

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

**CONTROLE DA PRESSÃO ANULAR DE FUNDO DURANTE A
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

DISSERTAÇÃO

FREDERICO RIBEIRO BELFORT VIEIRA

2009



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

**CONTROLE DA PRESSÃO ANULAR DE FUNDO DURANTE A
PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO**

FREDERICO RIBEIRO BELFORT VIEIRA

Sob a Orientação de
Márcia Peixoto Vega Domiciano

E Co-orientação de
Maurício Cordeiro Mancini

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
Agosto de 2009

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

FREDERICO RIBEIRO BELFORT VIEIRA

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 Cordeiro Mancini, D. Sc., DEQ/UFRRJ
(Co-orientador)

José Carlos Costa da Silva Pinto, D.Sc., PEQ/COPPE

Enrique Luis Lima, D.Sc., PEQ/COPPE

DEDICATÓRIA

Essa dissertação é dedicada aos alunos da engenharia química da Universidade Rural. Eu desejo que vocês estudem cada vez mais, cresçam a cada dia e que saibam que sempre poderão contar com um “irmão mais velho” quando precisarem. Estou feliz e honrado de ter sido educado nesta casa e, por estarem seguindo essa trilha, por favor, procurem fazer o melhor possível para o desenvolvimento da nossa Universidade, que de fato, é nossa!

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a Deus por ter me dado saúde e sabedoria para realizar esse trabalho e assim continuar na infinita busca pelo saber.

Agradeço também ao meu pai Otávio e minha mãe Vera Lúcia (*in memoriam*) por terem me proporcionado os maiores bens que um homem precisa ter: o caráter e a boa educação, pois esse é o fundamento para que eu me cresça como pessoa e profissionalmente. Sei que sou abençoado pela família que tenho e estendo essa gratidão aos meus tios, tias e primos. Esses últimos que, muitas vezes, fizeram o papel dos irmãos que eu não tive.

Nesse curso de pós-graduação eu pude ver por outro prisma e estar mais próximo de duas pessoas que eu admiro e com meu coração carrego seu ensinamento. Essas pessoas são Márcia Peixoto Vega Domiciano e Maurício Cordeiro Mancini. Quero demonstrar meu agradecimento não nesse parágrafo apenas, mas em cada linha desse trabalho.

No entanto, seria injusto deixar de homenagear os demais professores do departamento de engenharia química em especial ao professor Lindoval Domiciano Fernandes por todo apoio na parte computacional e pelo suporte para alguns experimentos, à professora Dilma Alves da Costa por sua amizade e por seus conselhos e a professora Cláudia Scheid pela ajuda quanto aos detalhes da montagem experimental.

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

Sei que às vezes a vida é muito complicada, e, existem pessoas que podem com um sorriso, uma palavra amiga ou um abraço minimizar esses problemas. Se não fosse por meus “irmãos de engenharia” do mestrado, certamente minha passagem por esse curso seria mais difícil. Meu muito obrigado ao Eduardo Rangel, Cristiano, Rômulo, Agustinho, Cristiane, Adriana, Dani do Carmo, Izabel, Eduardo Paixão, Bruna Fiora e Carol Moura.

Não poderia deixar de citar as pessoas que podem não ser responsáveis por esse trabalho, mas o seu esforço e determinação refletem na sua qualidade. Essas pessoas são os alunos de graduação Luiz Henrique, Ramom Gabriel, Wylmar Perezynski, Natália Greco, Wagner Leandro, Marcela Galdino, Ernanda Bellumat e Dayene Matos.

Não posso deixar de mencionar meus irmãos de promessa escoteira, que são pessoas que cujo caráter e dignidade, me inspiram a continuar firme como voluntário apesar de tantas obrigações. E que apesar de sermos de áreas tão diferentes, temos o mesmo ideal, de dar esperança e contribuir para melhorar sofrida vida de tantas pessoas. Obrigado por não me deixarem desanimar.

Aproveito a oportunidade para agradecer também ao Lúcio e ao João. Por toda consideração, companheirismo, amizade e paciência com o meu ínfimo conhecimento acerca de sistemas elétricos. Graças a eles posso dizer que não sou um completo leigo no assunto apesar de tudo.

E agradeço a vida, pois eu poderia citar nomes de pessoas que são fundamentais pra mim como o Rodrigo, Paulo Eduardo, Fernando, Giselle, Marcelle, Polyanna, André, Francielle, Maísa e dentre tantos outros que levo no meu coração e posso chamá-los de amigos. Tenho convicção que é essa a maior dádiva que a vida nos pode proporcionar.

RESUMO

VIEIRA, Frederico Ribeiro Belfort. **Controle da pressão anular de fundo durante a perfuração de poços de petróleo.** 2009 124p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2009.

Um modelo matemático não linear (gás-líquido-sólido), representando um sistema de perfuração de poços de petróleo, foi desenvolvido a partir de balanços de massa e momento, objetivando a implementação de controle clássico PI usando a vazão da bomba de lama como variável manipulada para fins de controle de pressão anular de fundo. Uma unidade experimental foi construída para representar os problemas de controle comumente observados durante a perfuração de poços de petróleo: rastrear o valor desejado de pressão anular de fundo de modo a operar dentro de janelas operacionais e rejeitar distúrbios de densidade. O ajuste do controlador PI experimental baseou-se nos métodos de Ziegler-Nichols (malha aberta), Cohen-Coon e Ziegler-Nichols (malha fechada)

Palavras chave: controle de pressão, perfuração de poços, controle PI.

ABSTRACT

VIEIRA, Frederico Ribeiro Belfort. **Annulus bottom-hole pressure control during oil well drilling**. 2009 124p. Dissertation. (Master Science in Chemical Engineering, Chemical Technology). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica , RJ, 2009.

A non linear mathematical model (gas-liquid-solid), representing an oil well drilling system, was developed, based on mass and momentum balances, in order to implement classic control (PI), using mud pump flow rate as manipulated variable for controlling annulus bottom-hole pressure. An experimental unit was built in order to represent the control problems commonly observed in oil well drilling: tracking of the annulus bottom-hole pressure set point for respecting operational windows and rejection of density perturbation. Experimental PI controller tuning was performed based on Ziegler-Nichols (open loop), Cohen-Coon and Ziegler-Nichols (closed loop) tuning schemes.

Keywords: pressure control, well drilling, PI controller.

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1 - Estimacão de parâmetros do controlador por Ziegler-Nichols. | 11 |
| Tabela 2.2 - Estimacão de parâmetros do controlador por Cohen-Coon. | 11 |
| Tabela 2.3 – Parâmetros do controlador estimados pelo método da sensibilidade limite. | 12 |
| Tabela 3.1 - Análise de similaridade. | 18 |
| Tabela 3.2 - Taxas de cisalhamento equivalentes às velocidades de rotao no FANN 35 A. | 26 |
| Tabela 4.1 - Simbologia relacionando amplitude do degrau e abertura de válvula de choke. | 33 |
| Tabela 4.2 – Cores utilizadas para os testes de controle servo. | 38 |
| Tabela 1 - Dados de Tensão e taxa de deformaco para estimativa dos parâmetros de Ostwald-dewaele. | 56 |
| Tabela 2 - Dados de Tensão e taxa de deformaco para estimativa dos parâmetros de Ostwald-dewaele. | 56 |
| Tabela 3 - Parâmetros estimados para o modelo Ostwald-dewaele (power-law). | 57 |
| Tabela 4 - distribuico de tamanho por frequência da bentonita. | 58 |
| Tabela 5 - Curva de distribuico de tamanho da baritina. | 59 |
| Tabela 6 - Cálculo dos parâmetros do sistema pelo método da curva de reao. | 66 |
| Tabela 7 - Cálculo dos parâmetros do sistema pelo método de Sundaresan & Krishnaswany. | 67 |
| Tabela 8 – Parâmetros do controlador obtidos por uma sintonia de campo. | 68 |
| Tabela 9 - Teste da sensibilidade limite. | 71 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 - Esquema da trajetória percorrida pelo fluido durante a perfuração. | 1 |
| Figura 1.2 - Representação esquemática da perfuração. | 2 |
| Figura 1.3 - Janela operacional de poços em águas profundas. | 3 |
| Figura 2.1 - Esquema do sistema de perfuração (Nygaard, G.H., Naevdal, G., 2006). | 6 |
| Figura 2.2 - Malha de controle por realimentação. | 9 |
| Figura 2.3 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método da curva de reação. | 10 |
| Figura 2.4 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método de Sundaresan & Krishnaswany. | 11 |
| Figura 2.5 - Determinação do PU pelo método da sensibilidade limite (Fernandes Júnior, 2006). | 12 |
| Figura 3.1 - Esquema da unidade de controle de pressão anular de fundo. | 19 |
| Figura 3.2 - Bomba helicoidal de deslocamento positivo. | 20 |
| Figura 3.3 - agitador mecânico rápido de 1,5 cv. | 20 |
| Figura 3.4 - Impelidor tipo hélice naval. | 20 |
| Figura 3.5 - Inversor de frequência. | 21 |
| Figura 3.6 - medidor de vazão modelo RHM20. | 21 |
| Figura 3.7 - Transmissor modelo CMM01. | 21 |
| Figura 3.8 - Transmissor de pressão manométrica. | 22 |
| Figura 3.9 - Válvula proporcional pra controle de vazão. | 22 |
| Figura 3.10 - Unidade experimental para o controle de pressão anular. | 22 |
| Figura 3.11 - Programa feito em C++ com o objetivo de operar a unidade experimental. | 23 |
| Figura 3.12 - Picnômetro. | 24 |
| Figura 3.13 - Balança de lama (Bourgoyne Jr. et al. 1991). | 24 |
| Figura 3.14 – Gráfico log-log de tensão contra taxa de cisalhamento para determinar os parâmetros do modelo power-law. | 25 |
| Figura 3.15 - Viscosímetro FANN V. G. Metter modelo 35 A. | 25 |
| Figura 3.16 - Reômetro rheostress 1 da Haake. | 26 |
| Figura 3.17 - Sensor placa-placa. | 27 |
| Figura 3.18 - Analisador de partículas Malvern Mastersize 2000. | 27 |
| Figura 4.1 - Esquema de variáveis do modelo fenomenológico | 28 |
| Figura 4.2 - Controle da Pressão de fundo através da manipulação da vazão de entrada do fluido de perfuração. | 29 |
| Figura 4.3 – Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 25% de abertura da válvula de choke. | 31 |
| Figura 4.4 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 35% de abertura da válvula de choke. | 31 |
| Figura 4.5 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 45% de abertura da válvula de choke. | 31 |
| Figura 4.6 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 55% de abertura da válvula de choke. | 31 |
| Figura 4.7 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 65% de abertura da válvula de choke | 31 |
| Figura 4.8 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 75% de abertura da válvula de choke | 31 |
| Figura 4.9 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 95% de abertura da válvula de choke. | 32 |
| Figura 4.10 – Curva de reação e curva normalizada para 25% de abertura da válvula de choke. | 33 |
| Figura 4.11 - Curva de reação e curva normalizada para 35% de abertura da válvula de choke. | 33 |
| Figura 4.12 - Curva de reação e curva normalizada para 45% de abertura da válvula de choke. | 34 |
| Figura 4.13 - Curva de reação e curva normalizada para 55% de abertura da válvula de choke. | 34 |
| Figura 4.14 - Curva de reação e curva normalizada para 65% de abertura da válvula de choke. | 34 |
| Figura 4.15 - Curva de reação e curva normalizada para 65% de abertura da válvula de choke. | 35 |
| Figura 4.16 - Curva de reação e curva normalizada para 95% de abertura da válvula de choke. | 35 |
| Figura 4.17 - Curva de reação e curva normalizada para 23% de abertura da válvula de choke. | 35 |
| Figura 4.18 – Ajuste via método da curva de reação para 25% de abertura da válvula de choke. | 36 |
| Figura 4.19 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 25% de abertura da válvula de choke. | 36 |
| Figura 4.20 – Gráfico de pressão normalizada com implementação de degrau de 15 para 30 Hz, para todas as aberturas de válvula. | 37 |
| Figura 4.21 - Gráfico de pressão normalizada com implementação de degrau de 15 para 40 Hz, para todas as aberturas de válvula. | 37 |

| | |
|--|----|
| Figura 4.22 - Gráfico de pressão normalizada com implementação de degrau de 15 para 50 Hz, para todas as aberturas de válvula. | 37 |
| Figura 4.23 - Gráfico de pressão normalizada com implementação de degrau de 15 para 60 Hz, para todas as aberturas de válvula. | 37 |
| Figura 4.24 - Valor de pressão para 25% de abertura da válvula choke – Teste da sensibilidade limite. | 38 |
| Figura 4.25 - Frequência do inversor durante para 25% de abertura da válvula de choke - - Teste da sensibilidade limite. | 38 |
| Figura 4.26 - Variável controlada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke. | 39 |
| Figura 4.27 - Variável manipulada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke. | 39 |
| Figura 4.28 - Variável controlada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke. | 39 |
| Figura 4.29 - Variável manipulada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke. | 39 |
| Figura 4.30 - Variável controlada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke. | 40 |
| Figura 4.31 - Variável manipulada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke. | 40 |
| Figura 4.32 - Variável controlada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke. | 40 |
| Figura 4.33 - Variável manipulada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke. | 40 |
| Figura 4.34 - Variável controlada – Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke – Ajuste fino. | 41 |
| Figura 4.35 - Variável manipulada – Teste servo para 25% de abertura da válvula de choke – Ajuste fino. | 41 |
| Figura 4.36 - Variável controlada – Teste servo para 55% de abertura da válvula de choke – Ajuste fino. | 41 |
| Figura 4.37 - Variável manipulada – Teste servo para 55% de abertura da válvula de choke – Ajuste fino. | 41 |
| Figura 4.38 - Variável controlada – Teste servo para 95% de abertura da válvula de choke – Ajuste fino. | 42 |
| Figura 4.39 - Variável manipulada – Teste servo para 95% de abertura da válvula de choke – Ajuste fino | 42 |
| Figura 4.40 - Teste em malha aberta para 25% de abertura da válvula de choke – Variável controlada. | 43 |
| Figura 4.41 - Teste em malha aberta para 25% de abertura da válvula de choke – Variável manipulada. | 43 |
| Figura 4.42 - Teste em malha aberta para 25% de abertura da válvula de choke – Variável de carga. | 43 |
| Figura 4.43 - Teste em malha aberta para 55% de abertura da válvula de choke – Variável controlada. | 44 |
| Figura 4.44 - Teste em malha aberta para 55% de abertura da válvula de choke – Variável de carga. | 44 |
| Figura 4.45 - Teste em malha aberta para 55% de abertura da válvula de choke – Variável de carga. | 44 |
| Figura 4.46 - Teste em malha aberta para 95% de abertura da válvula de choke – Variável controlada. | 45 |
| Figura 4.47 - Teste em malha aberta para 95% de abertura da válvula de choke – Variável manipulada. | 45 |
| Figura 4.48 - Teste em malha aberta para 95% de abertura da válvula de choke – Variável de carga. | 45 |
| Figura 4.49 - Teste regulador para 25% de abertura da válvula de choke – Variável controlada. | 46 |
| Figura 4.50 - Teste regulador para 25% de abertura da válvula de choke - Variável manipulada. | 46 |
| Figura 4.51 - Teste regulador para 25% de abertura da válvula de choke - Variável de carga. | 46 |
| Figura 4.52 - Teste regulador (ajuste fino) para 25% de abertura da válvula de choke – Variável controlada. | 47 |
| Figura 4.53 - Teste regulador (ajuste fino) para 25% de abertura da válvula de choke – Variável manipulada | 47 |
| Figura 4.54 - Teste regulador (ajuste fino) para 25% de abertura da válvula de choke – Variável de carga. | 47 |
| Figura 4.55 - Teste regulador para 55% de abertura da válvula de choke – Variável controlada. | 48 |
| Figura 4.56 - Teste regulador para 55% de abertura da válvula de choke – Variável manipulada. | 48 |
| Figura 4.57 - Teste regulador para 55% de abertura da válvula de choke – Variável de carga. | 48 |
| Figura 4.58 - Teste regulador para 95% de abertura da válvula de choke – Variável controlada. | 49 |
| Figura 4.59 - Teste regulador para 95% de abertura da válvula de choke – Variável manipulada. | 49 |
| Figura 4.60 - Teste regulador para 95% de abertura da válvula de choke – Variável de carga. | 49 |
| Figura 1 - Dados de tensão e viscosidade contra taxa de cisalhamento ($\dot{\gamma}$ - tensão cisalhante (azul); $\dot{\gamma}$ - taxa de deformação; η - viscosidade aparente (vermelho)). | 57 |
| Figura 2 - Curva de distribuição granulométrica da bentonita. | 58 |
| Figura 3 - Curva de distribuição granulométrica da baritina. | 59 |
| Figura 4 - Ajuste via método da curva de reação para 35% de abertura da válvula de <i>choke</i> . | 63 |
| Figura 5 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 35% de abertura da válvula de <i>choke</i> . | 63 |
| Figura 6 - Ajuste via método da curva de reação para 45% de abertura da válvula de <i>choke</i> . | 63 |
| Figura 7 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 45% de abertura da válvula de <i>choke</i> . | 63 |
| Figura 8 - Ajuste via método da curva de reação para 55% de abertura da válvula de <i>choke</i> | 64 |
| Figura 9 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 55% de abertura da válvula de <i>choke</i> | 64 |
| Figura 10 - Ajuste via método da curva de reação para 65% de abertura da válvula de <i>choke</i> | 64 |
| Figura 11 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 65% de abertura da válvula de <i>choke</i> | 64 |
| Figura 12 - Ajuste via método da curva de reação para 75% de abertura da válvula de <i>choke</i> . | 64 |

| | |
|--|----|
| Figura 13 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 75% de abertura da válvula de <i>choke</i> | 64 |
| Figura 14 - Ajuste via método da curva de reação para 95% de abertura da válvula de <i>choke</i> . | 65 |
| Figura 15 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 95% de abertura da válvula de <i>choke</i> | 65 |
| Figura 16 - Teste de sensibilidade limite com 35% de abertura da válvula <i>choke</i> . | 69 |
| Figura 17 - Valor da frequência do inversor durante o teste a 35% de abertura da válvula. | 69 |
| Figura 18 - Teste de sensibilidade limite com 45% de abertura da válvula <i>choke</i> . | 69 |
| Figura 19 - Valor da frequência do inversor durante o teste a 45% de abertura da válvula. | 69 |
| Figura 20 - Teste de sensibilidade limite com 55% de abertura da válvula <i>choke</i> . | 69 |
| Figura 21 - Valor da frequência do inversor durante o teste a 55% de abertura da válvula. | 69 |
| Figura 22 - Teste de sensibilidade limite com 65% de abertura da válvula <i>choke</i> . | 70 |
| Figura 23 - Valor da frequência do inversor durante o teste a 65% de abertura da válvula. | 70 |
| Figura 24 - Teste de sensibilidade limite com 75% de abertura da válvula <i>choke</i> . | 70 |
| Figura 25 - Valor da frequência do inversor durante o teste a 75% de abertura da válvula. | 70 |
| Figura 26 - Teste de sensibilidade limite com 95% de abertura da válvula <i>choke</i> . | 70 |
| Figura 27 - Valor da frequência do inversor durante o teste a 95% de abertura da válvula. | 70 |
| Figura 28 - Teste servo da variável controlada com 55% de abertura referente a frequência de 30 Hz. | 72 |
| Figura 29 - Teste servo da variável manipulada com 55% de abertura referente a frequência de 30 Hz. | 72 |
| Figura 30 - Teste servo da variável controlada com 55% de abertura referente a frequência de 40 Hz. | 72 |
| Figura 31 - Teste servo da variável manipulada com 55% de abertura referente a frequência de 40 Hz. | 72 |
| Figura 32 - Teste servo da variável controlada com 55% de abertura referente a frequência de 50 Hz. | 73 |
| Figura 33 - Teste servo da variável manipulada com 55% de abertura referente a frequência de 50 Hz. | 73 |
| Figura 34 - Teste servo da variável controlada com 55% de abertura referente a frequência de 60 Hz. | 73 |
| Figura 35 - Teste servo da variável manipulada com 55% de abertura referente a frequência de 60 Hz. | 73 |
| Figura 36 - Teste servo da variável controlada com 75% de abertura referente a frequência de 30 Hz. | 74 |
| Figura 37 - Teste servo da variável manipulada com 75% de abertura referente a frequência de 30 Hz. | 74 |
| Figura 38 - Teste servo da variável controlada com 75% de abertura referente a frequência de 40 Hz. | 74 |
| Figura 39 - Teste servo da variável manipulada com 75% de abertura referente a frequência de 40 Hz. | 74 |
| Figura 40 - Teste servo da variável controlada com 75% de abertura referente a frequência de 50 Hz. | 75 |
| Figura 41 - Teste servo da variável manipulada com 75% de abertura referente a frequência de 50 Hz. | 75 |
| Figura 42 - Teste servo da variável controlada com 75% de abertura referente a frequência de 60 Hz. | 75 |
| Figura 43 - Teste servo da variável manipulada com 75% de abertura referente a frequência de 60 Hz. | 75 |
| Figura 44 - Teste servo da variável controlada com 95% de abertura referente a frequência de 30 Hz. | 76 |
| Figura 45 - Teste servo da variável manipulada com 95% de abertura referente a frequência de 30 Hz. | 76 |
| Figura 46 - Teste servo da variável controlada com 95% de abertura referente a frequência de 40 Hz. | 76 |
| Figura 47 - Teste servo da variável manipulada com 95% de abertura referente a frequência de 40 Hz. | 77 |
| Figura 48 - Teste servo da variável controlada com 95% de abertura referente a frequência de 50 Hz. | 77 |
| Figura 49 - Teste servo da variável manipulada com 95% de abertura referente a frequência de 50 Hz. | 77 |
| Figura 50 - Teste servo da variável controlada com 95% de abertura referente a frequência de 60 Hz. | 77 |
| Figura 51 - Teste servo da variável manipulada com 95% de abertura referente a frequência de 60 Hz. | 77 |

LISTA DE ABREVIACOES DE SIMBOLOS

| | |
|----------------|---|
| A | Área da seo transversal; |
| b(t) | Resposta da variável controlada; |
| Bu | Ganho do processo para o degrau unitário; |
| C | Coefficiente de descarga na restrição; |
| D | Diâmetro; |
| E/D | Rugosidade relativa da tubulação; |
| f | Fator de atrito; |
| g | Aceleração da gravidade ($m.s^{-2}$); |
| k | Parâmetro do modelo <i>power-law</i> (índice de consistência) ($Kg.m^{-1}.s^{n-1}$); |
| K _C | Ganho do controlador; |
| K _P | Ganho do processo; |
| L | Comprimento (m); |
| M | Magnitude do degrau; |
| m | Massa; |
| n | Parâmetro do modelo <i>power-law</i> (índice de comportamento); |
| P | Pressão. ($lb_f.in^{-2}$); |
| PI | Índice de produtividade; |
| PM | Peso molecular; |
| Pot | Potência da bomba; |
| Re | Número de Reynolds; |
| S | Coefficiente angular da reta tangente ao ponto de inflexão dividido pela magnitude da perturbação de grau (Bu/T); |
| t | Tempo (min). |
| td | Tempo morto (min); |
| v | Velocidade; |
| V | Volume; |
| vd | Velocidade de perfuração; |
| W | Vazão mássica; |

Letras gregas:

| | |
|----------------|---|
| α | Fração do componente na mistura sólido-líquido-gás; |
| γ | Taxa de deformação (s^{-1}); |
| μ | Viscosidade dinâmica ($Kg.m^{-1}.s^{-1}$); |
| μ_{ap} | Viscosidade aparente ($Kg.m^{-1}.s^{-1}$); |
| ρ | Massa específica do fluido ($Kg.L^{-1}$); |
| τ | Tensão cisalhante ($Kg.m^{-1}.s^{-2}$); |
| T _I | Tempo integral; |
| T _D | Tempo derivativo; |
| ω | Velocidade de rotação; |
| ϕ | Ângulo de torção; |
| T | Constante de tempo. |

Sub-índices:

| | |
|-------|-----------------------------------|
| a | região anular (<i>annulus</i>); |
| atm | atmosférico; |
| Bit | broca; |
| Bot | fundo (<i>bottom</i>); |
| c | compressão; |
| Choke | válvula <i>choke</i> ; |

| | |
|------|--|
| d | coluna de perfuração (<i>drillstring</i>); |
| f | perda por atrito; |
| G | gás; |
| h | hidráulica (o); |
| l | líquido; |
| mix | mistura gás-sólido-líquido; |
| Mod | modelo; |
| Prot | protótipo. |
| Pump | bomba; |
| Res | reservatório; |
| S | sólido; |

SUMÁRIO

| | |
|---|----|
| 1. INTRODUÇÃO | 1 |
| 2. REVISÃO DE LITERATURA | 5 |
| 2.1. A perfuração. | 5 |
| 2.2. O fluido de perfuração. | 7 |
| 2.3. Técnicas de controle clássico. | 8 |
| 2.3.1. Identificação do processo. | 9 |
| 2.3.1.1 Método da curva de reação. | 10 |
| 2.3.1.2 Método de Sundaresan & Krishnaswamy. | 10 |
| 2.3.2. Estimação dos parâmetros do controlador. | 11 |
| 2.4. Controle de pressão anular de fundo. | 12 |
| 3. MATERIAL E MÉTODOS. | 16 |
| 3.1. Análise de similaridade. | 16 |
| 3.2. Unidade experimental de controle de pressão anular de fundo. | 18 |
| 3.2. O fluido de perfuração. | 23 |
| 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES | 28 |
| 4.1. Simulação. | 28 |
| 4.2. Experimentos. | 30 |
| 4.2.1. Análise de não linearidade do sistema. | 30 |
| 4.2.2. Identificação da planta. | 32 |
| 4.2.3 Controle clássico. | 37 |
| 4.2.3.1. Teste servo. | 38 |
| 4.2.3.2 Teste regulador. | 42 |
| 5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS | 50 |
| BIBLIOGRAFIA | 51 |
| ANEXOS | 54 |

CAPÍTULO I

1. INTRODUÇÃO

Registros históricos da utilização do petróleo remontam a 4000 a.C.. Os povos da Mesopotâmia, do Egito, da Pérsia e da Judéia já utilizavam o betume para pavimentação de estradas, aquecimento e iluminação de casas, bem como lubrificantes. No início da era cristã, os árabes davam ao petróleo fins bélicos e de iluminação (Cepa, 1999).

No Brasil, a primeira sondagem foi realizada no município de Bofete no estado de São Paulo, entre 1892 e 1896, por iniciativa de Eugênio Ferreira de Camargo. Ele foi responsável pela primeira perfuração, até a profundidade de 488 metros, que teve como resultado apenas água sulfurosa. Em 1932 foi instalada a primeira refinaria de petróleo do país, a Refinaria Rio-grandense de Petróleo, em Uruguaiana, a qual utilizava petróleo importado do Chile, entre outros países. Foi somente no ano de 1939 que foi descoberto óleo em Lobato (Salvador), no estado da Bahia.

A fase mais custosa da exploração de petróleo é, geralmente, a perfuração. Essa etapa consiste na aplicação de um peso sobre a sonda de perfuração que é composta por uma torre metálica que sustenta a coluna de perfuração com uma broca na sua extremidade. A coluna de perfuração é composta por tubos de cerca de 9 metros de comprimento que são conectados entre si (Vega *et al.*, 2007).

A perfuração é feita através do movimento de rotação que é transmitido à broca pela coluna. O fluido de perfuração é bombeado através da coluna de perfuração passando pelos furos da broca e subindo pela região anular em direção à válvula de *choke* (Figura 1.1). O fluido de perfuração é utilizado para evitar o desmoronamento das paredes do poço, conduzir os fragmentos oriundos da perfuração até a superfície, lubrificar a broca e a coluna de perfuração e estabelecer um gradiente de pressão ao longo do poço (Figura 1.2).

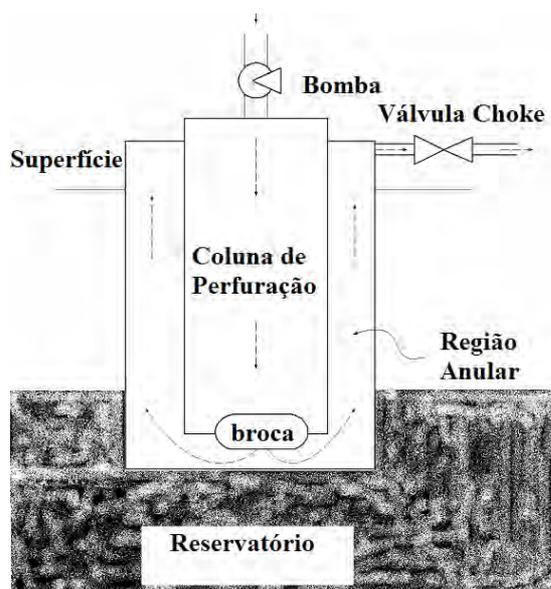


Figura 1.1 - Esquema da trajetória percorrida pelo fluido durante a perfuração.

Controlar a pressão anular de fundo pode ser uma tarefa difícil caso o fluido utilizado seja uma mistura gás-líquido, pois a presença de cortes de água ou gás na lama de perfuração

contribui para a diminuição da densidade da mistura e o aparecimento de um comportamento não linear. Nygaard *et al.*, (2004) enfatizam a importância em manter a pressão anular de fundo balanceada com a pressão nos poros do reservatório é importante, se a pressão no fundo do poço for maior que nos poros do reservatório, o fluido de perfuração terá a tendência de invadir a formação rochosa. A invasão do fluido de perfuração pode provocar a degradação da rocha reservatório, diminuindo a produtividade do poço. Todavia, se a pressão nos poros do reservatório for maior que a pressão no fundo do poço, haverá invasão dos fluidos nativos em direção ao poço. Essa invasão pode ser controlável (*kick*) ou incontrolável (*blowout*).

A pressão anular de fundo (Equação 1.1) pode ser calculada pelo somatório das pressões de compressão, hidrostática, perdas por atrito, diferencial de pressão na válvula *choke* e pressão atmosférica.

$$P_{a,bot} = P_{ac} + P_{ah} + \Delta p_{af} + \Delta p_{choke} + P_{atm} \quad (1.1)$$

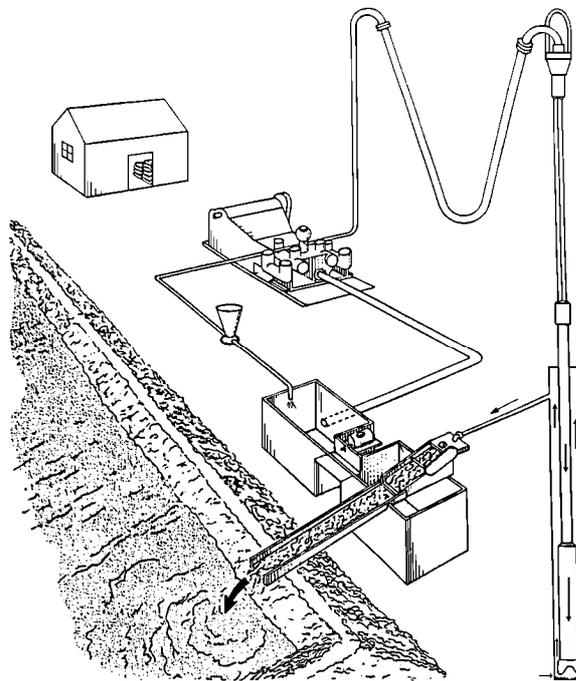


Figura 1.2 - Representação esquemática da perfuração.

Durante a perfuração de poços, eventualmente ocorrerão distúrbios que causam flutuações na pressão. Podem ser citadas como fontes de distúrbios o aumento da pressão com o aumento do comprimento do poço e o procedimento de conexão de tubos, que é realizado durante a perfuração, em intervalos de tempo iguais. Durante a junção dos tubos, interrompem-se a perfuração e o bombeamento de fluido de perfuração. Em seguida, um novo seguimento de duto é conectado, e somente então o bombeamento de fluido de perfuração é reiniciado, assim como a perfuração. Este procedimento, especialmente a interrupção e o reinício do bombeamento do fluido de perfuração produz flutuações de vazão, e por conseqüência, perturbações na pressão do poço. A permeabilidade e a pressão nos poros do reservatório são parâmetros que influenciam no influxo dos fluidos nativos em direção ao poço, alterando a vazão e densidade do fluido que circula no sistema, resultando na alteração da pressão.

Nos processos de exploração de poços de petróleo, a perfuração é dita *overbalanced* ou convencional, quando a pressão anular de fundo de poço é maior que a pressão da formação, destacando que a pressão dentro do poço não deve ultrapassar o valor da pressão de fratura da formação. A densidade do fluido de perfuração (lama de perfuração) deve ser

manipulada de forma que a pressão anular de fundo seja superior à pressão nos poros (limite mínimo) e inferior à pressão de fratura (limite máximo), na perfuração convencional. Desse modo, a pressão anular de fundo 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 anular de fundo deve ser menor que a pressão de fratura da rocha reservatório, para evitar danos à formação. Vale ressaltar que o material removido durante a perfuração é substituído pela lama, que tem, além de outras funções, o papel de restabelecer o equilíbrio instalado anteriormente ao processo de perfuração. Caso esse equilíbrio não seja alcançado, algum tipo de ruptura (fratura – ruptura por tração ou colapso – ruptura por compressão) é gerada. A fratura produz invasão da lama em direção à formação, podendo, em seguida, ocorrer um *kick*, caso a formação contenha gás. O colapso pode produzir o efeito de desmoronamento das paredes, aumentando a deposição de partículas, principalmente em poços horizontais, restringindo a área de deslocamento e produzindo picos de pressão. O colapso dos poros produz redução de permeabilidade na formação, diminuindo a produtividade do poço. A Figura 1.3 ilustra uma janela operacional típica de uma perfuração *offshore*.

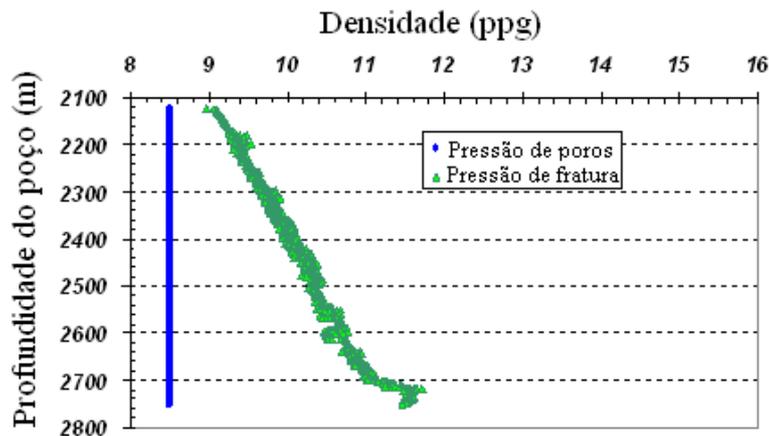


Figura 1.3 - Janela operacional de poços em águas profundas.

Dessa forma, o fluido terá a tendência de invadir a rocha reservatório o que pode causar um dano irreversível ao reservatório reduzindo sua permeabilidade e reduzindo a produtividade do poço. Nos casos em que a pressão no interior do poço é mantida intencionalmente menor que a pressão da formação, a perfuração é definida como *underbalanced*. No entanto, o poço estará mais sujeito à ocorrência de *kicks* e *blowouts*. Atualmente, há equipamentos que previnem o *blowout*, introduzindo a possibilidade de operação empregando a pressão no poço inferior a do reservatório. A perfuração de poços nessa condição apresenta o benefício de que a formação rochosa sofre menos avarias, conduzindo a uma maior produção de óleo. 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. Outro benefício seria a possibilidade de operação empregando-se elevadas taxas de penetração, o que reduz os custos, já que a operação de perfuração custa em média US\$ 22000/dia.

Esta dissertação de mestrado apresenta no capítulo I uma introdução sobre o tema perfuração de poços de petróleo, ressaltando os principais fenômenos que governam o processo; no Capítulo II há uma revisão de literatura sobre sistemas de perfuração e técnicas de controle clássico, aplicadas, nesta dissertação, em estudos de simulação e em uma unidade

experimental; no Capítulo III são apresentadas as metodologias experimentais empregadas; no Capítulo IV há uma discussão dos resultados obtidos; no Capítulo V são relatadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros, no Capítulo VI estão listadas as referências bibliográficas e, por fim, há o anexo, registrando as informações experimentais de todos os testes de controle implementados (Anexo A até G) e os artigos publicados em decorrência dos resultados obtidos nesta dissertação (Anexo H).

CAPÍTULO II

2. REVISÃO DE LITERATURA

2.1. A perfuração.

Durante a perfuração de poços de petróleo, o fluido de perfuração é bombeado através coluna de perfuração (*drillstring*) até a broca, e retorna para a superfície pela região anular compreendida entre a coluna de perfuração e as paredes do poço. Dessa forma, os cascalhos da perfuração que são formados retornam à superfície, sendo carregados pelo fluido. Uma vez na superfície, a mistura fluido-cascalho é submetida a um processo de separação (peneiras e hidrociclones) a fim de que o fluido seja reutilizado. O fluido separado é re-injetado para continuar exercendo suas funções típicas (Araújo 2005).

A coluna de perfuração consiste em vários segmentos de tubos unidos entre si. À medida que o poço vai sendo perfurado, vão sendo adicionados novos segmentos por meio do procedimento de conexão de tubos. No trabalho de Nygaard *et al* (2006)^b este procedimento está descrito em cinco etapas: em primeiro lugar desliga-se a rotação da coluna, posteriormente interrompe-se o bombeio do fluido de perfuração. Em seguida, um novo segmento de tubo é adicionado. Ato contínuo volta-se a ligar o bombeamento da lama de perfuração e, finalmente, a rotação da coluna. Este procedimento causa flutuações na quantidade de fluido que é bombeado, alterando a pressão anular de fundo e, assim, atuando como fonte de distúrbios para a malha fechada.

Gonçalves (2008) enfatizou a importância do controle rigoroso de dois parâmetros durante o processo de perfuração de poços de petróleo: a velocidade do fluido e a pressão de bombeio de fluido de perfuração ao longo do poço. Velocidades altas implicam em possibilidades de provocar erosão, enquanto velocidades muito baixas podem ser insuficientes para transportar o cascalho. Simultaneamente, pressões excessivas podem causar fratura das rochas, ao passo que pressões insuficientes dificultam o bombeamento e podem permitir o fluxo de fluidos da formação para o interior do poço.

Os sistemas de perfuração de poços de petróleo podem ser caracterizados pelo balanceamento entre a pressão exercida pelo fluido de perfuração contra a parede do poço e a pressão de poros na área da formação, próxima àquela parede, que é a pressão abaixo da qual os fluidos da formação migram para dentro do poço. A atuação das respectivas pressões acontece na região anular compreendida entre a coluna de perfuração e a parede do poço, conforme apresentado na Figura 2.1.

