

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

**CONTROLE DA PRESSÃO ANULAR DE FUNDO NA PERFURAÇÃO  
DE POÇOS DE PETRÓLEO – REJEIÇÃO DE PERTURBAÇÃO: *KICK*  
DE LÍQUIDO**

**MARCELA GALDINO DE FREITAS**

**2013**



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

**CONTROLE DA PRESSÃO ANULAR DE FUNDO NA PERFURAÇÃO  
DE POÇOS DE PETRÓLEO – REJEIÇÃO DE PERTURBAÇÃO: *KICK*  
DE LÍQUIDO**

**MARCELA GALDINO DE FREITAS**

*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  
27 de maio de 2013

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

**MARCELA GALDINO DE FREITAS**

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)

---

Maurício Bezerra de Souza Júnior, D. Sc., DEQ/UFRJ

---

Julio Cesar Sampaio Dutra, D. Sc., DER/UFES

## **DEDICATÓRIA**

Dedico esse trabalho à minha filha Marina Galdino Carneiro.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus por ter colocado no meu caminho pessoas tão maravilhosas, que tornaram possível a realização desse trabalho.

Agradeço à professora Márcia Peixoto Vega Domiciano, pela orientação concedida e por todo apoio e confiança depositados em mim. Foi um caminho que sem a ajuda dela talvez eu não tivesse conseguido. O que ficou de mais importante de todo esses anos trabalhando com ela foi o grande afeto e gratidão que eu terei pelo resto da minha vida, por tudo que ela fez por mim. Obrigada professora por ter sido sempre como uma mãezona pra mim.

Agradeço também ao professor Lindoval por ter suportado esse projeto desde o princípio, por todo tempo e esforço despendido. À professora Cláudia Scheid pela ajuda quanto aos detalhes da montagem experimental.

Agradeço também aos meus pais, Jorge Leonardo de Freitas e Marcelânia Galdino de Freitas, por todo amor e dedicação que sempre tiveram comigo, por terem me apoiado sempre nas minhas decisões e me ajudado a caminhar até hoje. Vocês são sem dúvida a minha força para seguir, meus mentores.

Agradeço também a minha irmã, Jéssica Galdino de Freitas. Obrigada por toda a paciência comigo, por ter estado sempre ao meu lado, cuidando de mim durante toda essa caminhada.

Agradeço ao meu marido, Romero César Carneiro Filho por estar ao meu lado sempre, me apoiando, sendo meu braço direito e esquerdo. Foram muitas barras que ele enfrentou para me ajudar a chegar até aqui, sem ele não teria conseguido alcançar nada do que consegui até hoje. Agradeço muitíssimo ao Wagner Leandro Rocha de Souza, por ter sido inseparável de mim durante toda a faculdade. Você com certeza não é meu amigo, é um irmão pra mim

Agradeço também ao CENPES por todo suporte tecnológico e pelo financiamento do projeto de pesquisa.

## RESUMO

FREITAS, Marcela Galdino de. **Controle da pressão anular de fundo na perfuração de poços de petróleo – rejeição de perturbação: kick de líquido.** 2013 97p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2013.

Foi desenvolvida uma metodologia dinâmica para controle de influxos de líquido (*kick*), durante a perfuração de poços de petróleo, dotada de um esquema de reconfiguração da estrutura de controle na presença de distúrbios (*kick* de líquido), empregando leis de controle *feedback* e *feed forward*, reversivelmente. Foi utilizado o índice de abertura da válvula *choke* como variável manipulada, para fins de regulação de pressão anular de fundo. A reconfiguração de controle desenvolvida permite mudanças estruturais e/ou paramétricas do sistema viabilizando a transição entre as regiões do espaço operacional. Desse modo, a estrutura de controle é tomada como mutável e dependente das condições operacionais do processo. Com o método dinâmico para controle de *kick* proposto por essa dissertação de mestrado, foi possível obter um controle mais rápido dos influxos do que os métodos convencionais.

Uma unidade experimental foi construída para representar os problemas de controle comumente observados durante a perfuração de poços de petróleo: rastreamento do valor desejado de pressão anular de fundo (trabalhar dentro de janelas operacionais) e rejeição de distúrbios (*kick*). Diferentes fenômenos que ocorrem durante o processo de perfuração, estão retratados na unidade experimental. Em primeiro lugar, a estrutura do processo, que contém as seções de perfuração e anular, está representada usando-se a configuração de tubo em U, separada através de uma válvula que impõe a restrição ao escoamento típica de uma broca de perfuração.

Vale ressaltar ainda que os trabalhos encontrados na literatura, em sua maioria, empregam modelagem e simulação para controlar a pressão anular de fundo, durante a perfuração de poços de petróleo. Não foram encontrados, na literatura, estudos onde uma unidade experimental foi utilizada para esse fim, demonstrando o caráter inédito desse trabalho de dissertação de mestrado.

**Palavras chave:** Poços de petróleo - Perfuração, Pressão, Campos petrolíferos – medidas de segurança, Engenharia do petróleo.

## ABSTRACT

FREITAS, Marcela Galdino de. **Annulus bottom-hole pressure control during oil well drilling- rejection of disturbance: liquid kick.** 2013 97p. 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.

A dynamic methodology was developed for controlling inflows of liquid (kick), during the oil wells drilling, in the presence of disturbances (kick liquid), based on a scheme of control structure reconfiguration using feedback and feed forward control laws reversibly. The opening index of the choke valve was used as the manipulated variable for regulation of the bottom-hole pressure. The developed control reconfiguration, allows structural and / or parametric system changes, enabling the transition between the regions of the operating space. Thus, the control structure is taken as changeable and dependent on the operating conditions of the process. With the dynamic method to control kick, proposed by this dissertation, it was possible to obtain faster control of inflows than conventional methods.

An experimental unit was built to represent the control problems commonly observed during drilling of oil wells: tracking the desired bottom-hole annular pressure value (working within operational windows) and disturbance rejection (kick). Different phenomena that occur during the drilling process are depicted in the experimental unit. First, the structure of the process, containing the drilling and annular sections is represented using the configuration of the U-tube, separated by a valve that imposes restriction to the flow of a typical drill bit.

It is worth mentioning that the studies in the literature mostly employ modeling and simulation to control the bottom-hole pressure, during the oil wells drilling. There were not found in the literature, experimental studies where one unit was used for this purpose, demonstrating the unprecedented nature of this dissertation work.

**Keywords:** Oil well - Drilling, Pressure, Oil fields - security measures, Oil engineering.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Estimação de parâmetros do controlador por Ziegler-Nichols (1942).....	19
Tabela 2.2. - Estimação de parâmetros do controlador por Cohen-Coon (1953).....	19
Tabela 4.1 – Testes em malha aberta para identificação distúrbio denominado <i>kick</i> de líquido.....	69
Tabela 4.2 - Dados para cálculo da perda de carga da bomba ao fundo do poço.....	85
Tabela 7.1 - Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswany e métodos de Ziegler-Nichols e Cohen-Coon (Pressão nular de fundo via válvula <i>choke</i> ).....	94
Tabela 7.2 – Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswany e métodos de Ziegler-Nichols e Cohen-Coon (Válvula de entrada).....	95
Tabela 7.3 – Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswany e métodos de Ziegler-Nichols e Cohen-Coon (Válvula de saída).....	96
Tabela 7.4 – Parâmetros do controlador <i>feedforward</i> para perturbação de carga .....	97

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Esquema de segurança de sondas flutuantes (Adaptado de SANTOS, 2006) .....	2
Figura 1.2 - Janela operacional de poços em águas profundas (ARAGÃO <i>et al.</i> , 2006).....	3
Figura 2.1 – Esquema dos componentes da perfuração de poços de petróleo (Adaptado de Santos et. al, 2010) .....	7
Figura 2.2 – Impacto da vazão na pressão, limpeza do poço e perdas por atrito – modificado de Silva et. <i>al.</i> .....	9
Figura 2.3 - Um <i>blowout</i> causou a explosão da plataforma <i>Deepwater Horizon</i> . Abril de 2010 no Golfo do México ( <a href="http://pt.wikipedia.org">http://pt.wikipedia.org</a> ). .....	10
Figura 2.4 – Comportamento das pressões no <i>choke</i> e no tubo bengala durante o fechamento do poço (LIMA, 2009).....	12
Figura 2.5 – Malha de controle por realimentação (STEPHAN, 2008) .....	15
Figura 2.6 - Controlador PI: (a) efeito do ganho proporcional (b) efeito do tempo integral (SEBORG, 2004).....	16
Figura 2.7 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método da curva de reação.....	17
(Adaptado de BENNETT et. al, 2006) .....	17
Figura 2.8 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método de Sundaresan & Krishnaswany (1977).....	18
Figura 2.9 – Estruturas feedback e feedforward.....	19
Figura 2.10 – Diagrama de blocos <i>feedforward</i> .....	21
Figura 2.11 – Identificação: perturbação na manipulada .....	22
Figura 2.12 – Identificação: perturbação na carga .....	22
Figura 2.13 – Ajuste para áreas idênticas.....	23
Figura 2.14 – Ajuste com $\tau_1 - \tau_2$ constante .....	24
Figura 3.1. - Fluxograma da unidade de controle de pressão anular de fundo .....	31
Figura 3.2 – Esquema em 3D de unidade de perfuração de poços de petróleo .....	32
Figura 3.3 - Foto da unidade experimental.....	32
Figura 3.4 - Tanque de pressão, representando o reservatório de óleo e gás. ....	33
Figura 3.5 - Cilindro de ar comprimido, conectado a um regulador pistão alta/alta. ....	34
Figura 3.6 - Válvulas de entrada/saída de ar comprimido.....	34
Figura 3.7 - Válvula com esfera caracterizada para retratar diferentes permeabilidades rochosas. ....	35
Figura 3.8 – Sensor de nível.....	36
Figura 3.9 – Bomba de reposição de água.....	36
Figura 3.10 - Bomba helicoidal conectada ao tanque principal. ....	37
Figura 3.11 - Bomba helicoidal conectada aos tanques de lama. ....	37
Figura 3.12 - Inversor de frequência. ....	38
Figura 3.13 – Válvulas borboleta. ....	38
Figura 3.14 - Transmissor de pressão manométrica. ....	39
Figura 3.15 – Válvula <i>choke</i> .....	39
Figura 3.16 - Programa feito em C++ para controle da pressão anular de fundo usando a válvula <i>choke</i> . ....	40
Figura 3.17 - Programa feito em C++ para controle do reservatório. ....	41
Figura 4.1 - Teste de resposta ao degrau. ....	43
Figura 4.2 – Curva de reação e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswamy (msk). ....	44
Figura 4.3 Teste servo bombas principal e de lama em 30 e 40 Hz .....	46
Figura 4.3 Teste servo bombas principal e de lama em 30 e 40 Hz – (continuação) .....	46
Figura 4.4 - Teste de resposta ao degrau. ....	47
Figura 4.5 – Interface gráfica do programa de identificação do tanque reservatório. ....	48
Figura 4.6 – Identificação do tanque reservatório (0-100 psi). ....	49
Figura 4.7 – Identificação do tanque reservatório (0-80 psi) .....	50
Figura 4.8 – Identificação do tanque reservatório (0-60 psi) .....	50
Figura 4.9 – Identificação do tanque reservatório (0-40 psi) .....	50
Figura 4.10 – Curvas normalizadas - (0-100 psi, 0-80 psi, 0-60 psi, 0-40 psi) .....	51
Figura 4.11 – Identificação do tanque reservatório (100-0 psi) .....	52
Figura 4.12 – Identificação do tanque reservatório (100-40 psi) .....	52
Figura 4.13 – Identificação do tanque reservatório (100-60 psi) .....	53
Figura 4.14 – Identificação do tanque reservatório (100-80 psi) .....	53
Figura 4.15 – Curvas normalizadas - (100-40 psi, 100-60 psi, 100-80 psi, 100-0 psi) .....	54

Figura 4.16 – Identificação do tanque reservatório (válvula de entrada de ar) .....	55
Figura 4.17 – Ajuste por Sundaresan e Krishnaswany (1977) (válvula de saída de ar).....	55
Figura 4.18 – Teste servo: aumento de pressão.....	56
Figura 4.19 – Teste servo: diminuição de pressão.....	57
Figura 4.20 – <i>Kick</i> de líquido e gás ( <i>choke</i> aberto). .....	59
Figura 4.21 – Envelope de operação para <i>kick</i> de líquido. ....	60
Figura 4.22 – Análise de <i>kick</i> de líquido (bomba de reposição desligada) com fechamento do <i>choke</i> .....	62
Figura 4.23 – Análise de <i>kick</i> de líquido (bomba de reposição ligada) com fechamento do <i>choke</i> .....	63
Figura 4.24 – Análise de <i>kick</i> de líquido e da ação das válvulas de retenção com fechamento do <i>choke</i> .....	64
Figura 4.25 – Análise de <i>kick</i> de líquido (detecção de vazão mínima) com bomba de reposição ligada e fechamento do <i>choke</i> . ....	65
Figura 4.26 – Análise de <i>kick</i> de líquido (detecção de vazão mínima) com bomba de reposição ligada e fechamento do <i>choke</i> .....	66
Figura 4.27 – Análise de <i>kick</i> de líquido com bomba de reposição ligada e <i>choke</i> aberto. ....	67
Figura 4.28 – Identificação de <i>kick</i> 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 60, 65 e 70%. .....	71
Figura 4.29 – Identificação de <i>kick</i> para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se índice de abertura para a válvula de permeabilidade de 60%. .....	72
Figura 4.30 – Identificação de <i>kick</i> 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 55, 60%. .....	73
Figura 4.31 – Identificação de <i>kick</i> 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 e 55%. .....	74
Figura 4.32 – Identificação de <i>kick</i> 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 e 55%. .....	75
Figura 4.33 – Esquema de controle com reconfiguração. ....	77
Figura 4.34 – Controle de <i>kick</i> com reconfiguração: diferença de pressão 10 psi. ....	79
Figura 4.35 – Controle de <i>kick</i> com reconfiguração: diferença de pressão 10 psi. - continuação.....	80
Figura 4.36 – Controle de <i>kick</i> com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi. ....	81
Figura 4.37 – Controle de <i>kick</i> com reconfiguração: diferença de pressão 30 psi. ....	82
Figura 4.38 – Controle de <i>kick</i> com reconfiguração: diferença de pressão 40 psi. ....	83
Figura 4.39 – Método estático de controle de <i>kick</i> (método do sondador).....	85

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Prospecção de poços.....	1
1.2	Perfuração de poços.....	1
1.3	Motivação, objetivo e organização.....	4
2.	REVISÃO DE LITERATURA .....	6
2.1	O Processo de Perfuração .....	6
2.2	Controle da pressão anular de fundo do poço .....	8
2.3	Influxos ( <i>kicks</i> e <i>blowouts</i> ).....	10
2.4	Métodos tradicionais de controle de <i>kick</i> .....	12
2.5	Controle Clássico.....	14
2.5.1.1	Identificação do processo. ....	16
2.6	Reconfiguração de controle.....	24
3.	MATERIAL E MÉTODOS.....	28
3.1	Unidade experimental.....	29
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	42
4.1	Controle da pressão anular de fundo manipulando o índice de abertura da válvula <i>choke</i> .....	42
4.1.2	Identificação da planta (coluna – região anular) .....	43
4.1.3	Controle clássico. ....	45
4.1.3.1	Teste servo.....	45
4.2	Controle da pressão do tanque reservatório manipulando-se o índice de abertura das válvulas de entrada e saída de ar comprimido. ....	47
4.2.1	Análise de não linearidade do sistema (tanque de pressão – reservatório). ....	47
4.2.2	Identificação da planta (tanque de pressão reservatório).....	48
4.2.2.1	Válvula de entrada de ar .....	48
4.2.2.2	Válvula de saída de ar.....	52
4.2.3	Controle clássico. ....	54
4.2.3.1	Teste servo.....	56
4.3	Estudo do acoplamento coluna (anular) -tanque reservatório .....	57
4.3.1	<i>Kick</i> de líquido e gás.....	58
4.3.2	Mapeamento de <i>kick</i> de líquido.....	59
4.3.3	<i>Choke</i> fechado. ....	60
4.3.4	<i>Choke</i> aberto.....	66
4.3.4.1	Identificação da perturbação de carga denominada <i>kick</i> de líquido. ....	68
4.4	Metodologia para controle de <i>kick</i> de líquido empregando reconfiguração da lei de controle.....	75
4.5	Método de controle de <i>kick</i> (Sondador).....	84
5.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	87
5.1	Conclusões e contribuições .....	87
5.2	Sugestões para pesquisas futuras.....	88
6.	BIBLIOGRAFIA.....	89
7.	ANEXO .....	93

# CAPÍTULO I

## 1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo, há uma apresentação do sistema em investigação, ressaltando características inerentes e desafios que motivaram o desenvolvimento de estudos de controle. Por fim, apresenta-se uma breve descrição sobre a estrutura do trabalho de dissertação de mestrado.

### 1.1 Prospecção de poços

A indústria de petróleo, implantada no mundo inteiro, é alimentada pela necessidade, cada vez maior, da utilização de fontes de energia proveniente de combustíveis fósseis, como é denominado o petróleo (TELAS, 2008).

A cadeia produtiva do petróleo é bastante complexa e engloba etapas que se iniciam com os estudos que visam à descoberta de novos reservatórios, passam pela perfuração de poços, a caracterização das rochas e fluidos presentes, a construção e operação das plataformas e dos sistemas de produção, o transporte e a estocagem, e concluem com o refino e a distribuição dos seus vários subprodutos (THOMAS, 2001).

A fase de mapeamento do poço (estudo geológico) dá-se através da pesquisa de regiões com propensão a conter petróleo em sua formação. Os indícios de petróleo são determinados através de métodos como a sísmica de reflexão, que consiste, basicamente, em gerar ondas sísmicas artificiais através de explosivos, canhões de ar comprimido ou outra fonte sísmica e registrar as reflexões provenientes das diversas interfaces em sub-superfícies. Essa variação dá-se em virtude da presença ou não de óleo, água ou gás nos poros das rochas e da constituição dessas rochas (YILMAZ & DOHERTY, 2000).

Com base nesses dados obtidos na fase de exploração, é feita a análise da viabilidade de perfuração e produção do poço de petróleo na região estudada. A etapa subsequente é a da perfuração. Essa etapa é tida como a mais custosa do processo de exploração de petróleo.

### 1.2 Perfuração de poços

A perfuração de um poço é realizada através de uma sonda rotativa composta por uma torre metálica que sustenta a coluna de perfuração (Figura 1.1).

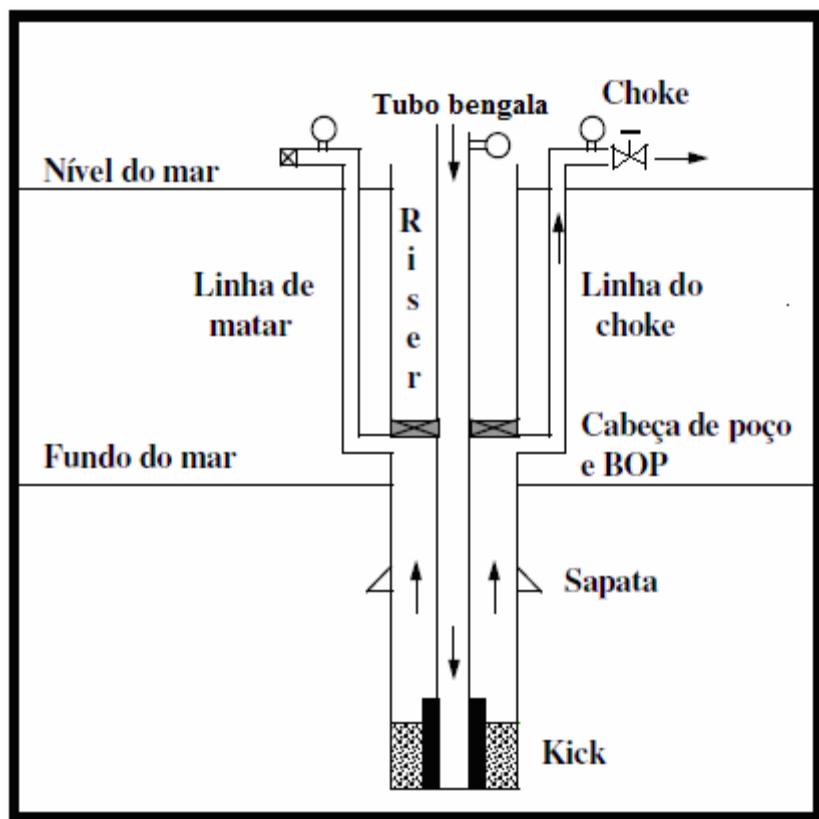


Figura 1.1 – Esquema de segurança de sondas flutuantes (Adaptado de SANTOS, 2006).

Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados à broca, existente na extremidade da coluna de perfuração, que é composta de comandos (tubos de paredes espessas) e de tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Duas linhas conectam o fundo do poço à superfície (linha de matar e linha do choke). A linha de matar é utilizada para circular o fluido responsável por conter os influxos (kick) do reservatório para o fundo do poço. Os fragmentos no interior da coluna, oriundos da perfuração da rocha, são removidos continuamente através da injeção de um fluido de perfuração que retorna à superfície, através do espaço anular formado entre a parede do poço e a coluna, saindo pela válvula *choke*, na superfície (THOMAS, 2001), como ilustrado na Figura 1.1.

Além de carrear os cascalhos oriundos da perfuração da rocha para a superfície, o fluido de perfuração tem como funções: evitar o desmoronamento das paredes do poço,

lubrificar a coluna, resfriar a broca e, principalmente, exercer pressão hidrostática sobre a formação rochosa, a fim de evitar o influxo de fluidos indesejáveis (*kick*) para o interior do poço (THOMAS, 2001).

A densidade do fluido de perfuração (ECD – *equivalent circulating density*) é calculada considerando-se os limites de pressão definidos entre a pressão de poros (limite inferior) e a pressão de fratura (limite superior) da formação rochosa (Figura 1.2). A pressão de poros é a pressão que o fluido, presente na formação, exerce em direção ao poço, já a pressão de fratura é definida como aquela que produz a falha mecânica de uma formação, com resultante perda de fluido. (SANTOS, 2006)

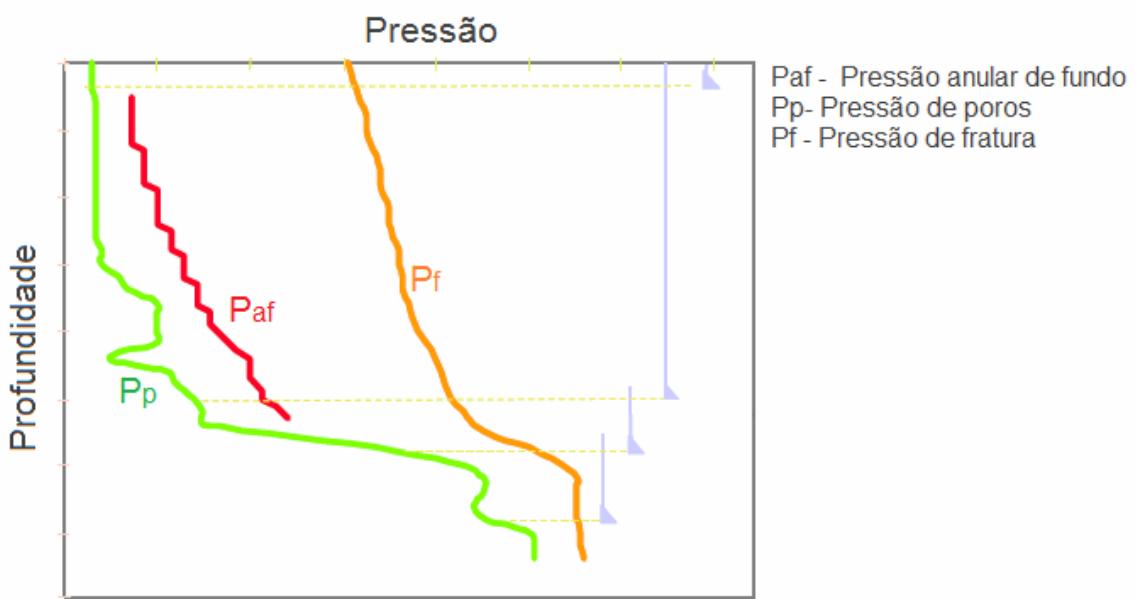


Figura 1.2 - Janela operacional de poços em águas profundas (ARAGÃO *et al.*, 2006).

Durante a perfuração de um poço de petróleo, se por alguma razão a pressão no interior do poço tornar-se menor que a pressão de uma formação permeável, haverá o fluxo de fluidos dessa formação para o interior do poço. A este fluxo indesejado, dá-se o nome de *kick* (influxo controlável) ou *blowout* (influxo incontrolável), sendo todas as ações, que são implementadas com os objetivos de prevenir, detectar e controlar o *kick* e lidar com as consequências do seu descontrole, são referidas como estratégias de segurança de poço (GRACE, 2003).

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. 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. Simultaneamente, a pressão hidrostática do fluido de perfuração deve ser menor que a pressão de fratura da rocha reservatório, para evitar danos à formação (VEGA, *et al.*, 2012, a).

A perfuração *underbalanced* (UBD – *underbalanced drilling*) é um método de perfuração alternativo onde a pressão de fundo de poço é mantida menor do que a pressão de poros da formação. A principal vantagem desse tipo de perfuração é a redução de danos ao reservatório, uma vez que os danos à formação são minimizados. Nesse tipo de perfuração o poço está constantemente sujeito à ocorrência de *kills* e *blowouts* (PING *et al.*, 2008).

### **1.3 Motivação, objetivo e organização.**

Neste cenário, técnicas de modelagem, otimização e controle aplicadas aos processos de perfuração de poços de petróleo são bastante atrativas. O uso dessas ferramentas auxilia a perfuração dentro de janelas operacionais, cada vez mais estreitas, principalmente, se tratando de perfuração *offshore* e da camada pré-sal.

Para realização de testes experimentais, foi construída uma unidade experimental de 5,73 m de altura, em forma de tubo em U, representando a coluna de perfuração e a região anular. Essas duas regiões são separadas por uma válvula gaveta que impõe uma restrição ao escoamento simulando a broca. Conectado ao fundo da coluna de perfuração, na região anular, há um tanque de pressão, que representando o reservatório de óleo e gás, é utilizado para análise e controle do fenômeno de *kick*.

Vale ressaltar ainda que os trabalhos encontrados na literatura, em sua maioria, empregam modelagem e simulação para controlar a pressão anular de fundo, durante a perfuração de poços de petróleo. Não foram encontrados, na literatura, estudos onde uma unidade experimental foi utilizada para esse fim, demonstrando o caráter inédito desse trabalho de dissertação de mestrado.

O objetivo desta dissertação é propor um método dinâmico para controle de *kick*, que tradicionalmente é executado estaticamente, empregando um esquema de reconfiguração de controle, em diferentes cenários operacionais, o que possibilitou um controle mais rápido dos influxos do que os métodos convencionais.

Nessa dissertação de mestrado, apresenta-se no Capítulo I uma introdução sobre a perfuração de poços e os principais fenômenos intrínsecos do processo. O Capítulo II contém uma revisão bibliográfica sobre sistemas de perfuração, técnicas e esquemas de reconfiguração de controle. No Capítulo III, são apresentadas as metodologias experimentais utilizadas. No Capítulo IV, estão dispostos os resultados obtidos, visando à implementação de controle em linha da pressão anular de fundo. No Capítulo V, um breve resumo das conclusões e sugestões para trabalhos futuros. O Capítulo VI apresenta a bibliografia utilizada e, por fim, estão dispostas no Anexo algumas informações referentes aos testes experimentais realizados.

## CAPÍTULO II

### 2. REVISÃO DE LITERATURA

Neste capítulo, são apresentados trabalhos que relatam o funcionamento e os principais fenômenos inerentes ao processo de perfuração de poços de petróleo, com ênfase nos desafios relacionados ao controle da pressão anular de fundo. Neste cenário, são destacados da literatura temas como controle *feedback*, controle *feedforward* e técnicas com esquemas de reconfiguração de controle, visando a regulação frente ao fenômeno denominado *kick* (distúrbio na forma de um influxo de líquido do reservatório para a região anular).

#### 2.1 O Processo de Perfuração

O controle do poço durante a perfuração é de fundamental importância na exploração e desenvolvimento de campos de óleo e gás. Os desafios de perfuração de poços com estreita janela operacional, entre a pressão dos poros e da pressão de fratura, vêm se apresentando como um cenário constante, principalmente devido à exploração de reservatórios com profundidade alta (superior a seis mil metros), como é o caso da bacia de Santos (PEREIRA, 2007). Em tal situação, ARAGÃO *et.al* (2005) ressaltam a importância de concentrar todos os esforços em garantir que as pressões anulares estejam dentro da janela operacional, durante toda a operação.

TELAS (2008) descreveu a importância do papel do fluido de perfuração como primeira barreira a ser vencida pelos influxos indesejados da formação para o poço. A principal característica do fluido de perfuração, a contribuir para o controle desses influxos, é o seu peso específico. Ele é fundamental para o controle do gradiente de pressão do poço durante a perfuração, pois é a partir dele que se obtém a pressão hidrostática que irá atuar nos diversos pontos do poço, promovendo o equilíbrio entre a pressão no fundo do poço e a pressão nas formações rochosas.

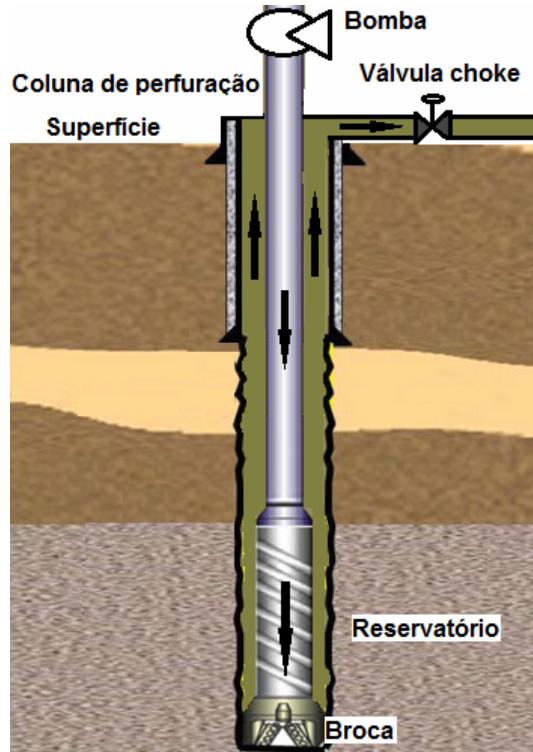


Figura 2.1 – Esquema dos componentes da perfuração de poços de petróleo (Adaptado de Santos et. al, 2010).

A pressão anular no fundo do poço ( $P_{a,bot}$ ) (Equação 2.1) é o somatório da pressão de compressão ( $P_{ac}$ ), hidrostática ( $P_{ah}$ ), perdas por atrito ( $\Delta P_{af}$ ), diferencial de pressão na válvula *choke* ( $\Delta P_{choke}$ ) e pressão atmosférica ( $P_{atm}$ ) (Figura 2.1).

$$P_{a,bot} = P_{ac} + P_{ah} + \Delta P_{af} + \Delta P_{choke} + P_{atm} \quad \text{Equação 2.1}$$

Durante a perfuração, há frequentemente distúrbios que causam flutuações na pressão de fundo do poço. Por exemplo, durante o processo de perfuração podem ser citadas as alterações na densidade da formação, na permeabilidade e na pressão nos poros e o aumento do comprimento do poço. O procedimento de conexão dos tubos, que ocorre periodicamente, interrompendo-se o bombeamento de fluido de perfuração e conectando-se um novo segmento de duto, produz variações na pressão do poço devido à interrupção e reinício do bombeamento do fluido de perfuração. O aumento do comprimento do poço, durante o processo de perfuração, produz um aumento da pressão de fundo do poço, devido ao aumento da coluna de líquido. Outro distúrbio que pode ocorrer, ocasionando perturbação na pressão anular de fundo, é a variação da velocidade de perfuração, que acarreta em aumento ou decréscimo na quantidade de sólidos em suspensão na lama de perfuração e, consequentemente, uma flutuação de pressão. Vale

ressaltar que um aumento na velocidade de perfuração proporciona o aumento da produção de cascalhos. Esse aumento da quantidade de sólidos suspensos no fluido ocasiona o aumento da densidade do fluido de perfuração, em relação à densidade do mesmo a rotações inferiores. No caso da diminuição da velocidade de perfuração, a quantidade de sólidos (cascalhos) em suspensão diminui, ocasionando um decréscimo na densidade do fluido, em relação à densidade do fluido à rotações maiores, alterando a pressão hidrostática (Vega, *et.al*, 2012 a, b, c)

## **2.2 Controle da pressão anular de fundo do poço**

São muitos os distúrbios que podem causar variações na pressão anular de fundo do poço. Para compensar essas flutuações de pressão uma série de variáveis podem ser modificadas no intuito de compensar esses distúrbios, dentre essas variáveis existem aquelas que produzem ação lenta e as que possuem atuação mais rápida na pressão anular de fundo.

Dentre as variáveis que apresentam resposta lenta na pressão estão a densidade do fluido de perfuração e a velocidade de perfuração. Essa última atua na produção de partículas sólidas, ocasionando assim uma mudança na composição do fluido, que altera a pressão. Essas variáveis são de ação lenta devido ao tempo morto necessário para que as modificações sejam sentidas no fundo do poço. Uma outra forma de se alterar a pressão no poço é mudar a abertura da válvula (*choke*), situada na superfície da linha do *choke*, por onde escoa o fluido vindo da região anular do poço. Este elemento final de controle produz uma rápida resposta na variável controlada (pressão) (Vega *et al.*, 2008). Outra variável de resposta rápida é a vazão da bomba de lama, que atua alterando a pressão pelo aumento das perdas por atrito. Além disso, o aumento da vazão de fluido de perfuração pode acarretar na ressuspensão de sólidos e na consequente incorporação desses sólidos ao fluido, ocasionando a redução da pressão no fundo do poço (ARAGÃO *et al.*, 2005) como ilustrado na Figura 2.2, que indica a existência de um ponto de mínimo para a ECD.

