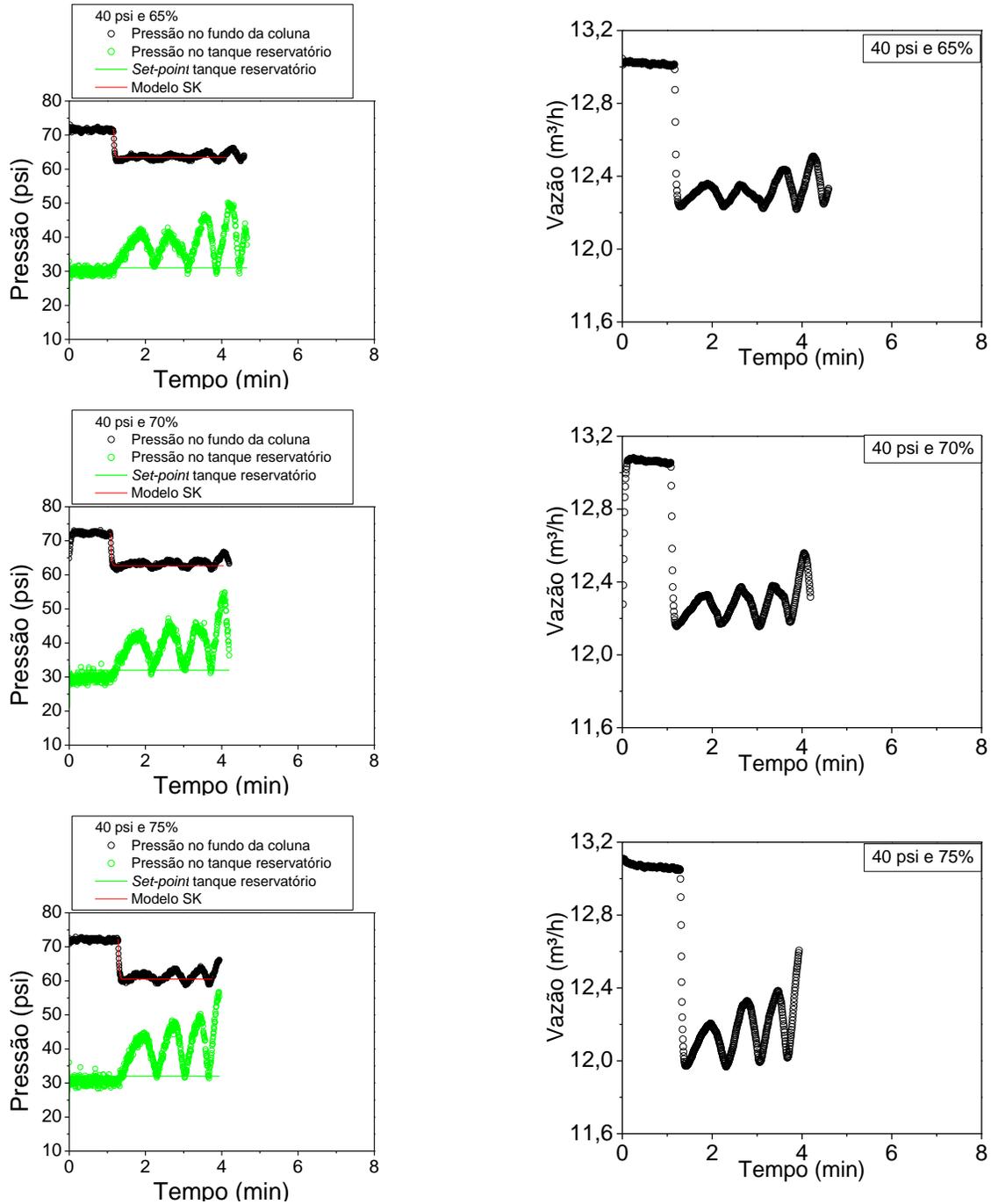
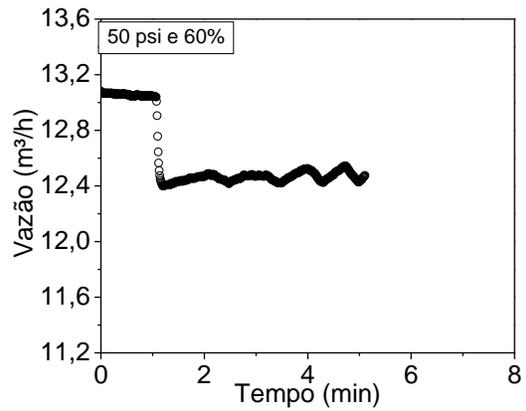
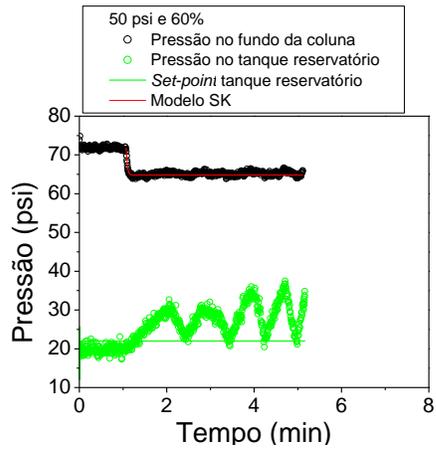
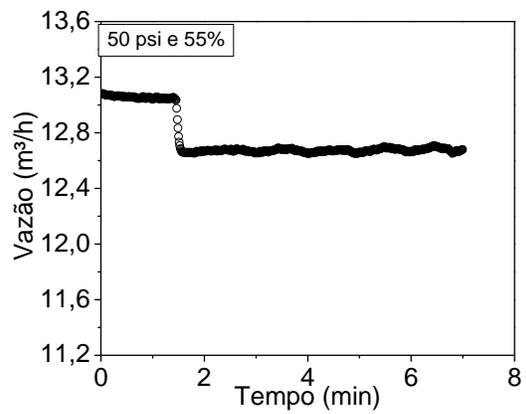
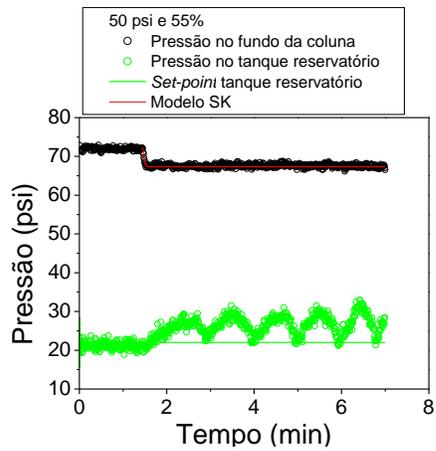
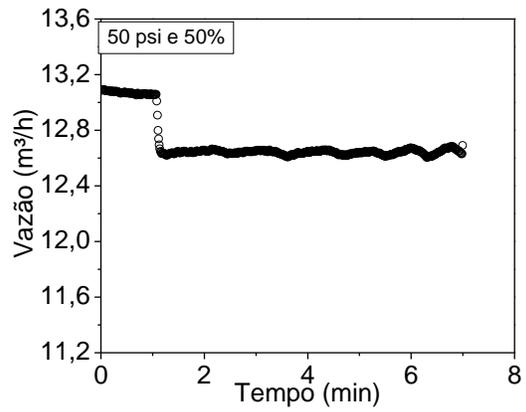
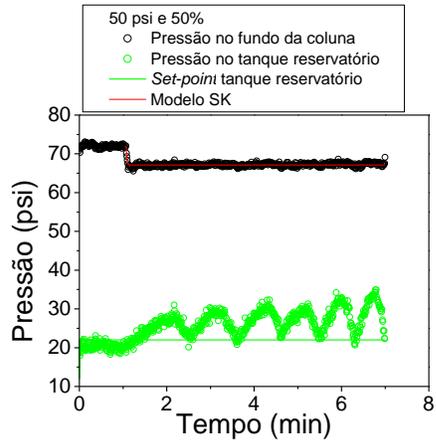


Figura 7.9 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 40 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.



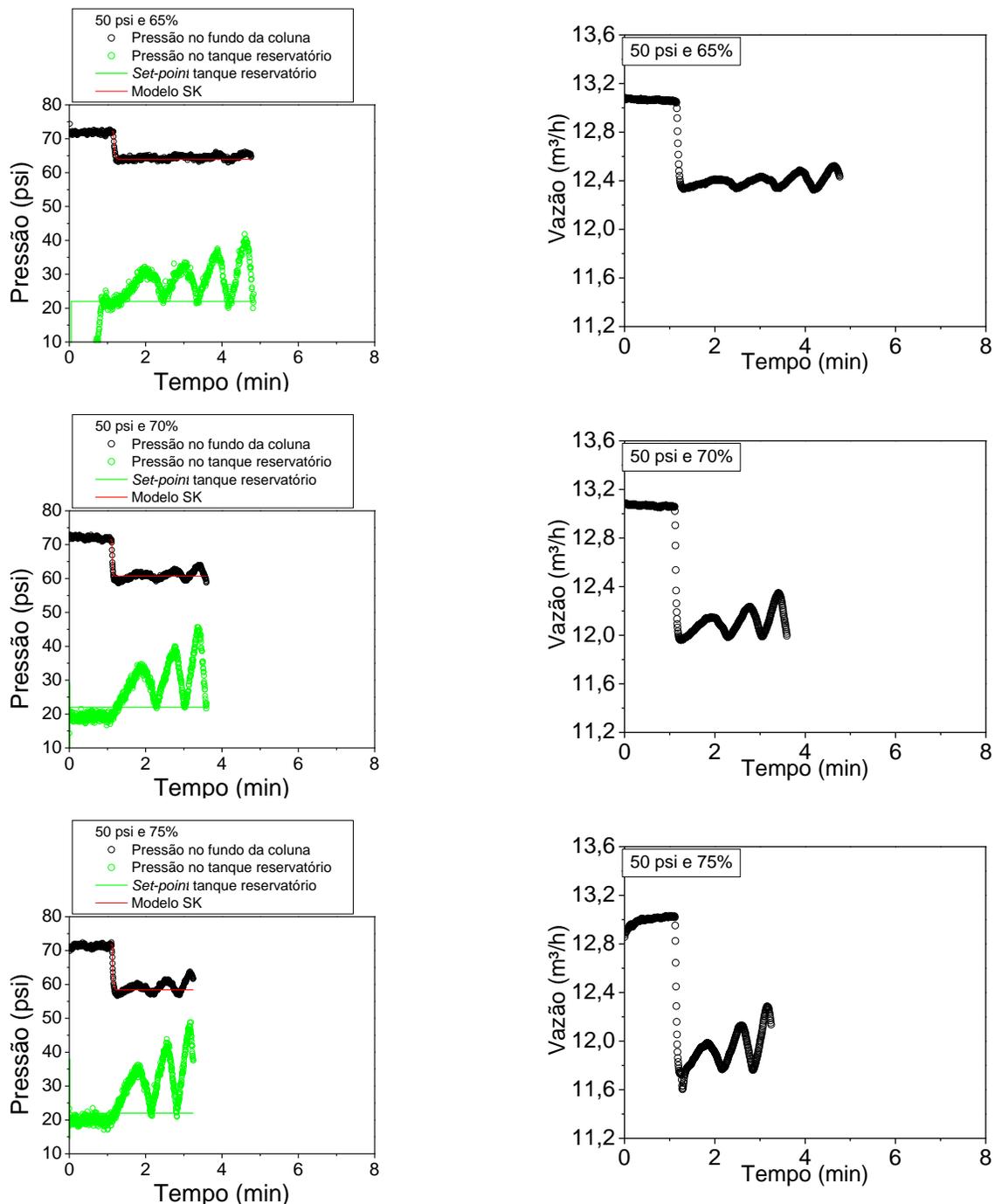


Figura 7.10 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 50 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55, 60, 65, 70 e 75%.

Tabela 7.3 - Parâmetros do controlador *feedforward* para perturbação de carga perda de circulação em reservatório de gás.

ΔP	Abertura Válvula de permeabilidade (%)	t1 (min)	t2 (min)	t1*(s)	t2* (s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	K _L
10	50	0,0644	0,083	3,864	4,98	71,70	70,30	3,5790	0,7477	-1,40	0,09	-1,872	-15,556
	55	0,0743	0,0854	4,458	5,124	71,90	70,30	4,3094	0,4462	-1,60	0,13	-3,586	-12,307
	60	0,0341	0,0589	2,046	3,534	71,55	69,90	1,6349	0,9970	-1,65	0,16	-1,655	-10,312
	65	0,0471	0,0574	2,826	3,444	73,10	70,90	2,6750	0,4141	-2,20	0,18	-5,313	-12,222
	70	0,0587	0,0704	3,522	4,224	73,00	70,90	3,3536	0,4703	-2,10	0,21	-4,465	-10,000
	75	0,061	0,084	3,66	5,04	72,60	70,30	3,2964	0,9246	-2,30	0,19	-2,488	-12,105

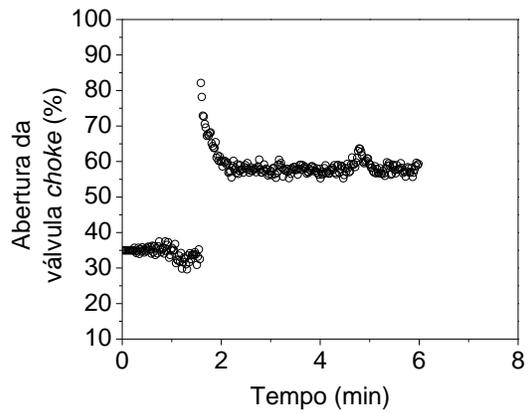
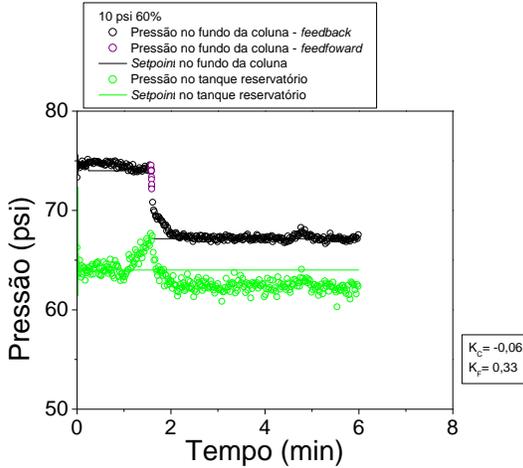
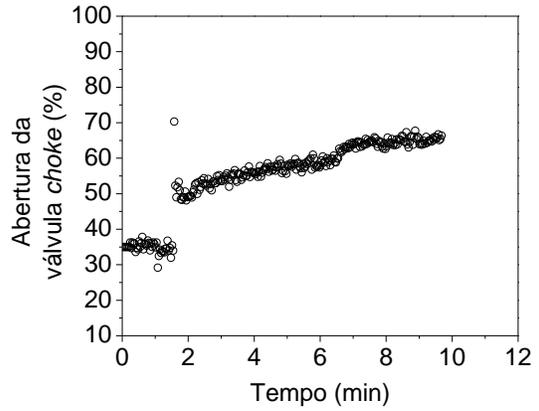
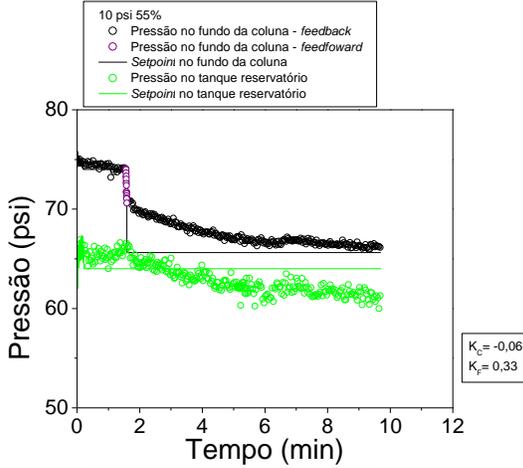
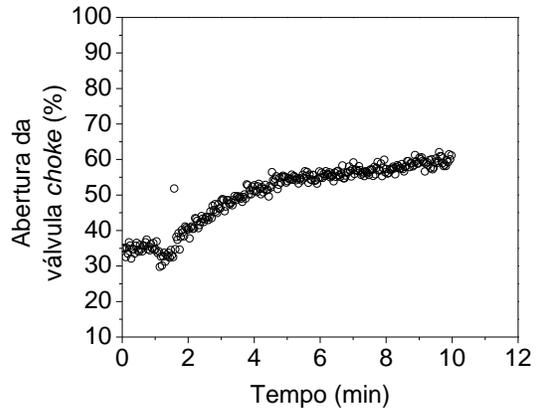
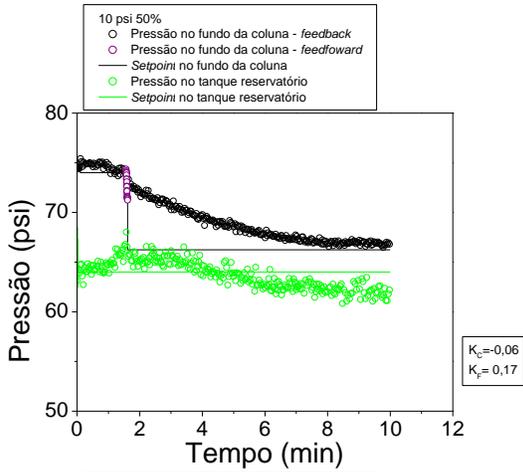
ΔP	Válvula de permeabilidade	t1 (min)	t2 (min)	t1*(s)	t2* (s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	K _L
20	50	0,0369	0,107	2,214	6,42	71,90	69,50	1,0164	2,8180	-2,40	0,21	-0,852	-11,429
	55	0,0334	0,0684	2,004	4,104	71,60	69,20	1,4150	1,4070	-2,40	0,22	-1,706	-10,909
	60	0,0366	0,0614	2,196	3,684	72,20	68,40	1,7864	0,9970	-3,80	0,35	-3,812	-10,857
	65	0,0487	0,0624	2,922	3,744	71,50	68,00	2,7128	0,5507	-3,50	0,38	-6,355	-9,210
	70	0,0416	0,0696	2,496	4,176	74,10	67,90	2,0338	1,1256	-6,20	0,51	-5,508	-12,157
	75	0,0482	0,0767	2,892	4,602	73,40	66,60	2,4250	1,1457	-6,80	0,55	-5,935	-12,364