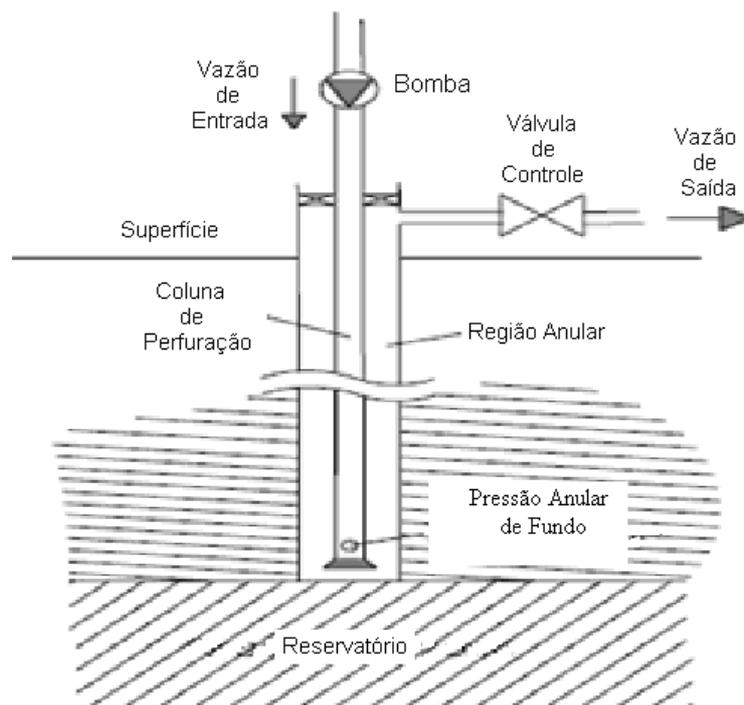


Figura 2.1 - Esquema do sistema de perfuração. (Nygaard, G.H., Naevdal, G., 2006)

A técnica de perfuração convencional (conhecida também como *overbalanced drilling*) consiste em manter as pressões no poço superiores às pressões na rocha reservatório de modo a evitar influxos de fluidos nativos para dentro do poço. Tais influxos acarretariam sérios problemas de segurança. Por outro lado, como o diferencial de pressão do poço para formação é sempre positivo, o fluido apresentará uma tendência de invadir a rocha reservatório podendo provocar danos à matriz porosa (Waldmann *et al*, 2006).

Como a perfuração de um poço pode chegar a 6 (seis) milhões de dólares (Dodson e Schmidt 2004), incrementos tecnológicos não visam apenas superar dificuldades técnicas, mas também, atender às necessidades econômicas. Há uma taxa de penetração mínima que torna viável economicamente a produção do óleo. Além disso, a invasão do fluido pode prejudicar a produtividade do poço, aumentando o tempo de operação e também aumentando a possibilidade de obtenção de amostras contaminadas. Vale ressaltar que amostras inadequadas em poços exploratórios podem levar a uma avaliação imprecisa quanto à viabilidade econômica do poço (Waldmann *et al* 2006).

Atualmente, diferentes equipamentos são empregados para a prevenção do *blowout*, tornando possível perfurar com pressão do poço inferior a pressão no reservatório (*underbalanced drilling*). Este tipo de perfuração apresenta a vantagem de danificar com menor intensidade a formação porosa, já que as partículas provenientes da perfuração não penetram nela. Portanto, esta forma de perfuração aumenta o desempenho do poço quando este é colocado em produção.

Nygaard *et al*, (2004a) propuseram a injeção de gás nitrogênio através da coluna de perfuração como uma maneira de se manter as condições para o processo *underbalanced*. Esses pesquisadores apontaram algumas variáveis que afetam a pressão anular do poço: a composição do fluido de perfuração, que influencia na pressão hidrostática do poço; a perda por atrito que está relacionada com a velocidade e a composição do fluido de perfuração; a abertura da válvula de *choke* que influencia diretamente na pressão diferencial, válvula esta que pode ser usada como elemento final de controle da pressão anular de fundo.

2.2. O fluido de perfuração.

Os fluidos de perfuração podem ser conceituados como misturas frequentemente líquidas destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo.

Também chamados de lamas, os fluidos de perfuração são tradicionalmente classificados de acordo com o seu constituinte principal em: fluidos à base de gás, fluidos à base de óleo e fluidos à base de água, (Pereira, 2006). Recentemente, uma nova classe foi desenvolvida, são os chamados fluidos sintéticos (Caenn e Chillingar, 1996). Esse tipo de fluido é aplicado em situações mais severas de perfuração, em substituição aos fluidos à base de óleo, mas os fluidos à base de água são os mais utilizados em todo o mundo, sendo considerados ecologicamente seguros. Mesmo com o desenvolvimento de novos tipos de fluidos, as principais empresas de sondagem do Brasil dão preferência aos tradicionais fluidos à base de água e argilas bentoníticas, sendo que a Petrobrás S.A. utiliza este tipo de fluido tanto em perfurações terrestres quanto marítimas.

Fluidos de perfuração desempenham funções essenciais, elas são, segundo Farias *et al*, (2006): resfriar e lubrificar a broca; limpar o fundo do poço dos detritos de perfuração; estabilizar as pressões de subsuperfície; permitir uma adequada avaliação da formação geológica; reduzir o atrito entre a haste de perfuração e as paredes do poço; formar um filme de baixa permeabilidade (reboco) nas paredes do poço, prevenindo processos de filtração e impedindo o inchamento de argilas hidratáveis da formação. Essas funções fazem com que os fluidos sejam indispensáveis à indústria de petróleo, sendo o elemento mais importante na operação de perfuração.

Entretanto, cada uma dessas funções, a qualquer momento, pode sobrepujar as demais de acordo com o tipo de perfuração que é realizada, como explicam Caenn e Chillingar (1996). Segundo estes pesquisadores, no caso da perfuração horizontal a limpeza do fundo e a manutenção da integridade do poço são as variáveis mais importantes e quando se trata de perfuração de solos frágeis, a prevenção de danos à formação rochosa torna-se preponderante. Segundo Barret e Eugene (2005), fluidos base água têm a vantagem de possuir custo baixo a moderado devido a facilidade de se encontrar água e pode ser feito com água doce ou salgada (perfuração *onshore* ou *offshore*). Este tipo de lama proporciona uma perfuração rápida em formações estáveis. Pereira, (2006) salientou a aplicação de bentonita aos fluidos de base aquosa com a finalidade de melhorar a limpeza do espaço anular, reduzir a invasão na formação devido à formação de reboco, e manter a estabilidade da parede de poços mal cimentados.

Fluidos à base de óleo, segundo Araújo (2005) conferem à perfuração maior estabilidade térmica e estrutural (indicados para poços horizontais), maior capacidade de lubrificação e resfriamento da coluna e da broca de perfuração e menor taxa de corrosão dos equipamentos. Entretanto, Barret e Eugene (2005) avaliaram seus custos como sendo de moderado à alto, sendo indicados para reservatórios de baixa pressão superficial. Fluidos base óleo necessitam de adição de água para aumentar sua densidade e assim facilitar o carreamento do cascalho produzido pela broca de perfuração e, dependendo do óleo que for usado, existem restrições ambientais na utilização do mesmo. Já os fluidos de base sintética são os de maior custo de fabricação e, no entanto, os de menor custo de manutenção. São fluidos sintetizados à base de hidrocarbonetos ou ésteres, e podem ser aplicados a qualquer tipo de operação de perfuração até 232 °C. Segundo Ferreira (2003), as lamas sintéticas são normalmente utilizadas quando o uso das lamas base água é impraticável e o descarte dos resíduos das lamas base óleo é restrito.

Já Pereira (2006) não apenas salientou a menor aplicabilidade de fluidos base óleo, mas também afirmou que sua utilização está situada entre 5 e 10% dos casos, devido à sua eco-toxicidade, formação de resíduos e alto custo. No entanto, estes fluidos fornecem alto

desempenho na perfuração tendo em vista a sua lubricidade e atributos de estabilização do poço.

Na produção de fluido de perfuração, muitos pesquisadores têm estudado a influência da adição de diferentes tipos de argila (bentonita) e água para a fabricação de fluidos de perfuração. Campos *et al*, (2007) estudaram essa influência na reologia dos fluidos de perfuração. Além destes pesquisadores, Caenn e Chillingar (1996) fizeram uma revisão sobre o panorama tecnológico de fluidos de perfuração, incluindo alguns fluidos para perfuração horizontal e perfuração de alcance estendido. Esta revisão também relatou quais os aditivos poliméricos usualmente utilizados, visando à obtenção de lamas base água modificadas para adquirir características de lamas base óleo. Amorim *et al* (2008) desenvolveram compostos a base de bentonita e polímeros para uso em fluidos de perfuração à base de água. Para tanto, foram estudadas amostras de argila bentonítica sódica, carboximetilcelulose (CMC) e poliacrilamida (PAM). Os compostos poliméricos, em três diferentes concentrações, foram misturados à argila seca. Em seguida, foram preparados os fluidos de perfuração e determinadas as viscosidades aparente e plástica, o limite de escoamento e o volume de filtrado, de acordo com as normas da Petrobrás S.A.. Os resultados das análises mostraram que a aditivação da bentonita com o composto polimérico, permitiu a obtenção de uma mistura com melhores propriedades reológicas e de filtração.

2.3. Técnicas de controle clássico.

O controle de pressão anular de fundo empregando-se a vazão de fluido de perfuração como variável manipulada é o objetivo primordial deste trabalho de dissertação de mestrado. Uma estratégia de controle clássico foi implementada para os testes de controle servo e regulador (rejeições de perturbações típicas do processo de perfuração, quais sejam: procedimento de conexão de tubos, permeabilidade do reservatório, modificação de velocidade de perfuração e invasão de lama de perfuração). Vale ressaltar que o processo de perfuração é um sistema inerentemente dinâmico e que não alcança um estado estacionário em decorrência do contínuo aumento do comprimento do poço e das diversas interrupções e partidas da bomba de lama. O diagrama de blocos genérico representado na Figura 2.2 apresenta as seguintes variáveis, exemplificando o sistema de controle de pressão anular de fundo durante o processo de perfuração:

- $y'(s)$ – variável controlada (pressão anular de fundo).
- $Y'_{sp}(s)$ – valor desejado (*set point* de pressão anular de fundo).
- $E'(s)$ – sinal de erro.
- $P'(s)$ – saída do controlador.
- $m'(s)$ – variável manipulada (vazão de fluido de perfuração).
- $L'(s)$ – variável de carga ou perturbação (velocidade de perfuração, conexão de tubos, permeabilidade do reservatório).
- $b'(s)$ – valor medido de $y'(s)$.
- G_c – função de transferência do controlador.
- G_v – função de transferência do elemento final de controle
- G_p – função e transferência do processo.
- G_L – função de transferência da carga ou perturbação.
- G_m - função de transferência do sensor ou transmissor.

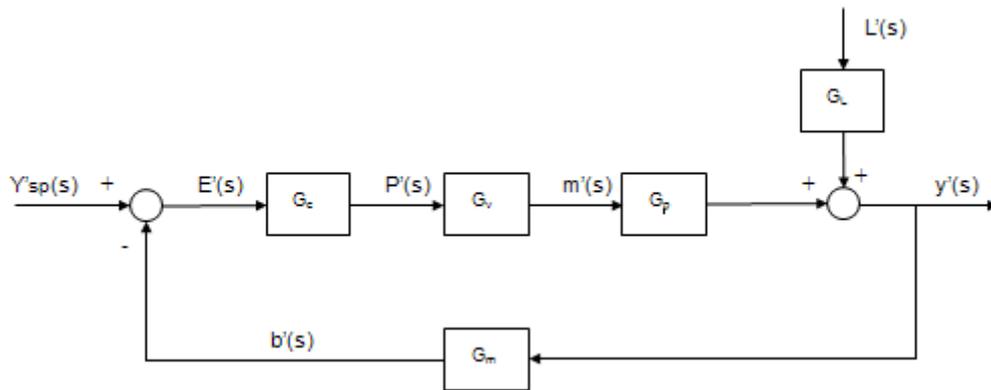


Figura 2.2 - Malha de controle por realimentação.

Seborg *et al.* (1989) relataram que a ação do controle por realimentação é realizada da seguinte forma: primeiramente é feita a medição da variável de saída com um dispositivo de medida apropriado. O valor medido $b'(s)$ é comparado com o valor desejado $Y'_{sp}(s)$ e assim, é gerado o sinal de erro que é alimentado no controlador. Em seguida, com o objetivo de minimizar o sinal de erro, o controlador modifica o valor da variável manipulada $m'(s)$. No entanto, o controlador não afeta diretamente a variável manipulada, mas sim através de um elemento final de controle. O tipo de controlador por realimentação utilizado para o sistema de perfuração foi o PI, cuja característica marcante é eliminar o desvio permanente. A equação do controlador PI (Equação 2.1) na forma de velocidade é atraente em relação à forma de posição (Equação 2.2), porque não requer o cálculo do somatório, especificação do termo estacionário p_s e é menos propensa à saturação.

$$\Delta p_n = p_n - p_{n-1} = k_c \left[(e_n - e_{n-1}) + \frac{\Delta t}{T_I} e_n \right] \quad (2.1)$$

$$p_{n-1} = p_s + k_c \left[e_{n-1} + \frac{\Delta t}{T_I} \sum_{k=1}^{n-1} e_k \right] \quad (2.2)$$

Vale ressaltar que a ação integral deve ser usada no algoritmo de velocidade, caso contrário não haverá dependência com o valor desejado (no caso deste permanecer constante). Por fim, a ação derivativa não foi empregada por que há ruído devido à turbulência do fluido, mudanças na abertura da válvula e vibração da bomba.

2.3.1. Identificação do processo.

O desenvolvimento de um modelo matemático rigoroso pode não ser viável para processos complexos envolvendo um grande número de equações diferenciais e parâmetros desconhecidos. Uma estratégia alternativa é desenvolver um modelo (estacionário ou dinâmico) empírico, a partir de dados experimentais. Modelos empíricos estacionários são polinômios relacionando uma saída com uma entrada, sendo empregados para calibração de instrumentos e otimização. Modelos empíricos dinâmicos são usualmente funções de transferência de baixa ordem (primeira ou segunda ordem com/sem tempo morto), sendo empregados para analisar o comportamento dos processos frente a distúrbios e estudar o desempenho de um sistema de controle.

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

2.3.1.1 Método da curva de reação.

O método da curva de reação realiza um único teste com o controlador em modo manual (malha aberta). Efetua-se uma pequena perturbação degrau na saída do controlador e mede-se a resposta do processo $b(t)$. Esta resposta ao degrau é denominada curva de reação do processo.

Para definir o tempo morto (t_d) e a constante de tempo do processo (T), é preciso traçar uma reta tangente ao ponto de inflexão de acordo com a Figura 2.3.

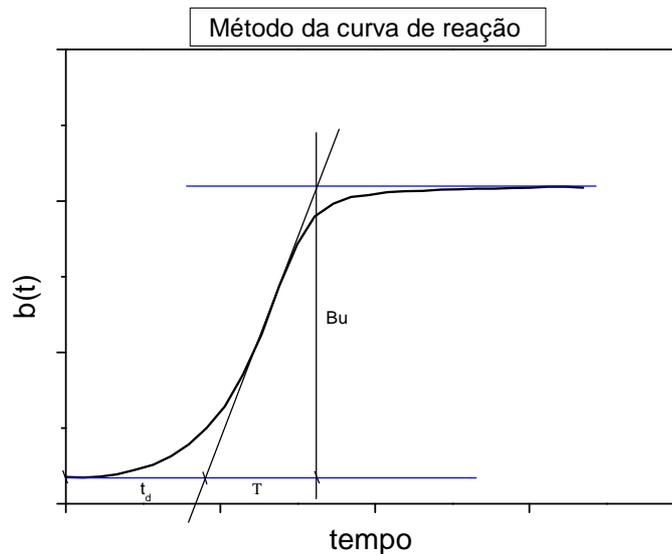


Figura 2.3 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método da curva de reação.

2.3.1.2. Método de Sundaresan & Krishnaswany.

O método de Sundaresan & Krishnaswany não emprega o ponto de inflexão, que é difícil de ser visualizado quando a resposta apresenta ruído. Estes pesquisadores calcularam o tempo no qual a variável de saída atinge 35,3% (t_1) e 85,3% (t_2) do seu valor final e a partir das Equações 2.3 e 2.4 são estimados o tempo morto e a constante de tempo do sistema. A Figura 2.4 ilustra os valores de t_1 e t_2 calculados na resposta ao degrau.

$$t_d = 1,3t_1 - 0,29t_2 \quad (2.3)$$

$$T = 0,67(t_2 - t_1) \quad (2.4)$$

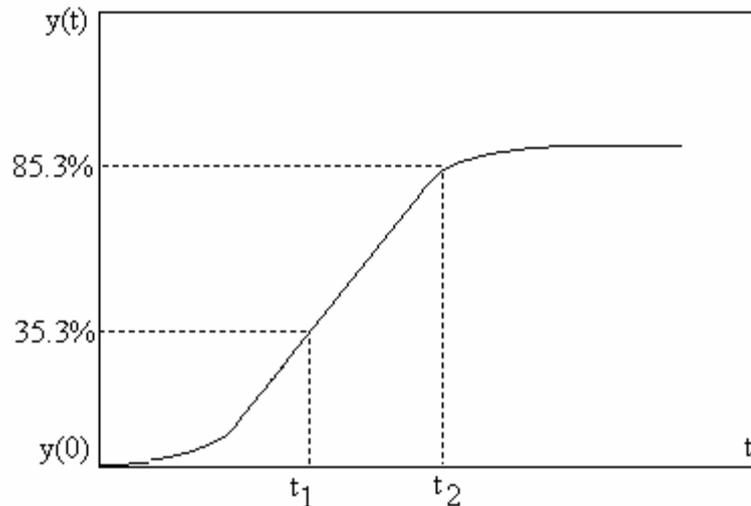


Figura 2.4 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método de Sundaresan & Krishnaswany.

2.3.2. Estimação dos parâmetros do controlador.

Neste trabalho de dissertação de mestrado, o ajuste do controlador foi realizado empregando-se os métodos de Ziegler-Nichols (Ziegler-Nichols, 1942), Cohen-Coon (Cohen-Coon, 1953) e sensibilidade limite (Ziegler-Nichols, 1942). 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, da constante de tempo e do tempo morto do processo. Vale ressaltar que os parâmetros do controlador são uma função do grupo adimensional td/T .

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

| <i>Controlador</i> | K_C | T_I | T_D |
|--------------------|-------------------|----------|---------|
| P | $\frac{1}{tdS}$ | - | - |
| PI | $\frac{0,9}{tdS}$ | $3,33td$ | - |
| PID | $\frac{1,2}{tdS}$ | $2td$ | $0,5td$ |

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

| <i>Controlador</i> | K_C | T_I | T_D |
|--------------------|---|---|------------------------------------|
| P | $\frac{1}{k_p} \frac{T}{td} \left(1 + \frac{td}{3T} \right)$ | - | - |
| PI | $\frac{T}{K_p td} \left(0,9 + \frac{td}{12T} \right)$ | $\frac{td \left(30 + \frac{3td}{T} \right)}{9 + \frac{20td}{T}}$ | - |
| PID | $\frac{1}{k_p} \frac{T}{td} \left(\frac{4}{3} + \frac{td}{4T} \right)$ | $td \frac{\left(32 + 6 \frac{td}{T} \right)}{13 + 8 \frac{td}{T}}$ | $td \frac{4}{11 + 2 \frac{td}{T}}$ |

O método da sensibilidade limite caracteriza o processo através do seu ganho último (K_{CU}) e período último (P_U), requerendo o seguinte procedimento em malha fechada:

- Eliminar as ações integral e derivativa.
- Ajustar K_C em um valor baixo e colocar o controlador em modo automático.
- Implementar uma pequena mudança no valor desejado ou na carga e observar a resposta na variável controlada.
- Aumentar K_C com incrementos discretos, e fazer uma outra perturbação no valor desejado ou na carga.
- Repetir o passo anterior até que apareça uma oscilação sustentada de amplitude constante. Este é o ganho último K_{CU} . O período de oscilação sustentada (Figura 2.5) é o período último P_U .

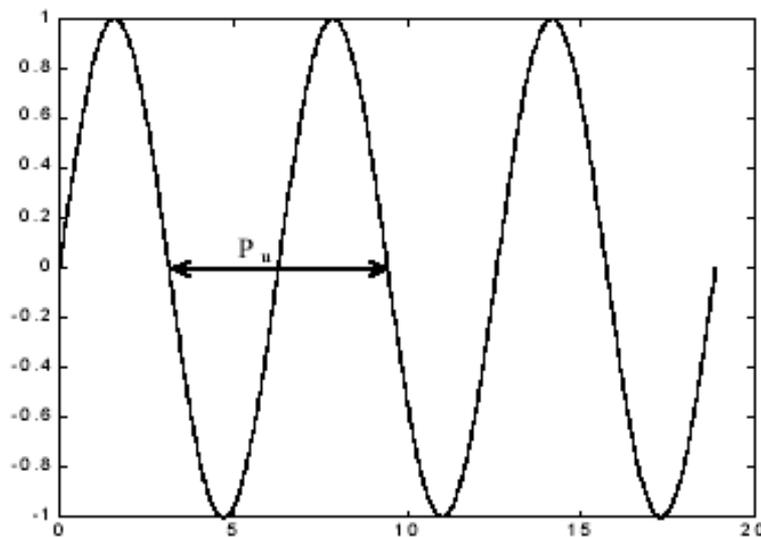


Figura 2.5 - Determinação do P_U pelo método da sensibilidade limite (Fernandes Júnior, 2006).

Com a obtenção dos valores de K_{CU} e P_U calculam-se os parâmetros do controlador como mostrado na Tabela 2.3.

Tabela 2.3. – Parâmetros do controlador estimados pelo método da sensibilidade limite.

| Controlador | K_C | T_I | T_D |
|-------------|--------------|-------------------|-------------------|
| P | $0,5K_{CU}$ | - | - |
| PI | $0,45K_{CU}$ | $\frac{P_U}{1,2}$ | - |
| PID | $0,6K_{CU}$ | $\frac{P_U}{2,0}$ | $\frac{P_U}{8,0}$ |

2.4. Controle de pressão anular de fundo.

Na perfuração, a pressão anular de fundo deve ser mantida dentro da janela operacional, que é definida por um valor mínimo (pressão de poros ou colapso inferior) e um valor máximo (pressão de fratura ou colapso superior). A flutuação de pressão fora destes limites pode trazer riscos à perfuração como um todo (Rezende *et al.*, 2009). Vários fenômenos causam impacto direto na pressão anular de fundo durante a perfuração, tais como: remoção ineficiente de sólidos; desmoronamento de poço; o aumento do comprimento do poço, durante a perfuração, produz um aumento da pressão no poço; parâmetros do reservatório, como a densidade da formação, permeabilidade e pressão nos poros, influenciam

no influxo dos fluidos do reservatório para o poço, alterando a densidade e a vazão da mistura fluida do poço, e conseqüentemente, alterando a pressão no mesmo; o procedimento de conexão de tubos, quando interrompem-se a perfuração e o bombeamento do fluido de perfuração.

Para compensar as flutuações de pressão, podem ser modificadas a densidade do fluido de perfuração, a vazão de entrada do fluido de perfuração e a velocidade de perfuração, produzindo uma mudança na composição, velocidade de escoamento, concentração de sólidos na região anular, respectivamente, que finalmente alteram a pressão. Entretanto, a pressão no poço não é modificada instantaneamente, já que há um atraso de tempo para que as variações sejam sentidas ao longo de todo o poço. Uma outra forma de se alterar a pressão anular de fundo é mudar a abertura da válvula de *choke*, situada na superfície, por onde escoam o fluido vindo da região anular do poço. Este elemento final de controle produz uma resposta rápida na variável controlada (Vega *et al.* 2008). Neste cenário, para controle da pressão anular de fundo podem ser empregadas a abertura da válvula de *choke*, a velocidade de perfuração, apesar desta 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.

Portanto, a relação entre a pressão do reservatório e do poço é fundamental, posto que se a pressão no poço for maior que a pressão nos poros do reservatório, o fluido de perfuração penetra na formação porosa. Caso a formação seja permeável e a pressão no poço menor que a pressão nos poros no reservatório, ocorrerá invasão em direção ao poço. Se o influxo no sentido do reservatório para o poço for controlável o poço encontra-se no estado de *kick*, se incontrolável, diz-se que o poço está em *blowout*. Grace (2003) listou as principais causas dos *kicks* e *blowouts*:

- Quando a pressão hidrostática da coluna de lama é próxima ou até algumas vezes menor que a pressão dos poros do reservatório a fim de maximizar a penetração da broca;
- Se a lama de perfuração apresentar regiões intermediárias (bolhas) preenchidas por água, óleo ou gás (*mud cut*);
- Quando não se consegue manter o poço completamente cheio de lama de perfuração.

No mesmo trabalho, Grace (2003) identificou alguns indícios observados durante a perfuração que sugerem que o poço encontra-se em estado de *kick*:

- Aumento repentino na taxa de penetração da coluna no poço é geralmente o primeiro indício de que um poço está em estado de *kick*;
- Aumento da taxa de escoamento pode ser um indício de influxos provenientes das formações;
- Diminuições na pressão de bombeamento são causadas pela redução da pressão hidrostática na região anular;
- Redução no peso da coluna de perfuração: ocorre com um influxo substancial originado na zona de maior produtividade, portanto, como o anterior, esse fenômeno só é observado após os indícios citados anteriormente.
- Bolhas de água, óleo ou gás: produz redução na densidade devido à presença de bolhas no fluido de perfuração diminuindo a pressão hidrostática.

Atualmente, em operações normais de perfuração, a válvula de *choke* é ajustada manualmente por um engenheiro de perfurações treinado. A composição do fluido e as pressões são calculadas a partir de valores no estado estacionário (Suter, 1999). Pérez-Télles *et al.* (2004) afirmaram que novos procedimentos têm sido desenvolvidos para ajustar as

vazões e abertura da válvula de *choke* durante o procedimento de conexão de tubos. Estes procedimentos são baseados nos resultados dos cálculos de um modelo de escoamento bifásico. Este modelo é utilizado para avaliar as condições do poço e planejar o procedimento de conexão de tubos (Eikrem *et al.* 2004).

Rezende *et al.* (2009) reportaram que as sondas mais modernas possuem uma ferramenta chamada PWD (*pressure while drilling*) que recebe parâmetros operacionais em tempo real (pressão anular de fundo, pressão de bombeio, rotação da coluna, taxa de penetração, vazão, propriedades do fluido, etc.) durante a circulação de lama de perfuração. Quando há o procedimento de conexão de tubos, estas informações param de ser enviadas. Estes pesquisadores desenvolveram um modelo, que quando comparados aos dados disponíveis em tempo real, indica que algo não esperado está ocorrendo no processo, como por exemplo: travamento da broca, entupimento dos jatos da broca e obstrução do anular por acúmulo de sólidos.

Aragão (2009) e Franco e Vanni (2009) reportaram que na perfuração convencional projeta-se uma lama de perfuração que apresente um “peso” (ESD = *equivalent static density*) idêntico à pressão de poros. Entretanto, quando a lama é colocada em circulação seu “peso” aumenta (ECD = *equivalent circulating density*) devido à contribuição das perdas por atrito, podendo provocar fraturamento da rocha reservatório, invasão de lama de perfuração, e, em seguida, um *kick*. Estes pesquisadores afirmam que o procedimento recomendado é otimizar a vazão e a reologia da lama. Com relação às técnicas de perfuração convencionais, o MPD (*management pressure drilling*) aparece como alternativa para extensão de limites hidráulicos na perfuração. A técnica de MPD projeta um fluido de um peso inferior à pressão de poros (*pseudo underbalance*) e controla dinamicamente o sistema empregando a técnica do CCS (*continuous circulating system*), que mantém a circulação da lama durante todo o processo de perfuração. Por fim, estes pesquisadores reportaram o uso da técnica de MPD, empregando como variável manipulada a abertura da válvula de *choke*, para controlar um *kick* de gás.

Nygaard *et al.* (2004b) apresentaram uma metodologia para controlar a pressão anular de fundo durante o procedimento de conexão de tubos em poços contendo grande quantidade de gás através de um modelo dinâmico de escoamento, adotando ainda uma iteração dinâmica poço-reservatório. As ações de controle utilizadas durante o processo foram: injeção de gás depois da conexão de tubos e fechamento da válvula de *choke* durante a conexão de tubos. A estratégia de controle baseada em modelo (controle preditivo não linear) previa o comportamento do poço em instantes futuros, e, com essas previsões, obtinha as configurações ótimas da abertura da válvula de *choke*. Um caso em escala de campo foi examinado para injeção de gás usando essa metodologia de controle e os resultados indicaram que o controle com base no modelo foi apropriado para condições “*underbalanced*”.

Nygaard e Naevdal (2006a) 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. Durante a perfuração o fluido é bombeado através da coluna de perfuração e da broca e retorna através da região anular, compreendida entre o poço perfurado e a coluna de perfuração. Variações das condições do reservatório e flutuações na vazão causam variações repentinas na pressão ao longo do poço. Para compensar tais flutuações, a abertura da válvula de *choke* da região anular foi ajustada. Os parâmetros do controle PI foram estimados através do método de Ziegler-Nichols em malha fechada. Para o controle preditivo, o problema de otimização foi resolvido pelo algoritmo de Levenberg-Marquardt. Os resultados mostram que tanto o esquema de controle PI como o controle preditivo foram superiores ao esquema de controle manual. Não obstante, o esquema de controle PI requereu que os parâmetros fossem re-estimados quando as condições de operação se afastavam das condições originais.

Com base no modelo fenomenológico proposto por Nygaard e Naevdal (2006), Vega *et al.* (2007) sintetizaram um controlador clássico PI (proporcional-integral) para regular a

pressão anular de fundo durante o processo de perfuração de poços. O esquema de controle utilizou um modelo fenomenológico gás-líquido-sólido a parâmetros concentrados. Foram investigadas estratégias empregando diferentes variáveis manipuladas, como por exemplo, densidade, vazão de alimentação de fluido de perfuração, velocidade de perfuração e abertura da válvula de *choke* situada na superfície, por onde escoá o fluido vindo da região anular do poço. Além disso, um modelo empírico, baseado em rede neuronal, foi sintetizado a partir de dados experimentais obtidos através de medidas de PWD. Apresentou-se ainda um projeto de uma unidade piloto de perfuração de poços, contendo os mecanismos e etapas reais envolvidas no processo.

Nygaard *et al* (2006b) avaliaram diferentes tipos de filtros de Kalman para estimar o índice de produtividade na perfuração de poços. Foi utilizado um modelo de escoamento não linear bifásico para a perfuração *underbalanced*. Nesse trabalho, os autores concluíram que o filtro de Kalman pode de fato ser utilizado para estimar o índice de produtividade de forma eficiente.

Através da análise dos trabalhos disponíveis na literatura, identifica-se que o uso de controle para a perfuração de poços de petróleo será indispensável, sobretudo, para a perfuração de poços *offshore* e na camada pré-sal, onde as janelas operacionais apresentam-se muito estreitas. Vale ressaltar ainda que não foram encontrados estudos onde uma unidade experimental é empregada para o controle da pressão anular de fundo, durante a perfuração de poços de petróleo, demonstrando o caráter inédito desse trabalho de dissertação de mestrado.

CAPÍTULO III

3. MATERIAL E MÉTODOS.

Nesse capítulo, estarão descritos todos os procedimentos e a metodologia experimental para a unidade de perfuração.

3.1. Análise de similaridade.

Para começar o projeto da unidade experimental foi realizado um estudo de análise de similaridade para avaliação de geometrias e condições operacionais ideais.

A análise dimensional constitui uma ferramenta importante para obter o maior número de informações com o menor número de ensaios em laboratório. Quando a condução de experiências com protótipo em tamanho real é impossível, o único meio disponível de resolver o problema é a via experimental em modelo, no laboratório.

A exigência mais óbvia é que o modelo e protótipo sejam geometricamente semelhantes. A semelhança geométrica impõe que modelo e protótipo tenham a mesma forma e que todas as dimensões lineares do modelo estejam relacionadas às correspondentes dimensões do protótipo, por meio de um fator de escala. A segunda exigência é que no modelo e no protótipo os escoamentos sejam cinematicamente semelhantes. Dois escoamentos são cinematicamente semelhantes quando as velocidades em pontos correspondentes têm a mesma direção e o mesmo sentido e estão relacionados por um fator de escala. As exigências para semelhança dinâmica são mais restritivas: ambos os escoamentos devem possuir semelhanças geométrica e cinemática para serem dinamicamente semelhantes. O teorema dos Pi de Buckingham pode ser usado para fornecer os grupos adimensionais que regem os fenômenos de determinado escoamento. Para se conseguir a semelhança dinâmica entre escoamentos geometricamente semelhantes, deve-se igualar dois a dois, todos, menos um, os grupos adimensionais. A literatura reporta que no estudo de muitos modelos, a semelhança dinâmica exige que muitos grupos adimensionais (os do modelo e os do protótipo) sejam iguais. Entretanto, na maioria dos casos, a semelhança dinâmica completa entre modelo e protótipo não pode ser obtida (Fox *et al.*, 2004).

Foi feita uma análise do processo de perfuração e foram listadas as variáveis relevantes. A partir destas variáveis, foi feita uma análise dimensional baseado no método de Lord Rayleigh e no método de Buckingham, conhecido também como teorema dos “pi” grupos, com o objetivo de encontrar os grupos relevantes do problema, seguindo as seguintes etapas descritas em Fox *et al.*, (2004):

1ª etapa: listar as variáveis relevantes do processo: diâmetro do poço (D), diâmetro de partícula (Dp), viscosidade do fluido (μ), densidade do fluido (ρ), comprimento do poço (L), queda de pressão ao longo do poço (ΔP), a potência da bomba (Pot_{pump}) e a velocidade de escoamento (v);

2ª etapa: determinar o conjunto de grandezas primárias do processo: [M], [L], [T];

3ª etapa: determinar a dimensão de cada um das variáveis envolvidas em termos das grandezas primárias: $D \rightarrow [L]$, $v \rightarrow [L.T^{-1}]$, $Dp \rightarrow [L]$, $L \rightarrow [L]$, $\mu \rightarrow [M.L^{-1}.T^{-1}]$, $\rho \rightarrow [M.L^{-3}]$, $Pot_{pump} \rightarrow [M.L^2.T^{-3}]$;

4ª etapa: determinar um conjunto de variáveis relevantes de forma que todas as grandezas primárias estejam incluídas. Esse conjunto de variáveis será combinado com cada uma das variáveis restantes, uma de cada vez. Esse conjunto será chamado conjunto de parâmetros repetitivos;

5ª etapa: calcular as equações dimensionais, combinando o conjunto de variáveis repetitivas escolhida na 4ª etapa com cada uma das outras variáveis formando grupos adimensionais (π -grupos);

6ª etapa: checar se os grupos são adimensionais .

No nosso problema temos que:

Numero de variáveis relevantes = 7;

Numero de grandezas fundamentais = 3;

Número de π -grupos = 4;

Conjunto de variáveis repetitivas = D v ρ .

Portanto, agrupando o conjunto de variáveis repetitivas com cada uma das variáveis restantes, obtivemos os π -grupos a seguir:

$$\begin{aligned} \pi_1 = D^a \cdot v^b \cdot \rho^c \cdot \mu \text{ onde:} & \quad \pi_1 = [L]^a \cdot [L \cdot T^{-1}]^b \cdot [M \cdot L^{-3}]^c \cdot \mu \\ \pi_2 = D^d \cdot v^e \cdot \rho^f \cdot D_p \text{ onde:} & \quad \pi_2 = [L]^d \cdot [L \cdot T^{-1}]^e \cdot [M \cdot L^{-3}]^f \cdot D_p \\ \pi_3 = D^g \cdot v^h \cdot \rho^i \cdot \text{Pot}_{\text{pump}} \text{ onde:} & \quad \pi_3 = [L]^g \cdot [L \cdot T^{-1}]^h \cdot [M \cdot L^{-3}]^i \cdot \text{Pot}_{\text{pump}} \\ \pi_4 = D^l \cdot v^m \cdot \rho^n \cdot L \text{ onde:} & \quad \pi_4 = [L]^l \cdot [L \cdot T^{-1}]^m \cdot [M \cdot L^{-3}]^n \cdot L \end{aligned}$$

Para que os π -grupos sejam adimensionais, é preciso que os expoentes dos termos do núcleo sejam:

$$\begin{aligned} a = -1; & \quad b = -1; & \quad c = -1. \\ d = -1; & \quad e = 0; & \quad f = 0. \\ g = -2; & \quad h = -3; & \quad i = -1. \\ l = -1; & \quad m = 0; & \quad n = 0. \end{aligned}$$

Através do método de Lord Rayleigh, baseado no princípio da homogeneidade dimensional obtivemos os seguintes grupos adimensionais:

$$\pi = \frac{\Delta P}{v^2 \rho} \quad \pi = f(\pi_1, \pi_2, \pi_3, \pi_4) \quad (3.1)$$

$$\pi_1 = \frac{\mu}{D v \rho} = \frac{1}{\text{Re}} \quad (3.2)$$

$$\pi_2 = \frac{D_p}{D} \quad (3.3)$$

$$\pi_3 = \frac{\text{Pot}_{\text{pump}}}{D^2 v^3 \rho} \quad (3.4)$$

$$\pi_4 = \frac{L}{D} \quad (3.5)$$

De acordo com a Tabela 3.1. pode-se concluir que é impossível a obtenção de similaridade geométrica, a não ser que a coluna de perfuração da unidade experimental fosse um capilar de diâmetro infinitamente pequeno. Deste modo, foi feita a opção de se trabalhar com fluidos similares aos utilizados no protótipo (água e lama de perfuração), já que a utilização de fluidos de maior densidade, como por exemplo, o mercúrio, tornariam os testes experimentais de difícil execução, devido ao elevado caráter tóxico do fluido. O único grupo adimensional idêntico entre o protótipo e o modelo é o π_1 .

Tabela 3.1 - Análise de similaridade.

| $W_{\text{mix prot}}(\text{gpm})$ | $V_{\text{mix prot}}(\text{m/s})$ | $\mu_{1 \text{ prot}}$ | Re_{prot} | $V_{\text{mix mod}}(\text{m/s})$ | $W_{\text{mix mod}}(\text{gpm})$ |
|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------|--------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| 0 | 0 | - | - | - | - |
| 0,00111 | 0,162 | 0,0002766 | 3615,2 | 0,970 | 2,9191 |
| 0,00221 | 0,323 | 0,0001383 | 7230,4 | 1,941 | 5,8382 |
| 0,00332 | 0,485 | 0,0000922 | 10845,6 | 2,911 | 8,7573 |
| 0,00442 | 0,647 | 0,0000692 | 14460,7 | 3,882 | 11,676 |
| 0,00553 | 0,809 | 0,0000553 | 18075,9 | 4,852 | 14,569 |
| 0,00663 | 0,970 | 0,0000461 | 21691,1 | 5,822 | 17,515 |
| 0,00774 | 1,132 | 0,0000395 | 25306,3 | 6,793 | 20,434 |
| 0,00884 | 1,294 | 0,0000346 | 28921,5 | 7,763 | 23,353 |
| 0,00995 | 1,456 | 0,0000307 | 32536,7 | 8,733 | 26,272 |
| 0,01105 | 1,617 | 0,0000277 | 36151,9 | 9,704 | 29,191 |

3.2. Unidade experimental de controle de pressão anular de fundo.

A unidade experimental de perfuração foi construída empregando uma coluna de 2,80 m de altura, dispondo de sensores de vazão, densidade e um transdutor de pressão instalado em sua parte inferior (Figura 3.1). Como o objetivo primordial é controlar a pressão anular de fundo, a unidade foi projetada de modo a poder empregar duas variáveis manipuladas: vazão da bomba helicoidal de deslocamento positivo, acionada via inversor de frequência e abertura da válvula de *choke*. Para retratar o distúrbio, frequentemente presente, que é o aumento da velocidade de perfuração ou a perfuração de rochas apresentando diferentes densidades, foram projetados dois tanques de alimentação, contendo fluidos de densidades diferentes, quais sejam, água (8 ppg) e lama de perfuração (15 ppg). O tanque de perturbação, contendo lama com 15 ppg foi a alternativa mais viável e de mais fácil execução experimental, já que a adição de sólidos é uma tarefa de difícil implementação prática. Deste modo, lama de elevada densidade é injetada diretamente no fundo da coluna de perfuração, simulando a geração de cascalhos, em decorrência da rotação da coluna de perfuração.