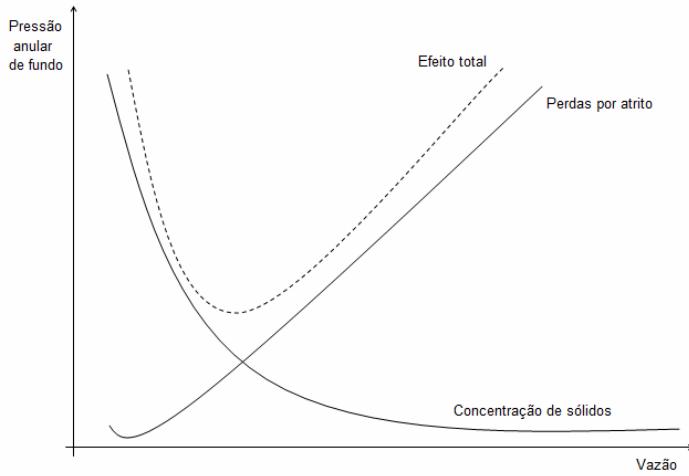


Figura 2.2 – Impacto da vazão na pressão, limpeza do poço e perdas por atrito – modificado de Silva et. al.

Neste cenário, para controle da pressão anular de fundo, podem ser empregados o índice de abertura da válvula de *choke*; a velocidade de perfuração, apesar dessa variável ser imprópria quando do procedimento de conexão de tubos; a densidade da lama de perfuração e a vazão da bomba de lama, adotando-se o sistema mecânico reportado por JENNER *et al.* (2004), capaz de manter o bombeamento de fluido de perfuração mesmo durante o procedimento de conexão de tubos.

NYGAARD *et al.* (2006) desenvolveram estudos de simulação, onde apresentaram um esquema de controle clássico (PI) e um preditivo não linear para estabilizar a pressão durante o processo de perfuração de poços de petróleo, em condições *underbalanced*. Para compensar as flutuações nas condições do reservatório e na vazão e, consequente, variação na pressão ao longo do poço, a abertura da válvula de *choke* da região anular foi ajustada. Os parâmetros do controle PI foram estimados através do método de Ziegler-Nichols. Os resultados evidenciaram que tanto o esquema de controle PI como o controle preditivo foram superiores ao esquema de controle manual. No esquema de controle PI, os parâmetros necessitaram ser re-estimados, quando as condições de operação se afastavam das condições originais.

## 2.3 Influxos (*kicks* e *blowouts*)

A flutuação de pressão fora dos limites da janela operacional pode trazer riscos à perfuração como um todo (REZENDE *et al*, 2009). Se por algum motivo a pressão no interior do poço se tornar-se maior que a pressão no interior de uma formação rochosa permeável, à medida que a broca penetra na rocha reservatório, o fluido de perfuração invade a formação devido ao diferencial de pressão positivo entre os mesmos. Esse fenômeno é denominado perda de circulação, onde um volume de fluido é perdido para as formações adjacentes, enquanto parte dos sólidos, penetra na rocha durante a perda do fluido, tamponando rapidamente a região ao redor do poço (AZEVEDO, 2011). A invasão de fluido de perfuração nas formações rochosas produtoras de óleo e gás acarreta no significativo decréscimo nas suas permeabilidades relativas e, consequentemente, na redução da produtividade do poço.

Por outro lado, se a pressão no interior do poço se tornar menor que a pressão no interior de uma formação rochosa permeável, haverá influxo de fluidos oriundos da formação para dentro do poço, denominado de *kick* (SANTOS, 2006). Se o controle do poço for perdido, tem-se uma situação de *blowout*, como ilustrado pela Figura 2.3.

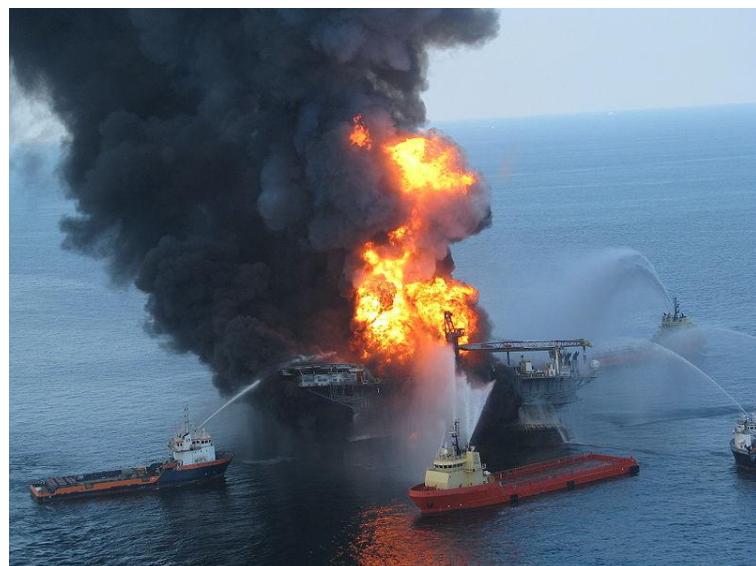


Figura 2.3 - Um *blowout* causou a explosão da plataforma *Deepwater Horizon*. Abril de 2010 no Golfo do México (<http://pt.wikipedia.org>).

As causas de *kick* estão geralmente relacionadas à redução da pressão atuante na formação rochosa. As causas mais comuns que provocam esta redução de pressão são (GRACE, 1994):

1. Massa específica do fluido insuficiente, que é normalmente associada à perfuração em áreas de pressão de formação anormalmente alta.
2. O pistoneio, que consiste na redução da pressão no poço devido à retirada da coluna de perfuração.
3. Perda de circulação, que resulta em uma diminuição do nível de fluido de perfuração no poço e, consequentemente, da pressão hidrostática.
4. Completação insuficiente do poço, durante manobras de retirada de coluna de perfuração, que também ocasiona queda no nível de fluido e, consequente, queda na pressão hidrostática.
5. Corte do fluido de perfuração por gás costumam ser um problema devido à expansão do gás quando trazido à superfície, causando uma diminuição na massa específica do fluido e, consequentemente, a diminuição da pressão no fundo do poço.

O equipamento responsável pela segurança do poço é o BOP (*Blowout preventer*). Quando o poço encontra-se sobre a condição de *kick*, o BOP é fechado, e o acesso ao poço é feito através de duas linhas, a linha do *choke* e a linha de matar, por onde o fluido invasor é circulado para fora do poço. A lama de matar é injetada para conter os influxos (SANTOS, 2006).

Segundo LIMA (2006), a ocorrência de um *kick* é detectada através de sinais verificados na superfície:

Os indícios primários de ocorrência de tais influxos são:

1. Aumento da vazão de retorno.
2. Aumento do nível de fluido de perfuração no tanque, sendo um indicativo de que fluido da formação está entrando no poço.
3. Fluxo de lama com bombas desligadas.
4. Volumes impróprios de fluido durante as manobras de conexão de tubos.

Quando os tanques recebem mais fluido de perfuração que o volume de aço descido e/ou devolve menos fluido do que o volume de aço retirado.

Indícios secundários:

1. Aumento da taxa de penetração, devido a um diferencial de pressão negativo que atua na formação que está sendo perfurada.
2. Lama cortada por fluido da formação.

3. Queda de pressão de bombeio, que ocorre devido à entrada de um fluido mais leve no poço.

## 2.4      Métodos tradicionais de controle de kick

As técnicas de controle de *kick* têm como principal objetivo remover o influxo e restabelecer o controle do poço. Tal equilíbrio é alcançado através da utilização de um novo fluido de perfuração com a densidade ajustada, visando ao aumento da pressão anular de fundo que se encontra inferior à pressão de poros. Durante esse processo, a pressão no poço deve ser mantida em um valor suficiente para que os influxos não continuem a escoar para o interior do poço, porém, sem causar danos à formação rochosa (LIMA, 2009).

No momento em que o *kick* é detectado, a metodologia tradicional (método estático) recomenda que se feche o poço, o que acarreta no aumento das pressões até o instante em que a pressão no fundo do poço iguala-se à pressão de poros da formação rochosa. Nesse instante, o fluxo da formação em direção ao poço cessa (Figura 2.4). Nesse momento, o poço está pronto para a implementação de um método de controle do *kick* (método sondador, engenheiro ou volumétrico). Seja qual for o método a ser aplicado, a pressão deve obedecer ao princípio da pressão constante no fundo do poço, que determina que a pressão deve ser mantida igual à pressão da formação geradora do *kick*, durante toda a implementação do método, acrescida de uma margem de segurança (LIMA, 2009).

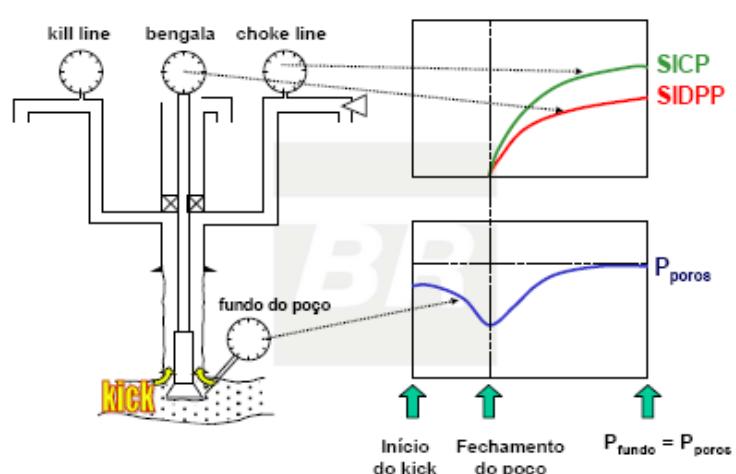


Figura 2.4 – Comportamento das pressões no *choke* e no tubo bengala durante o fechamento do poço (LIMA, 2009).

O método do sondador consta de duas fases. Na primeira circulação (fase 1), o *kick* é deslocado para fora do poço, na segunda (fase 2), a lama original é substituída pela lama para “matar”(LIMA, 2009).

A implementação do método segue algumas etapas: A pressão deve ser mantida constante no manômetro do *choke*, enquanto a bomba é levada para a velocidade reduzida de circulação. Quando esta velocidade é atingida, a leitura no tubo bengala deverá ser PIC (Pressão Inicial de Circulação). Em seguida, o fluido original é circulado, na vazão reduzida de circulação, mantendo-se PIC no tubo bengala e observando-se sempre as máximas pressões dinâmicas permissíveis (LIMA, 2009).

Após circular um volume equivalente ao do espaço anular, parar a bomba e fechar o *choke*. As pressões no tubo bengala e no *choke* deverão ser iguais a SIDPP (pressão estabilizada de fechamento no tubo bengala) (LIMA, 2009).

Em seguida, deve-se bombear lama de “matar” pelo interior da coluna, mantendo a pressão no *choke* constante e igual a SIDPP, até a lama nova atingir a broca. No início do bombeio, a pressão no tubo bengala deverá ser PIC. Essa pressão cairá constantemente até a lama nova chegar à broca quando seu valor será PFC (Pressão Final de Circulação). Essa pressão deve ser mantida em PFC até a lama de “matar” chegar à superfície (LIMA, 2009).

Após a primeira circulação, a bomba é parada e o *choke* fechada. Nesse momento, os diferenciais de pressão no tubo bengala e no *choke* devem ser nulos. Em seguida, o poço é aberto e observa-se se há fluxo (TELAS, 2008)

No método do engenheiro, o poço é controlado com apenas uma circulação, ou seja, o influxo é removido do poço, utilizando-se o fluido de “matar”. Assim, a circulação começa após o fluido ter sido adensado. Quando o fluido novo está sendo deslocado no interior da coluna, a pressão no manômetro do *choke* não pode ser mantida constante, porque, ao gás que se encontra no espaço anular, deve ser assegurada uma expansão controlada. Assim, o *choke* deve ser manipulado de forma que a pressão no tubo bengala seja PIC, logo após o estabelecimento da velocidade reduzida de circulação, caindo linearmente até PFC, quando o fluido novo atingir a broca (TELAS, 2008)

O método do sondador é mais fácil de ser implementado, pois baseia-se apenas na manutenção de pressões constantes nos manômetros do tubo bengala (PIC ou PRC) e do *choke* (SIDPP), durante o deslocamento da lama nova no interior da coluna. Por

outro lado, o método do engenheiro tem implementação mais difícil, pois exige a elaboração e o acompanhamento de uma planilha ou de um gráfico durante o deslocamento da lama nova no interior da coluna. Outra vantagem do método do sondador, do ponto de vista da sua implementação, é que, durante a circulação do *kick*, só dois tipos de fluidos estão presentes: lama original e fluido invasor. Isso torna o controle mais simples e menos sujeito à ocorrência de erros, durante a circulação (HAUGE, 2013, TELAS, 2008).

A implementação do método do engenheiro requer um menor tempo de circulação que a do método do sondador, pois a expulsão do fluido invasor e o amortecimento do poço ocorrem em uma só operação. Porém, o poço é mantido fechado por um tempo maior, enquanto se eleva a massa específica da lama antes do início da circulação. Nesse período em que o poço está sem circulação, há a necessidade de controlar a migração do gás porque aumentam as possibilidades de prisão da coluna ou de entupimento dos jatos da broca. A utilização do método do engenheiro sempre conduz a menores pressões no *choke*, quando comparadas àquelas geradas durante a aplicação do método do sondador. Observa-se que até o fluido de perfuração chegar à broca, o comportamento de pressões é o mesmo para os dois métodos (LIMA, 2009).

## 2.5 Controle Clássico

### 2.5.1 Técnicas de controle clássico *feedback* (controle por realimentação).

Na malha *feedback*, o controlador recebe o sinal de erro obtido pela diferença entre um sinal de referência desejado e a atual saída do processo, indicado por "e" na Equação 2.2, calculando ações corretivas que são implementadas no processo via atuador (Figura 2.5). A literatura reporta que, em muitos processos industriais, o processamento do sinal de erro através de ações proporcional e integral, como implementado neste trabalho de dissertação de mestrado, costuma ser eficiente. Este tipo de controlador é conhecido como PI.

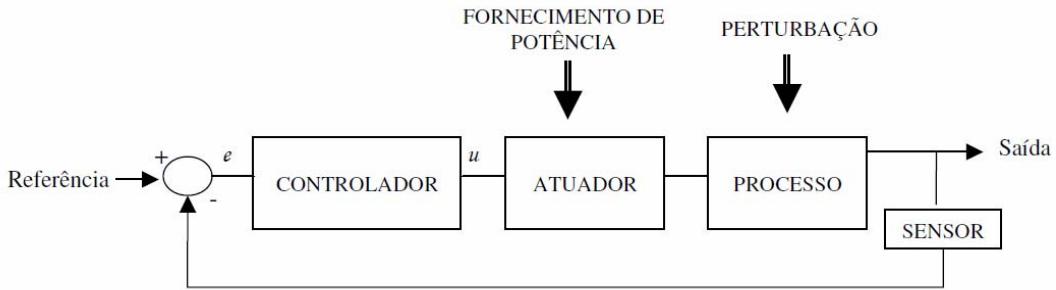


Figura 2.5 – Malha de controle por realimentação (STEPHAN, 2008).

No controle por realimentação, primeiramente, é feita a medição da variável de saída. O valor medido é comparado com o valor desejado (*set point*) e assim, é gerado o sinal de erro que é alimentado no controlador. No caso dessa dissertação de mestrado, foi utilizado o controlador por realimentação (*feedback*) PI, que atua na variável de manipulada através de um elemento final de controle, válvula *choke*, isto é, visando igualar a variável controlada ao valor de referência desejado SEBORG *et al.* (1989). A equação do controlador PI (Equação 2.2) na forma de velocidade é atraente em relação à forma de posição (Equação 2.3), porque não requer o cálculo do somatório, especificação do termo estacionário  $p_s$  e é menos propensa à saturação.

$$\Delta p_n = k_C \left[ (e_n - e_{n-1}) + \frac{\Delta t}{T_I} e_n \right] \quad \text{Equação 2.2}$$

$$p_{n-1} = p_s + k_C \left[ e_{n-1} + \frac{\Delta t}{T_I} \sum_{K=1}^{n-1} e_K + \frac{T_D}{\Delta t} (e_{n-1} - e_{n-2}) \right] \quad \text{Equação 2.3}$$

Na parcela proporcional do controlador, o sinal de controle aplicado a cada instante à planta é proporcional à amplitude do valor do sinal de erro (Equação 2.4):

$$\Delta P_n = K_c \cdot e(t) \quad \text{Equação 2.4}$$

Um incremento no ganho  $K_c$ , acarreta num decréscimo no valor de erro  $e(t)$  em regime permanente, isto é, reduz o desvio permanente em malha fechada. Por outro lado, quanto maior o ganho, mais oscilatório tende a ficar o comportamento transiente do sistema em malha fechada. Na maioria dos processos físicos, o aumento excessivo do ganho proporcional pode levar o sistema à instabilidade (Figura 2.6a).

A ação integral está diretamente ligada a eliminação do desvio permanente (Figura 2.6b). Essa ação consiste em aplicar um sinal de controle  $u(t)$  proporcional à integral do sinal de erro  $e(t)$  (Equação 2.5).

$$u(t) = \frac{1}{T_i} \int e(t) dt$$

Equação 2.5

$T_i$  é chamado de *tempo integral*.

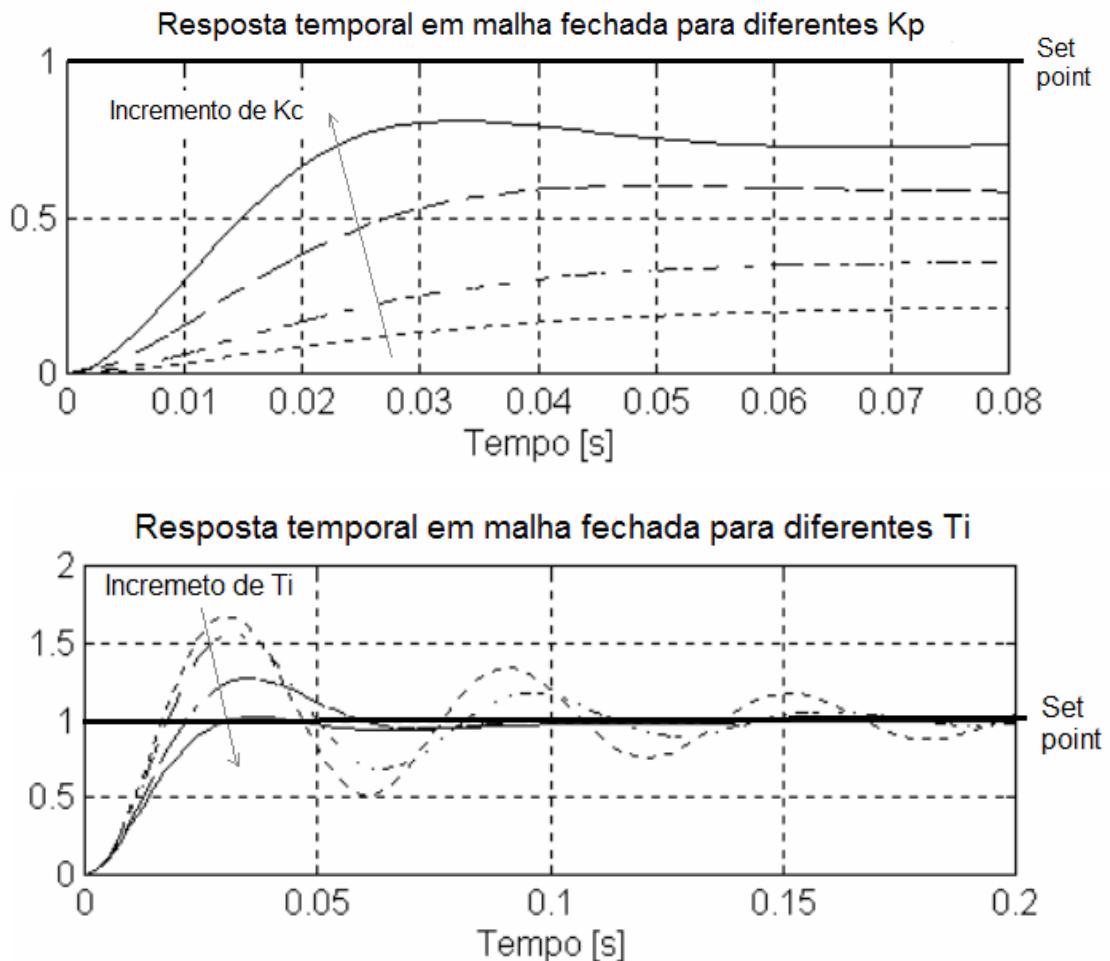


Figura 2.6 - Controlador PI: (a) efeito do ganho proporcional (b) efeito do tempo integral (SEBORG, 2004).

### 2.5.1.1 Identificação do processo.

O controlador Proporcional-Integral (PI) é amplamente utilizado na indústria devido à sua simplicidade e fácil ajuste. Para a sintonia do controlador, os parâmetros são ajustados por diversos métodos convencionais, amplamente reportados na literatura.

Neste trabalho, a unidade experimental foi identificada empregando-se os métodos da curva de reação (Ziegler-Nichols, 1942) e de Sundaresan & Krisnaswany (1977)

### 2.5.1.2 Método da curva de reação

O método da curva de reação consiste na aplicação de uma perturbação degrau ( $M$ ) na variável de entrada do processo, em malha aberta. A resposta da variável de saída frente a essa perturbação é denominada curva de reação do processo. Através da curva de reação do processo é possível estimar o ganho ( $K$ ), o tempo morto ( $td$ ) e a constante de tempo ( $T$ ), traçando-se uma reta tangente ao ponto de inflexão de acordo com a Figura 2.7.

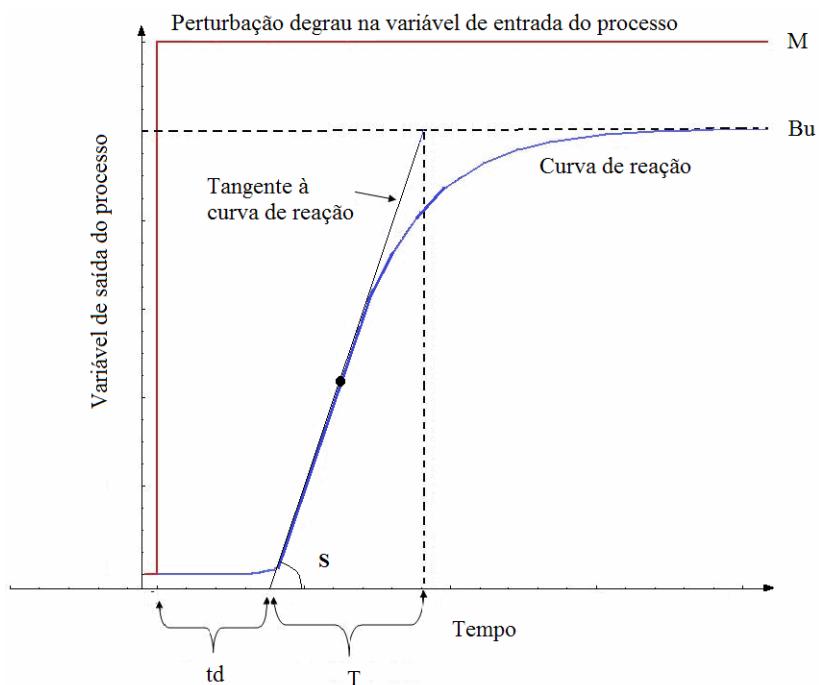


Figura 2.7 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método da curva de reação  
(Adaptado de BENNETT et. al, 2006).

O tempo morto ( $td$ ) é definido como sendo o tempo que a variável de saída leva para começar a responder à perturbação degrau na variável de entrada. A constante de tempo é uma medida do tempo necessário para que o processo se ajuste a uma mudança em sua entrada. Quando  $t= T$ , o sistema alcança 63,2% de seu valor final. O ganho estacionário ( $K$ ) é definido como a razão entre a magnitude da resposta ( $Bu$ ) no estado estacionário final pela magnitude do degrau ( $M$ ).

### 2.5.1.3 Método de Sundaresan & Krishnaswamy.

Em processos cuja resposta apresenta ruído, o ponto de inflexão é difícil de ser visualizado, o que dificulta a utilização do método da curva de reação para fins de identificação. Nesses casos, uma alternativa é utilizar o método de Sundaresan & Krishnaswamy (1977). Neste método, dois instantes de tempo  $t_1$  e  $t_2$  selecionados, a partir da dinâmica da saída, correspondendo aos tempos no qual a variável de saída atinge 35,3% ( $t_1$ ) e 85,3% ( $t_2$ ) do seu valor final, respectivamente. A partir das Equações 2.6 e 2.7 são estimados o tempo morto e a constante de tempo do sistema (Figura 2.8).

$$t_d = 1,3t_1 - 0,29t_2$$

Equação 2.6

$$T = 0,67(t_2 - t_1)$$

Equação 2.7

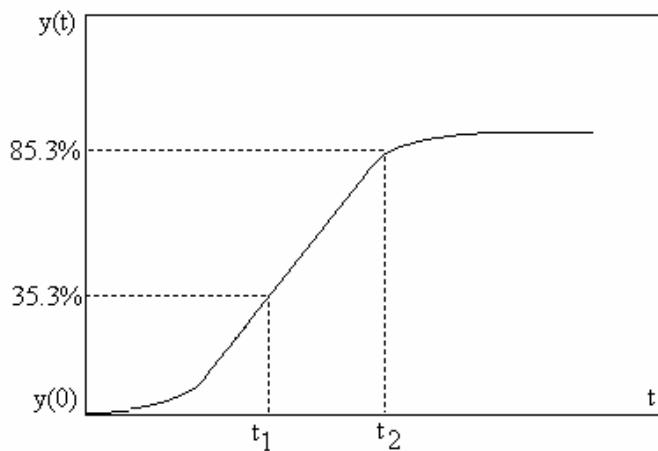


Figura 2.8 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método de Sundaresan & Krishnaswany (1977).

### 2.5.1.4 Estimação dos parâmetros do controlador.

Nesse trabalho de dissertação de mestrado, o ajuste do controlador foi realizado empregando-se os métodos de Ziegler-Nichols (Ziegler-Nichols, 1942) e Cohen-Coon (Cohen-Coon, 1953). As relações de sintonia de Ziegler-Nichols, segundo o método de curva de reação do processo, estão ilustradas na Tabela 2.1. Os ajustes segundo o método de Cohen-Coon (Tabela 2.2) são encontrados a partir do conhecimento do ganho estacionário, constante de tempo e do tempo morto do processo.

Tabela 2.1 - Estimação de parâmetros do controlador por Ziegler-Nichols (1942).

Controlador	$K_C$	$T_I$	$T_D$
P	$\frac{1}{tdS^*}$	-	-
PI	$\frac{0,9}{tdS^*}$	3,33td	-
PID	$\frac{1,2}{tdS^*}$	2td	0,5td

$S^* = S/M$

Tabela 2.2. - Estimação de parâmetros do controlador por Cohen-Coon (1953).

Controlador	$K_C$	$T_I$	$T_D$
P	$\frac{1}{K} \frac{T}{td} \left( 1 + \frac{td}{3T} \right)$	-	-
PI	$\frac{T}{K \cdot td} \left( 0,9 + \frac{td}{12T} \right)$	$\frac{td \left( 30 + \frac{3td}{T} \right)}{9 + \frac{20td}{T}}$	-
PID	$\frac{1}{K} \frac{T}{td} \left( \frac{4}{3} + \frac{td}{4T} \right)$	$\frac{td \left( 32 + 6 \frac{td}{T} \right)}{13 + 8 \frac{td}{T}}$	$td \frac{4}{11 + 2 \frac{td}{T}}$

### 2.5.2 Técnica de controle *feedforward* (controle antecipatório).

No controle antecipatório, a perturbação de carga é medida, sendo que as ações de controle são implementadas antes que tais distúrbios afetem a variável controlada. Portanto, o controle antecipatório tem o potencial de obtenção de controle perfeito. Neste caso, no controle antecipatório, mede-se o distúrbio mais importante e são implementadas ações corretivas antes que seja detectado um sinal desvio da variável controlada em relação ao seu valor desejado. A Figura 2.9 ilustra o diagrama de blocos simplificado do controle por realimentação e antecipatório.

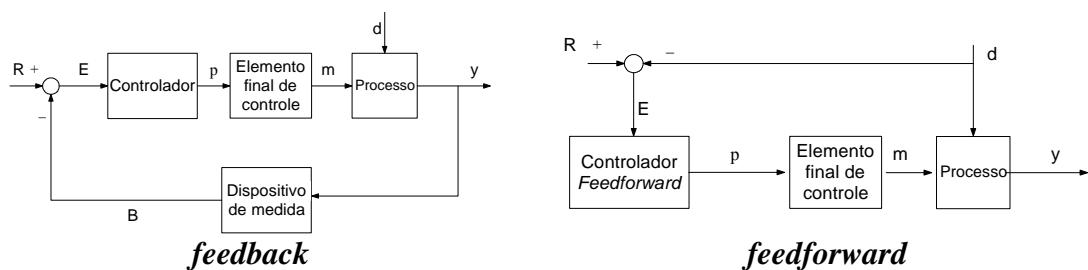


Figura 2.9 – Estruturas feedback e feedforward

A primeira aplicação de controle *feedforward* data de 1925, quando se implementou o controle de nível de uma caldeira. Este sistema é muito sensível a

variações rápidas na variável de carga ou perturbação na vazão de vapor. Além disso, o ganho do controlador não pode ser elevado porque medidas de nível apresentam rápidas flutuações (um ganho elevado amplifica o ruído, produzindo variações inaceitáveis para a vazão de água de alimentação). Portanto, o controle do tipo *feedback* não apresenta desempenho satisfatório. Para este sistema, um controlador antecipatório apresenta melhor desempenho. A vazão de vapor (perturbação) é medida e o controlador antecipatório ajusta a vazão de água de alimentação (manipulada). Observa-se que a variável controlada (nível) não é medida.

### **2.5.2.1 Projeto do controlador antecipatório**

O controle antecipatório é utilizado para compensar os distúrbios principais, isto é, os que ocorrem com mais frequência e causam os maiores desvios na variável controlada. Os custos com instrumentação normalmente não justificam o uso de controle antecipatório para distúrbios menores.

O projeto do controlador antecipatório requer o conhecimento de como a variável controlada responde a mudanças na variável manipulada e na variável de carga ou perturbação, isto é, necessita do modelo matemático do processo. Este modelo pode ser um modelo estacionário. Entretanto, se a variável manipulada afeta a variável controlada mais lentamente do que o distúrbio afeta a variável controlada, haverá um erro transiente, sendo recomendada a utilização de uma compensação dinâmica (unidades avanço-atraso ou modelos dinâmicos).

### **2.5.2.2 Ajuste de controladores antecipatórios**

Controladores antecipatórios, assim como controladores por realimentação, normalmente necessitam de ajuste de campo após instalação na planta.

Seja o controlador antecipatório descrito como um elemento avanço-atraso (Figura 2.10) na Equação 2.8.