ΔP	Válvula de permeabilidade	t1 (min)	t2 (min)	t1*(s)	t2* (s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	K _L
30	50	0,0431	0,0754	2,586	4,524	73,50	70,40	2,0498	1,2985	-3,10	0,25	-2,387	-12,400
	55	0,061	0,095	3,66	5,7	73,40	70,00	3,1050	1,3668	-3,40	0,26	-2,488	-13,077
	60	0,0439	0,0669	2,634	4,014	71,00	65,90	2,2601	0,9246	-5,10	0,5	-5,516	-10,200
	65	0,0452	0,071	2,712	4,26	71,70	65,20	2,2902	1,0372	-6,50	0,6	-6,267	-10,833
	70	0,0342	0,0562	2,052	3,372	73,60	65,60	1,6897	0,8844	-8,00	0,73	-9,046	-10,959
	75	0,0467	0,0746	2,802	4,476	70,90	63,40	2,3446	1,1216	-7,50	0,72	-6,687	-10,417

ΔP	Válvula de permeabilidade	t1 (min)	t2 (min)	t1*(s)	t2* (s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	K _L
40	50	0,0437	0,0848	2,622	5,088	71,30	67,40	1,9331	1,6522	-3,90	0,35	-2,360	-11,143
	55	0,0467	0,0826	2,802	4,956	71,50	66,30	2,2054	1,4432	-5,20	0,45	-3,603	-11,55
	60	0,0527	0,0793	3,162	4,758	71,10	65,80	2,7308	1,0693	-5,30	0,46	-4,956	-11,52
	65	0,0464	0,0697	2,784	4,182	71,60	63,40	2,4064	0,9367	-8,20	0,71	-8,755	-11,549
	70	0,0521	0,0793	3,126	4,758	72,20	62,70	2,6840	1,0934	-9,50	0,76	-8,688	-12,500
	75	0,04	0,0704	2,4	4,224	72,10	60,50	1,8950	1,2221	-11,60	0,94	-9,492	-12,340

ΔP	Válvula de permeabilidade	t1 (min)	t2 (min)	t1*(s)	t2* (s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	K _L
50	50	0,0337	0,0565	2,022	3,39	71,80	67,11	1,6455	0,9166	-4,69	0,44	-5,117	-10,659
	55	0,0431	0,081	2,586	4,86	72,10	67,30	1,9524	1,5236	-4,80	0,4	-3,150	-12,000
	60	0,0398	0,0786	2,388	4,716	71,60	64,80	1,7368	1,5598	-6,80	0,58	-4,360	-11,724
	65	0,0505	0,0865	3,03	5,19	72,20	64,00	2,4339	1,4472	-8,20	0,44	-5,666	-18,636
	70	0,0539	0,077	3,234	4,62	71,40	60,70	2,8644	0,9286	-10,70	1,03	-11,522	-10,388
	75	0,0501	0,0807	3,006	4,842	71,80	58,40	2,5036	1,2301	-13,40	1,14	-10,893	-11,754

7.4 ANEXO D - Controle de perda de circulação de líquido em reservatório de gás empregando reconfiguração da lei de controle.



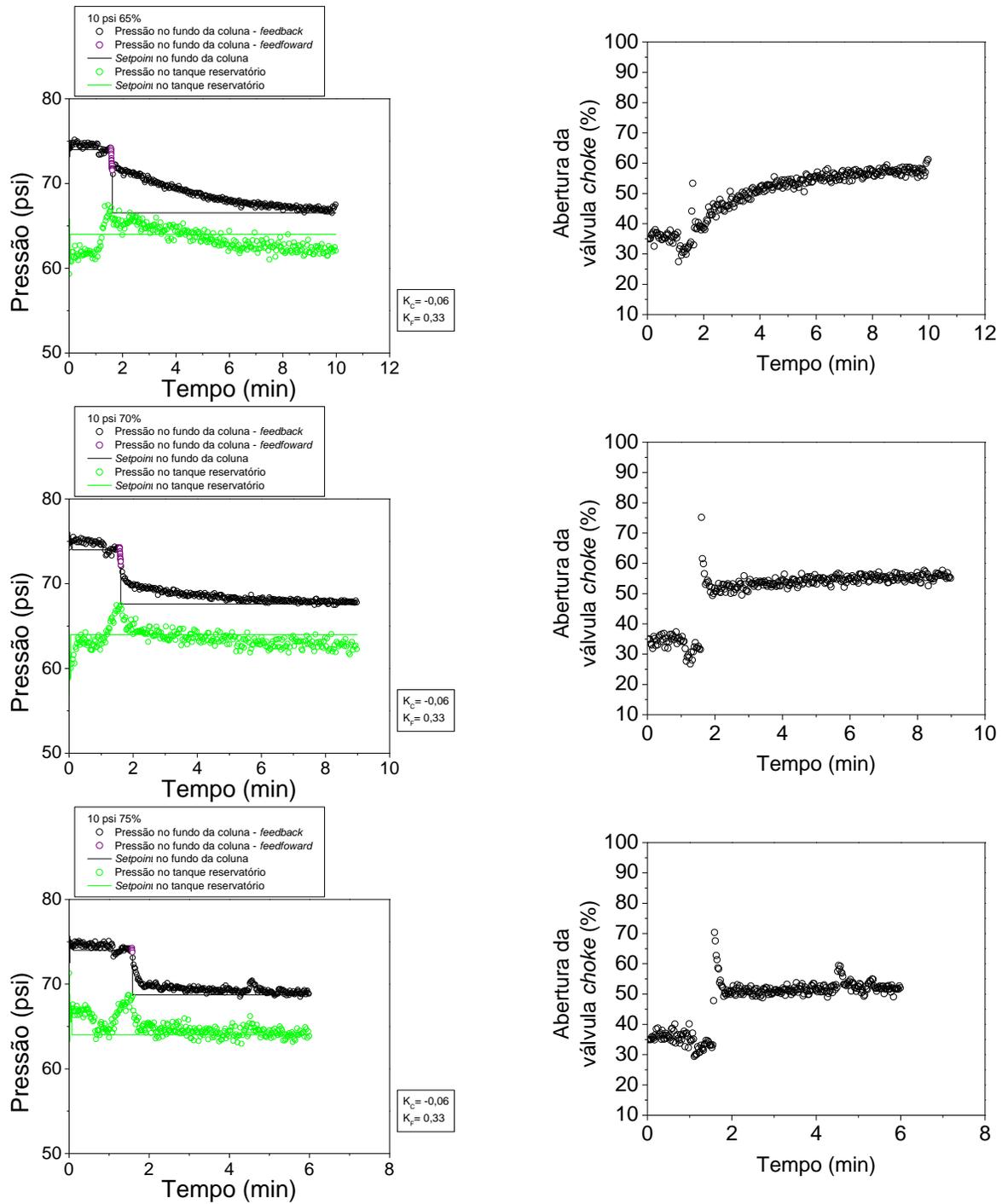
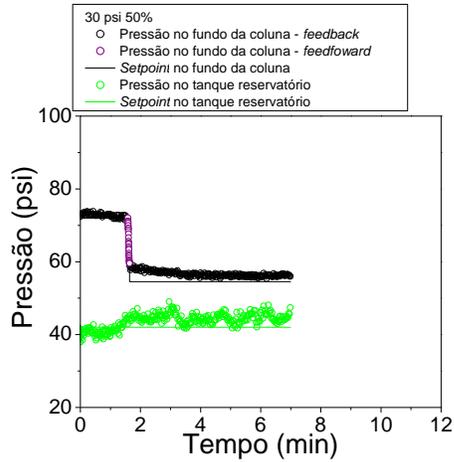
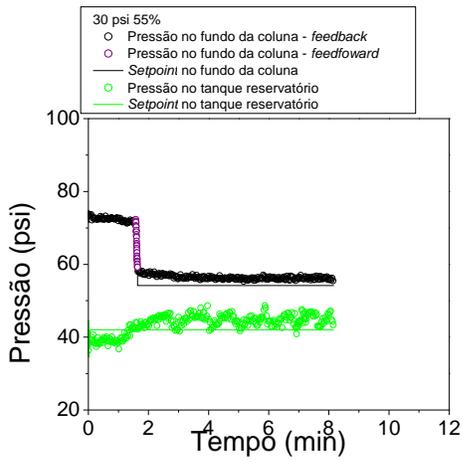
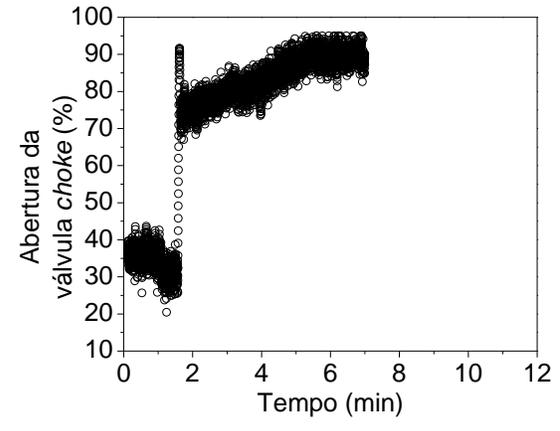


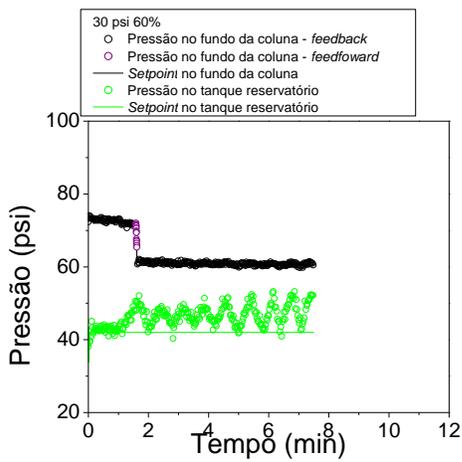
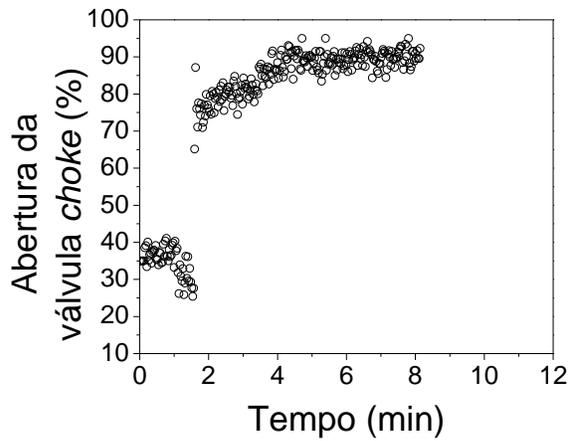
Figura 7.11 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 10 psi.



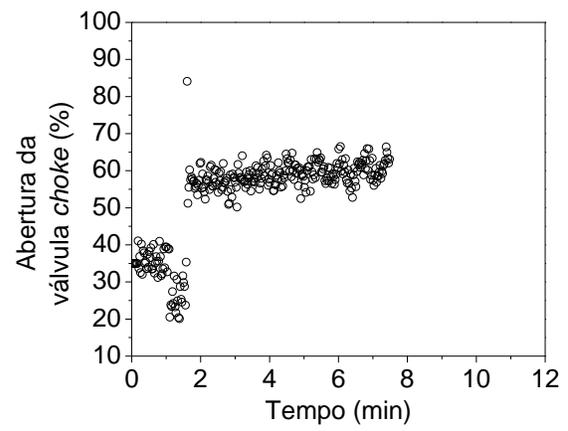
$K_c = -0,1$
 $K_f = 0,1$



$K_c = -0,1$
 $K_f = 0,07$



$K_c = -0,1$
 $K_f = 0,05$



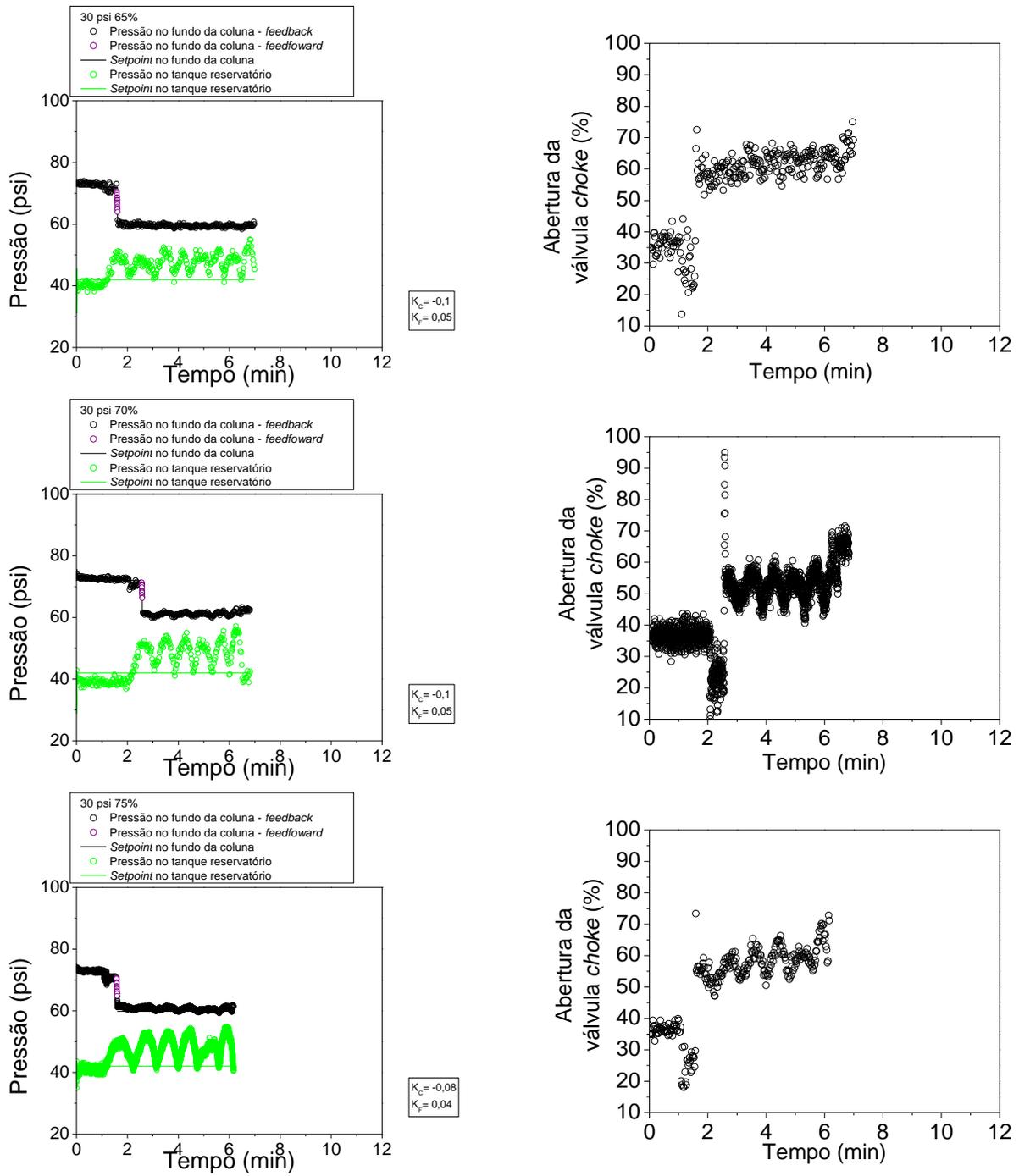
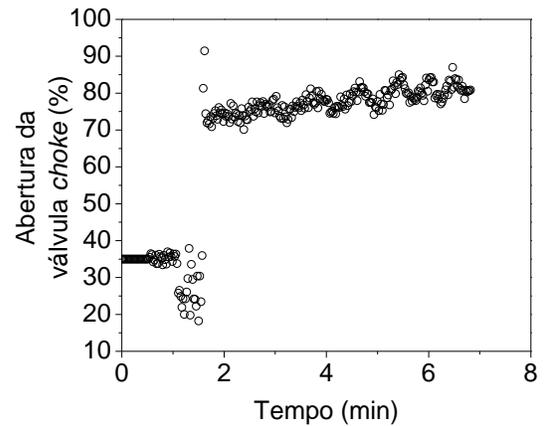
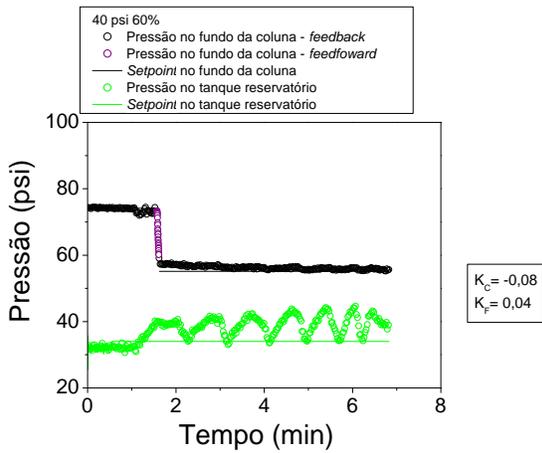
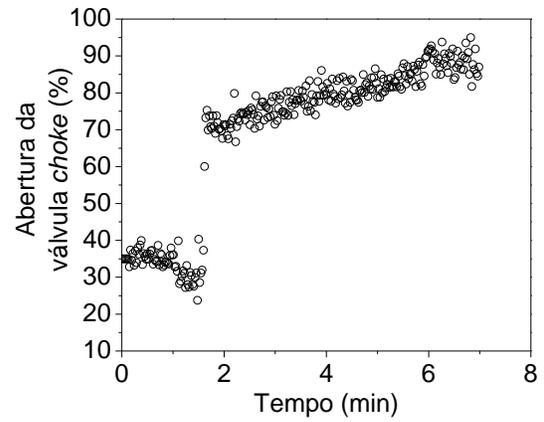
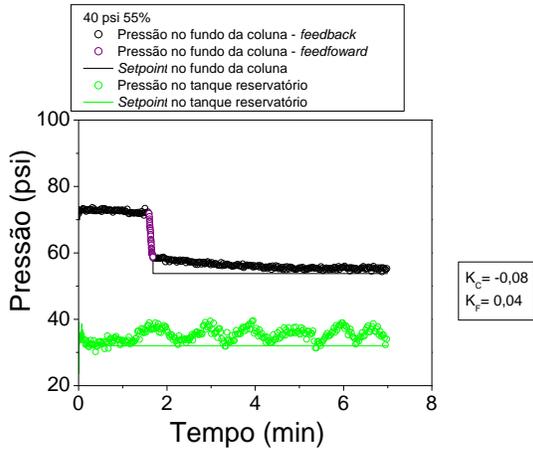
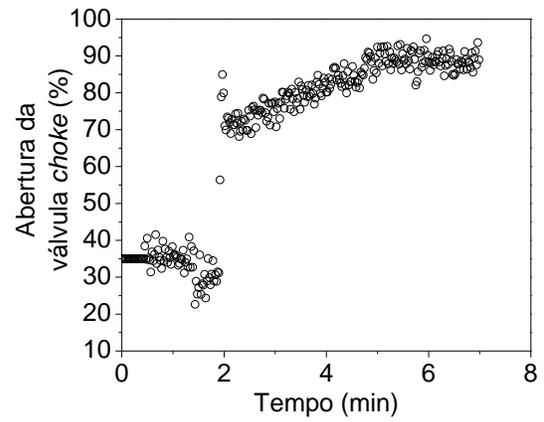
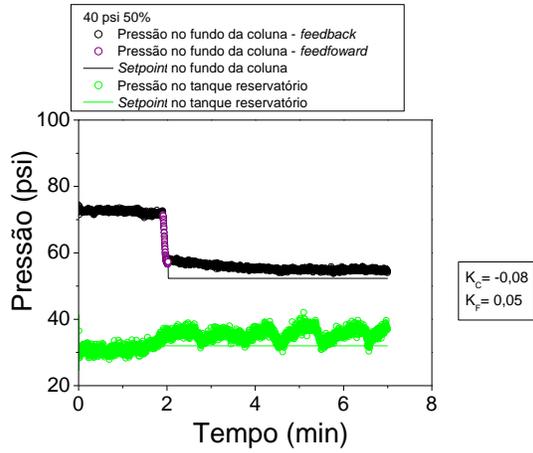