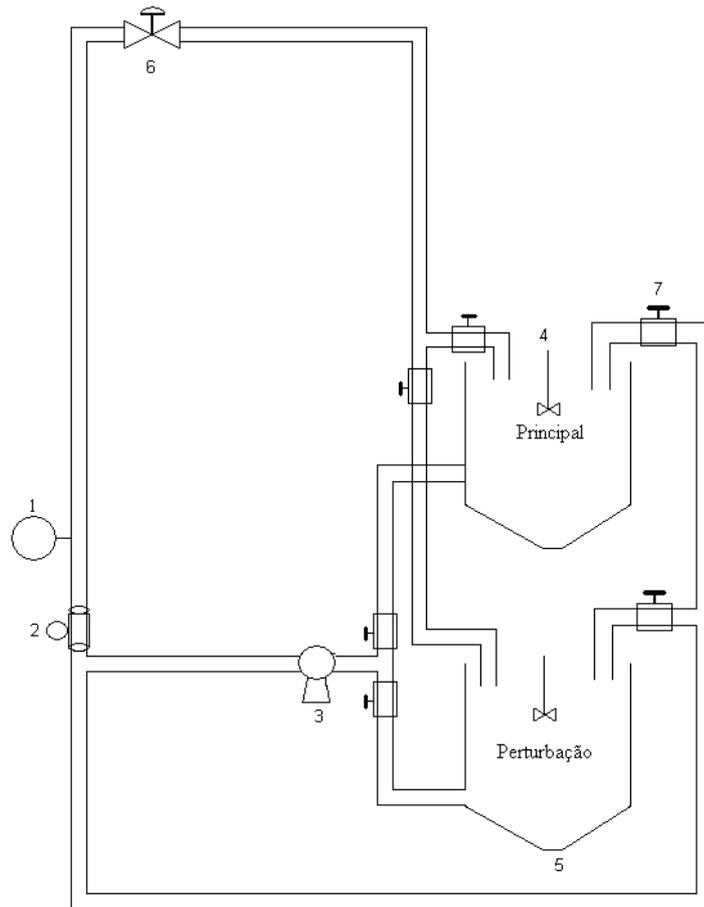


Figura 3.1. - Esquema da unidade de controle de pressão anular de fundo

No esquema apresentado na Figura 3.1, a numeração representa os equipamentos a seguir:

- 1- Transdutor de pressão manométrico;
- 2- Medidor de vazão mássica;
- 3- Bomba de deslocamento positivo helicoidal;
- 4- Agitador mecânico;
- 5- Tanque de alimentação de fluidos (principal contendo água; perturbação contendo lama de 15 ppg);
- 6- Válvula proporcional para controle de vazão;
- 7- Válvula gaveta.

A unidade experimental possui uma bomba helicoidal de deslocamento positivo que é conectada a uma tubulação de 2" na direção horizontal, que posteriormente sofre uma divisão para duas linhas: a primeira é uma tubulação de 2" de *by-pass* que segue em direção aos tanques de alimentação. Esta linha tem como finalidade principal fornecer alívio ao sistema caso a pressão ultrapasse o valor de 170 psi. Além de minimizar o efeito aríete exercido pela bomba, especialmente durante seu acionamento. A outra tubulação sofre uma redução para 1", e, posteriormente, sobe verticalmente até 2,80 m de altura, a fim de simular o escoamento anular vertical dos fluidos, durante a perfuração de poços. Logo após a bomba, foi instalado um manômetro para realizar a leitura da pressão da saída da bomba. Trata-se de uma bomba modelo Weatherford de 6 HP e pressão de recalque 12 kg_f/cm². Na Figura 3.2 há uma foto da bomba.



Figura 3.2 - Bomba helicoidal de deslocamento positivo.

A homogeneização dos tanques de alimentação é feita através de agitadores mecânicos modelo Fluxomix F4D-015M da Grabe com potência de 1,5 cv, equipados com impelidor do tipo hélice naval, como ilustrados nas Figuras 3.3 e 3.4. Os agitadores encontram-se instalados em cantoneiras fixas nas paredes, visto que caixas d'água são utilizadas como sendo tanques de alimentação e suas finas paredes não suportam o peso do equipamento.



Figura 3.3 - Agitador mecânico rápido de 1,5 cv.

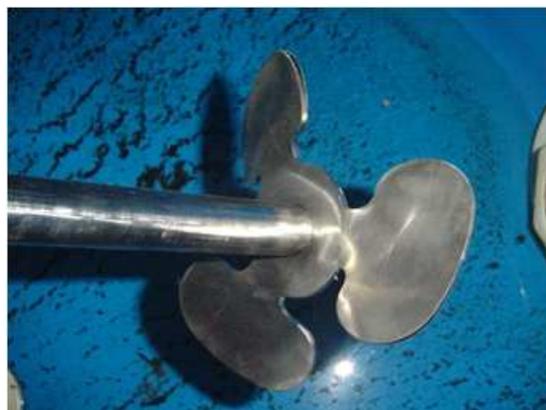


Figura 3.4 - Impelidor tipo hélice naval.

A velocidade de rotação dos motores é alterada utilizando-se dispositivos variadores de velocidade (inversores de frequência) instalados no painel de controle, de acordo com a potência de cada motor, o que permite operação do sistema com vazões variáveis, possibilitando o uso da vazão como uma variável manipulada para o controle da pressão, bem como alteração da frequência de agitação dos tanques, promovendo a homogeneização do fluido. Na Figura 3.5 há uma foto do inversor de frequência da marca WEG.



Figura 3.5 - Inversor de frequência.

Na seção vertical da unidade, no fundo da coluna está conectado um medidor de vazão mássica da marca Metroval, modelo RHM20, que fornece dados de vazão (medido de acordo com o efeito Coriolis) e densidade, ilustrado na Figura 3.6. Os valores de densidade são verificados no transmissor modelo CMM01 com display de cristal líquido que é um periférico do medidor de vazão ilustrado na Figura 3.7.



Figura 3.6 - Medidor de vazão modelo RHM20.



Figura 3.7 - Transmissor modelo CMM01.

Na Figura 3.8, há a foto de um transmissor de pressão manométrica da SMAR modelo LD301-M, conectado no fundo do trecho de tubo vertical de 1". Este equipamento fornece dados de pressão de fundo do sistema, que é a variável a ser controlada. Por fim, a unidade dispõe de uma válvula de controle que está situada no seu topo, após o trecho vertical, simulando a válvula de *choke* que pode ser usada como variável manipulada no esquema de controle. Na Figura 3.9, está ilustrada a válvula proporcional para controle de vazão da ASCO, modelo 290PD-25MM, equipada com um posicionador de alimentação pneumática.

Após passar pelo trecho onde se localiza a válvula de controle, a tubulação de 1" retorna aos dois tanques de alimentação. A Figura 3.10 é uma foto da unidade experimental, que dispõe, ainda, de um programa desenvolvido em linguagem C++ para monitoramento (vazão, pressão, abertura válvula de *choke*) e controle (parâmetros do controlador) cuja interface gráfica está ilustrada na Figura 3.11.



Figura 3.8 - Transmissor de pressão manométrica.



Figura 3.9 - Válvula proporcional pra controle de vazão.



Figura 3.10 - Unidade experimental para o controle de pressão anular.

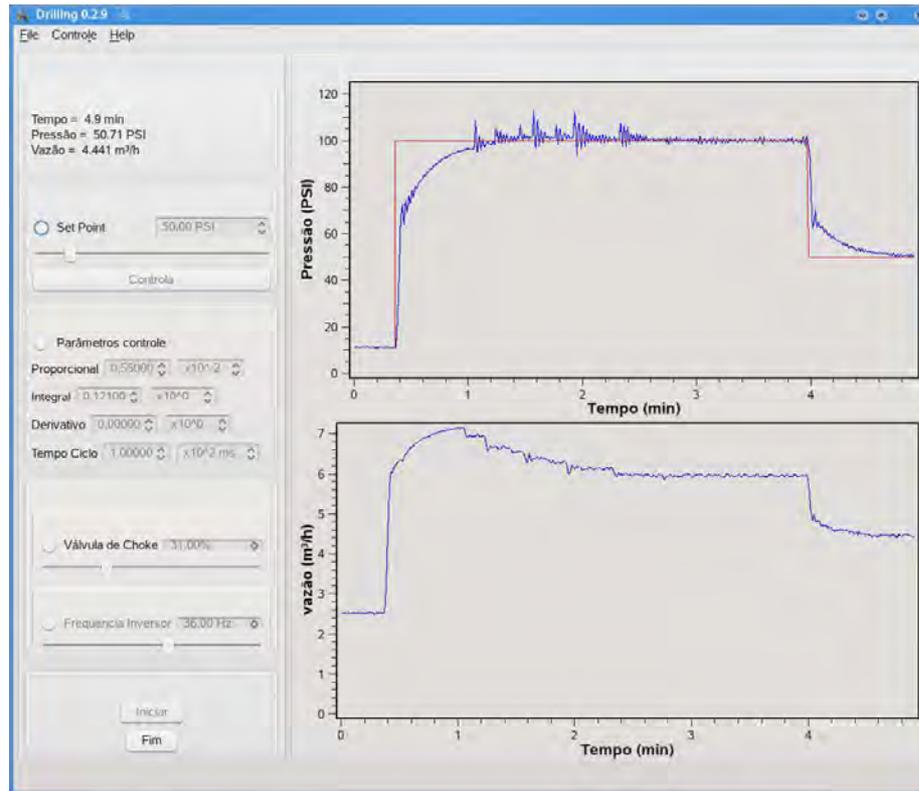


Figura 3.11 - Programa feito em C++ com o objetivo de operar a unidade experimental.

3.2. O fluido de perfuração.

Para simular diferentes velocidades de perfuração ou solos com rochas de diferentes densidades, foi produzido um fluido de perfuração base água com quantidade de adensante suficiente para se obter uma mistura final de maior massa específica que a água (15 ppg). A rotina de preparo do fluido de perfuração está detalhada no anexo A dessa dissertação. Durante a fabricação do fluido de perfuração, a densidade foi aferida usando-se um picnômetro que está na Figura 3.12. Nos campos de perfuração, as densidades dos fluidos são medidas usando-se uma balança de lama que está representada na Figura 3.13. Na balança de lama há marcações de densidade em gramas por centímetros cúbicos na parte superior e libras por galão (ppg) na parte inferior. O fluido deve ser colocado no compartimento com tampa quando, então, se ajusta o peso móvel de forma a garantir que o nível esteja centralizado. Uma vez centralizado o nível, o local onde se encontra o peso móvel indica o valor da densidade do fluido.



Figura 3.12 - Pícnômetro.

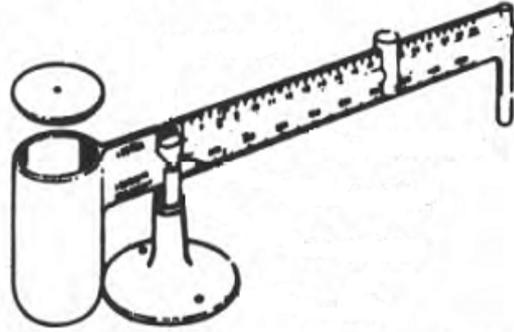


Figura 3.13 - Balança de lama (Bourgoyne Jr. *et al.* 1991).

Além da determinação da densidade, é preciso compreender como o fluido responde ao cisalhamento, ou seja, é preciso estudar as suas propriedades reológicas.

Há diversos modelos empíricos que descrevem como é o comportamento do tensor tensão em função da taxa de cisalhamento do fluido, e esses modelos são necessários para o cálculo do fator de atrito e do número Reynolds, tendo assim grande importância para o cálculo de perda de carga e caracterização dos regimes de escoamento. Os ensaios de viscosimetria são realizados em equipamentos denominados viscosímetros, que são equipamentos projetados para medir a viscosidade ou os parâmetros viscosos dos fluidos, sob condição de cisalhamento contínuo. Para que um viscosímetro possa efetuar medições absolutas de viscosidade é necessário que o perfil de fluxo seja conhecido e esteja bem definido, a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento possam ser calculadas e os fatores condicionantes estejam controlados. Dentre os fatores condicionantes, destaca-se a temperatura do fluido, pois os parâmetros reológicos são bastante sensíveis às variações de temperatura. Neste trabalho de dissertação, o fluido de perfuração foi analisado no viscosímetro FANN e no reômetro Rheostress 1.

O modelo da potência expressa a relação da tensão com a taxa de deformação de acordo com a Equação 3.6. A linearização da equação fornece o índice de consistência “k” (coeficiente linear: $\log k$) e o índice de comportamento “n” (coeficiente angular), Equação 3.7 e Figura 3.14.

$$\tau = k\gamma^n \quad (3.6)$$

$$\log \tau = \log k + n \log \gamma \quad (3.7)$$

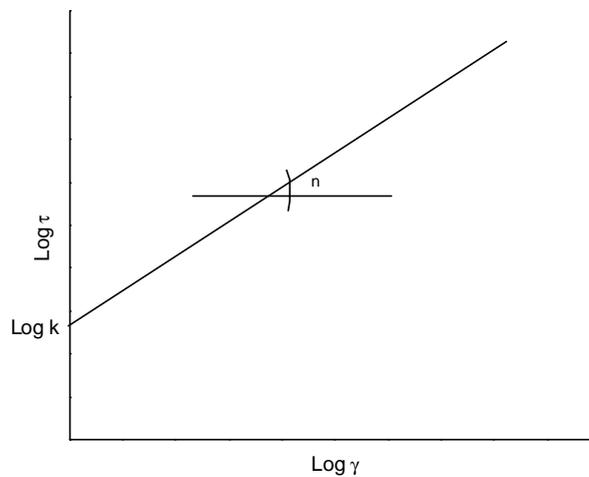


Figura 3.14 – Gráfico *log-log* de tensão contra taxa de cisalhamento para determinar os parâmetros do modelo *power-law*.

Os projetos mais usuais de viscosímetros se baseiam em escoamentos através de geometrias bem definidas: esfera, tubular, capilar de vidro, rotativo de cilindros coaxiais, rotativo de cone-placa e rotativo de placa-placa. O viscosímetro FANN 35 A (Figura 3.15) é do tipo rotativo de cilindros coaxiais e seu desenvolvimento foi baseado no projeto original da *Socony-Mobil Oil Company*, cuja intenção era medir as viscosidades aparente e plástica e o limite de escoamento dos fluidos de perfuração nos campos de petróleo (Machado, 2002).



Figura 3.15 - Viscosímetro FANN V. G. Metter modelo 35 A.

Nesse viscosímetro, o sistema *couette* é aplicado aos cilindros, isto é, o cilindro externo gira enquanto o interno permanece parado. O cilindro gira a uma velocidade (em RPM) constante e pré-selecionada, gerando uma força de arraste que é transmitida pelo fluido e age sobre o cilindro interno. O cilindro interno está conectado a uma mola de torção, que ao ser tensionada fornece um ângulo de torção na escala (em graus) do equipamento.

A viscosidade aparente e a taxa de cisalhamento são funções dos parâmetros de projeto do viscosímetro: constante de torção da mola, altura equivalente de imersão e raios dos cilindros interno e externo. Desta forma, de acordo com as dimensões e propriedades do viscosímetro, a viscosidade aparente e a taxa de cisalhamento podem ser obtidas pela Equação 3.8, e pela Tabela 3.2, respectivamente.

$$\mu_{ap} = \frac{300\phi}{\omega} \quad (3.8)$$

Tabela 3.2 - Taxas de cisalhamento equivalentes às velocidades de rotação no FANN 35 A.

| Vel. de rotação (ω), RPM. | 3 | 6 | 100 | 200 | 300 | 600 |
|--|-----|------|-------|-------|-------|--------|
| Taxa de cisalham. (γ), s^{-1} | 5,1 | 10,2 | 170,3 | 340,6 | 511,0 | 1022,0 |

A reologia do fluido de perfuração contendo água, argila (bentonita), soda e baritina foram determinadas com duas amostras distintas, sendo retiradas três frações de cada amostra para se ter uma maior precisão, conforme ilustram os resultados do Anexo B. Os parâmetros reológicos do modelo *power-law*, usualmente utilizado para representar os fluidos de perfuração, foram determinados através de ensaios de viscosimetria realizados no viscosímetro FANN, modelo 35 A. Nesses ensaios, foram coletados dados de ângulo de torção (ϕ) para cada uma das seis possíveis velocidades de rotação (ω).

Como o viscosímetro FANN requer um volume significativo de amostra (400 mL), foi observado que, a baixas velocidades de rotação, o material particulado do fluido de perfuração decantava. Portanto, para se avaliar a reologia do fluido, e comparar os parâmetros reológicos obtidos com o viscosímetro FANN utilizou-se o reômetro da Haake modelo Rheostress 1, ilustrado na Figura 3.16, este necessita de apenas 1 mL de amostra, quando da utilização do sensor placa-placa de titânio (Figura 3.17).

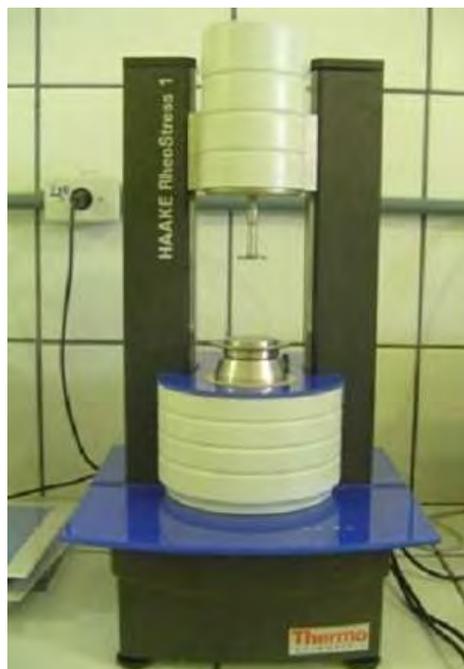


Figura 3.16 - Reômetro rheostress 1 da Haake.



Figura 3.17 - Sensor placa-placa.

O reômetro é acionado via computador e suas análises são realizadas à temperatura controlada. Conectado ao reômetro, há um banho equipado com um controlador de temperatura. O *software* que acompanha o equipamento foi ajustado para fornecer os parâmetros reológicos e o coeficiente de correlação do fluido para os modelos de: Bingham, Ostwald-dewaele (*power-law*), Casson e Herchell-Buckley.

No Anexo B está o gráfico de tensão e viscosidade contra taxa de cisalhamento típico de amostras de fluido de perfuração com variação da taxa de deformação de 0 até 1000 s^{-1} , utilizando sensor placa-placa à 30°C .

Vale ressaltar que os resultados obtidos com o reômetro apresentam maior correlação e que o modelo da potência (*power-law*) descreveu adequadamente o fluido de perfuração, que apresenta características pseudoplásticas (viscosidade diminui com o aumento da tensão).

Para finalizar a caracterização do fluido foram realizadas análises do material particulado (bentonita e baritina) empregado em sua formulação, usando-se o analisador de tamanho de partículas Malvern (Figura 3.18). As curvas de distribuição de tamanho de partículas estão ilustradas no Anexo B.



Figura 3.18 - Analisador de partículas Malvern Mastersize 2000.

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo são apresentados os estudos de simulação e os experimentos visando controlar a pressão anular de fundo através da manipulação da vazão da bomba de lama.

4.1. Simulação.

O modelo de escoamento bifásico de Nygaard e Naevdal (2006a), foi modificado por Vega *et al.* (2008) para a incorporação da fase sólida, produzindo um modelo não linear a parâmetros concentrados. As equações de balanço de massa foram desenvolvidas para a coluna de perfuração e para a região anular, que está compreendida entre a parede do poço e a parede externa da coluna. Os balanços de momento foram equacionados para a broca de perfuração e para a válvula de *choke*, levando-se em consideração a pressão hidrostática, as perdas por atrito e a pressão de compressão. O acoplamento poço-reservatório foi modelado usando uma relação simples chamada índice de produtividade, um fator constante que estabelece que o fluxo de massa é dado pela diferença de pressão entre o reservatório e o poço. A pressão anular de fundo é definida pela soma das pressões hidrostática, atmosférica e por compressão, pelas perdas por atrito e pela perda de carga da válvula de *choke* (Equação 1.1).

Para melhor visualizar os balanços de massa e momento, a Figura 4.1 ilustra um esquema com as variáveis envolvidas no processo de perfuração de poços de petróleo. As equações do modelo encontram-se no Anexo C.

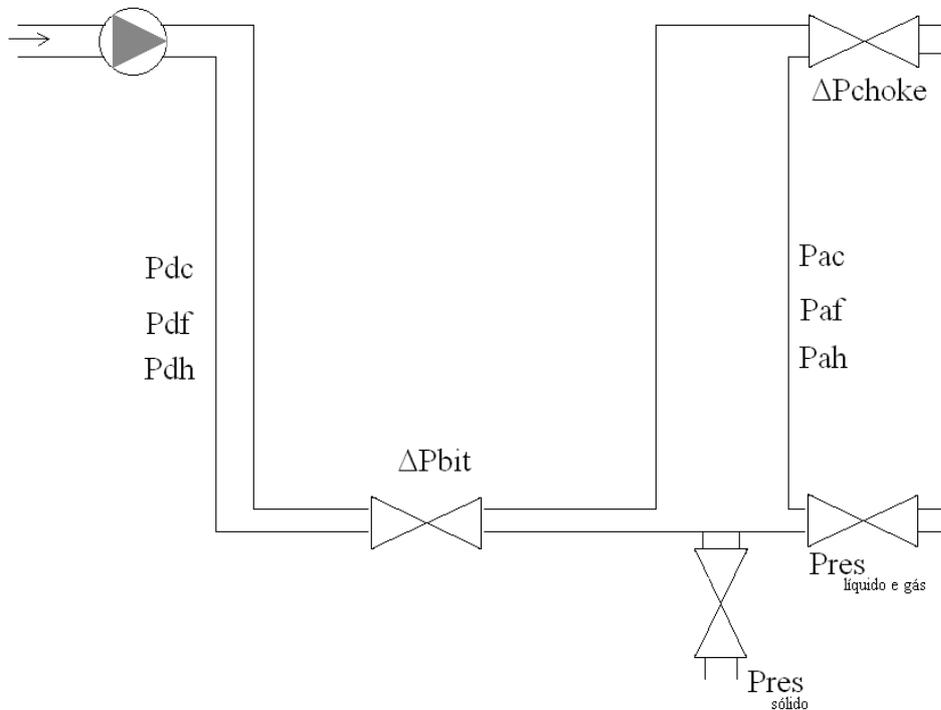


Figura 4.1 - Esquema de variáveis do modelo fenomenológico.

Sendo P_{dc} a pressão de compressão dentro da coluna de perfuração, P_{df} as perdas por atrito dentro da coluna de perfuração, P_{dh} a pressão hidrostática dentro da coluna de perfuração, ΔP_{bit} a perda de carga devido a broca, P_{ac} a pressão de compressão no anular, $P_{af} =$

perdas por atrito no anular, P_{ah} a pressão hidrostática no anular, ΔP_{choke} a perda de carga devido a válvula de *choke*, P_{res} a pressão de poros do reservatório.

O modelo fenomenológico foi empregado para implementação via simulação de um controlador PI. A Figura 4.2 ilustra a implementação de uma estratégia de controle PI, via simulação, através da manipulação da vazão de entrada do fluido de perfuração. A Figura 4.2a ilustra o comportamento da variável de carga ou distúrbio velocidade de perfuração. Vale ressaltar que o bombeamento não foi interrompido durante o procedimento de conexão de tubos. A Figura 4.2b ilustra a variação da vazão de entrada de fluido de perfuração (variável manipulada) com o tempo. Na Figura 4.2c observa-se a implementação de um teste de controle servo, com mudança do *set point* do controlador para 300 bar. Em seguida, analisa-se o comportamento do controlador frente a uma rejeição de perturbação (a pressão do reservatório diminui, simulando uma invasão de fluido de perfuração no mesmo). Por fim, pode ser observado que o controlador foi eficaz em mais dois testes de controle regulatório: rejeição de perturbação degrau positivo na velocidade de perfuração ($vd=0,02m/s$) e rejeição de perturbação provocada pela interrupção da perfuração durante o procedimento de conexão de tubos ($vd=0$).

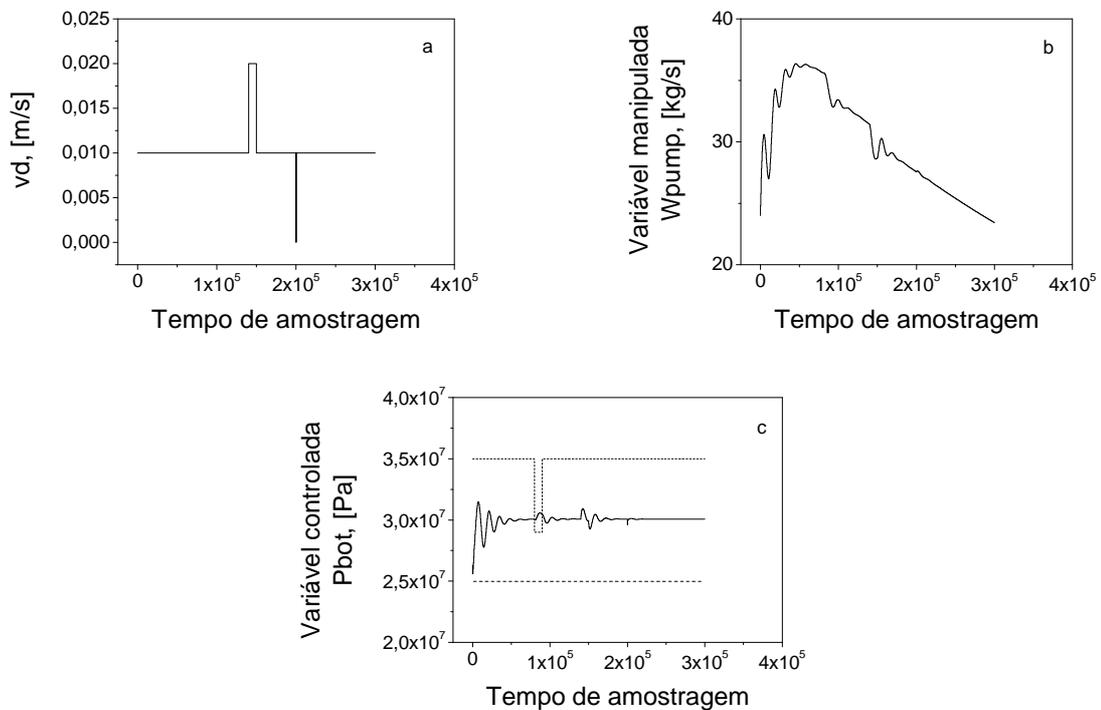


Figura 4.2 - Controle da Pressão de fundo através da manipulação da vazão de entrada do fluido de perfuração.

Pode-se concluir que o uso da vazão de lama de perfuração como variável manipulada foi eficaz para controlar a pressão anular de fundo durante a perfuração de poços de petróleo. Vale ressaltar que Vega *et al.* (2008) reportaram que manipular a densidade da lama é uma estratégia de difícil implementação prática. Esses pesquisadores relataram ainda que o uso da velocidade de perfuração como variável manipulada é inadequado devido à etapa de conexão de tubos. Por fim, ressaltaram que a válvula de *choke* se mostrou uma alternativa bastante atraente para controlar a pressão anular de fundo em virtude de afetar intensa e rapidamente o processo.

4.2. Experimentos.

A viabilidade e eficácia em se controlar a pressão anular de fundo empregando a vazão da bomba de lama, observadas nos estudos de simulação motivaram a aplicação desta estrutura de controle na unidade experimental.

4.2.1. Análise de não linearidade do sistema.

Foram implementados testes degrau positivo/negativo na unidade de perfuração, para diferentes aberturas de válvula de *choke* com o objetivo de verificar se a planta apresenta alguma não linearidade.

Para a implementação do teste experimental, a bomba foi acionada promovendo a circulação de água por toda tubulação, por intermédio de um inversor de frequência fixado em 30 Hz, dentro de uma escala que varia de 0 até 60 Hz, estabelecendo, portanto, a metade da potência total da bomba. Após o sistema alcançar o estado estacionário, foi introduzida uma perturbação degrau positivo/negativo de magnitude 15 Hz. Foram realizados testes com 25, 35, 45, 55, 65, 75 e 95% de abertura da válvula de *choke*, sendo que os resultados estão expressos nas Figuras 4.3 até 4.9.

Observa-se que a magnitude e a 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, indicando que o uso de uma estratégia de controle clássico 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 continue inadequado.

É importante salientar que quanto maior a restrição aplicada ao processo (mais fechada a válvula de *choke*), maior é a variação de pressão e mais significativa a diferença entre as amplitudes e formas dos degraus positivo e negativo. Consequentemente, o grau de não linearidade da planta aumenta com a redução da abertura da válvula de *choke*.

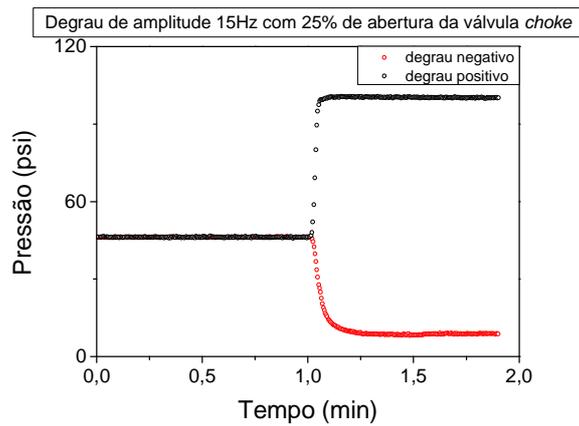


Figura 4.3 – Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 25% de abertura da válvula de *choke*.

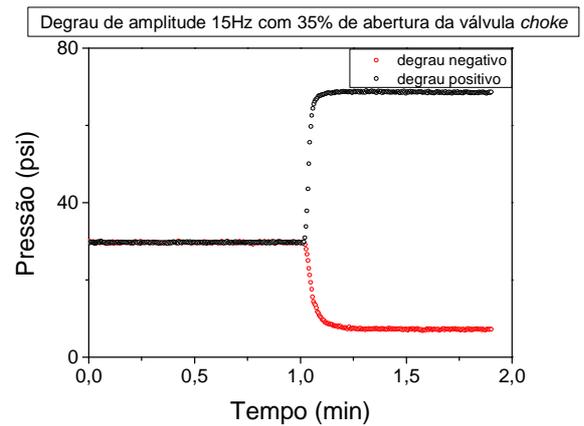


Figura 4.4 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 35% de abertura da válvula de *choke*.

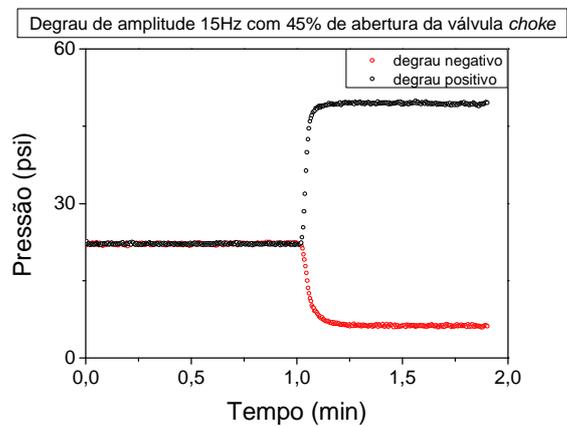


Figura 4.5 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 45% de abertura da válvula de *choke*.

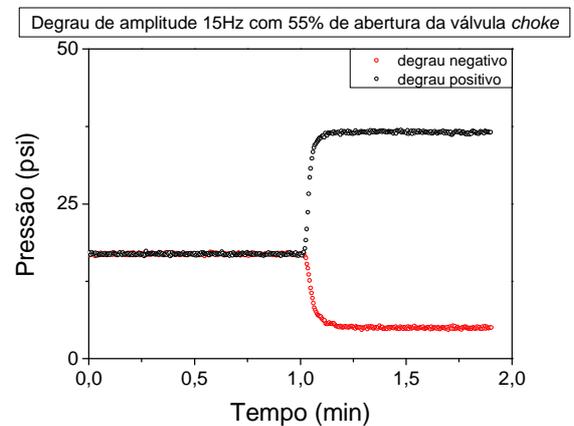


Figura 4.6 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 55% de abertura da válvula de *choke*.

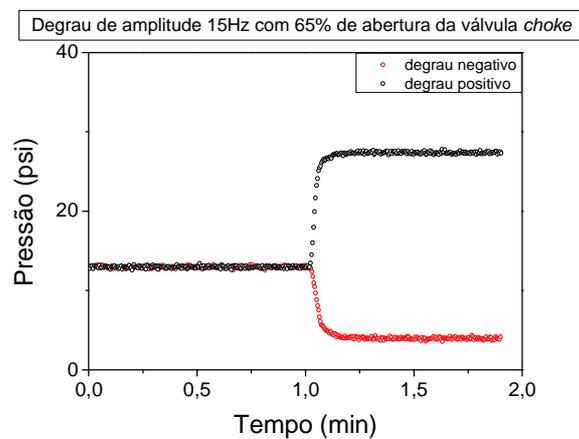


Figura 4.7 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 65% de abertura da válvula de *choke*.

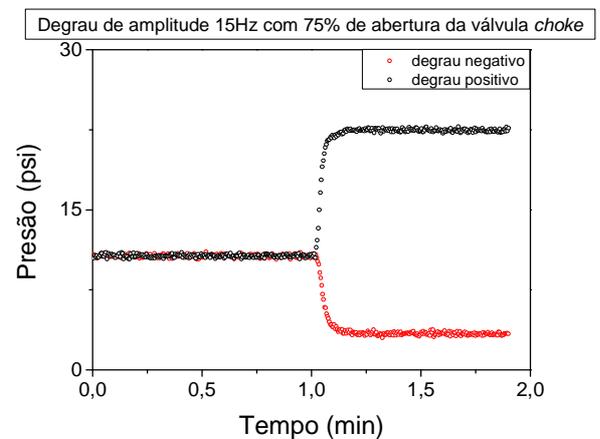


Figura 4.8 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 75% de abertura da válvula de *choke*.

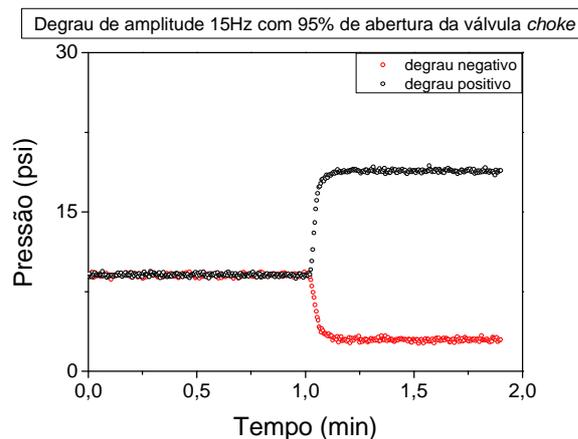


Figura 4.9 - Teste de resposta ao degrau com amplitude 15 Hz e 95% de abertura da válvula de *choke*.

4.2.2. Identificação da planta.

Com relação ao comportamento do sistema quando se mantém uma mesma abertura de válvula de *choke* e imprime-se uma vazão maior, observa-se um aumento da pressão anular de fundo, devido ao aumento das perdas por atrito. Vale ressaltar ainda que à medida que a válvula de *choke* é fechada, o ΔP_{choke} aumenta, gerando um aumento na pressão anular de fundo, segundo a Equação 1.1.

Para a determinação da constante de tempo (T) e o tempo morto (td) da unidade experimental, foram implementados degraus de magnitude 15 (15-30 Hz), 25 (15-40 Hz), 35 (15-50 Hz) e 45 Hz (15-60 Hz) na frequência do inversor, a fim de se obter a resposta da variável de saída (pressão) ao longo de uma longa faixa operacional. As Figuras 4.10 até 4.17 apresentam as curvas de reação do sistema para 25, 35, 45, 55, 65, 75 e 95% de abertura da válvula de *choke*.

A análise das curvas normalizadas (Figuras 4.10 – 4.17), isto é, da variável de saída (pressão) dividida pelo ganho estacionário, K, e pela magnitude do degrau, M, revela um menor espalhamento à medida que a válvula de *choke* é fechada. Isso acontece pelo fato do sistema apresentar uma restrição tão forte (25% de abertura, por exemplo), que a resposta da pressão pouco depende das limitações da bomba (atraso da bomba), sendo acelerada, e, portanto, produzindo constantes de tempo similares qualquer que seja a magnitude da variação implementada no inversor de frequência. Com o aumento do índice de abertura da válvula de *choke*, observa-se um espalhamento progressivamente crescente, e a tendência do degrau de menor magnitude no inversor de frequência produzir uma resposta mais rápida. Portanto, a característica imposta pelo bombeamento (atraso da bomba) é dominante frente à imposta pela válvula de *choke*.

De acordo com o método da curva de reação (reta tangente ao ponto de inflexão) e de Sundaresan & Krishnaswamy, os parâmetros do sistema (ganho e constante de tempo) foram determinados conforme ilustram as Figuras 4.18 e 4.19. Os ajustes para as demais aberturas de válvula encontram-se no Anexo D. Como pode ser observado, os ajustes empregando a reta tangente ao ponto de inflexão apresentaram desempenho inferior ao ajustes obtidos pelo método de Sundaresan & Krishnaswamy, que emprega dois pontos na estimação dos parâmetros.

Para facilitar a identificação das curvas referentes a cada experimento, foi adotada uma simbologia relacionando a amplitude do degrau aplicada ao sistema e o índice de abertura da válvula de *choke* de acordo com a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Simbologia relacionando amplitude do degrau e abertura de válvula de *choke*.

| Simbologia | Experimento |
|------------|--|
| 153025 | degrau de amplitude 15 Hz (30-15) no inversor com 25% de abertura de válvula de <i>choke</i> |
| 154025 | degrau de amplitude 25 Hz (40-15) no inversor com 25% de abertura de válvula de <i>choke</i> |
| 155025 | degrau de amplitude 35 Hz (50-15) no inversor com 25% de abertura de válvula de <i>choke</i> |
| 156025 | degrau de amplitude 45 Hz (60-15) no inversor com 25% de abertura de válvula de <i>choke</i> |
| 153035 | degrau de amplitude 15 Hz (30-15) no inversor com 35% de abertura de válvula de <i>choke</i> |
| 154035 | degrau de amplitude 25 Hz (40-15) no inversor com 35% de abertura de válvula de <i>choke</i> |
| 155035 | degrau de amplitude 35 Hz (50-15) no inversor com 35% de abertura de válvula de <i>choke</i> |
| 156035 | degrau de amplitude 45 Hz (60-15) no inversor com 35% de abertura de válvula de <i>choke</i> |

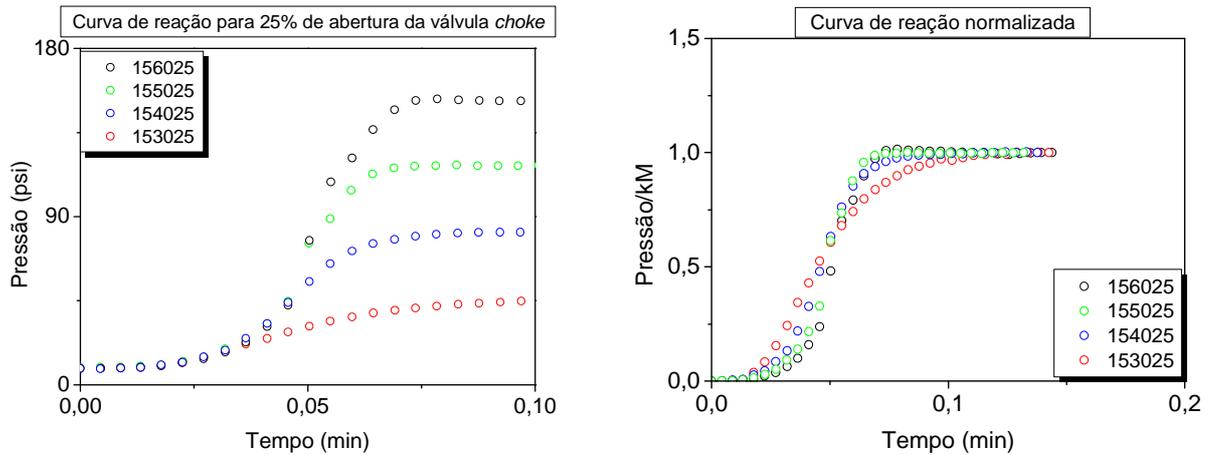


Figura 4.10 – Curva de reação e curva normalizada para 25% de abertura da válvula de *choke*.

