

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

**IMPLEMENTAÇÃO DE UNIDADE EXPERIMENTAL PARA CONTROLE DA
PRESSÃO ANULAR DE FUNDO DURANTE O PROCESSO DE CIMENTAÇÃO
DE POÇOS DE PETRÓLEO.**

FREDERICO MARTINS COSTA

2016



UFRRJ

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

FREDERICO MARTINS COSTA

Sob a Orientação de
Márcia Peixoto Vega Domiciano.

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

Seropédica, RJ
27 de Dezembro de 2016.

622.3382

C837i

T

Costa, Frederico Martins, 1989-

Implementação de unidade experimental para controle da pressão anular de fundo durante o processo de cimentação de poços de petróleo / Frederico Martins Costa - 2016.

132 f.: il.

Orientador: Márcia Peixoto Vega Domiciano.

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

Bibliografia: f. 104-108.

1. Engenharia do petróleo - Teses. 2. Poços de petróleo - Perfuração - Teses. 3. Poços de petróleo - Cimentação - Teses. 4. Pressão hidrostática - Teses. I. Domiciano, Márcia Peixoto Vega, 1972-. II. Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química. III. Título.

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

FREDERICO MARTINS COSTA

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 27/12/2016

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

Cristiane Richard de Miranda, D.Sc., Petrobras

André Leibsohn Martins, D.Sc., Petrobras

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos os pós-graduandos do país, que mesmo em tempos de tanta desvalorização das pesquisas, permaneceram fieis aos seus ideais. Também dedico aos queridos professores do PPGEQ, que com suas aulas, nos permitiram compreender melhor todos os fenômenos que envolvem a Engenharia.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus me proporcionar essa incrível experiência.

Agradeço à minha família, pelo apoio e por entenderem a minha ausência.

Agradeço a todos os meus companheiros que trabalho, que contribuíram em muito para toda a construção deste trabalho, em especial para Gabrielle Fontella e Rafael Patrício, meus eternos companheiros! As minhas mais admiradas estagiarias Ana Silva, Lisandra Barbosa e Tamires Souza, obrigado pela paciência e pelo excelente trabalho. A todos os alunos de IC, mestrando e graduando do LEF.

A todos maravilhosos mestres do PPGEQ, em especial a minha orientadora Dra. Márcia Vega e ao professor Dr. Lindoval Domiciano.

RESUMO

COSTA, Frederico Martins. **IMPLEMENTAÇÃO DE UNIDADE EXPERIMENTAL PARA CONTROLE DA PRESSÃO ANULAR DE FUNDO DURANTE O PROCESSO DE CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO.** 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2016.

O processo de cimentação de poços é bastante complexo, além da pasta de cimento apresentar elevada densidade e ocorrer o bombeio de fluidos de diferentes reologias, a pressão no fundo do poço sofre grandes variações, devido à mudança na pressão hidrostática do poço e às perdas por atrito. Conhecer a janela operacional do poço e manter a pressão anular de fundo dentro desta é primordial para a segurança e a vida útil do poço. Devido às variações na pressão ocasionadas pelos distúrbios, a pressão anular de fundo pode extrapolar o limite superior (pressão de fratura) e o inferior (pressão de poros), da janela operacional. Ao extrapolar tais limites, os fluidos da região anular podem migrar para a fratura (perda de circulação) ou os fluidos nativos do reservatório podem migrar para a região anular (*kick*), essas situações são indesejadas durante a cimentação, podendo causar sérios acidentes, perdas humanas, prejuízos financeiros e danos ambientais irreversíveis. Para representar os fenômenos mais importantes do processo de cimentação, foi construída uma unidade experimental com instrumentação capaz de quantificar vazão, densidade e pressão em tempo real. Foram analisados o comportamento da pressão anular de fundo no bombeio de fluidos com diferentes densidades (8, 11 e 14 ppg), além dos fenômenos de perda de circulação com *kick* de gás, controlando a pressão em um valor desejado (*set point*), utilizando uma estratégia de controle por realimentação (controlador PI), através do índice da abertura da válvula *choke*.

Palavras Chave: Pressão anular de fundo, cimentação, *kick*, perda de circulação, controle PI.

COSTA, Frederico Martins. **IMPLEMENTATION OF EXPERIMENTAL UNIT FOR DOWNHOLE PRESSURE CONTROL DURING THE PROCESS OF CEMENTING WELL PETROLEUM**. 2016. Dissertação (Master Science in Chemical Engineering, Chemical Technology). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2016.

ABSTRACT

The process of well cementing is very complex, beyond the fact that cement paste presents high density, different rheology fluids are injected into the annulus, altering downhole pressure due to changes on hydrostatic pressure and frictional losses. Knowing the operational window and assuring downhole pressure inside this constraint is primordial for security and well life cycle purposes. Due to downhole variations caused by the disturbances, the superior (fracture) and inferior window limits can be exceeded. As a result, loss circulation problems (mud penetration into a fracture) or *kick* (reservoir fluid inflow into the annulus) can disturb the cementing process, leading to serious accidents, financial losses, environmental damage and human losses. In order to represent the most important phenomena of cementing process, an experimental unit was built using on line flow, density and pressure measurements. Downhole pressure control through pumping 8, 11 and 14 ppg (lb/gal) fluids was analyzed under loss circulation and *kick* phenomena. The tracking of the downhole pressure at the set point, by employing a feedback control loop (PI), was implemented through using the opening index of the choke valve as the manipulated variable.

Keywords: Downhole pressure, cementing, *kick*, loss circulation, PI control.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros do controlador por Ziegler & Nichols (1942).....	43
Tabela 2: Parâmetros do controlador por Cohen & Coon (1953),.....	44
Tabela 3 - Tabela dos parâmetros – testes da curva de reação, com a perturbação no índice de abertura da válvula <i>choke</i> para o fluido de 11 . Fonte: o Autor.....	110
Tabela 4 - Tabela dos parâmetros - testes da curva de reação, com a perturbação no índice de abertura da válvula <i>choke</i> , para o fluido de 14 ppg. Fonte: o Autor.....	113
Tabela 5 - Tabela dos parâmetros - testes da curva de reação, com a perturbação no índice de abertura da válvula <i>choke</i> para a água 8 ppg. Fonte: o Autor.....	115
Tabela 6 - Tabela dos parâmetros - testes da curva de reação, com a perturbação na diferença de densidade, da água de 8 ppg para o fluido de 14 ppg. Fonte: o Autor.....	118
Tabela 7 - Tabela dos parâmetros - testes da curva de reação, com a perturbação na diferença de densidade, do fluido de 11 para 14 ppg. Fonte: o Autor.....	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Perfuração de poços. Fonte: Adaptado de NEYGARD, 2006.....	18
Figura 2 - Cimentação Primária Fonte: Adaptado de COSTA, 2004.....	26
Figura 3 – Esquema de poço com falhas na cimentação Fonte: Adaptado de THOMAS, 2004.	28
Figura 4 – Tampão de fundo. Fonte (NELSON, 1990).....	31
Figura 5 - Sequência operacional da cimentação. Adaptado de ASLAN, 2016.	33
Figura 6 - Janela operacional. Fonte: (ROCHA & AZEVEDO, 2009).....	34
Figura 7 - Malha de controle por realimentação. Adaptado de SEBORG, 2004.	39
Figura 8 - Estimaco dos parâmetros do sistema pelo método da curva de reaco Fonte: (FREITAS, 2013).	41
Figura 9 - Estimaco dos parâmetros do sistema pelo método de Sundaresan & Krishnaswany (1977).	42
Figura 10 - Esquema 3D da unidade experimental de cimentaco. Fonte: o Autor.....	47
Figura 11 - Fluxograma da unidade experimental de cimentaco. Fonte: o Autor	48
Figura 12 - Bomba Helicoidal conectada aos tanques. Fonte: o Autor.....	49
Figura 13 - Válvulas borboleta. Fonte: o Autor.	50
Figura 14 - Medidor de vazo e densidade. Fonte: o Autor.	51
Figura 15- Transdutor de presso Fonte: o Autor	52
Figura 16 - Válvula de permeabilidade. Fonte: o Autor	53
Figura 17- Tanque Reservatório Fonte: o Autor	54
Figura 18 - Válvula Choke Fonte: o Autor	55
Figura 19 - Hamilton Beach Blender HMD200	56
Figura 20- Balana de Lama Pressurizada TRU-Wate Model 141	57
Figura 21 - Viscosímetro rotacional.....	58
Figura 22 - Tanque com o fluido de 11 ppg. Fonte: o Autor	59
Figura 23 – Agitador com impelidores do tipo hélice naval do tanque de 11 ppg. Fonte: o Autor.....	60
Figura 24 - Inversor de frequênci. Fonte: o Autor.....	60
Figura 25 - Programa construído em C++ para a simulaco do processo de cimentaco. Fonte: o Autor.....	62
Figura 26 - Fluxograma do planejamento	63
Figura 27 - Ilustraco da unidade com linhas de fluxo marrom escuro que representam o fluido de 14 ppg. Fonte: o Autor.....	64
Figura 28 - Ilustraco da unidade com linhas de fluxo azul. Fonte: o Autor.	65
Figura 29 - Ilustraco da unidade com linhas de fluxo marrom claro. Fonte: o Autor.	65
Figura 30- Ilustraco da unidade com linhas de fluxo marrom e branca. Fonte: o Autor.....	66
Figura 31 - Fluxograma do planejamento	67
Figura 32-Teste de não linearidade em 30, 45 e 60 Hz para o fluido de 11 ppg.....	69
Figura 33- Teste de não linearidade em 30, 45 e 60 Hz para o fluido de 14 ppg.....	69
Figura 34 - Teste de não linearidade em 30, 45 e 60 Hz para a água.....	70