Figura 7.12 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 30 psi.



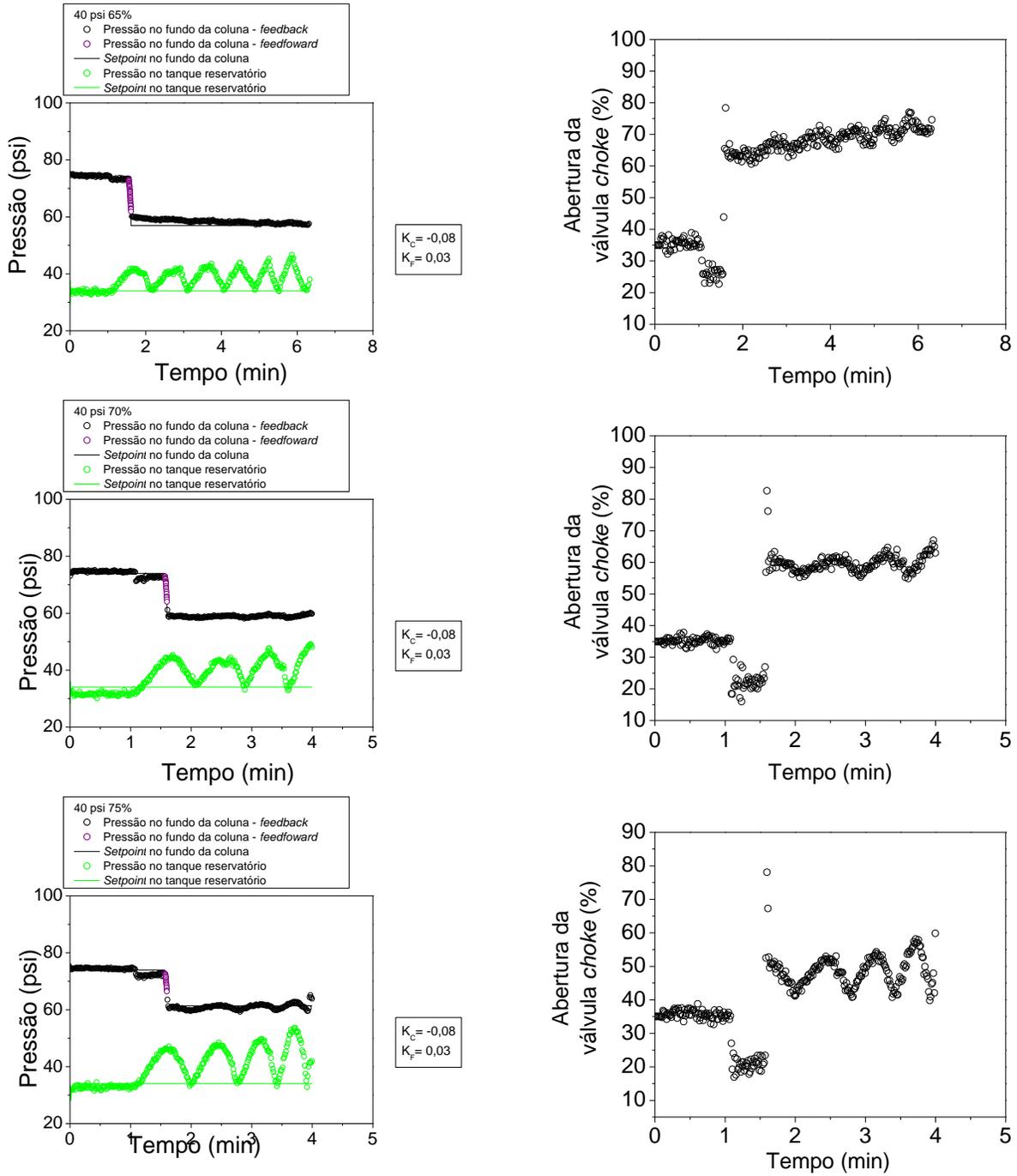
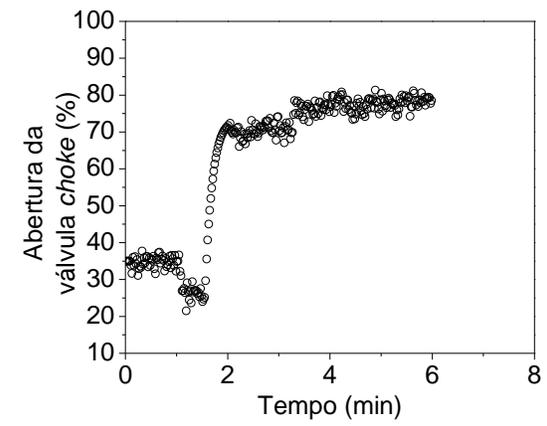
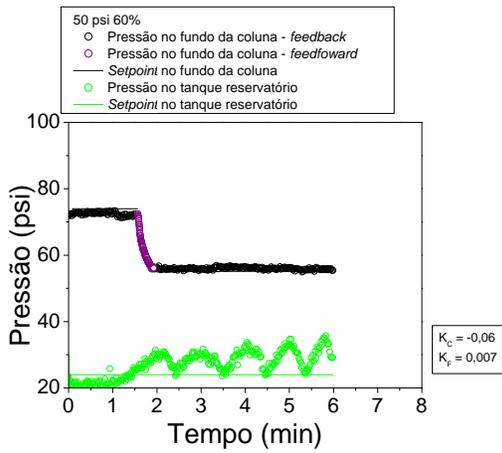
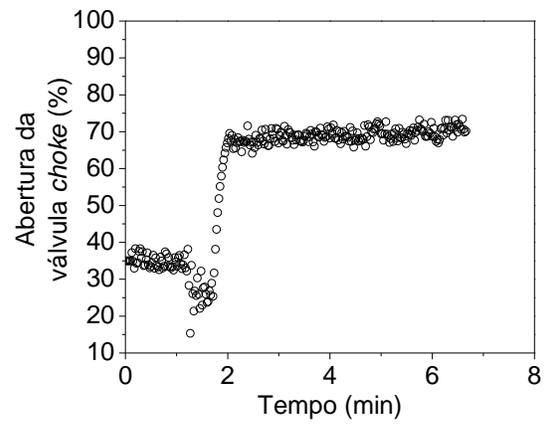
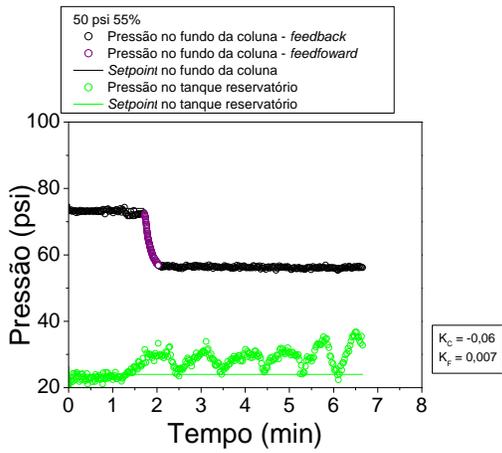
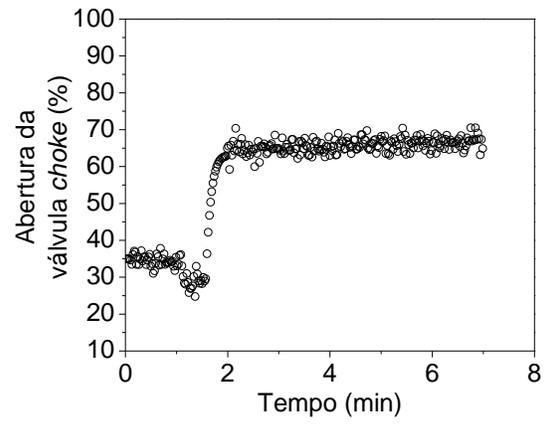
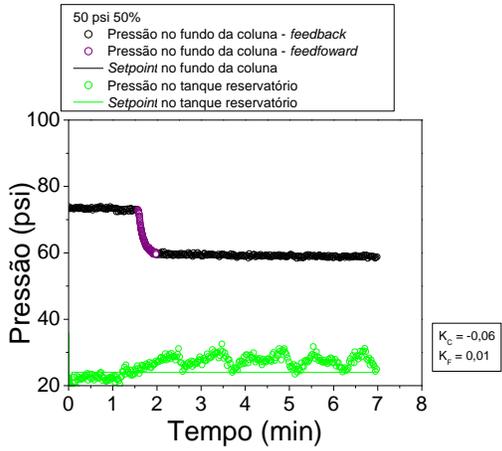


Figura 7.13 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 40 psi.



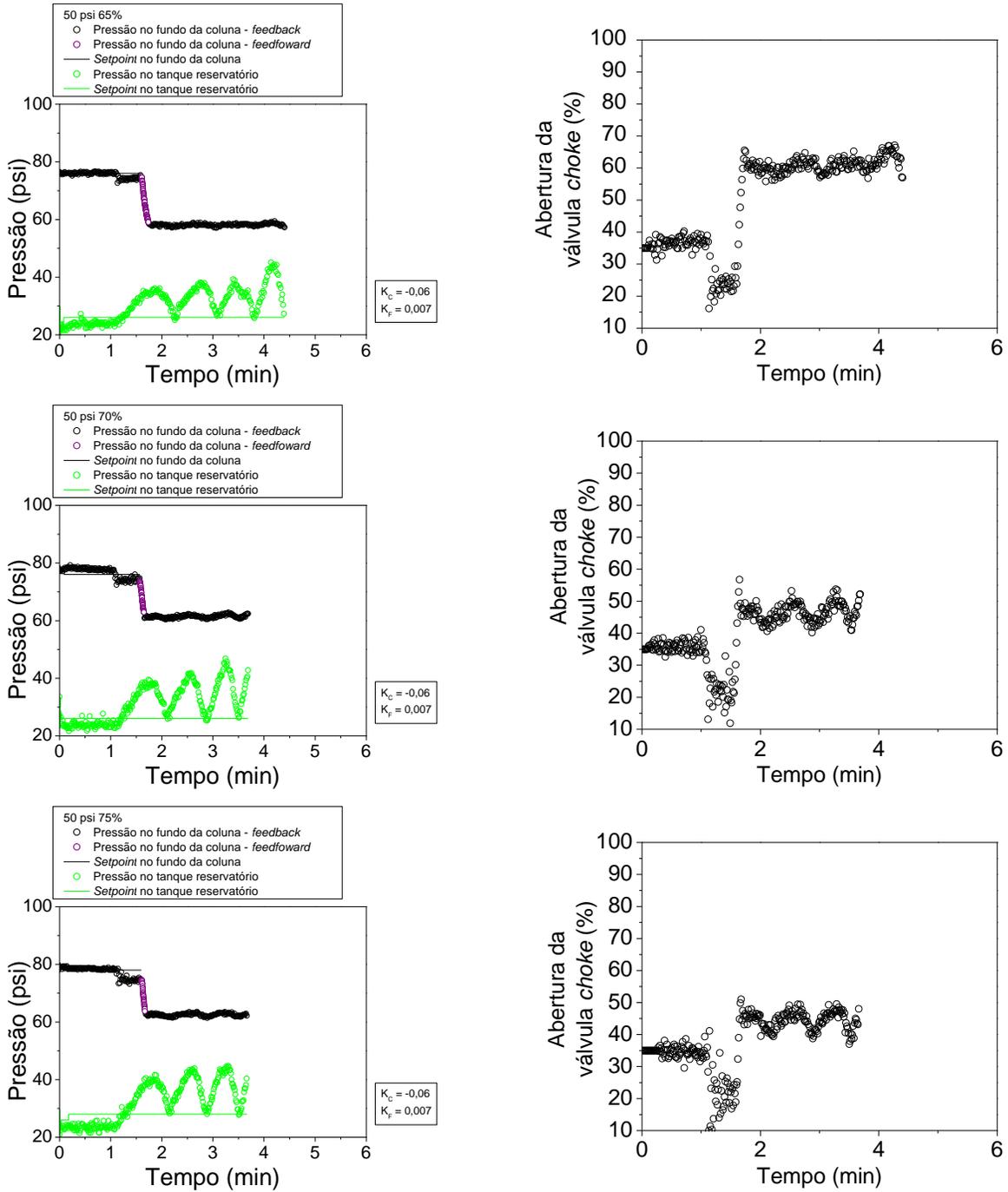


Figura 7.14 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 50 psi.