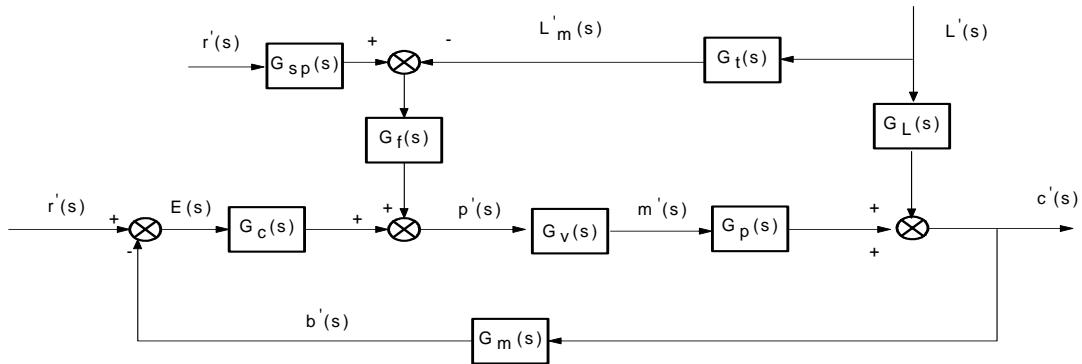


Figura 2.10 – Diagrama de blocos *feedforward*

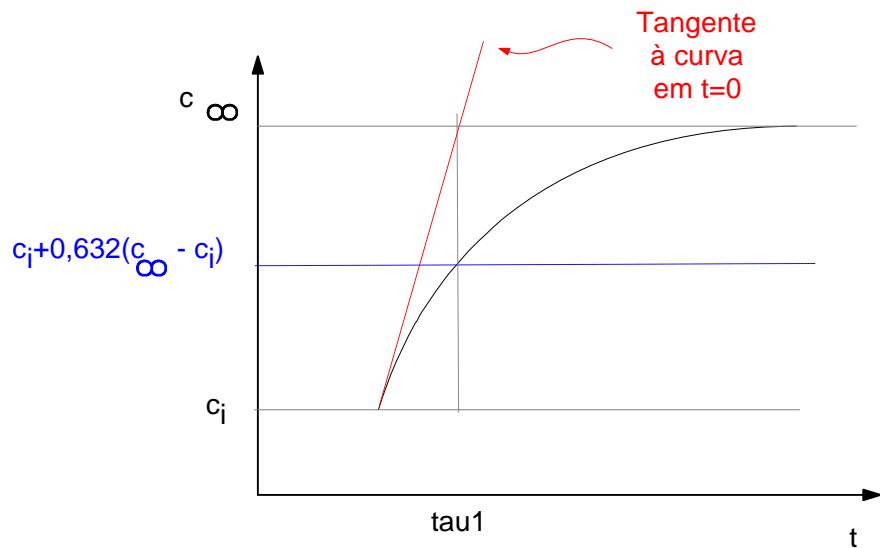
$$G_f = \frac{G_L}{G_t G_v G_p} = \frac{\frac{k_L}{\tau_2 s + 1}}{\frac{k_t k_v}{k_p} \frac{k_p}{\tau_1 s + 1}} = \frac{k_L}{k_p k_t k_v} \frac{\tau_1 s + 1}{\tau_2 s + 1} = k_f \frac{\tau_1 s + 1}{\tau_2 s + 1}. \quad \text{Equação 2.8}$$

$k_t$  e  $k_v$  podem ser determinados pelas características estacionárias do transmissor e da válvula. Portanto a estimativa inicial é  $k_f = \frac{k_l}{k_t \cdot k_v \cdot k_p}$

Procedimento (SEBORG, et. al, 1989):

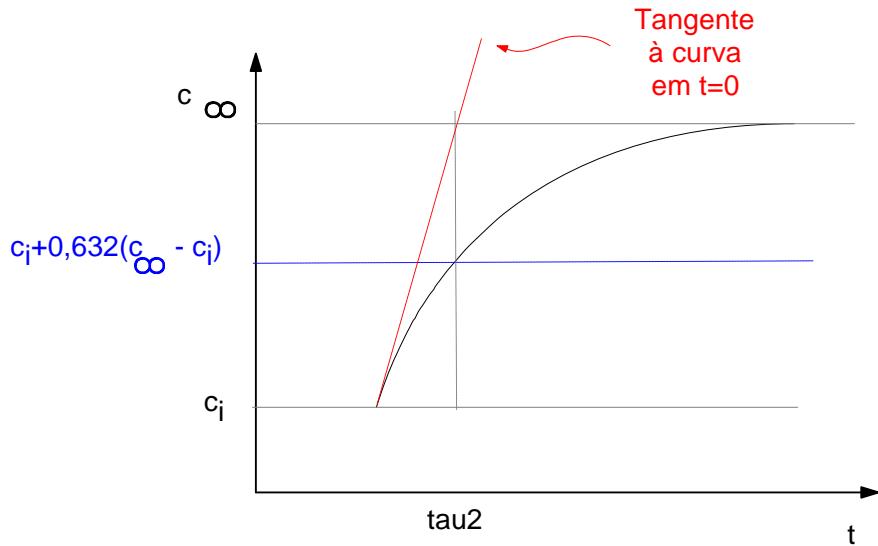
Passo 1: Ajuste de  $k_f$

Uma estimativa inicial de  $k_f$  pode ser obtida do modelo estacionário do processo ou de dados estacionários obtidos da resposta em malha aberta a perturbações degrau em  $L$  (distúrbio) e  $M$  (manipulada), conforme ilustram as Figuras 2.11 e 2.12, caso não se disponha de um modelo matemático.



$$\text{Degrau em } M: k_p = \frac{c_\infty - c_i}{\Delta M}$$

Figura 2.11 – Identificação: perturbação na manipulada



$$\text{Degrau em L: } k_L = \frac{c_\infty - c_i}{\Delta L}$$

Figura 2.12 – Identificação: perturbação na carga

$k_t$  e  $k_v$  podem ser determinados pelas características estacionárias do transmissor e válvula. Portanto,  $k_f = \frac{k_l}{k_t \cdot k_v \cdot k_p}$  é a estimativa inicial. Perturba-se a variável de carga (distúrbio) por um pequeno degrau. Caso apareça um desvio permanente,  $k_f$  é ajustado até que o desvio permanente desapareça (ajuste de campo).

Passo 2: Determinação de  $\tau_1$  e  $\tau_2$

Valores teóricos para  $\tau_1$  e  $\tau_2$  podem ser obtidos caso um modelo matemático dinâmico esteja disponível. Caso contrário, estimativas iniciais podem ser determinadas através dos dados da resposta em malha aberta. Assim, caso as respostas apresentem a

forma ilustrada nas figuras, aproxima-se  $G_p(s) = \frac{k_p}{\tau_1 s + 1}$ ;  $G_L(s) = \frac{k_L}{\tau_2 s + 1}$ , sendo  $\tau_1$  e  $\tau_2$  obtidos dos gráficos.

Caso nem um modelo matemático dinâmico nem dados experimentais estejam disponíveis as seguintes relações devem ser empregadas:

$\frac{\tau_1}{\tau_2} = 2$   
 : quando a variável controlada responde mais rapidamente à variável de carga;

$$\frac{\tau_1}{\tau_2} = 0,5$$

: quando a variável controlada responde mais rapidamente à variável manipulada;

Passo 3: Ajuste fino de  $\tau_1$  e  $\tau_2$

O ajuste fino em  $\tau_1$  e  $\tau_2$  é feito implementando-se pequenos degraus em  $L$ . A resposta degrau desejada possui pequenos desvios na variável controlada com áreas idênticas acima e abaixo do valor desejado, conforme ilustra a Figura 2.13.

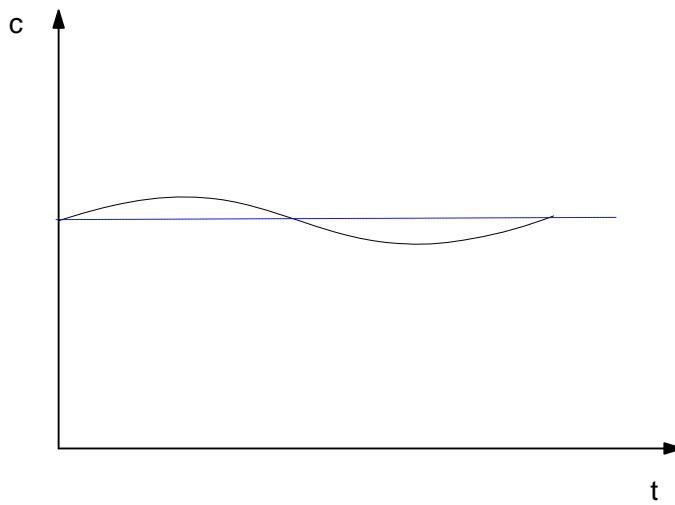


Figura 2.13 – Ajuste para áreas idênticas.

Estas áreas idênticas implicam que a diferença  $\tau_1 - \tau_2$  é correta. Reduzir a variação em  $c$  ao redor do valor desejado, alterando  $\tau_1$ , mantendo  $\tau_1 - \tau_2$  constante, conforme ilustra a Figura 2.14 para um exemplo hipotético.

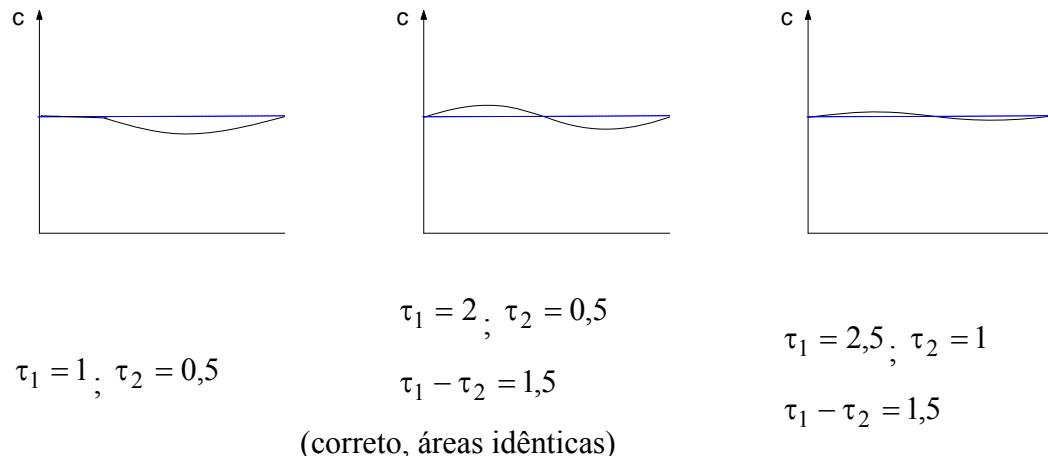


Figura 2.14 – Ajuste com  $\tau_1 - \tau_2$  constante.

## 2.6 Reconfiguração de controle

As plantas de indústrias químicas costumam operar em torno de um estado estacionário contínuo ou dentro de uma faixa de operação bem definida. Neste cenário, as ações de controle utilizadas podem apresentar-se limitadas na estabilização do processo durante transições de estado de operação (MAGALHÃES, 2010).

Diante da ocorrência de mudanças operacionais, como em *startups* de processo ou equipamentos, transição de matéria prima, mudança de *set point* entre outros, os controladores lineares normalmente utilizados podem ser insatisfatórios (SEBORG *et al.*, 2011). Grande parte dos acidentes em processos químicos ocorre durante as transições de estado de operação, neste ponto, SUNDARRAMAN E SRINAVASAN (2003) destacaram a importância dos estudos do comportamento dos processos em diferentes cenários e monitoramento em tempo real das variáveis em diferentes estados estacionários.

Visando a conferir aos sistemas em malha fechada uma habilidade de controle em momentos de transição, é necessário estudar todos os estados operacionais da planta, tanto em momentos de estabilidade de operação, quanto em momentos de alteração de configuração (SRINIVASAN *et al.*, 2005), isto tem o objetivo de conferir autonomia de operação ao controlador.

Desse modo, inúmeras pesquisas vêm tendo sua motivação na adaptação do sistema de controle do processo a diferentes estados de operação, através da mudança autônoma da configuração de controle, visando à manutenção da operabilidade (KOUUMBOULIS *et al.*, 2007). Dentre as alternativas de reconfiguração de controle destacam-se as ferramentas de monitoramento do processo, projeto de estruturas de controle descentralizado, controle adaptativo, controle preditivo, controle robusto, detecção de falhas, reconfiguração do sistema, modelagem do problema como autômatos híbridos, implementação de algoritmos de otimização global e análise de estabilidade de sistemas (DUTRA, 2012).

Dentro das técnicas de controle adaptativo, a técnica de ganhos ajustáveis (*gain scheduling*) possui implementação simples, sendo, portanto bastante empregada. Tal técnica consiste da aplicação de uma estratégia de controle linear em processos não lineares, através da definição de vários pontos de operação. Para cada região

operacional, é empregado um controlador linear e as variáveis de planejamento (*scheduling variables*) determinam a região operacional e a utilização do controlador mais adequado. Os parâmetros do controlador são escolhidos para os pontos de operação específicos, que são estados estacionários do sistema (KLATT & ENGELL, 1998; RUGH & SHAMMA, 2000).

De modo geral, os esquemas de reconfiguração de controle possuem como tarefas a detecção das variações do sistema, tomada de decisão e adaptação às novas condições. Dentre as maiores dificuldades desse tipo de abordagem, a escolha de qual deve ser a nova configuração de controle é o grande desafio (DUTRA, 2012).

A reconfiguração operacional em processos químicos possui suas motivações em garantir o monitoramento e controle do processo frente a variações, manutenção do processo próximo ao ótimo econômico e manutenção da segurança operacional (ASKE *et al.*, 2009).

De fato, durante a reconfiguração de controle, os controladores podem ser reestruturados, necessitar de novos parâmetros em resposta a uma deficiência de controle, bem como modificados por meio do projeto de uma nova lei de controle.

Seguindo a metodologia proposta por DUTRA (2012), a implementação de controle baseado em reconfiguração segue as etapas de definição dos objetivos de operação e de controle, identificação das regiões operacionais, projeto de estruturas de controle e monitoramento para reconfiguração.

A existência de um modelo do processo é fundamental para a determinação dos objetivos de operação e de controle. Nessa etapa, é definido um indicador de desempenho, a fim de se avaliar a operabilidade de processo, e a nova lei de controle ou parâmetros do controlador a serem utilizados. No caso de reconfiguração de controle construída a partir de um conjunto de controladores, a função do índice de desempenho é determinar a região operacional, visando à utilização do controlador mais adequado para dada condição operacional. Em ambos os casos, não há possibilidade de adaptação que não seja na estrutura de controle ou de parâmetros. Porém, estudos mostram a possibilidade de um controle dito emergencial, que possibilita a utilização de atuadores ou sensores originalmente não utilizados no esquema de controle, com o intuito de redução dos períodos de transição (STEFFEN, 2005; CORRADINI e ORLANDO, 2002).

A próxima etapa consiste na decomposição do processo em regimes operacionais, com o intuito de garantir a estabilidade do processo, através do projeto de

um sistema de controle eficiente para cada região. A determinação das regiões de operação, partem do conhecimento de variáveis, perturbações e fenômenos que possam causar variações futuras no sistema (variação nas especificações do produto, mudança de *set points*, perturbação anormal ou falhas em equipamentos ou em instrumentos de medição). Essa partição tem como objetivo obter um controle global dentro do qual as diferentes regiões operacionais possuam um controlador apropriado.

Os estados de operação podem ser identificados e caracterizados a partir dos dados holísticos do processo. O estado do processo é identificado, em tempo real, através de dados históricos da planta, possibilitando a reconfiguração do controle automaticamente (SRINIVASAN *et al.*, 2005).

Dentre os métodos para a partição do espaço operacional, JACOBSEN e SKOGESTAD (2011) focaram em como as restrições de processos ativos mudam com a presença de distúrbios. Os autores sugerem estruturas de controle para cada região do processo. O objetivo central na determinação das regiões operacionais é a localização das fronteiras operacionais, considerando o valor da perturbação no qual a restrição muda.

A definição dos espaços operacionais permite determinar controladores locais satisfatórios para cada região e, com isso, através do esquema de reconfiguração de controle, chegar a um controlador global capaz de manter bom desempenho em todas as regiões. Para tal é preciso realizar o projeto de estruturas de controle a ser utilizado. Neste ponto, é considerado o projeto da estrutura de controle para todas as regiões, iniciando-se pela condição de operação nominal. A partir deste caso, deve-se levar em conta o elenco das possíveis mudanças futuras e observar as possíveis limitações de controle da estrutura nominal. Deste modo, esta análise permite o projeto de controle para as outras condições de operação (DUTRA, 2012).

Para o desenvolvimento das diferentes estratégias de controle é incentivado o uso de metodologias de controle global, cuja lei de controle pode ser baseada em controladores PI ou MPC. O mapeamento de espaço operacional permite desenvolver controladores locais, que apresentam desempenho apropriado para cada região específica. No esquema de reconfiguração chamado chaveamento ou *switching*, os controladores locais são selecionados de modo a produzir um controlador global que assegure desempenho satisfatório para toda a faixa operacional.

Nos controles por chaveamento, o controlador global é responsável pela escolha do arranjo final por meio da análise do processo. Em um arranjo simples de

controladores PI, em *split range*, pode-se lançar mão de mais de uma variável manipulada no controle de apenas uma variável controlada. O arranjo final de controle deve ser baseado nas condições do processo. Uma outra solução é baseada na reconfiguração de controle onde a seleção do controlador ou parametrização apropriada é feita, em linha, de acordo com as variáveis do processo (RODRIGUEZ *et al.*, 2003). Essa estratégia tem por objetivo manter a contínua operabilidade do processo, por meio da modificação da lei de controle.

## CAPÍTULO III

### 3. MATERIAL E MÉTODOS.

Este capítulo destina-se a apresentar e descrever toda a metodologia e aparato experimental utilizados na realização desta dissertação de mestrado.

A unidade experimental construída dispõe de sensores em linha de vazão, densidade e pressão (Figura 3.1). Para regular a pressão anular de fundo podem ser empregadas como variáveis manipuladas a vazão da bomba, a válvula *choke* e as válvulas borboleta conectadas aos tanques de lama, que permitem implementar alteração em ROP (taxa de penetração). Estes tanques de lama (leve: 8 ppg e pesada: 15 ppg) tornam viável a injeção de diferentes concentrações de sólido no anular.

Desse modo, a existência dos tanques de lama permite alterar a taxa de penetração, sem utilização de broca ou alimentação direta de sólidos, que é uma tarefa de difícil execução experimental.

É importante ressaltar que diferentes fenômenos que ocorrem durante o processo de perfuração, estão retratados na unidade experimental. Em primeiro lugar, a estrutura do processo, que contém as seções de perfuração e anular, estão representadas usando-se a configuração do tubo em U, separadas através de uma válvula que impõe a restrição ao escoamento típica de uma broca de perfuração.

A natureza transiente da pressão anular de fundo, decorrente dos fenômenos inerentes ao processo de aumento de comprimento do poço e alterações de viscosidade / densidade, afetando a pressão hidrostática e as perdas por atrito, pode ser reproduzida, experimentalmente, através da alteração da concentração de sólidos no anular, através das válvulas borboletas.

O procedimento de conexão de tubos é realizado ao longo de toda a perfuração, em intervalos de tempo fixos, requerendo, interrupção de perfuração e de bombeamento de fluido de perfuração, para, em seguida, ser conectado um novo seguimento de tubo de perfuração. Somente então, o bombeamento do fluido é reiniciado, assim como a perfuração. Tal procedimento é implementado experimentalmente desligando-se e ligando-se as bombas.

O fenômeno de *kick* e o problema de perda de circulação são implementados experimentalmente, empregando-se o tanque de pressão (reservatório). O acoplamento coluna (anular) – reservatório permite promover um aumento ou redução de vazão na

região anular, representando os fenômenos de *kick* e perda de circulação, respectivamente.

### 3.1 Unidade experimental

Uma unidade experimental de perfuração foi construída com o objetivo primordial de controlar a pressão anular de fundo. A unidade é composta por uma tubulação em “U” (contendo 5,73 m de altura), onde o trecho de escoamento descendente simula a coluna de perfuração por onde o fluido escoa verticalmente até o poço. O trecho de escoamento ascendente representa a região anular de diâmetro hidráulico igual ao diâmetro da coluna. A conexão entre a coluna de perfuração e a região anular é feita através de uma válvula gaveta que impõe uma restrição ao deslocamento do fluido, simulando a restrição exercida pela broca. No topo da região anular encontra-se a linha do *choke*, onde foi instalada uma válvula de controle pneumática que representa a válvula *choke*.

No esquema apresentado na Figura 3.1, a numeração se refere aos equipamentos:

1. Tanque de alimentação principal (água);
2. Bomba do tanque principal;
3. Tanques de alimentação secundários (lama)
4. Bomba dos tanques secundários
5. Válvulas borboleta
6. Tanque de pressão (reservatório de óleo e gás);
7. Válvula com esfera caracterizada (permeabilidade da rocha);
8. Válvulas de entrada e saída de ar
9. Válvula *choke*;
10. Broca
11. Válvulas de retenção das bombas
12. Coluna de perfuração (trecho de escoamento descendente)
13. Região anular (trecho de escoamento ascendente)
14. Transmissor de pressão em linha (pressão anular de fundo de poço)
15. Medidor de vazão e densidade em linha
16. Transmissor de pressão do tanque reservatório
17. Transmissor de nível do tanque reservatório
18. Bomba de reposição de água do tanque reservatório
19. Transmissor de pressão em linha (pressão no tubo bengala)

20. Transmissor de pressão em linha (pressão na linha do *choke*)

21. Cilindro de ar comprimido

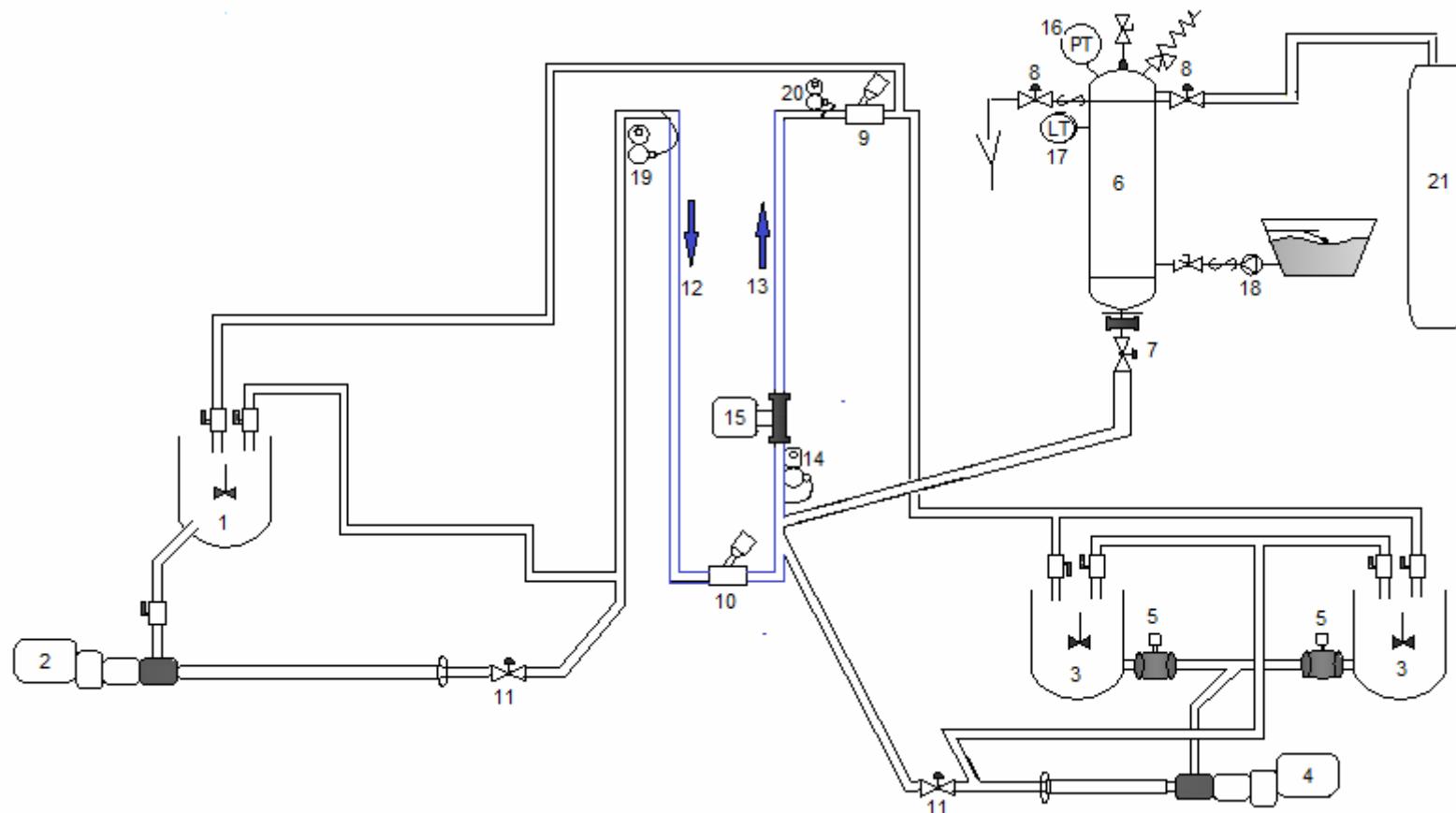


Figura 3.1. - Fluxograma da unidade de controle de pressão anular de fundo

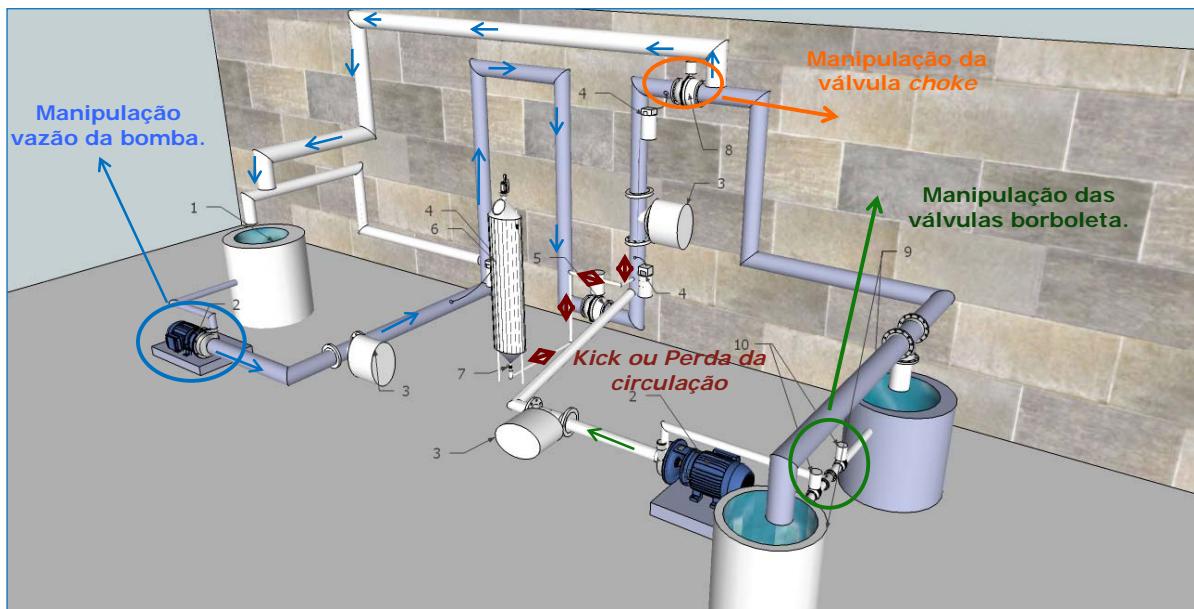


Figura 3.2 – Esquema em 3D de unidade de perfuração de poços de petróleo

A Figura 3.2 ilustra um esquema tridimensional para a unidade de perfuração, cuja imagem aparece na Figura 3.3, onde há uma região de aparato experimental que está montado no LEF/ DEQ/ IT/ UFRRJ – Laboratório de Escoamento de Fluidos do Departamento de Engenharia Química no Instituto de Tecnologia da Universidade



Figura 3.3 - Foto da unidade experimental.  
Federal Rural do Rio de Janeiro.

Acoplado à região anular da unidade há um tanque pressurizado, cujo controle de pressão foi desenvolvido neste trabalho de dissertação de mestrado. O tanque de pressão visa representar a pressão constante da rocha reservatório de óleo e gás (Figura 3.4).



Figura 3.4 - Tanque de pressão, representando o reservatório de óleo e gás.

O tanque de pressão (reservatório) dispõe de válvulas de entrada e saída de ar comprimido para regular a pressão interna do tanque. Há um cilindro de ar comprimido, conectado a um regulador pistão alta/alta (Figura 3.5), que injeta ar comprimido no tanque através da válvula de entrada para promover a pressurização do tanque. Para alívio da pressão do tanque reservatório, a válvula de saída libera ar comprimido para a atmosfera. Desse modo, através da manipulação das válvulas de entrada/saída de ar

comprimido (Figura 3.6), a pressão do tanque (monitorada em linha através de um transdutor de pressão) é controlada em tempo real.



Figura 3.5 - Cilindro de ar comprimido, conectado a um regulador pistão alta/alta.



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

Este tanque foi utilizado para representar o fenômeno de *kick*, no qual há o escoamento de fluido do tanque para o interior do poço. Durante a ocorrência de um *kick*, o fluido do reservatório (tanque de pressão) migrará para a região anular, pelo fato de a pressão anular de fundo encontrar-se inferior à pressão do reservatório (tanque de pressão). Uma vez detectado o *kick*, podem ser empregados métodos clássicos (Engenheiro, Sondador, etc.) para se efetuar o controle do processo ou, alternativamente, será avaliada uma estratégia dinâmica de controle de *kick*, desenvolvida neste trabalho de dissertação de mestrado. A variável a ser manipulada para se controlar o *kick* dinamicamente é o índice de abertura da válvula *choke*.

A conexão do tanque de pressão (reservatório) com o anular da unidade de perfuração é feita por meio de uma válvula (Figura 3.7), que possui uma esfera caracterizada, com índices de abertura variáveis, representando diferentes permeabilidades rochosas.

O tanque de pressão dispõe de sensor de nível (Figura 3.8) que envia sinal de liga/desliga para a bomba de reposição de água, quando estiver ocorrendo *kick* (Figura 3.9).



Figura 3.7 - Válvula com esfera caracterizada para retratar diferentes permeabilidades rochosas.



Figura 3.8 – Sensor de nível.



Figura 3.9 – Bomba de reposição de água.

A unidade experimental possui duas bombas helicoidais de deslocamento positivo, conectadas a uma tubulação em “U”, a primeira bomba (Figura 3.10), alimentando a coluna de perfuração, e a segunda bomba (Figura 3.11), possibilitando a alimentação de cascalhos (lama pesada) na região anular. A montante das bombas, foram instalados manômetros para realizar a leitura da pressão da saída da bomba. São bombas modelo Weatherford de 6 HP e pressão de recalque de 12 kgf/cm<sup>2</sup>.



Figura 3.10 - Bomba helicoidal conectada ao tanque principal.



Figura 3.11 - Bomba helicoidal conectada aos tanques de lama.

A homogeneização dos tanques de alimentação é feita através de agitadores mecânicos modelo Fluxomix F4D-015M da Retap, com potência de 5 cv, equipados com impelidor do tipo hélice naval. A velocidade de rotação dos motores é alterada, utilizando-se dispositivos para variação de velocidade (inversores de frequência), instalados no painel de controle, de acordo com a potência de cada motor, isso permite operação do sistema com velocidades variáveis, bem como alteração da frequência de

agitação dos tanques, promovendo a homogeneização do fluido. Na Figura 3.12, há uma foto do inversor de frequência da marca WEG.



Figura 3.12 - Inversor de frequência.

A conexão dos tanques de lama com a bomba de lama é feita por meio de duas válvulas de controle tipo borboleta, da Bray (Figura 3.13), que permitem a injeção de lama de perfuração de densidades variadas, possibilitando a implementação da alteração da ROP (taxa de penetração).



Figura 3.13 – Válvulas borboleta.

Um medidor de vazão mássica foi instalado no fundo do poço (região anular). Este medidor é capaz de detectar, por diferença de vazão, o fenômeno de *kick*, uma vez que está localizado a montante da conexão do tanque com o poço. 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*.

Na Figura 3.14, há a foto de um transmissor de pressão manométrica da SMAR modelo LD301-M. Este equipamento fornece dados de pressão de fundo do sistema, que é a variável a ser controlada. Esse equipamento foi utilizado para determinação da pressão no tubo bengala (linha a montante da bomba de injeção de fluido de perfuração) e da pressão na linha da *choke*.



Figura 3.14 - Transmissor de pressão manométrica.

Por fim, a unidade dispõe de uma válvula de controle que está situada no topo da unidade, após o trecho vertical, representando a válvula *choke*, que pode ser usada como variável manipulada no esquema de controle. Na Figura 3.15, está ilustrada a válvula proporcional para controle de vazão da ASCO, modelo 290PD-25MM, equipada com um posicionador de alimentação pneumática.



Figura 3.15 – Válvula *choke*

A variável manipulada utilizada no controle da pressão anular de fundo é a abertura da válvula *choke*. Esse controle dá-se através da variação do índice de abertura da válvula de forma a diminuir a abertura quando for necessário aumentar a pressão anular de fundo, ou seja, quando estiver ocorrendo um *kick*. Analogamente, quando necessário promover um decréscimo da pressão anular de fundo, promove-se um aumento do índice de abertura da válvula *choke*.

A unidade experimental dispõe, ainda, de um programa desenvolvido em linguagem C++ para monitoramento (vazão, pressão, abertura válvula *choke*) e controle (parâmetros do controlador) cujas interfaces gráficas estão ilustradas na Figura 3.16 (controle da pressão anular de fundo, usando a válvula *choke*) e na Figura 3.17 que ilustra o programa desenvolvido para controle do tanque de pressão (reservatório).

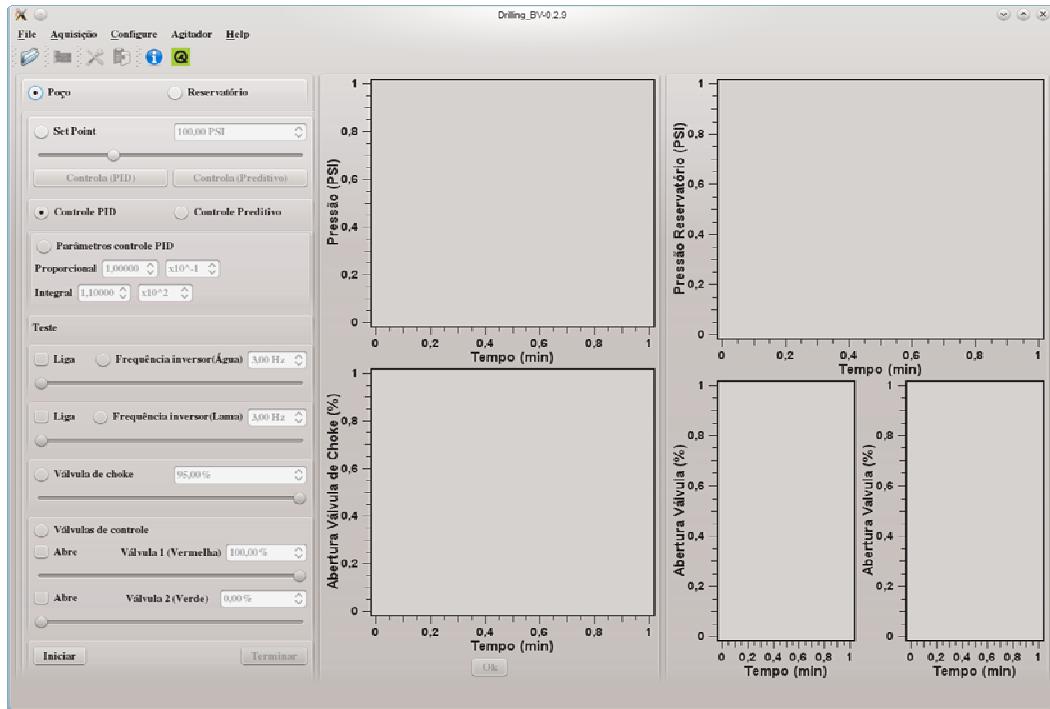


Figura 3.16 - Programa feito em C++ para controle da pressão anular de fundo usando a válvula *choke*.



Figura 3.17 - Programa feito em C++ para controle do reservatório.

## CAPÍTULO IV

### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Foram realizados testes experimentais em triplicata, para análise de não linearidade e identificação da planta experimental, visando a implementação de controle clássico e controle com reconfiguração. Tais estratégias de controle foram desenvolvidas para regular as unidades coluna (região anular) e tanque de pressão (reservatório), que formam a planta de perfuração. Quando implementa-se o acoplamento da coluna com a região anular, através de válvula de permeabilidade (Figura 3.7), viabilizam-se estudos experimentais dos fenômenos de *kick* e perda de circulação.