Figura 35 - Testes de não linearidade para a bomba em 30 Hz.	71
Figura 36 - Curva de reação com o modelo de 1ª ordem com atraso para fluido de 11 ppg em 30 Hz.	74
Figura 37 - Curva de reação com o modelo de 1ª ordem com atraso para o fluido de 14 ppg em 30 Hz.	75
Figura 38 - Curva de reação com o modelo de 1ª ordem com atraso para água (8 ppg) em 30 Hz.	76
Figura 39 - Curva de reação com a perturbação na densidade de magnitude 3, para a bomba em 30 Hz.	77
Figura 40 – Curva de reação com perturbação na densidade de magnitude 6, para a bomba em 30 Hz.	78
Figura 41 - Acúmulo de sólidos	79
Figura 42 - Teste servo para água.	82
Figura 43 - Teste servo para o fluido de 11 ppg.....	83
Figura 44 - Testes servo para o fluido de 14 ppg com diferentes K_c , bomba em 30 Hz.	84
Figura 45 - Testes servo para o fluido de 14 ppg com diferentes K_c , bomba em 60 Hz.	85
Figura 46 - Malha aberta da cimentação, com a perturbação da água para o fluido de 11 ppg.	88
Figura 47- Teste Regulatório ($K_c = - 0,0104$ e $\tau_i = 0,0242$), com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg e frequência da bomba em 30 Hz.	89
Figura 48 - Teste Regulatório ($K_c = - 0,01$ e $\tau_i = 0,061$) , com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg e frequência da bomba em 30 Hz.	90
Figura 49 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg, frequência da bomba em 30 Hz e choke em 25%.	91
Figura 50 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg, frequência da bomba em 30 Hz e choke em 35%.	92
Figura 51 - Teste Regulatório 1, com a perturbação do fluido de 8 para 14 ppg.	93
Figura 52 - Teste Regulatório 2, com a perturbação do fluido de 8 para 14 ppg.	94
Figura 53 - Teste regulatório, sem o tampão de fundo, com a frequência da bomba em 30 Hz, com a perturbação da água para o fluido de 14 ppg.	95
Figura 54 - Teste regulatório, sem o tampão de fundo, com a frequência da bomba em 45 Hz.	96
Figura 55 - Teste regulatório, sem o tampão de fundo, com a frequência da bomba em 60 Hz.	96
Figura 56 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 11 para 14 ppg, com a frequência da bomba em 30 Hz e <i>choke</i> em 20%.	97
Figura 57 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 11 para 14 ppg, com a frequência da bomba em 30 Hz e <i>choke</i> em 25%.	98
Figura 58 – Cimentação de poços, em malha aberta, com perda de circulação seguida de kick de gás.	100
Figura 59 – Cimentação de poços, em malha fechada, com perda de circulação seguida de kick de gás.	101

Figura 60- Testes de não linearidade para a bomba em 45 Hz	109
Figura 61 - Testes de não linearidade para a bomba em 60 Hz	110
Figura 62 - Curva de reação com o modelo de 1 ^a ordem com atraso para o fluido de 11 ppg em 40, 45, 50 e 60 Hz.....	112
Figura 63 - Curva de reação com o modelo de 1 ^a ordem com atraso para o fluido de 14 ppg em 40, 45, 50 e 60 Hz.....	113
Figura 64 - Curva de reação com o modelo de 1 ^a ordem com atraso para a água (8 ppg) em 40, 45, 50 e 60 Hz.	115
Figura 65 - Curva de reação com a perturbação na densidade de magnitude 3, para a bomba em 45 e 60 Hz.....	117
Figura 66 - Curva de reação com a perturbação na densidade de magnitude 6, para a bomba em 45 e 60 Hz.....	118
Figura 67 - Acúmulo de sólido, com a perturbação no índice de abertura da válvula choke, com o fluido de 14 ppg em 40, 50 e 60 Hz. Fonte: o Autor.....	121
Figura 68 - Acúmulo de sólido, com a perturbação na diferença de densidade, dá água para o fluido de 14 ppg. Fonte: o Autor	121
Figura 69 - Teste servo para os parâmetros de Ziglier-Nichols para a água.....	122
Figura 70 - Teste servo para os parâmetros de Cohen-Coon para a água.	122
Figura 71 - Ajuste fino para água.....	123
Figura 72 - Testes servo para a água, em 45 e 60 Hz.....	124
Figura 73 - Teste servo para os parâmetros de Cohen- Coon para o fluido de 11 ppg.	125
Figura 74 - Teste servo para os parâmetros de Ziglier-Nichols para o fluido de 11 ppg.....	125
Figura 75 - Ajustes fino para o fluido de 11 ppg	126
Figura 76 - Testes servo para o fluido de 11 ppg, em 45 e 60 Hz.,.....	127
Figura 77 - Teste servo para os parâmetros de Ziglier-Nichols para o fluido de 14 ppg.....	128
Figura 78 - Teste servo para os parâmetros de Cohen- Coon para o fluido de 14 ppg.	128
Figura 79 - Ajustes fino para o fluido de 14 ppg.	130
Figura 80 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg e frequência da bomba em 45 Hz.	131
Figura 81 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg e frequência da bomba em 60 Hz.	132

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	16
1. INTRODUÇÃO.....	16
CAPÍTULO II	18
2. REVISÃO DA LITERATURA	18
2.1 Perfuração de poços	18
2.1.1 MPD	20
2.1.2 MPC	22
2.2 Histórico do cimento.....	23
2.3 Cimentação de poços de petróleo.	24
2.4 Cimentação primária.....	25
2.4.1 Revestimento Condutor.....	26
2.4.2 Revestimento de superfície	26
2.4.3 Revestimento intermediário	27
2.4.4 Revestimento de produção	27
2.5 Cimentação Secundária.....	29
2.6 Acessórios e equipamentos	31
2.6.1 Uso de Tampão de Topo e de Fundo	31
2.6.2 Colchões Lavadores e Espaçadores	31
2.6.3 Sequência operacional da cimentação.....	32
2.7 Gradiente de Fratura e de Poros das Formações.....	34
2.7.1 Pressão Hidrostática	36
2.7.2 Densidade equivalente de circulação	36
2.8 Planejamento da Operação de Cimentação.....	37
2.9 Controle	39
2.9.1 Técnicas de Controle Clássico <i>Feedback</i>	39
2.9.2 Identificação do processo.....	40
2.9.3 Método da curva de reação	40
2.9.4 Método de Sundaresan & Krishnaswamy.....	42
2.9.5 Estimação dos parâmetros do controlador.	43
CAPÍTULO III	45

3.	MATERIAL E MÉTODOS	45
3.1	Análise de similaridade.....	45
3.1.1	Unidade Experimental.....	46
3.1.2	Fluido utilizado	55
3.1.3	Tanques	59
3.2	Planejamento.....	63
3.3	Metodologia.....	67
	CAPITULO IV	68
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	68
4.1	Análise de não linearidade do sistema.	68
4.1.1	Perturbação no índice de abertura da válvula <i>choke</i>	68
4.1.2	Perturbação na densidade dos fluidos.	70
4.2	Identificação da planta.	72
4.3	Perturbação na <i>Choke</i>	73
4.3.1	Identificação e ajuste do controlador para o fluido de 11 ppg	73
4.3.2	Identificação e ajuste de controlador para o fluido de 14 ppg	74
4.3.3	Identificação e ajuste do controlador para a água (8ppg)	75
4.4	Perturbação na densidade.....	76
4.4.1	Identificação e ajuste do controlador	76
4.5	Problemas operacionais	79
4.6	Controle - Teste servo.....	81
4.6.1	Teste servo para água.....	81
4.6.2	Teste servo para o fluido de 11 ppg.....	82
4.6.3	Teste servo para o fluido de 14 ppg	83
4.7	Controle - Teste regulatório	87
4.7.1	Perturbação - água para o fluido de 11 ppg	87
4.7.1.1	Abertura da válvula <i>choke</i>	90
4.7.2	Perturbação da água para o fluido de 14 ppg.....	92
4.7.3	Perturbação – água para o fluido de 14 ppg sem o tampão de fundo	94
4.7.4	Perturbação - fluido de 11 ppg para fluido de 14 ppg	97
4.7.5	Perturbação - água para o fluido de 11 ppg com perda de circulação e <i>kick</i> de gás	99
	CAPITULO V	102

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	102
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS	104
CAPÍTULO IV	109
7. ANEXOS.....	109

CAPÍTULO I

1. INTRODUÇÃO.

A cimentação é o processo de preenchimento de cimento na região anular, entre o tubo de revestimento e as formações rochosas, expostas no poço de perfuração. Desde sua concepção em 1903, o maior objetivo da cimentação tem sido promover a zona de isolamento nos poços de óleo, gás e água. (SMITH, 1984; SMITH, 1987).