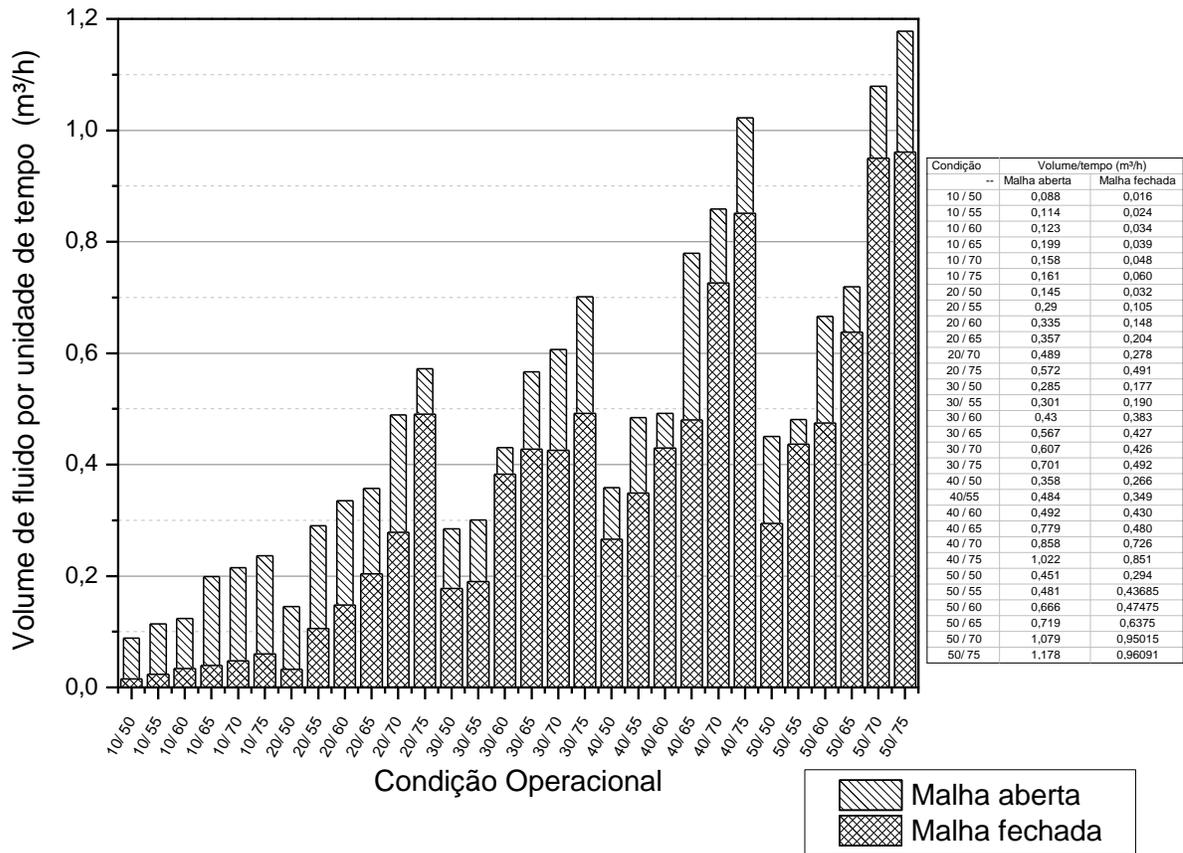


Figura 7.15 – Vazão média de fluido perdido para o tanque reservatório para o teste de identificação (malha aberta) e o teste de controle (malha fechada) em diferentes condições operacionais (diferencial de pressão/ abertura da válvula de permeabilidade).

7.5 ANEXO E - Controle da perturbação de carga denominada perda de circulação sem o emprego de reconfiguração da lei de controle

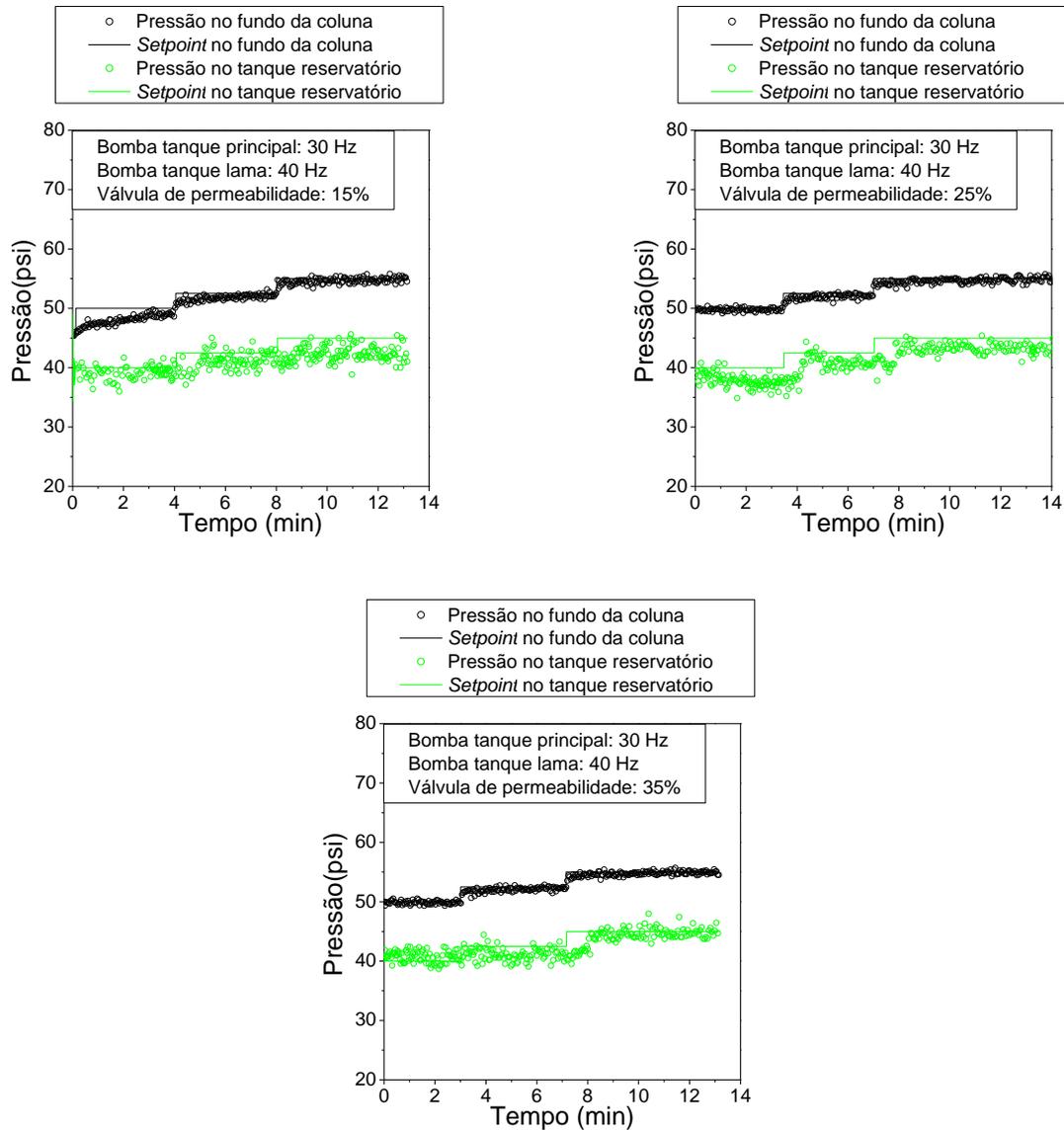


Figura 7.16 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 30 Hz e bomba de lama a 40 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

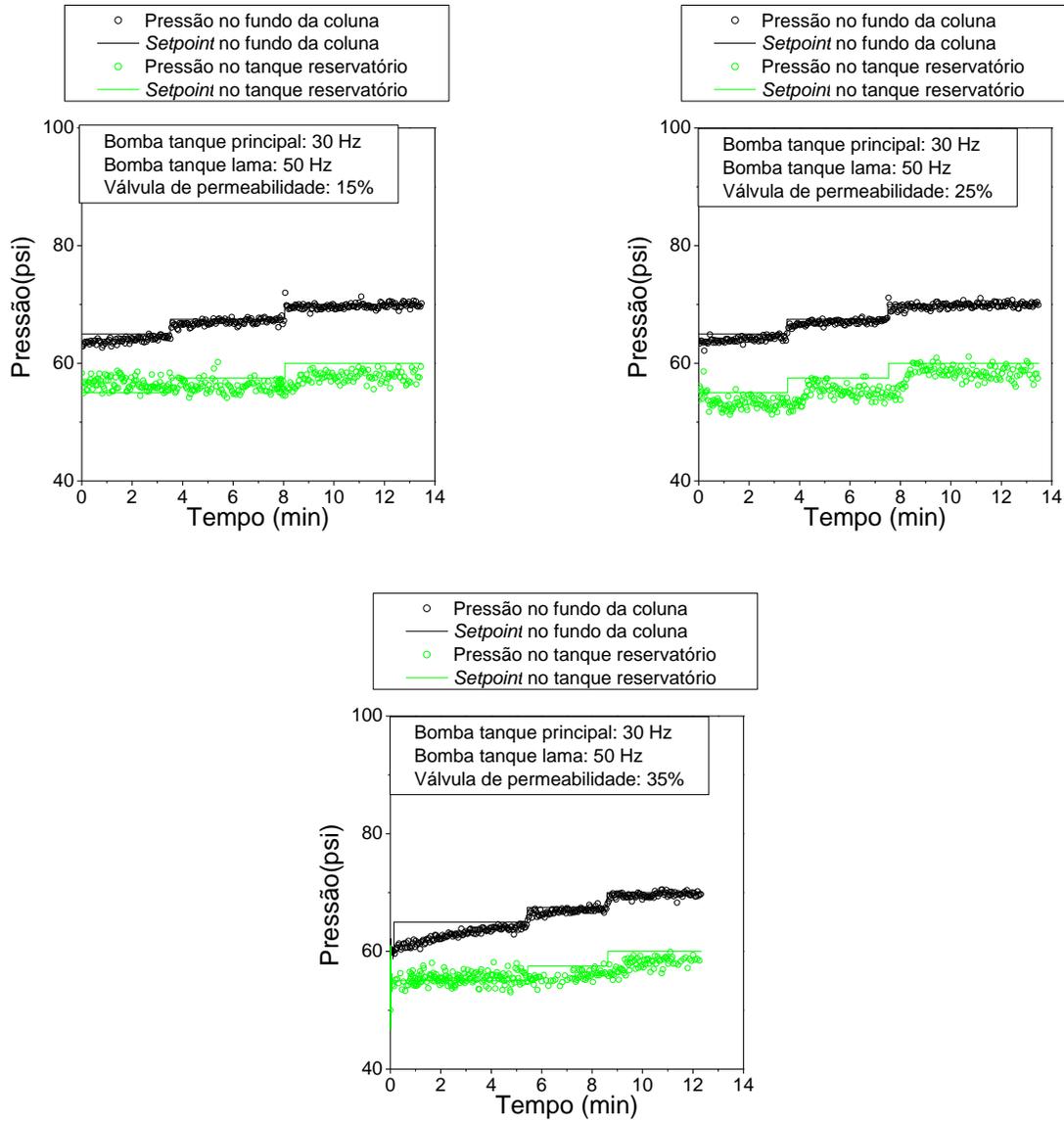


Figura 7.17 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 30 Hz e bomba de lama a 50 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

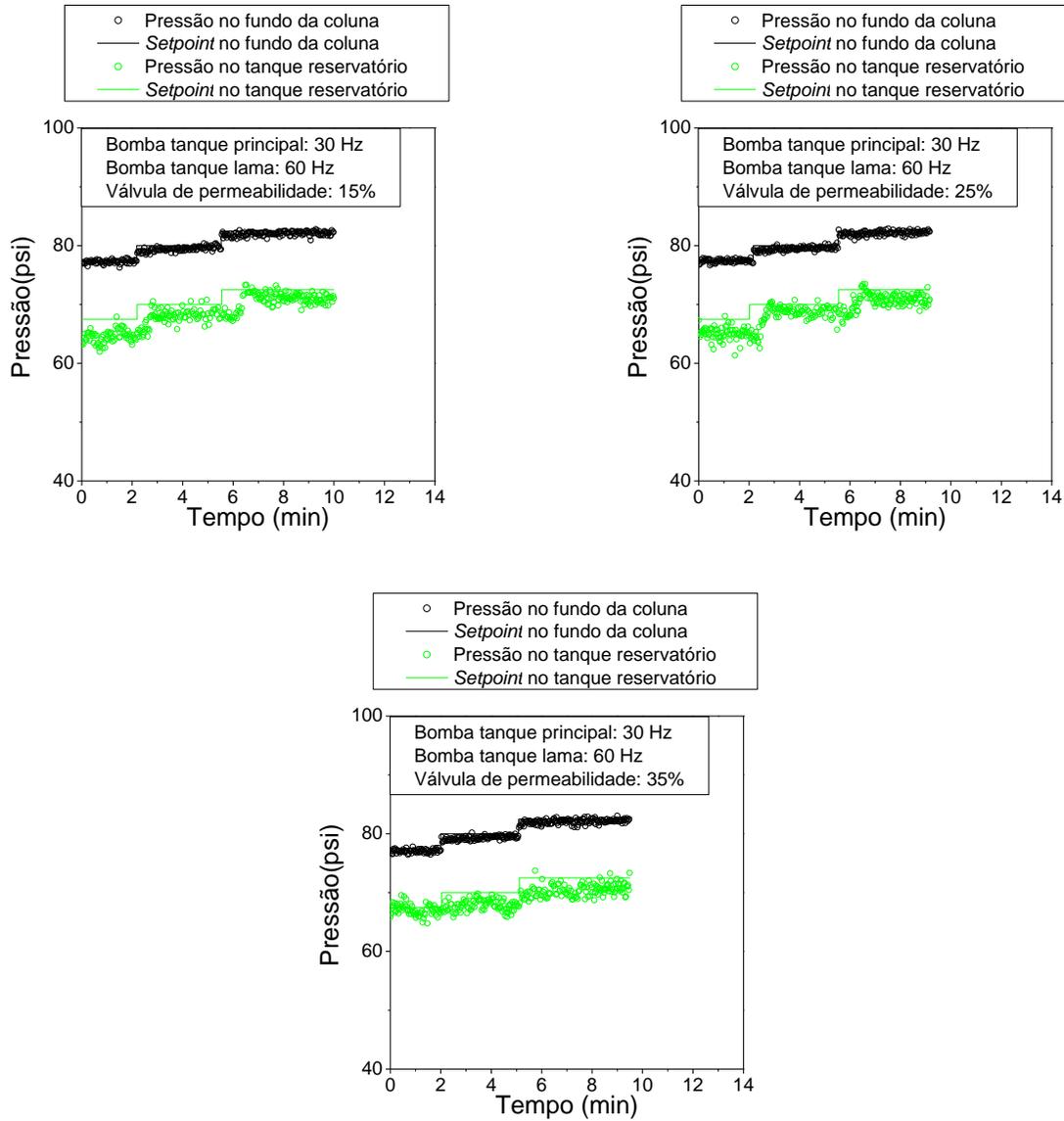


Figura 7.18 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 30 Hz e bomba de lama a 60 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

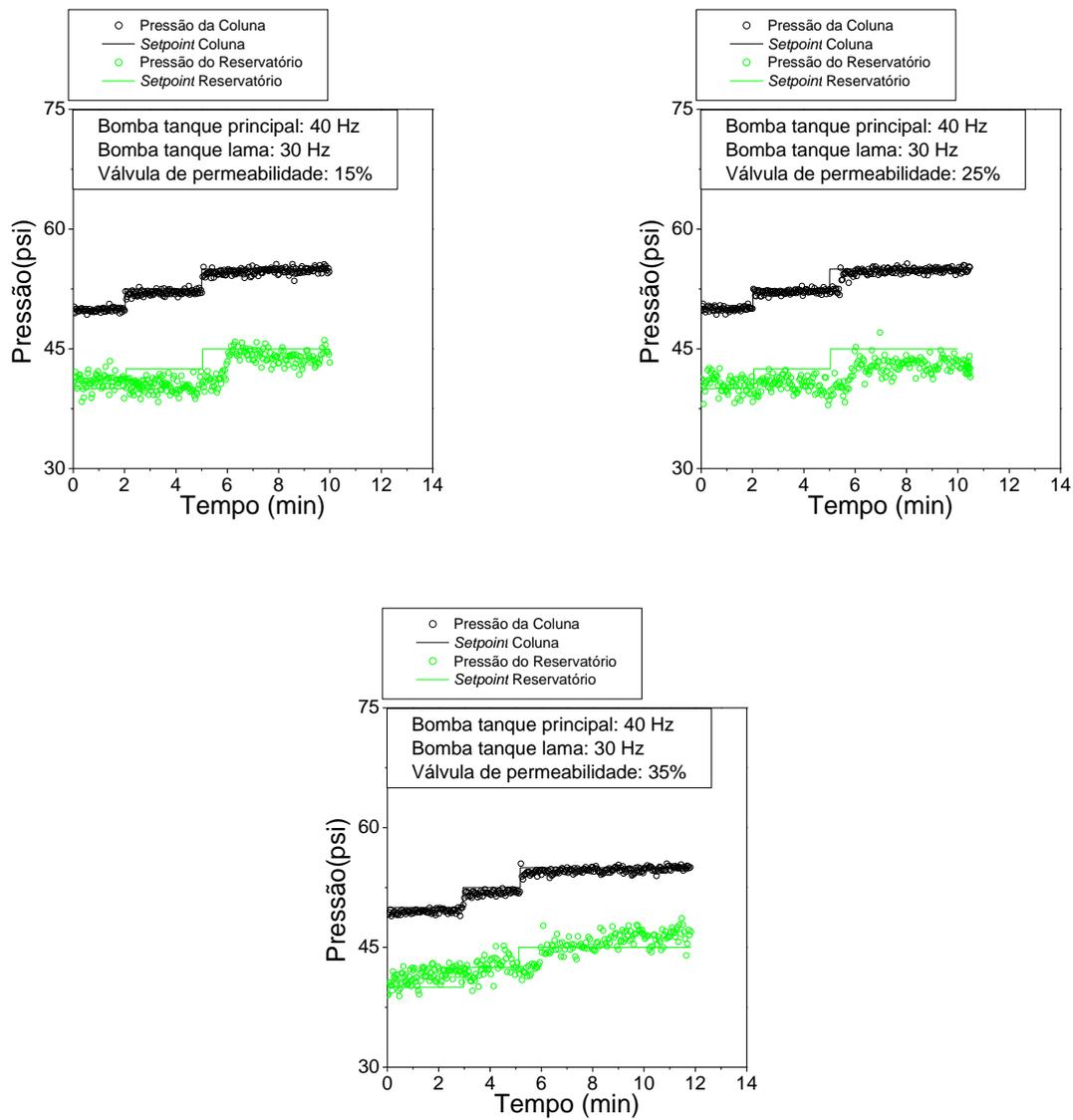


Figura 7.19 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 40 Hz e bomba de lama a 30 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