#### 4.1 Controle da pressão anular de fundo manipulando o índice de abertura da válvula *choke*

##### 4.1.1 Análise de não linearidade do sistema (coluna – região anular).

Foram implementados, na unidade de perfuração, testes degrau positivo/negativo (Figura 4.1) no instante de tempo de 1 minuto, no índice de abertura da válvula de *choke*, com magnitude de  $\pm 35\%$ , para diferentes vazões das bombas principal e de lama e inversores de frequência das bombas em 30, 40 50 e 60 Hz, com o objetivo de verificar se a planta apresenta alguma não linearidade. Observa-se que a magnitude e forma da resposta ao degrau positivo/negativo foram diferentes, evidenciando que o processo apresenta alguma não linearidade e, portanto, não obedece ao princípio da superposição. Este fato indica que, o uso de uma estratégia de controle clássico (PI, por exemplo) pode apresentar desempenho insatisfatório, podendo ser necessário efetuar a sintonia do controlador para diferentes níveis operacionais ou partir para uma estratégia de controle não linear, caso o desempenho da malha revele-se inadequado.

- |   |   |  |
|---|---|--|
| • | ○ | Degrado negativo/positivo bomba lama 30 HZ |
| ● | ○ | Degrado negativo/positivo bomba lama 40 HZ |
| ● | ○ | Degrado negativo/positivo bomba lama 50 HZ |
| ● | ○ | Degrado negativo/positivo bomba lama 60 HZ |

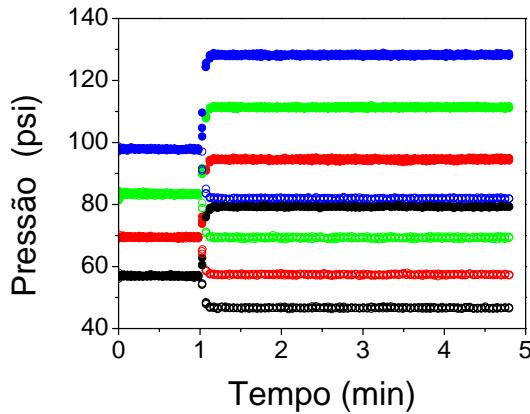


Figura 4.1 - Teste de resposta ao degrau.

#### 4.1.2 Identificação da planta (coluna – região anular)

A Figura 4.2 ilustra o comportamento do sistema quando da implementação de perturbações na abertura da válvula *choke* (95-25 %; 95-35 %; 95-55 %), para diferentes níveis de vazão. A variação da vazão das bombas foi implementada através da mudança do ponto operacional dos inversores de frequência (25 Hz, 30 Hz; 40 Hz). Para cada uma dessas frequências as bombas trabalham em uma faixa de rotação e, consequentemente, fornecem uma vazão distinta. O objetivo principal é avaliar o comportamento da variável de saída (pressão anular de fundo) nesta faixa operacional (25 Hz-40 Hz). A Figura 4.2 apresenta as curvas de reação do sistema para inversores das bombas operando em 25 Hz; 30 Hz; 40 Hz. A notação, 309555, significa bombas operando em 30 Hz e degrau de 95%-55% no índice de abertura da válvula *choke*.

Observa-se que o tempo morto cresce ligeiramente à medida que as magnitudes das perturbações degrau na abertura da válvula crescem, indicando que este atraso é inerente ao tempo de posicionamento do equipamento (válvula). Verifica-se, ainda, que à medida que o nível de pressão aumenta, seja pelo fechamento da válvula ou pelo aumento da vazão de operação, o sistema responde mais rápido (a constante de tempo do sistema é menor), isto é, uma modificação na entrada (índice de abertura da válvula *choke*) produz um rápido efeito na saída do sistema (pressão anular de fundo).

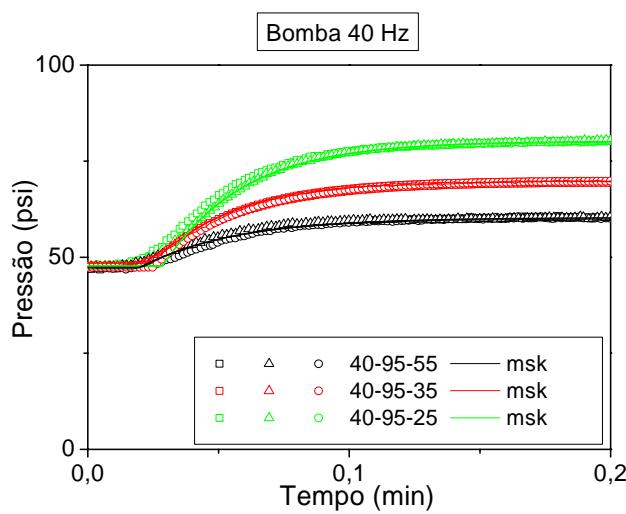
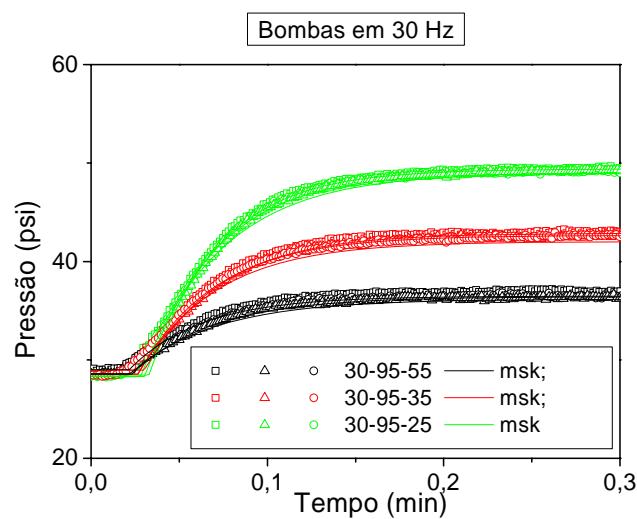
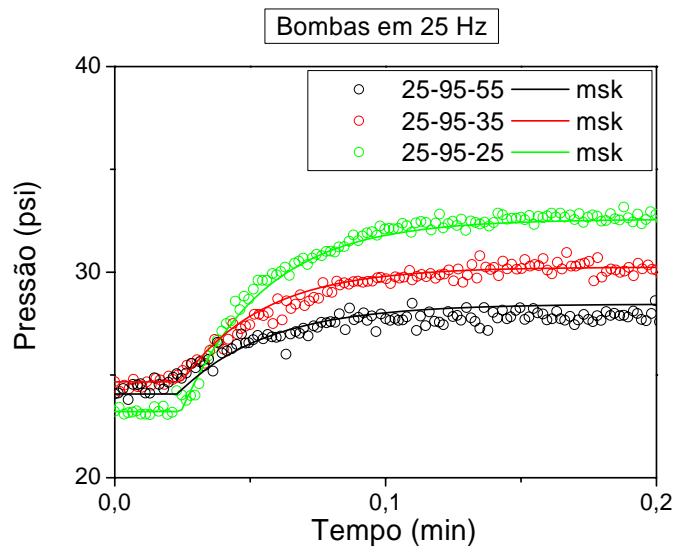


Figura 4.2 – Curva de reação e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswamy (msk).

### 4.1.3 Controle clássico.

O ajuste do controlador *feedback PI* foi determinado, para diferentes níveis operacionais (Tabela 7.1 do Anexo), empregando-se os parâmetros da planta (ganho, constante de tempo e tempo morto) obtidos pelo método empírico de Sundaresan & Krishnaswany (1977), através dos métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953). Em seguida, os parâmetros do controlador clássico PI foram implementados na unidade experimental com ligeiras mudanças (ajuste de campo).

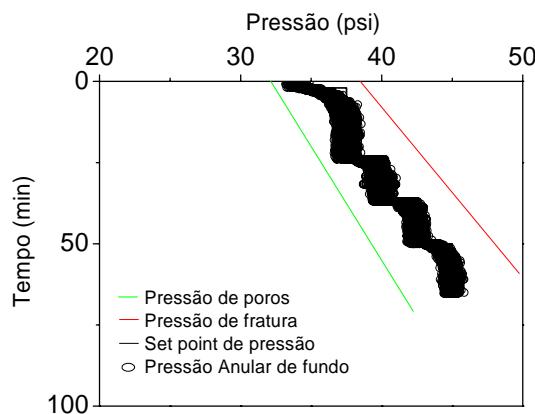
#### 4.1.3.1 Teste servo.

O teste servo consiste da implementação de uma perturbação no *set point* de pressão anular de fundo, que é rastreada através da manipulação do índice de abertura da válvula *choke*. Foram implementadas mudanças de *set point* tipo degrau. As modificações na abertura da válvula *choke* ocorreram de acordo com os parâmetros do controlador, que foram alimentados no *software* que opera a unidade experimental de forma remota, de acordo com a Equação 4.1.

$$\Delta p_n = K_C \left[ (e_n - e_{n-1}) + \frac{\Delta t}{Ti} e_n \right] \quad \text{Equação 4.1}$$

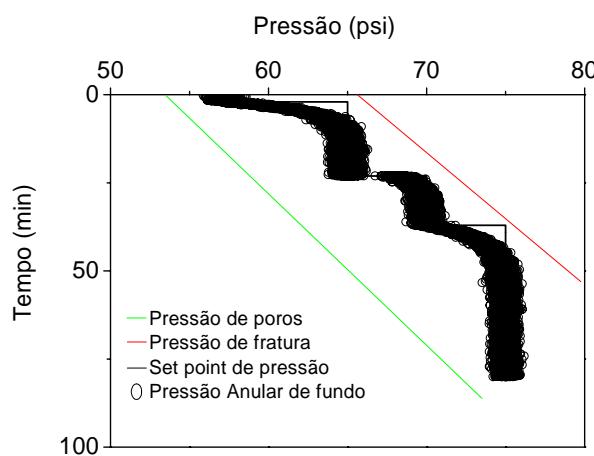
A Figura 4.3 ilustra a implementação bem sucedida de testes de controle servo (mudança de *set point* de pressão anular), através da manipulação dos níveis de abertura da válvula de *choke*, para diferentes vazões das bombas (frequências dos inversores em valores iguais a 30 e 40 Hz), retratando a condução da perfuração dentro de janela operacional. Foram rastreados os níveis desejados de pressão anular de fundo localizados acima da pressão de poros e abaixo da pressão de fratura. O fluido de perfuração empregado foi a água.

Durante a realização dos testes de controle ilustrados na Figura 4.3, a coluna e o tanque de pressão (reservatório) não estão acoplados, sendo os limites da janela de perfuração (pressão de poros e pressão de fratura), valores hipotéticos.



Bomba do tanque principal 30 Hz

Figura 4.3 Teste servo bombas principal e de lama em 30 e 40 Hz



Bomba do tanque principal a 40 Hz

Figura 4.3 Teste servo bombas principal e de lama em 30 e 40 Hz – (continuação)

Conforme pode ser observado na Figura 4.3, o controlador clássico PI, usando valores médios dos parâmetros,  $K_c$  e  $T_i$ , obtidos para a faixa operacional (25-40 Hz) apresentou desempenho satisfatório, revelando que o grau de não linearidade do sistema não inviabilizou o uso desta estratégia de controle clássico.

## 4.2 Controle da pressão do tanque reservatório manipulando-se o índice de abertura das válvulas de entrada e saída de ar comprimido.

### 4.2.1 Análise de não linearidade do sistema (tanque de pressão – reservatório).

Analogamente aos testes implementados na coluna (região anular), foram implementados, no tanque reservatório, testes degrau positivo/negativo, no índice de abertura das válvulas de entrada e saída de ar comprimido (Figura 4.4) com o objetivo de verificar se o tanque apresenta alguma não linearidade. Constatou-se que a magnitude e a forma da resposta ao degrau positivo/negativo foram diferentes, revelando que o processo apresenta alguma não linearidade e, portanto, não obedece ao princípio da superposição. Novamente, adotar uma estratégia de controle clássico pode resultar em desempenho insatisfatório para a malha fechada, podendo ser necessário efetuar a sintonia do controlador para diferentes níveis operacionais ou usar uma estratégia de controle não linear.

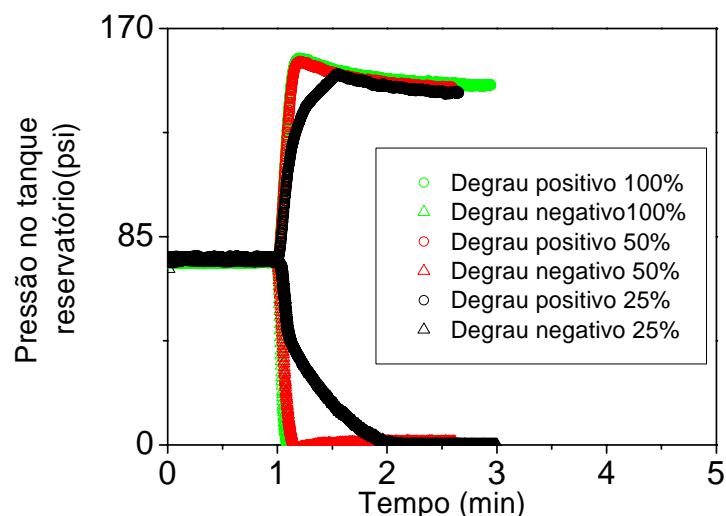


Figura 4.4 - Teste de resposta ao degrau.

#### 4.2.2 Identificação da planta (tanque de pressão reservatório).

Para implementação da identificação do tanque reservatório, em diferentes níveis operacionais, isto é, diferentes níveis de pressão de poros, foi desenvolvido um programa em linguagem C++, onde os valores de pressão de poros de interesse e o índice de abertura das válvulas de entrada ou saída de ar comprimido são alimentados ao programa. A interface gráfica está ilustrada na Figura 4.5.

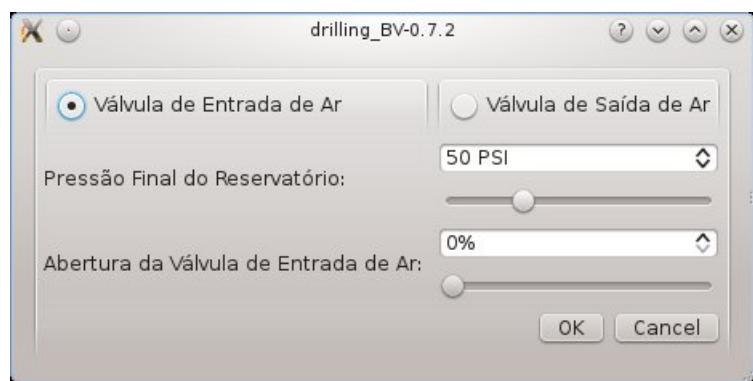


Figura 4.5 – Interface gráfica do programa de identificação do tanque reservatório.

Desse modo, foram realizados testes de identificação do tanque reservatório, empregando como variáveis de entrada as válvulas de entrada e saída de ar comprimido. A metodologia de identificação implementada no programa computacional estabelece que, quando a pressão final é alcançada, a variável de entrada é desativada, isto é, as válvulas de entrada ou saída de ar são fechadas de forma a manter o tanque na pressão de poros de interesse.

#### 4.2.2.1 Válvula de entrada de ar

Foram estudados 4 níveis operacionais para a pressurização do tanque reservatório (pressão de poros), quais sejam, 0-100 psi, 0-80 psi, 0-60 psi e 0-40 psi. Estes níveis operacionais para o tanque reservatório foram empregados porque a máxima pressão anular de fundo da unidade experimental é de 120 psi, muito embora o tanque reservatório possa operar até uma pressão máxima de 300 psi. O objetivo principal 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.

A Figura 4.6 ilustra 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 %), quando da solicitação de uma pressão final no reservatório de 100 psi. Pode ser observado que, à medida que o índice de abertura da válvula de entrada de ar aumenta, o tanque reservatório responde mais rapidamente. Ratificando este fato, verifica-se que o tempo de abertura da válvula de entrada de ar diminui à medida que o índice de abertura da válvula aumenta. Além disso, constata-se que, a partir do índice de abertura de 50% até 80%, as velocidades de resposta do tanque reservatório são muito similares. Apesar de o valor final desejado ser de 100 psi, para índices de abertura da válvula de entrada de ar maiores que 40%, observa-se um desvio entre esse valor (100 psi) e o valor final real que o tanque atinge. Esse desvio é uma consequência do atraso vinculado ao fechamento total da válvula de entrada de ar quando a mesma é desativada.

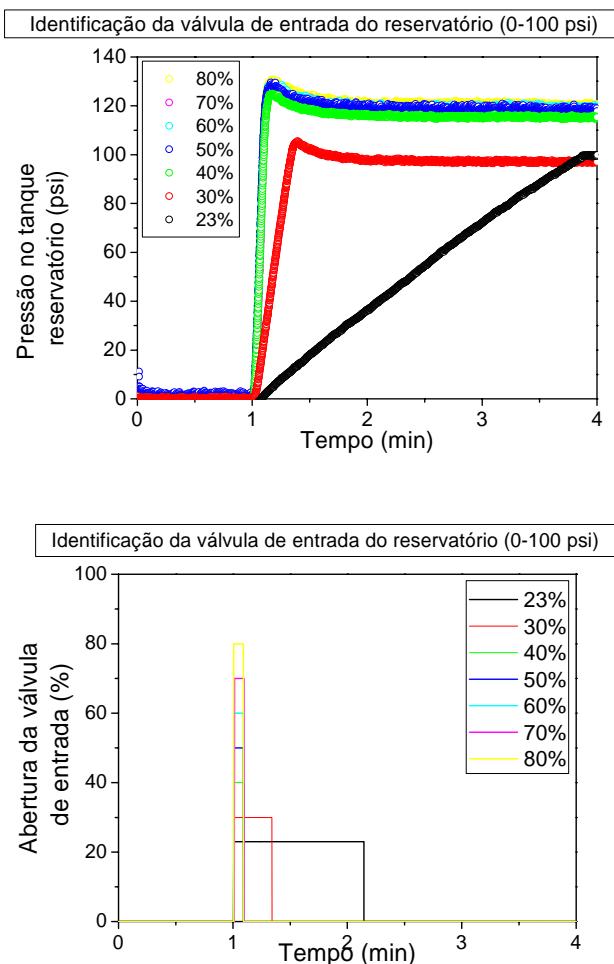


Figura 4.6 – Identificação do tanque reservatório (0-100 psi).

Da mesma forma que o teste anterior, as Figuras 4.7, 4.8 e 4.9 ilustram 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 %), quando da solicitação de uma pressão final de 80 psi, 60 psi e 40 psi, respectivamente.

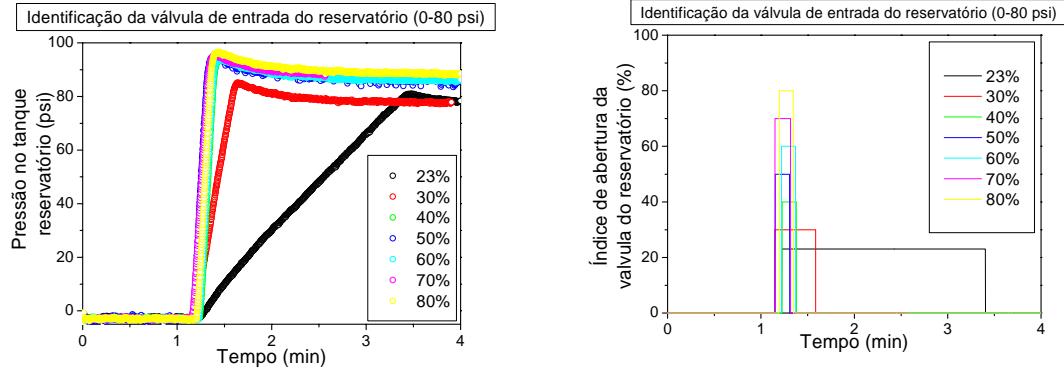


Figura 4.7 – Identificação do tanque reservatório (0-80 psi)

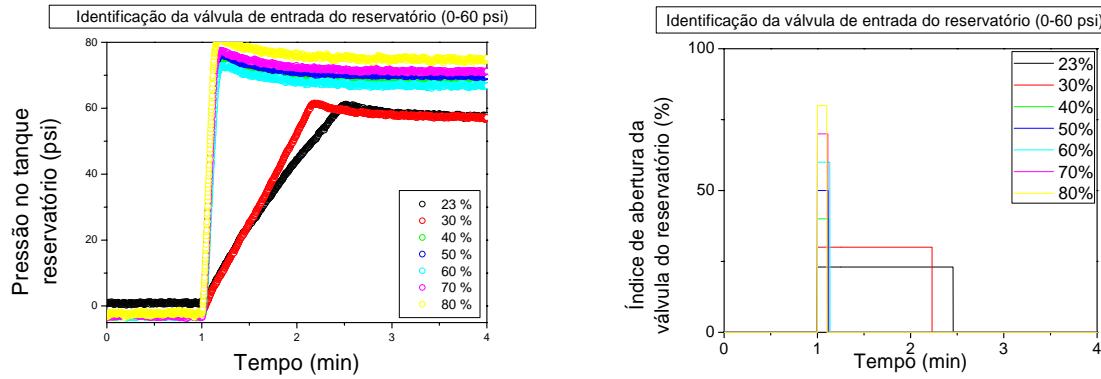


Figura 4.8 – Identificação do tanque reservatório (0-60 psi)

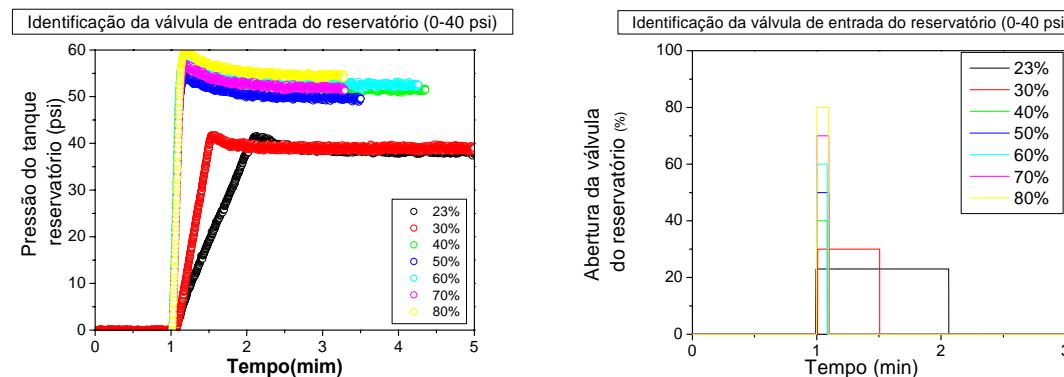


Figura 4.9 – Identificação do tanque reservatório (0-40 psi)

Pode ser observado que, em todos os casos, à medida que o índice de abertura da válvula de entrada de ar aumenta, o tanque reservatório responde mais rapidamente.

Ratificando este fato, verifica-se que o tempo de abertura da válvula de entrada de ar diminui à medida que o índice de abertura da válvula aumenta.

Além disso, constata-se que, a partir do índice de abertura de 50% até 80%, as velocidades de resposta do tanque reservatório são muito similares. Na faixa inferior de trabalho (0-40 psi), observa-se o maior desvio permanente entre a pressão final solicitada (40 psi) e a pressão final que o tanque reservatório efetivamente alcança, para índices de abertura superiores a 40%.

A análise das curvas normalizadas (Figura 4.10), isto é, da variável de saída (pressão) dividida pelo ganho estacionário, K, e pela magnitude da perturbação, M, revela um menor espalhamento na pressão do tanque reservatório à medida que os índices de abertura da válvula de entrada de ar são aumentados. Isso acontece pelo fato da velocidade de resposta do sistema ser maior, quanto maior o índice de abertura das referidas válvulas. Portanto, produzindo constantes de tempo similares, qualquer que seja a magnitude da variação implementada nos índices de abertura das válvulas (40% - 80% de abertura). Observa-se um espalhamento progressivamente crescente (abaixo de 30% - 23% de abertura), e a tendência da solicitação de degrau de menor magnitude para pressão do tanque reservatório produzir uma resposta mais rápida.

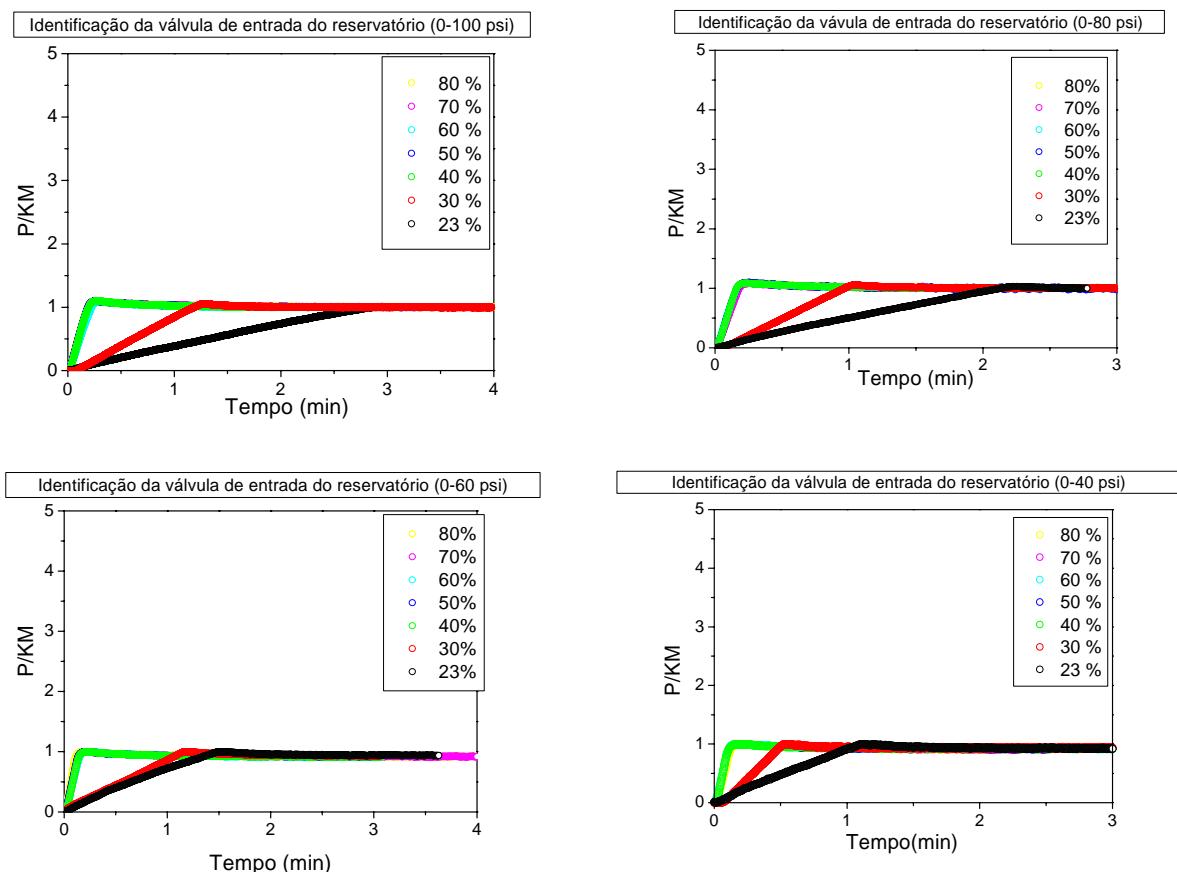


Figura 4.10 – Curvas normalizadas - (0-100 psi, 0-80 psi, 0-60 psi, 0-40 psi)

#### 4.2.2.2 Válvula de saída de ar

Analogamente aos testes de identificação realizados para a válvula de entrada de ar, foram estudados 4 níveis operacionais para a despressurização do tanque reservatório, quais sejam, 100-0 psi, 100-40 psi, 100-60 psi e 100-80 psi. As Figuras 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 ilustram o comportamento do tanque reservatório quando da implementação de diferentes perturbações no índice de abertura da válvula de saída de ar (0-24 %; 0-30 %; 0-40 %, 0-50 %, 0-60 %, 0-70 %, 0-80 %), quando da solicitação de uma pressão final de 0 psi, 40 psi, 60 psi e 80 psi, respectivamente, partindo-se de 100 psi.

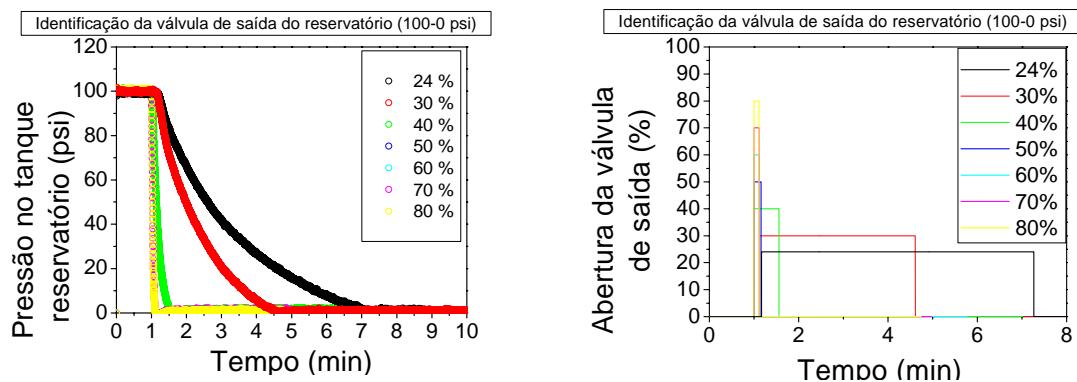


Figura 4.11 – Identificação do tanque reservatório (100-0 psi)

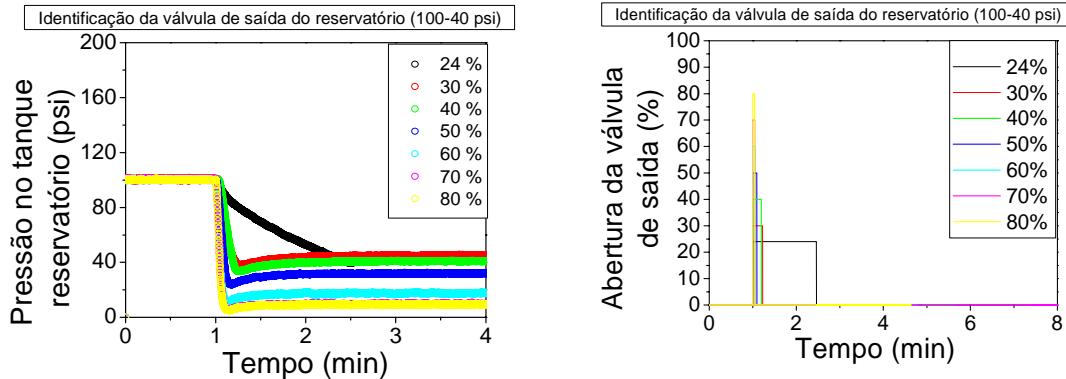


Figura 4.12 – Identificação do tanque reservatório (100-40 psi)

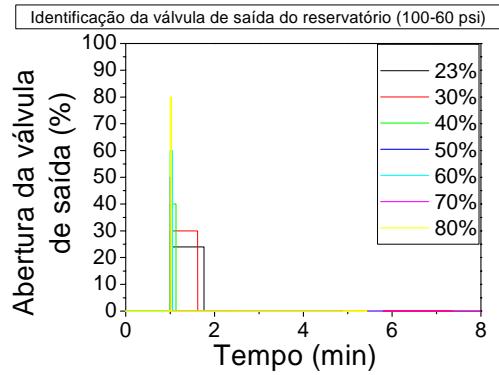
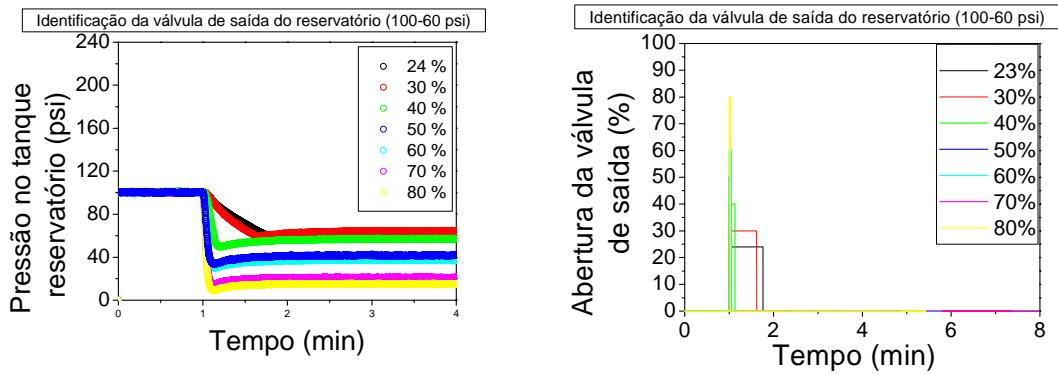


Figura 4.13 – Identificação do tanque reservatório (100-60 psi)

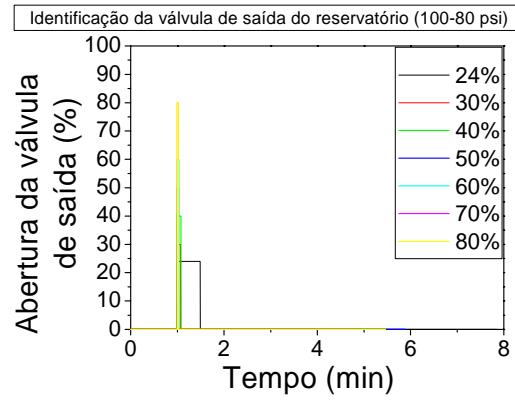
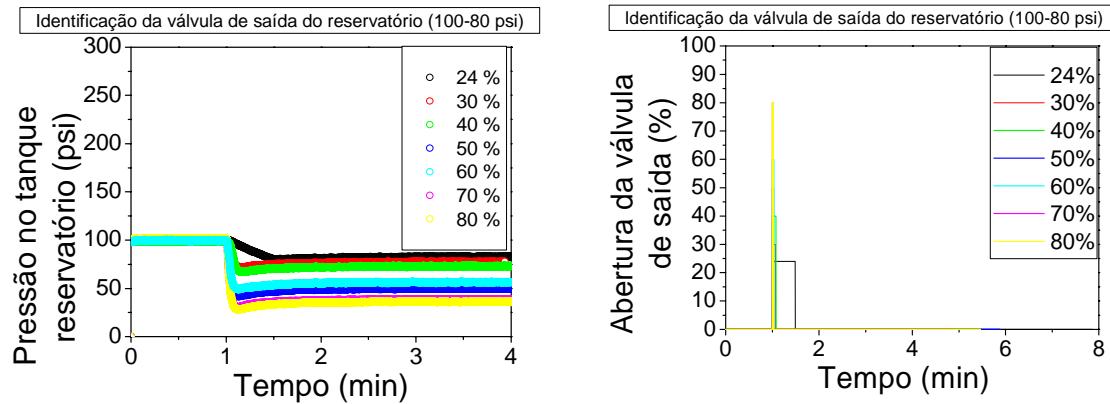


Figura 4.14 – Identificação do tanque reservatório (100-80 psi)

Em todos os testes pode ser observado que, à medida que o índice de abertura da válvula de saída de ar aumenta, o tanque reservatório responde mais rapidamente, o que pode ser constatado verificando-se que o tempo de abertura da válvula de saída de ar diminui, à medida que o índice de abertura da válvula aumenta. Da mesma forma, há um maior 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 inerente à válvula para atingir seu fechamento completo.