Para atingir tal objetivo, vedação hidráulica deve ser obtida entre tubo de revestimento e o cimento, e entre o cimento e as formações rochosas, e ao mesmo tempo prevenir migrações de fluidos. Essa necessidade faz com que a cimentação seja uma das operações mais importantes realizadas no poço. (NELSON, 1990).

O processo básico para realizar a operação de cimentação é o método baseado em dois tampões, para o bombeamento e deslocamento do cimento na coluna de revestimento. Este método foi utilizado primeiramente em 1910 em poços superficiais Califórnia (SMITH, 1987). Os tampões, também conhecidos por *plugs* são utilizados para separar os fluidos durante o deslocamento da pasta de cimento. O tampão de fundo é utilizado à frente da pasta, possui duas funções: evita a comunicação da pasta de cimento com os demais fluidos, conservando suas propriedades e proporciona a limpeza da parede do interior do revestimento. Para evitar contaminação com os demais fluidos, o tampão de fundo possui um diafragma de borracha na sua parte central, que se rompe quando submetido a uma pressão diferencial da ordem de 300 psi, permitindo assim a continuação da circulação do fluido. O tampão de topo, deslocado imediatamente após a pasta de cimento, previne contaminações provocadas pelo fluido de deslocamento (NELSON, 1990).

Com o bombeio de fluidos de diferentes densidades e reologias, a pressão no fundo do poço sofre grandes variações. Logo, conhecer a janela operacional do poço e manter a pressão anular de fundo dentro desta é primordial para a segurança e a vida útil do poço. Devido às variações na pressão anular de fundo ocasionadas pelas diferentes propriedades dos fluidos, a mesma pode extrapolar os limites inferior e superior da janela operacional. Aos extrapolar tais limites, os fluidos da região anular podem migrar uma fratura (perda de circulação) e/ou os fluidos nativos do reservatório podem migrar para a região anular (*kick*). Essas situações são

indesejadas durante a cimentação e podem causar sérios acidentes, mortes, prejuízos financeiros e danos ambientais irreversíveis (THOMAS, 2004).

Estratégias de controle vêm sendo utilizadas como alternativas para manter a pressão dentro da janela operacional, com o controle automático, mais eficiente, preciso e independente de um operador. Uma ferramenta muito utilizada no controle de poços de petróleo é a manipulação automática do índice de abertura de uma válvula de controle, conhecida nesta área como válvula *choke*.

Neste trabalho desenvolveu-se o estudo do controle da pressão anular de fundo durante o processo de cimentação utilizando a manipulação do índice da abertura da válvula *choke*. O objetivo desta dissertação é propor um método dinâmico para controle da pressão anular de fundo durante a cimentação de poços, além estudar o comportamento da pressão e os principais fenômenos intrínsecos do processo.

Como no processo de cimentação ocorre o bombeio consecutivo de fluidos com diferentes densidades, este trabalho estudou o comportamento da pressão anular de fundo na presença de distúrbios: bombeio de fluidos com densidades de 8, 11 e 14 ppg (lb/gal). Uma estratégia de controle foi implementada para assegurar a cimentação dentro da janela operacional na presença de perda de circulação e/ou *kick* de gás, através da manipulação da abertura da válvula *choke*. Desse modo, foi construída uma unidade experimental passível de realizar testes com mudança na densidade dos fluidos da região anular, com e sem a presença das perturbações (perda de circulação e *kick* de gás), retratando, desse modo, o processo de cimentação, o foco deste trabalho.

Nessa dissertação de mestrado, apresenta-se no Capítulo I uma introdução sobre a cimentação de poços. O Capítulo II é constituído de uma revisão bibliográfica sobre os tipos de cimentação, acessórios e equipamentos, sequência operacional, além de técnicas e esquemas de controle. No Capítulo III, são apresentadas as metodologias experimentais utilizadas. No capítulo IV são apresentados os resultados desta dissertação, divididos em análise de não linearidade, teste servo, regulatório e testes com perda de circulação e *kick* de gás. Por fim, o Capítulo V apresenta as conclusões dos resultados obtidos e sugestões para futuros trabalhos. No Capítulo VI são apresentadas as referências.

CAPÍTULO II

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Perfuração de poços

Durante a perfuração de poços de petróleo, um fluido de perfuração é bombeado para a coluna de perfuração (Figura 1). Este fluido de perfuração escoar da coluna de perfuração, em direção à broca de perfuração, e em seguida em direção à válvula *choke* através da região anular (entre a coluna de perfuração e a parede lateral do poço). Uma das principais funções do fluido de perfuração é transportar os cascalhos gerados a partir do processo de perfuração à superfície. Outra importante função do fluido de perfuração é de manter a pressão no poço próximo das pressões naturais, através da contribuição hidrostática. No intuito de atender todas as funções durante a perfuração, muda-se a formulação do fluido de perfuração ao longo do processo para que esta tome as propriedades inerentes à etapa de perfuração. (NYGAARD & NÆVDAL, 2006; THOMAS, 2004).

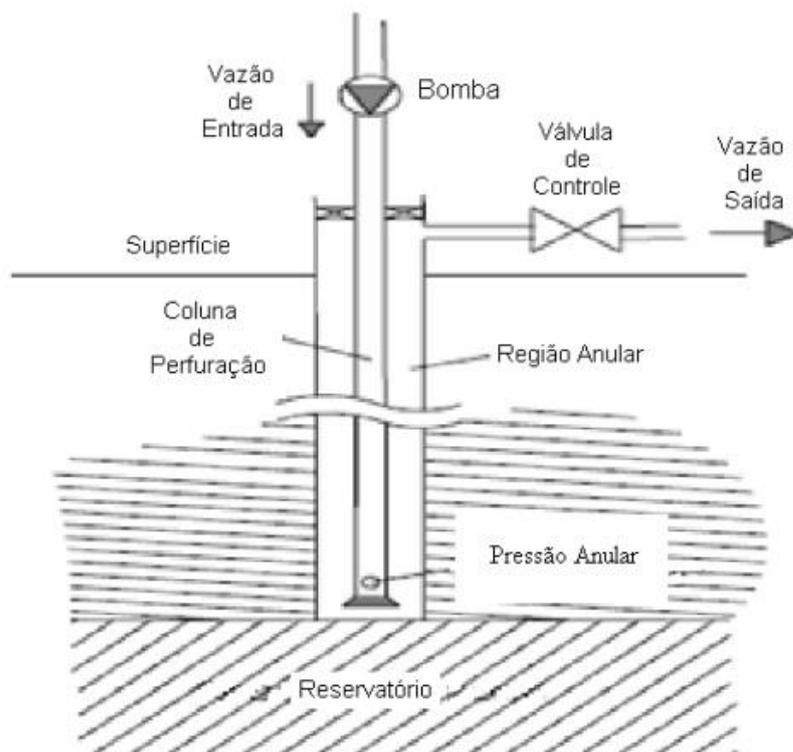


Figura 1- Perfuração de poços. Fonte: Adaptado de NEYGARD, 2006.

Na perfuração, a pressão anular de fundo deve ser mantida dentro da janela operacional, que é definida por um valor mínimo (pressão de poros) e um valor máximo (pressão de fratura). A flutuação de pressão fora destes limites pode trazer riscos à perfuração como um todo (REZENDE *et al*, 2009).

O equilíbrio da pressão entre o poço e o reservatório é muito importante. A perfuração balanceada (*overbalanced*) ocorre quando a pressão anular de fundo é mantida entre a pressão de poros e a pressão de fratura, esta operação é a mais convencional. Por outro lado, se a pressão no poço está abaixo da pressão de poros, a perfuração é denominada como sub-balanceada (*underbalance*), e os fluidos nativos do reservatório podem migrar para dentro da região anular. (NYGAARD & NÆVDAL, 2006).

Perfuração balanceada é o método mais utilizado para perfuração de poços de petróleo. A razão para isto é que praticamente elimina-se o risco de “*blow-out*”, fluxo descontrolado, em que a pressão no reservatório faz com que grandes quantidades de fluidos do reservatório penetrem na cavidade do poço e sigam em direção à superfície pela região anular (GRACE, 2003).