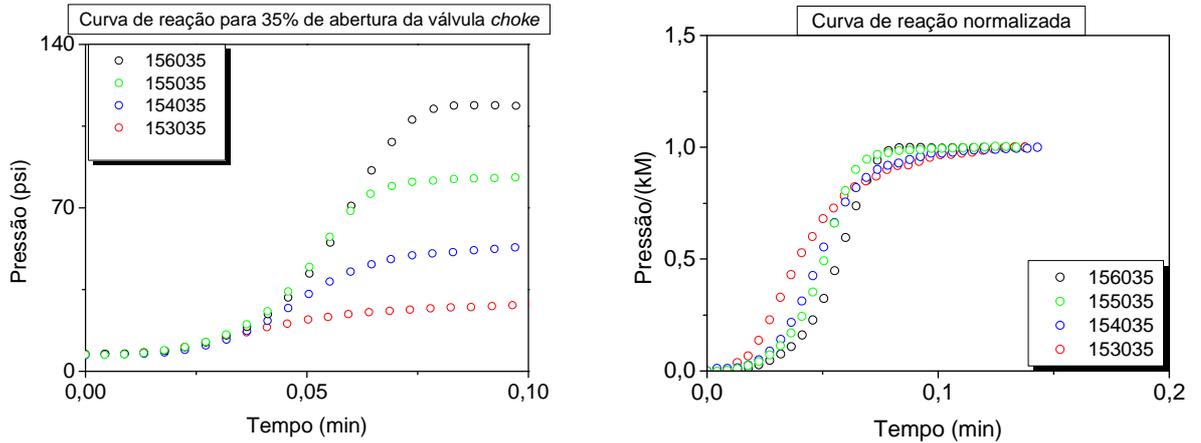


Figura 4.11 - Curva de reação e curva normalizada para 35% de abertura da válvula de *choke*.

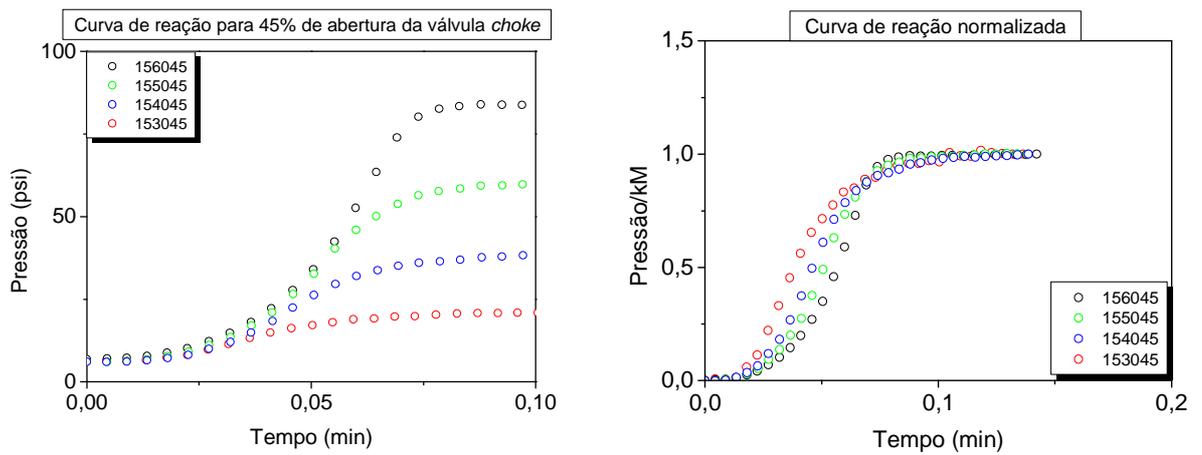


Figura 4.12 - Curva de reação e curva normalizada para 45% de abertura da válvula de *choke*.

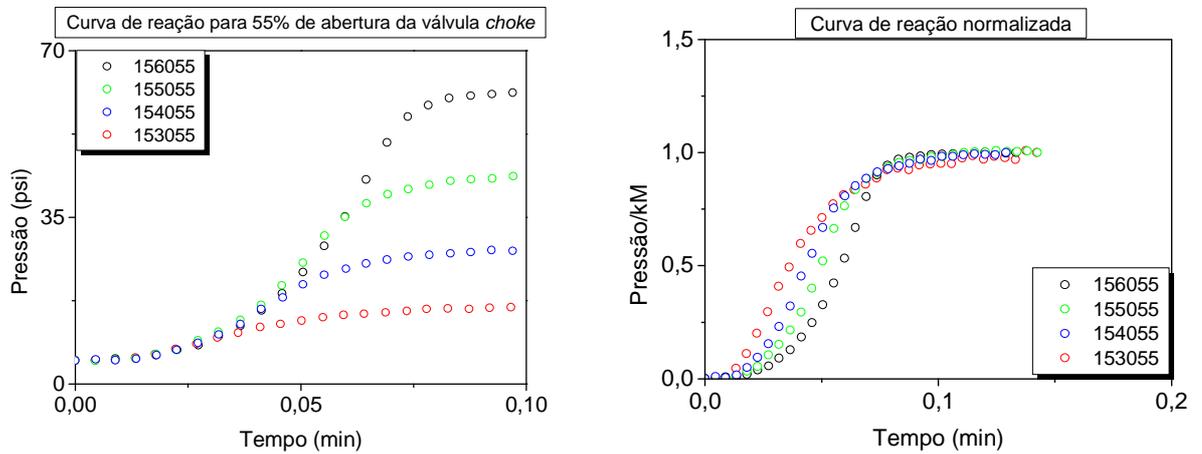


Figura 4.13 - Curva de reação e curva normalizada para 55% de abertura da válvula de *choke*.

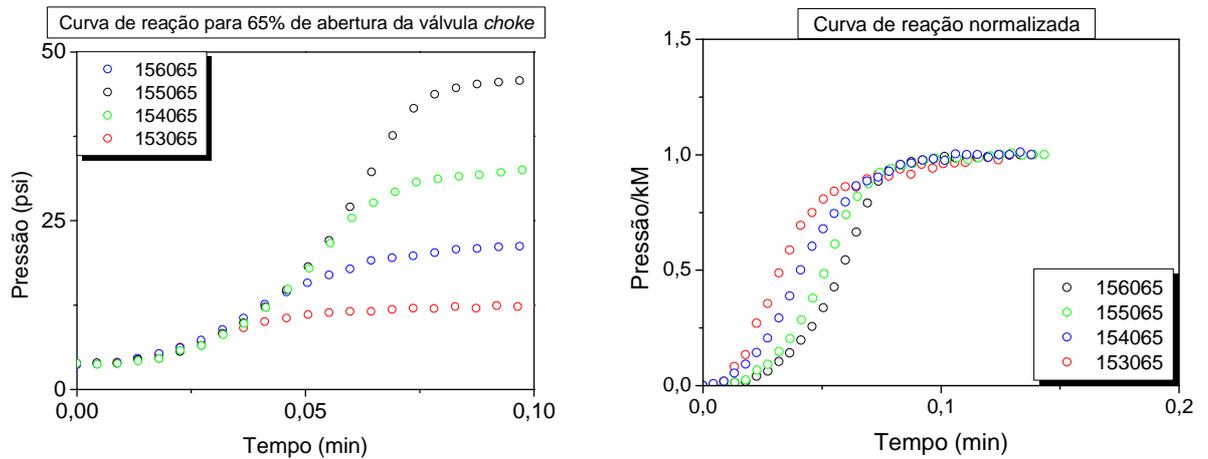


Figura 4.14 - Curva de reação e curva normalizada para 65% de abertura da válvula de *choke*.

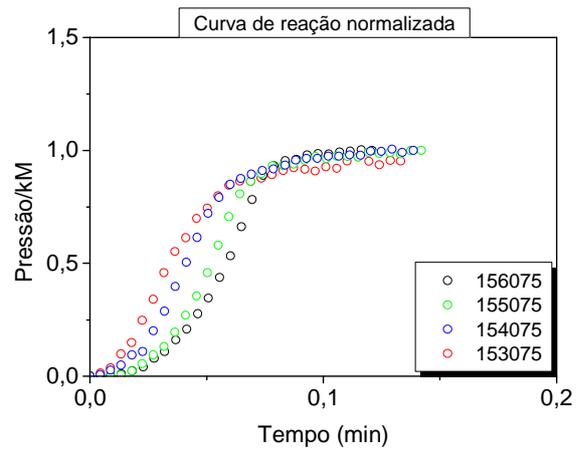
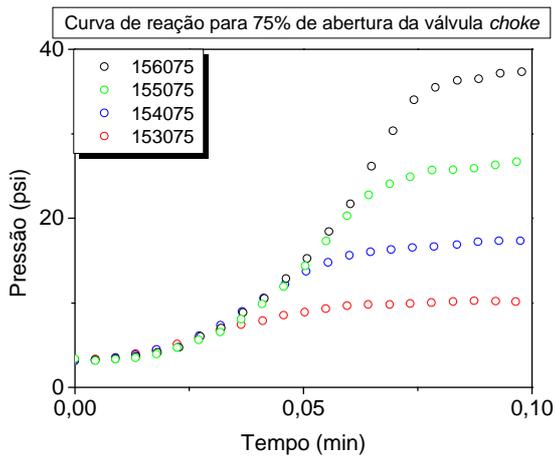


Figura 4.15 - Curva de reação e curva normalizada para 75% de abertura da válvula de *choke*.

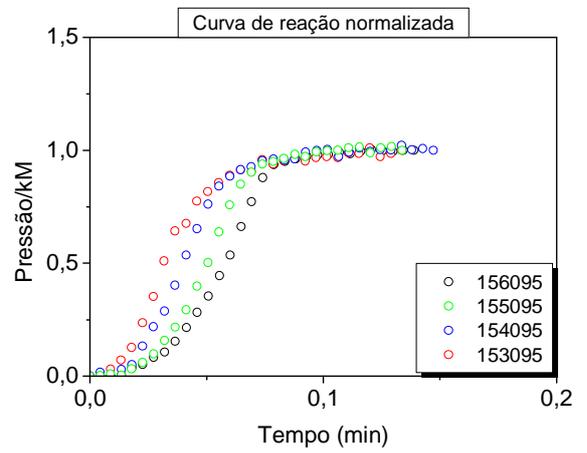
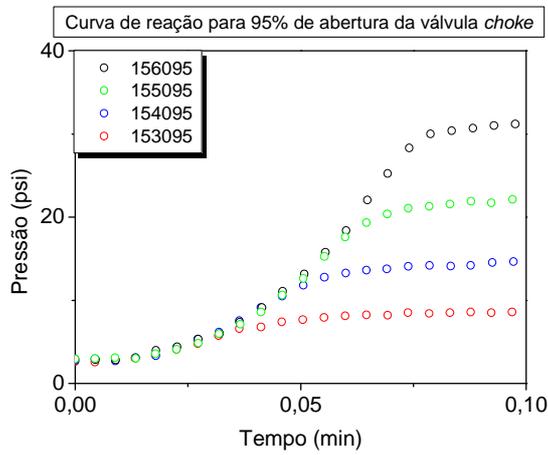


Figura 4.16 - Curva de reação e curva normalizada para 95% de abertura da válvula de *choke*.

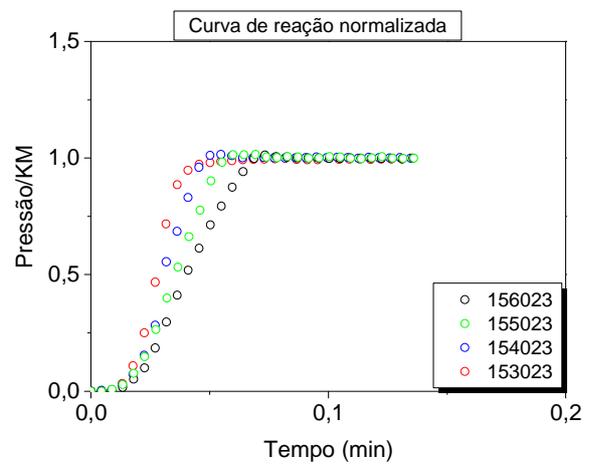
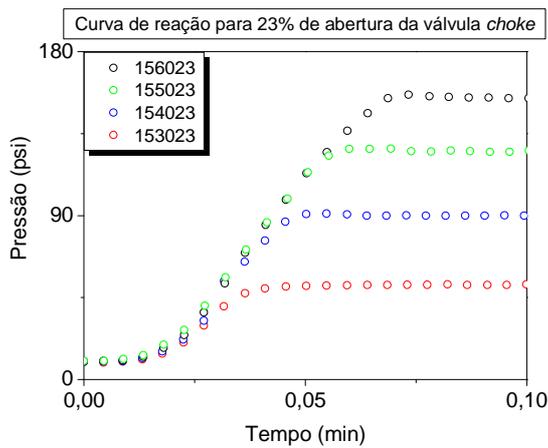


Figura 4.17 - Curva de reação e curva normalizada para 23% de abertura da válvula de *choke*.

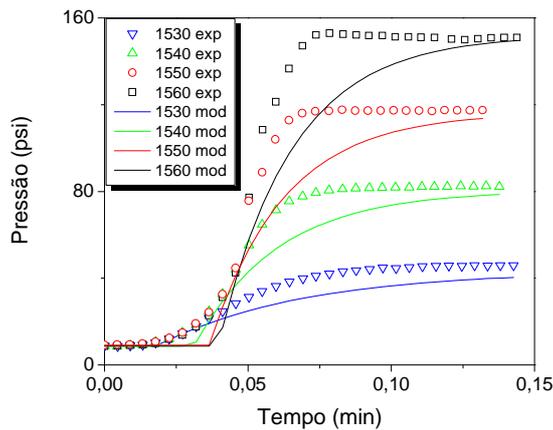


Figura 4.18 – Ajuste via método da curva de reação para 25% de abertura da válvula de *choke*.

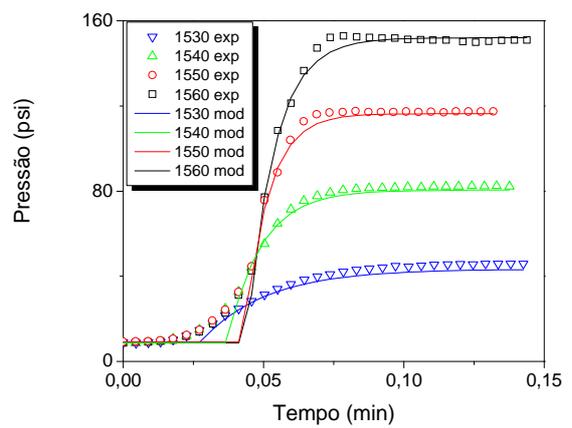


Figura 4.19 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 25% de abertura da válvula de *choke*.

Nas Figuras 4.20 até 4.23 está ilustrado o comportamento da unidade de controle de pressão (razão entre pressão de fundo e o ganho estático, k e a magnitude do degrau, M) quando é feita a implementação de diferentes perturbações no inversor de frequência (15-30 Hz; 15-40 Hz; 15-50 Hz e 15-60 Hz), produzindo, desta forma, diferentes vazões para a bomba helicoidal, variando-se, ainda, os níveis de abertura da válvula de *choke* (95%, 75%, 65%, 55%, 45%, 35%, 25% e 23%). Observa-se que o tempo morto cresce à medida que as magnitudes das perturbações degrau no inversor de frequência crescem, indicando que este atraso é inerente ao atraso da bomba. 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 variável de entrada (vazão) produz um rápido efeito na variável de saída do sistema (pressão).

Observa-se que o tempo morto cresce à medida que as magnitudes das perturbações degrau no inversor de frequência crescem, indicando que este atraso é inerente ao atraso da bomba. Vale ressaltar que a velocidade de resposta do sistema é fortemente aumentada, como ilustrado pelo descolamento das curvas 153023, 154023, 155023, 156023 e 156025 (Figuras 4.20 – 4.23) quando a abertura da válvula de *choke* é pequena, sendo tal aceleração da resposta ainda mais pronunciada quando as vazões são elevadas.

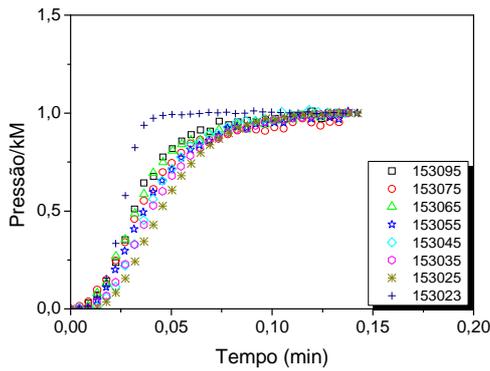


Figura 4.20 – Gráfico de pressão normalizada com implementação de degrau de 15 para 30 Hz, para todas as aberturas de válvula.

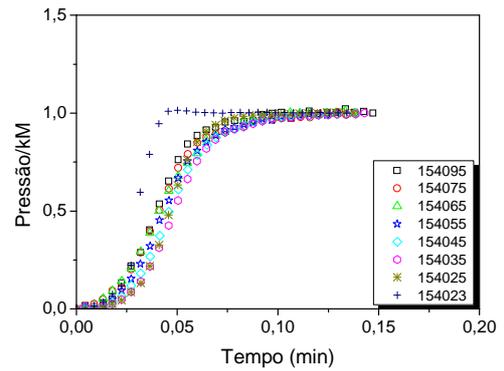


Figura 4.21 - Gráfico de pressão normalizada com implementação de degrau de 15 para 40 Hz, para todas as aberturas de válvula.

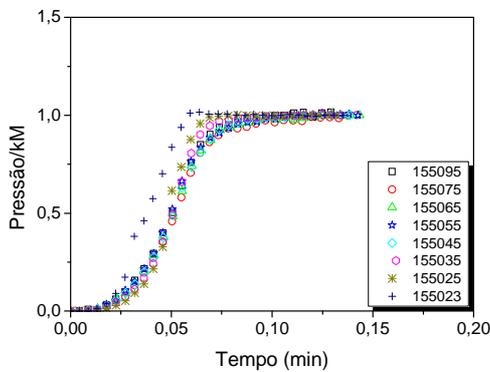


Figura 4.22 - Gráfico de pressão normalizada com implementação de degrau de 15 para 50 Hz, para todas as aberturas de válvula.

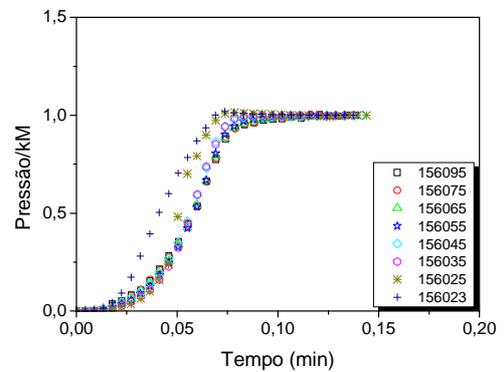


Figura 4.23 - Gráfico de pressão normalizada com implementação de degrau de 15 para 60 Hz, para todas as aberturas de válvula.

4.2.3 Controle clássico.

Os ajustes do controlador PI foram determinados, para diferentes níveis operacionais, (Tabela 6 e 7 do Anexo E) empregando-se os parâmetros da planta obtidos pelos métodos da curva de reação e por Sundaesan & Krishnaswany, através dos métodos de Ziegler-Nichols e Cohen-Coon.

O método de sintonia denominado teste de sensibilidade limite também foi implementado, empregando-se a equação do controlador P na forma de posição (Equação 4.1) para assegurar a dependência com o valor desejado, conforme ilustram as Figuras 4.24 e 4.25 para 25% de abertura da válvula de *choke*. Foram implementadas perturbações no valor desejado de 5 psi e incrementos em K_C de 0,005. Os resultados dos testes de sensibilidade limite para as demais aberturas de válvula de *choke* encontram-se no Anexo F. Pode-se concluir, pela análise das figuras, que o sistema oscila com amplitude constante e que a saturação do inversor de frequência impede que a variável de saída (pressão) se torne instável (não limitada).

$$p_{n-1} = p_s + K_C e_{n-1} \quad (4.1)$$

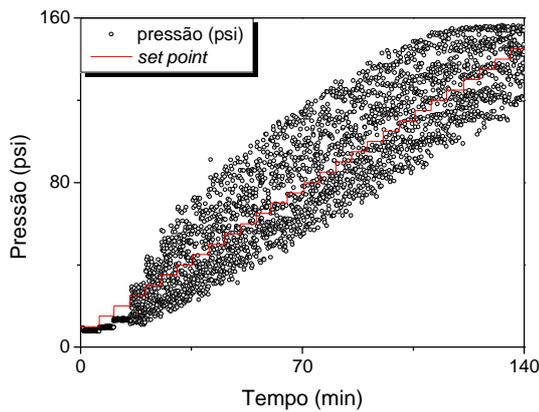


Figura 4.24 – Valor de pressão para 25% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

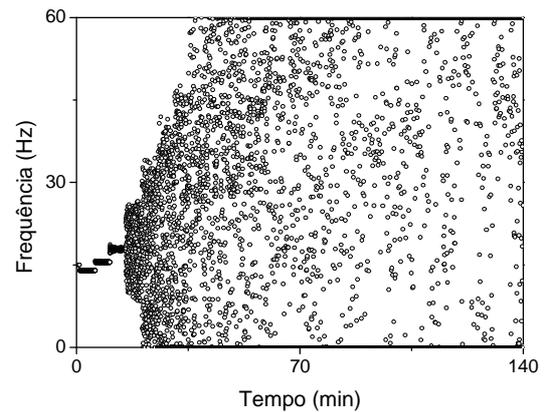


Figura 4.25 – Frequência do inversor para 25% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

4.2.3.1. Teste servo.

O teste servo consiste na implementação de uma perturbação no *set point* de pressão que será rastreada através da manipulação da vazão da bomba de lama via inversor de frequência. As modificações na vazão 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 4.2 empregando-se um tempo de amostragem $\Delta t=0,1$ segundos.

$$\Delta p_n = K_C \left[(e_n - e_{n-1}) + \frac{\Delta t}{T_I} e_n \right] \quad (4.2)$$

As Figuras 4.26 -4.33 ilustram a implementação dos testes de controle servo para diversos níveis operacionais, ilustrando o efeito da variável manipulada (vazão) na variável controlada (pressão) para 25% de abertura da válvula de *choke*. Nos gráficos, há quatro curvas combinadas: parâmetros do sistema calculados pela inclinação da reta tangente ao ponto de inflexão (Inclin) e por Sundaresan & Krishnaswany (SK). Para cada caso, foram determinados os parâmetros do controlador PI por Ziegler-Nichols (ZN) e Cohen-Coon (CC) (Tabela 4.1). Com o objetivo de acelerar o tempo de ascensão, foi feito um ajuste fino com base nos resultados obtidos pelos métodos de Ziegler-Nichols, Cohen-Coon e sensibilidade limite, que foi representado em amarelo escuro. Os demais testes encontram-se no Anexo G.

Tabela 4.1 – Cores utilizadas para os testes de controle servo.

| Controlador \ Sistema | Inclin | SK |
|-----------------------|--------|----------|
| | ZN | Preto |
| CC | Verde | Vermelho |

Pode ser observado que quando os parâmetros do sistema foram determinados via metodologia da curva de reação, de uma maneira geral, o controle se demonstrou menos eficiente e mais oscilatório em torno do *set point* (cinza), isso é consequência da incerteza associada ao ganho e à constante de tempo determinados a partir de um único ponto (ponto de inflexão da curva). A identificação do sistema via método de Sundaresan & Krishnaswany,

empregando dois pontos para a estimação dos parâmetros do sistema, resultou em um controle mais eficiente e menos oscilatório em torno do valor final.

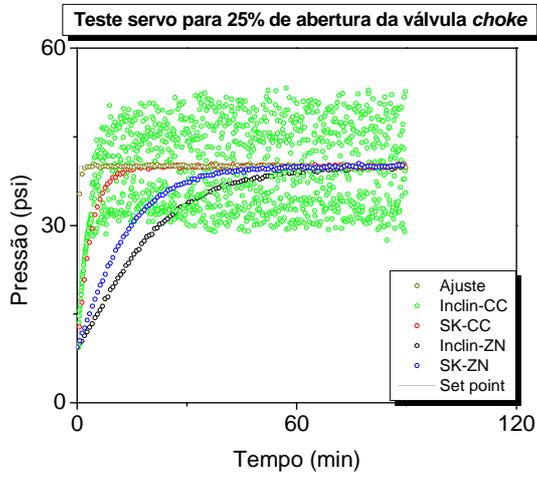


Figura 4.26 – Variável controlada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke*.

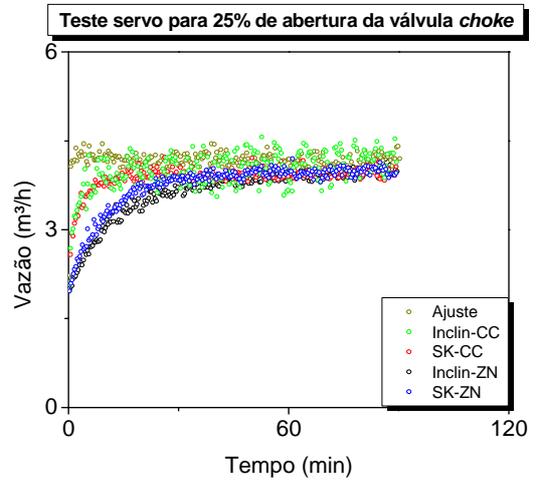


Figura 4.27 - Variável manipulada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke*.

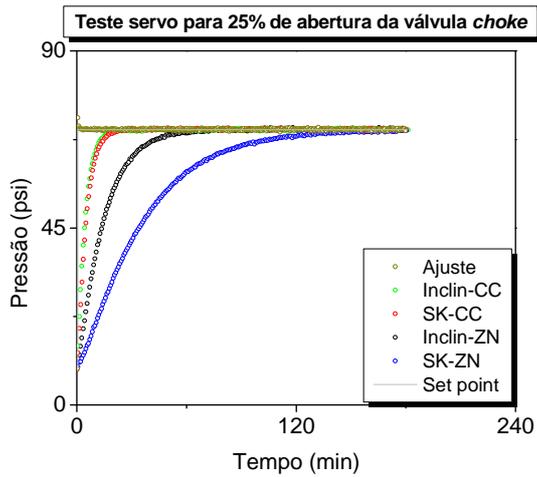


Figura 4.28 - Variável controlada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke*.

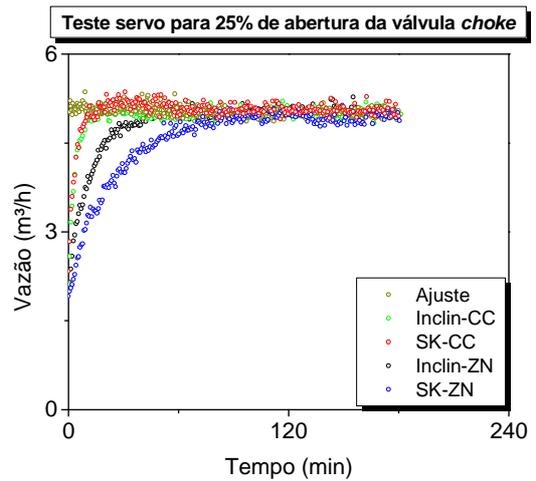


Figura 4.29 - Variável manipulada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke*.

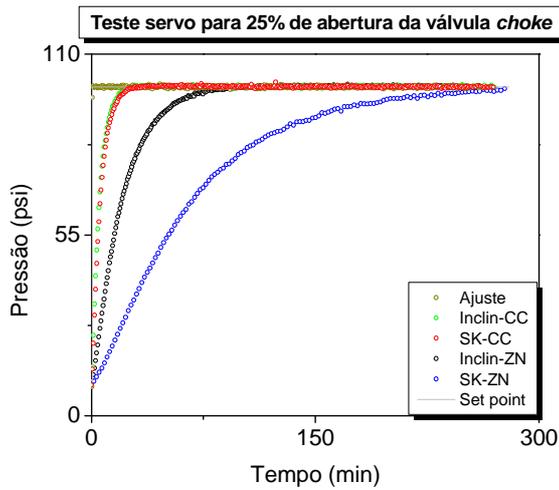


Figura 4.30 - Variável controlada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke*.

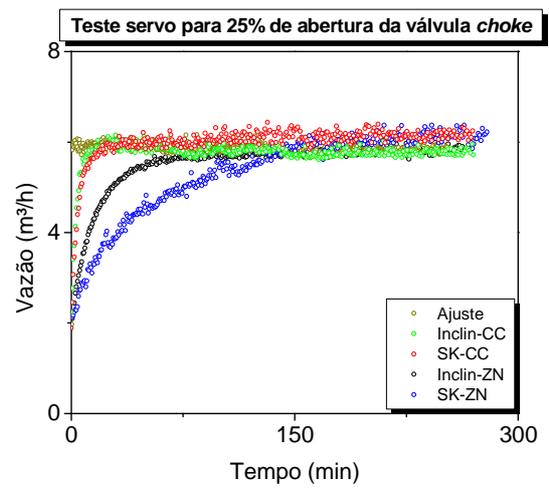


Figura 4.31 - Variável manipulada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke*.

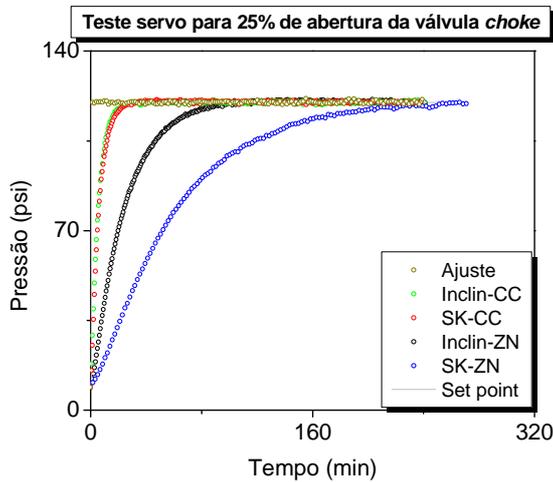


Figura 4.32 - Variável controlada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke*.

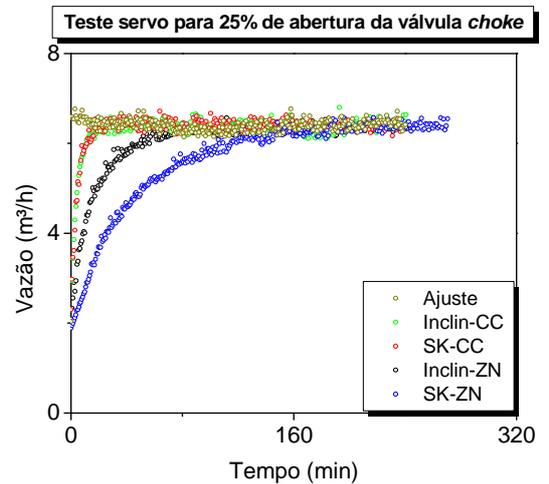


Figura 4.33 - Variável manipulada - Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke*.

As Figuras 4.34 – 4.39 ilustram a implementação bem sucedida de testes de controle servo para diferentes níveis operacionais, incluindo as aberturas de válvula de *choke* de 25, 55 e 95%, utilizando os parâmetros estimados pelo ajuste fino (valores de K_C e T_I encontram-se na Tabela 8 do Anexo E).

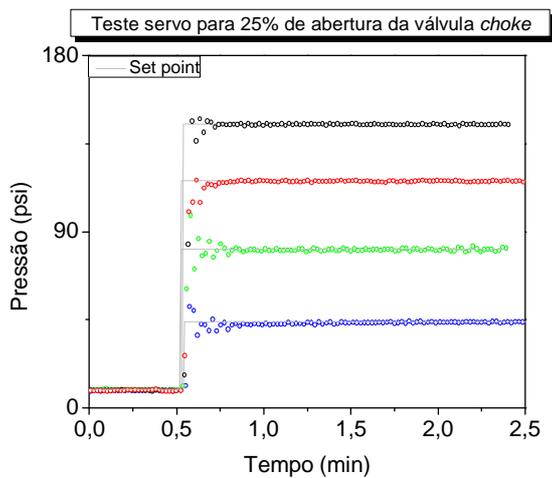


Figura 4.34 – Variável controlada – Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke* – Ajuste fino.

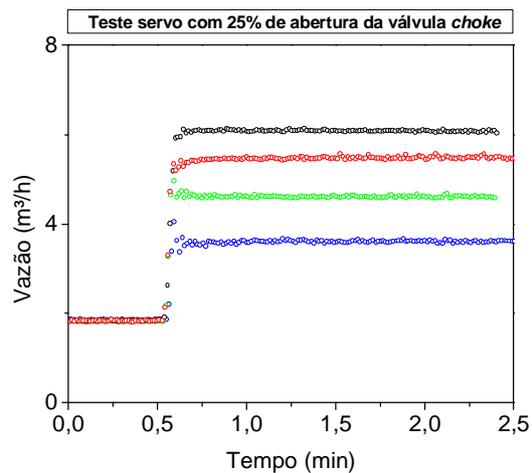


Figura 4.35 - Variável manipulada – Teste servo para 25% de abertura da válvula de *choke* – Ajuste fino.

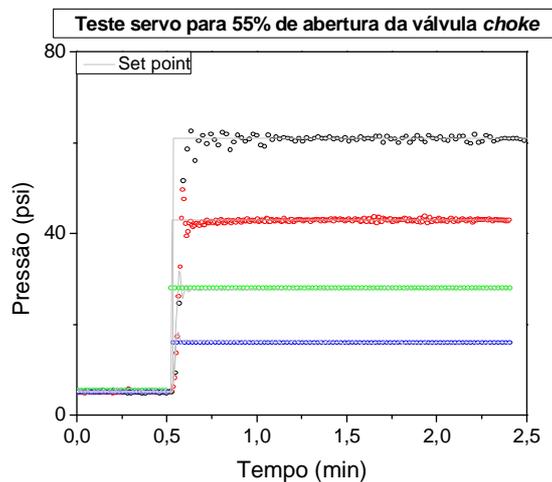


Figura 4.36 – Variável controlada – Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke* – Ajuste fino.

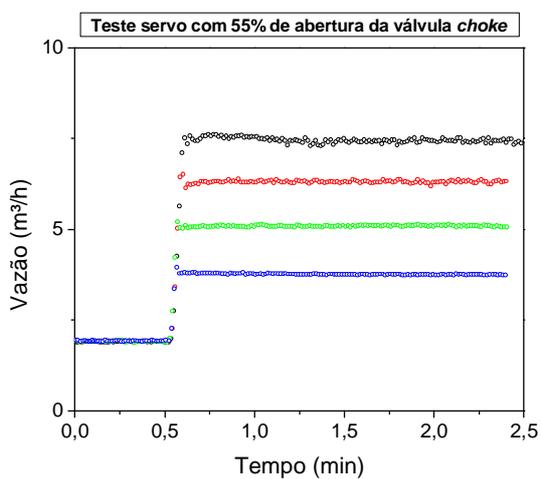


Figura 4.37 - Variável manipulada – Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke* – Ajuste fino..

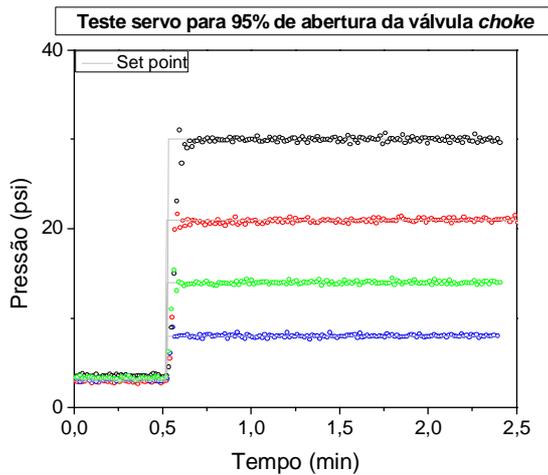


Figura 4.38 – Variável controlada – Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke* – Ajuste fino.

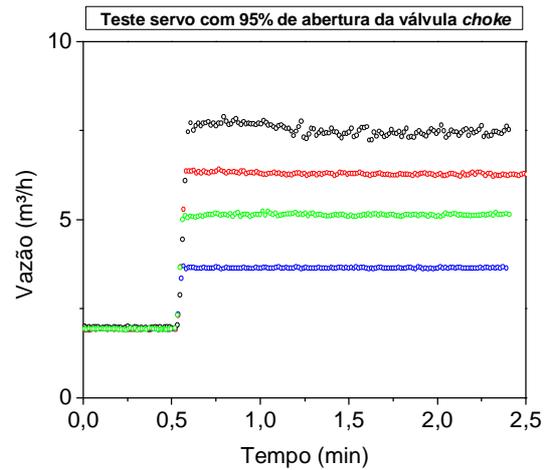


Figura 4.39 - Variável manipulada – Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke* – Ajuste fino.

4.2.3.2 Teste regulador.

O teste regulador consiste em implementar-se uma perturbação na variável de carga ou distúrbio, isto é, o fluido de alimentação, água, é substituído por um fluido de perfuração com densidade 1,8 Kg/L (15 ppg), contendo água, bentonita, hidróxido de sódio e baritina (formulação no Anexo A).

Os parâmetros do controlador PI para teste servo foram implementados no teste regulador, que consiste em aplicar uma perturbação de carga no sistema (no nosso caso) introduzindo no processo fluidos com diferentes densidades. Esse distúrbio simula a perfuração de formações com densidades variáveis ou o aumento de velocidade de perfuração, que, por produzir mais sólidos, altera a densidade da lama.

As figuras 4.40 – 4.48 ilustram o efeito da perturbação de carga (perturbação de densidade) na variável de saída pressão, em malha aberta, para 25, 55 e 95% de abertura da válvula de *choke*. A Análise das Figuras 4.41, 4.44 e 4.47 revela que há um abrupto aumento de vazão quando da implementação da mudança de fluido de alimentação de água para lama de perfuração. Esta descontinuidade aparece em decorrência de a alimentação, por alguns instantes, ser em paralelo já que a implementação da alteração na alimentação é executada manualmente, reduzindo instantaneamente a perda de carga do sistema. Verifica-se também que a bomba de deslocamento positivo helicoidal perde a eficiência com a diminuição da abertura da válvula de *choke*, conforme retrata a comparação entre as Figuras 4.41, 4.44 e 4.47.

Vale ressaltar ainda que a redução instantânea na perda de carga do sistema, em virtude da implementação da perturbação na densidade (configuração em paralelo), produz o aparecimento de uma resposta inversa na variável de saída pressão (Figura 4.46) quando a perda de carga total do sistema é pequena (95% de abertura da válvula de *choke*). Este efeito vai desaparecendo à medida que a perda de carga total do sistema aumenta (25% e 55% de abertura da válvula de *choke*), como ilustrado nas Figuras 4.40 e 4.43. Quando o sistema é operado a fortes restrições, a perda de carga total do sistema é alta de forma que a redução da perda de carga devido à configuração em paralelo não produz uma modificação significativa na pressão.

As Figuras 4.49 – 4.60 ilustram a implementação do teste regulador. Em todos os experimentos implementa-se uma mudança de *set point* seguida de uma rejeição de perturbação (perturbação na densidade do fluido de alimentação). Em todos os testes de rejeição de perturbação observa-se que, quando da implementação manual da alteração de

densidade, há um abrupto aumento de vazão, em virtude do estabelecimento momentâneo de uma configuração em paralelo reduzir a perda de carga.