A análise das curvas normalizadas (Figura 4.15), assim como ocorreu para os testes de pressurização do tanque usando a válvula de entrada, revela um menor espalhamento na pressão do tanque reservatório à medida que o índice de abertura da válvula de saída de ar é aumentado. Isso acontece pelo fato da velocidade de resposta do sistema ser maior, quanto maior o índice de abertura da referida válvula.

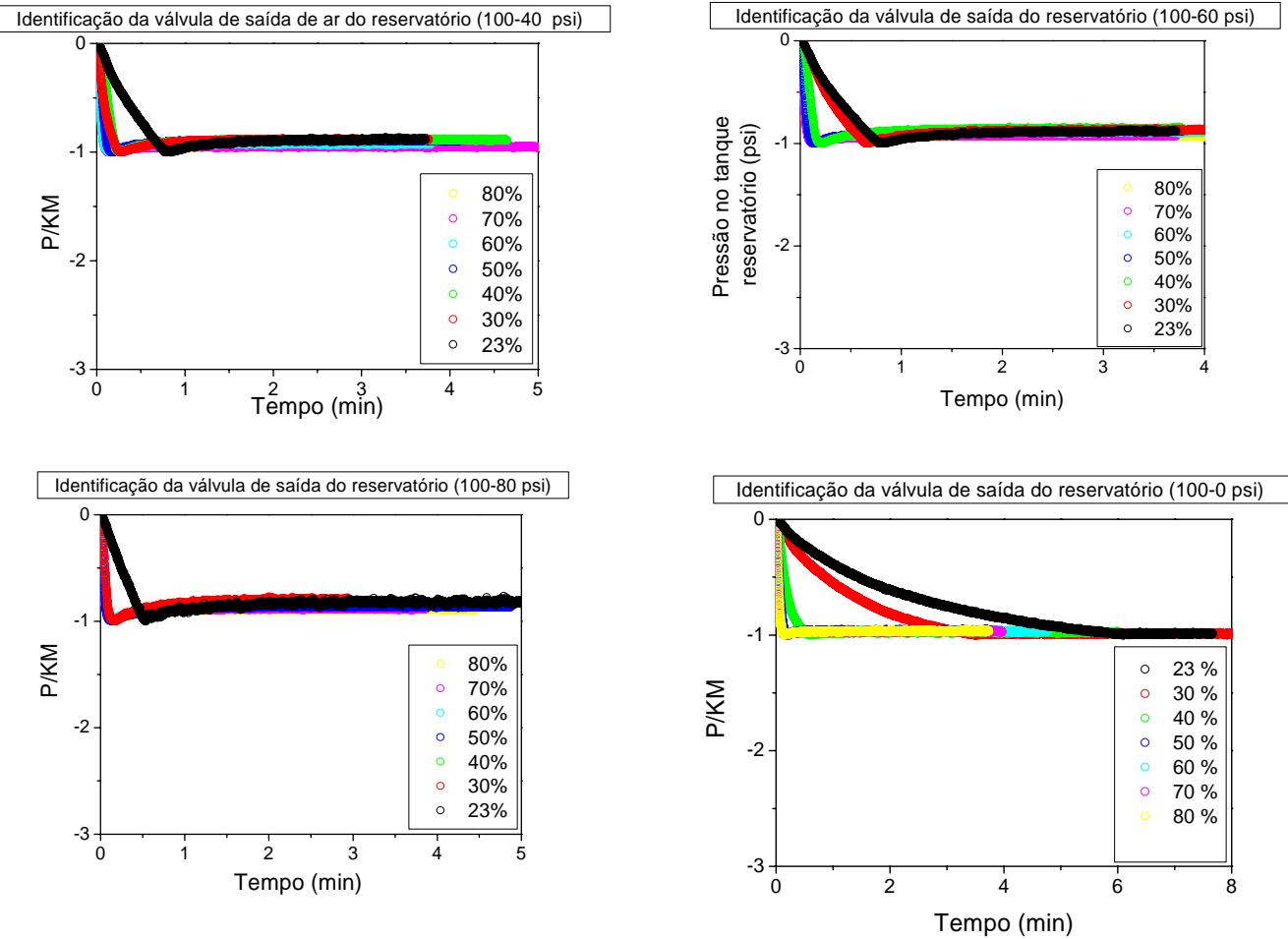


Figura 4.15 – Curvas normalizadas - (100-40 psi, 100-60 psi, 100-80 psi, 100-0 psi)

#### 4.2.3 Controle clássico.

O ajuste do controlador *feedback PI* foi determinado, através dos métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953), para diferentes níveis operacionais, conforme as Tabelas 7.2 e 7.3 do Anexo, empregando-se os parâmetros da planta obtidos pelo método empírico de Sundaresan & Krishnaswany, 1977 (Figura 7.1 e 7.2 do Anexo). Em seguida, os parâmetros do controlador clássico PI foram implementados na unidade experimental com ligeiras mudanças (ajuste de campo).

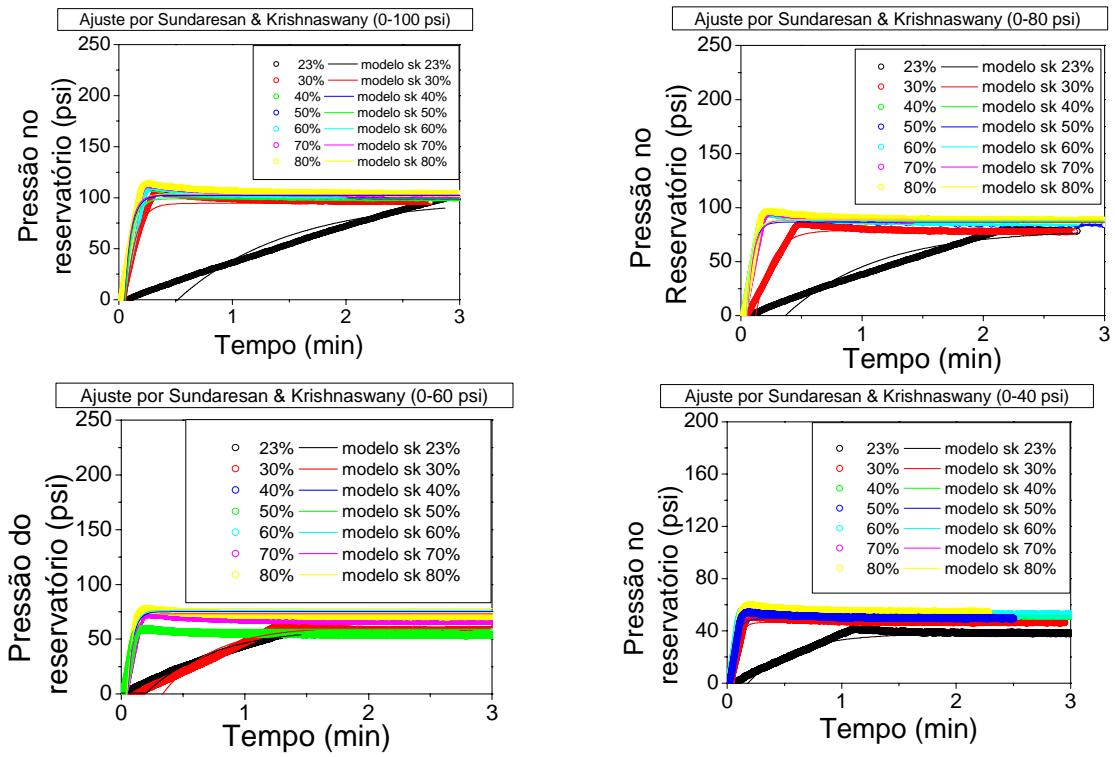


Figura 4.16 – Identificação do tanque reservatório (válvula de entrada de ar)

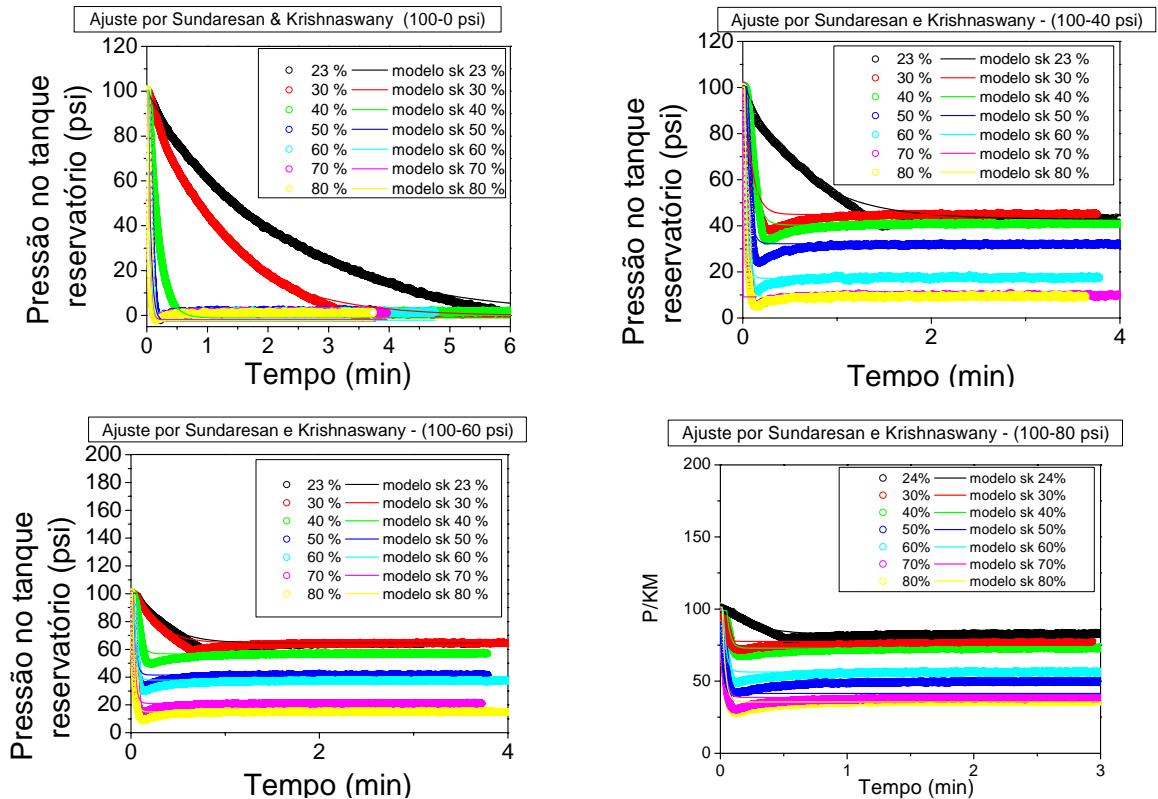


Figura 4.17 – Ajuste por Sundaresan e Krishnaswany (1977) (válvula de saída de ar)

#### 4.2.3.1 Teste servo.

O teste servo consiste da implementação de uma perturbação no *set point* de pressão do tanque reservatório, que será rastreada através da manipulação do índice de abertura das válvulas de entrada/saída de ar comprimido. Foram implementadas mudanças de *set point* tipo degrau. As modificações no índice de abertura das válvulas de entrada/saída de ar comprimido ocorreram de acordo com os parâmetros do controlador, que foram alimentados no programa computacional que opera a unidade experimental de forma remota, de acordo com a Equação 4.1.

As Figuras 4.18 e 4.19 ilustram a implementação de testes de controle servo (mudança de *set point* de pressão tipo degrau), através da manipulação dos níveis de abertura das válvulas de entrada/saída de ar comprimido. Observa-se que quando o sistema atinge o nível de pressão de poros solicitado, as válvulas de entrada/saída de ar encontram-se com índices de abertura nulos, isto é, desativadas.

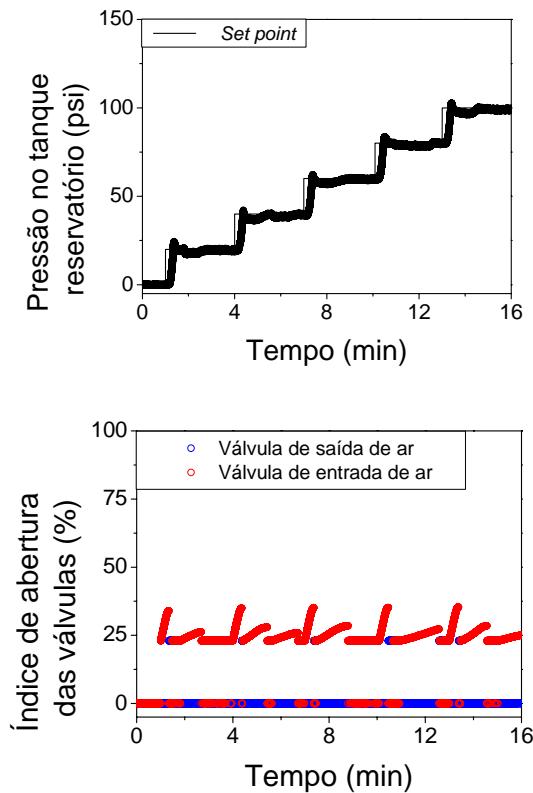


Figura 4.18 – Teste servo: aumento de pressão.

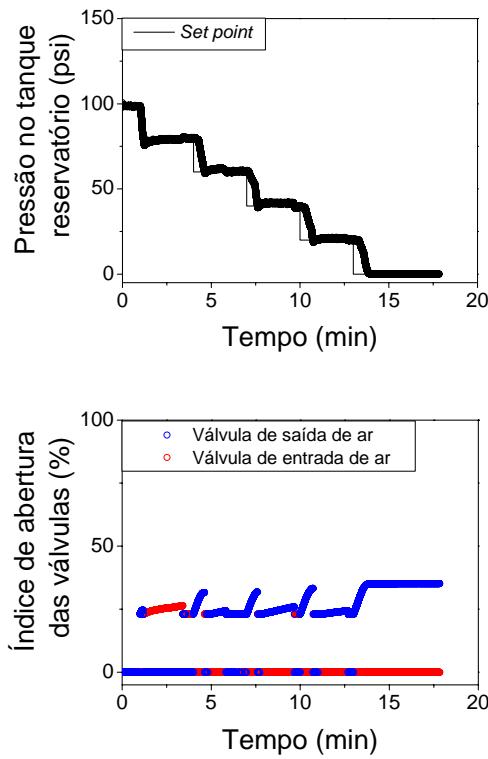


Figura 4.19 – Teste servo: diminuição de pressão.

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

Vale ressaltar que o controlador clássico PI, fazendo uso de um valor médio para  $K_c$  e  $T_i$ , idênticos para pressurização e despressurização, abrangendo a faixa de 0-100 psi, apresentou desempenho satisfatório, apesar da existência de algum grau de não linearidade no sistema.

Após o desenvolvimento das estratégias de identificação e controle da coluna e do tanque reservatório individualmente, desenvolveram-se estudos de acoplamento das unidades. Quando a perfuração atinge o reservatório (tanque reservatório), a coluna (região anular) pode sofrer com os distúrbios chamados *kick* ou perda de circulação. Entretanto, de forma ideal, o reservatório não sofre nenhum distúrbio, permanecendo sua pressão fixada no valor da pressão de poros. Desse modo, durante os experimentos de acoplamento coluna-tanque reservatório, o controlador do tanque reservatório permaneceu em modo automático e o controlador da coluna permaneceu desligado (isto é, a coluna foi estudada em malha aberta). O objetivo primordial dos testes foi analisar a interação entre as unidades coluna-tanque reservatório, conectados fisicamente pela válvula denominada válvula de permeabilidade, e quantificar o distúrbio denominado *kick*, empregando-se o medidor de vazão, localizado na região anular. Vale ressaltar que o tanque reservatório, com capacidade de 50 litros, possui em

seu interior água e ar comprimido, estando acoplado a uma bomba de reposição de água, cuja vazão é de  $0,5 \text{ m}^3/\text{h}$ .

#### **4.3.1 Kick de líquido e gás.**

A Figura 4.20 ilustra um experimento de acoplamento coluna-tanque reservatório, onde o controlador do tanque reservatório permaneceu em modo automático e o controlador da coluna (região anular) permaneceu desligado, isto é, a coluna foi estudada em malha aberta. Durante a execução do teste, a válvula de permeabilidade sofreu uma variação em seu índice de abertura de 0-100%, simulando situações físicas com ausência de permeabilidade e elevada permeabilidade para a rocha reservatório. Vale ressaltar que a válvula *choke* permaneceu aberta, durante todo o experimento em 95%, sendo estudada uma situação em que a pressão do tanque reservatório (*set point* em 40 psi) está acima da pressão anular de fundo da coluna, retratando o distúrbio denominado *kick*.

No instante de tempo ilustrado na Figura 4.20, foram implementados o desligamento das bombas e a união coluna-reservatório (através do aumento progressivo do índice de abertura da válvula de permeabilidade que une o tanque reservatório à coluna). Pode ser observado que com o desligamento das bombas, a pressão anular de fundo da coluna apresenta uma queda, promovendo um aumento do volume de *kick* de líquido. As pressões da coluna e do tanque reservatório somente foram igualadas, estando a válvula *choke* aberta em 95%. Em decorrência da vazão de *kick* ser superior à vazão da bomba de reposição de água, houve o esvaziamento de toda a água do tanque reservatório e a ocorrência de *kick* de gás (ar comprimido). Observa-se na Figura 4.20 que a manipulação das válvulas de entrada/saída de ar comprimido garantiu um controle apropriado do tanque reservatório, permanecendo sua pressão em 40 psi, ao longo de todo o experimento.

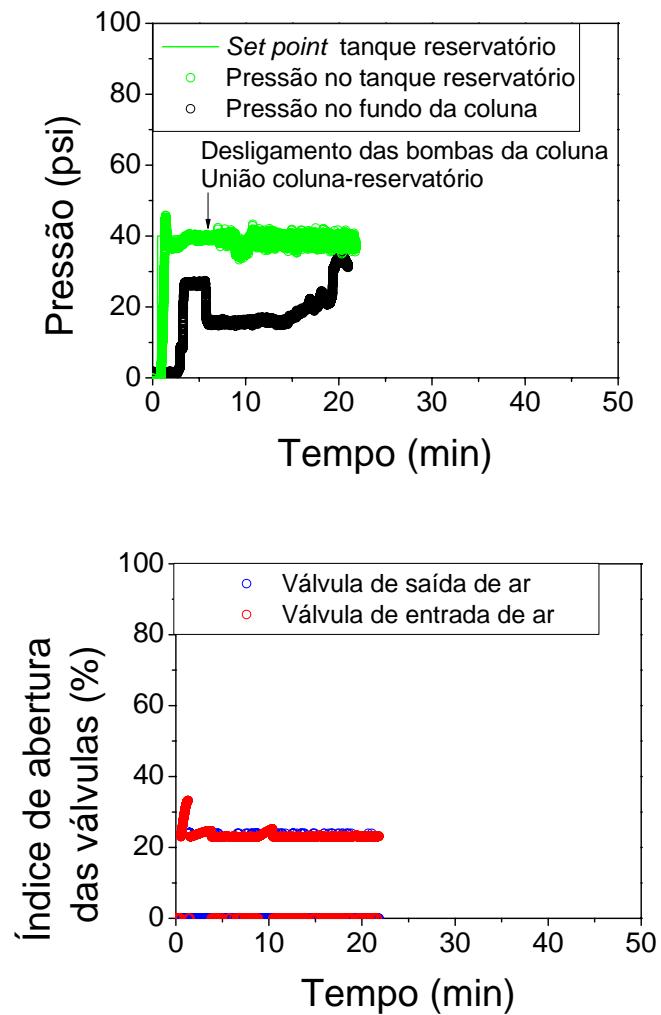


Figura 4.20 – *Kick* de líquido e gás (*choke* aberto).

#### 4.3.2 Mapeamento de *kick* de líquido.

Em decorrência do fenômeno de *kick* de gás observado na Figura 4.20 (devido ao esvaziamento de todo o líquido do tanque reservatório), foi realizado um estudo de mapeamento da região de ocorrência de *kick* de líquido, que é a perturbação de interesse avaliada neste trabalho de dissertação de mestrado. Uma vez conhecida a vazão da bomba de reposição de água do tanque ( $0,5 \text{ m}^3/\text{h}$ ) foram implementados diferentes índices de abertura para a válvula de permeabilidade, usando vários níveis de diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório. Através dos resultados obtidos foi possível delimitar o envelope de operação para assegurar a ocorrência de distúrbio na forma de *kick* de líquido (Figura 4.21).

Os testes para determinação das vazões de kick, usando diferentes índices de abertura da válvula de permeabilidade (40-100%) e diferentes diferenciais de pressão (0 – 50 psi) foram realizados aplicando-se diferentes *set points* de pressão no tanque reservatório e abrindo-se a válvula de saída de água para a atmosfera. Esse procedimento foi repetido para a faixa de 40 a 100% índice de abertura da válvula de permeabilidade, medindo-se assim, a vazão de *kick*, experimentalmente.

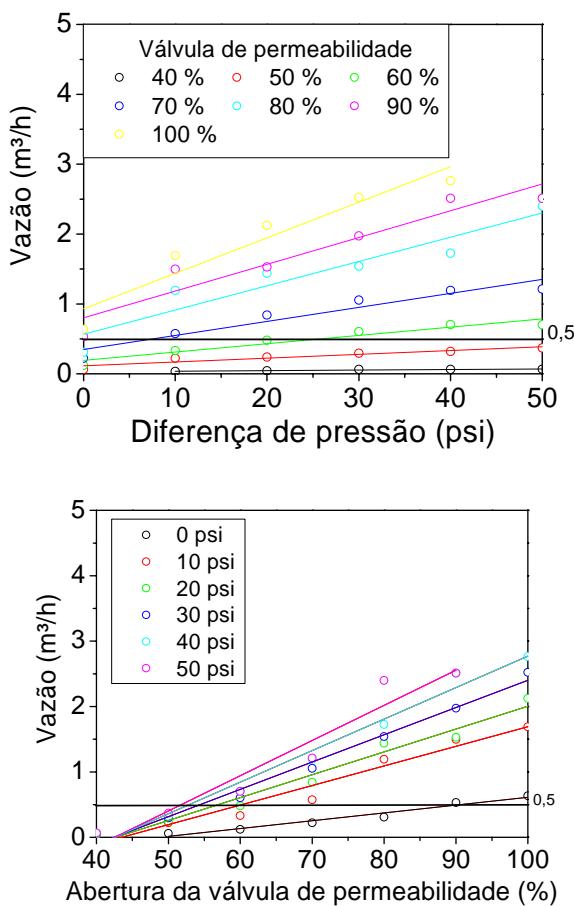


Figura 4.21 – Envelope de operação para *kick* de líquido.

#### 4.3.3 *Choke fechado.*

Foram realizados testes experimentais com fechamento da válvula *choke*, objetivando definir o limite inferior de vazão para detecção de *kick* de líquido, bem como analisar a operação da unidade quando da presença do referido distúrbio. Vale ressaltar ainda que, nos métodos tradicionais de controle de *kick*, disponíveis na literatura, o fechamento do *choke* é uma das etapas do procedimento manual de regulação da pressão anular de fundo.

A Figura 4.22 ilustra um experimento de acoplamento coluna-tanque reservatório, onde o controlador do tanque reservatório permaneceu em modo automático e o controlador da coluna permaneceu desligado (isto é, a coluna foi estudada em malha aberta). 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. Durante a execução do teste, o índice de abertura da válvula de permeabilidade foi fixado em 55%, procedendo-se, em seguida, ao desligamento das bombas e fechamento da válvula *choke*. Vale ressaltar que foi estudada uma situação em que a pressão do tanque reservatório (*set point* em 45 psi) está acima da pressão da coluna, retratando o distúrbio denominado *kick* de líquido. O transiente de tempo ilustrado, a partir da união coluna-reservatório até o momento em que as pressões da coluna e do tanque reservatório igualam-se, refere-se ao distúrbio denominado *kick* de líquido, medido de forma apropriada através do sensor em linha de vazão, conforme ilustram os gráficos de vazão da Figura 4.22 (c,d). É possível verificar que a vazão de *kick* gerado pode ser detectado pelo gráfico de vazão ilustrado na Figura 4.22d, onde observa-se um aumento de vazão de fluido na coluna de  $4,9 \text{ m}^3/\text{h}$  para  $5,1 \text{ m}^3/\text{h}$  caracterizando um influxo invadindo o poço à  $0,3 \text{ m}^3/\text{h}$ . Esse valor de vazão de *kick* foi definido como sendo o limite inferior de detecção do *kick*, distúrbios na vazão inferiores são considerados ruídos inerentes ao próprio sistema.

A Figura 4.23 ilustra um experimento de acoplamento coluna-tanque reservatório similar ao apresentado na Figura 4.22, excetuando-se o fato de a bomba de reposição de água do tanque reservatório ter sido ligada, produzindo o aparecimento, no tempo de 7,5 minutos, de um *overshoot* simultâneo de pressão para as duas unidades (a coluna e tanque reservatório). Estando unidas e o *choke* fechado, respondem de forma idêntica, sendo, na verdade, um sistema único. 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. Durante a execução do teste, o índice de abertura da válvula de permeabilidade foi fixado em 55%, procedendo-se, em seguida, ao desligamento das bombas e fechamento da válvula *choke*. Conforme pode ser observado através deste experimento, o acionamento da bomba de reposição de água do tanque reservatório se caracteriza com um distúrbio importante no tanque reservatório, produzindo modos oscilatórios para a pressão do sistema. Entretanto, a manipulação das válvulas de entrada/saída de ar comprimido assegurou a manutenção do *set point* em 45 psi.

A Figura 4.24 ilustra um experimento de acoplamento coluna-tanque reservatório, similar aos apresentados nas Figuras 4.22 e 4.23, excetuando-se o fato de as válvulas de

retenção nas saídas das bombas dos tanques principal e de lama sofrerem uma perturbação passando de 100% fechadas para 100% abertas e, posteriormente, retornando para 100% fechadas, simulando vazamento de fluido, o que produziu distúrbios na forma de pulsos de pressão nas duas unidades (coluna e tanque reservatório), que, estando unidas, e estando o *choke* fechado, respondem de forma idêntica. Devido ao fato de o *set point* do tanque reservatório estar fixado em 45 psi (pressão superior à pressão anular no fundo do poço) foi possível detectar a ocorrência do fenômeno de *kick* (assim como nas Figuras 4.22 e 4.23), evidenciado pelo aumento da vazão de líquido na coluna (Figura 4.24d). Conforme pode ser observado através deste experimento, a instalação de válvulas de retenção foi uma tarefa fundamental, referente à montagem da unidade experimental, para a execução dos testes experimentais de união coluna-tanque reservatório.

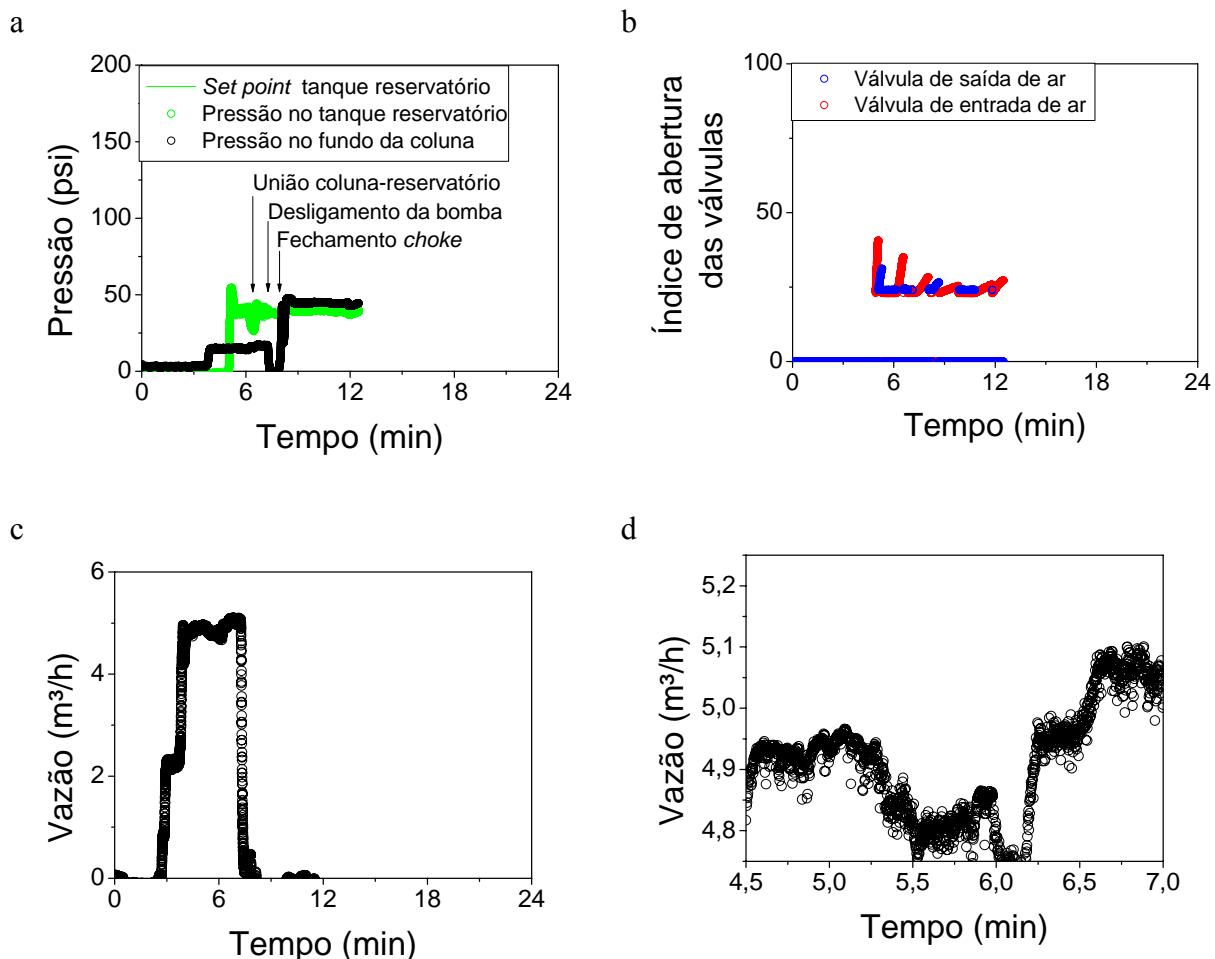


Figura 4.22 – Análise de *kick* de líquido (bomba de reposição desligada) com fechamento do *choke*.

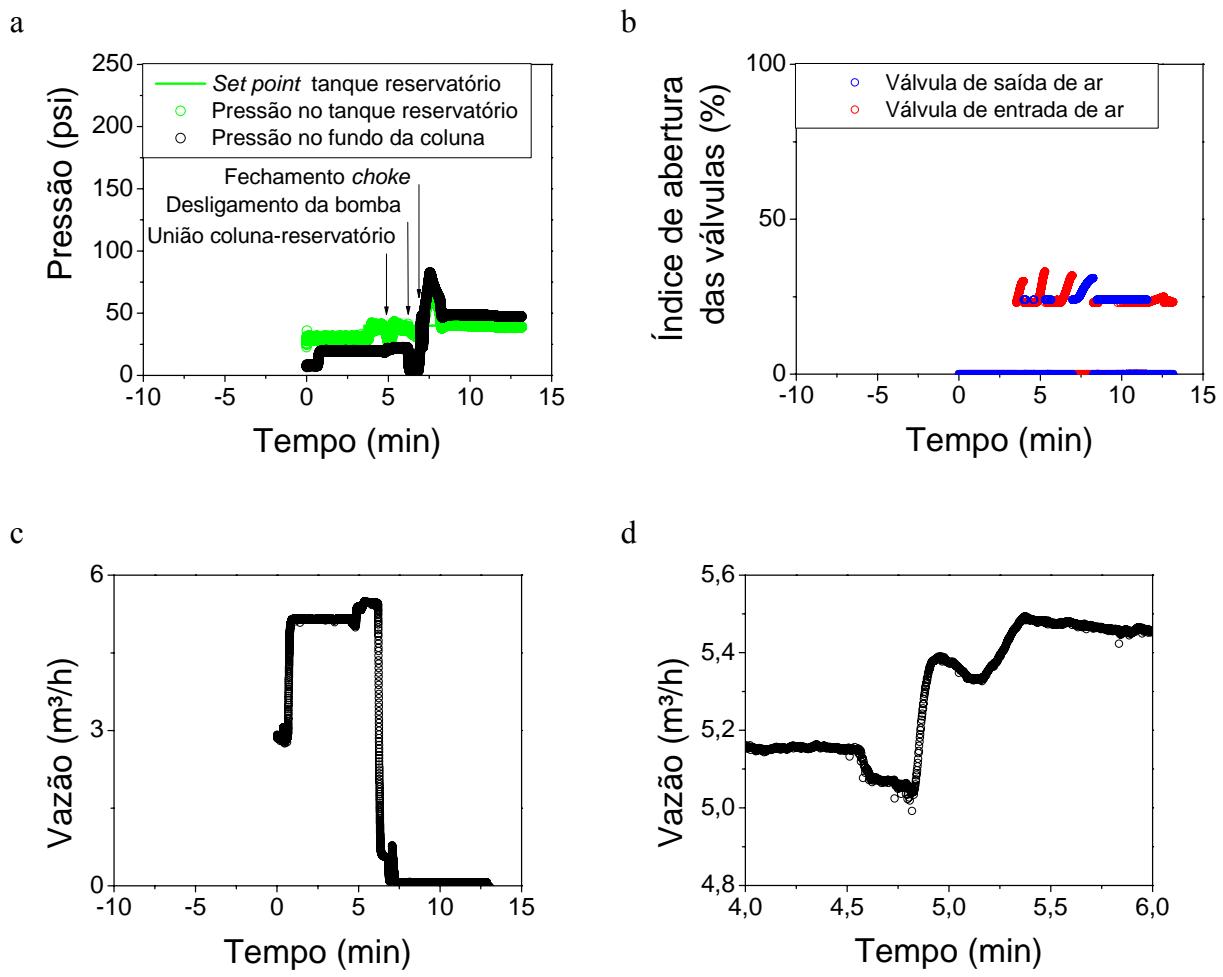


Figura 4.23 – Análise de *kick* de líquido (bomba de reposição ligada) com fechamento do *choke*.