De acordo com Mitchell (2011) na perfuração convencional a pressão anular de fundo deve ser maior que a pressão dos fluidos presentes na formação e menor que a pressão que provoque a fratura da matriz porosa. Caso a pressão anular de fundo esteja abaixo da pressão de poros, ocorre a migração dos fluidos nativos do reservatório para o poço (*kick*). Caso a pressão anular de fundo esteja maior que a pressão de fratura, haverá a perda do fluido de perfuração (perda de circulação).

Vários fenômenos causam impacto direto na pressão anular de fundo durante a perfuração, tais como: remoção ineficiente de sólidos, desmoronamento de poço, aumento do comprimento do poço, parâmetros do reservatório (densidade da formação, permeabilidade e pressão nos poros) influenciando no influxo dos fluidos do reservatório para o poço, alterando a densidade e a vazão da mistura, e conseqüentemente, alterando a pressão anular de fundo. (COKER, 2004).

O controle da pressão anular de fundo é essencial para evitar a troca de fluidos entre anular e reservatório. Esta pressão pode ser manipulada pelo controle dos parâmetros físico-químicos do fluido, pela variação da frequência imposta à bomba que injeta o fluido de perfuração pela coluna de perfuração ou pelo controle da abertura da válvula *choke* posicionada na saída do anular (NYGAARD & NÆVDAL, 2006). 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 no anular, respectivamente, que finalmente alteram a pressão.

Entretanto, a pressão no poço não é modificada instantaneamente, já que há um tempo morto 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 *choke*, situada na superfície, por onde escoar o fluido vindo da região anular do poço. Este elemento final de controle produz uma resposta rápida na variável controlada (VEGA *et al.* 2008).

Tradicionalmente em operações normais de perfuração, a válvula *choke* é ajustada manualmente por um engenheiro de perfurações treinado, sendo a composição do fluido e as pressões calculadas a partir de valores no estado estacionário. O presente trabalho de dissertação de mestrado estuda a implementação de um esquema de controle, visando à automação da operação em sonda, primordialmente em face de um cenário de janelas operacionais estreitas e operação na camada de pré-sal.

2.1.1 MPD

Com a depletação das reservas atuais de petróleo, tem se tornado necessário perfurar reservatórios cada vez mais profundos e complexos. Alguns profissionais da indústria acreditam que em torno de 70% das reservas *offshore* atuais são economicamente inviáveis de serem perfuradas usando métodos convencionais (COKER, 2004). Desta forma, as técnicas utilizadas para perfuração de poços têm avançado tecnologicamente para lidar com estes cenários cada vez mais desafiadores.

De acordo com Andrej (2014), muitos poços em perfuração profundas lidam com problemas de se trabalhar com janelas operacionais bastante estreitas, com proximidade entre as pressões de poro e de fratura, zonas de alta pressão e temperatura (HPHT) e perda de circulação, resultando em um elevado tempo não-produtivo (*Non-productive Time* - NPT). Outro aspecto que as empresas vêm enfrentando são os altos custos diários de operação, algo em torno de 1 (um) milhão de dólares por dia, sendo que a perfuração convencional nesses cenários adversos resultaria em gastos exorbitantes e com grande incerteza de sucesso. Para lidar com esses desafios e com os altos índices de NPT, diversas novas tecnologias têm sido desenvolvidas. Uma destas técnicas é conhecida como *Managed Pressure Drilling* (MPD).

MPD pode ser compreendido como um processo de perfuração não convencional adaptado para gerenciar com maior precisão o perfil da pressão anular de fundo, incluindo conceitos que descrevem técnicas e equipamentos desenvolvidos para limitar *kicks*, perdas de circulação e aprisionamentos de coluna. MPD é uma descrição geral de métodos em prol do gerenciamento da pressão durante a perfuração de um poço. A habilidade de reduzir drasticamente o NPT faz da técnica de MPD uma tecnologia que demanda consideração em qualquer programa de perfuração. A técnica auxilia na condução de cenários de grandes perdas associadas a reservatórios carbonáticos fraturados. Também auxilia na redução de problemas que envolvam a massa específica equivalente de circulação de fluido (ECD) em perfuração de poços de alto alcance e de poços com margens estreitas entre as pressões de fratura e de poros (GODHAVN *et al.*, 2009).

O MPD está atualmente entre as técnicas mais modernas da engenharia de perfuração de poços e tem como principal objetivo mitigar diversos problemas durante as operações, incluindo tempo não produtivo (NPT) e possíveis limitações técnicas ou econômicas relacionadas à perda de circulação, prisão de coluna, janela de operação estreita, zonas de alta pressão e temperatura (HPHT), entre outros. Com o seu desenvolvimento, a técnica de MPD e suas variações têm permitido a perfuração em muitos poços que eram considerados “imperfuráveis” anteriormente. De acordo com a *International Association of Drilling Contractors* (IADC), MPD é definido como “um método de perfuração que controla mais precisamente o perfil de pressão anular de fundo ao longo do poço” e seus objetivos são “determinar o limite de pressão no fundo poço e gerenciar a pressão hidráulica no anular adequadamente”. Um dos objetivos do MPD é evitar o influxo de fluidos da formação para o poço de uma forma a manter um estado efetivo de *overbalance* (SPRIGG, 2008).

Vários pesquisadores desenvolveram estratégias de gerenciamento da pressão anular de fundo, MPD:

Nygaard *et al.* (2006) apresentaram um esquema de controle proporcional integral (PI) e controle preditivo não linear (NMPC) para estabilizar a pressão anular de fundo durante o processo de perfuração de poços de petróleo. Os parâmetros do controlador PI foram estimados através do método de Ziegler-Nichols em malha fechada. Resultados de simulações numéricas evidenciaram que o esquema de controle manual apresentou desempenho inferior aos esquemas de controle PI e NMPC. 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 de projeto

Zhou *et al.* (2010) desenvolveram um sistema de controle por chaveado para regulação da BHP, manipulando a válvula *choke* e a bomba de pressão reversa. Um modelo matemático simples, que descreve os fenômenos dominantes do sistema de perfuração, formou a base para o projeto do observador e do controlador. Propriedades de estabilidade assintótica foram estabelecidas e a atenuação de *kick* foi garantida, para um conjunto de modelos de poços, incluindo os mais comuns. Simulações efetuadas com um simulador de alta fidelidade mostraram a efetividade do esquema de controle proposto.

Kaasa *et al.* (2011) propuseram um modelo simplificado que capturou as características hidráulicas dominantes de um sistema MPD. Aplicando algoritmos de estimação de parâmetros *on-line*, o modelo foi calibrado automaticamente, usando medições de variáveis existentes, para alcançar um nível de precisão adequado, comparável a um modelo mais rigoroso. Para validação do modelo foram usados dados reais de um sistema MPD em operação no Mar do Norte.

2.1.2 MPC

Como o uso do MPD apresentou eficiência no gerenciamento da pressão anular de fundo, muitos pesquisadores e empresas estão buscando nesta tecnologia, uma nova técnica para garantir a fase de cimentação, em um cenário de elevadas profundidades e janelas operacionais estreitas. Dessas novas buscas por tecnologias surgiu o MPC (*Managed Pressure Cementing*), que é o gerenciamento da pressão na cimentação. Da literatura destacam-se dois casos com a utilização do MPC em poços com alta profundidade e janelas estreitas de operação.

De acordo com Balanza *et al.* (2015) os campos localizados na região sudeste da província de Neuquén na Argentina são amplamente reconhecidos por suas altas pressões de formação e influxos indesejados durante a perfuração. Alguns dos desafios encontrados durante a perfuração utilizando técnicas convencionais incluem *kicks*, perdas, instabilidade do poço e dano de formação. Esses campos também são conhecidos por desafiar as operações de cimentação. O uso da tecnologia MPC ajudou a aperfeiçoar o processo de perfuração em reservatórios não convencionais na Argentina. O uso da técnica produziu resultados significativos e tornou o processo geral da cimentação de poços mais eficiente,

economicamente e operacionalmente, além de otimizar o tempo de perfuração, melhorar as condições de perfuração de fundo, e reduzir os custos de cimentação. Este trabalho incluiu lições aprendidas e recomendações para ajudar a melhorar a aplicação desta técnica e aperfeiçoar a fase global de construção de poços para aprimoramento do desempenho dos futuros poços.

Tan *et al.* (2015) discutiram as experiências e as boas práticas estabelecidas no sucesso da execução do gerenciamento da pressão anular de fundo na cimentação em um poço com alta temperatura e pressão (HP / HT) na Malásia. Os riscos associados à cimentação em seções com margens estreitas entre a pressão dos poros e de fratura, muitas vezes pode limitar o comprimento de cada seção, portanto, limitando a profundidade total final (TD) do poço. MPC foi projetado para ser um processo seguro e tecnicamente viável para a cimentação, em seções críticas do poço, em que o poço apresentava janelas operacionais estreitas, onde uma abordagem da cimentação convencional não seria viável. O MPC tornou-se o principal fator para garantir como êxito a profundidade total final planejada para o poço, sem comprometer a sua estrutura e integridade.