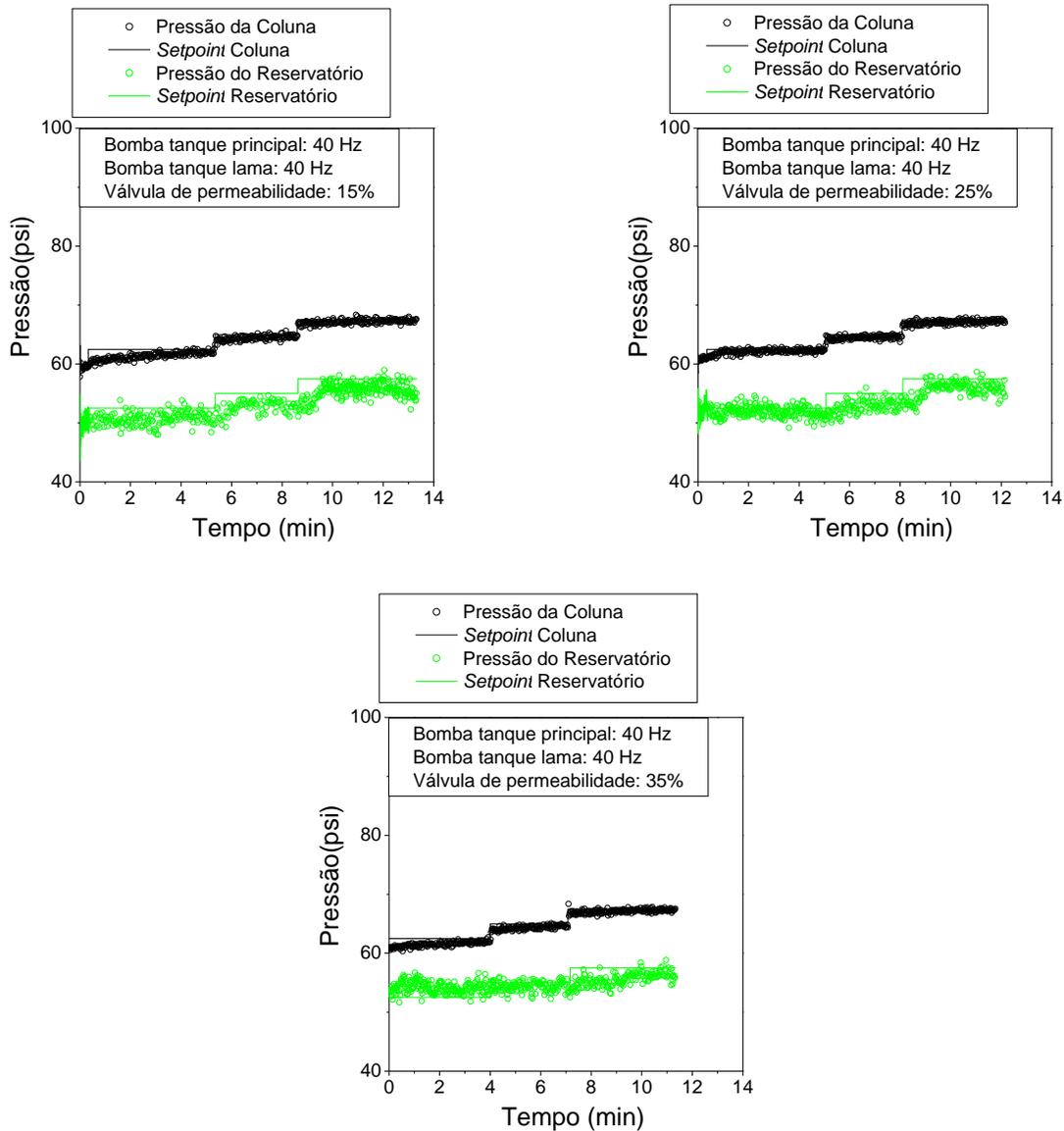


Figura 7.20 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 40 Hz e bomba de lama a 40 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

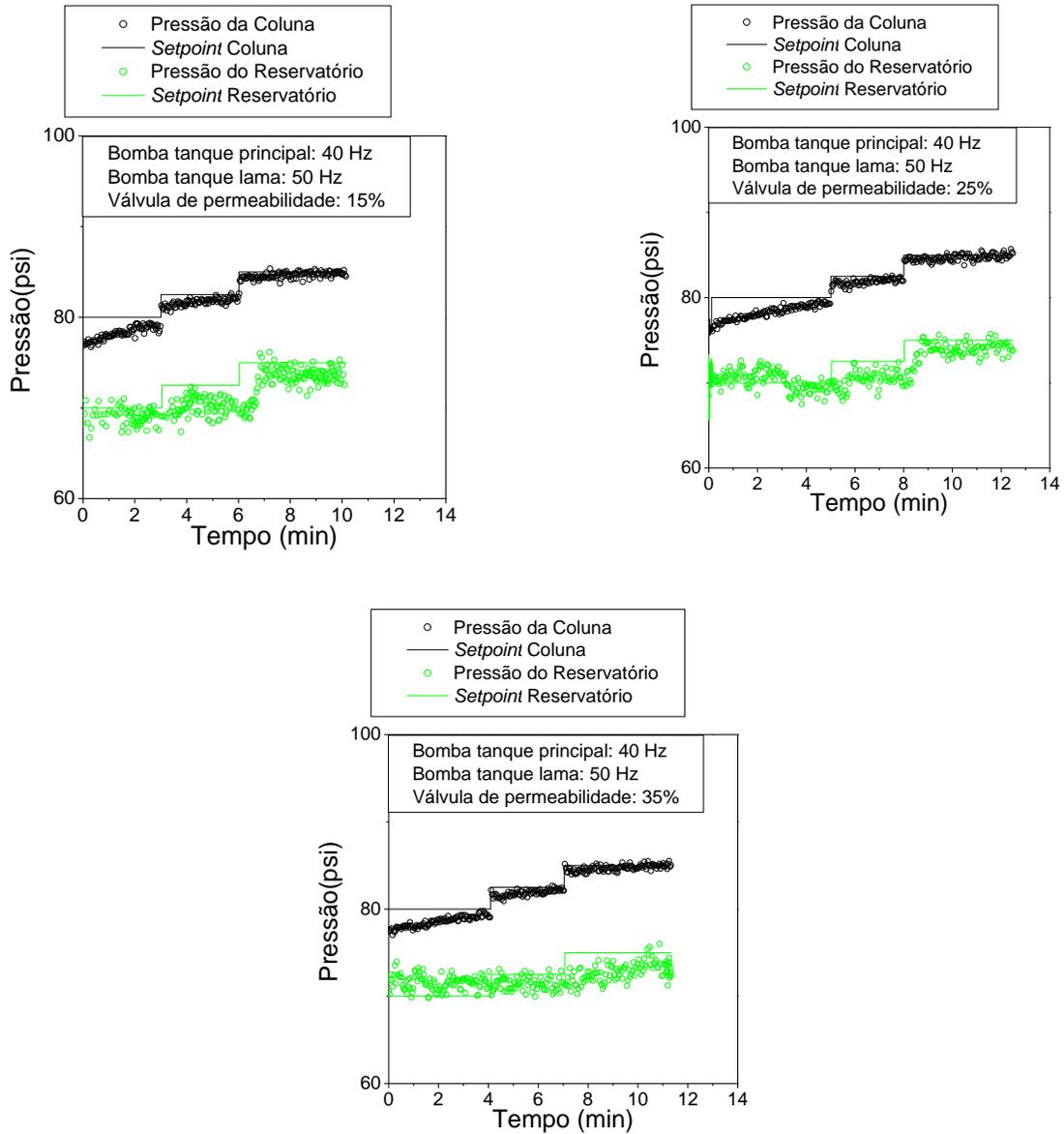


Figura 7.21 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 40 Hz e bomba de lama a 50 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

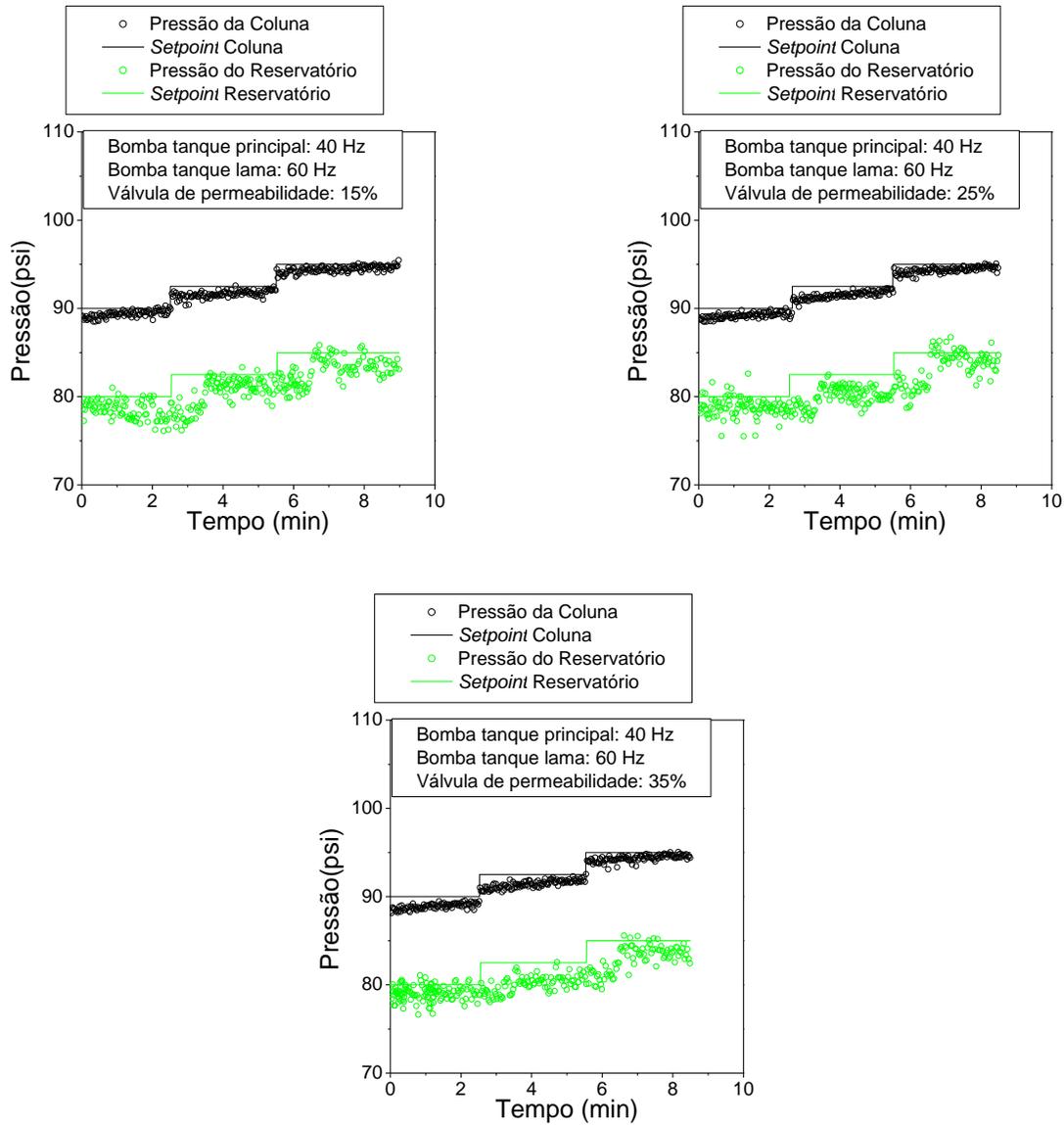


Figura 7.22 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 40 Hz e bomba de lama a 60 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

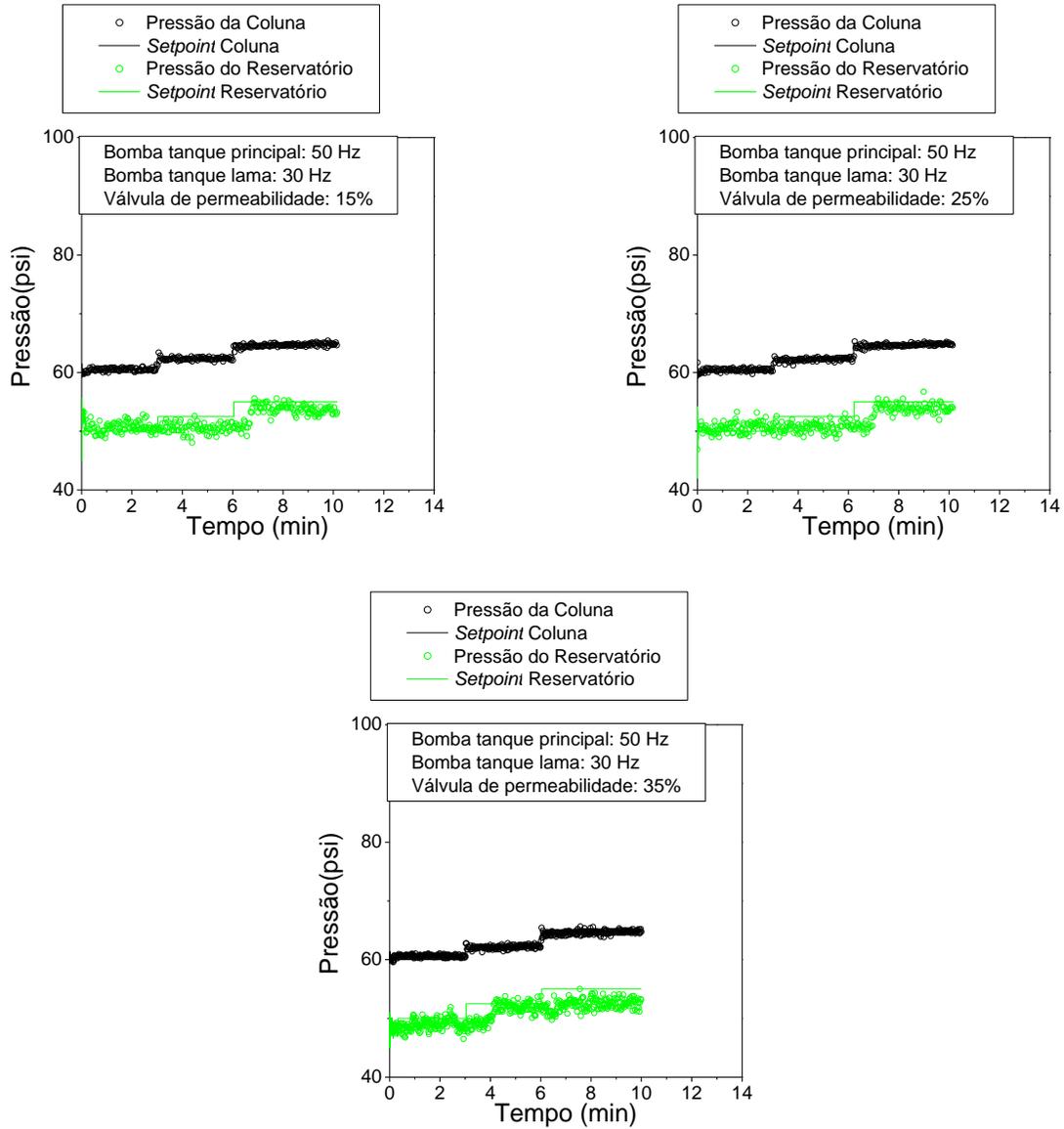


Figura 7.23 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 50 Hz e bomba de lama a 30 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