A utilização dos parâmetros obtidos para o teste servo no teste regulador, para um nível de 25% de abertura da válvula de *choke*, produziu uma resposta em malha fechada oscilatória e de baixo desempenho (Figura 4.49). Esta realidade é devido ao fato de o sistema tornar-se cada vez mais não linear à medida que a abertura da válvula de *choke* vai sendo reduzida. Deste modo, foi necessário tornar os parâmetros do controlador PI mais conservativos, reduzindo a oscilação da variável controlada, às custas de um desempenho mais lento em malha fechada (Figura 4.52)

Por fim, observa-se que o desempenho do controlador clássico PI para teste regulador nos demais níveis de abertura da válvula de *choke* (55% e 95%) foi adequado (Figuras 4.55 – 4.60) devido à diminuição da restrição aplicada ao processo, diminuindo a não linearidade.

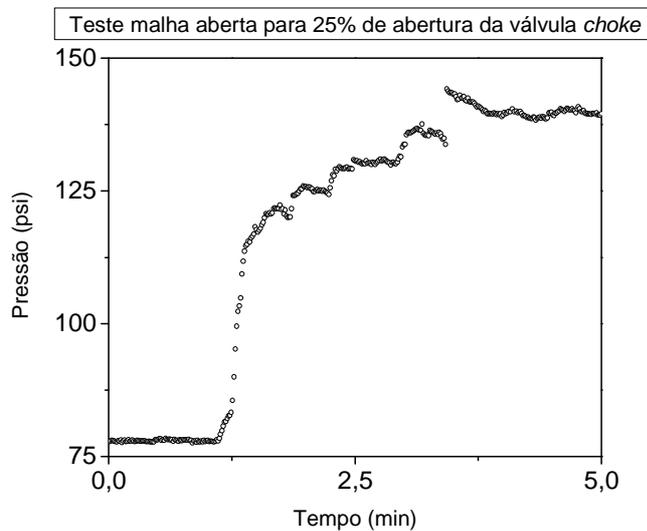


Figura 4.40 - Teste em malha aberta para 25% de abertura da válvula de *choke* – Variável controlada.

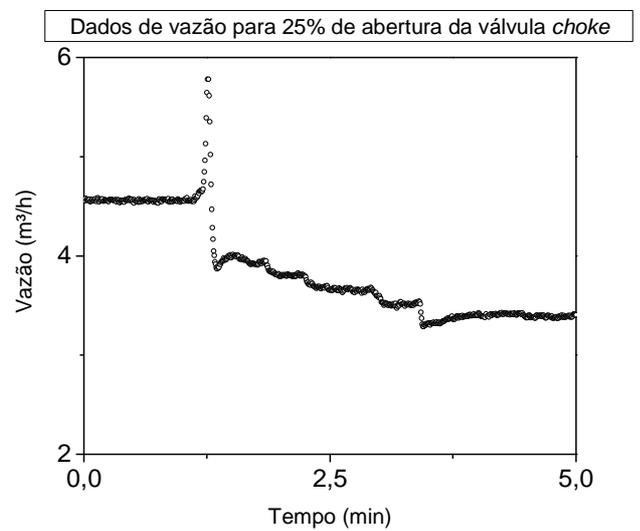


Figura 4.41 – Teste em malha aberta para 25% de abertura da válvula de *choke* – Variável manipulada (40 Hz de frequência no inversor).

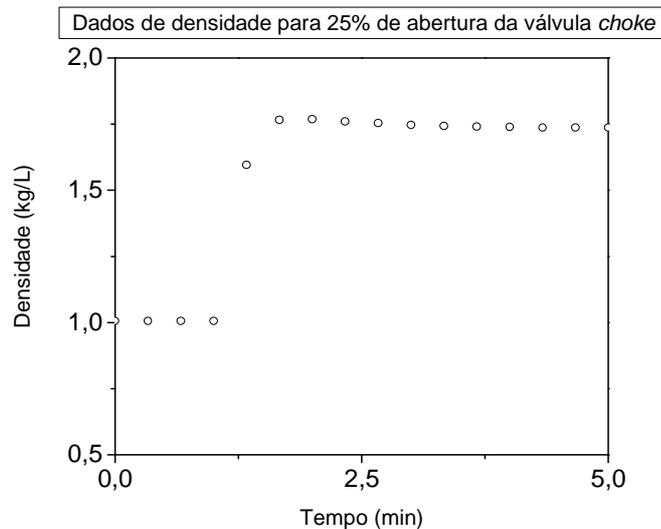


Figura 4.42 - Teste em malha aberta para 25% de abertura da válvula de *choke* – Variável de carga.

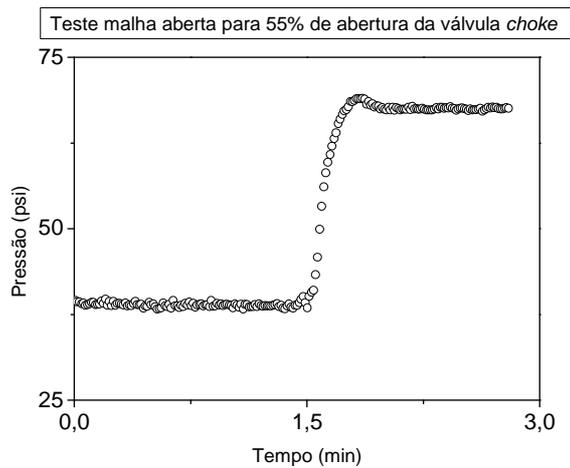


Figura 4.43 - Teste em malha aberta para 55% de abertura da válvula de *choke* – Variável controlada.

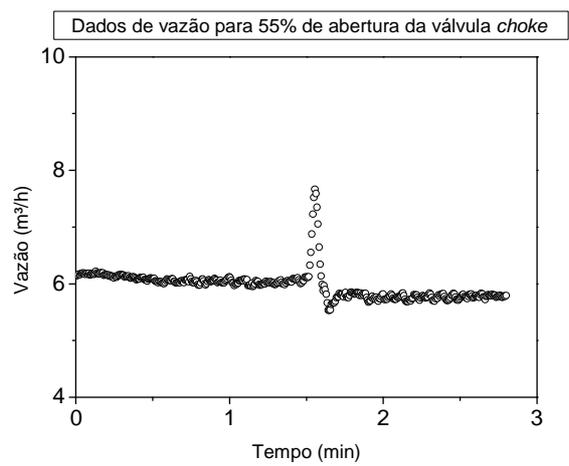


Figura 4.44 – Teste em malha aberta para 55% de abertura da válvula de *choke* – Variável manipulada (50 Hz de frequência no inversor).

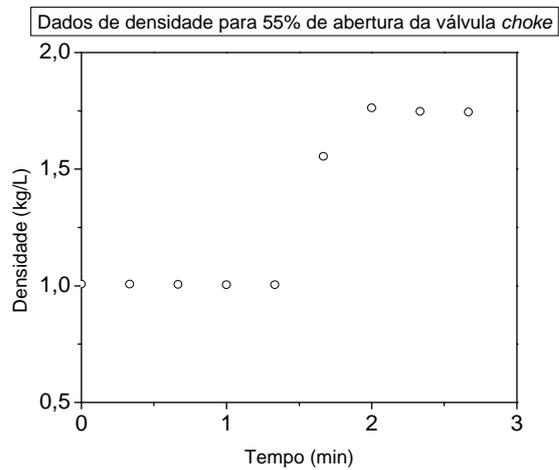


Figura 4.45 – Teste em malha aberta para 55% de abertura da válvula de *choke* – Variável de carga.

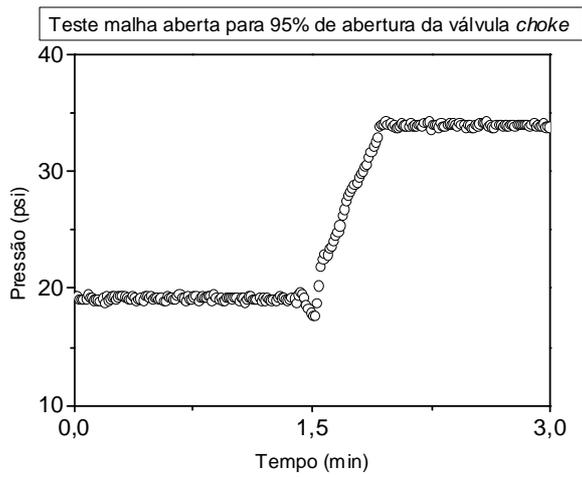


Figura 4.46 - Teste em malha aberta para 95% de abertura da válvula de *choke* – Variável controlada.

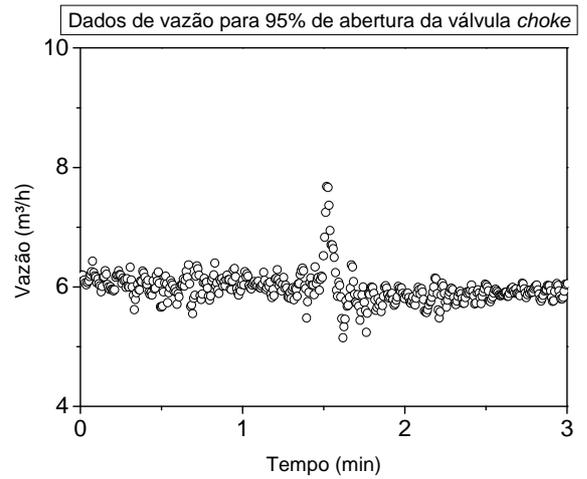


Figura 4.47 – Teste em malha aberta para 95% de abertura da válvula de *choke* – Variável manipulada (50 Hz de frequência no inversor).

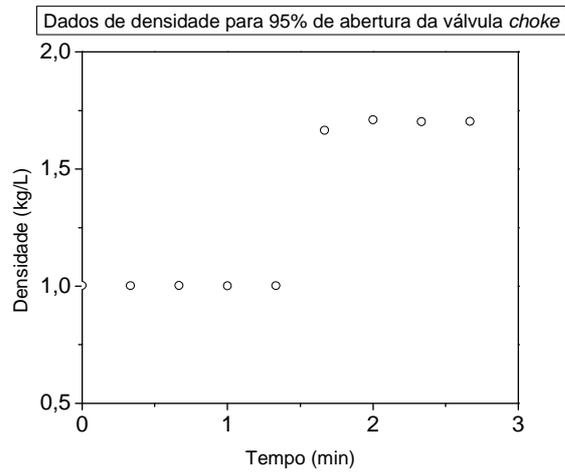


Figura 4.48 – Teste em malha aberta para 95% de abertura da válvula de *choke* – Variável de carga.

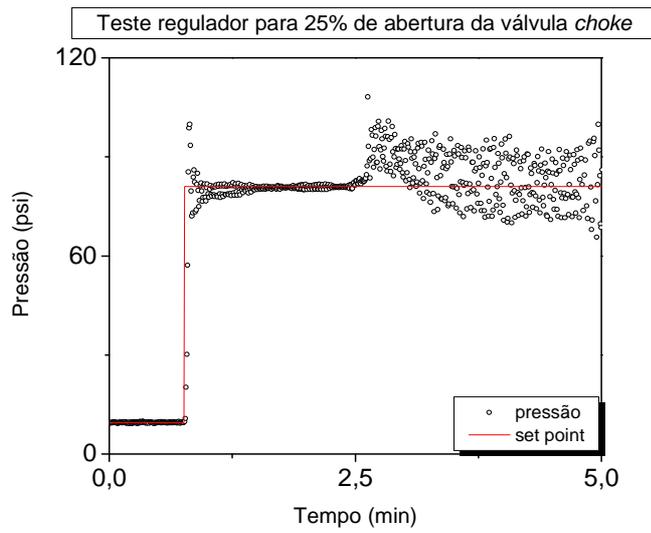


Figura 4.49 - Teste regulador para 25% de abertura da válvula de *choke* – Variável controlada.

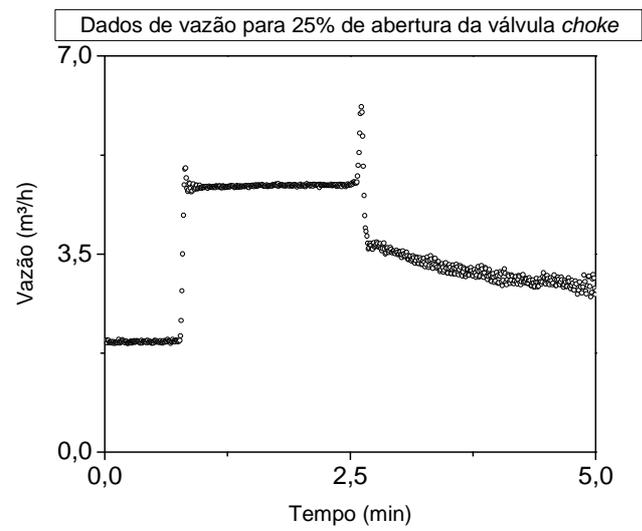


Figura 4.50 – Teste regulador para 25% de abertura da válvula de *choke* - Variável manipulada.

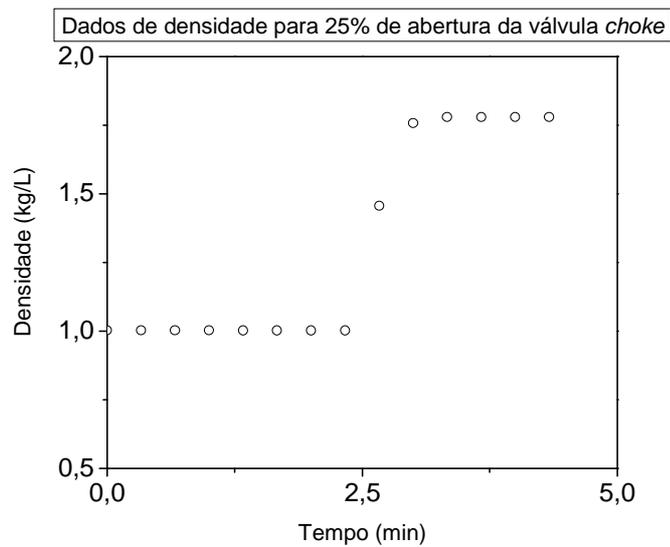


Figura 4.51 - Teste regulador para 25% de abertura da válvula de *choke* - Variável de carga.

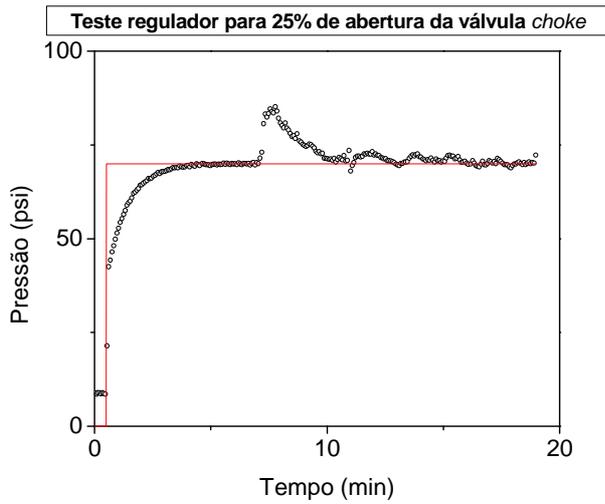


Figura 4.52 - Teste regulador (ajuste fino) para 25% de abertura da válvula de *choke* – Variável controlada.

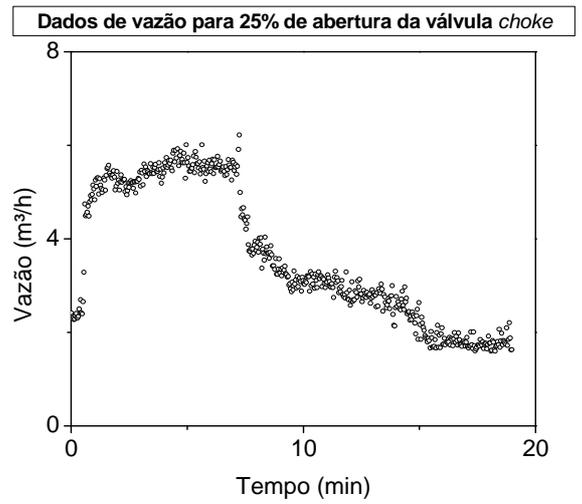
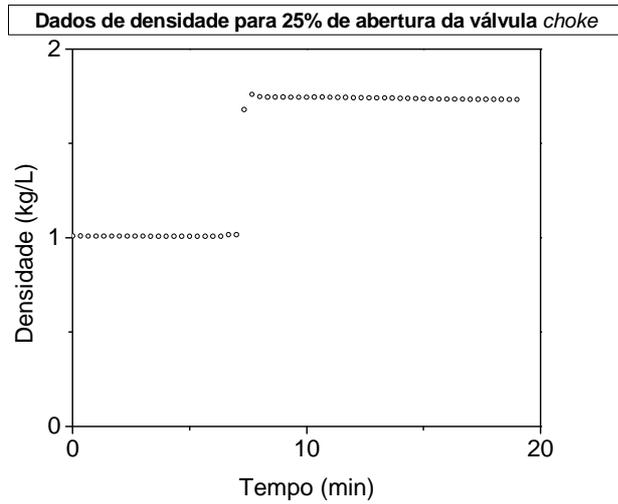


Figura 4.53 - Teste regulador (ajuste fino) para 25% de abertura da válvula de *choke* – Variável manipulada



4.54 - Teste regulador (ajuste fino) para 25% de abertura da válvula de *choke* – Variável de carga.

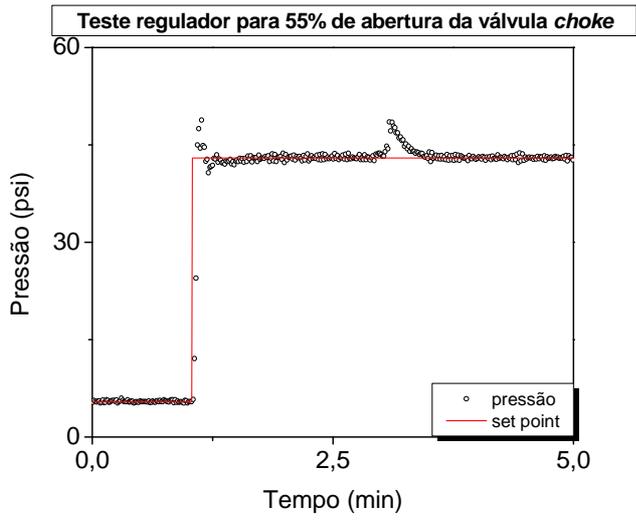


Figura 4.55 - Teste regulador para 55% de abertura da válvula de *choke* – Variável controlada.

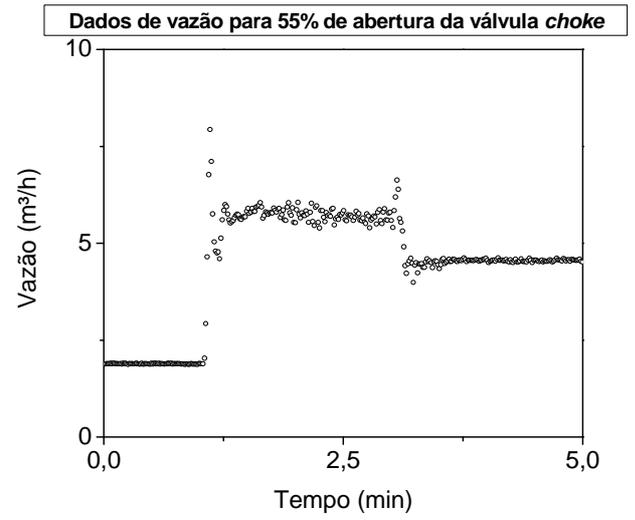


Figura 4.56 – Teste regulador para 55% de abertura da válvula de *choke* – Variável manipulada.

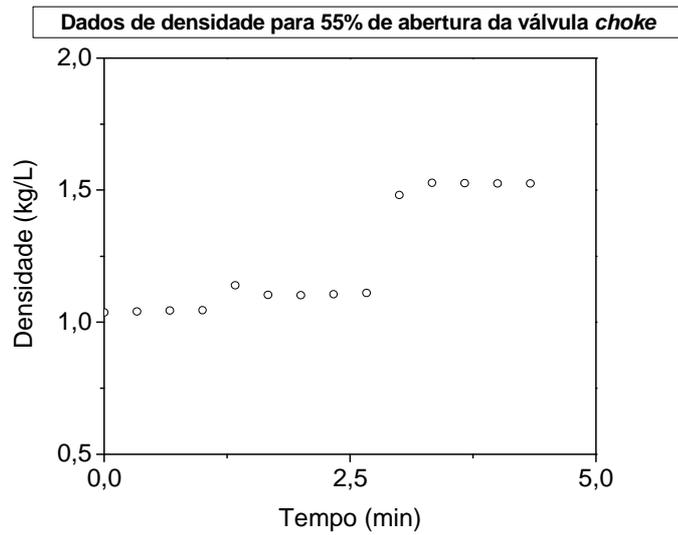


Figura 4.57 – Teste regulador para 55% de abertura da válvula de *choke* – Variável de carga.

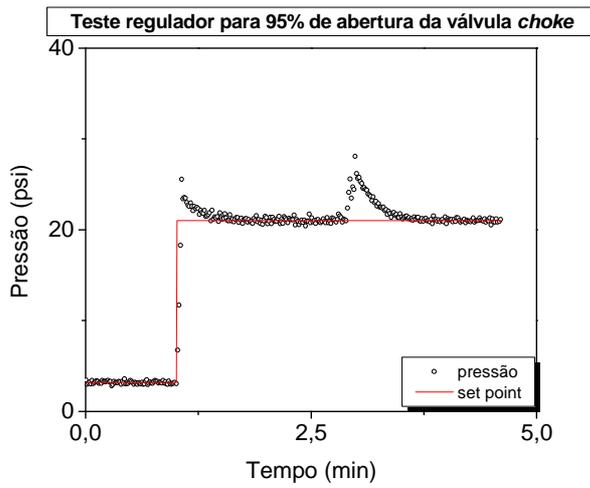


Figura 4.58 - Teste regulador para 95% de abertura da válvula de *choke* – Variável controlada.

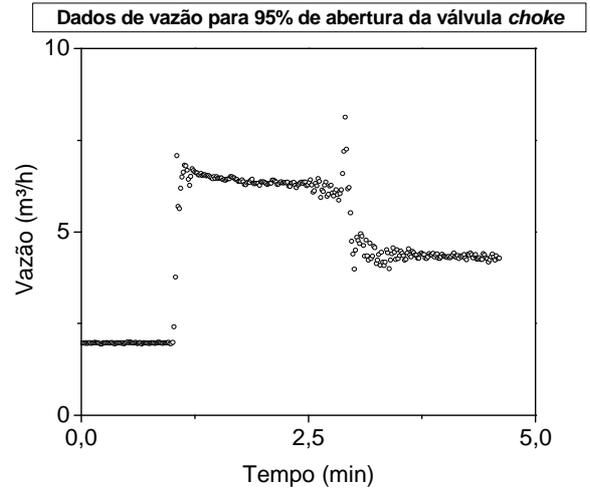


Figura 4.59 – Teste regulador para 95% de abertura da válvula de *choke* – Variável manipulada.

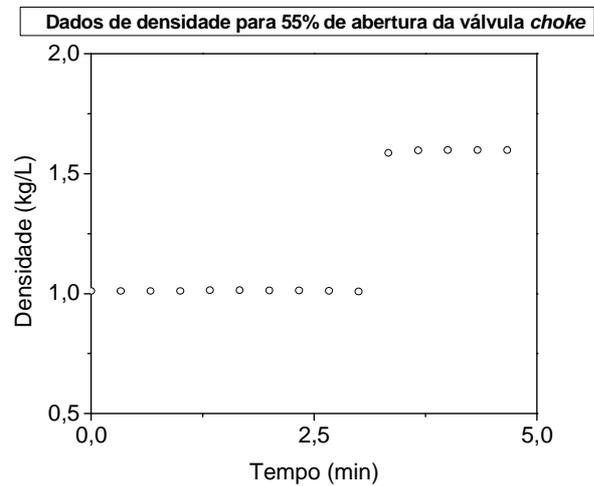


Figura 4.60 – Teste regulador para 95% de abertura da válvula de *choke* – Variável de carga.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho o modelo fenomenológico de escoamento bifásico de Nygaard e Naevdal (2006) foi modificado para levar em consideração a fase sólida, visando à implementação de um controlador clássico PI (proporcional-integral) para regular a pressão anular de fundo durante o processo de perfuração de poços. Foram investigadas estratégias via simulação, empregando-se como variável manipulada a vazão de alimentação de fluido de perfuração.

Uma unidade experimental foi construída com o objetivo de controlar a pressão anular de fundo através de duas possíveis variáveis manipuladas: a vazão da bomba de alimentação, associada ao inversor de frequência e a abertura da válvula de *choke*. Para retratar o distúrbio frequente que ocorre durante a perfuração de poços (aumento da velocidade de perfuração ou a perfuração de rochas de diferentes densidades), a unidade dispõe de dois tanques de alimentação contendo água e lama de perfuração com densidade 15 ppg.

A implementação de testes degrau evidenciou que a planta apresenta natureza não linear, o que requereu a identificação do sistema para diferentes níveis operacionais, viabilizando, então, a implementação de um esquema de controle clássico PI.

Para a estimação dos parâmetros do controlador foram utilizados os métodos de Ziegler-Nichols, Cohen-Coon e sensibilidade limite, que serviram de guia para o cálculo do ajuste fino para implementação em campo de teste servo e regulador. Vale ressaltar que à medida que o sistema operava com maior restrição ao escoamento (pequenas aberturas de válvula de *choke*), aumentando o seu grau de não linearidade, o desempenho do sistema de controle foi prejudicado.

Com relação a trabalhos futuros, podem ser colcadas as seguintes recomendações:

- Validar o modelo fenomenológico desenvolvido por Vega *et al.* (2008) à partir dos dados da unidade experimental de perfuração de poços.
- Desenvolver estudos de otimização para maximizar a perfuração garantindo uma operação segura dentro de janela operacional desejada.
- Estudar o controle da pressão anular de fundo através da manipulação da abertura da válvula de *choke*. Para essa configuração, além do teste de rejeição de perturbação, via alimentação de fluidos de densidades diferentes, o procedimento de conexão de tubos (com interrupção da vazão) poderia ser investigado.
- Introduzir na unidade um transdutor de pressão diferencial para estudar a perda de eficiência da bomba de deslocamento positivo helicoidal, fenômeno observado quando do escoamento de lama de 15ppg.
- Modificar a unidade experimental, acoplando-se um tanque de pressão ao fundo da coluna para estudo do fenômeno de *kick*.
- Implementar uma estratégia de controle avançado para regular a pressão anular de fundo na perfuração de poços de petróleo.

BIBLIOGRAFIA

- AMORIM, L.V., BARBOSA, M.I.R., FERREIRA, H.C. “Desenvolvimento de compostos bentonita/polímeros para aplicação em fluidos de perfuração”. Revista Matéria, v. 13, n. 1, pp. 209 – 219, 2008.
- ARAÚJO, P.C. “Processamento de lamas de perfuração” – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2005.
- ARAGÃO, A.F.L. – “MPD como alternativa para extensão de limites hidráulicos na perfuração” III Enahpe, Campos do Jordão, São Paulo, 2009.
- BARRET, B.; EUGENE, B. “Handbook of drilling fluids” – Elsevier inc. – pag. 18-19, 2005.
- CAENN, R., CHILLINGAR, G.V. “Drilling fluids: state of the art” Journal of Petroleum Science and Engineering 14 (1996) 221-230.
- CAMPOS, L.F.A, AMORIM L.V., FERREIRA, H. C. “Utilização do planejamento experimental no estudo do efeito da composição de misturas de bentonitas na reologia de fluidos de perfuração. Parte II: composições ternárias” Cerâmica 53 (2007) 68-73.
- COHEN, G.H. AND COON, G.A., "Theoretical Considerations of Retarded Control" jul. 1953. Transactions of the ASME, pp. 827-834.
- Coordenadoria de Tecnologia da Informação – CEPA.1999 – USP. Disponível em: <http://www.cepa.if.usp.br/energia/energia1999/Grupo1A/historia.html>
- DODSON, J., SCHMIDT, V. – Gulf of Mexico “Trouble time creates majos drillings expenses”, January, 2004.
- EIKREN, G.O., IMSLAND, L., FOSS, B.A., 2004: “Stabilization of gas-lifted wells based on state stimation”, in IFAC International Symposium on Advanced Control of Chemical Processes, Hong-Kong, China.
- FARIAS, K.V., AMORIM L.V., FERREIRA, H. C., PEREIRA E.; - “Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração: influência de dispersantes e umectante aniônicos” - Universidade Federal de Campina Grande, UFCG. Cerâmica 52 (2006) 307-314.
- FERNANDES JÚNIOR F. G., “Metodologia para re-sintonia de controladores industriais” – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, (2006).
- FERREIRA, M. I. P., 2003, “Impactos Ambientais Associados ao Emprego dos Fluidos de Perfuração”, COPPE / UFRJ, Macaé, RJ.
- FOX, R. W., McDONALD, A. T., PRITCHARD, P. J. “Introduction to Fluid Mechanics”, Six Edition, John Wiley & Sons Inc, 2004.
- FRANCO, E., VANNI, G. – “ Operações MPD no mar” III Enahpe, Campos do Jordão, São Paulo, 2009.

GONGALVES, R.S.A. – “Avaliação de Perda de Carga e do Fator de Atrito no Escoamento de Fluidos de Perfuração em Geometrias Circular e Anulares Concêntricos” – Diss. Msc. - UFRRJ (2008).

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

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.

MACHADO, J. C. V., 2002. “Reologia e Escoamento de Fluidos. Ênfase na Indústria do Petróleo.” Interciência, Rio de Janeiro.

MUNIZ, L. A. R. “Controle Preditivo Adaptativo Aplicado a um Reator de Pirólise Operando em Regime Semibatelada”. Florianópolis, 2004. 133p. Tese (Doutorado em Engenharia Química) – Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Santa Catarina.

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 Woodlands, 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.

PEREIRA, F.R.A. – “Escoamento laminar de líquidos não newtonianos em seções anulares: estudo de CFD e abordagem experimental” Tese de D.Sc., UFB – Uberlândia – MG, 2006.

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.

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.

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

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

SUTER R., “Flow and pressure control system. UBD-10 Choke”, in: Proceedings of the IADC, 1999.

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.

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

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

ANEXOS

- A – Rotina para o preparo do fluido de perfuração usado no teste regulador.
- B – Caracterização do fluido de perfuração.
- C – Modelo gás-líquido sólido.
- D – Ajuste dos dados experimentais segundo um modelo de primeira ordem com tempo morto.
- E – Parâmetros do controlador calculados por Ziegler-Nichols e Cohen-Coon e parâmetros do sistema determinados pelo método da curva de reação e por Sundaresan & Krishnaswamy.
- F – Teste de sensibilidade limite.
- G – Testes de controle servo realizados para 55, 75 e 95% de abertura da válvula de *choke*.
- H – Artigos desenvolvidos durante a dissertação.

Anexo A – Rotina para o preparo do fluido de perfuração usado no teste regulador.

O CENPES utiliza para a composição de fluido, 35 libras por barril de argila (bentonita) e 1 libra por barril de NaOH.

Para testar a rotina, foi preparada uma amostra de 2 litros de fluido de perfuração.

Fatores de conversão:

1 lb/bbl - 1 g/350 ml

1 bbl (barril) - 350 ml

Portanto, calculando a massa a ser adicionada em 2000 ml (5,71 bbl):

$$5,71 \times 35 \text{ lb/bbl} = 200 \text{ g de argila}$$

$$5,71 \times 1 \text{ lb/bbl} = 5,71 \text{ g de NaOH}$$

Em primeiro lugar, deve-se adicionar a argila em pequenas porções e após homogeneizar por 20 minutos, o hidróxido de sódio deve ser adicionado mantendo-se constante agitação durante todo o processo. Após essa etapa a mistura deve ficar em repouso por 24 horas.

Após passado essa etapa densidade deve ser aferida, e de acordo com a necessidade, utilizar adensante para ajustar a densidade desejada para o fluido final. Deve ser utilizada a seguinte relação para calcular a massa de adensante a ser adicionada.

$$m_i + m_A = m_F \tag{1}$$

E sendo:

$$\rho = \frac{m}{V} \tag{2}$$

Obtém-se

$$(\rho \times V)_i + (\rho \times V)_A = (\rho \times V)_F \tag{3}$$

Após manipular matematicamente 1, obtêm-se:

$$m_A = \frac{V_i (\rho_F - \rho_i)}{\left(1 - \frac{\rho_F}{\rho_A}\right)} \tag{4}$$

Sendo:

m – massa;

V – volume;

ρ – densidade.

Sub-índices:

i – inicial;

F – final;

A – adensante.

Anexo B – Caracterização do fluido de perfuração.

Tabela 1 - Dados de Tensão e taxa de deformação para estimativa dos parâmetros de Ostwald-dewaele.

| Reologia | | | | | | | |
|-------------------------------|-----|----------|----------------|-------------------------|--------|--------------|----------------|
| | RPM | θ | μap | $\gamma(\text{s}^{-1})$ | τ | $\log(\tau)$ | $\log(\gamma)$ |
| Primeira triplicata amostra 2 | 3 | 1 | 100 | 5,1 | 0,5 | -0,29 | 0,71 |
| | 6 | 2 | 100 | 10,2 | 1 | 0,01 | 1,01 |
| | 100 | 11 | 33 | 170,3 | 5,6 | 0,75 | 2,23 |
| | 200 | 18 | 27 | 340,6 | 9,2 | 0,96 | 2,53 |
| | 300 | 25 | 25 | 511 | 12,8 | 1,11 | 2,71 |
| | 600 | 43 | 21,5 | 1022 | 22 | 1,34 | 3,01 |
| Segunda triplicata amostra 2 | RPM | θ | μap | $\gamma(\text{s}^{-1})$ | τ | $\log(\tau)$ | $\log(\gamma)$ |
| | 3 | 1,5 | 150 | 5,1 | 0,8 | -0,12 | 0,71 |
| | 6 | 2,5 | 125 | 10,2 | 1,3 | 0,11 | 1,01 |
| | 100 | 10 | 30 | 170,3 | 5,1 | 0,71 | 2,23 |
| | 200 | 17 | 25,5 | 340,6 | 8,7 | 0,94 | 2,53 |
| | 300 | 22,5 | 22,5 | 511 | 11,5 | 1,06 | 2,71 |
| Terceira triplicata amostra 2 | RPM | θ | μap | $\gamma(\text{s}^{-1})$ | τ | $\log(\tau)$ | $\log(\gamma)$ |
| | 3 | 1,5 | 150 | 5,1 | 0,8 | -0,12 | 0,71 |
| | 6 | 2 | 100 | 10,2 | 1 | 0,01 | 1,01 |
| | 100 | 10 | 30 | 170,3 | 5,1 | 0,71 | 2,23 |
| | 200 | 17 | 25,5 | 340,6 | 8,7 | 0,94 | 2,53 |
| | 300 | 23 | 23 | 511 | 11,8 | 1,07 | 2,71 |
| 600 | 43 | 21 | 1022 | 21,5 | 1,33 | 3,01 | |

Tabela 2 - Dados de Tensão e taxa de deformação para estimativa dos parâmetros de Ostwald-dewaele.

| Reologia | | | | | | | |
|-------------------------------|-----|----------|----------------|-------------------------|--------|--------------|----------------|
| | RPM | θ | μap | $\gamma(\text{s}^{-1})$ | τ | $\log(\tau)$ | $\log(\gamma)$ |
| Primeira triplicata amostra 1 | 3 | 1,5 | 150 | 5,1 | 0,8 | -0,12 | 0,71 |
| | 6 | 2 | 100 | 10,2 | 1 | 0,01 | 1,01 |
| | 100 | 10 | 30 | 170,3 | 5,1 | 0,71 | 2,23 |
| | 200 | 17 | 25,5 | 340,6 | 8,7 | 0,94 | 2,53 |
| | 300 | 24 | 24 | 511 | 12,3 | 1,09 | 2,71 |
| | 600 | 41 | 20,5 | 1022 | 21 | 1,32 | 3,01 |
| Segunda triplicata amostra 1 | RPM | θ | μap | $\gamma(\text{s}^{-1})$ | τ | $\log(\tau)$ | $\log(\gamma)$ |
| | 3 | 1,5 | 150 | 5,1 | 0,8 | -0,12 | 0,71 |
| | 6 | 2 | 100 | 10,2 | 1 | 0,01 | 1,01 |
| | 100 | 10,5 | 31,5 | 170,3 | 5,4 | 0,73 | 2,23 |
| | 200 | 17,5 | 26,25 | 340,6 | 8,9 | 0,95 | 2,53 |
| | 300 | 24 | 24 | 511 | 12,3 | 1,09 | 2,71 |
| Terceira triplicata amostra 1 | RPM | θ | μap | $\gamma(\text{s}^{-1})$ | τ | $\log(\tau)$ | $\log(\gamma)$ |
| | 3 | 1,5 | 150 | 5,1 | 0,8 | -0,12 | 0,71 |
| | 6 | 2 | 100 | 10,2 | 1 | 0,01 | 1,01 |
| | 100 | 11 | 33 | 170,3 | 5,6 | 0,75 | 2,23 |
| | 200 | 18 | 27 | 340,6 | 9,2 | 0,96 | 2,53 |
| | 300 | 24 | 24 | 511 | 12,3 | 1,09 | 2,71 |
| 600 | 43 | 21,5 | 1022 | 22 | 1,34 | 3,01 | |

Tabela 3 - Parâmetros estimados para o modelo Ostwald-de-waele (*power-law*).

| | K | n | r ² |
|------|--------|--------|----------------|
| 1-A1 | 0,2532 | 0,6172 | 0,9931 |
| 2-A1 | 0,252 | 0,6218 | 0,9944 |
| 3-A1 | 0,2509 | 0,6263 | 0,9953 |
| 1-A2 | 0,183 | 0,6808 | 0,9965 |
| 2-A2 | 0,2901 | 0,5955 | 0,9892 |
| 3-A2 | 0,253 | 0,6167 | 0,9924 |

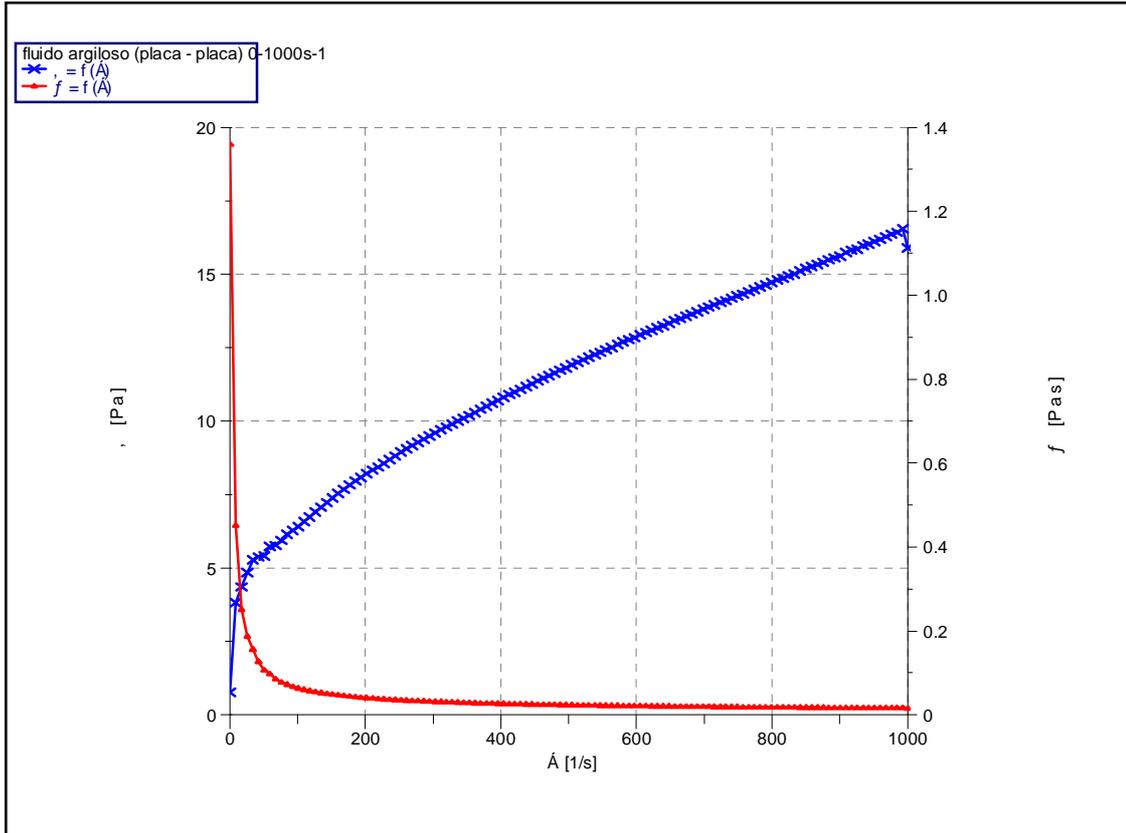


Figura 1 - Dados de tensão e viscosidade contra taxa de cisalhamento (τ - tensão cisalhante (azul); $\dot{\gamma}$ - taxa de deformação; f - viscosidade aparente (vermelho)) - $k = 0,7673$, $n = 0,4607$ e $r^2 = 0,9919$.