2.2 Histórico do cimento

O uso do cimento em poços de petróleo ocorreu primeiramente na Califórnia no ano de 1883, mas somente a partir de 1903, o combate às infiltrações de água que poderiam acarretar a perda do poço, utilizando o cimento como selo hidráulico começou a ser realizado. Logo o maior objetivo da cimentação é promover nos poços o isolamento do óleo, gás e água. Vale ressaltar que o cimento era utilizado em processo manual de mistura com água, para a obtenção da pasta de cimento (HALLIBURTON, 1998).

Em 1905, Almond Perkins funda o que seria, nos próximos anos, a maior empresa californiana na especialidade, e em 1910, Almond Perkins desenvolveu uma patente que consistia na realização de uma operação de cimentação com dois tampões, isto é, a pasta era bombeada para o poço, com tampões metálicos à frente e atrás, para evitar a sua contaminação durante o seu deslocamento por água ou fluido de perfuração (NELSON, 1990).

Em 1910, em poços na Califórnia foi utilizado um método para cimentar o poço, que se baseava no bombeio e deslocamento da pasta de cimento na coluna de revestimento através

de dois tampões, os tampões são utilizados para isolar o cimento e prevenir contaminações com o fluido de perfuração (SMITH,1987).

No ano de 1918, foi criada a primeira companhia de serviço especializada na cimentação de poços petrolíferos (Companhia Perkins), localizada em Los Angeles. No ano seguinte, foi criada a Companhia de serviço Halliburton, no Norte da Califórnia, que atua até hoje (HALLIBURTON, 1998).

Em 1964, foram projetadas as pastas de cimento mais pesadas, isto é com uma concentração de água menor. Em resumo, com o passar dos anos diversas empresas contribuíram na tecnologia do preparo, manuseio e tempo de cura do cimento (NELSON, 1990).

2.3 Cimentação de poços de petróleo.

A cimentação é uma das operações mais importantes realizadas em um poço de petróleo. Ocorre após o término da perfuração com o objetivo de compor a vedação entre as zonas permeáveis ou até mesmo em um único intervalo permeável, impedindo a intercomunicação de fluidos da formação que ficam por trás do revestimento, bem como propiciar suporte a coluna de revestimento. Além de permitir uma condição segura e econômica, durante toda a vida produtiva do poço (THOMAS, 2001).

A cimentação da região anular, caracterizada pela região entre a formação rochosa e a coluna de revestimento, consiste basicamente, no bombeio da pasta de cimento e fluido de deslocamento, que é deslocada através da própria tubulação de revestimento. Após o endurecimento da pasta, o cimento deve ficar fortemente aderido à superfície externa do revestimento e à parede do poço, nos intervalos previamente definidos (THOMAS, 2004).

De acordo com Backe (1999), a complexidade do processo fixação e endurecimento da pasta de cimento em poços de petróleo vêm das interferências de muitos parâmetros, tais como: retração, temperatura, pressão, permeabilidade da pasta, propriedades da formação, dentre outros.

Após a perfuração do poço, o processo de cimentação visa alcançar os seguintes objetivos:

- Prevenir migrações indesejadas de fluidos de uma formação para outra;
- Prevenir a contaminação de valiosas zonas de petróleo;

- Proteger o revestimento de pressões externas que podem colapsá-los;

A cimentação de poços ocorre de duas formas, cimentação primária que é a cimentação principal realizada logo após o processo de perfuração, e a cimentação secundária que visa corrigir erros da primária (NELSON, 2006).

2.4 Cimentação primária

O principal objetivo da cimentação primária é proporcionar completo e permanente isolamento da zona permeável localizada atrás da tubulação de revestimento. Para atingir este objetivo, o fluido de perfuração deve ser totalmente removida do anular, e o espaço anular deve ser completamente preenchido com a pasta de cimento (BACKE *et al*, 1999).

Uma vez no lugar, o cimento deve endurecer e desenvolver as propriedades mecânicas necessárias para manter a vedação hidráulica durante toda a vida do poço. Além disso, uma boa remoção do fluido e fixação da pasta adequada são essenciais para obter um bom isolamento. O deslocamento incompleto da pasta de cimento pode deixar um contínuo canal de fluido através das zonas de interesse, favorecendo a comunicação interzonas. A durabilidade da colagem e vedação de cimento estão também relacionadas com a eficiência do processo de deslocamento. É por isso que o deslocamento da pasta de cimento tem sido tópico de interesse por um longo tempo na comunidade de cimentação (NELSON, 1990).

O trecho cimentado, após adquirir resistência compressiva, restringe o movimento de fluidos entre as diferentes formações atravessadas (zonas de diferentes pressões, aquíferos, etc.), provê aderência entre o revestimento e a formação e possibilita o suporte mecânico do revestimento (SMITH, 1989).

Os objetivos básicos de uma cimentação primária são:

- Aderência mecânica ao revestimento e à formação;
- Isolamento das formações atravessadas;
- Proteção do revestimento contra corrosão e cargas dinâmicas decorrentes de operações no seu interior.

A cimentação primária (Figura 2) bem sucedida é de grande importância para a construção de qualquer poço de petróleo, pois uma má cimentação reduz o ciclo de vida do

poço e implica em custos adicionais em sua construção. Cada revestimento do poço tem as suas peculiaridades e são descritas abaixo:

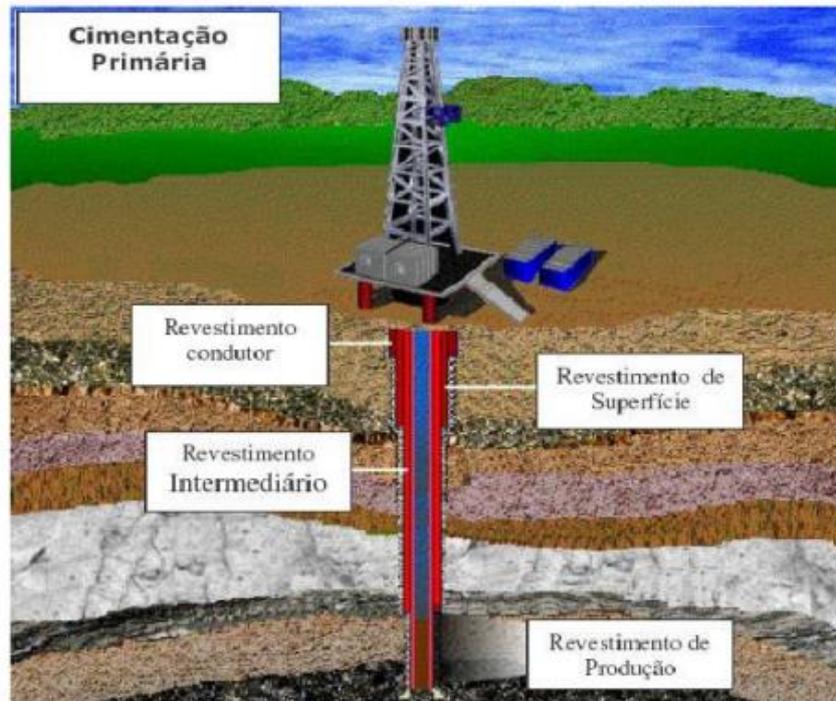


Figura 2 - Cimentação Primária Fonte: Adaptado de COSTA, 2004.

2.4.1 Revestimento Condutor

O revestimento condutor é o primeiro revestimento do poço, assentado a pequenas profundidades. Sua finalidade é proteger as areias superficiais de serem contaminadas por fluidos de perfuração, e ajudar a prevenir desmoronamentos que podem ocorrer facilmente perto da superfície devido às perdas, solos superficiais não consolidados, camadas de cascalho, etc. Pode ser utilizado para a fixação de um “*blowout preventer*” (BOP). O tubo condutor serve para proteger colunas de revestimento contra a corrosão, e pode ser usado para apoiar um pouco da carga de cabeça de poço quando o apoio do solo for inadequado. (NELSON, 1990)

2.4.2 Revestimento de superfície

No revestimento de superfície o comprimento varia na faixa de 100 a 600 metros, visa revestir formações não consolidadas e aquíferos encontrados em profundidades relativamente rasas. Além de manter a integridade do poço, o revestimento de superfície evita a

contaminação das águas doces subterrâneas por fluidos de perfuração, salmouras subterrâneas, petróleo ou gás. Muitas vezes, o revestimento de superfície é a primeira coluna na qual os BOPs estão conectados, devendo ser forte o suficiente para suportar um BOP. Um dos principais problemas associados com a cimentação do revestimento de superfície é colocar a altura necessária da pasta de cimento, quando a pressão hidrostática excede a pressão de fratura das formações, podendo ocorrer uma perda de circulação. A utilização de pastas de cimento com baixa densidade tornam-se comum para conseguir cimentar em tais circunstâncias. (NELSON, 1990).