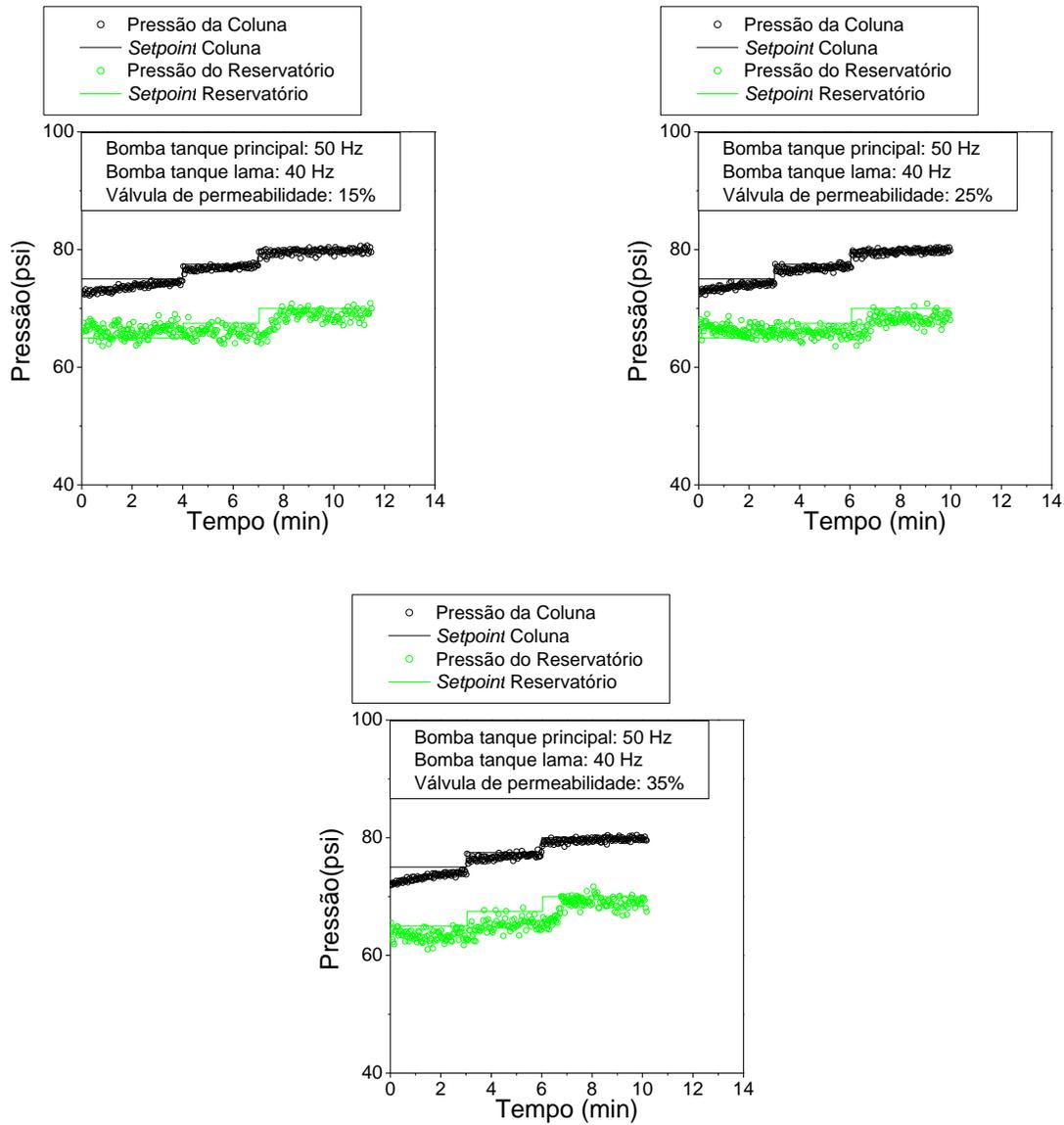


Figura 7.24 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 50 Hz e bomba de lama a 40 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

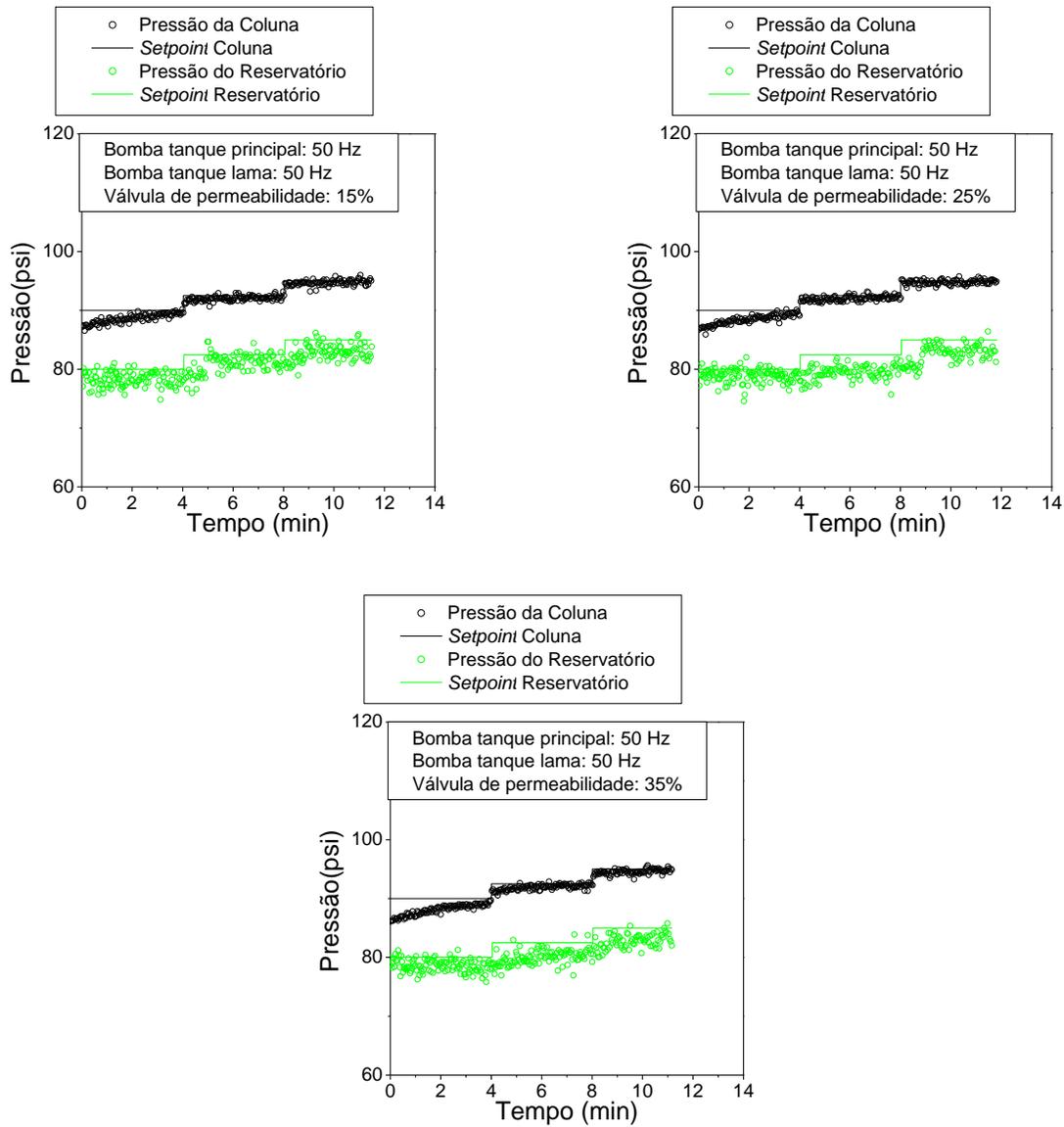


Figura 7.25 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 50 Hz e bomba de lama a 50 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

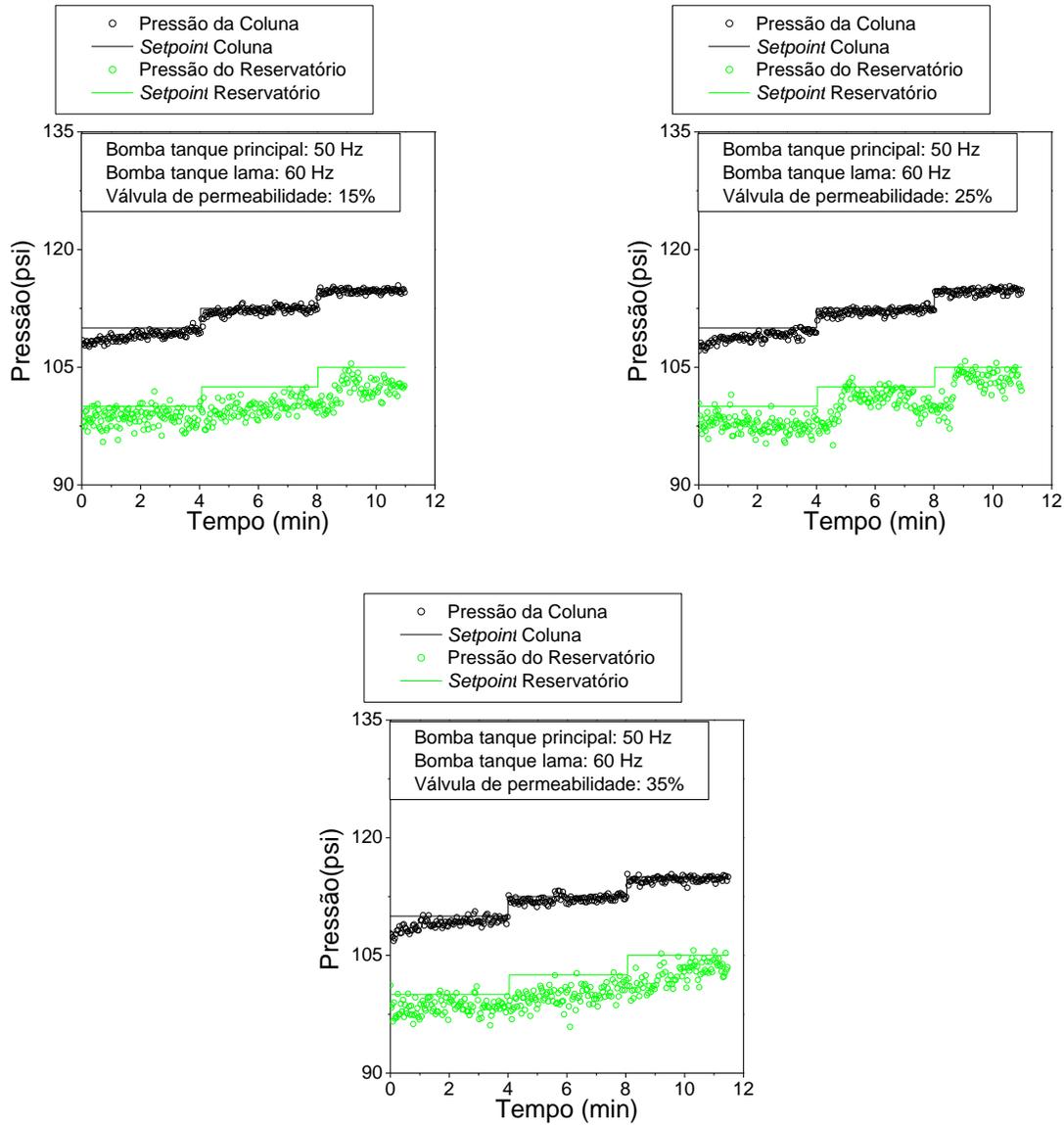


Figura 7.26 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 50 Hz e bomba de lama a 60 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

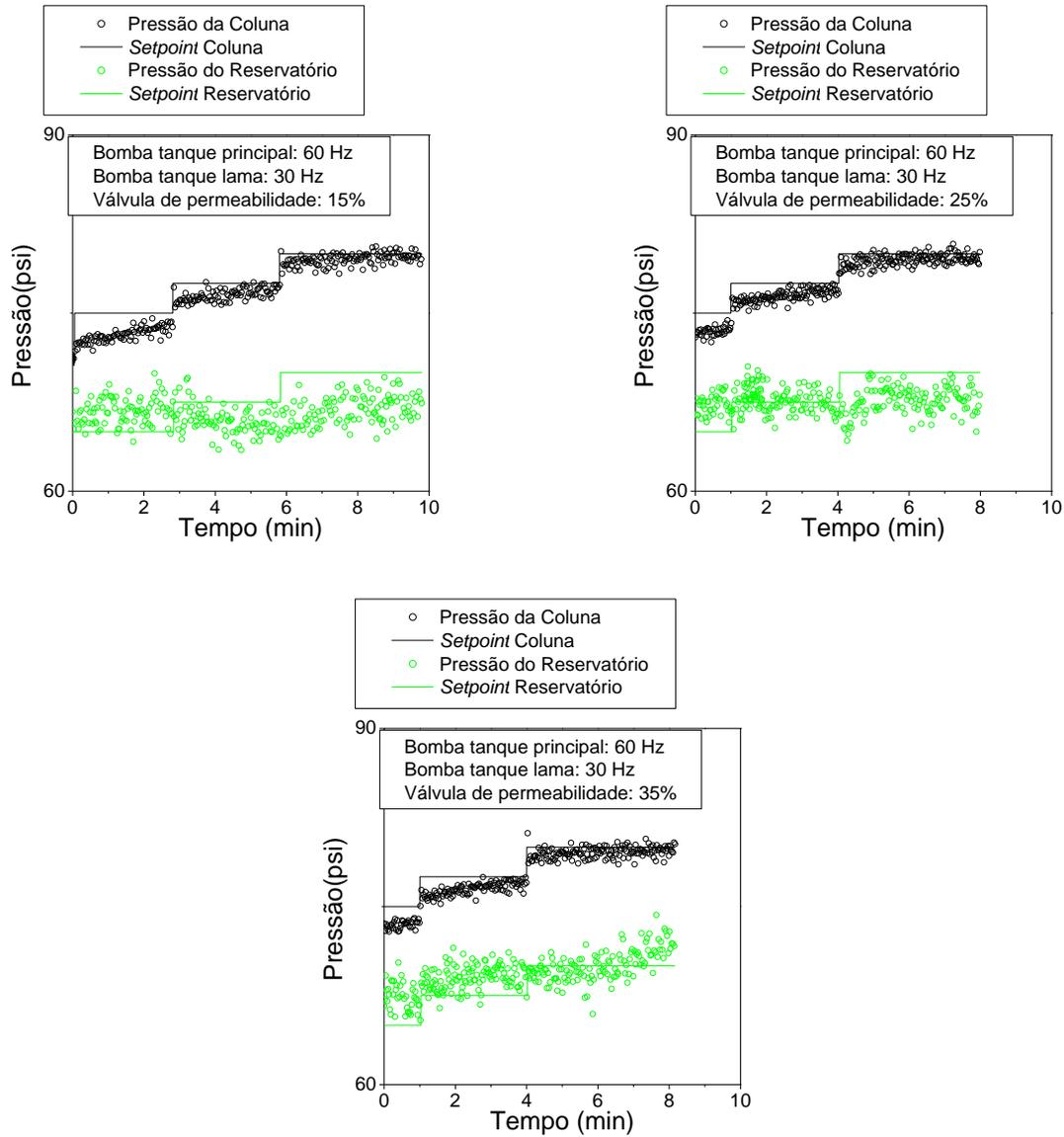


Figura 7.27 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 60 Hz e bomba de lama a 30 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

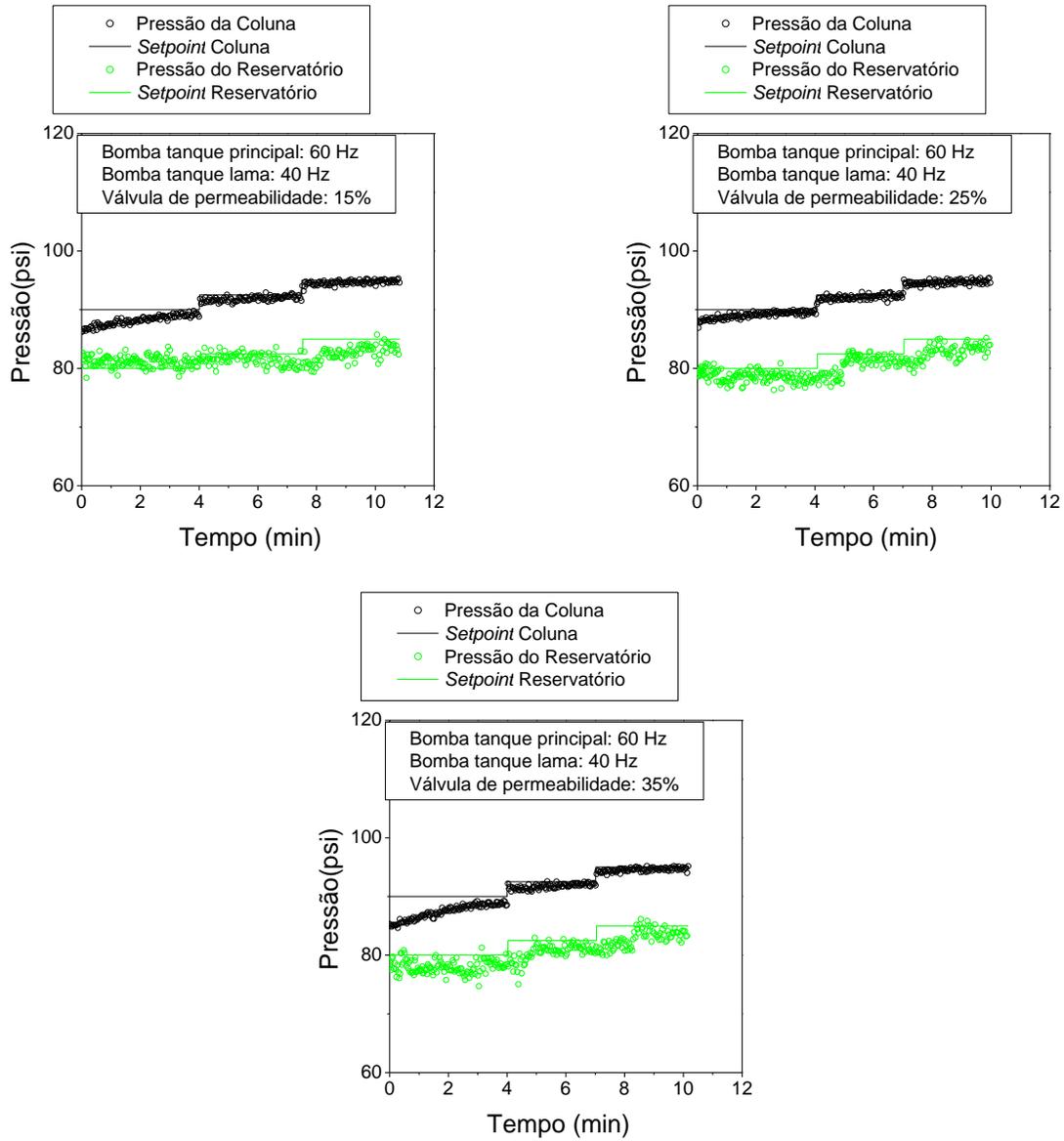


Figura 7.28 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 60 Hz e bomba de lama a 40 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