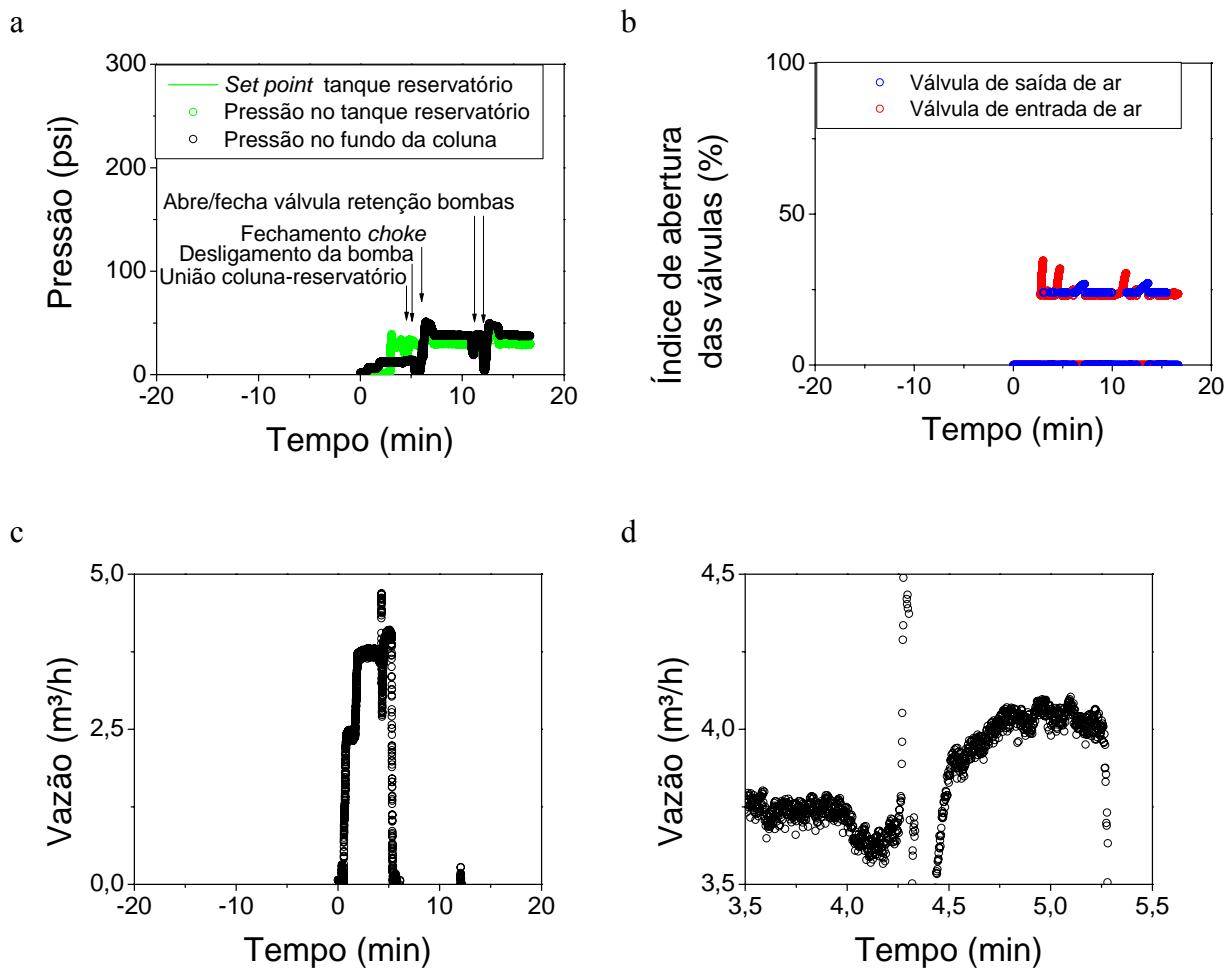


Figura 4.24 – Análise de *kick* de líquido e da ação das válvulas de retenção com fechamento do *choke*.

As Figuras 4.25 e 4.26 ilustram um experimento de acoplamento coluna-tanque reservatório, realizado da mesma forma que os experimentos apresentados nas Figuras 4.22 a 4.24, onde a coluna foi estudada em malha aberta. Nestes experimentos a abertura da válvula de permeabilidade foi fixada em 45% e a pressão do tanque reservatório foi fixada em 45 psi. Pôde ser observado que a bomba de reposição de água do tanque reservatório foi acionada, devido à ocorrência do fenômeno de *kick* e ao consequente esvaziamento do tanque, produzindo o aparecimento de modos oscilatórios no tanque reservatório entre os instantes de tempo referentes a união coluna – reservatório e fechamento do *choke*. Apesar do comportamento oscilatório ocasionado pelo ligamento consecutivo da bomba de reposição, a manipulação das válvulas de entrada/saída de ar comprimido assegurou manutenção do *set point* do tanque reservatório em 45 psi. Em ambos os casos, o *kick* de líquido foi de difícil

detecção devido ao baixo valor de vazão, conforme ilustram as Figuras 4.25 e 4.26, o que ratifica a escolha do limite inferior de vazão de *kick* detectável igual à  $0,3\text{m}^3/\text{h}$ .

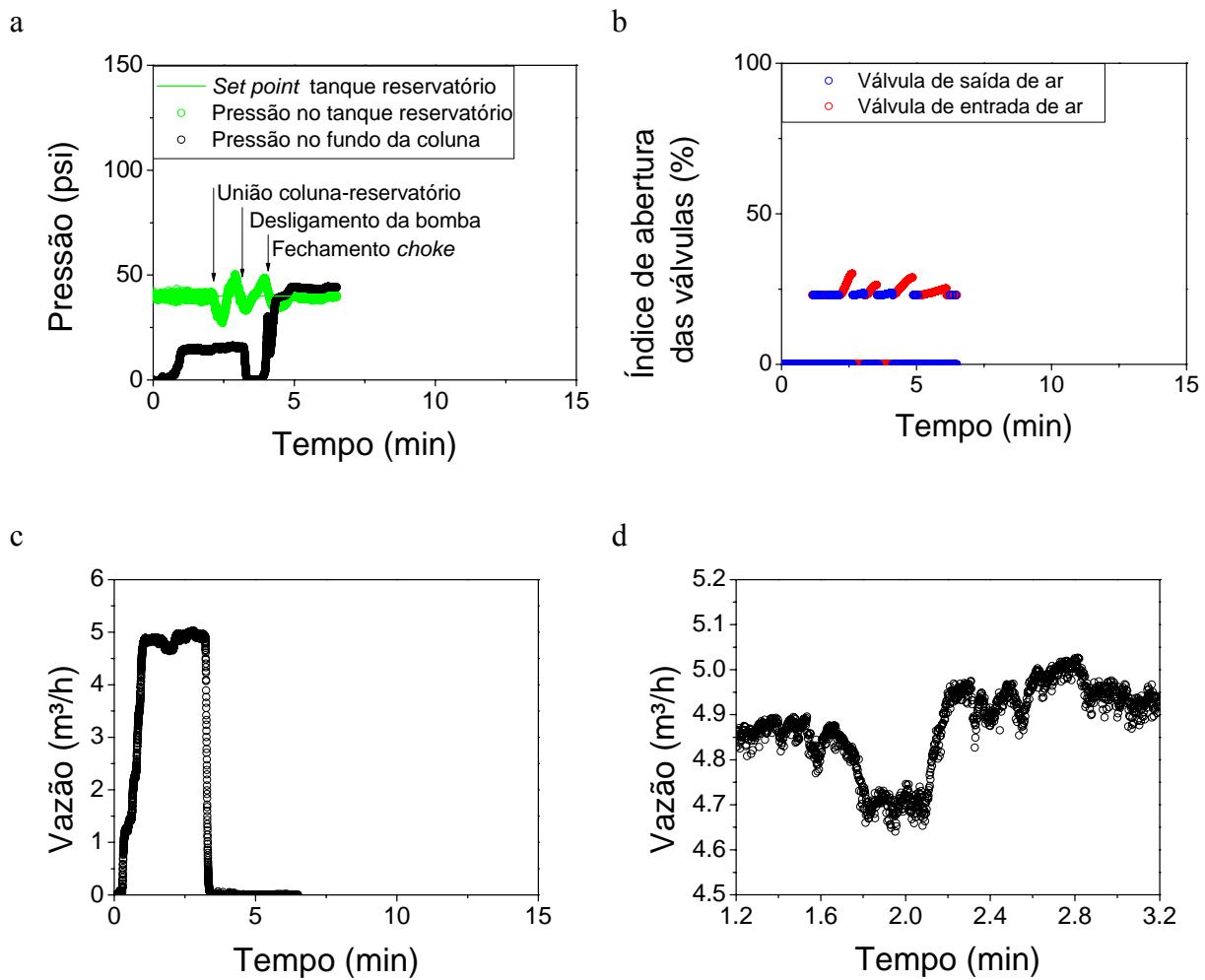


Figura 4.25 – Análise de *kick* de líquido (detecção de vazão mínima) com bomba de reposição ligada e fechamento do *choke*.

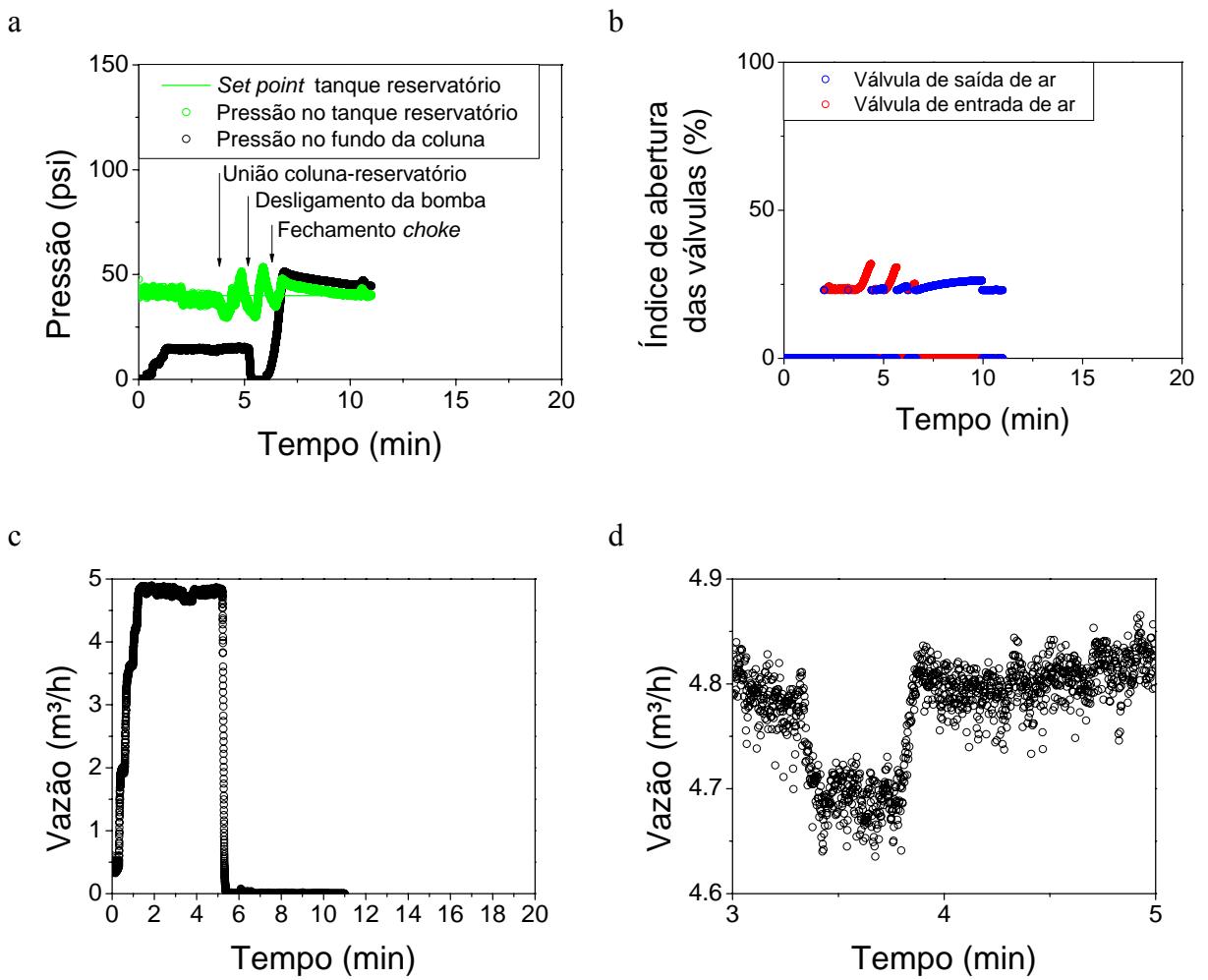


Figura 4.26 – Análise de *kick* de líquido (detecção de vazão mínima) com bomba de reposição ligada e fechamento do *choke*.

#### 4.3.4 Choke aberto.

A Figura 4.27 ilustra a realização de experimento de conexão do tanque reservatório com a coluna de perfuração sem o fechamento da válvula *choke*. Neste experimento a pressão do tanque foi controlada em 45 psi e a coluna mantida em malha aberta (controlador desligado). Pode ser observado que a bomba de reposição de água do tanque reservatório foi acionada, produzindo o aparecimento de modos oscilatórios. Vale ressaltar ainda que a válvula de permeabilidade foi mantida com 55% de abertura e a válvula *choke* com índice de abertura de 95%, sendo a vazão de *kick* detectada apropriadamente ao longo do experimento, empregando-se o medidor de vazão, instalado na região anular. Pela Figura 4.27e, constata-se que, após o desligamento das bombas principal e de lama, a ocorrência de *kick* durante todo o

experimento ocasiona o esvaziamento contínuo do tanque e, consequentemente, o acionamento da bomba de reposição de água consecutivas vezes.

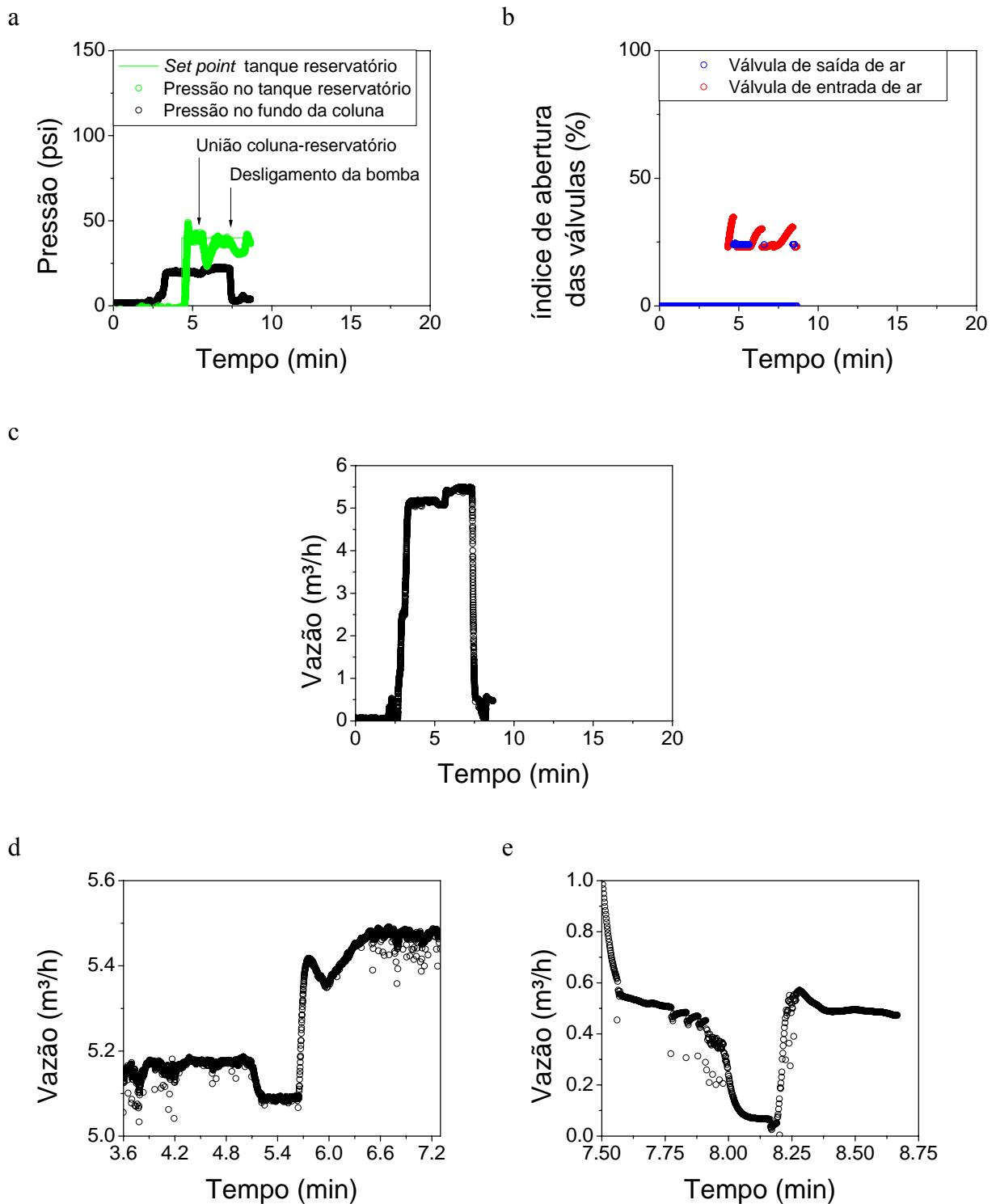


Figura 4.27 – Análise de *kick* de líquido com bomba de reposição ligada e *choke* aberto.

#### 4.3.4.1 Identificação da perturbação de carga denominada *kick* de líquido.

Conforme apresentado anteriormente, as unidades (coluna e tanque reservatório) que integram a planta de perfuração foram controladas satisfatoriamente de forma individualizada, empregando-se esquemas de controle clássico feedback PI. Para implementação do acoplamento da coluna com o tanque reservatório, que atua como uma fonte de distúrbios (*kick* de líquido), visando ao desenvolvimento de uma metodologia dinâmica de controle de *kick*, projetou-se um sistema de reconfiguração da estrutura de controle na presença de distúrbios (*kick* de líquido), empregando leis de controle feedback e *feedforward*, reversivelmente.

Conforme amplamente reportado na literatura, o controle *feedforward* antecipatório é utilizado para compensar os distúrbios principais, isto é, as perturbações que ocorrem com mais frequência e causam os maiores desvios na variável controlada. Os custos com instrumentação, normalmente, não justificam o uso de controle antecipatório para distúrbios menores. Com base neste cenário, considera-se que o distúrbio na forma de um *kick* de líquido seja o distúrbio principal da unidade, sendo monitorado pelo medidor de vazão em linha, localizado na região anular.

O projeto do controlador antecipatório requer o conhecimento de como a variável controlada responde a mudanças na variável manipulada e na variável de carga ou perturbação, isto é, necessita do modelo matemático do processo. Este modelo pode ser um modelo estacionário. Uma estimativa inicial para o ganho do controlador *feedforward* ( $K_f$ ) pode ser obtida do modelo estacionário do processo ou de dados estacionários, obtidos da resposta em malha aberta a perturbações degrau em L (distúrbio) e M (manipulada), conforme ilustram as Figuras 2.7 e 2.8, caso não se disponha de um modelo matemático. Para o caso em questão, o distúrbio L é um distúrbio de vazão, que será monitorado pelo medidor em linha de vazão, sendo a manipulada M, o índice de abertura da válvula *choke*. Vale ressaltar que a identificação da unidade para perturbações degrau em M (manipulada: índice de abertura da válvula *choke*) já foi apresentada anteriormente (item 4.1).

Com o objetivo de se analisar a resposta em malha aberta a perturbações degrau em L (distúrbio), na forma de um *kick* de líquido, foram planejados experimentos cujas condições operacionais são apresentadas na Tabela 4.1, devido ao fato de fornecerem vazão de *kick* de líquido compreendida dentro do envelope operacional ( $0,3 \text{ m}^3/\text{h} \sim 0,5 \text{ m}^3/\text{h}$ ). A condução de

experimentos, em ampla faixa operacional, permitirá análise de não linearidade e levantamento de parâmetros para o controlador, nos diferentes pontos operacionais.

Tabela 4.1 – Testes em malha aberta para identificação distúrbio denominado *kick* de líquido

Diferença de pressão entre coluna e tanque-reservatório	Índice de abertura da válvula de permeabilidade
10 psi	60 %
	65 %
	70 %
20 psi	60 %
	45 %
	50 %
30 psi	55 %
	60 %
	50 %
40 psi	55 %
	50 %
	50 %
50 psi	55 %
	55 %

A Figura 4.28 ilustra os testes de identificação de *kick* para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 10 psi. Nestes experimentos, há acoplamento coluna-tanque reservatório, onde o controlador do tanque reservatório permaneceu em modo automático e a coluna foi estudada em malha aberta. Quando a bomba de reposição de água do tanque reservatório foi ligada, houve o aparecimento de modos oscilatórios. O *set point* de pressão para o tanque reservatório foi fixado em 25 psi, através da manipulação do índice de abertura das válvulas de entrada/saída de ar comprimido. Durante a execução do teste, o índice de abertura da válvula de permeabilidade foi fixado em três níveis distintos, quais sejam, 60, 65 e 70%. Devido ao diferencial de pressão entre a coluna e o tanque reservatório, coluna inicialmente operando a 15 psi, em malha aberta, e o tanque reservatório com *set point* em 25 psi, controlado pelas válvulas de entrada e saída de ar, durante o transiente de tempo ilustrado a partir da união coluna-reservatório até o final do experimento, ocorre o distúrbio denominado *kick* de líquido. Vale ressaltar ainda que a abertura da válvula *choke* foi fixado em 95%

A Figura 4.29 ilustra os testes de identificação de *kick* para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se o índice de abertura para a válvula de permeabilidade de 60%. Devido ao diferencial de pressão entre a coluna e o tanque reservatório (coluna em malha aberta operando inicialmente em 15 psi e o tanque reservatório

com *set point* em 35 psi), o transiente de tempo ilustrado a partir da união coluna-reservatório até o final do experimento refere-se ao distúrbio denominado *kick* de líquido. Vale ressaltar ainda que o índice de abertura da válvula *choke* foi fixado em 95%. Para o teste com 20 psi de diferencial (Figura 4.29), dentre as aberturas estudadas (50%, 55%, 60%, 65%, 70%), somente foi possível trabalhar dentro do intervalo de 0,3 m<sup>3</sup>/h e 0,5 m<sup>3</sup>/h com abertura de 60% na válvula de permeabilidade.

A Figura 4.30 ilustra os testes de identificação de *kick* para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 30 psi, empregando-se os índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 55 e 60%. Analogamente aos testes das Figuras 4.28 e 4.29, a coluna foi mantida sem controle (malha aberta), estando inicialmente em 15 psi, e o reservatório controlado em 45 psi via válvulas de entrada/saída de ar. A válvula *choke* foi mantida em 95% de abertura e o distúrbio de líquido foi devidamente observado e monitorado via medidor de vazão em linha localizado na região anular.

A Figura 4.31 ilustra os testes de identificação de *kick*, 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%, realizados de forma análoga aos testes anteriores (Figura 4.28, 4.29 e 4.30). A coluna opera em malha aberta com uma pressão anular de fundo inicial de 15 psi, já o tanque reservatório foi controlado empregando um *set point* de 55 psi.

A Figura 4.32 ilustra os testes de identificação de *kick* 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%. O *set point* de pressão para o tanque reservatório foi fixado em 65 psi e a pressão anular de fundo da coluna estava em 15 psi, inicialmente.

Vale ressaltar que houve aparecimento de modos oscilatórios entre a coluna e o tanque reservatório ocasionados pelo acionamento e desligamento da bomba de reposição de água do tanque reservatório em vários testes experimentais de identificação. Este fenômeno se deve ao fato de que em nenhum dos casos foi gerada uma vazão de *kick* de valor igual à vazão de reposição de água no tanque reservatório (0,5 m<sup>3</sup>/h). Foi constatado que quando a vazão de *kick* no anular é igual à vazão de reposição de água do tanque reservatório, a pressão do tanque não sofre distúrbios, permanecendo a bomba de reposição de água ligada durante todo o experimento. Desse modo, o fluxo de reposição de água vai diretamente para o anular da coluna.

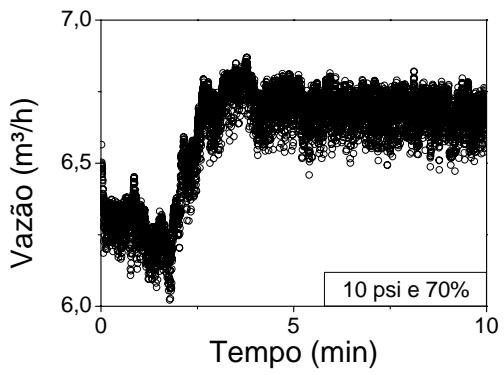
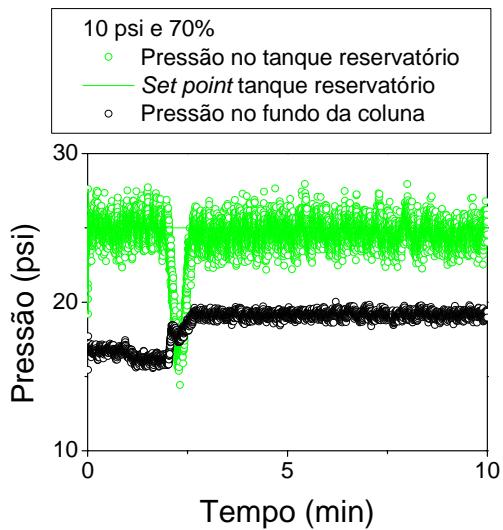
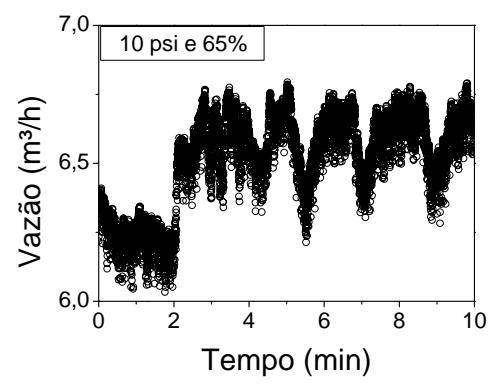
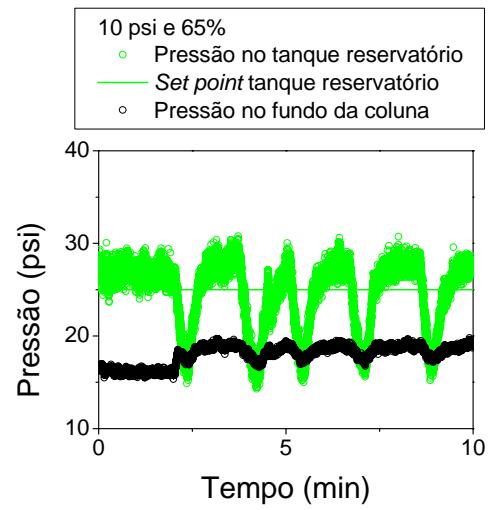
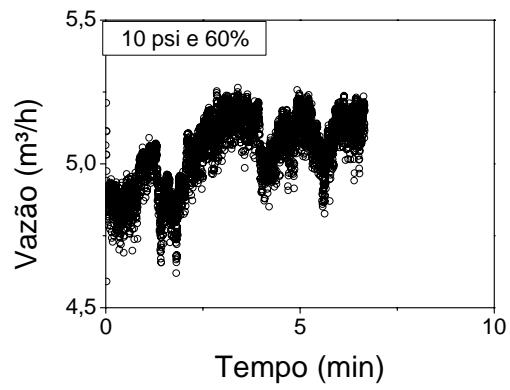
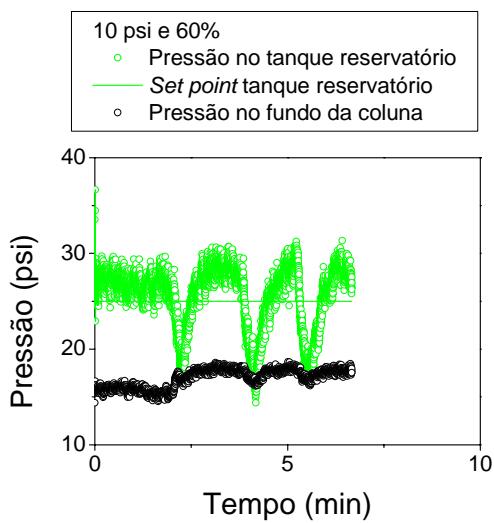


Figura 4.28 – Identificação de *kick* para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 10 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 60, 65 e 70%.

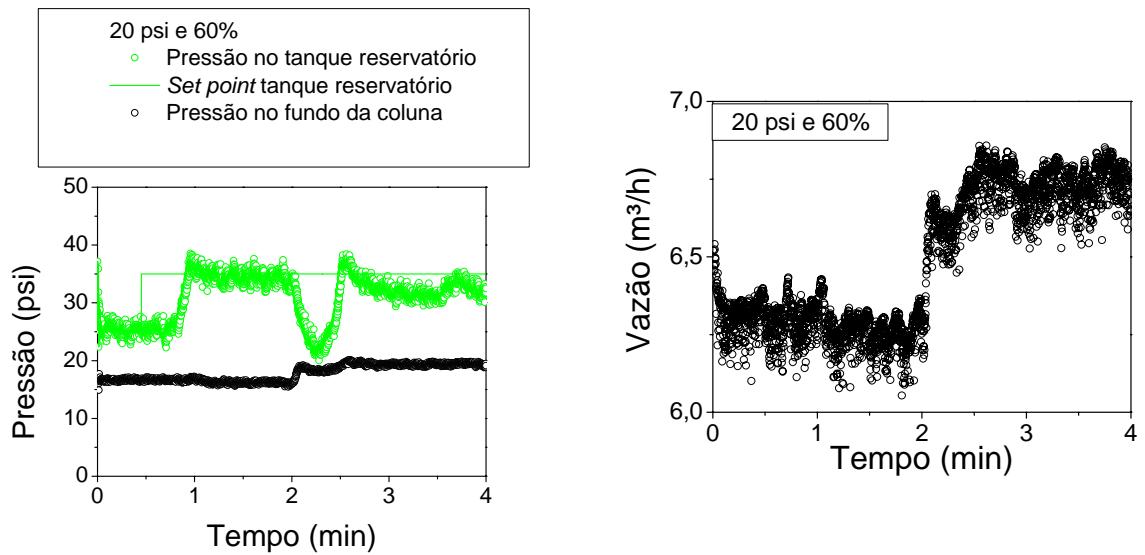


Figura 4.29 – Identificação de *kick* para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 20 psi, empregando-se índice de abertura para a válvula de permeabilidade de 60%.