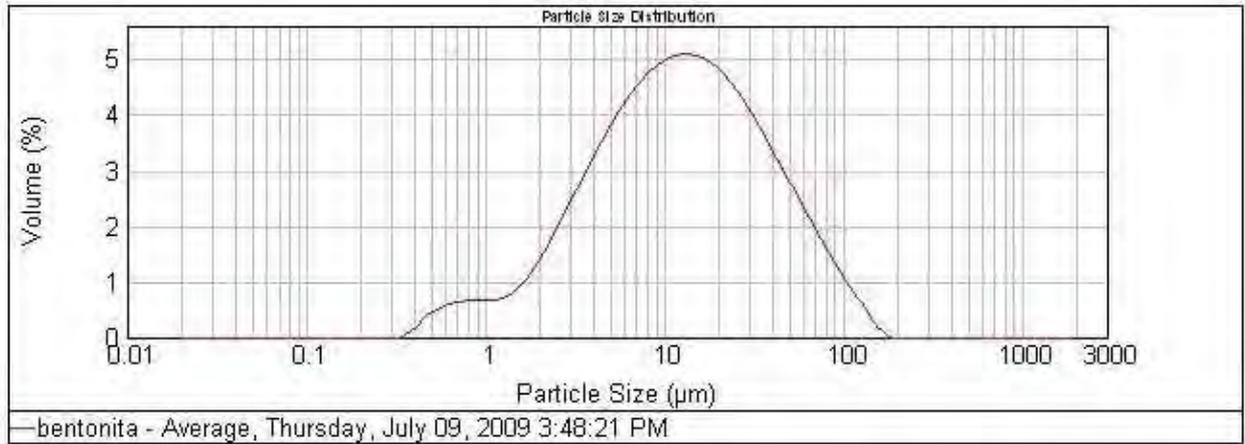


Figura 2 - Curva de distribuição granulométrica da bentonita.

Tabela 4 - distribuição de tamanho por frequência da bentonita.

| Size (µm) | Volume li % |
|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|
| 0.010 | 0.00 | 0.105 | 0.00 | 1.096 | 0.62 | 11.482 | 4.58 | 120.226 | 0.56 | 1258.925 | 0.00 |
| 0.011 | 0.00 | 0.120 | 0.00 | 1.259 | 0.68 | 13.183 | 4.59 | 138.038 | 0.28 | 1445.440 | 0.00 |
| 0.013 | 0.00 | 0.138 | 0.00 | 1.445 | 0.81 | 15.136 | 4.54 | 158.489 | 0.10 | 1659.887 | 0.00 |
| 0.015 | 0.00 | 0.155 | 0.00 | 1.660 | 1.01 | 17.378 | 4.43 | 181.970 | 0.00 | 1905.461 | 0.00 |
| 0.017 | 0.00 | 0.182 | 0.00 | 1.905 | 1.26 | 19.953 | 4.28 | 208.930 | 0.00 | 2187.762 | 0.00 |
| 0.020 | 0.00 | 0.209 | 0.00 | 2.188 | 1.57 | 22.909 | 4.08 | 239.883 | 0.00 | 2511.886 | 0.00 |
| 0.023 | 0.00 | 0.240 | 0.00 | 2.512 | 1.90 | 26.303 | 3.84 | 275.423 | 0.00 | 2884.032 | 0.00 |
| 0.026 | 0.00 | 0.275 | 0.00 | 2.884 | 2.25 | 30.200 | 3.57 | 316.228 | 0.00 | 3311.311 | 0.00 |
| 0.030 | 0.00 | 0.316 | 0.01 | 3.311 | 2.60 | 34.674 | 3.26 | 363.078 | 0.00 | 3801.894 | 0.00 |
| 0.035 | 0.00 | 0.363 | 0.11 | 3.802 | 2.96 | 39.811 | 2.94 | 416.869 | 0.00 | 4365.158 | 0.00 |
| 0.040 | 0.00 | 0.417 | 0.28 | 4.365 | 3.27 | 45.709 | 2.61 | 478.630 | 0.00 | 5011.872 | 0.00 |
| 0.046 | 0.00 | 0.479 | 0.41 | 5.012 | 3.57 | 52.481 | 2.28 | 549.541 | 0.00 | 5754.399 | 0.00 |
| 0.052 | 0.00 | 0.550 | 0.51 | 5.754 | 3.84 | 60.256 | 1.95 | 630.957 | 0.00 | 6606.934 | 0.00 |
| 0.060 | 0.00 | 0.631 | 0.57 | 6.607 | 4.08 | 69.183 | 1.64 | 724.436 | 0.00 | 7585.776 | 0.00 |
| 0.069 | 0.00 | 0.724 | 0.59 | 7.586 | 4.27 | 79.433 | 1.34 | 831.764 | 0.00 | 8709.636 | 0.00 |
| 0.079 | 0.00 | 0.832 | 0.59 | 8.710 | 4.42 | 91.201 | 1.06 | 954.993 | 0.00 | 10000.000 | 0.00 |
| 0.091 | 0.00 | 0.955 | 0.59 | 10.000 | 4.53 | 104.713 | 0.78 | 1095.478 | 0.00 | | |
| 0.105 | 0.00 | 1.096 | | 11.482 | | 120.226 | | 1258.925 | | | |

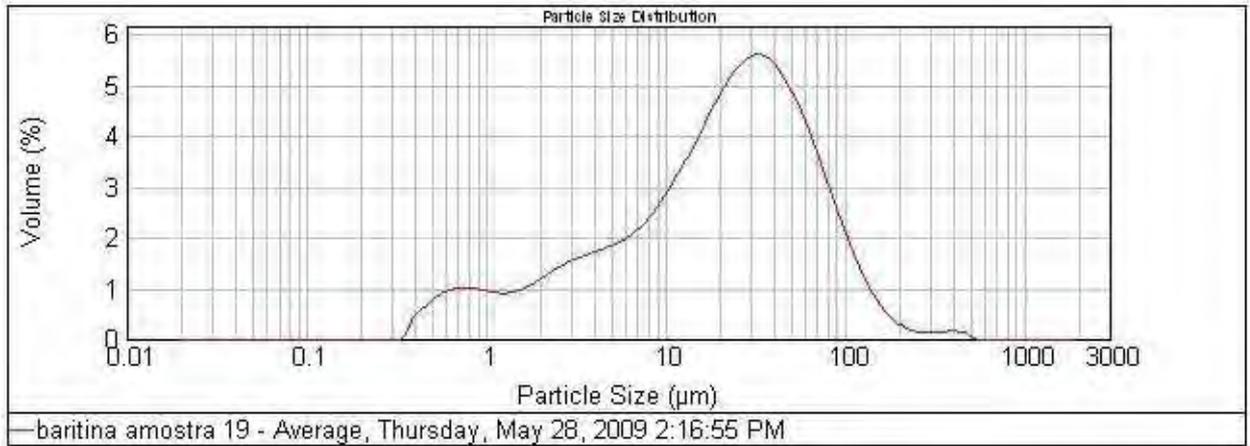


Figura 3 – Curva de distribuição granulométrica da baritina.

Tabela 5 - Curva de distribuição de tamanho da baritina.

| Size (µm) | Volume h % |
|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|
| 0.010 | 0.00 | 0.105 | 0.00 | 1.096 | 0.82 | 11.482 | 3.01 | 120.226 | 1.12 | 1258.925 | 0.00 |
| 0.011 | 0.00 | 0.120 | 0.00 | 1.259 | 0.82 | 13.163 | 3.38 | 136.038 | 0.77 | 1445.440 | 0.00 |
| 0.013 | 0.00 | 0.138 | 0.00 | 1.445 | 0.87 | 15.136 | 3.76 | 156.489 | 0.77 | 1609.287 | 0.00 |
| 0.015 | 0.00 | 0.158 | 0.00 | 1.660 | 0.96 | 17.378 | 4.13 | 181.970 | 0.50 | 1905.461 | 0.00 |
| 0.017 | 0.00 | 0.182 | 0.00 | 1.905 | 1.07 | 19.953 | 4.48 | 206.930 | 0.30 | 2187.762 | 0.00 |
| 0.020 | 0.00 | 0.209 | 0.00 | 2.188 | 1.19 | 22.909 | 4.76 | 239.883 | 0.18 | 2511.886 | 0.00 |
| 0.023 | 0.00 | 0.240 | 0.00 | 2.512 | 1.31 | 26.303 | 4.96 | 276.423 | 0.11 | 2884.032 | 0.00 |
| 0.026 | 0.00 | 0.275 | 0.00 | 2.884 | 1.40 | 30.200 | 5.05 | 316.228 | 0.10 | 3311.311 | 0.00 |
| 0.030 | 0.00 | 0.316 | 0.01 | 3.311 | 1.48 | 34.674 | 5.00 | 363.078 | 0.12 | 3801.894 | 0.00 |
| 0.035 | 0.00 | 0.363 | 0.01 | 3.802 | 1.55 | 39.811 | 4.82 | 416.869 | 0.14 | 4365.158 | 0.00 |
| 0.040 | 0.00 | 0.417 | 0.04 | 4.365 | 1.65 | 45.709 | 4.62 | 478.630 | 0.13 | 5011.872 | 0.00 |
| 0.046 | 0.00 | 0.479 | 0.07 | 5.012 | 1.70 | 52.481 | 4.51 | 549.541 | 0.04 | 5754.399 | 0.00 |
| 0.052 | 0.00 | 0.550 | 0.07 | 5.754 | 1.81 | 60.256 | 3.61 | 630.957 | 0.00 | 6605.934 | 0.00 |
| 0.060 | 0.00 | 0.631 | 0.08 | 6.607 | 1.81 | 69.183 | 3.61 | 724.436 | 0.00 | 7585.776 | 0.00 |
| 0.069 | 0.00 | 0.724 | 0.09 | 7.586 | 1.95 | 79.433 | 3.06 | 831.754 | 0.00 | 8709.636 | 0.00 |
| 0.079 | 0.00 | 0.832 | 0.09 | 8.710 | 2.14 | 91.201 | 2.54 | 954.993 | 0.00 | 10000.000 | 0.00 |
| 0.091 | 0.00 | 0.965 | 0.85 | 10.000 | 2.38 | 104.713 | 2.03 | 1096.478 | 0.00 | | |
| 0.105 | 0.00 | 1.096 | 0.85 | 11.482 | 2.67 | 120.226 | 1.54 | 1258.925 | 0.00 | | |

Anexo C – Modelo gás-líquido sólido.

Balço de massa na coluna de perfuraço:

$$\frac{dm_{gd}}{dt} = W_{g,pump} - W_{g,bit} \quad (5)$$

$$\frac{dm_{ld}}{dt} = W_{l,pump} - W_{l,bit} \quad (6)$$

Balço de massa no anular:

$$\frac{dm_{ga}}{dt} = W_{g,bit} + W_{g,res} - W_{g,choke} \quad (7)$$

$$\frac{dm_{la}}{dt} = W_{l,bit} + W_{l,res} - W_{l,choke} \quad (8)$$

$$\frac{dm_{sa}}{dt} = W_s - W_{s,choke} \quad (9)$$

Balço de Momento:

$$\frac{dW_{mixbit}}{dt} = \frac{1}{L} [A_d (p_{dc} + p_{dh} - \Delta p_{df} - \Delta p_{bit} - p_{ac} + -p_{ah} - \Delta p_{af}) - W_{mixbit} \frac{dL}{dt}] \quad (10)$$

$$\frac{dL}{dt} = vd \quad (11)$$

$$L \frac{dW_{mix,choke}}{dt} = A_a (p_{ac} - \Delta p_{choke} - p_{atm}) - W_{mix,choke} \frac{dL}{dt} \quad (12)$$

Pressão hidrostática:

$$p_{dh} = \rho_{d,mix} gL \quad (13)$$

$$p_{ah} = \rho_{a,mix} gL \quad (14)$$

Pressão de compressão:

$$p_{dc} = (\rho_{gd} \frac{R}{PM_{gás}} T) \quad (15)$$

$$p_{ac} = (\rho_{ga} \frac{R}{M_{gás}} T) \quad (16)$$

Perdas por atrito:

$$\Delta p_{df} = \frac{\rho_{dmix} f_d L v_{d,mix}^2}{2D_d} \quad (17)$$

$$\Delta p_{af} = \frac{\rho_{amix} f_a L v_{a,mix}^2}{2D_a} \quad (18)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_d}} \approx -1,8 \log_{10} \left[\frac{6,9}{Re_d} + \left(\frac{E/D_d}{3,7} \right)^{1,11} \right] \quad (19)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_a}} \approx -1,8 \log_{10} \left[\frac{6,9}{Re_a} + \left(\frac{E/D_a}{3,7} \right)^{1,11} \right] \quad (20)$$

$$Re_d = \frac{\rho_{mix,d} v_{mix,d} D_d}{\mu_d}; Re_a = \frac{\rho_{mix,a} v_{mix,a} D_a}{\mu_a} \quad (21)$$

$$\Delta p_{bit} = \frac{1}{\rho_{d,mix}} \left(\frac{W_{mix,bit}}{C_{bit} Z_{bit}} \right)^2 \quad (22)$$

$$\Delta p_{\text{choke}} = \frac{1}{\rho_{a,\text{mix}}} \left(\frac{W_{\text{mix,choke}}}{C_{\text{choke}} Z_{\text{choke}}} \right)^2 \quad (23)$$

$$p_{a,\text{bot}} = p_{ac} + p_{ah} + \Delta p_{af} + \Delta p_{\text{choke}} + p_{\text{atm}} \quad (24)$$

$$\rho_{\text{dmix}} = \frac{m_{gd} + m_{ld}}{A_d * L}; \rho_{\text{amix}} = \frac{m_{ga} + m_{la} + m_{sa}}{A_a * L} \quad (25)$$

$$\alpha_{ld} = \frac{m_{ld}}{m_{gd} + m_{ld}} \quad (26)$$

$$\alpha_{la} = \frac{m_{la}}{m_{ga} + m_{la} + m_{sa}}; \alpha_{sa} = \frac{m_{sa}}{m_{ga} + m_{la} + m_{sa}} \quad (27)$$

$$\mu_d = \mu_{fp}^{(\alpha_{ld})} \mu_g^{(1-\alpha_{ld})} \quad (28)$$

$$\mu_a = \mu_{fp}^{(\alpha_{la} + \alpha_{sa})} \mu_g^{(1-\alpha_{la} - \alpha_{sa})} \quad (30)$$

$$W_{g,\text{bit}} = (1 - \alpha_{ld}) W_{\text{mix,bit}} \quad (31)$$

$$W_{l,\text{bit}} = \alpha_{ld} W_{\text{mix,bit}} \quad (32)$$

$$W_{g,\text{choke}} = (1 - \alpha_{la} - \alpha_{sa}) W_{\text{mix,choke}} \quad (33)$$

$$W_{l,\text{choke}} = \alpha_{la} W_{\text{mix,choke}} \quad (34)$$

$$W_{s,\text{choke}} = \alpha_{sa} W_{\text{mix,choke}} \quad (35)$$

$$W_{\text{res}} = PI(p_{a,\text{bot}} - p_{\text{res}}) \quad (36)$$

$$W_{g,\text{res}} = (1 - \alpha_{\text{res}}) W_{\text{res}} \quad (37)$$

$$W_{l,\text{res}} = \alpha_{\text{res}} W_{\text{res}} \quad (38)$$

$$W_s = vd(aa + ad)p_{\text{rocha}} \quad (39)$$

Sendo:

- A Área da seção transversal;
- C Coeficiente de descarga na restrição;
- D Diâmetro;
- E/D Rugosidade relativa da tubulação;
- f Fator de atrito;
- g Aceleração da gravidade ($m.s^{-2}$);
- L Comprimento (m);
- m Massa;
- P Pressão. ($lb_f.in^{-2}$);
- PI Índice de produtividade;
- PM Peso molecular;
- Re Número de Reynolds;
- v Velocidade;
- V Volume;
- vd Velocidade de perfuração;
- W Vazão mássica;

Letras gregas:

| | |
|-------------------|--|
| α | Fração do componente na mistura sólido-líquido-gás; |
| μ | Viscosidade dinâmica ($\text{Kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$); |
| μ_{ap} | Viscosidade aparente ($\text{Kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$); |
| ρ | Massa específica do fluido (Kg.L^{-1}); |

Sub-índices :

| | |
|-------|--|
| a | região anular (<i>annulus</i>); |
| atm | atmosférico; |
| Bit | broca; |
| Bot | fundo (<i>bottom</i>); |
| c | compressão; |
| Choke | válvula <i>choke</i> ; |
| d | coluna de perfuração (<i>drillstring</i>); |
| f | perda por atrito; |
| G | gás; |
| h | hidráulica (o); |
| l | líquido; |
| mix | mistura gás-sólido-líquido; |
| Pump | bomba; |
| Res | reservatório; |
| S | sólido; |

Anexo D – Ajuste dos dados experimentais segundo um modelo de primeira ordem com tempo morto.

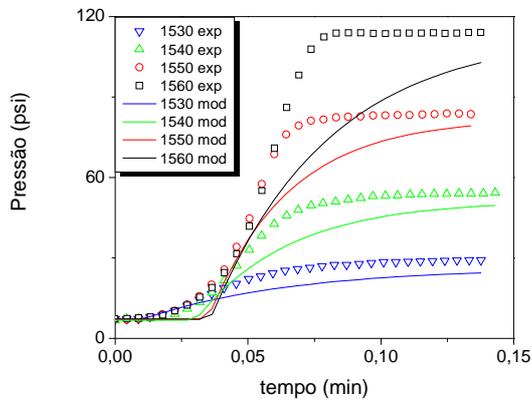


Figura 4 – Ajuste via método da curva de reação para 35% de abertura da válvula de *choke*.

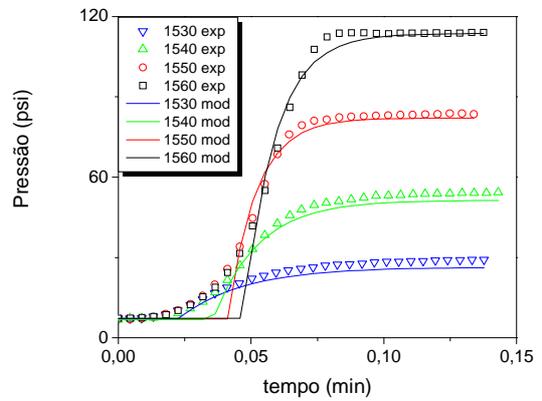


Figura 5 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 35% de abertura da válvula de *choke*

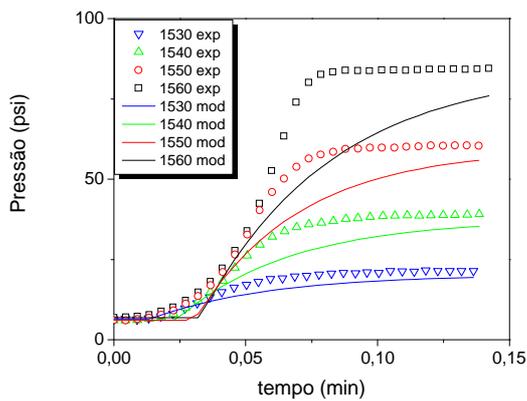


Figura 6 - Ajuste via método da curva de reação para 45% de abertura da válvula de *choke*.

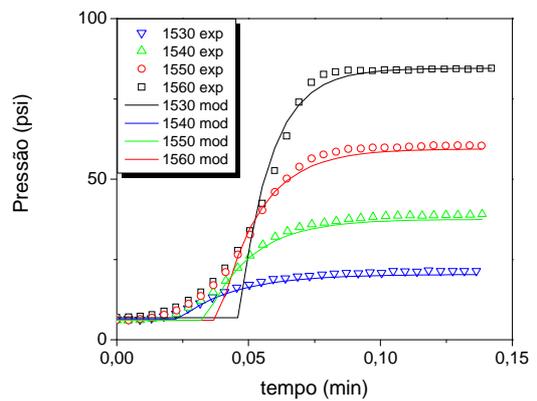


Figura 7 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 45% de abertura da válvula de *choke*

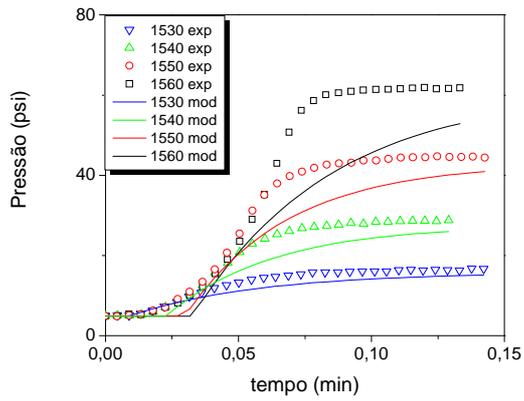


Figura 8 - Ajuste via método da curva de reação para 55% de abertura da válvula de *choke*.

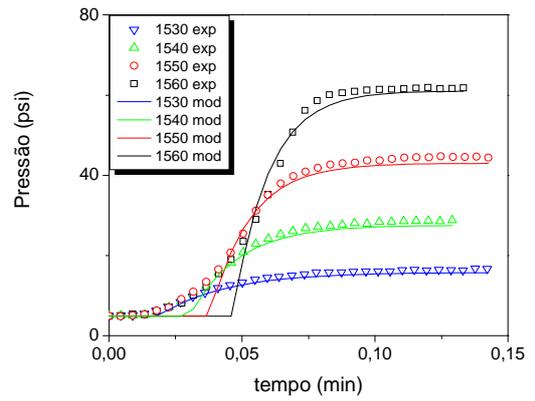


Figura 9 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 55% de abertura da válvula de *choke*.

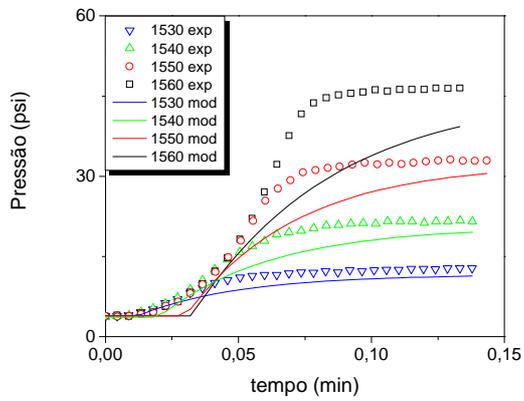


Figura 10 - Ajuste via método da curva de reação para 65% de abertura da válvula de *choke*.

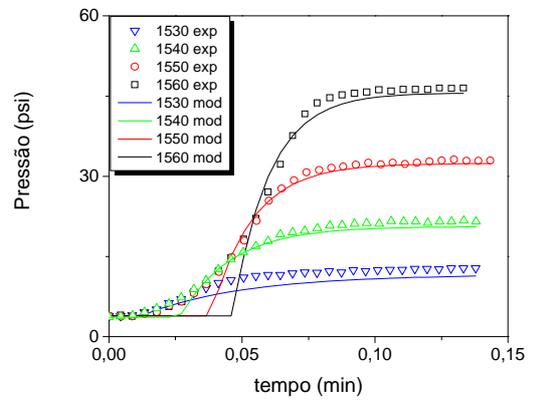


Figura 11 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 65% de abertura da válvula de *choke*.

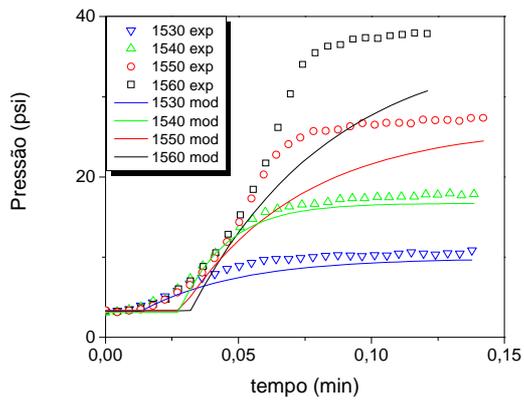


Figura 12 - Ajuste via método da curva de reação para 75% de abertura da válvula de *choke*.

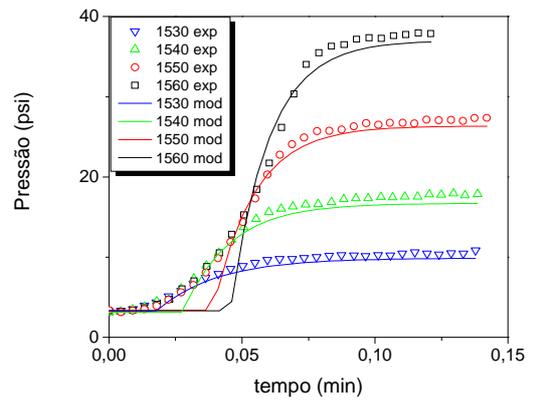


Figura 13 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 75% de abertura da válvula de *choke*.

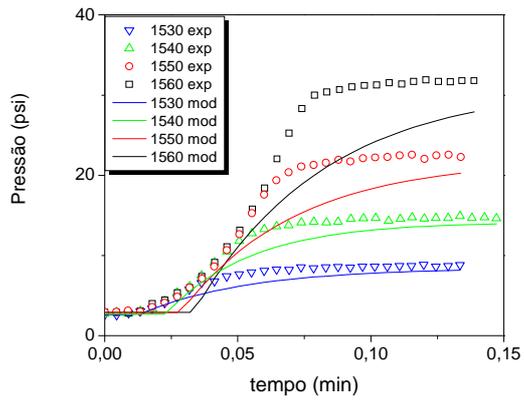


Figura 14 - Ajuste via método da curva de reação para 95% de abertura da válvula de *choke*.

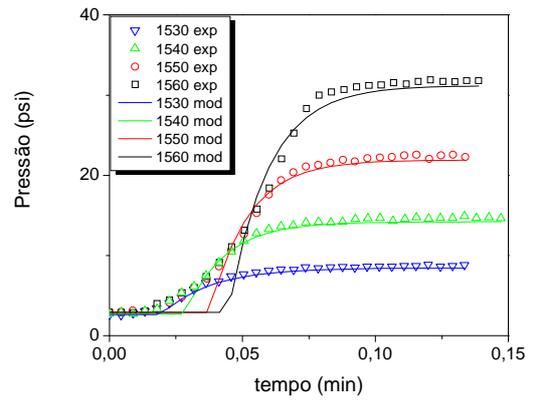


Figura 15 - Ajuste via método de Sundaresan & Krisnaswany para 95% de abertura da válvula de *choke*.

Anexo E – Parâmetros do controlador calculados por Ziegler-Nichols e Cohen-Coon e parâmetros do sistema determinados pelo método da curva de reação e por Sundaesan & Krishnaswany.

Tabela 6 - Cálculo dos parâmetros do sistema pelo método da curva de reação.

| abertura | degrau | Curva de Reação | | | | Ziegler-Nichols | | | Cohen-Coon | | |
|----------|--------|-----------------|---------|----------|----|-----------------|--------|----------------|------------|--------|----------------|
| | | td | T | Bu | M | S | Kc | T _I | Kp | Kc | T _I |
| 25% | 1530 | 0,01824 | 0,05066 | 34,4781 | 15 | 680,61 | 1,0872 | 3,6488 | 2,2985 | 1,1235 | 2,0998 |
| | 1540 | 0,03110 | 0,02930 | 71,7854 | 25 | 2449,76 | 0,2954 | 6,2194 | 2,8714 | 0,3244 | 2,0485 |
| | 1550 | 0,03642 | 0,02596 | 107,2054 | 35 | 4129,80 | 0,2094 | 7,2846 | 3,0630 | 0,2366 | 2,0172 |
| | 1560 | 0,03950 | 0,02571 | 143,4343 | 45 | 5579,80 | 0,1838 | 7,8996 | 3,1874 | 0,2099 | 2,0644 |
| 35% | 1530 | 0,01072 | 0,05530 | 19,2088 | 15 | 347,37 | 3,6250 | 2,1442 | 1,2806 | 3,6901 | 1,5276 |
| | 1540 | 0,03028 | 0,03517 | 44,5455 | 25 | 1266,50 | 0,5867 | 6,0564 | 1,7818 | 0,6334 | 2,2579 |
| | 1550 | 0,03480 | 0,03022 | 74,9495 | 35 | 2480,13 | 0,3650 | 6,9592 | 2,1414 | 0,4039 | 2,1807 |
| | 1560 | 0,03580 | 0,04452 | 106,2963 | 45 | 2387,88 | 0,4738 | 7,1598 | 2,3621 | 0,5091 | 2,7755 |
| 45% | 1530 | 0,01379 | 0,04533 | 13,8889 | 15 | 306,37 | 3,1946 | 2,7586 | 0,9259 | 3,2846 | 1,6959 |
| | 1540 | 0,02339 | 0,04307 | 31,4815 | 25 | 730,90 | 1,3163 | 4,6772 | 1,2593 | 1,3825 | 2,2348 |
| | 1550 | 0,03053 | 0,03981 | 53,3303 | 35 | 1339,55 | 0,7702 | 6,1066 | 1,5237 | 0,8249 | 2,4313 |
| | 1560 | 0,03254 | 0,04984 | 77,6852 | 45 | 1558,60 | 0,7986 | 6,5078 | 1,7263 | 0,8468 | 2,8288 |
| 55% | 1530 | 0,00909 | 0,04878 | 10,8418 | 15 | 222,27 | 6,6810 | 1,8182 | 0,7228 | 6,7963 | 1,3096 |
| | 1540 | 0,02276 | 0,03981 | 22,6936 | 25 | 570,03 | 1,7343 | 4,5518 | 0,9077 | 1,8261 | 2,1195 |
| | 1550 | 0,02991 | 0,03862 | 38,0471 | 35 | 985,14 | 1,0692 | 5,9812 | 1,0871 | 1,1458 | 2,3686 |
| | 1560 | 0,03273 | 0,05210 | 56,1616 | 45 | 1077,96 | 1,1480 | 6,5454 | 1,2480 | 1,2148 | 2,9035 |
| 65% | 1530 | 0,01172 | 0,03900 | 7,7778 | 15 | 199,45 | 5,7734 | 2,3448 | 0,5185 | 5,9341 | 1,4479 |
| | 1540 | 0,02006 | 0,04232 | 16,9444 | 25 | 400,39 | 2,8011 | 4,0124 | 0,6778 | 2,9240 | 2,0466 |
| | 1550 | 0,03009 | 0,04169 | 28,5185 | 35 | 684,03 | 1,5302 | 6,0188 | 0,8148 | 1,6325 | 2,4782 |
| | 1560 | 0,03235 | 0,05329 | 41,7130 | 45 | 782,72 | 1,5994 | 6,4702 | 0,9270 | 1,6893 | 2,9217 |
| 75% | 1530 | 0,01317 | 0,03655 | 6,6498 | 15 | 181,93 | 5,6360 | 2,6332 | 0,4433 | 5,8239 | 1,5152 |
| | 1540 | 0,01843 | 0,04332 | 13,5943 | 25 | 313,80 | 3,8899 | 3,6866 | 0,5438 | 4,0432 | 1,9755 |
| | 1550 | 0,02847 | 0,04533 | 22,9798 | 35 | 506,98 | 2,1827 | 5,6932 | 0,6566 | 2,3096 | 2,5258 |
| | 1560 | 0,03191 | 0,05292 | 33,7121 | 45 | 637,10 | 1,9920 | 6,3824 | 0,7492 | 2,1033 | 2,8918 |
| 95% | 1530 | 0,01273 | 0,04043 | 5,8333 | 15 | 144,27 | 7,3525 | 2,5454 | 0,3889 | 7,5668 | 1,5449 |
| | 1540 | 0,02295 | 0,03210 | 11,4604 | 25 | 357,02 | 2,7464 | 4,5894 | 0,4584 | 2,9282 | 1,8997 |
| | 1550 | 0,02846 | 0,04307 | 18,9731 | 35 | 440,50 | 2,5123 | 5,6928 | 0,5421 | 2,6660 | 2,4585 |
| | 1560 | 0,03335 | 0,04884 | 28,2534 | 45 | 578,49 | 2,0990 | 6,6708 | 0,6279 | 2,2317 | 2,8306 |

Tabela 7 - Cálculo dos parâmetros do sistema pelo método de Sundaresan & Krishnaswamy.

| abertura | degrau | Sundaresan-Krishnaswamy | | | | | Ziegler-Nichols | | | Cohen-Coon | | |
|----------|--------|-------------------------|----------------|---------|---------|----------|-----------------|--------|----------------|------------|--------|----------------|
| | | t ₁ | t ₂ | td | T | Bu | M | Kc | T _I | Kp | Kc | T _I |
| 25% | 1530 | 0,03694 | 0,071862 | 0,02718 | 0,02340 | 34,4781 | 15 | 0,3370 | 5,4364 | 2,2985 | 0,3733 | 1,6942 |
| | 1540 | 0,041765 | 0,059806 | 0,03695 | 0,01209 | 71,7854 | 25 | 0,1025 | 7,3901 | 2,8714 | 0,1316 | 1,2382 |
| | 1550 | 0,046157 | 0,058601 | 0,04301 | 0,00834 | 107,2054 | 35 | 0,0570 | 8,6020 | 3,0630 | 0,0842 | 1,0462 |
| | 1560 | 0,04775 | 0,062217 | 0,04403 | 0,00969 | 143,4343 | 45 | 0,0622 | 8,8064 | 3,1874 | 0,0883 | 1,1543 |
| 35% | 1530 | 0,032895 | 0,069451 | 0,02262 | 0,02449 | 19,2088 | 15 | 0,7609 | 4,5245 | 1,2806 | 0,8260 | 1,6191 |
| | 1540 | 0,04254 | 0,067858 | 0,03562 | 0,01696 | 44,5455 | 25 | 0,2405 | 7,1246 | 1,7818 | 0,2873 | 1,5213 |
| | 1550 | 0,045339 | 0,061399 | 0,04113 | 0,01076 | 74,9495 | 35 | 0,1099 | 8,2270 | 2,1414 | 0,1489 | 1,1977 |
| | 1560 | 0,051798 | 0,069063 | 0,04731 | 0,01157 | 106,2963 | 45 | 0,0932 | 9,4618 | 2,3621 | 0,1284 | 1,3215 |
| 45% | 1530 | 0,032508 | 0,064069 | 0,02368 | 0,02115 | 13,8889 | 15 | 0,8680 | 4,7361 | 0,9259 | 0,9580 | 1,5096 |
| | 1540 | 0,04056 | 0,066222 | 0,03352 | 0,01719 | 31,4815 | 25 | 0,3666 | 6,7047 | 1,2593 | 0,4327 | 1,5024 |
| | 1550 | 0,044952 | 0,067858 | 0,03876 | 0,01535 | 53,3303 | 35 | 0,2339 | 7,7517 | 1,5237 | 0,2886 | 1,4684 |
| | 1560 | 0,050979 | 0,068633 | 0,04637 | 0,01183 | 77,6852 | 45 | 0,1330 | 9,2738 | 1,7263 | 0,1813 | 1,3293 |
| 55% | 1530 | 0,029279 | 0,06704 | 0,01862 | 0,02530 | 10,8418 | 15 | 1,6918 | 3,7242 | 0,7228 | 1,8071 | 1,5171 |
| | 1540 | 0,037718 | 0,064629 | 0,03029 | 0,01803 | 22,6936 | 25 | 0,5902 | 6,0582 | 0,9077 | 0,6820 | 1,4949 |
| | 1550 | 0,043918 | 0,066006 | 0,03795 | 0,01480 | 38,0471 | 35 | 0,3228 | 7,5903 | 1,0871 | 0,3995 | 1,4237 |
| | 1560 | 0,051798 | 0,071475 | 0,04661 | 0,01318 | 56,1616 | 45 | 0,2040 | 9,3219 | 1,2480 | 0,2707 | 1,4247 |
| 65% | 1530 | 0,02704 | 0,058385 | 0,01822 | 0,02100 | 7,7778 | 15 | 2,0006 | 3,6441 | 0,5185 | 2,1613 | 1,3525 |
| | 1540 | 0,034532 | 0,063423 | 0,02650 | 0,01936 | 16,9444 | 25 | 0,9700 | 5,2998 | 0,6778 | 1,0929 | 1,4906 |
| | 1550 | 0,044564 | 0,067686 | 0,03830 | 0,01549 | 28,5185 | 35 | 0,4467 | 7,6608 | 0,8148 | 0,5490 | 1,4712 |
| | 1560 | 0,051797 | 0,07225 | 0,04638 | 0,01370 | 41,7130 | 45 | 0,2868 | 9,2767 | 0,9270 | 0,3767 | 1,4571 |
| 75% | 1530 | 0,027126 | 0,061399 | 0,01746 | 0,02296 | 6,6498 | 15 | 2,6703 | 3,4916 | 0,4433 | 2,8582 | 1,3969 |
| | 1540 | 0,034919 | 0,061012 | 0,02770 | 0,01748 | 13,5943 | 25 | 1,0445 | 5,5402 | 0,5438 | 1,1978 | 1,4196 |
| | 1550 | 0,045339 | 0,068245 | 0,03915 | 0,01535 | 22,9798 | 35 | 0,5374 | 7,8299 | 0,6566 | 0,6643 | 1,4736 |
| | 1560 | 0,051367 | 0,07268 | 0,04570 | 0,01428 | 33,7121 | 45 | 0,3754 | 9,1400 | 0,7492 | 0,4866 | 1,4873 |
| 95% | 1530 | 0,027298 | 0,055156 | 0,01949 | 0,01866 | 5,8333 | 15 | 2,2161 | 3,8984 | 0,3889 | 2,4303 | 1,2966 |
| | 1540 | 0,034532 | 0,056448 | 0,02852 | 0,01468 | 11,4604 | 25 | 1,0107 | 5,7043 | 0,4584 | 1,1925 | 1,2814 |
| | 1550 | 0,043574 | 0,064887 | 0,03783 | 0,01428 | 18,9731 | 35 | 0,6267 | 7,5658 | 0,5421 | 0,7804 | 1,3896 |
| | 1560 | 0,050721 | 0,073068 | 0,04475 | 0,01497 | 28,2534 | 45 | 0,4796 | 8,9495 | 0,6279 | 0,6124 | 1,5212 |

Tabela 8 – Parâmetros do controlador obtidos por uma sintonia de campo.