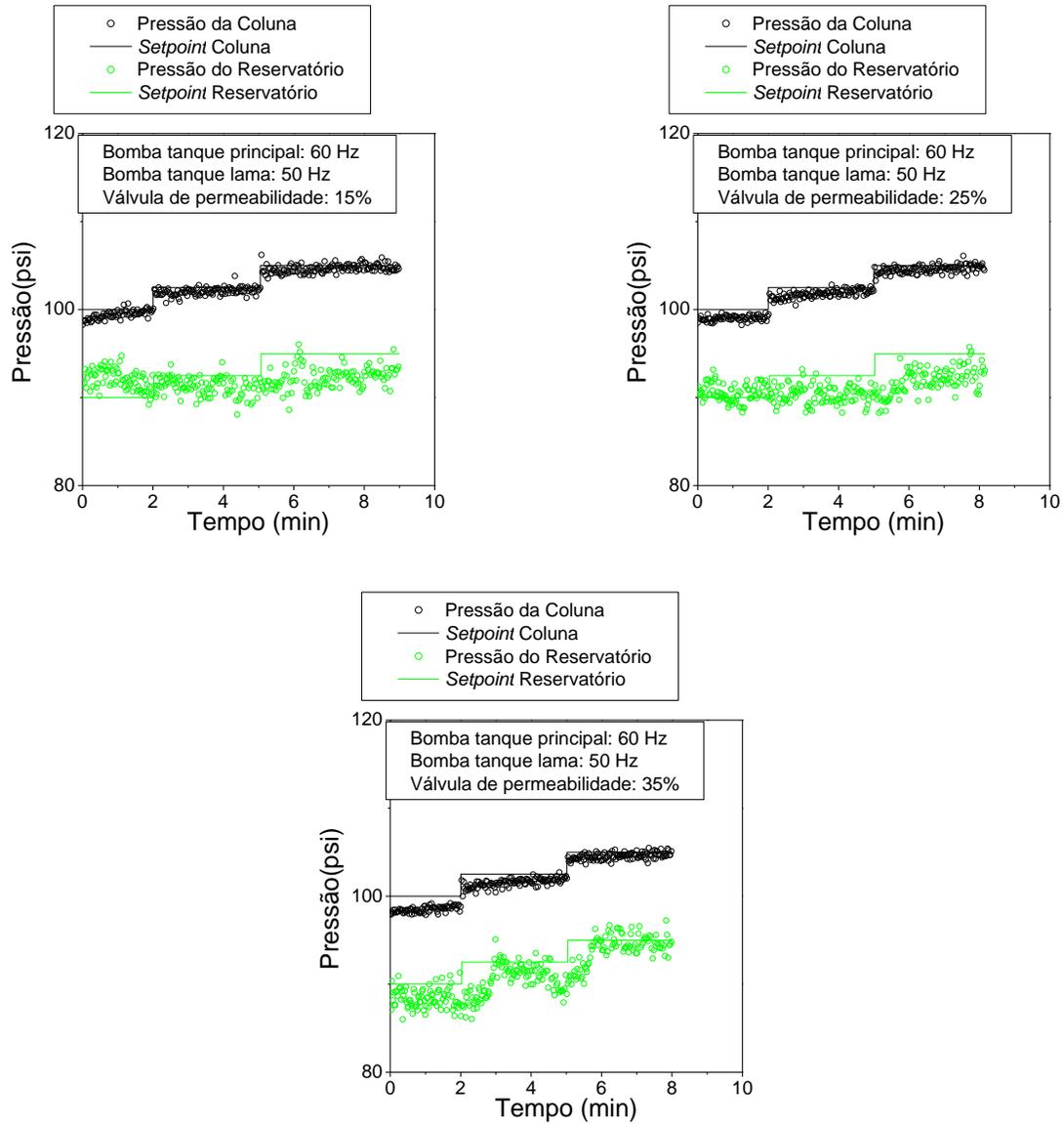


Figura 7.29 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 60 Hz e bomba de lama a 50 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

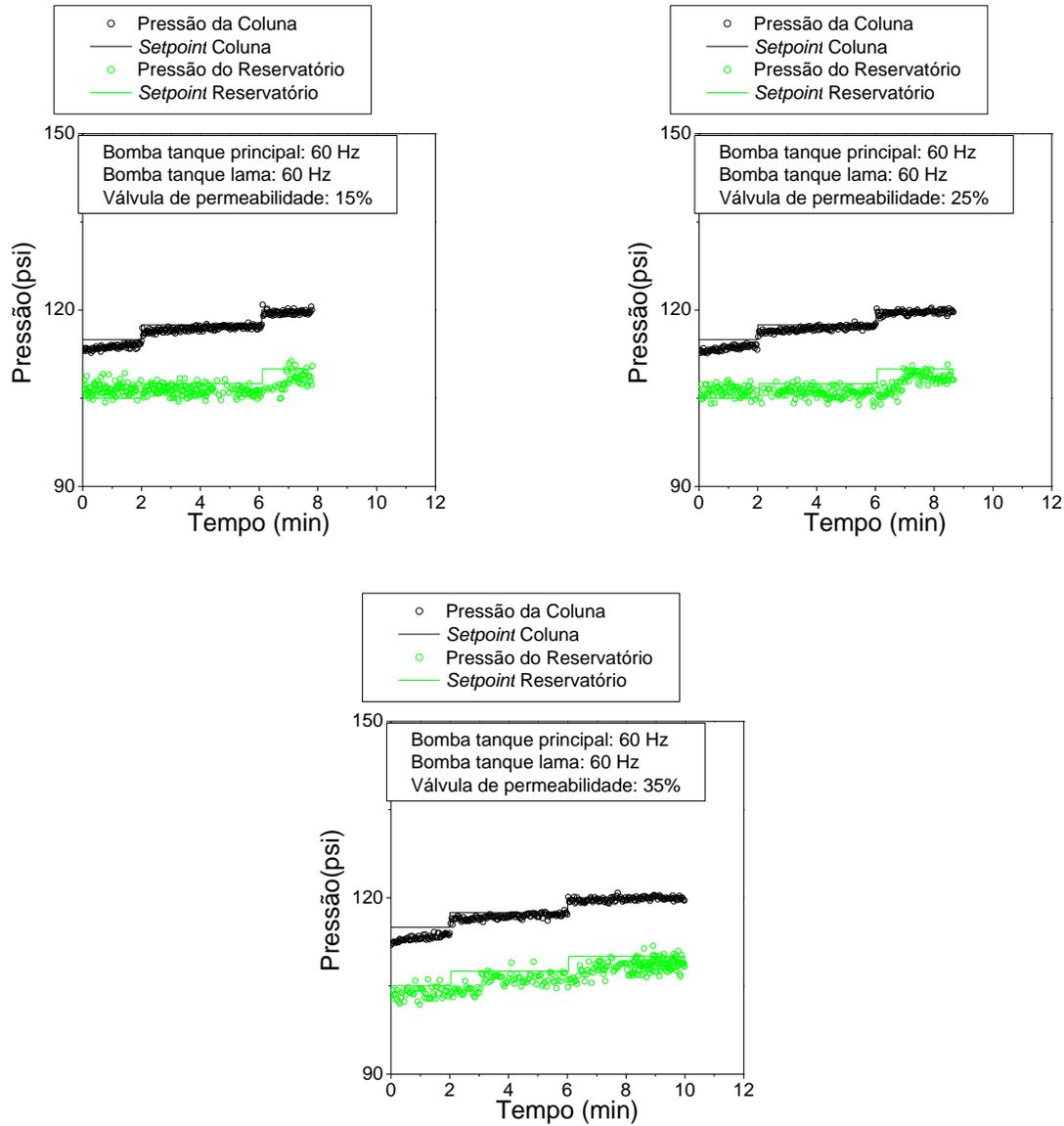
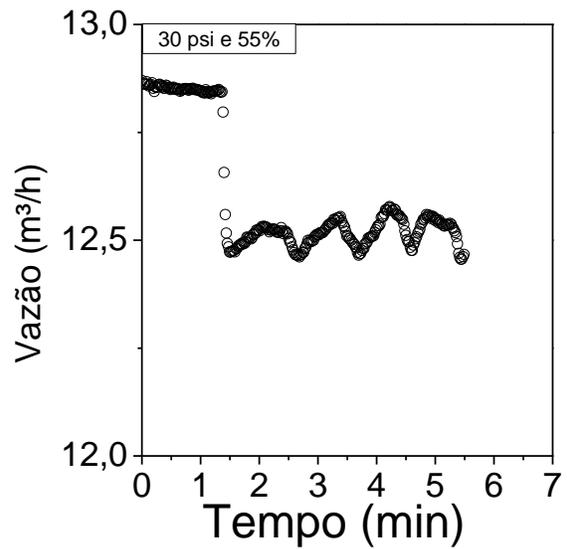
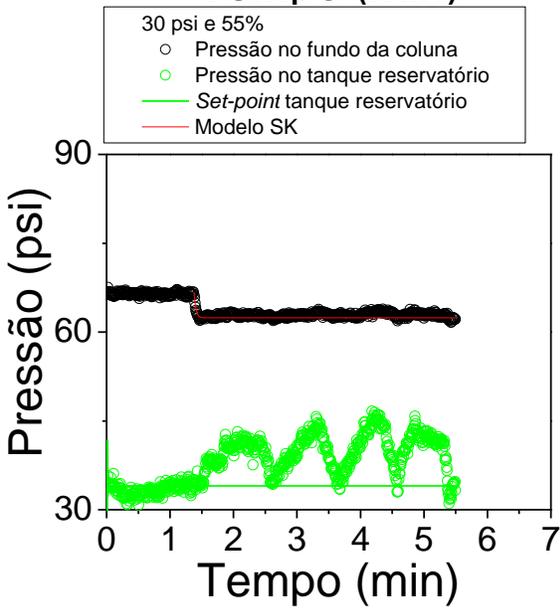
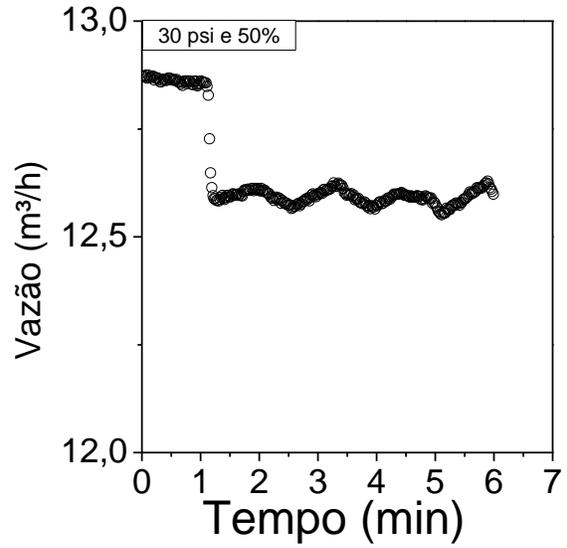
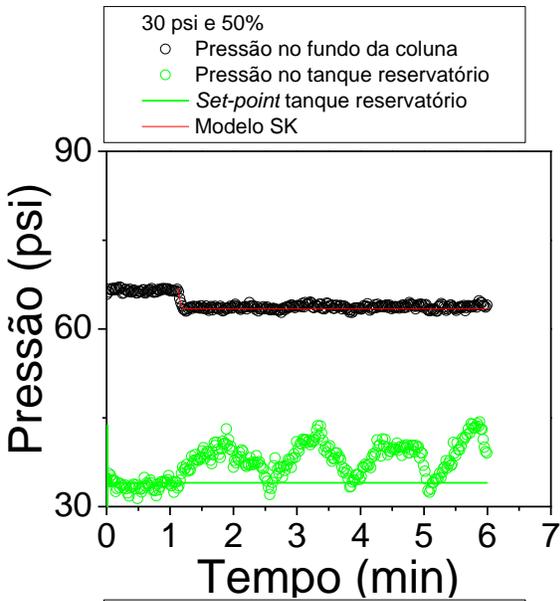


Figura 7.30 - Teste de perda de circulação em modo *feedback*, bomba de água a 60 Hz e bomba de lama a 60 Hz com 15, 25 e 35% de abertura da válvula de permeabilidade, respectivamente.

7.6 ANEXO F - Identificação da perturbação de carga denominada perda de circulação em reservatório portador de gás e líquido



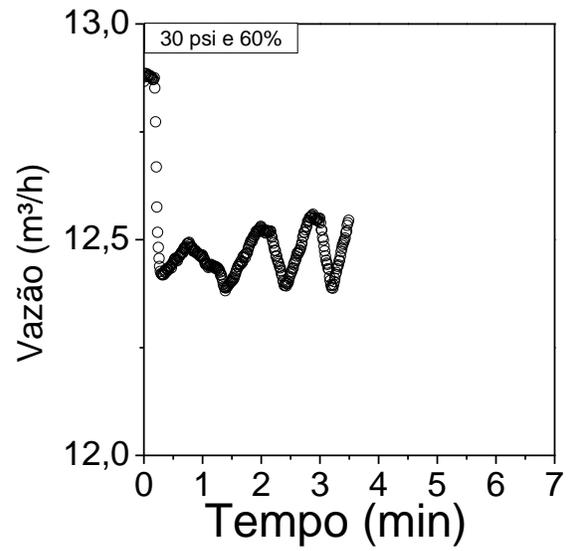
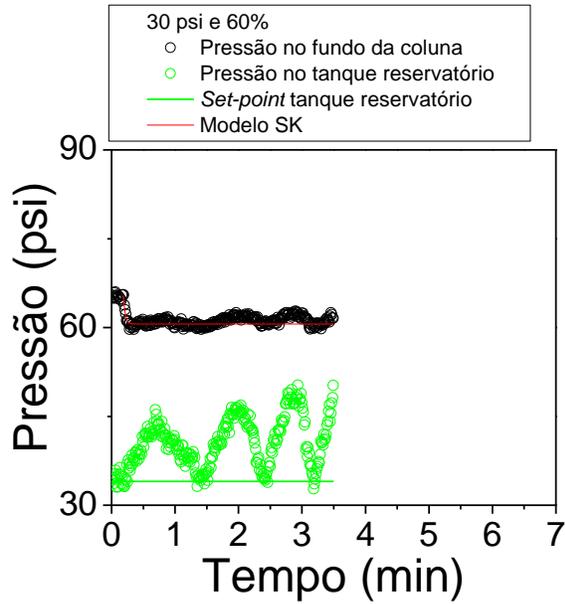
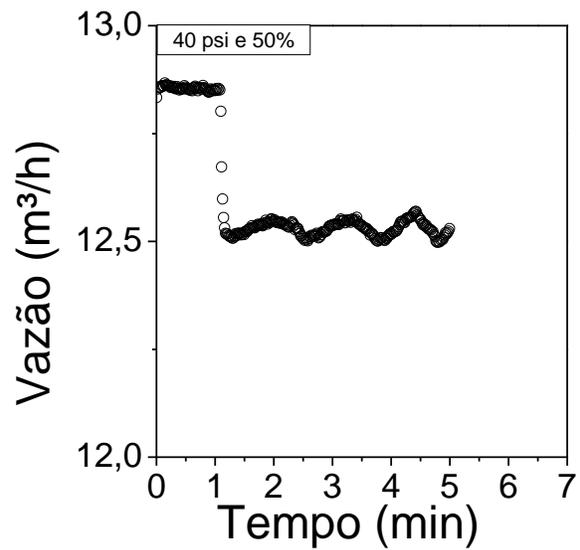
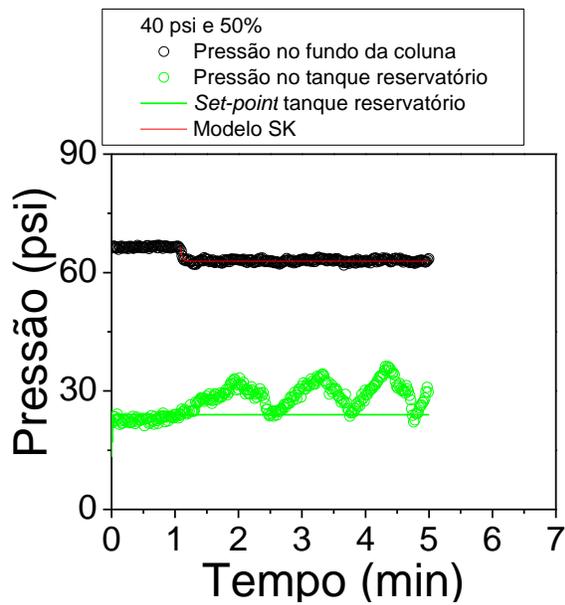


Figura 7.31 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 30 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55 e 60 %.