2.4.3 Revestimento intermediário

De acordo com Nelson (1990) o revestimento intermediário é muitas vezes necessário para manter a integridade do poço quando maiores profundidades de perfuração são alcançadas. Frequentemente, é a maior seção de revestimento no poço, com a finalidade de vedar zonas frágeis, que podem sofrer fraturas com a alta densidade da pasta de cimento, evitando a perda de circulação. Às vezes o revestimento intermediário é utilizado para vedar velhas zonas de produção, no intuito de continuar a perfurar zonas mais profundas. Este revestimento proporciona uma melhor proteção contra a pressão do poço do que o revestimento de superfície, devido ao seu menor diâmetro. A profundidade estabelecida do revestimento intermediário deve ser suficiente, considerando a hidrostática do poço, de forma a atingir formações que podem segurar o peso previsto para a pasta de cimento.

2.4.4 Revestimento de produção

Esta coluna de revestimento serve para isolar o reservatório de fluidos indesejáveis da formação na produção e em outras zonas penetrada pelo poço. Os tubos podem ser puxados para fora do poço para a mudança ou inspeção, mas o revestimento de produção é cimentado no lugar.

Na verdade, a maneira de cimentar este revestimento está sujeita a uma atenção especial, para assegurar as elevadas pressões entre a formação e o revestimento. O revestimento de produção é normalmente executado e cimentado em uma zona de produção, e em seguida, perfurado para permitir a comunicação com a formação.

O revestimento de produção é normalmente o último revestimento do poço. Pode estar submetido às máximas pressões e temperaturas do poço e a sua cimentação deve ser

realizada para resistir a essas condições. Um pequeno vazamento de fluido da formação para região anular pode evoluir para um *blowout*. A perfeita cimentação do revestimento de produção é fundamental. O processo de cimentação deve ser projetado para manter seguros os intervalos produtores, em perfeito controle das pressões, fornecendo pressão hidrostática suficiente para evitar a contaminação das regiões (NELSON, 2006).

A função operacional da cimentação primária é de produzir um selo hidráulico impermeável cimentante no anular, entretanto, alguns problemas advindos de uma má elaboração do projeto de pasta, ou até mesmo durante o processo de mistura e bombeio da pasta no campo de operação, podem provocar problemas na eficiência do selo (Figura 3).

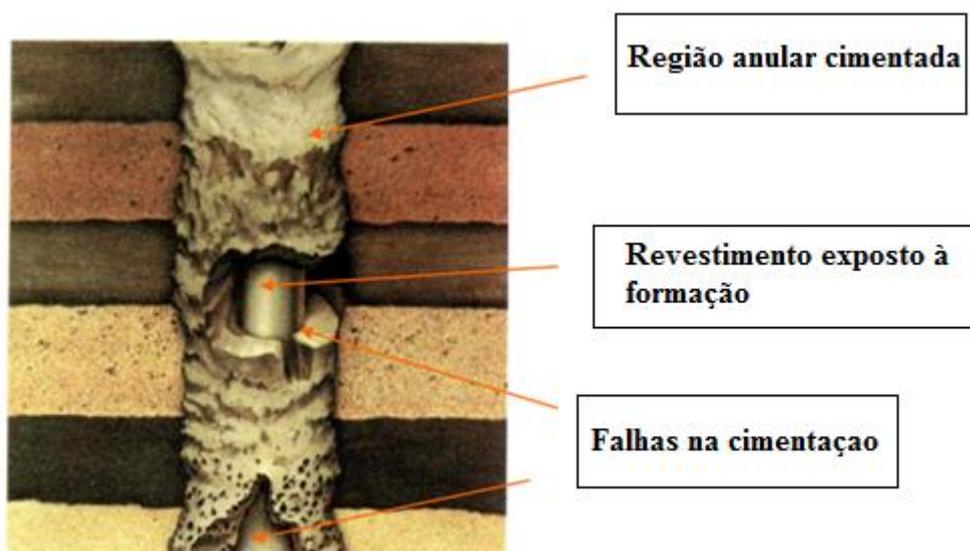


Figura 3 – Esquema de poço com falhas na cimentação Fonte: Adaptado de THOMAS, 2004.

Para uma cimentação primária bem sucedida, é necessária uma boa aderência da pasta ao revestimento e à formação rochosa, além do preenchimento de todo o espaço anular estipulado. No entanto, mesmo com toda tecnologia e cuidados com a pasta de cimento que vêm sendo aplicada em todas as etapas da cimentação, muitas vezes essa operação não obtém êxito em toda a extensão do poço, e pode ser necessária uma nova operação de cimentação para uma correção e garantia da vedação (MARINHO, 2004). Esta nova etapa de cimentação de correção é conhecida como cimentação secundária.

2.5 Cimentação Secundária

No intuito de corrigir as falhas na cimentação primária, para eliminar possíveis entradas de água de uma zona indesejável, reduzir a razão gás/óleo através do isolamento da zona de gás adjacente à zona de óleo, abandonar zonas depletadas ou reparar vazamentos na coluna de revestimento, é realizada a operação de cimentação secundária (COSTA, 2004).

As operações de cimentação secundária são conhecidas como todas as operações de cimentação realizadas no poço após a execução da cimentação primária. Geralmente, essas operações são realizadas para corrigir deficiências resultantes de uma operação de cimentação primária mal sucedida. A decisão quanto à necessidade ou não da correção de cimentação primária é uma tarefa de grande importância, pois o prosseguimento das operações, sem o devido isolamento hidráulico entre as formações permeáveis, pode resultar em danos ao poço (THOMAS, 2001).

Devido à variedade de aplicações, podem ser citadas as seguintes classificações:

Tampões de cimento: Consistem no bombeamento para o poço de determinado volume de pasta, que cobre um trecho do poço. O objetivo é isolar alguma zona de interesse particular. A pasta é bombeada para o trecho específico a ser cimentado, com o objetivo de vedar essa região. Segundo BEZERRA (2006), os mesmos são empregados em alguns casos específicos, tais como:

1. Perda de circulação de produção de petróleo por motivo desconhecido: neste caso, o poço é isolado por meio de um tampão de cimento e investigações são realizadas para identificação do problema;
2. Abandono definitivo do poço: quando um poço não apresenta mais produção suficiente ou apresenta alguma falha grave de estabilidade;
3. Abandono temporário do poço: quando um poço ora possui boa produção, ora não compensa sua exploração. Esse tipo de poço recebe tampões temporários, que são rompidos, posteriormente, por meio de operações de perfuração;
4. Operação de desvio de poço: poços direcionais podem ser perfurados a partir de poços verticais a partir de certa profundidade. Nesse caso, ocorre a execução do tampão no poço vertical e o redirecionamento do poço ocorre acima do tampão;

- **Recimentação:** É a correção da cimentação primária, quando o cimento não alcança a altura desejada no anular. O revestimento é canhoneado em dois pontos. A recimentação só é feita quando se consegue circulação pelo anular, através destes canhoneados. Para possibilitar a circulação com retorno, a pasta é bombeada através de coluna de perfuração, dotada de obturador (*packer*) para permitir a pressurização necessária para a movimentação da pasta pelo anular.
- **Compressão de cimento ou *Squeeze*:** Consiste na injeção forçada de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir água. A área é isolada e a pressão é aplicada a partir da superfície para forçar a pasta a penetrar todos os vazios de forma eficaz. A pasta é projetada especificamente para cada tipo de problema, seja uma microfissura ou um grande vazio. Por isso, o tipo de pasta cimentícia adotada é muito importante, e um projeto mal feito pode não solucionar completamente o problema e não selar todos os vazios. É importantíssima a efetividade da vedação hidráulica entre os intervalos produtores, uma cimentação deficiente ou até mesmo a inexistência de cimentação em alguns pontos podem causar muitos prejuízos, tanto a nível econômico, técnico e de segurança. Se ocorrer a comunicação entre os fluidos ocorrerá produção de fluidos indesejáveis, perda de circulação, *kicks*, causando prejuízo ao processo.

2.6 Acessórios e equipamentos

2.6.1 Uso de Tampão de Topo e de Fundo

Os tampões, também conhecidos por *plugs* são utilizados para separar os fluidos durante o deslocamento da pasta de cimento. O tampão de fundo (Figura 4) é utilizado à frente da pasta ou do colchão, possui duas funções: evita a comunicação da pasta de cimento com os demais fluidos, conservando suas propriedades e proporciona a limpeza da parede do interior do revestimento. Para evitar a contaminação com os demais fluidos o tampão de fundo possui um diafragma de borracha na sua parte central que se rompe quando submetido a uma pressão diferencial da ordem de 300 psi, permitindo assim a continuação da circulação de fluidos. O tampão de topo, deslocado imediatamente após a pasta de cimento, previne contaminações provocadas pelo fluido de deslocamento (COSTA, 2004).



Figura 4 – Tampão de fundo. Fonte (NELSON, 1990).