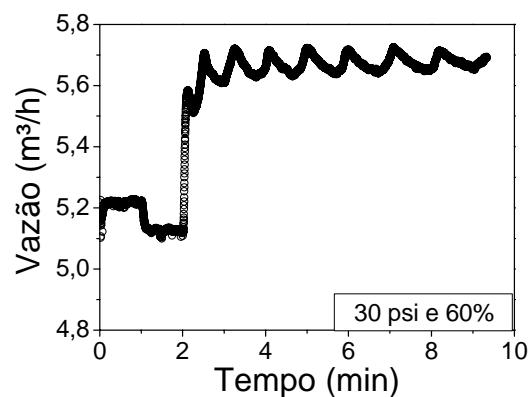
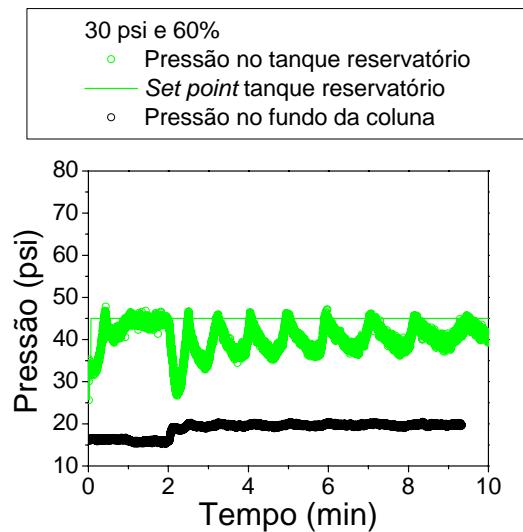
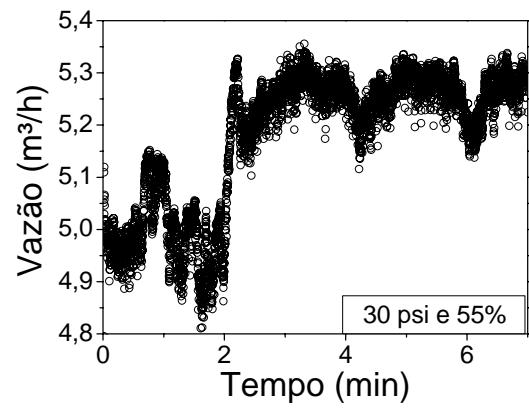
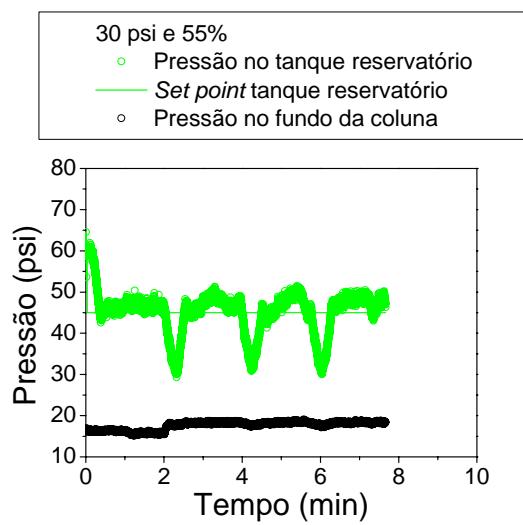


Figura 4.30 – Identificação de *kick* para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 30 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 55, 60%.

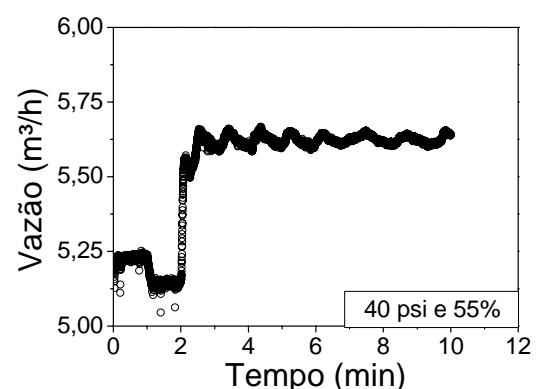
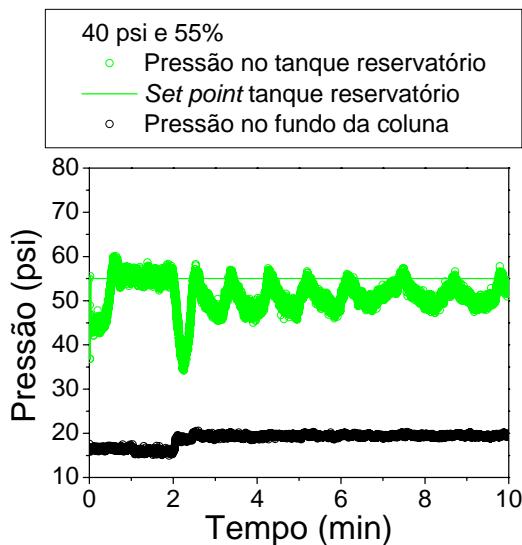
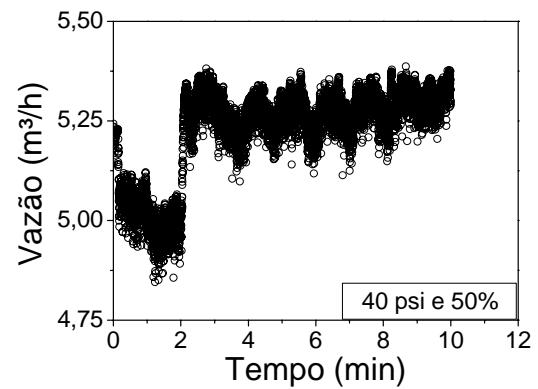
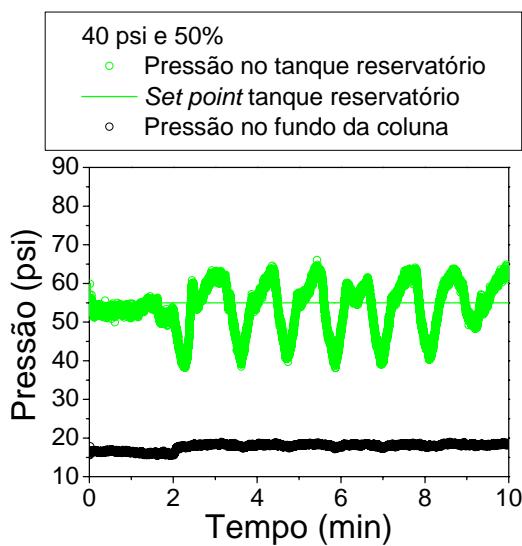


Figura 4.31 – Identificação de *kick* para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 40 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50 e 55%.

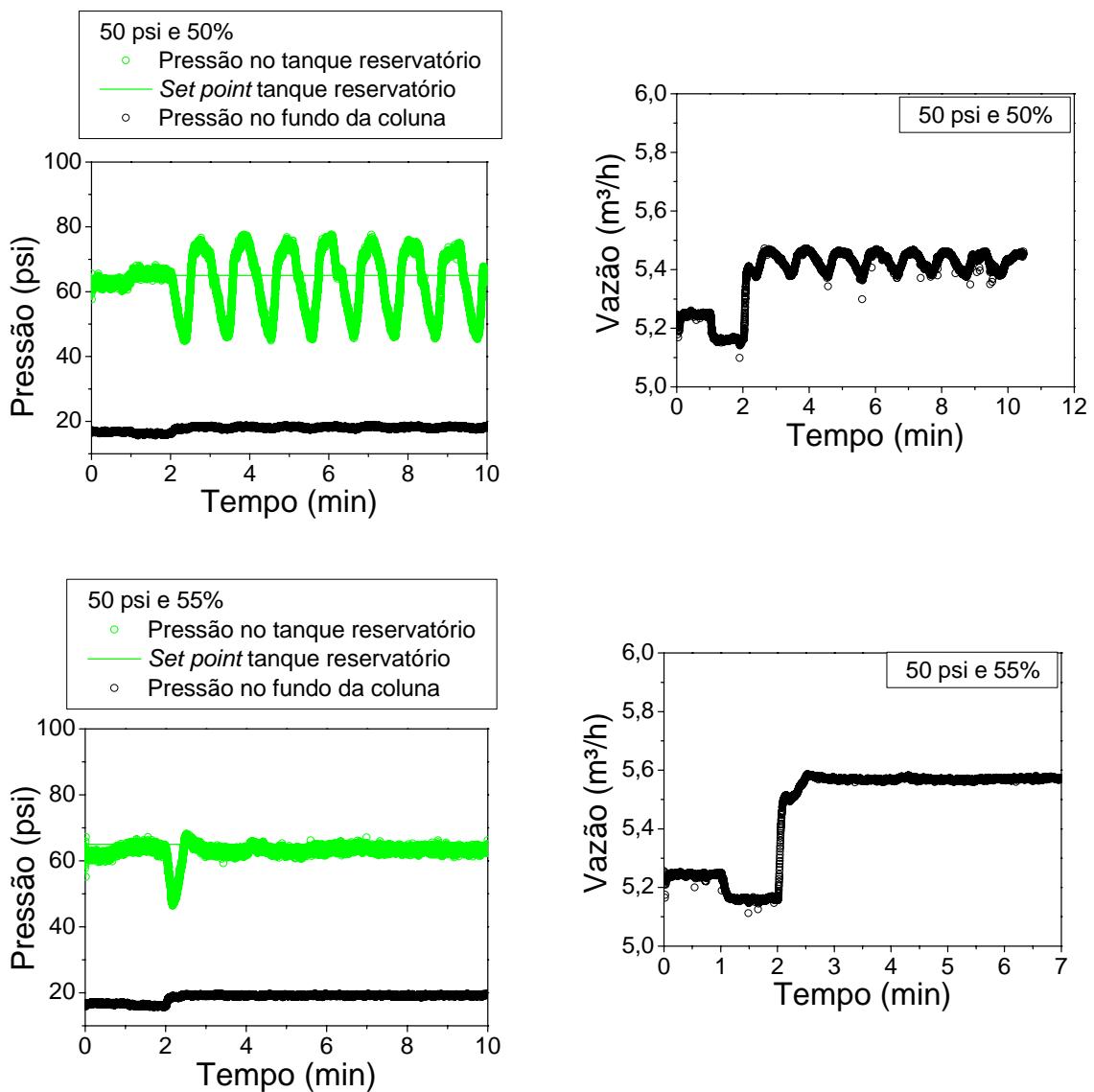


Figura 4.32 – Identificação de *kick* para uma diferença de pressão entre a coluna e o tanque reservatório de 50 psi, empregando-se índices de abertura para a válvula de permeabilidade de 50 e 55%.

#### 4.4 Metodologia para controle de *kick* de líquido empregando reconfiguração da lei de controle.

Tradicionalmente, as perfurações de poços de petróleo no Brasil são realizadas em *overbalanced*, isto é, mantendo-se a pressão anular de fundo acima da pressão de poros. Entretanto, como a pressão de poros não é passível de ser medida em linha, sendo essa informação estimada, usando-se correlações empíricas e dados da rocha (como por exemplo, porosidade, densidade, velocidade acústica e resistividade), há uma incerteza inerente a esta variável. Além disso, a literatura reporta a ocorrência de *kick* quando da existência de pressão

de poros anormalmente alta, em decorrência de camadas espessas de sal, falhas geológicas, subcompactação da rocha, etc.

Conforme amplamente reportado na literatura, o controle do *kick* é um processo bastante lento, que onera o processo de perfuração e que precisa ser regulado para não produzir o fenômeno conhecido como *blowout*.

Em termos práticos, a ocorrência de *kick* se deve ao desconhecimento da verdadeira pressão de poros do reservatório. Nos métodos tradicionais de controle de *kick*, a verdadeira pressão de poros é encontrada promovendo-se o fechamento do poço quando após um período de estabilização, que é demorado, a pressão anular de fundo se iguala à pressão de poros do reservatório.

Foi desenvolvida uma metodologia dinâmica de controle de *kick*, que determina o valor da pressão de poros, através do monitoramento da vazão de *kick* de líquido no anular. Desse modo, define-se um *set point* de pressão anular de fundo para a operação, que é igual à pressão de poros do reservatório, acrescida de uma margem de segurança. Portanto, não há necessariamente o fechamento do poço, diferentemente do que ocorre com os métodos tradicionais de controle de *kick*, que requerem o fechamento do poço, necessitando de uma etapa estática para definição da pressão de poros do reservatório.

Para a implementação dinâmica de controle de *kick* de líquido foi desenvolvida uma abordagem de controle, empregando técnicas com esquemas de reconfiguração que compreendem as etapas:

- Detecção de mudanças no sistema: esta etapa é realizada empregando-se o medidor de vazão na região anular que informa a ocorrência de influxos;
- Tomada de decisão em relação ao evento ocorrido: foi projetado um sistema de controle que, de acordo com a magnitude do influxo, escolhe entre as opções de manter a operação em *underbalance* ou implementar a mudança da operação de *underbalance* para *overbalance*;
- Adaptação às novas condições: o esquema de controle emprega as leis de controle mais apropriadas em relação ao evento ocorrido, dependendo do nível de influxo detectado, através do medidor de vazão localizado na região anular.

A reconfiguração de controle desenvolvida permite mudanças estruturais e/ou paramétricas do sistema para permitir a transição entre as regiões do espaço operacional. Desse modo, a estrutura de controle é tomada como mutável e dependente das condições operacionais do processo. De fato, durante a reconfiguração de controle, o controlador é reestruturado, sendo modificado por meio do projeto de uma nova lei de controle.

Desse modo, caso seja necessária a mudança de operação de *underbalanced* para *overbalanced* (Figura 3.33), a estrutura de controle é reconfigurada, isto é, a lei de controle clássico feedback PI é substituída pela lei de controle *feedforward*, cujo princípio de funcionamento é monitorar o distúrbio primordial da planta (vazão de *kick*), implementando ações corretivas, através da variável manipulada (*choke*), de modo a regular a variável controlada (vazão).

Vale ressaltar que, durante a ocorrência do *kick*, o *set point* de pressão anular de fundo para o controlador é desconhecido. Segundo a metodologia desenvolvida, as ações corretivas são implementadas dinamicamente e quando for detectado o fim do influxo (*kick* de líquido), por meio do medidor de vazão, a pressão da formação (poros) e a pressão anular de fundo são idênticas, fornecendo a informação sobre a verdadeira pressão da formação (poros). A partir de então, com base no verdadeiro valor de pressão da formação (poros), um novo set point de operação é calculado pelo sistema de controle, que emprega o valor da pressão de poros acrescido de uma margem de segurança, quando então, a estrutura de controle é novamente reconfigurada para operar empregando a lei de controle clássico feedback PI.

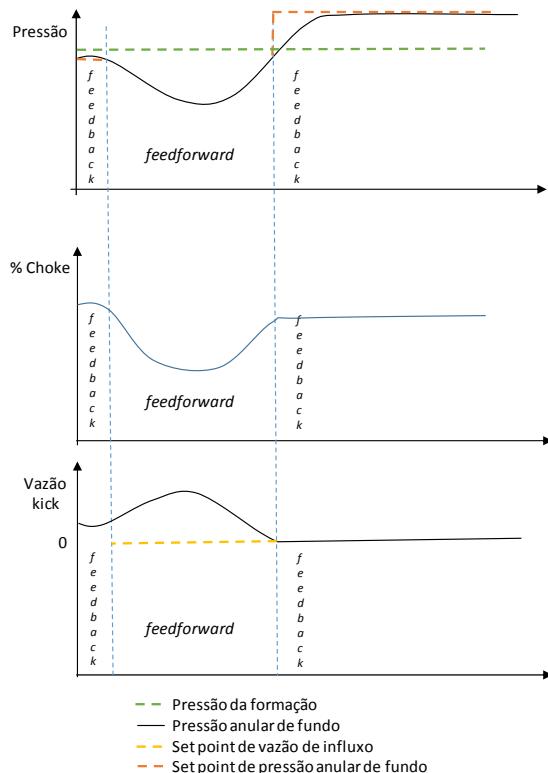


Figura 3.33 – Esquema de controle com reconfiguração.

O ajuste do controlador *feedforward* foram determinados, para diferentes níveis operacionais, Tabela 7.4 do Anexo, empregando-se os parâmetros da planta obtidos pelo método de Sundaresan & Krishnaswany (1977).

As Figuras 4.34-4.37 apresentam testes experimentais para diferenciais de pressão distintos (10, 20, 30 e 40 psi) entre o fundo da coluna e o tanque reservatório, bem como diferentes índices de abertura para a válvula reservatório (50%-75%). Pode ser observado que em todos os testes experimentais, foi necessária a mudança de operação de *underbalance* para *overbalance*, sendo a estrutura de controle reconfigurada, isto é, a lei de controle clássico *feedback PI* foi substituída pela lei de controle *feedforward*. Esta lei monitora o distúrbio primordial da planta (vazão de influxo ou *kick*), manipulando o índice de abertura da válvula *choke*, para minimizar o erro entre o *set point* de vazão no anular operacional, anterior ao influxo (*kick* de líquido), e o valor da vazão do anular durante a ocorrência do distúrbio (variável medida). Segundo a metodologia desenvolvida, as ações corretivas são implementadas dinamicamente e quando for detectado o fim do influxo (*kick* de líquido), por meio de medidor de vazão, a pressão da formação e a pressão anular de fundo são idênticas, fornecendo a informação sobre a verdadeira pressão da formação. A partir de então, com base no verdadeiro valor da pressão da formação, um novo *set point* de operação para a pressão anular de fundo é calculado pelo sistema de controle, que emprega o valor da pressão da formação acrescido de uma margem de segurança, quando, então, a estrutura de controle é novamente reconfigurada para operar empregando a lei de controle clássico *feedback PI*.

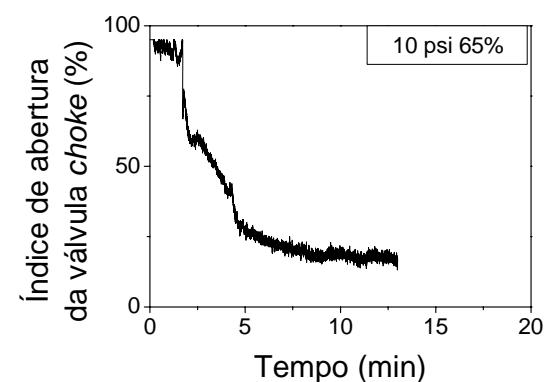
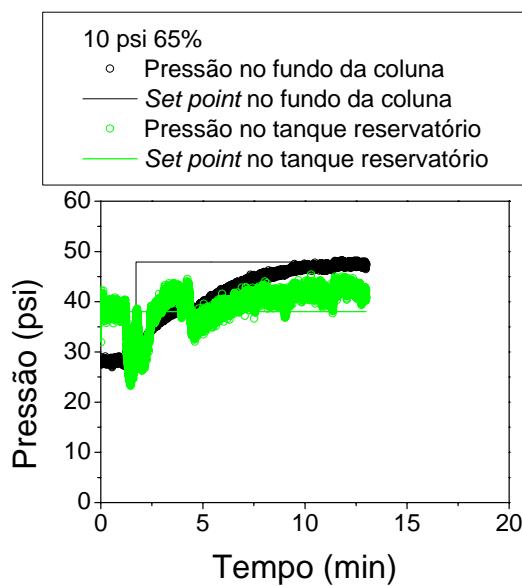
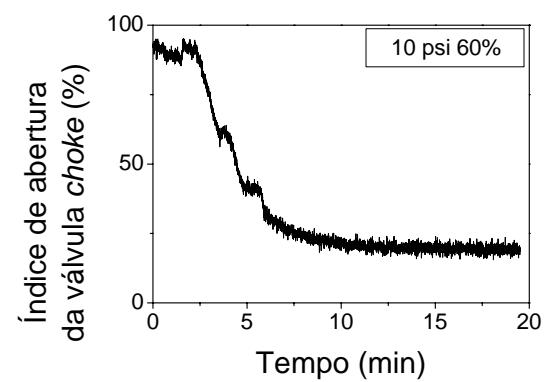
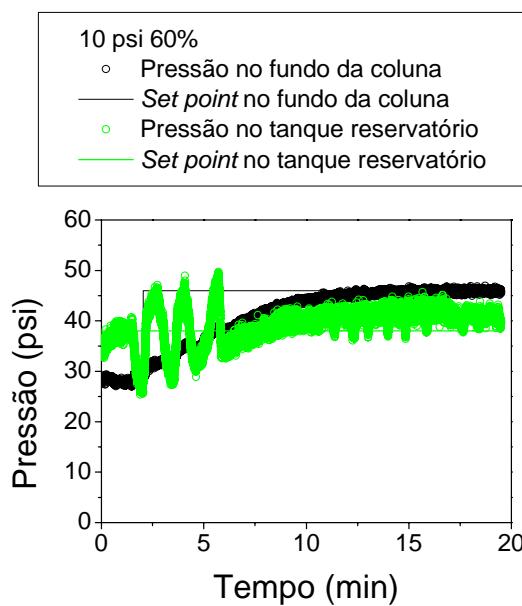
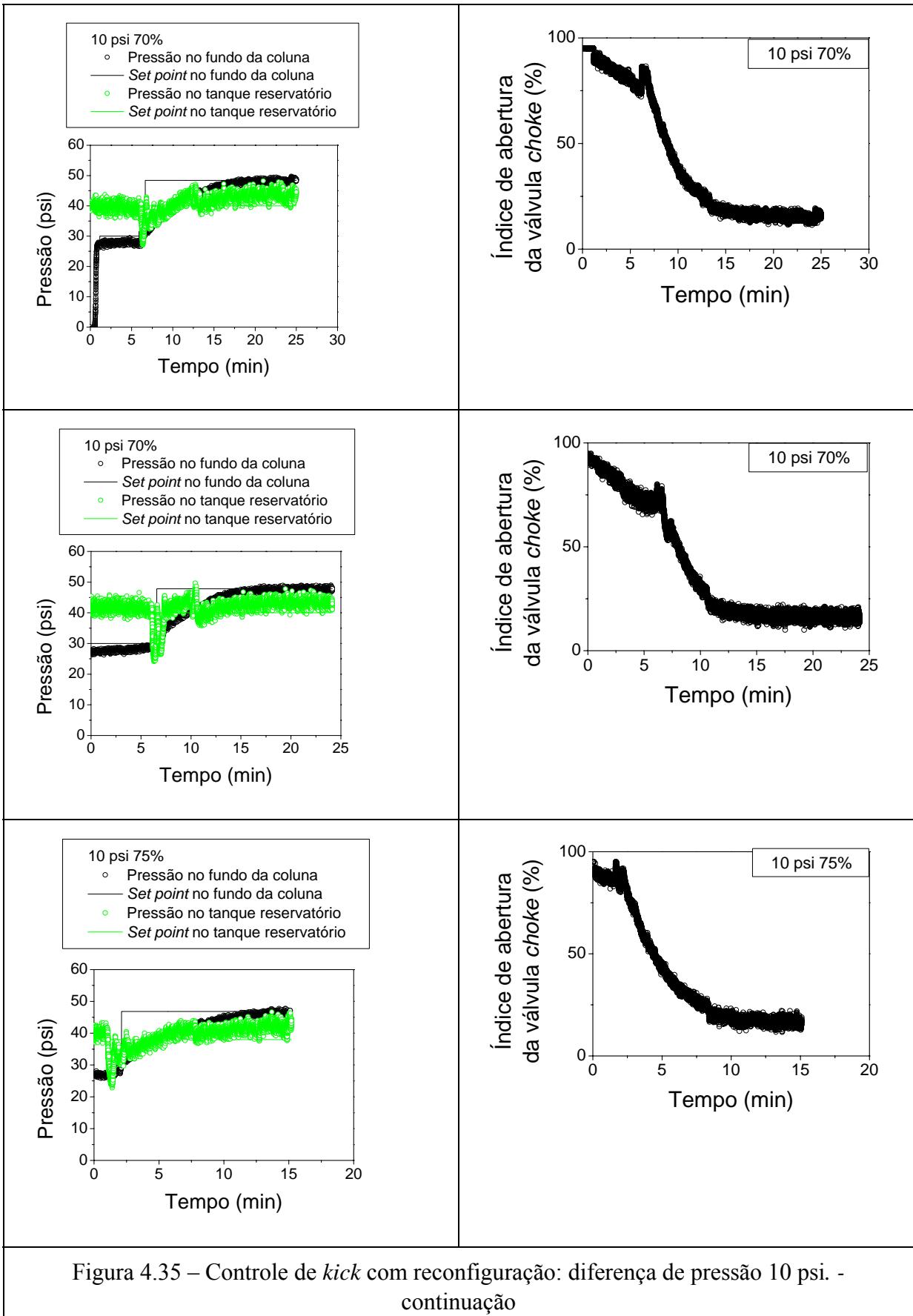


Figura 4.34 – Controle de *kick* com reconfiguração: diferença de pressão 10 psi.



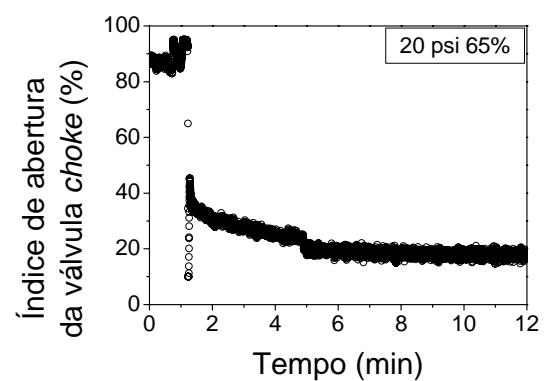
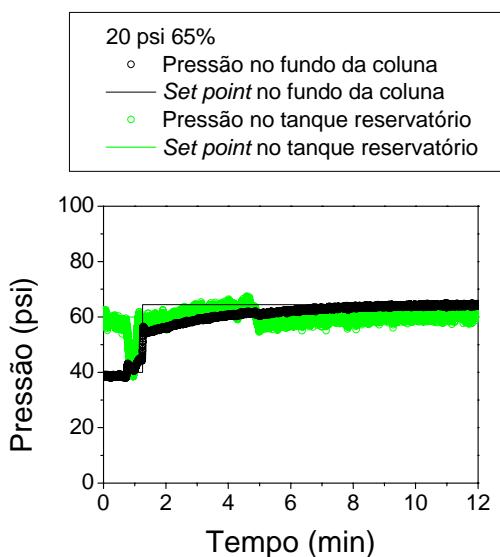
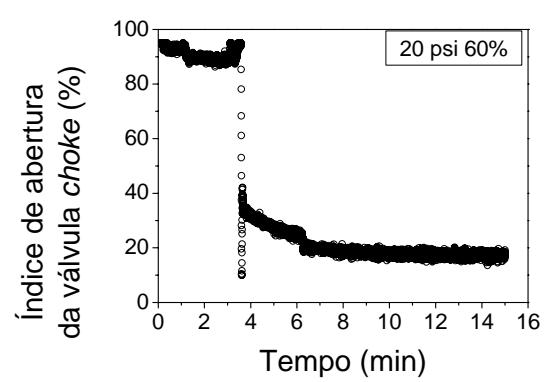
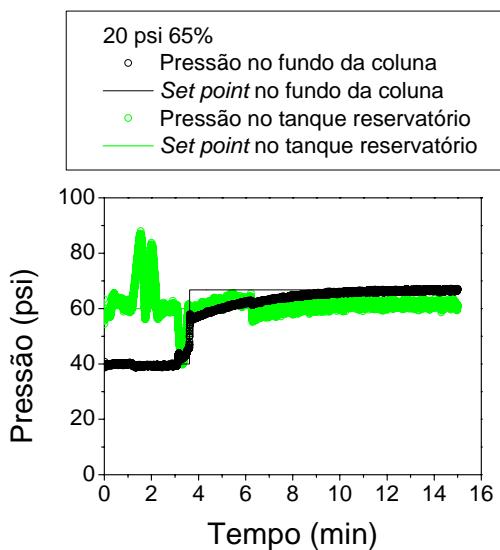
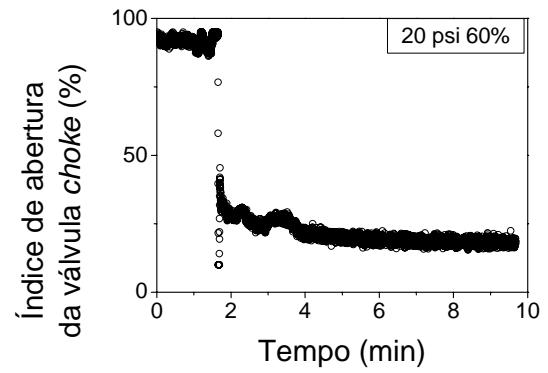
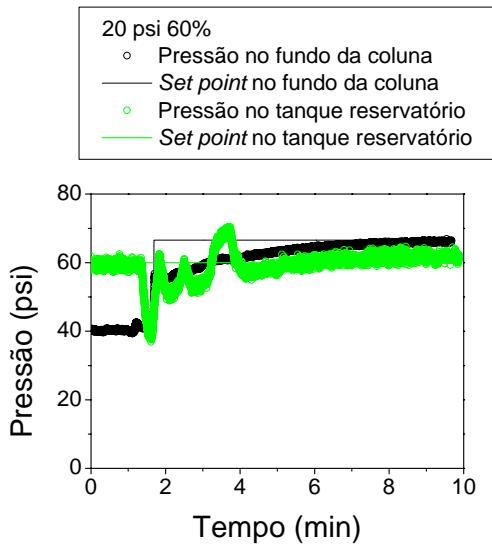


Figura 4.36 – Controle de *kick* com reconfiguração: diferença de pressão 20 psi.

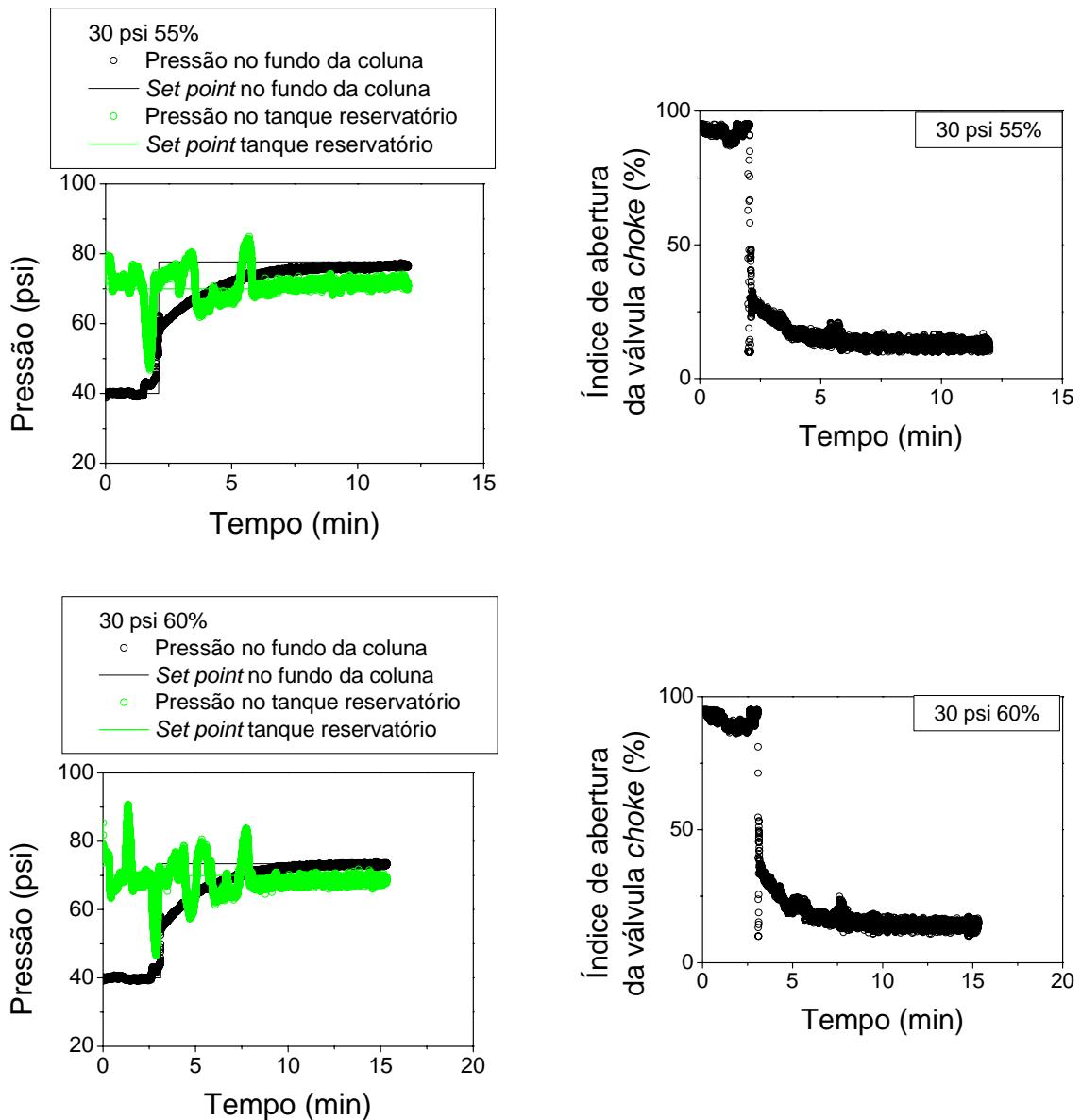


Figura 4.37 – Controle de *kick* com reconfiguração: diferença de pressão 30 psi.

Para diferenciais de pressão de 10 psi até 30 psi (Figura 4.34 - 4.37) foi possível realizar um controle satisfatório do fenômeno de *kick* através da reconfiguração de lei de controle. A partir do momento em que as pressões no poço e no reservatório igualam-se e é detectada a ocorrência de *kick* (através do aumento de vazão medido pelo sensor de vazão), o controlador recalcula o valor de *set point* de pressão. Este cálculo é feito com base no valor de pressão do reservatório (pressão de poros acrescida de margem de segurança). Até que a pressão anular de fundo do poço atinja um valor maior que a do tanque reservatório,

considera-se que o poço está sobre ocorrência de *kick*. Este fenômeno pode ser evidenciado pela oscilação ocasionada pelo acionamento da bomba de reposição de água do tanque reservatório, indicando que ainda há o fluxo de líquido para a região anular do poço.

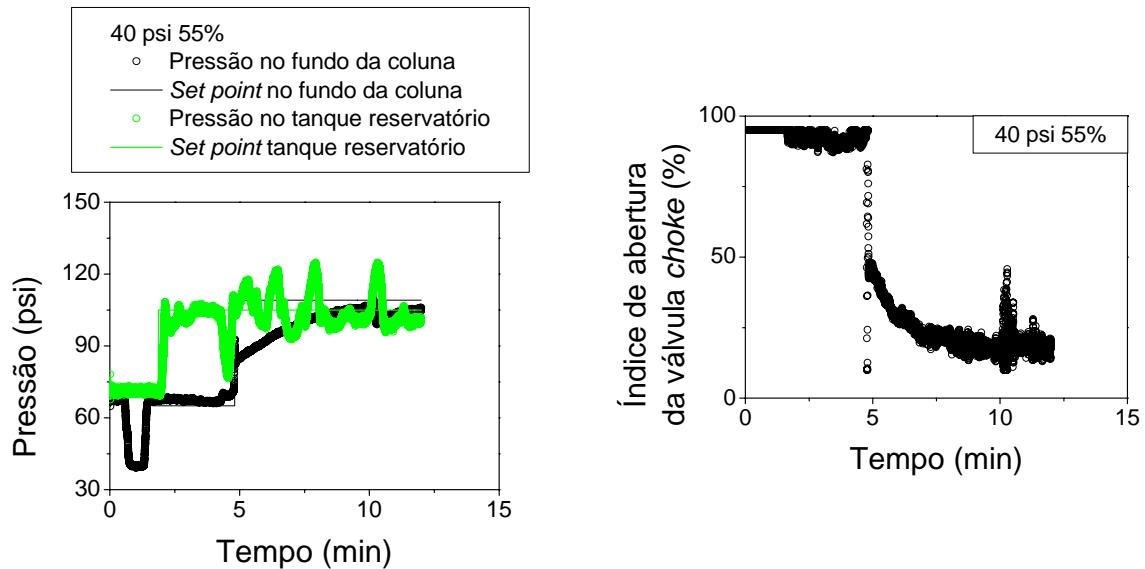


Figura 4.38 – Controle de *kick* com reconfiguração: diferença de pressão 40 psi.