| Ajuste fino | | | |
|--------------------|---------------|-----------|-----------|
| abertura | degrau | Kc | Ti |
| 25% | 1530 | 0,3942 | 0,2880 |
| | 1540 | 0,3174 | 0,2130 |
| | 1550 | 0,2442 | 0,0355 |
| | 1560 | 0,1902 | 0,0096 |
| 35% | 1530 | 0,5418 | 0,2410 |
| | 1540 | 0,4452 | 0,2410 |
| | 1550 | 0,384 | 0,0453 |
| | 1560 | 0,2382 | 0,0096 |
| 45% | 1530 | 0,4746 | 0,1580 |
| | 1540 | 0,5526 | 0,2230 |
| | 1550 | 0,4362 | 0,0553 |
| | 1560 | 0,3102 | 0,0093 |
| 55% | 1530 | 0,4656 | 0,1370 |
| | 1540 | 0,501 | 0,1750 |
| | 1550 | 0,501 | 0,0590 |
| | 1560 | 0,4092 | 0,0069 |
| 65% | 1530 | 0,4302 | 0,1010 |
| | 1540 | 0,4182 | 0,1210 |
| | 1550 | 0,5382 | 0,0613 |
| | 1560 | 0,3492 | 0,0131 |
| 75% | 1530 | 0,5532 | 0,1100 |
| | 1540 | 0,5646 | 0,1280 |
| | 1550 | 0,4854 | 0,1360 |
| | 1560 | 0,4902 | 0,0132 |
| 95% | 1530 | 0,576 | 0,0969 |
| | 1540 | 0,5556 | 0,1100 |
| | 1550 | 0,5538 | 0,1300 |
| | 1560 | 0,5922 | 0,1682 |

Anexo F – Teste de sensibilidade limite

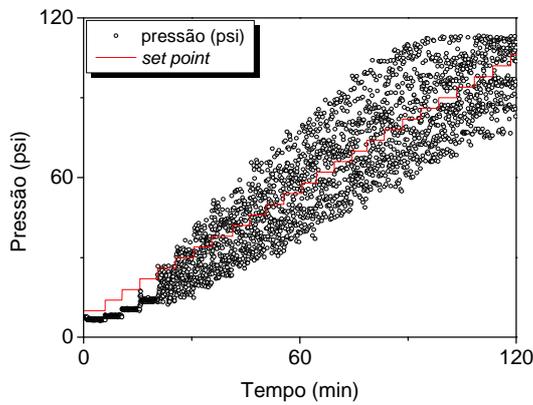


Figura 16 - Valor de pressão para 35% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

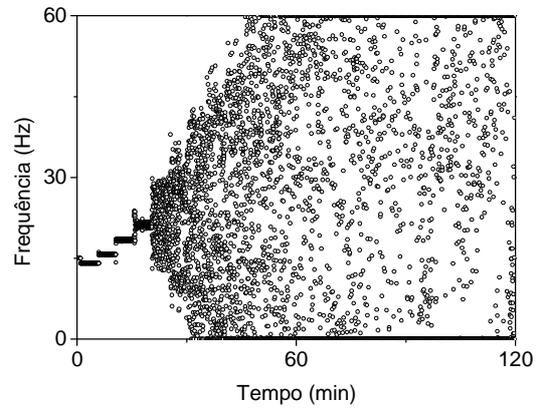


Figura 17 - Frequência do inversor para 35% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

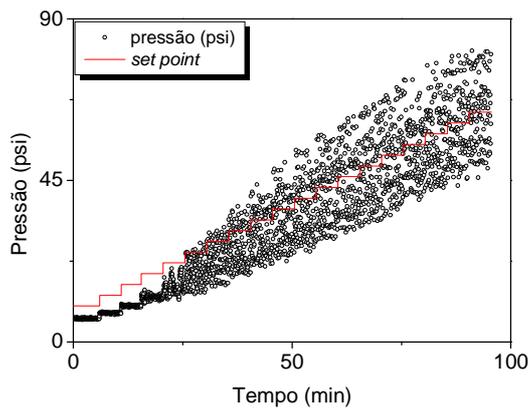


Figura 18 - Valor de pressão para 45% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

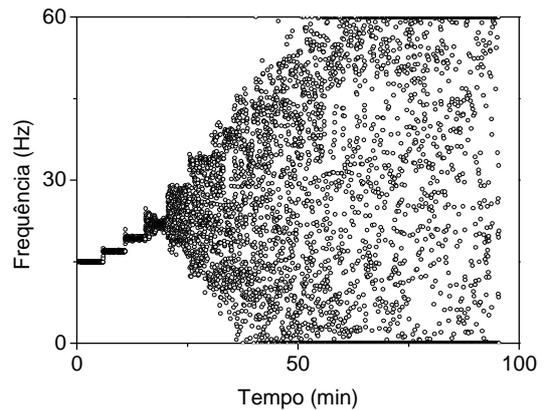


Figura 19 - Frequência do inversor para 45% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

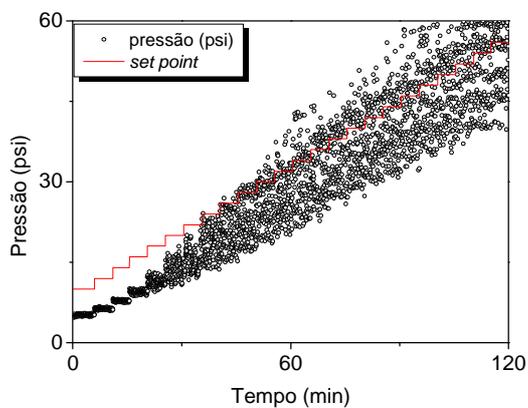


Figura 20 - Valor de pressão para 55% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

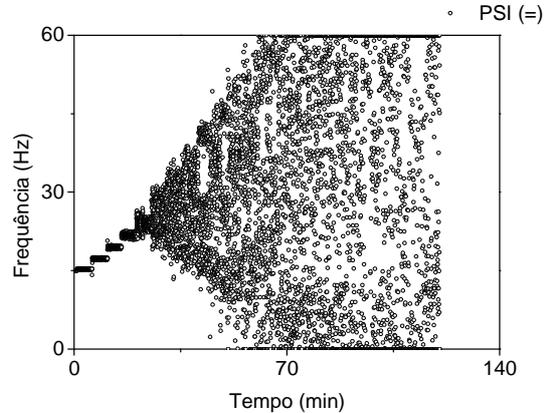


Figura 21 - Frequência do inversor para 55% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

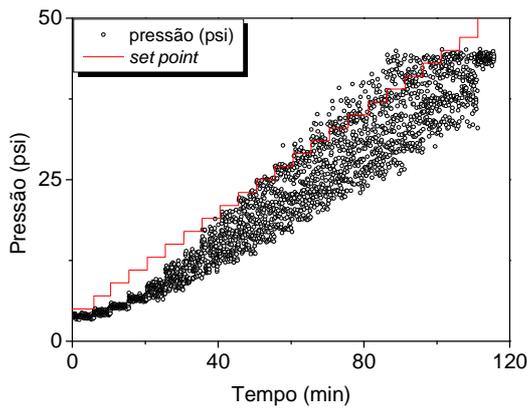


Figura 22 - Valor de pressão para 65% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

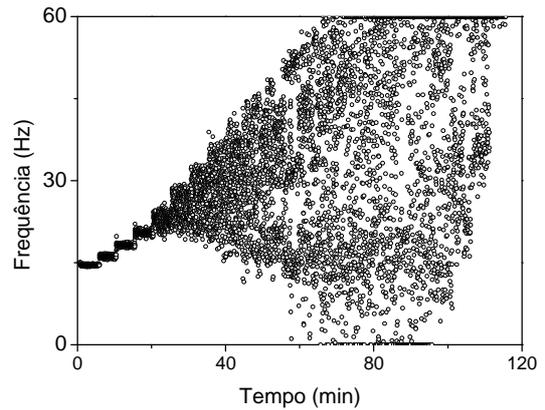


Figura 23 - Frequência do inversor para 65% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

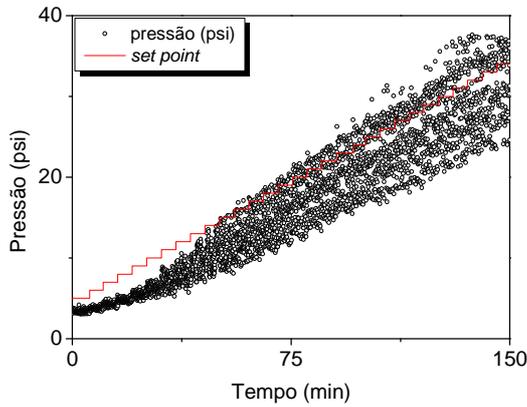


Figura 24 - Valor de pressão para 75% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

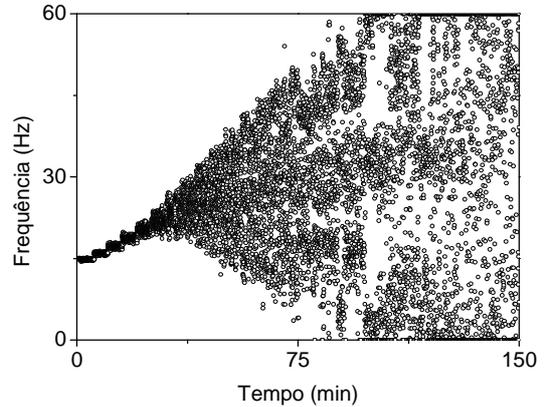


Figura 25 - Frequência do inversor para 75% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

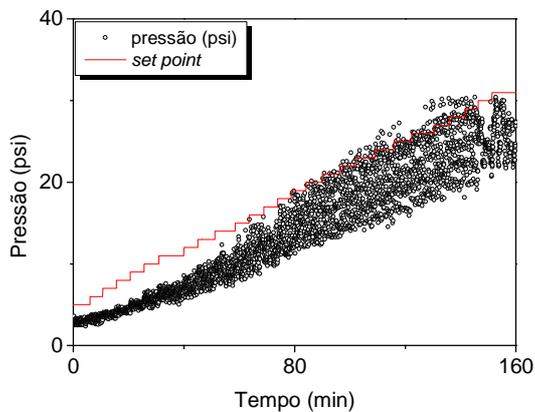


Figura 26 - Valor de pressão para 95% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

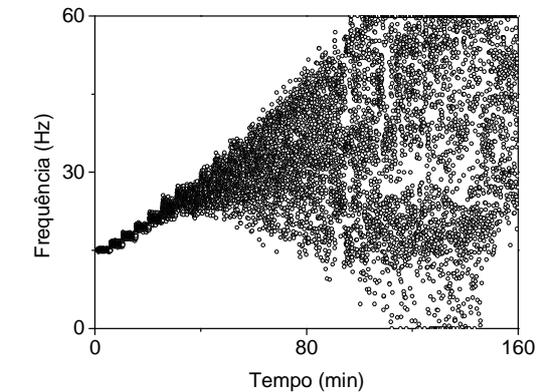


Figura 27 - Frequência do inversor para 95% de abertura da válvula de *choke* – Teste da sensibilidade limite.

Tabela 9 - Teste da sensibilidade limite.

| Abertura | K_{CU} | P_U | K_C | T_I |
|-----------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 25% | 0,9 | 0,05 | 0,408 | 0,0417 |
| 35% | 1,2 | 0,04 | 0,540 | 0,0333 |
| 45% | 2,1 | 0,05 | 0,498 | 0,0417 |
| 55% | 3,3 | 0,05 | 1,488 | 0,0417 |
| 65% | 3,9 | 0,04 | 1,752 | 0,0333 |
| 75% | 5,1 | 0,04 | 2,298 | 0,0333 |
| 95% | 6,0 | 0,05 | 2,700 | 0,0417 |

Anexo G – Testes de controle servo realizados para 55, 75 e 95% de abertura da válvula de *choke*.

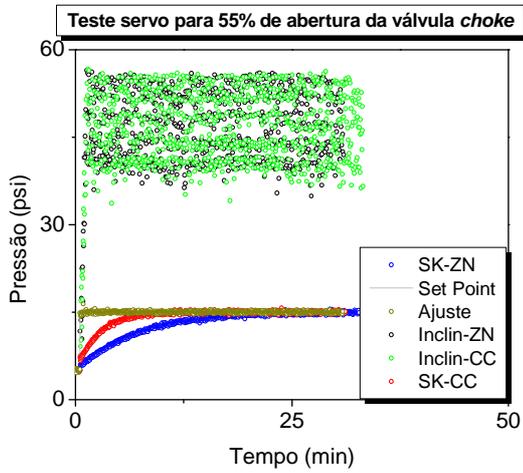


Figura 28 - Variável controlada - Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke*.

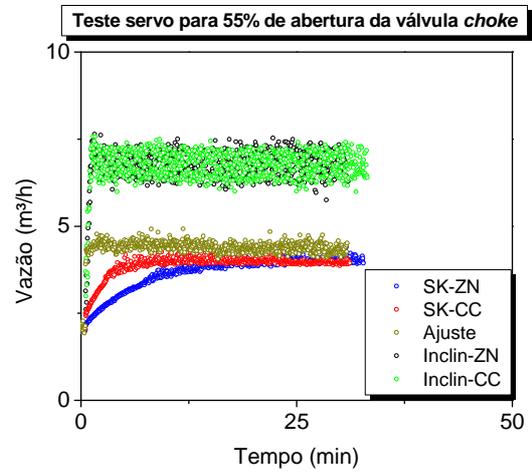


Figura 29 - Variável manipulada - Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke*.

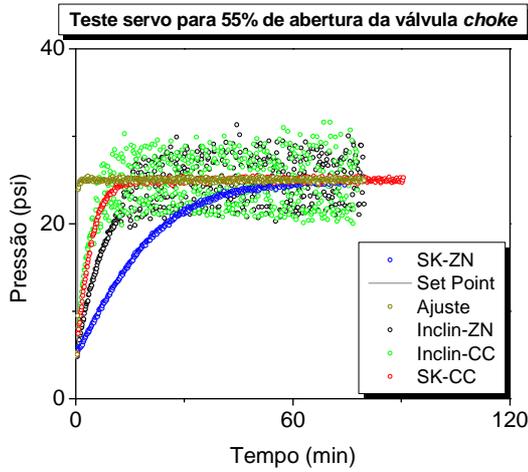


Figura 30 - Variável controlada - Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke*.

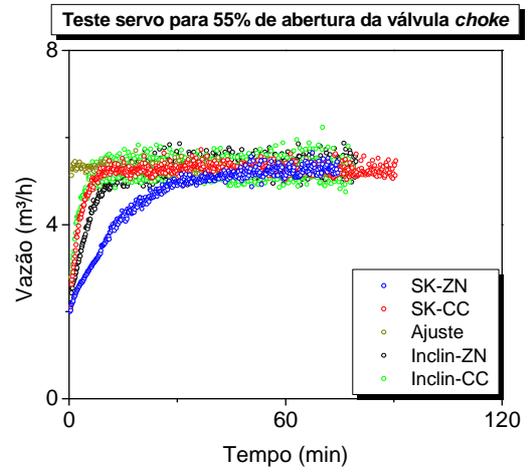


Figura 31 - Variável manipulada - Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke*.

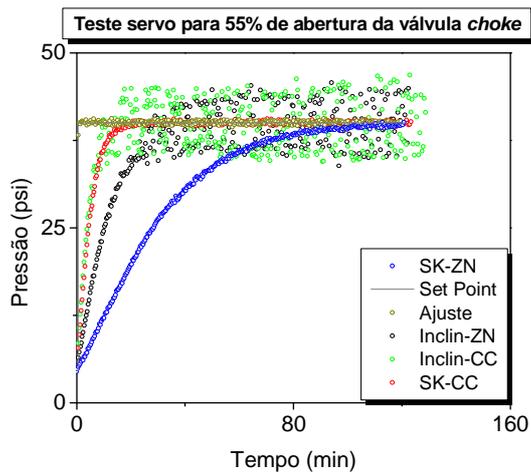


Figura 32 - Variável controlada - Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke*.

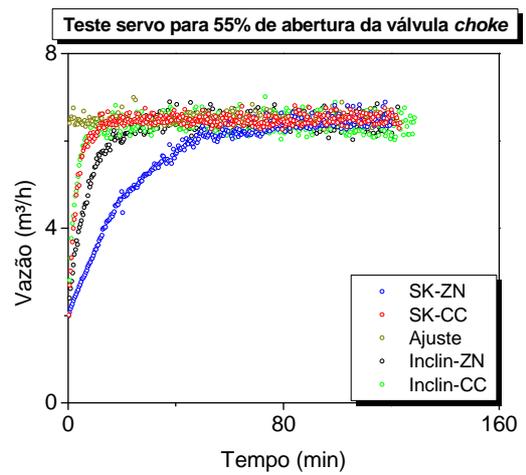


Figura 33 - Variável manipulada - Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke*.

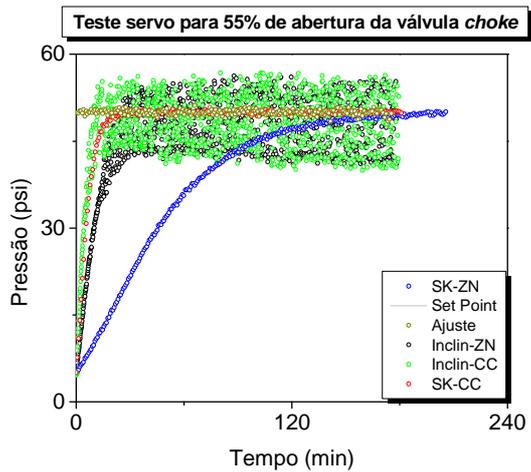


Figura 34 - Variável controlada - Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke*.

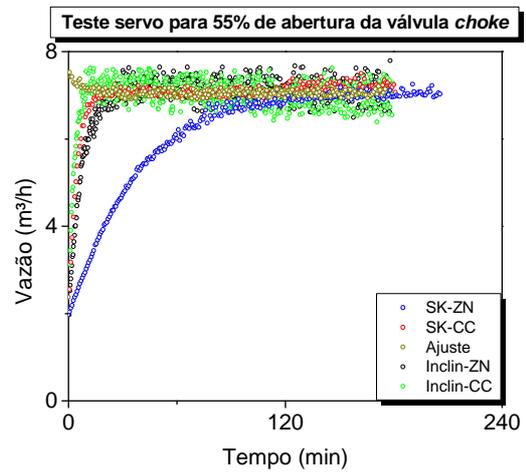


Figura 35 - Variável manipulada - Teste servo para 55% de abertura da válvula de *choke*.

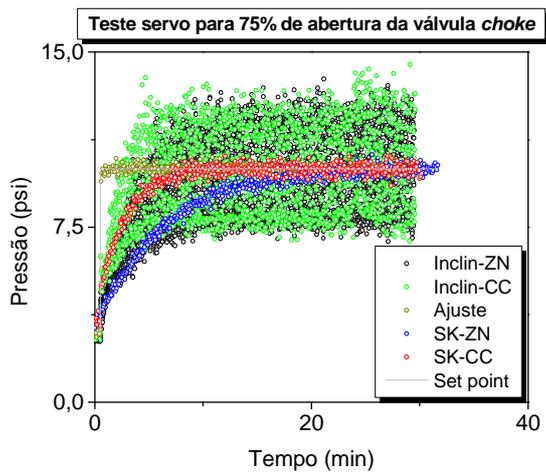


Figura 36 - Variável controlada - Teste servo para 75% de abertura da válvula de *choke*.

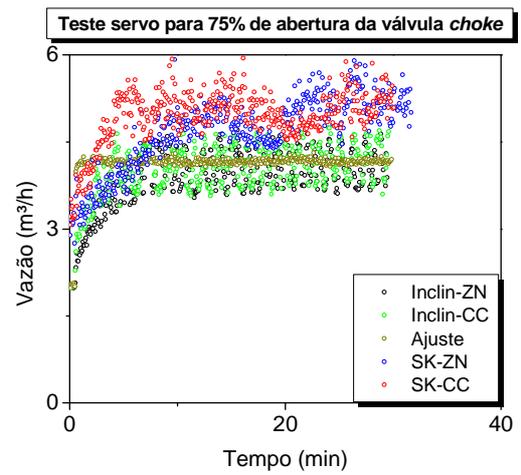


Figura 37 - Variável manipulada - Teste servo para 75% de abertura da válvula de *choke*.

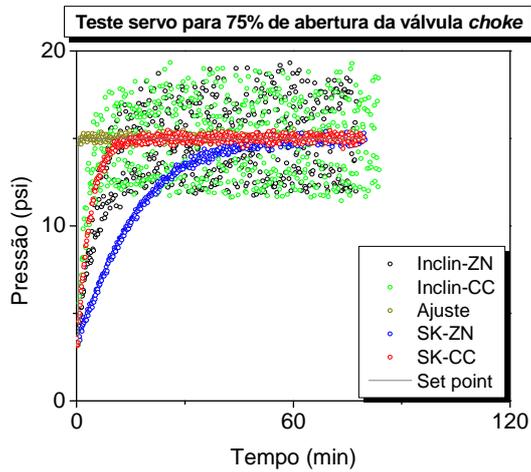


Figura 38 - Variável controlada - Teste servo para 75% de abertura da válvula de *choke*.

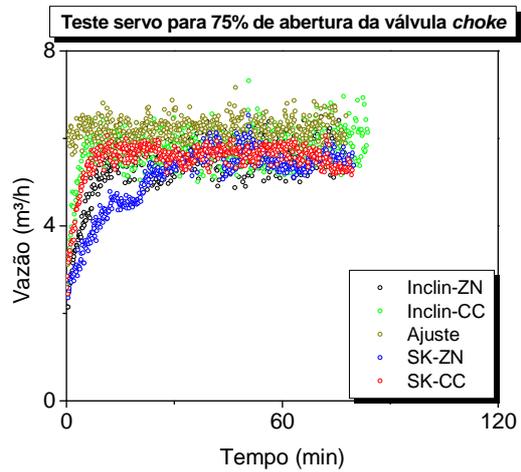


Figura 39 - Variável manipulada - Teste servo para 75% de abertura da válvula de *choke*.

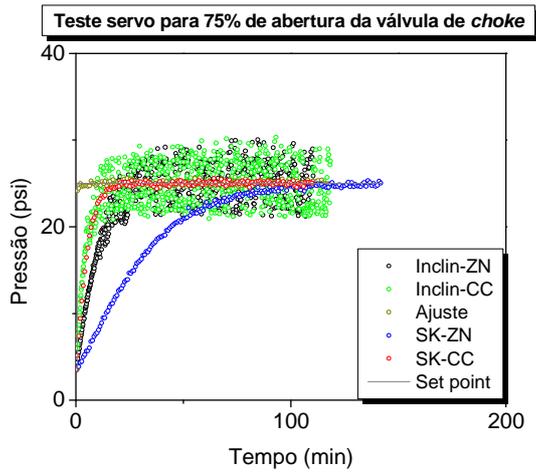


Figura 40 - Variável controlada - Teste servo para 75% de abertura da válvula de *choke*.

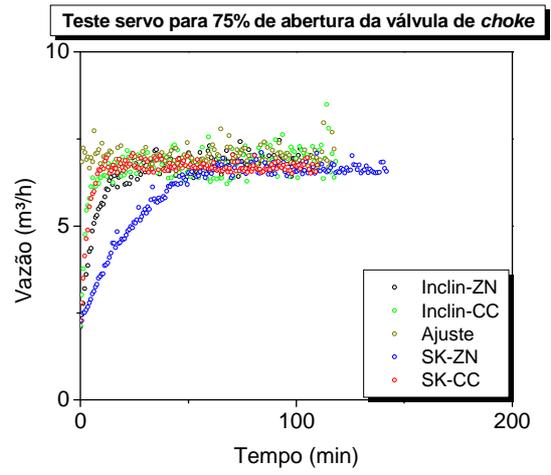


Figura 41 - Variável manipulada - Teste servo para 75% de abertura da válvula de *choke*.

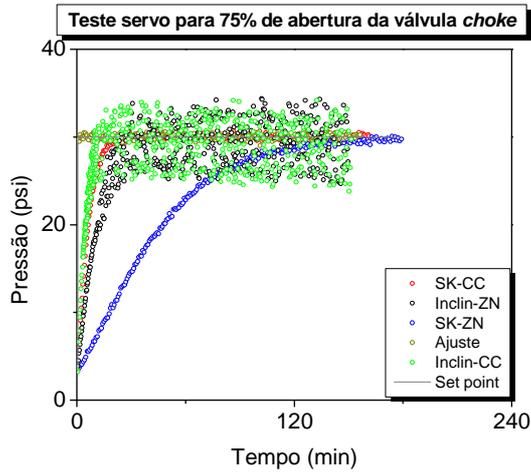


Figura 42 - Variável controlada - Teste servo para 75% de abertura da válvula de *choke*.

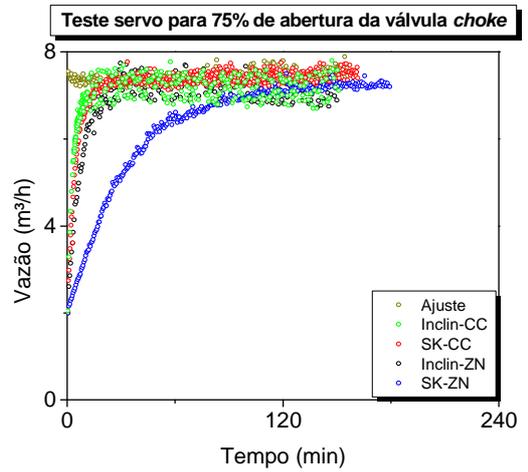


Figura 43 - Variável manipulada - Teste servo para 75% de abertura da válvula de *choke*.

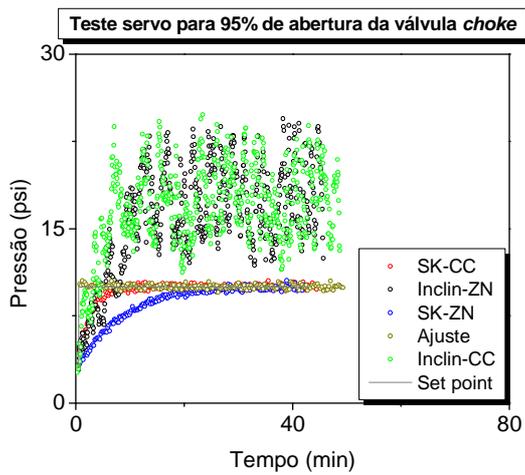


Figura 44 - Variável controlada - Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke*.

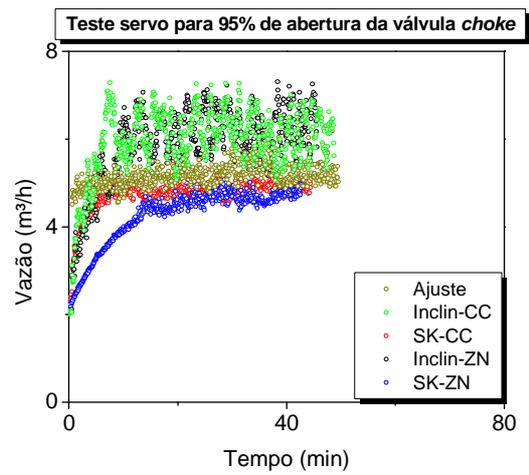


Figura 45 - Variável manipulada - Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke*.

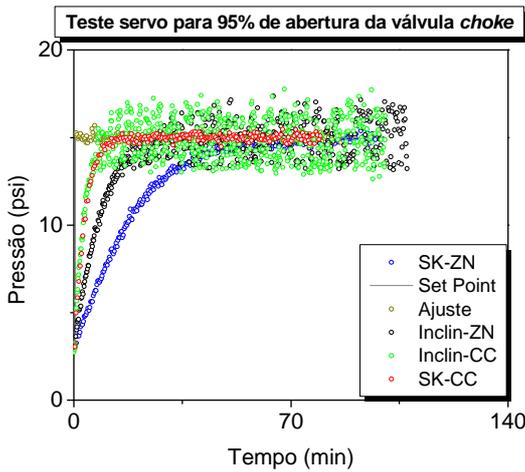


Figura 46 - Variável controlada - Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke*.

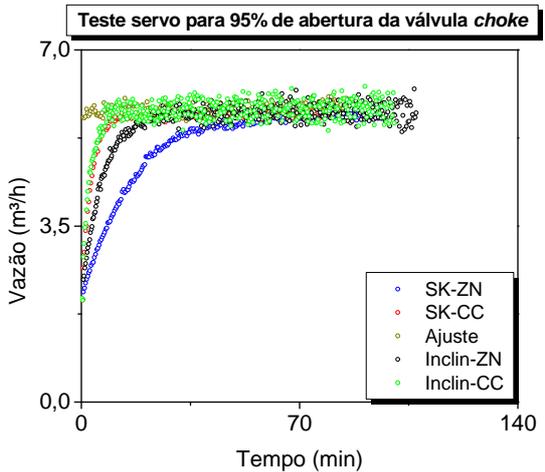


Figura 47 - Variável manipulada - Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke*.

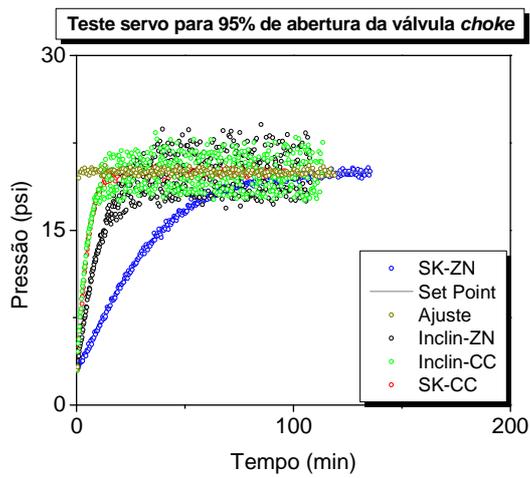


Figura 48 - Variável controlada - Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke*.

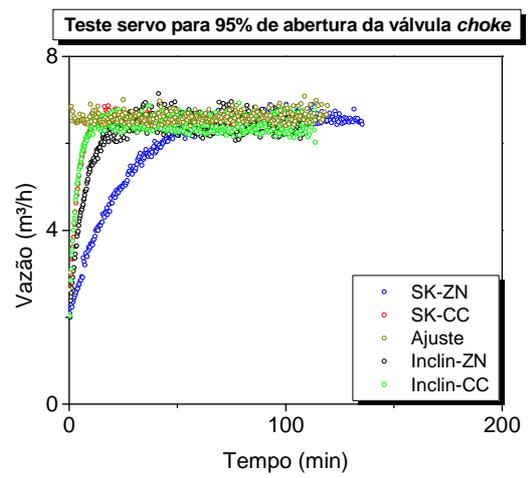


Figura 49 - Variável manipulada - Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke*.

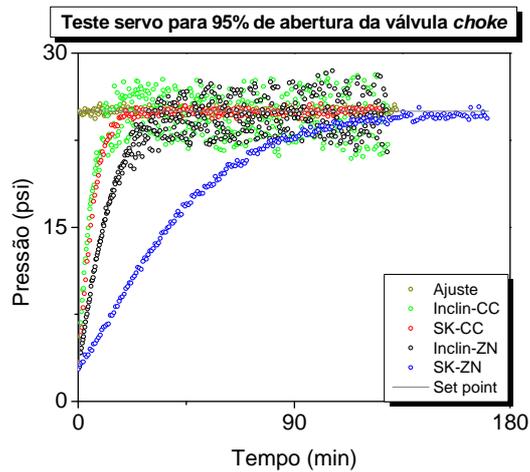


Figura 50 - Variável controlada - Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke*.

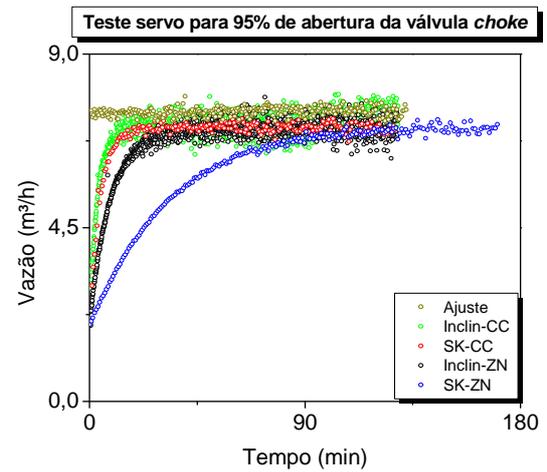


Figura 51 - Variável manipulada - Teste servo para 95% de abertura da válvula de *choke*.

Anexo H – Artigos desenvolvidos durante a dissertação.

CONTROLE DA PRESSÃO ANULAR DE FUNDO NA PERFURAÇÃO DE POÇOS

Márcia Peixoto Vega¹, Frederico Ribeiro Belfort Vieira¹, Luiz Henrique de Souza Oliveira¹ & André Leibsohn Martins²

¹Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, BR465, km7, 23890-000, Seropédica, RJ, Brasil, E-mail: vega@ufrj.br

²PETROBRAS S.A./CENPES/PDP/TEP, Av. Hum Quadra 07, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, 21494-900, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

RESUMO

Neste trabalho foi sintetizado um controlador clássico PI (proporcional-integral) para regular a pressão anular de fundo durante o processo de perfuração de poços. O esquema de controle utilizou o modelo fenomenológico de escoamento bifásico de Nygaard e Naevdal (2006), modificado para levar em consideração a fase sólida. Foram investigadas estratégias via simulação, empregando-se como variável manipulada a vazão de alimentação de fluido de perfuração. Além disso, foi construída uma unidade experimental que contempla alguns dos reais mecanismos e etapas envolvidos durante a perfuração de poços. Na unidade experimental foram implementados testes de identificação e controle.

Perfuração, petróleo, identificação e controle

1. INTRODUÇÃO

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos que tem origem na decomposição de matéria orgânica. Embora conhecido desde os primórdios da civilização humana, somente em meados do século XIX tiveram início a exploração e a perfuração de poços de petróleo (Aneel, 2003).

A fase mais custosa da exploração de petróleo é a perfuração. Na perfuração, emprega-se uma sonda de perfuração, composta por uma torre metálica, sustentando a coluna de perfuração que dispõe de uma broca instalada na sua extremidade. Um movimento de rotação é transmitido à broca pela coluna, dando início à perfuração propriamente dita, sendo que um fluido de perfuração é bombeado através da coluna até a broca com a finalidade de evitar o desmoronamento das paredes do poço, carrear os fragmentos oriundos da perfuração até a superfície, lubrificar a broca e a coluna de perfuração e estabelecer um gradiente de pressão ao longo do poço.

O balanço de pressão entre o poço e o reservatório é uma variável muito importante. Se a pressão no fundo do poço for maior que nos poros do reservatório haverá invasão do fluido de perfuração através da rocha reservatório, comprometendo a produção de óleo. Todavia, se a pressão nos poros do reservatório for maior que a pressão no fundo do poço, haverá um influxo dos fluidos nativos em direção ao poço. Esse influxo pode ser controlável (*kick*) ou incontrolável (*blowout*). No Brasil, a perfuração tradicional consiste em manter a pressão de fundo maior que a pressão de poros do reservatório (perfuração *overbalanced*). Há também a perfuração *underbalanced*, que consiste em manter a pressão de fundo menor que a da rocha reservatório, no entanto, há maior possibilidade de ocorrerem influxos em direção ao poço.

2. REVISÃO DA LITERATURA

A literatura reporta trabalhos onde há controle manual (Perez-Tellez *et al.*, 2004; Suter, 1999; Jenner, 2004) e estratégias de controle automático, motivadas pela existência de poços com janelas operacionais, referentes a pressões de poros e de fratura, cada vez menores (Eikrem *et al.*, 2004; Nygaard *et al.*, 2004a; Nygaard *et al.*, 2004b).

Nygaard *et al.* (2006) apresentaram um esquema de controle PI e preditivo não linear para estabilizar a pressão anular de fundo, durante o processo de perfuração de poços de petróleo. O modelo fenomenológico baseou-se em escoamento bifásico (gás-líquido). Os parâmetros do controlador PI foram estimados através do método de Ziegler-Nichols em malha fechada. Os resultados evidenciaram que o esquema de controle manual apresentou desempenho inferior aos esquemas de controle PI e preditivo. No entanto, no esquema de controle PI, foi necessário re-estimar os parâmetros do controlador quando as condições de operação se afastavam das condições originais.

Vega *et al.* (2007) sintetizaram um controlador clássico PI (proporcional-integral) para regular a pressão anular de fundo durante o processo de perfuração de poços. O esquema de controle utilizou um modelo fenomenológico contemplando as fases gás-líquido-sólido. Foram investigadas estratégias empregando diferentes variáveis manipuladas, como por exemplo, densidade, vazão de alimentação de fluido de perfuração, velocidade de perfuração e abertura da válvula de *choke*, situada na superfície, por onde escoo o fluido vindo da região anular do poço. Além disso, um modelo empírico, baseado em rede neuronal, foi sintetizado, a partir de dados experimentais obtidos através de medidas de PWD. Apresentou-se ainda um esquema de uma unidade piloto de perfuração de poços contendo as reais etapas e mecanismos envolvidos no processo.

3. APARATO EXPERIMENTAL

A unidade experimental é composta por dois reservatórios: um com fluido de perfuração de alta densidade e outro com água. Ambos os tanques de alimentação estão conectados a uma bomba helicoidal de deslocamento positivo que movimenta os fluidos através de uma tubulação de ferro galvanizado, onde estão instalados medidores de vazão e pressão e uma válvula proporcional para controle de vazão, simulando a válvula de *choke* do processo real.

A bomba é acionada por um inversor de frequência, permitindo fazer o controle da pressão anular de fundo da unidade manipulando-se a vazão de lama. A foto da unidade de controle de pressão anular de fundo pode ser vista na Figura 1. O inversor de frequência e a válvula de controle encontram-se nas Figuras 2 e 3.



Figura 1 - Unidade de controle de pressão anular de fundo.



Figura 2 - Inversor de frequência para a manipulação da vazão.



Figura 3 - Válvula de controle para simular a válvula de *choke*.

O dispositivo que mede o valor da variável controlada do processo (pressão anular de fundo) é um transdutor de pressão manométrica da SMAR, apresentado na Figura 4. Foi desenvolvido um programa computacional de monitoramento e controle em linguagem C++, sendo que os dados de vazão, pressão, abertura da válvula de *choke* e parâmetros do controlador são armazenados por um sistema de aquisição de dados (Placa PCI 1202), Figura 5. Na Figura 6 está a foto do medidor de vazão mássica da Metroval e na Figura 7 o transmissor do medidor de vazão que envia os dados de vazão para o sistema de aquisição de dados.



Figura 4 - Transdutor de pressão manométrico modelo LD301M.

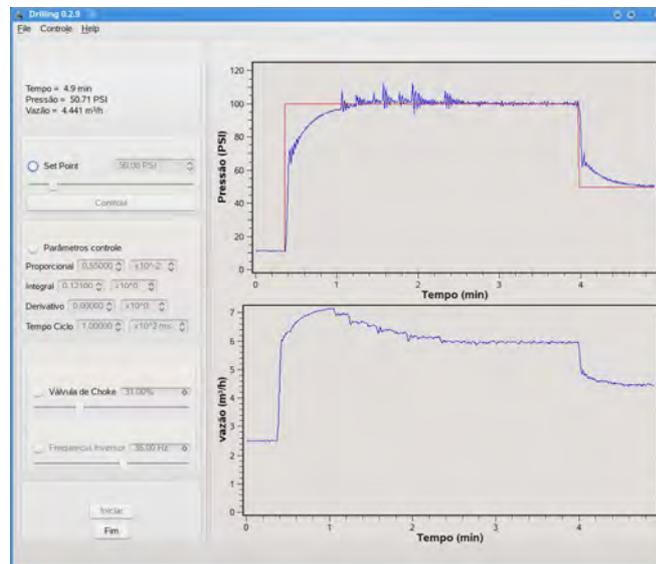


Figura 5 - Programa de monitoramento e controle.



Figura 6 - Medidor de vazão modelo RHM20



Figura 7 - Transmissor modelo CMM01

3. METODOLOGIA DE IDENTIFICAÇÃO E AJUSTE DO CONTROLADOR

O desenvolvimento de um modelo matemático rigoroso pode não ser viável para processos complexos envolvendo um grande número de equações diferenciais e de parâmetros desconhecidos (propriedades físicas e químicas). Uma estratégia alternativa é desenvolver um modelo a partir de dados experimentais (modelo empírico estacionário ou dinâmico). Os modelos empíricos dinâmicos mais empregados são funções de transferência de baixa ordem (1ª ordem ou 2ª ordem com/sem tempo morto), permitindo analisar o comportamento do processo frente a distúrbios e estudar o desempenho de um sistema de controle. O modelo de 1ª ordem com tempo morto, caracterizando o processo através dos parâmetros k, τ, t_d é o mais empregado nas fórmulas de sintonia de controladores.