2.6.2 Colchões Lavadores e Espaçadores

São fluidos deslocados à frente da pasta de cimento para facilitar a remoção do fluido contido no espaço anular. Pastas de cimento são usualmente incompatíveis com fluidos de perfuração. Por este motivo, colchões são bombeados entre a pasta e o fluido de perfuração. Estes colchões devem ter compatibilidade reológica tanto com a pasta de cimento quanto com o fluido. Quando há incompatibilidade entre estes fluidos, uma interface contaminada e de alta viscosidade se forma, podendo causar canalização no cimento. Além disso, altas pressões

de fricção podem se desenvolver durante a operação e uma obstrução do anular pode ocorrer (ASLAN, 2016).

De acordo com COSTA (2004), os colchões lavadores são fluidos à base água ou óleo, contendo surfactantes e dispersantes, projetados para afinar e dispersar a pasta de cimento. Em outras palavras, sua ação é fundamentalmente química, embora o regime turbulento, o melhor do ponto de vista de eficiência de deslocamento, seja facilmente alcançado. Colchões lavadores específicos para fluido base óleo são também formulados com outras duas funções especiais: separar este tipo de fluido da pasta de cimento, já que estes fluidos possuem características incompatíveis (produtos orgânicos), tendendo a retardar a pega da pasta de cimento e inverter a molhabilidade da parede da formação (tornar preferencialmente molhável à água) para melhorar a aderência cimento-formação.

Os colchões espaçadores são fluidos adensados, além da ação química descrita acima, proporcionam forças adicionais de flutuação e de arraste que facilitam o deslocamento do fluido imóvel, aumentando a remoção dos fluidos de perfuração gelificados, permitindo uma melhor fixação do cimento (ASLAN, 2016).

2.6.3 Sequência operacional da cimentação.

O processo de cimentação segue, em sua maioria, a sequência operacional descrita abaixo:

1. Bombeia-se inicialmente um volume de fluido para limpar o revestimento e remover reboco (colchão de lavagem);
2. Lança-se o tampão de fundo;
3. Bombeia-se pasta de cimento;
4. Lança-se o tampão de topo;
5. Desloca-se o conjunto descrito acima com fluido de deslocamento, que pode ser fluido de perfuração;
6. A pasta de cimento é deslocada entre os tampões até o tampão de fundo topar no colar, com o rompimento do tampão de fundo e a passagem total da pasta de cimento para região anular, caracteriza-se o final da cimentação.

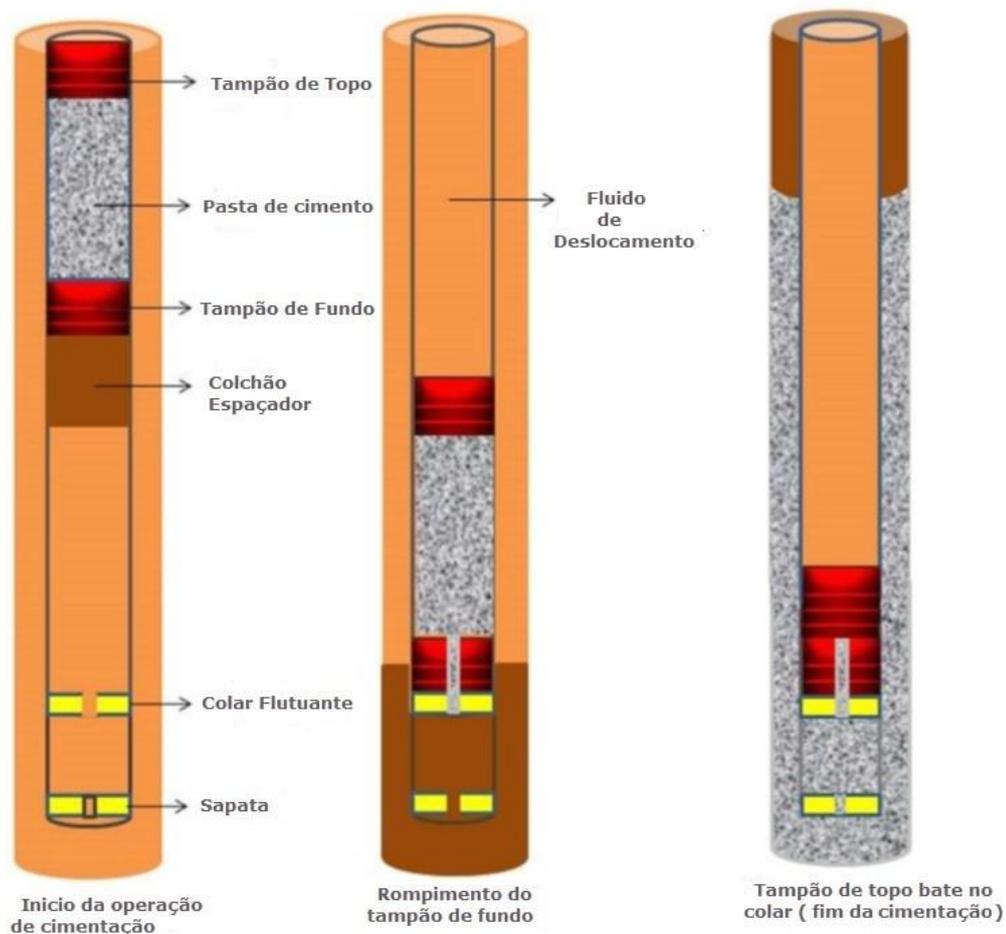


Figura 5 - Sequência operacional da cimentação. Adaptado de ASLAN, 2016.

A pasta de cimento é deslocada entre os tampões até o tampão de fundo topar no colar. O tampão de fundo possui uma membrana em sua parte central que impede a passagem da pasta de cimento. Com o acúmulo da pasta, ocorre o acréscimo da pressão dentro da coluna de revestimento e a queda da pressão na região anular, até que membrana se rompe devido ao aumento da pressão, permitindo a passagem da pasta de cimento para região anular, até a chegada do tampão de topo, quando há acréscimo da pressão na bomba, indicando o final da operação (NELSON, 2006).

Durante esta operação, o rompimento do tampão de fundo e o bombeio de fluidos com diferentes densidades acarretam na mudança da pressão anular de fundo, podendo ocasionar problemas como perda de circulação e *kick*. Por isto, são de fundamental importância o conhecimento e controle das pressões envolvidas na operação, para que não ocorram flutuações fora da janela operacional. Vale ressaltar que o bombeio sucessivo de fluidos de diferentes densidades promove uma variação natural na pressão, e neste trabalho busca-se

desenvolver um controlador automático para manter a pressão anular de fundo dentro de janela operacional, ainda que na presença de distúrbios de densidade (NELSON, 2006).

2.7 Gradiente de Fratura e de Poros das Formações

A janela operacional determina a variação permitida para a pressão exercida pelo fluido de perfuração e/ou pasta de cimento dentro do poço, de forma a manter a integridade deste, respeitando as pressões de poros, fratura e colapso. O limite inferior, estabelecido pelo maior valor entre as curvas de pressão de poros e colapso inferior, determina o menor peso de fluido possível que pode ser utilizado dentro do poço. Já o limite superior, estabelecido pela curva de pressão de fratura superior, determina o peso do fluido máximo que pode ser utilizado ao longo da cimentação. Uma boa prática para o projeto de uma cimentação é analisar o gráfico de pressão de poros e de fratura do poço, e avaliar o limites de densidade da pasta de cimento (ROCHA & AZEVEDO, 2009).

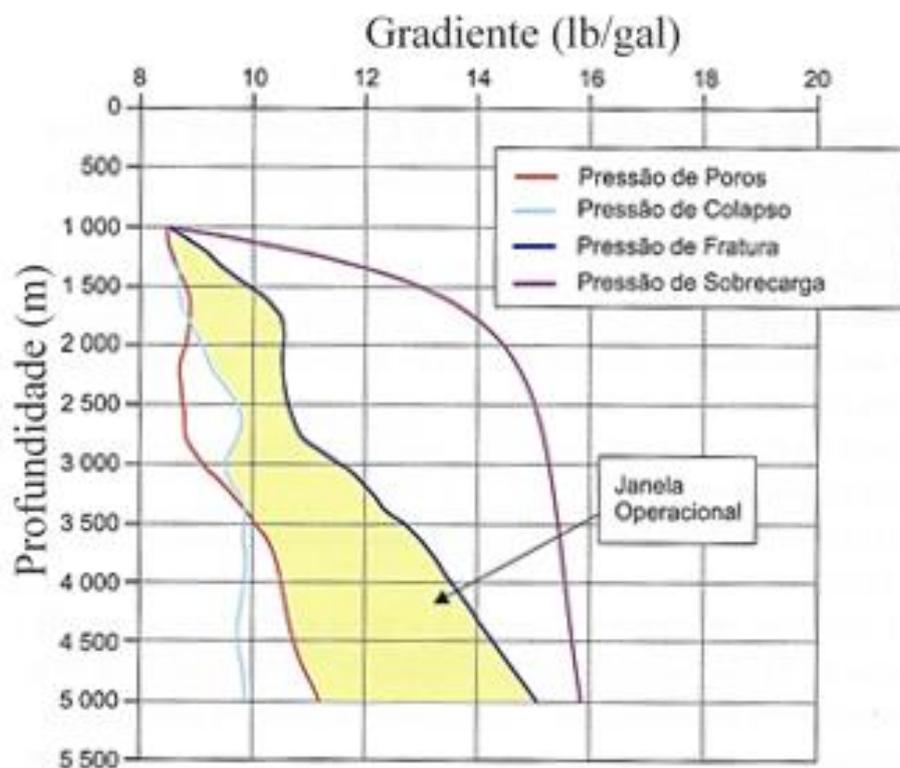


Figura 6 - Janela operacional. Fonte: (ROCHA & AZEVEDO, 2009).