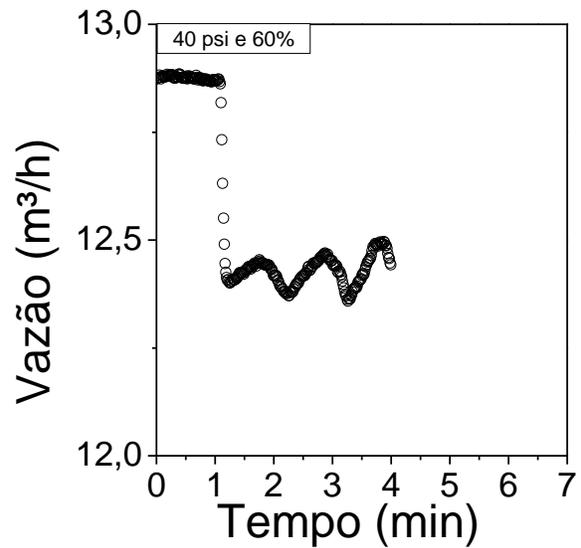
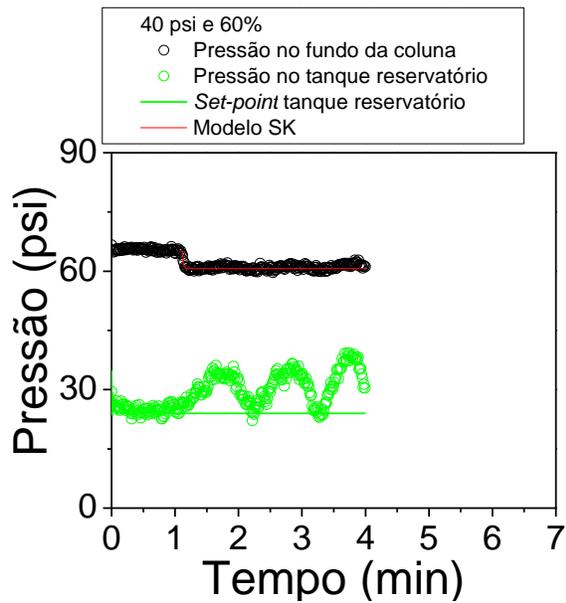
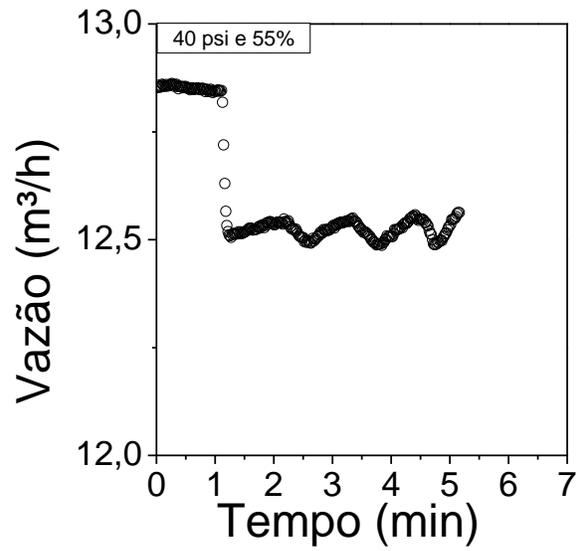
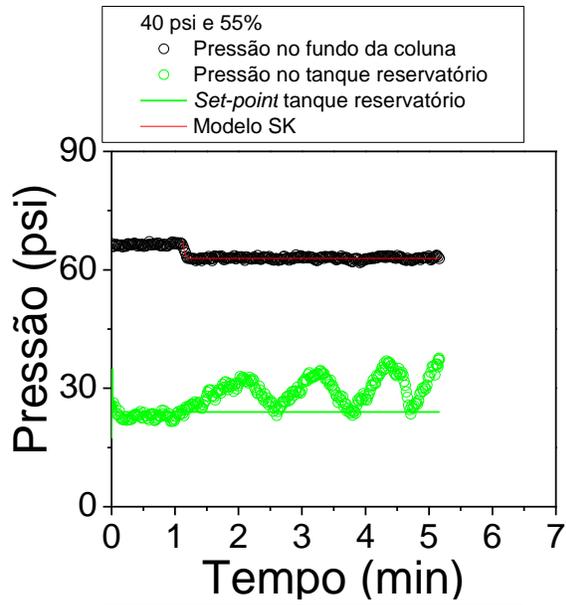


Figura 7.32 - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 40 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50, 55 e 60 %.

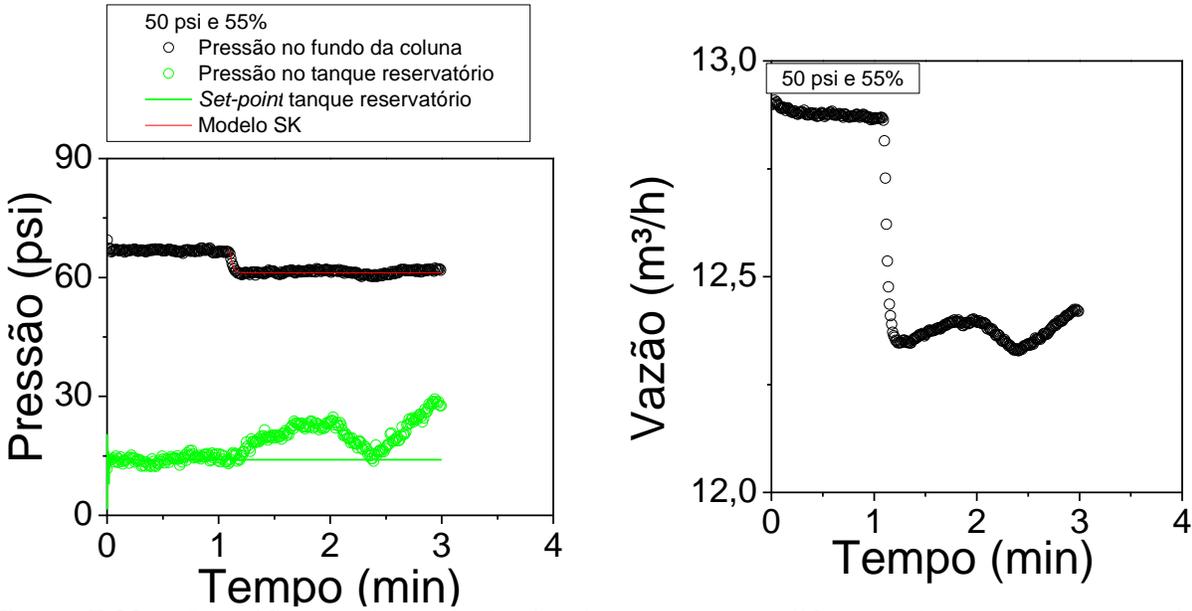


Figura 7.33 - - Identificação de perda de circulação para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 50 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 55%

Tabela 7.4 - Parâmetros do controlador *feedforward* para perturbação de carga perda de circulação em reservatório de gás/líquido.

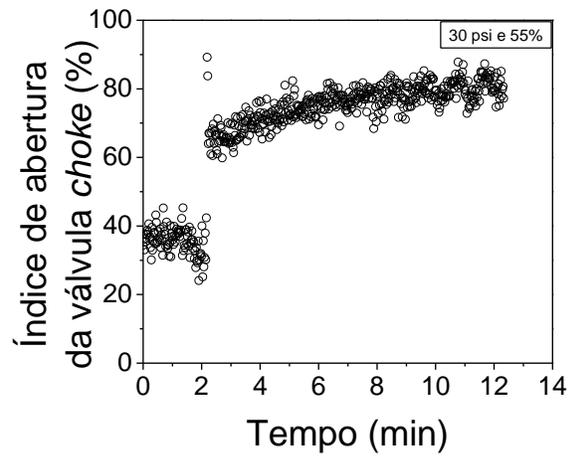
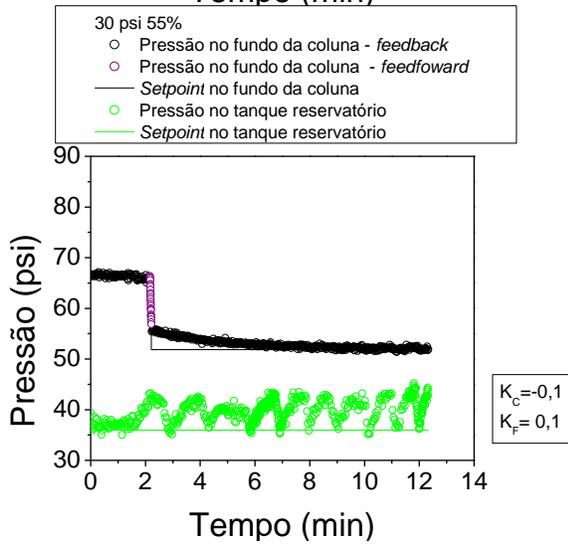
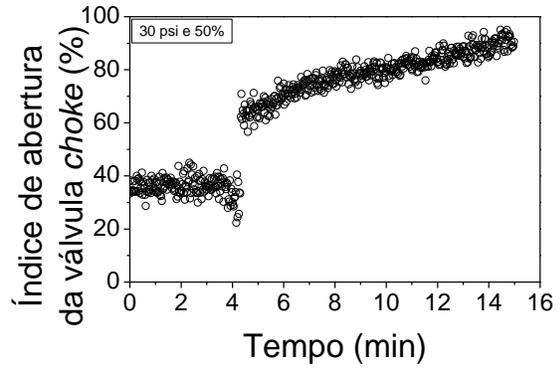
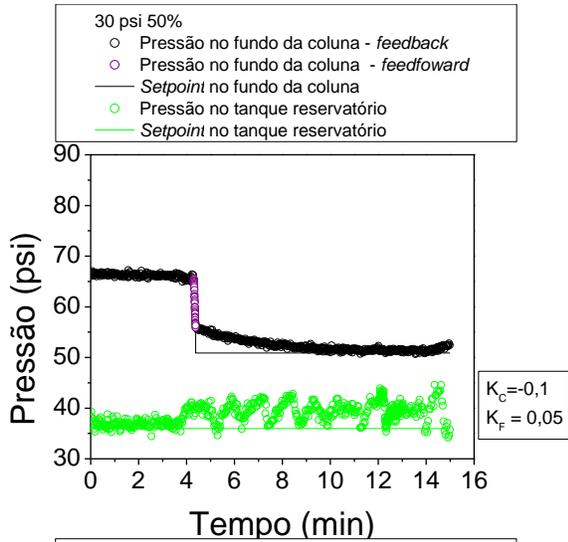
ΔP	Válvula de permeabilidade	t1 (min)	t2 (min)	t1*(s)	t2*(s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	K _L
20	50	1,117	1,206	67,020	72,360	66,5	64,7	66,142	3,578	-1,8	0,2	-0,503	-9,000
	55	1,040	1,072	62,382	64,320	64,8	62,3	62,444	1,298	-2,5	0,2	-1,925	-12,500
	60	1,025	1,985	61,470	119,100	64,9	60,7	45,372	38,612	-4,2	0,2	-0,109	-21,000
	65	1,211	2,321	72,660	139,260	66,7	62,5	54,073	44,622	-4,2	0,4	-0,094	-10,500
	70	0,962	0,997	57,720	59,838	65,6	61,1	57,683	1,419	-4,5	0,4	-3,171	-11,250
	75	1,027	1,094	61,644	65,640	66,6	61,4	61,102	2,677	-5,2	0,5	-1,942	-10,400

ΔP	Válvula de permeabilidade	t1 (min)	t2 (min)	t1*(s)	t2*(s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	K _L
30	50	1,443	1,597	86,580	95,820	66,7	63,4	84,766	6,191	-3,3	0,2	-0,533	-16,500
	55	1,018	1,038	61,080	62,280	66,6	62,3	61,343	0,804	-4,3	0,3	-5,348	-14,333
	60	1,016	1,064	60,960	63,840	65,2	60,7	60,734	1,930	-4,5	0,5	-2,332	-9,000

ΔP	Válvula de permeabilidade	t1 (min)	t2 (min)	t1*(s)	t2*(s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	K _L
40	50	0,246	0,336	14,766	20,154	63,2	60,3	13,351	3,610	-2,9	0,2	-0,803	-14,500
	55	1,032	1,213	61,920	72,780	66,6	62,9	59,390	7,276	-3,7	0,3	-0,509	-12,333
	60	1,190	1,277	71,382	76,620	64,7	60,3	70,577	3,509	-4,4	0,5	-1,254	-8,800

ΔP	Válvula de permeabilidade	t1 (min)	t2 (min)	t1*(s)	t2*(s)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	K _L
50	55	1,078	1,225	64,680	73,500	63,7	63,1	62,769	5,909	-0,5	0,3	-0,092	-1,822

7.7 ANEXO G - Controle de perda de circulação de líquido em reservatório portador de líquido e gás empregando reconfiguração da lei de controle.



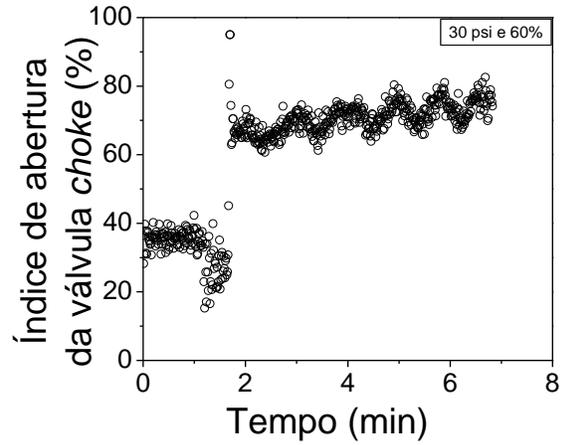
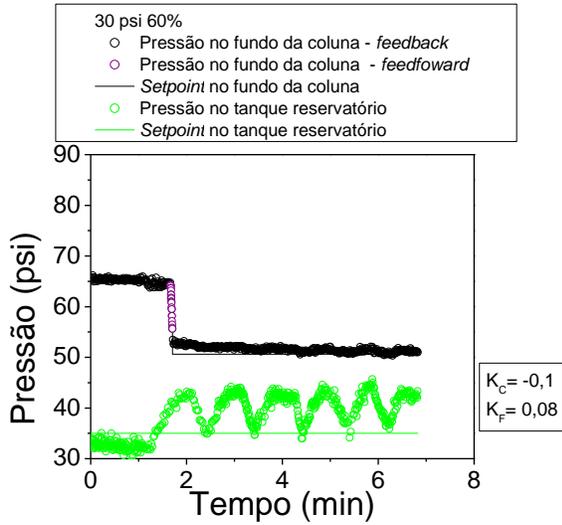


Figura 7.34 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 30 psi.

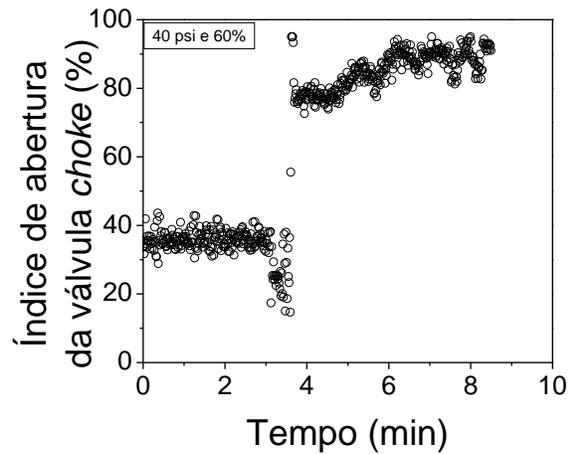
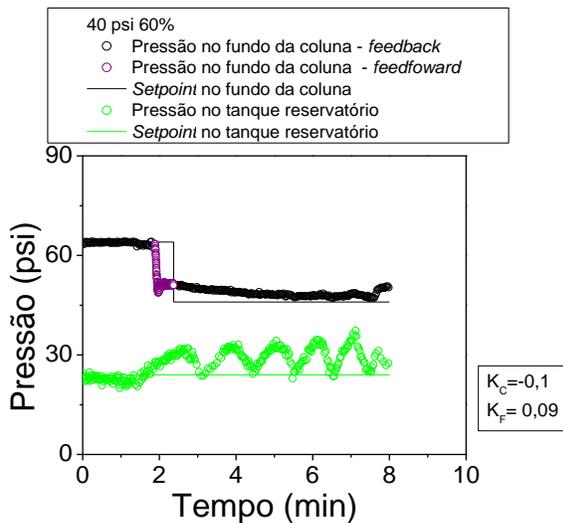
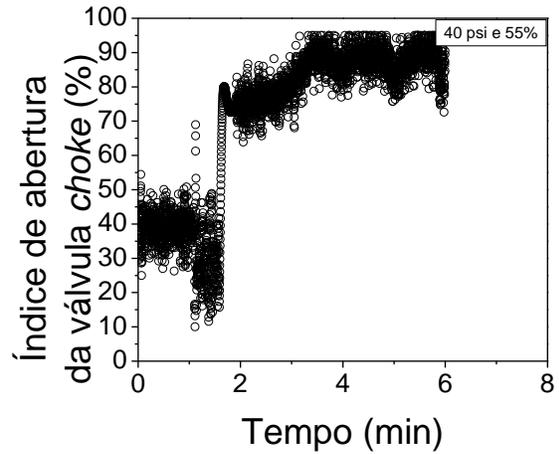
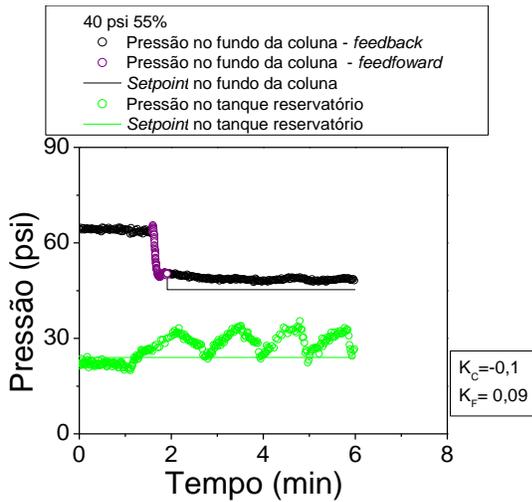


Figura 7.35 - Controle de perda de circulação com reconfiguração: diferença de pressão 40 psi.