O método mais simples de determinação dos parâmetros k, τ, t_d é efetuando-se o teste degrau: com o controlador em modo manual (malha aberta), introduz-se uma perturbação degrau na saída do controlador Δp . A resposta do transmissor $b'(t)$ é gravada até que seja alcançado um estado estacionário (Figura 8). O gráfico da resposta de um processo a uma perturbação degrau na entrada é denominado curva de reação do processo. Os parâmetros do modelo podem ser obtidos deste gráfico.

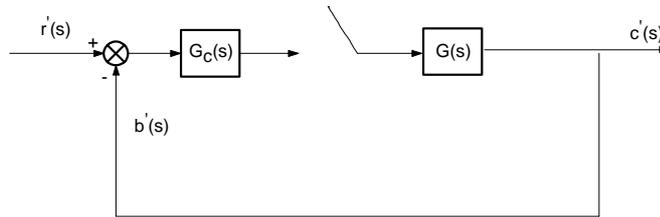


Figura 8 - Teste degrau

Evidentemente, nenhum distúrbio pode entrar no processo durante a realização do teste degrau. A maioria das plantas químicas é de 1ª ordem ou são processos multicapacitivos cuja resposta apresenta a forma superamortecida. Vale ressaltar que a resposta oscilatória é produzida frequentemente pela presença do controlador por realimentação. Portanto, quando a malha é aberta, a resposta frequentemente é sigmoideal (superamortecida).

A análise da não linearidade do processo foi efetuada implementando-se perturbações degrau (positivo/negativo) na variável de entrada (vazão). O sistema pode ser caracterizado como não linear quando a magnitude/forma da resposta ao degrau positivo/negativo for diferente. A identificação do processo foi realizada empregando-se o método da curva de reação e a estratégia de Sundaresan & Krishnaswamy (1978).

O método da curva de reação, proposto por Ziegler-Nichols em 1942, realiza um único teste com o controlador em modo manual (malha aberta). Efetua-se uma pequena perturbação degrau na saída do controlador $\frac{\Delta p}{s}$ e mede-se a resposta do processo $b(t)$. Esta resposta ao degrau é chamada curva de reação do processo, sendo $k = \frac{\Delta b_s}{\Delta p}$. Esta curva é caracterizada por dois parâmetros: S = coeficiente angular da tangente ao ponto de inflexão e t_d = tempo no qual a tangente corta o eixo temporal, conforme ilustra a Figura 9.

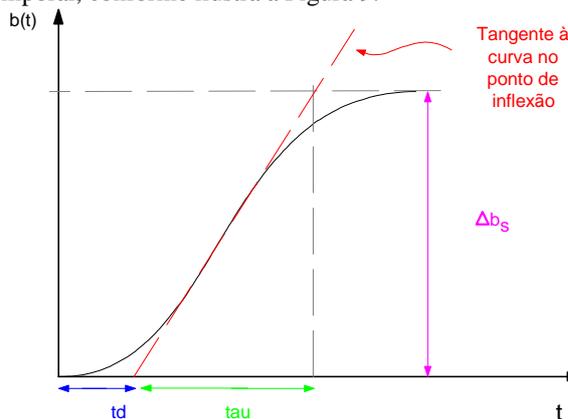


Figura 9 - Curva de reação do processo

As relações de sintonia de Ziegler-Nichols, segundo o método da curva de reação do processo, estão ilustradas na Tabela 1. Estas relações foram desenvolvidas para fornecer respostas em malha fechada com razão de declínio de ¼.

Tabela 1 - Relações de sintonia de Ziegler-Nichols

| Controlador | k_c | τ_I | τ_D |
|-------------|---------------------|----------|----------|
| P | $\frac{1}{tdS^*}$ | - | - |
| PI | $\frac{0,9}{tdS^*}$ | 3,33td | - |
| PID | $\frac{1,2}{tdS^*}$ | 2td | 0,5td |

Sendo: $S^* = \frac{S}{\Delta p}$.

O método de Sundaresan & Krishnaswamy (1977) não emprega o ponto de inflexão, que é difícil de ser encontrado quando a resposta apresenta ruído. Estes pesquisadores propuseram estimar t_1 e t_2 correspondente a

35,3% e 85,3% do valor final da resposta: $y = kM \left(1 - e^{-\frac{(t-td)}{\tau}} \right) \Rightarrow \frac{y}{kM} = \left(1 - e^{-\frac{(t-td)}{\tau}} \right) = \begin{cases} 0,353 \\ 0,853 \end{cases}$

$$\begin{cases} \ln(1-0,353) = -\frac{(t_1 - td)}{\tau} \Rightarrow t_1 = 0,435\tau + td \\ \ln(1-0,853) = -\frac{(t_2 - td)}{\tau} \Rightarrow t_2 = 1,917\tau + td \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} t_2 - t_1 = 1,48\tau \Rightarrow \tau = 0,67(t_2 - t_1) \\ td = 1,3t_1 - 0,29t_2 \end{cases}$$

4. RESULTADOS

4.1 SIMULAÇÃO

Um modelo fenomenológico de escoamento, baseado em balanços de massa e de momento, incluindo as fases gás-líquido-sólido, foi produzido, gerando um modelo a parâmetros concentrados. O acoplamento poço-reservatório foi modelado através de uma formulação simples, chamada índice de produtividade, que estabelece que o fluxo entre poço-reservatório é proporcional à diferença de pressão entre os mesmos. Este modelo fenomenológico foi empregado para implementação de um controlador PI. A Figura 10 ilustra a implementação de uma estratégia de controle PI, via simulação, através da manipulação da vazão de entrada do fluido de perfuração. A Figura 10a ilustra o comportamento da variável de carga ou distúrbio velocidade de perfuração. Vale ressaltar que o bombeamento não foi interrompido durante o procedimento de conexão de tubos. A Figura 10b ilustra os movimentos da variável manipulada (vazão de entrada do fluido de perfuração). Na Figura 10c observa-se a implementação de um teste de controle servo, com mudança do *set point* do controlador para 300 bar. Em seguida, analisa-se o comportamento do controlador frente a uma rejeição de perturbação (a pressão do reservatório diminui, simulando uma invasão de fluido de perfuração no mesmo). Por fim, pode ser observado que o controlador foi eficaz em mais dois testes de controle regulatório: rejeição de perturbação degrau positivo na velocidade de perfuração e rejeição de perturbação provocada pela interrupção da perfuração durante o procedimento de conexão de tubos.

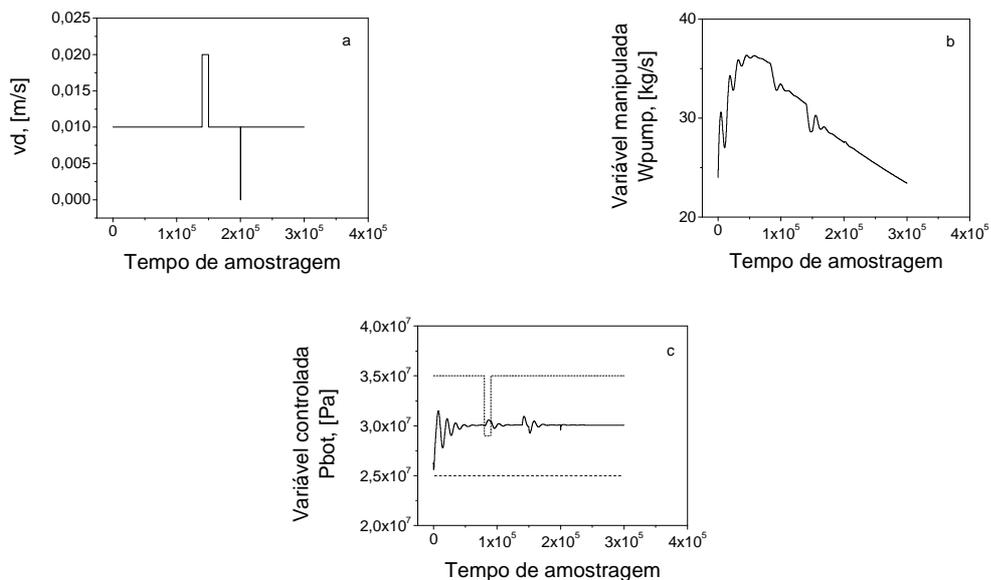


Figura 10 - Controle da Pressão de fundo através da manipulação da vazão de entrada do fluido de perfuração.

4.2 EXPERIMENTOS

Foram implementados testes degrau positivo/negativo na unidade de perfuração, para diferentes aberturas de válvula de *choke* (Figura 11), 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 não obedece ao princípio da superposição, indicando 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 continue inadequado.

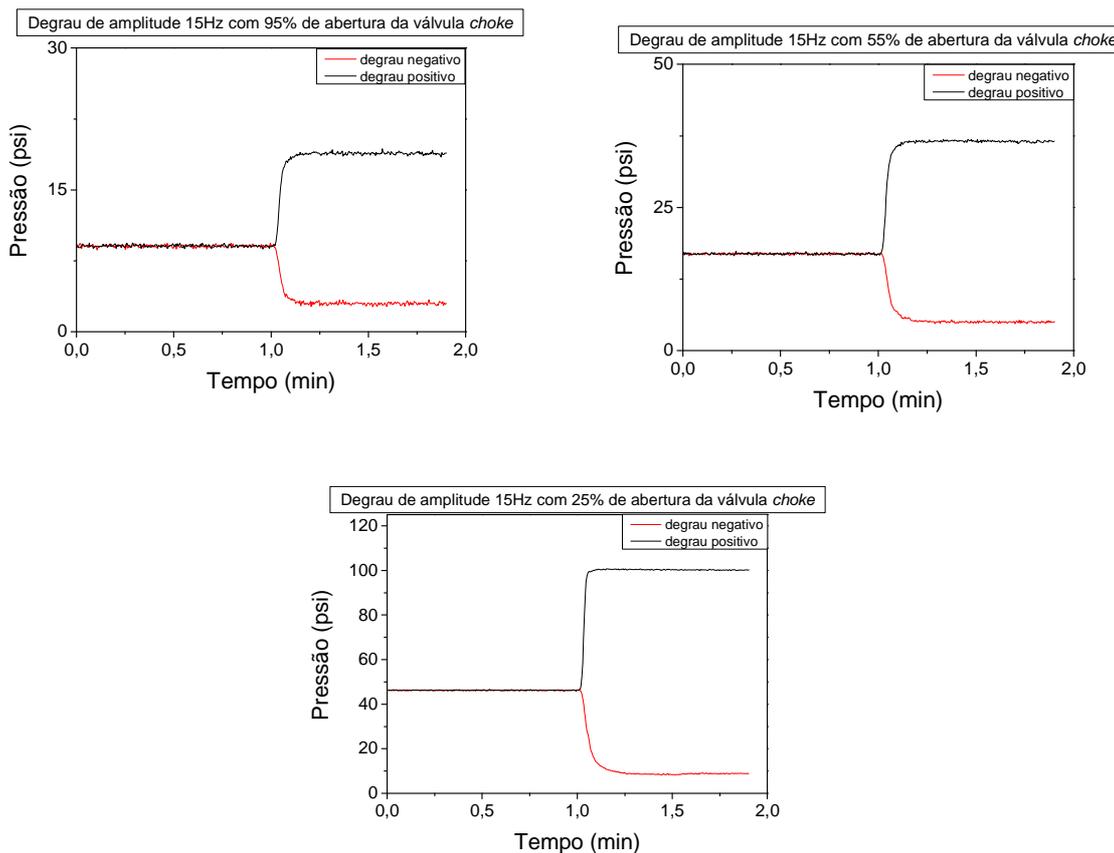


Figura 11 - Resposta ao degrau positivo e negativo na vazão

A Figura 12 ilustra o comportamento da unidade (razão entre pressão de fundo e o ganho estático, k e a magnitude do degrau, M) quando da implementação de diferentes perturbações no inversor de frequência (15-30 Hz; 15-40 Hz; 15-50 Hz e 15-60 Hz), produzindo diferentes vazões para a bomba helicoidal, variando-se, ainda, os níveis de abertura da válvula de *choke* (95%, 75%, 65%, 55%, 45%, 35%, 25% e 23%). Observa-se que o tempo morto cresce à medida que as magnitudes das perturbações degrau no inversor de frequência crescem, indicando que este atraso é inerente ao tempo de resposta do equipamento (bomba). 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 (vazão) produz um rápido efeito na saída do sistema (pressão).

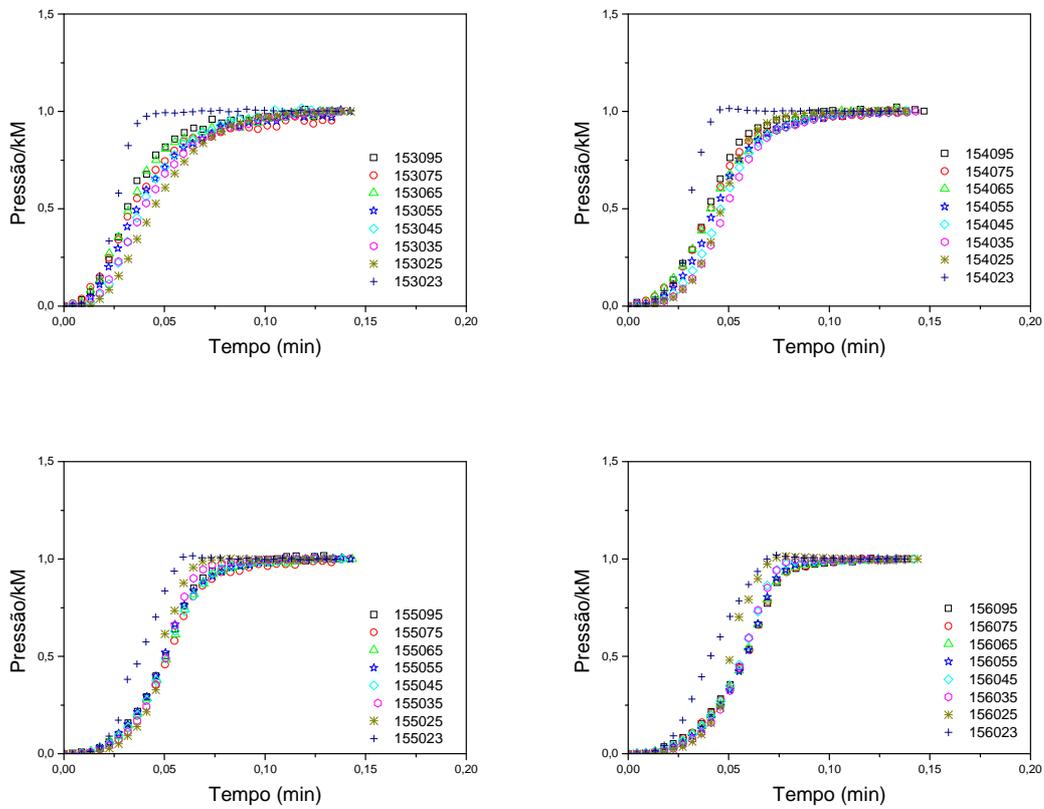
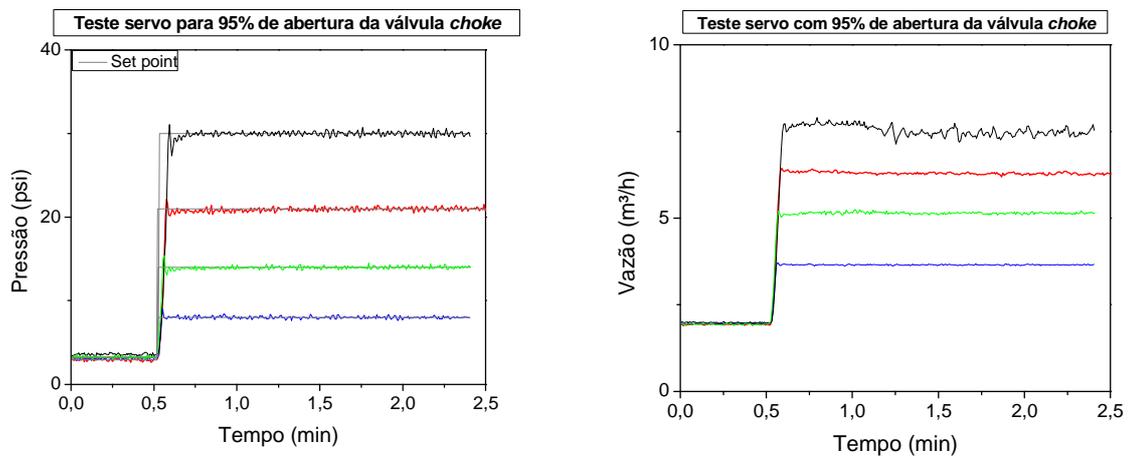


Figura 12 - Análise da unidade de perfuração de poços.

Os ajustes do controlador PI foram calculados empregando-se o método de Ziegler-Nichols e, em seguida, implementados na unidade experimental com ligeiras mudanças (ajuste de campo). A Figura 13 ilustra a implementação bem sucedida de testes de controle servo (mudança de set point de pressão), através da manipulação da vazão da bomba.



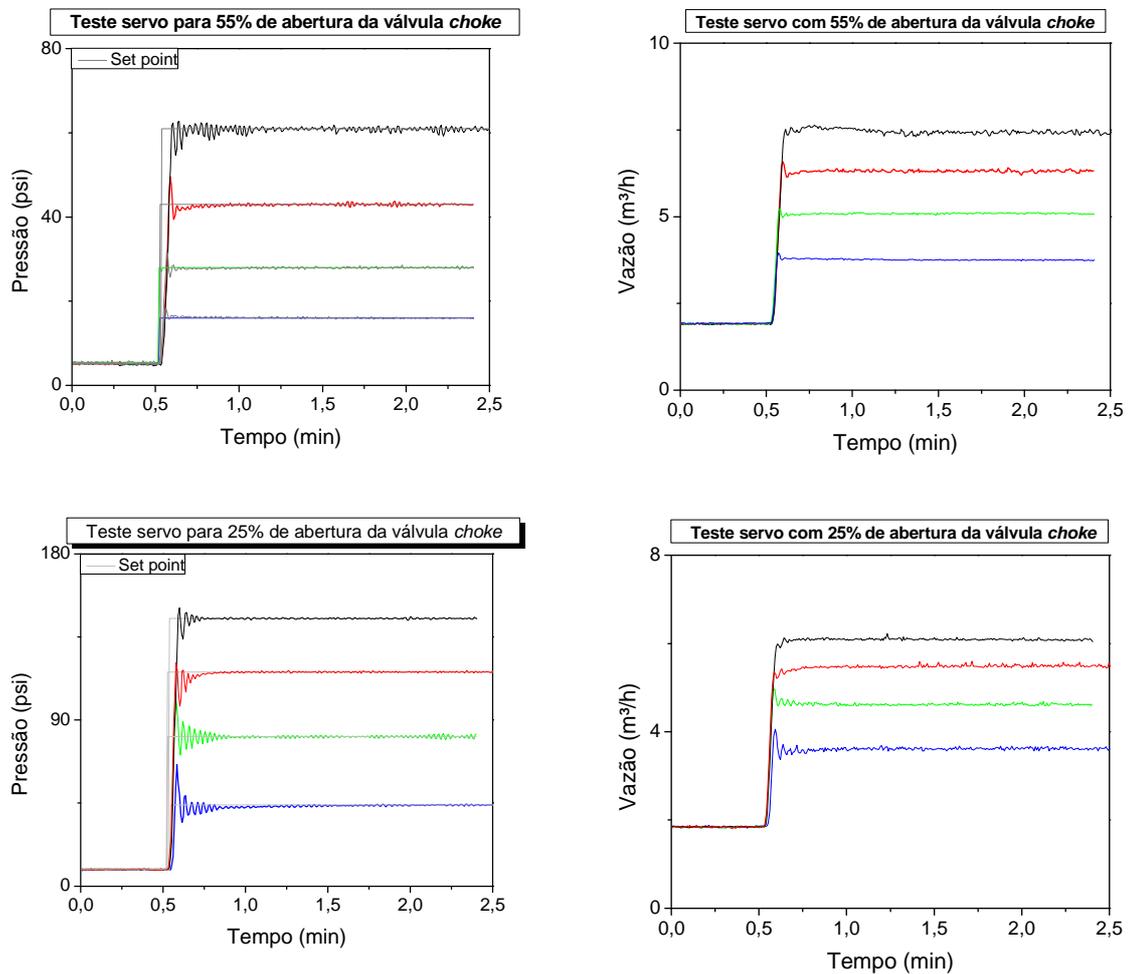


Figura 13 - Teste servo (pressão – variável controlada e vazão – variável manipulada) para as aberturas de 25%, 55% e 95% da válvula de *choke*.

Os parâmetros do controlador PI para teste servo foram utilizados para implantação do teste regulador. O teste regulador consiste em aplicar uma perturbação de carga no sistema, introduzindo no processo fluidos com diferentes densidades, distúrbio que simula a perfuração de formações com densidades variáveis ou o aumento de velocidade de perfuração, que por produzir mais sólidos, altera a densidade da lama. A Figura 14 ilustra a implementação de uma mudança de *set point*, seguida de uma rejeição de perturbação, empregando-se como variável manipulada a vazão, para diferentes níveis de abertura da válvula de *choke*. Verifica-se o controlador foi eficiente para rejeitar a perturbação provocada por um aumento de densidade (Figura 15). Pode ser observado que, para uma abertura de 25% da válvula de *choke*, os ajustes do controlador, calculados a partir do teste servo, produziram uma resposta oscilatória, demonstrando que é necessário um ajuste adicional dos parâmetros.

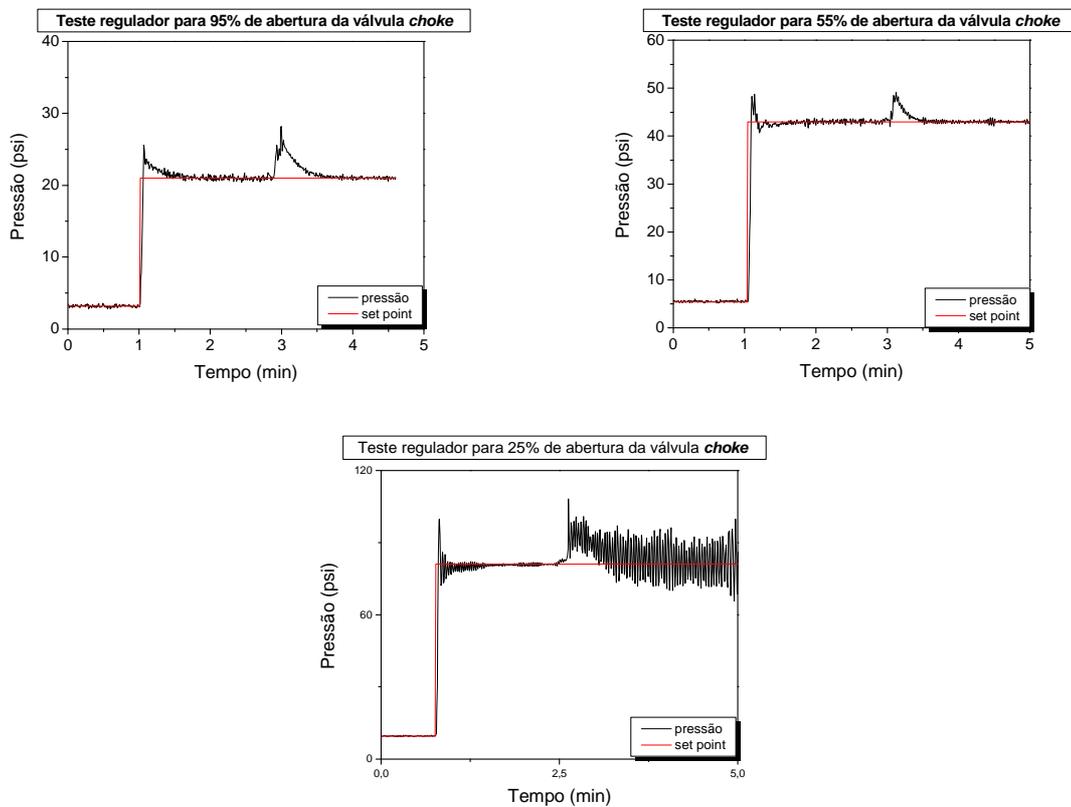


Figura 14 - Teste regulador para 25%, 55% e 95% de abertura da válvula de *choke*.

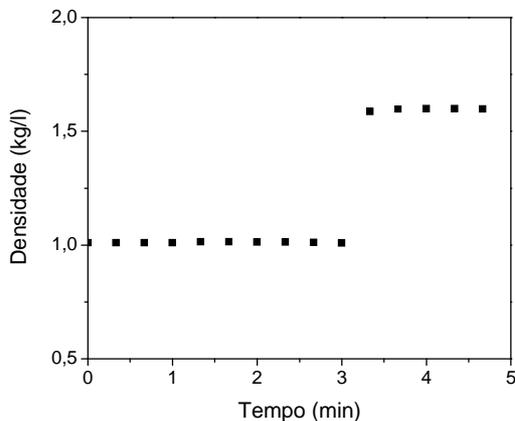


Figura 15 - Mudança de densidade implementada no teste regulador para 25%, 55% e 95% de abertura da válvula de *choke*.

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho o modelo fenomenológico de escoamento bifásico de Nygaard e Nævdal (2006) foi modificado para levar em consideração a fase sólida, visando à implementação de um controlador clássico PI (proporcional-integral) para regular a pressão anular de fundo durante o processo de perfuração de poços. Foram investigadas estratégias via simulação, empregando-se como variável manipulada a vazão de alimentação de fluido de perfuração. Para fins de implementação experimental, foi empregada uma unidade de perfuração que utilizou a vazão de lama

como variável manipulada. Foram realizados, com sucesso, testes de identificação e controle (teste servo e regulador).

6. AGRADECIMENTOS

FINEP/PETROBRAS

7. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. 2003.

Disponível em: www.aneel.gov.br/15.html.

Eikrem, G.O., Inslund, L., Foss, B.A., “Stabilization of gas-lifted wells based on state estimation”, in: IFAC International Symposium on Advanced Control of Chemical Processes, Hong Kong, China, 2004.

Jenner, J.W., Elkins, H.L., Springett, F., Lurie, P.G., Wellings, J.S., “The continuous circulations systems: an advance in constant pressure drilling”, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, no. SPE 90702, Houston, TX, USA, 2004.

Nygaard, G.H., Vefring, E.H., Mylvaganam, S., Lorentzen, R.J., Naevdal, G., Fjelde, K.K., “Underbalanced drilling: improving pipe connection procedures using automatic control”, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, no. SPE 90962, Houston, TX, USA, 2004a.

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 Woodlands, TX, USA, 2004b.

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, 2006.

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.

Suter R., “Flow and pressure control system. UBD-10 Choke”, in: Proceedings of the IADC, 1999.

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.

Anexo H – Artigos desenvolvidos durante a dissertação.

Optimization Studies of an Oil Well Drilling Process

Marcia P. Vega, Frederico R. B. Vieira, Mauricio C. Mancini

Departamento de Engenharia Química - Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, BR 465, km7 – CEP: 23890-000 – Seropédica – RJ – Brasil, E-mail: vega@ufrjr.br

Abstract

Noninferior or Pareto sets of optimal solutions were determined for the dual objectives of maximizing the annulus solid concentration and minimizing mud invasion into the reservoir or migration of reservoir fluids into the well annulus. The following set of time varying control inputs to the process were analyzed: choke valve opening index, pump mixture mass flow rate or mud density and drilling rate. The formulation of the oil well drilling control problem as a multi-objective optimization problem and solving the Pareto set was the most appropriate way to understand all the competitions among the various objectives.

Keywords: multi-objective optimization, mud invasion, kick

1. Introduction

A drilling system consists of a rotating drill string, which is placed into the well (Fig. 1). The drill fluid is pumped through the drill string and exits through the choke valve. An important scope of the drill fluid is to maintain a certain pressure gradient along the length of the well. During drilling, disturbances that produce fluctuations in the well pressure might occur. As the well is drilled, the hydrostatic pressure increases because of the well length grow. In addition, the reservoir fluid influx changes the well flow rate and density of the well fluid mixture. Finally, the pipe connection procedure, which requires stopping and starting of the drill fluid, produces severe fluctuations in the well flow rates. The pressure balance between the well section and the reservoir is important. If the pressure in the well is higher than the reservoir pressure, it is referred to as over-balanced drilling. This condition causes the circulation fluids to penetrate into the reservoir formation. On the other hand, if the pressure in the well is lower than the reservoir pressure, it is referred to as under-balanced drilling, and the reservoir fluids migrate into the well annulus. Over-balanced drilling is the most used method for drilling oil wells. The reason for this is that it nearly eliminates the risk for an uncontrolled “blow-out” situation, where the pressure in the reservoir causes large amounts of the reservoir fluids to penetrate into the well and follow the well to the surface. Today, different type of equipment such as blow-out preventers, gives the possibility of reducing the well pressure lower than the reservoir pressure [1]. Drilling the oil well having under-balanced conditions has the benefit that the porous formation is less damaged, since the particles from the drilling process do not penetrate into the formation. This leads to a higher production rate when the oil well is set into production.

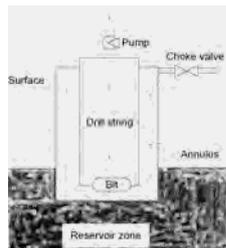


Figure 1 – Oil well drilling scheme.

An optimization analysis of a drilling process constitutes a powerful tool for operating under desired pressure levels and simultaneously maximizing the penetration rate, which reduces costs, as oil derrick operation demands around US\$220,000.00/day. The procedure traditionally adopted in optimization studies is the formulation of a single objective function combining all performance measurements with weighting functions chosen a priori. The a priori choice of weights do not successfully demonstrates which optimum trajectory the manipulated variable should follow for dealing with conflicting objectives; in addition, there are no evidences that the specific use of certain manipulated variables will produce superior quality results.

Wang et al. [2] pointed out that traditional mathematical programming algorithms use two strategies for solving optimization problems: single objective optimization, using the others objectives as constraints; and the altogether objectives optimization, using weighting factors. For the second approach, the arbitrary choose of weights and the diverse quantities unification (cost, product quality, environmental effects) in a common measure produce criticism. Besides, the second strategy is not able to find the optimal solution for a non convex objective function. The majority of real-world problems present complex nature and conflicting objectives, being rarely convex. Therefore, a judicious solution of optimization problems requires the use of multi-criterion approach, producing a family of solutions named optimum Pareto set. As a result, the multi-objective optimization, which seeks to harmonize conflicting objectives, appears as an interesting approach, being also called as efficient or multi-criterion optimization. The solutions are named Pareto optimum, maxima vector, efficient points, non inferior solutions or non dominant solutions.

The major objective of this paper is applying multi-criterion dynamic optimization to an oil well drilling process. The interaction in the mapping between input and output variables is analyzed through multi-objective optimization, employing a dynamic mathematical model. The presence of conflicting objectives was identified, that is, an objective function could not be improved without sacrificing the other. Pareto optimization (ϵ -constraint method) is implemented by initializing the optimization algorithm with distinct initial guesses, for attaining global optimum according to the methodology of Madsen [3]. Various schemes were analyzed, including drilling rate, choke valve opening index, pump circulation rate or mud density (input variables) in order to evaluate the process performance (annulus bottom hole pressure and annulus solid concentration).

2. Pareto optimization

There are several methods described in the literature about the Pareto set generation [4]. They basically transform the original multi-objective problem into many single objective optimization related problems. The transformation is done under conditions that guarantee the construction of the Pareto set. Also this transformation enables a numerical solution for the original multi-objective problem.

The simplest and the most usually applied technique is the ϵ -constraint approach [5]. In this method, one of the objective functions of the original multi-objective optimization problem is selected to be the single objective function (primordial objective function), while the others are included as constraints. These new constraints are subjected to maximum values previously chosen. Therefore the ϵ -constraint approach transforms the multi-objective optimization problem, Eq. (1), composed by N objective functions, into a single objective optimization problem described by Eq. (2).

$$\min F\{x(t_f), t_f\} = [F_1(x, t_f), F_2(x, t_f), \dots, F_N(x, t_f)]$$

$$\text{System constraints: } \begin{cases} \dot{x} = l(x, u) \\ x(0) = x_0 \end{cases} \quad (1)$$

Manipulated variables constraints: $h[u(t)] \leq 0$

End point constraints: $g[x(t_f)] \leq 0$

$$\begin{aligned} &\min F_1(u) \\ &\dot{x} = l(x, u) \\ &x(0) = x_0 \\ &F_j(u) \leq \epsilon_j, \quad j = 2, 3, \dots, N \\ &u \in \Omega \end{aligned} \quad (2)$$

3. Results and discussion

A nonlinear mathematical model, representing the drilling system, was developed based on mass and momentum balances. The mass balance comprised two systems: the drill string and the annulus between the wall of the well and the drill string. The momentum balance was evaluated at the drill bit and at the choke valve, taking into account frictional losses and compression and hydrostatic pressures. The flow from the reservoir into the well was modelled using a simple relation named productivity index, which is a constant scalar defining the mass flow rate based on the pressure difference between the reservoir and the well. The annulus bottom hole pressure was defined as the

summation of annulus compression and hydrostatic pressures, frictional losses, pressure loss over the choke and atmospheric pressure. The state vector for the drilling problem includes liquid, gas and solid masses inside the drill string; liquid, gas and solid masses inside the annulus; well length; mass flow of the mixture at the bit and mass flow of the mixture at the choke, Eq. (3).

$$x(t) = \left[m_{gd}, m_{ld}, m_{sd}, m_{ga}, m_{la}, m_{sa}, L, W_{mix,bit}, W_{mix,choke} \right] \quad (3)$$

The set of time varying control inputs (manipulated variables: drilling rate, choke opening index, pump flow or mud density) to the process are shown in Eq. (4). Any vector satisfying the constraint equations is termed a feasible solution. The manipulated variables constraints insure that no control variable is outside a feasible region. The end point constraints are imposed on annulus bottom hole pressure. The final time is fixed at 2400 seconds, a typical time interval between pipe connection procedure, besides, sampling time equals 2 seconds.

$$u(t) = [vd, zchoke, wpump] \quad (4)$$

To apply the multi objective optimization method to the oil well drilling problem, two objective functions were selected for being minimized as can be observed from Eqs. (5-6). Maximizing annulus solid mass produces the effect of maximizing the rate of penetration into the well, reducing the drilling cost. Concerning the second objective function, the aim was increasing the annulus bottom hole pressure to a desired level named $Pabotd$. The complex situation where narrow operational window between pore and fracture pressures occurs, mainly when lower collapse is higher than pore pressures and/or upper collapse is lower than fracture pressures, was taken into account by including this variables as nonlinear constraints into the optimization problem.

$$F_1[x(tf), tf] = [1/(1 + m_{sa})] \quad (5)$$

$$F_2[x(tf), tf] = [(Pabotd - Pabot)/Pabotd]^2 \quad (6)$$

For the multi objective optimization problem, the primordial objective function was maximizing the rate of penetration. The other objective function (minimizing mud invasion into the reservoir or migration of reservoir fluids into the well annulus) is included as a nonlinear constraint. During oil well drilling, the pore pressure (minimum limit) and the fracture pressure (maximum limit) define mud density range. As a result, the drilling fluid hydrostatic pressure needs to be higher than pore pressure, in order to avoid formation fluid invasion into the well. Simultaneously, the drilling fluid hydrostatic pressure needs to be smaller than fracture pressure, for avoiding formation damage. It is well known that instability is associated with low competency of rock formations. The drilling process alters the state of stresses inside a formation over passed by a bit. The material removed by the excavation is placed by the drilling fluid, which, among other utilities, tries to restore the equilibrium before the excavation. If equilibrium is not attained, some type of rupture (fracture and collapse) is generated. Fractures are associated with the rupture of rock material (traction rupture), while collapses are produced due to the shearing produced by an unequal pair of stresses around the well (compression rupture). The collapse may produce the wall tumbling down effect, increasing cuttings deposition, mainly in a highly inclined section, restricting flow area and producing pressure peaks. In addition, the pore collapse produces a flux decrease in the reservoir due to a permeability reduction and may induce sand production, degrading the well productivity. The fracture produces mud inflow into the porous formation, which may collapse uncovered superior regions. If the formation contains gas, a kick may occur as the reservoir fluids migrate into the well annulus, producing the risk of an uncontrolled blow-out situation.

As can be observed from Fig. 2, two different control modes are illustrated: drilling rate (vd) and choke opening index ($zchoke$) versus drilling rate (vd) and pump flow ($Wpump$). For the two objectives chosen the theoretical absolute minima are $F_1^{\min} = 0$ and $F_2^{\min} = 0$. This point is termed utopia point. It can be observed that there is a trajectory (drilling rate and pump flow inputs) which gives the closes approach to utopia, an in fact, requires very little sacrifice of the objective function F_2 . Fig. 3 shows dynamic simulation concerning the two optimization strategies. It can be observed that choosing drilling rate and pump flow as inputs produced a faster output response, as the time constant of this strategy is smaller.

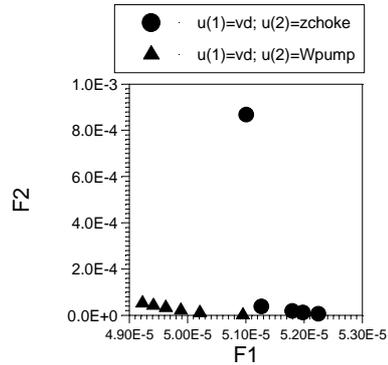


Figure 2 – Pareto set.

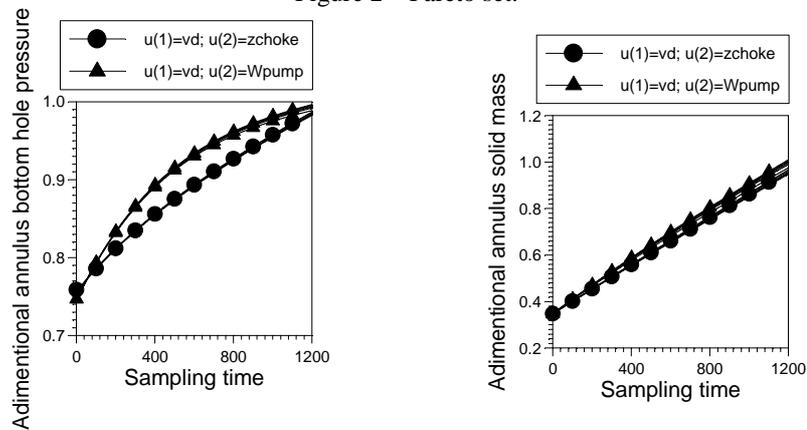


Figure 3 – Dynamic simulation.

4. Conclusions

The Pareto optimization strategy unveiled that drilling rate and pump flow were the most appropriate input variables in order to maximize the rate of penetration (annulus solid concentration) and to drill under desired pressure operational window (minimize mud invasion into the formation and migration of reservoir fluids into the well annulus).

5. References

- [1] G. Nygaard, G. Naevdal, *Journal of Process Control*, 16 (2006) 719.
- [2] F-S. Wang, J-W. Sheu, *Chem. Eng. Sci.* 55 (2000) 3685.
- [3] H. Madsen, *Journal of Hydrology* 235 (2000) 276.
- [4] V. Chankong, Y.Y. Haimes, *Multiobjective decision making – theory and methodology*, Elsevier, New York, 1983.
- [5] A. Tsoukas, M. Tirrel, G. Stephanopoulos, *Chem. Eng. Sci.* 37 (1982) 1785.