A Figura 4.38 ilustra o controle de *kick* com 40 psi de diferencial de pressão entre coluna e reservatório, apresentando um desvio permanente para a pressão anular de fundo em virtude da saturação da válvula de *choke* (Figura 4.38). Apesar de atingir até 10 % de abertura (intertravamento de segurança), o valor de pressão não consegue atingir o valor de *set point* calculado pelo controlador. Desse modo, há uma limitação física para a implementação deste teste experimental.

#### 4.5 Método de controle de *kick* (Sondador)

Para fins de comparação, foi implementada a metodologia estática tradicionalmente utilizada para controle de *kick* (método do sondador), objetivando comparar a eficácia de controle e tempo de atuação, comprovando as vantagens do método proposto nessa dissertação de mestrado.

Seguindo a metodologia de controle de *kick* proposta pelo método do sondador, foi imposta à coluna a situação de *kick*, através da manutenção de um diferencial de pressão de 10 psi entre a pressão de poros (tanque reservatório em malha fechada) e pressão anular de fundo (coluna em malha aberta).

Foi utilizado um índice de abertura de 60 % para a válvula de permeabilidade e um diferencial de pressão de 10 psi, em conformidade com as condições operacionais do teste de controle de *kick* com reconfiguração, ilustrado na Figura 4.34.

A partir da detecção do influxo (vazão de *kick* de 0,3 m<sup>3</sup>/h) foram desligadas as bombas de alimentação principal e de lama, efetuado o fechamento da válvula *choke* e das válvulas de retenção das bombas. Esse procedimento visa igualar a pressão anular de fundo à pressão no reservatório, com a finalidade de se determinar a pressão de poros e pressões no tubo bengala (SIDPP) e *choke* (SICP). Quando há *kick* de gás, observa-se que, no momento do fechamento da *choke* e equilíbrio do sistema, as pressões do bengala e da *choke* são diferentes devido à expansão do gás dentro do poço. Portanto, no caso implantado neste experimento (*kick* de líquido) esse fenômeno não é evidenciado (SICP permanece igual à SIDPP) (Figura 4.39).

Uma vez determinadas as pressões de poros, SICP e SIDPP, começa a segunda fase do método (expulsão do *kick*). Essa fase inicia-se através do religamento das bombas e estabelecimento da nova pressão de trabalho no fundo do poço (pressão de poros acrescida das perdas por atrito). Na Tabela 4.2 estão dispostos os dados utilizados para cálculo de perda de carga da bomba no fundo do poço, visando o cálculo da nova pressão anular de fundo. O fluido utilizado foi a água e a Equação 4.2 foi empregada para cálculo da perda de carga da bomba até o fundo do poço.

$$hd = f \cdot \frac{L_{eq}}{v^2} \cdot \frac{D}{2g} \quad \text{Equação 4.2}$$

hd – perda de carga (mCA)

f – fator de atrito

Leq – comprimento equivalente (m)

v – velocidade de escoamento (m/s)

D – diâmetro da tubulação (m)

g – aceleração da gravidade (m/s<sup>2</sup>)

Tabela 4.2 - Dados para cálculo da perda de carga da bomba ao fundo do poço.

Comprimento da tubulação de 1"	14,7 m
Comprimento da tubulação de 2"	2,6 m
Comprimento equivalente de acidentes	24,2 m
Vazão	5 m <sup>3</sup> /h

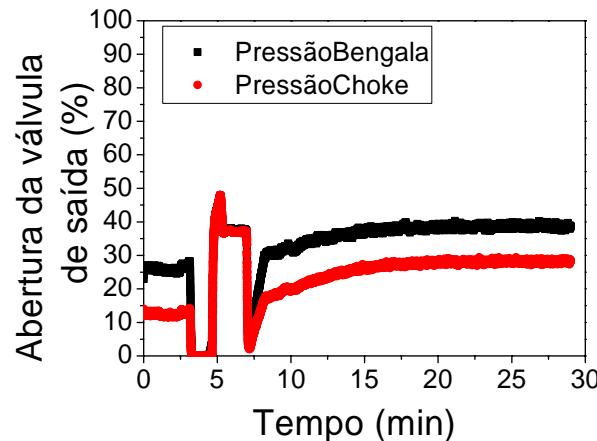
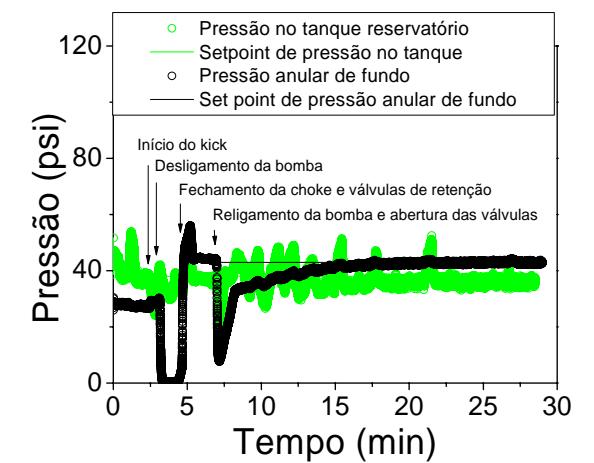


Figura 4.39 – Método estático de controle de kick (método do sondador)

Após a determinação da nova pressão de trabalho, ocorre o religamento das bombas principal e de lama. Durante essa fase, é importante manter a pressão no poço constante, para esse fim, o controlador da pressão do poço foi ativado, visando manter o nível de 41 psi, equivalente ao valor de pressão de fundo no momento do *kick* (38 psi), acrescido das perdas de carga (5 psi). Nota-se que ocorrem sucessivas oscilações, oriundas do acionamento da bomba de reposição de água do tanque do reservatório, o que indica que o poço ainda se encontra sobre o efeito do distúrbio de *kick* de líquido. Somente após 25 minutos, pode-se perceber que a pressão de poço atinge valor superior à pressão de poros, o que garante a eliminação do influxo para dentro do poço. Este teste mostrou-se bastante oscilatório, além possuir algumas etapas estáticas, o que acarreta no aumento de tempo para eliminação do *kick* e estabilização do sistema. Outro inconveniente do método do sondador é o fato de ser necessário o preparo e adição de uma lama de maior densidade (densidade essa que só pode ser determinada após o fechamento do poço e determinação da pressão de poros), o que aumentaria mais ainda o tempo para controle do influxo.

## CAPÍTULO V

### 5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES.

Este capítulo apresenta algumas conclusões gerais sobre o tema controle, da pressão anular de fundo quando da ocorrência de *kick* de líquido na perfuração de poços de petróleo. Além disso são reportadas as contribuições mais relevantes deste trabalho e algumas sugestões para trabalhos futuros

#### 5.1 Conclusões e contribuições

Atualmente, um dos grandes desafios da indústria petrolífera encontra-se na necessidade de implantação de algoritmos de controle de elevado desempenho, devido ao alto custo das sondas de perfuração e à existência de uma série de riscos operacionais, buscando evitar danos ao meio ambiente e, primordialmente, garantir segurança ao processo de perfuração de poços de petróleo.

Com o intuito de estudar e propor uma nova metodologia para o controle da pressão anular de fundo, foi construída uma unidade experimental que retrata os principais fenômenos inerentes ao processo.

A unidade dispõe de sensores em linha de densidade, vazão e pressão. Há um sistema de injeção de diferentes teores de sólido, na região anular, representando o fenômeno de alteração da ROP (taxa de penetração). Além disso, a existência de um tanque de pressão, conectado ao anular através de uma válvula (válvula de permeabilidade), viabiliza estudos de *kick* e perda de circulação. Para retratar o distúrbio frequente que ocorre durante a perfuração de poços (influxo de fluido do reservatório para o poço – *kick* de líquido), a unidade dispõe de um tanque de pressão, acoplado à região da anular coluna, que representa o reservatório de óleo e gás, isto é, a pressão de poros do reservatório

Foi constatado que a planta apresenta natureza não linear, procedendo-se à identificação do sistema em diferentes níveis operacionais, viabilizando, então, a implementação de esquemas de controle *feedback* clássico PI e de reconfiguração de controle. Para a estimativa dos parâmetros do controlador foram utilizados métodos clássicos, disponíveis na literatura, que serviram de guia para o cálculo do ajuste fino.

As contribuições primordiais desse trabalho de dissertação de mestrado, são a construção de uma unidade experimental que retrata os principais fenômenos do processo de perfuração de poços de petróleo e o desenvolvimento de uma metodologia dinâmica de controle de *kick* com reconfiguração da lei de controle, que determina o valor da pressão da formação, através do monitoramento da vazão de *kick* de líquido. Desse modo, define-se um *set point* de pressão anular de fundo para a operação que é igual à pressão de poros do reservatório, acrescida de uma margem de segurança. Portanto, não há necessariamente fechamento do poço, diferentemente do que ocorre com os métodos tradicionais de controle de *kick*, que requerem o fechamento do poço, necessitando de uma etapa estática para definição da pressão de poros do reservatório. Outra vantagem da metodologia desenvolvia em relação ao método tradicional de controle de *kick* está na não necessidade de adensamento da lama de perfuração, devido ao aumento da pressão ser efetuado via fechamento da válvula *choke*, o que diminui mais ainda o tempo necessário para expulsão e controle do influxo.

## 5.2 Sugestões para pesquisas futuras

O esquema de controle proposto pode ser estudado utilizando-se como variável manipulada, a vazão da bomba de lama de perfuração (principal), uma vez que é conhecido que essa variável possui resposta rápida no controle da pressão anular de fundo (Vega et. al. 2012 a, b, c e Vega et. al. 2011 a, b).

Além disso, seria possível, ainda, se utilizar novas leis de controle, como o controle preditivo (MPC), no esquema de reconfiguração, com o intuito de acelerar ainda mais a resposta do sistema aos distúrbios gerados, ganhando-se ainda mais em rapidez na metodologia de controle de *kick* proposta.

## CAPÍTULO VI

### 6. BIBLIOGRAFIA

ARAÚJO, P.C. "Processamento de lamas de perfuração" – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2005.

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

ASKE, E. M. B.; SKOGESTAD, S.; STRAND, S., 2007, "Throughput maximization by improved bottleneck control". In: *8th International Symposium on Dynamics and Control of Process Systems (DYCOPS)*, Cancun, Mexico.

BENNETT, J.; BAHSIN, A.; GRANT, C.; LIM, W. C. – "PID TUNING VIA CLASSICAL METHODS" – 2006

ARAGÃO, A.F.L. – "MPD como alternativa para extensão de limites hidráulicos na perfuração" III Enahpe, Campos do Jordão, São Paulo, 2009.

CAENN, R. e CHILLINGAR, V. G., "Drilling fluids: State of the art" – Weatport Tecnology Center, Houston, TX, USA e Civil Engineering Department, University of Southern Califórnia, Los Angeles, USA, 1995.

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

CORRADINI, M. L., ORLANDO, G., 2002, "A switching controller for the output feedback of uncertain intervals via sliding modes". *IEEE Transactions on Automatic Control*, v. 47, n. 12, pp. 2101-2107.

DUTRA, J.C.S., 2012, Controle de Processos Baseado em Esquemas de Reconfiguração, Tese de Doutorado, PEQ/COPPE/UFRJ.

FREUDENRICH, C, Ph.D.. "HowStuffWorks - Como funciona a perfuração de petróleo". Publicado em 12 de abril de 2001 (atualizado em 03 de novembro de 2009) <http://ciencia.hsw.uol.com.br/perfuracao-de-petroleo.htm> (17 de março de 2013)

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

HAUGE, E., 2013 – "Automatic Kick Detection and Handling in Managed Pressure Drilling Systems" - Norwegian University of Science and Technology – Doctoral theses.

JACOBSEN, M. G., SKOGESTAD, S., 2011, "Active Constraint Regions for Optimal Operation of Chemical Processes". *Industrial and Engineering Chemistry Research*, v. 50, n. 19, pp. 11226-11236.

JENNER, J.W., ELKINS, H.L., SPRINGETT, F., LURIE, P.G., WELLINGS, J.S., 2004, "the continuous circulations systems: an advance in constant pressure drilling", in SPE annual technical Conference and Exhibition, no. SPE 90702, Houston, TX, USA.

KOUMBOULIS, F. N.; KING, R. E.; STATHAKIB, A., 2007, "Logic-based switching controllers – A stepwise safe switching approach". *Information Sciences*, v. 177, n. 13, pp. 2736-2755.

MAGALHÃES, O. I. B., 2010, *Desenvolvimento de um Sistema de Otimização Dinâmica em Tempo Real*. Dissertação de mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

NYGAARD, G.H., NAEVDAL, G., "Nonlinear model predictive control scheme for stabilizing annulus pressure during oil well drilling", *Journal of Process Control*, 16, pp. 719-732, 2006a.

NYGAARD, G.H., NAEVDAL, G., MYLVAGANAM, S., "Evaluating non linear Kalman filters for parameter estimation in reservoirs during petroleum well drilling", International conference on control applications, Munich, Germany, October 4-6, 2006b.

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, 2004b.

NYGAARD, G.H., VEFRING, E.H., FJELDE, K.K., NAEVDAL, G., LORENTZEN, R.J., MYLVAGANAM, S., "Underbalanced drilling: improving pipe connection procedures using automatic control", in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, no SPE 90962, Houston, TX, USA, 2004a.

PEREZ-TÉLLEZ, C., SMITH, J.R., EDWARDS, J.K., "Improved bottomhole pressure control for underbalanced drilling operations", in: Proceedings for the IADC/SPE Drilling Conference, no. SPE 87225, Dallas, TX, USA, 2004.

PING, L.; WANG, Z.; WEN, J. - PRESSURE DROP MODELS FOR GAS-LIQUID TWO-PHASE FLOW AND ITS APPLICATION IN UNDERBALANCED DRILLING\*- Institute of Oil and Gas, Petroleum University of China, Beijing

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

RODRIGUEZ, A., ROMAGNOLI, J. A., GOODWIN, G. C., 2003, "Supervisory multiple regime control". *Journal of Process Control*, n. 13, pp. 177-191.

SANTOS, O. L. A.; "Segurança de poço em lâmina de água ultraprofunda" – ENAHPE, 2006.

SEBORG, D. E., EDGAR, T. F., MELLICHAMP, D. A., 2011, Process Dynamics and Control, 3rd Edition. New York, USA, John Wiley and Sons.

SEBORG, D. E., EDGARD, T. F. E MELLICHAMP, D. A. (1989): "Process Dynamics and Control." John Wiley & Sons.

SILVA, C.M., BISCAIA JR., E.C., Genetic algorithm development for multiobjective optimization of batch free-radical polymerization processes, II P. A. W. PROC. SYS. ENG., São Paulo, Brasil, 2001.

SIRINIVASAN., DEB, K., Multiobjective optimization using nondominated sorting in genetic algorithms, EVOL. COMPUT., 2, 106, 1995.

STEFFEN, T., 2005, Control Reconfiguration of Dynamical System: Linear Approaches and Structural Tests, Springer-Verlag: Heidelberg.

STEPHAN, R.M. – “Fundamentos De Controle Clássico” - Março 2008

SUNDARESAN, K. R. AND KRISHNASWANY P. R. “Estimation of time delay time constant parameters in time, frequency, and Laplace domais”, 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 do Petróleo”. Editora Interciênciac. Rio de Janeiro,2002.

TELAS, F. A.; 2008, “Sondador de sonda de perfuração”

VEGA, M.P., MANCINI, M.C., SCHEID, C.M., CALÇADA, L.A., MARTINS, A.L. “Fundamentos de Controle Aplicados à Hidráulica de Perfuração” – ENAHPE, 2007.

VEGA, M.P., SCHEID, C.M., CALÇADA, L.A., MANCINI, M.C., MARTINS, A.L. “Nonlinear Identification and Model Based Control of an Oil Well Drilling Process” – ESCAPE, 2008.

VEGA, M P, 2012 a - VEGA, M P ; FREITAS, MG ; FERNANDES, L D ; SCHEID, C M ; MARTINS, A L . Automatic monitoring and control of annulus bottom hole pressure for safe oil well drilling operations. Chemical Engineering Transactions, v. 26, p. 339-344, 2012.

VEGA, M P, 2012 b- VEGA, M P ; FREITAS, MG ; FERNANDES, L D ; SCHEID, C M ; MARTINS, A L . Best real time model development of an oil well drilling system. Chemical Engineering Transactions, v. 26, p. 561-566, 2012.

VEGA, M P, 2012 c- VEGA, M P ; FREITAS, MG ; FERNANDES, L D ; SCHEID, C M ; MARTINS, A L Oil Well Drilling Inside Operational Window Simulation and Experimental Control Studies. Computer-Aided Chemical Engineering, v. 22, p. 1-6, 2012.

VEGA, M P, 2011 a- VEGA, M P ; FREITAS, MG ; FERNANDES, L D ; SCHEID, C M ; MARTINS, A L. On-line Monitoring and Control of an Oil Well Drilling Process. CHEMICAL ENGINEERING TRANSACTIONS, v. 24, p. 397-402, 2011.

VEGA, M P, 2011 a- VEGA, M P ; FREITAS, MG ; FERNANDES, L D ; SCHEID, C M ; MARTINS, A L. Oil Well Drilling Process - Simulation and Experimental Multi-Objective Studies. Computer-Aided Chemical Engineering, v. 21, p. 1834-1838, 2011.

YILMAZ, O.; DOHERTY, S.M., "Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation of seismic data", 2000, Vol 1.

ZIEGLER, J.B. AND NICHOLS, N.B., "Optimum settings for automatic controllers"- ASME Transactions, v64 (1942), pp. 759-768.

## **CAPÍTULO VII**

### **7. ANEXO**

Tabela 7.1 - Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswany e métodos de Ziegler-Nichols e Cohen-Coon (Pressão nular de fundo via válvula *choke*).

Método de Sundaresan & Krishnaswany														
Bombas 25Hz	Abertura	t1	t2	t1*	t2*	P <sub>i</sub>	P <sub>f</sub>	td	T	Bu	M	S	K <sub>p</sub>	K <sub>c<sub>p</sub></sub>
	95% - 25%	0,037	0,083	2,236	4,963	23,225	32,587	1,468	1,827	9,362	0,700	5,125	13,374	11,203
	95% - 35%	0,037	0,082	2,226	4,894	24,674	30,249	1,475	1,787	5,575	0,600	3,120	9,292	
	95% - 55%	0,037	0,086	2,223	5,161	24,074	28,450	1,393	1,969	4,377	0,400	2,223	10,942	
Bombas 30Hz	Abertura	t1	t2	t1*	t2*	P <sub>i</sub>	P <sub>f</sub>	td	T	Bu	M	S	K <sub>p</sub>	K <sub>c<sub>p</sub></sub>
	95% - 25%	0,050	0,109	2,975	6,552	28,437	49,402	1,967	2,397	20,965	0,700	8,748	29,949	23,959
	95% - 35%	0,049	0,114	2,924	6,822	28,959	42,863	1,822	2,612	13,903	0,600	5,323	23,172	
	95% - 55%	0,039	0,100	2,334	6,014	28,974	36,476	1,290	2,466	7,502	0,400	3,043	18,754	
Bombas 40Hz	Abertura	t1	t2	t1*	t2*	P <sub>i</sub>	P <sub>f</sub>	td	T	Bu	M	S	K <sub>p</sub>	K <sub>c<sub>p</sub></sub>
	95% - 25%	0,041	0,087	2,485	5,196	47,642	79,978	1,724	1,816	32,336	0,700	17,803	46,194	38,628
	95% - 35%	0,037	0,088	2,247	5,304	47,587	69,332	1,383	2,048	21,745	0,600	10,617	36,242	
	95% - 55%	0,034	0,090	2,059	5,374	46,991	60,370	1,118	2,221	13,379	0,400	6,023	33,448	
				Ziegler-Nichols			Cohen-Coon							
				Abertura	K <sub>c</sub>	T <sub>i</sub>	Abertura	K <sub>c</sub>	T <sub>i</sub>					
				Bombas 25Hz	95% - 25%	0,084	4,892	0,090	1,897					
				Bombas 25Hz	95% - 35%	0,117	4,916	0,126	1,878					
				Bombas 25Hz	95% - 55%	0,116	4,644	0,124	1,933					
				Bombas 30Hz	Abertura	K <sub>c</sub>	T <sub>i</sub>	K <sub>c</sub>	T <sub>i</sub>					
				Bombas 30Hz	95% - 25%	0,037	6,557	0,039	2,513					
				Bombas 30Hz	95% - 35%	0,056	6,074	0,059	2,548					
				Bombas 30Hz	95% - 55%	0,092	4,299	0,096	2,092					
				Bombas 40Hz	Abertura	K <sub>c</sub>	T <sub>i</sub>	K <sub>c</sub>	T <sub>i</sub>					
				Bombas 40Hz	95% - 25%	0,021	5,746	0,022	2,024					
				Bombas 40Hz	95% - 35%	0,037	4,609	0,039	1,968					
				Bombas 40Hz	95% - 55%	0,053	3,727	0,056	1,848					

Tabela 7.2 – Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswany e métodos de Ziegler-Nichols e Cohen-Coon (Válvula de entrada).

Método de Sundaresan e Krishnaswany												Ziegler - Nichols		Cohen - Coon	
Válvula de entrada	Aber-tura (%)	t1 (min)	t2 (min)	Pi (psi)	Pf (psi)	td (s)	τ (s)	Bu (psi)	M	S	Kp	Kc	Ti	Kc	Ti
0 - 40 (psi)	24	0,33	0,92	-1,42	37,88	9,97	23,58	39,31	0,24	1,67	164	0,013	33,24	0,0135	17,86
	30	0,08	0,14	-1,63	46,46	3,73	2,36	48,09	0,30	20,37	160	0,004	12,42	0,0041	3,19
	40	0,03	0,08	-2,86	51,49	0,99	2,10	54,35	0,40	25,84	136	0,014	3,31	0,0147	1,69
	50	0,04	0,11	-3,11	49,54	1,17	2,95	52,65	0,50	17,83	105	0,022	3,89	0,0224	2,15
	60	0,04	0,09	-2,76	52,58	1,38	2,10	55,34	0,60	26,31	92	0,015	4,60	0,0158	1,99
	70	0,05	0,10	-2,80	51,30	2,25	1,89	54,10	0,70	28,65	77	0,010	7,50	0,0109	2,30
	80	0,04	0,10	-3,09	54,04	1,46	2,51	57,13	0,80	22,79	71	0,022	4,88	0,0228	2,25
0 - 60 (psi)	24	0,43	1,23	0,09	61,24	12,06	32,19	61,14	0,24	1,90	255	0,0094	40,18	0,0098	22,75
	30	0,49	1,10	-3,35	61,57	18,86	24,54	64,91	0,30	2,65	216	0,0054	62,85	0,0058	25,00
	40	0,07	0,13	-3,02	75,11	2,95	2,58	78,12	0,40	30,25	195	0,0040	9,83	0,0045	3,10
	50	0,06	0,13	-2,91	76,34	2,67	2,55	79,25	0,50	31,13	158	0,0054	8,89	0,0059	2,95
	60	0,07	0,14	-3,06	73,14	2,77	2,94	76,20	0,60	25,96	127	0,0075	9,22	0,0082	3,26
	70	0,06	0,12	-3,50	77,60	2,55	2,56	81,10	0,70	31,71	116	0,0078	8,50	0,0085	2,91
	80	0,06	0,12	-2,40	81,69	2,32	2,41	84,09	0,80	34,93	105	0,0089	7,73	0,0097	2,70
0 - 80 (psi)	24	0,66	1,79	-4,07	78,34	20,45	45,33	82,41	0,24	1,82	343	0,0058	68,15	0,0061	35,57
	30	0,17	0,36	-4,01	77,81	7,11	7,70	81,83	0,30	10,63	273	0,0036	23,71	0,0039	8,48
	40	0,07	0,14	-4,97	86,29	2,90	2,83	91,26	0,40	32,19	228	0,0039	9,67	0,0042	3,26
	50	0,07	0,14	-3,48	86,44	2,90	2,86	89,92	0,50	31,49	180	0,0049	9,68	0,0054	3,27
	60	0,06	0,14	-4,76	86,27	2,66	2,88	91,03	0,60	31,60	152	0,0064	8,86	0,0070	3,17
	70	0,07	0,16	-3,94	88,03	2,93	3,36	91,97	0,70	27,40	131	0,0079	9,76	0,0085	3,61
	80	0,07	0,14	-3,55	88,27	2,87	2,87	91,82	0,80	31,96	115	0,0078	9,57	0,0086	3,27
0 - 100 (psi)	24	0,90	2,35	-2,77	98,70	29,36	58,17	101,47	0,24	1,74	422,80	0,0042	97,86	0,0044	48,46
	30	0,10	0,22	-1,98	95,79	3,73	4,98	97,77	0,30	19,63	325,90	0,0037	12,43	0,0039	5,02
	40	0,08	0,16	-1,87	99,54	3,25	3,36	101,42	0,40	30,18	253,54	0,0037	10,83	0,0040	3,77
	50	0,08	0,16	-3,42	101,06	3,11	3,39	104,48	0,50	30,79	208,96	0,0047	10,35	0,0051	3,72
	60	0,08	0,19	-1,65	101,47	3,37	4,10	103,12	0,60	25,17	171,87	0,0064	11,24	0,0068	4,30
	70	0,07	0,15	-3,03	102,84	3,06	3,14	105,87	0,70	33,76	151,24	0,0061	10,20	0,0066	3,53
	80	0,07	0,16	-2,49	103,75	2,87	3,43	106,24	0,80	30,98	132,80	0,0081	9,56	0,0087	3,62

Tabela 7.3 – Ajuste e identificação via método de Sundaresan & Krishnaswany e métodos de Ziegler-Nichols e Cohen-Coon (Válvula de saída).

Método de Sundaresan e Krishnaswany													Ziegler - Nichols		Cohen - Coon		
Válvula de saída	Aber-tura (%)	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
100-0 (psi)	24	0,90	3,98	53,84	239,09	99,52	-0,07	0,66	124,12	-99,60	0,24	-0,80	-414,98	-0,408	2,20	-0,4086	2,17
	30	0,52	2,22	31,24	133,25	99,77	-0,22	1,97	68,35	-99,99	0,30	-1,46	-333,31	-0,094	6,57	-0,0939	6,19
	40	0,10	0,33	6,10	19,63	100,99	-0,79	2,24	9,06	-101,78	0,40	-11,23	-254,46	-0,014	7,46	-0,0146	4,94
	50	0,04	0,11	2,46	6,37	100,34	-2,24	1,36	2,62	-102,58	0,50	-39,22	-205,16	-0,008	4,52	-0,0089	2,21
	60	0,03	0,08	2,06	4,85	100,07	-1,87	1,28	1,87	-101,94	0,60	-54,52	-169,90	-0,008	4,25	-0,0083	1,80
	70	0,03	0,07	1,78	4,35	99,96	-1,87	1,05	1,72	-101,83	0,70	-59,08	-145,48	-0,010	3,50	-0,0107	1,58
	80	0,03	0,07	1,71	4,19	100,92	-2,42	1,00	1,66	-103,34	0,80	-62,15	-129,17	-0,012	3,35	-0,0122	1,52
	24	0,27	1,16	16,35	69,57	100,74	42,86	1,07	35,66	-57,89	0,24	-1,62	-241,20	-0,1240	3,58	-0,1244	3,36
100-40 (psi)	30	0,05	0,17	3,24	10,35	99,92	45,15	1,21	4,76	-54,77	0,30	-11,51	-182,57	-0,0193	4,05	-0,0198	2,65
	40	0,10	0,19	5,92	11,14	101,04	40,62	4,47	3,50	-60,42	0,40	-17,29	-151,05	-0,0047	14,89	-0,0052	4,37
	50	0,05	0,10	3,16	3,00	100,80	40,62	3,24	-0,11	-60,18	0,50	566,22	-120,37	0,0002	10,79	-0,0004	0,33
	60	0,03	0,07	1,85	4,13	100,33	17,21	1,20	1,53	-83,12	0,60	-54,30	-138,54	-0,0083	4,01	-0,0089	1,57
	70	0,03	0,07	1,87	4,08	101,00	9,83	1,24	1,48	-91,16	0,70	-61,52	-130,23	-0,0082	4,15	-0,0089	1,57
	80	0,03	0,07	1,74	3,95	100,36	9,44	1,11	1,48	-90,93	0,80	-61,24	-113,66	-0,0106	3,70	-0,0113	1,49
	24	0,21	0,62	12,70	37,27	100,38	64,38	5,71	16,46	-35,99	0,24	-2,19	-149,97	-0,0173	19,02	-0,0179	11,12
	30	0,18	0,50	10,72	30,28	100,77	64,47	5,16	13,10	-36,30	0,30	-2,77	-120,99	-0,0189	17,20	-0,0196	9,53
100-60 (psi)	40	0,08	0,14	4,78	8,35	100,82	56,84	3,79	2,39	-43,97	0,40	-18,37	-109,93	-0,0052	12,64	-0,0059	3,24
	50	0,04	0,07	2,10	4,39	100,31	41,50	1,46	1,53	-58,81	0,50	-38,34	-117,62	-0,0080	4,87	-0,0087	1,71
	60	0,04	0,08	2,38	4,60	99,54	37,97	1,75	1,49	-61,57	0,60	-41,26	-102,62	-0,0075	5,84	-0,0083	1,81
	70	0,03	0,06	1,61	3,67	100,36	21,07	1,02	1,38	-79,29	0,70	-57,32	-113,28	-0,0107	3,41	-0,0115	1,39
	80	0,03	0,06	1,55	3,63	100,95	15,03	0,96	1,40	-85,92	0,80	-61,44	-107,40	-0,0122	3,19	-0,01	1,35
	24	0,18	0,44	10,77	26,12	100,31	82,86	6,42	10,29	-17,45	0,24	-1,70	-72,69	-0,0198	21,40	-0,0210	9,53
	30	0,03	0,06	1,60	3,62	99,31	77,56	1,03	1,36	-21,75	0,30	-16,03	-72,49	-0,0164	3,42	-0,0176	1,37
	40	0,06	0,10	3,71	6,14	98,80	72,93	3,05	1,62	-25,87	0,40	-15,94	-64,69	-0,0074	10,16	-0,0087	2,33
	50	0,03	0,06	1,59	3,81	100,67	49,83	0,97	1,48	-50,84	0,50	-34,26	-101,67	-0,0136	3,22	-0,0144	1,40
100-80 (psi)	60	0,03	0,07	1,95	4,01	99,52	56,41	1,38	1,38	-43,11	0,60	-31,30	-71,86	-0,0125	4,58	-0,0137	1,57
	70	0,02	0,06	1,46	3,53	100,29	38,67	0,87	1,39	-61,62	0,70	-44,35	-88,03	-0,0163	2,90	-0,0173	1,29
	80	0,02	0,06	1,46	3,52	101,70	35,88	0,88	1,38	-65,82	0,80	-47,75	-82,27	-0,0172	2,92	-0,0182	1,29

Tabela 7.4 – Parâmetros do controlador *feedforward* para perturbação de carga.

Delta de pressão	Abertura	t1	t2	t1*	t2*	Pi	Pf	td	τ	Bu	M	S	Kp <sub>L</sub>	Média Kp <sub>L</sub>
10	60	0,0500	0,2100	3,0010	12,6026	15,3778	17,5371	0,2466	6,4330	2,1593	0,3000	0,3357	7,1977	6,1107
	65	0,0499	0,2010	2,9949	12,0600	15,9032	18,1224	0,3960	6,0736	2,2192	0,4000	0,3654	5,5479	
	70	0,0497	0,2095	2,9814	12,5725	16,1684	18,9616	0,2298	6,4260	2,7932	0,5000	0,4347	5,5864	
Delta de pressão	Abertura	t1	t2	t1*	t2*	Pi	Pf	td	τ	Bu	M	S	Kp	Média Kp <sub>L</sub>
20	60	0,0484	0,2035	2,9056	12,2080	16,0809	19,9190	0,2370	6,2325	3,8381	0,4200	0,6158	9,1383	9,1383
Delta de pressão	Abertura	t1	t2	t1*	t2*	Pi	Pf	td	τ	Bu	M	S	Kp	Média Kp <sub>L</sub>
30	55	0,0458	0,1920	2,7500	11,5197	15,5039	18,4969	0,2343	5,8757	2,9930	0,3000	0,5094	9,9765	9,2023
	60	0,0448	0,1888	2,6863	11,3270	15,9898	19,7825	0,2074	5,7892	3,7927	0,4500	0,6551	8,4281	
Delta de pressão	Abertura	t1	t2	t1*	t2*	Pi	Pf	td	τ	Bu	M	S	Kp	Média Kp <sub>L</sub>
40	50	0,0507	0,1989	3,0435	11,9364	15,6959	18,6189	0,4950	5,9583	2,9230	0,3000	0,4906	9,7434	9,4274
	55	0,0369	0,1599	2,2159	9,5953	15,7871	19,4317	0,0980	4,9442	3,6446	0,4000	0,7371	9,1114	
Delta de pressão	Abertura	t1	t2	t1*	t2*	Pi	Pf	td	τ	Bu	M	S	Kp	Média Kp <sub>L</sub>
50	50	0,0507	0,1924	3,0404	11,5441	16,4025	18,0231	0,6048	5,6974	1,6206	0,3000	0,2844	5,4020	6,0750
	55	0,0364	0,1512	2,1837	9,0736	16,1603	19,3993	0,2075	4,6162	3,2390	0,4800	0,7017	6,7480	