Logo, para definir o peso específico da pasta de cimento é necessário o conhecimento da pressão de fratura abaixo da sapata do último revestimento descido e/ou em algum ponto do trecho aberto do poço perfurado de uma formação fraca (SMITH, 1989). Em alguns casos

onde a pressão hidrostática da coluna de pasta de cimento é superior à pressão de fratura de alguma formação mais fraca, no trecho anular de poço aberto, a utilização de duas pastas de cimento com pesos específicos diferentes pode ser uma solução para o problema (ASLAN, 2016).

Para o caso de intervalos de menor pressão de fratura, deve-se investigar o desenvolvimento das pressões no anular próximo ao término do deslocamento, antes de se "bater o tampão de topo", quando a coluna hidrostática da pasta e as perdas de carga no anular serão "máximas". No caso de intervalos de máxima pressão de poros, o momento mais crítico acontecerá quando os fluidos de menor peso específico, colchões lavadores, passam em frente à zona de maior pressão. (NELSON, 2006).

Para que a pasta de cimento possa atender às janelas operacionais dos poços, além de obter o isolamento das formações, são necessários alguns cuidados no projeto e na execução do processo de cimentação, são reconhecidamente responsáveis por deficiências na capacidade de isolar a formação os fatores descritos abaixo:

1. Densidade incorreta da pasta, podendo resultar no desbalanceio hidrostático e entrada de fluidos na pasta;
2. Fluido de perfuração e reboco com propriedades inadequadas, permitindo o fluxo de gás ascendente no anular;
3. Gelificação prematura resultando na perda do controle da pressão hidrostática;
4. Perda de filtrado excessivo permitindo o gás entrar na coluna de pasta;
5. Pastas altamente permeáveis contribuindo para deficiências no isolamento hidráulico e resistência ao fluxo de gás;
6. Contração volumétrica apreciável devido ao processo de hidratação e/ou fissuração da bainha de cimento sob tensão, gerando fraturas e microanulares que permitem a migração de fluidos.
7. Aderência deficiente na interface cimento/revestimento ou cimento/formação podendo também causar falha no isolamento

2.7.1 Pressão Hidrostática

Segundo Rocha e Azevedo (2009), a pressão hidrostática é aquela exercida pelo peso da coluna hidrostática de um fluido, sendo função da coluna e da massa específica desse fluido, como mostrado na Equação 1.

$$Ph = \rho \cdot g \cdot h \quad \text{Equação 1}$$

Em que:

Ph= pressão hidrostática

ρ = massa específica do fluido

g = Constante gravitacional

h = Profundidade

Com valores de ρ em lb/gal (ppg) e h em metros, a pressão P é expressa em psi e se usa a Equação 2:

$$P = 0,17 \cdot \rho \cdot h \quad \text{Equação 2}$$

2.7.2 Densidade equivalente de circulação

Um fator importante a ser estudado para a determinação da pressão dentro do poço é a parcela de acréscimo imposta pelas perdas de carga ao longo do anular. Os efeitos de fricção ao longo do anular representam uma restrição ao fluxo, e certa quantidade extra de pressão nas bombas é requerida para vencê-las. Essas restrições atuam como se fossem pequenas válvulas parcialmente fechadas, aumentando assim a pressão de circulação total no fundo do poço. Logo, a pressão anular de fundo não será apenas função da densidade (como em casos estáticos), mas também dos parâmetros reológicos, das dimensões do espaço anular e da vazão de bombeio utilizada (ROCHA & AZEVEDO, 2009). Assim a pressão anular de fundo durante a circulação da pasta de cimento será dada pela Equação 3:

$$P_{TA} = P_h + P_{an} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

P_{TA} = pressão total no anular

P_h = pressão hidrostática da pasta de cimento

P_{an} = Pressão decorrente das perdas de carga ao longo do anular

Em termos práticos, esta pressão total no anular pode ser substituída por uma pressão hidrostática equivalente a densidade do fluido. Essa "densidade" é aferida como densidade equivalente de circulação (ECD - *Equivalent Circulating Density*), sendo expressa em lb/gal (ppg) da pressão de circulação em determinada profundidade, como pode ser visto pela Equação 4.

$$ECD = \rho_m + \frac{P_{an}}{(0,17 * h)} \quad \text{Equação 4}$$

Onde:

P = Pressão decorrente das perdas de carga ao longo do anular (psi)

h = profundidade (m)

ρ_m = massa específica do fluido (lb/gal)

A densidade equivalente de circulação (ECD) é uma propriedade importante na operação de cimentação para assegurar a operação dentro da janela operacional. O monitoramento e controle da ECD, que poderá ser utilizada em determinada profundidade, é essencial para impedir perda de circulação e *kick*, especialmente em poços que apresentam uma janela estreita entre o gradiente de pressão de poros e o gradiente de fratura.

2.8 Planejamento da Operação de Cimentação

O planejamento da operação de cimentação é fundamental para que a mesma seja bem sucedida. O trabalho de cimentação é projetado para ser realizado a partir do conhecimento das condições do poço, sendo todos os parâmetros monitorados e gravados durante a execução, de modo que o trabalho real possa ser comparado com o projeto (MITCHELL, 2011).

Além dos parâmetros físicos do poço (isto é, profundidade, diâmetro, direção, etc.), os registros da perfuração devem ser avaliados para identificar potenciais problemas que podem afetar o trabalho de cimentação. Desmoronamentos, perda de circulação, espaços anulares estreitos e outros, devem ser observados e compensados no projeto. O tipo de fluido de perfuração e suas propriedades têm um significativo efeito sobre a condição do poço, o condicionamento do poço antes da cimentação e a pasta de cimento. (NELSON, 2006).

O conhecimento preciso da pressão de fundo de poço é necessário para a realização de um controle do poço e cimentação primária bem sucedidas. A densidade da pasta de cimento é importante para o controle do poço e para a realização de uma boa cimentação. O uso de alta densidade pode exceder a pressão de fratura, gerando perda de circulação, sendo que com elevada perda de circulação, pode-se atingir o limite inferior da janela operacional (a pressão de poros) e, conseqüentemente, ocasionar um *kick* (ASLAN, 2016).

As pastas de cimento quando são bombeadas para dentro da coluna de revestimento apresentam um diferencial de pressão entre o interior da coluna, que contém a pasta de cimento de alta densidade, e o anular, com fluido de perfuração de menor densidade. Esta situação é conhecida como queda livre da pasta de cimento ou fenômeno do tubo em "U", devido à diferença de pressão entre o interior e o anular. Sendo um fenômeno dinâmico, ocorrendo durante a operação de cimentação, em que há uma busca do equilíbrio de pressões, a queda livre causa efeitos de aceleração da pasta, no início, e desaceleração, no final, o que afeta as pressões geradas na operação. Devido aos efeitos mencionados da queda livre, torna-se imprescindível para a segurança do poço e o sucesso operacional o conhecimento das pressões dinâmicas e as velocidades anulares durante a operação de cimentação (NELSON, 2006).

Quando a pressão no poço atinge a pressão de fratura, a abertura da rocha causa a migração de fluido do anular a fratura, efeito conhecido por perda de circulação, o que encarece a operação pela perda de fluidos e diminui a produtividade do poço. Por outro lado, atingir a pressão de poros, efeito conhecido por *kick*, causa a migração de fluidos do reservatório para o anular, o que gera uma variação nas propriedades do fluido, e um possível fluxo descontrolado, conhecido como *blowout* (ASLAN, 2016).

2.9 Controle

O controle de processos industriais exige sistemas de automação com alto grau de confiabilidade, sendo essenciais para a segurança do processo. Em quase todos os casos o objetivo do controle é regular uma ou um grupo de variáveis do processo em um valor desejado, o *set point*, na presença de distúrbios e perturbações (KERSHENBAUM; FORTESCUE, 1981).

2.9.1 Técnicas de Controle Clássico *Feedback*.

O diagrama de blocos genérico representado na Figura 7 apresenta a técnica de controle por *feedback*, exemplificando o sistema de controle de pressão anular de fundo durante o processo de cimentação.

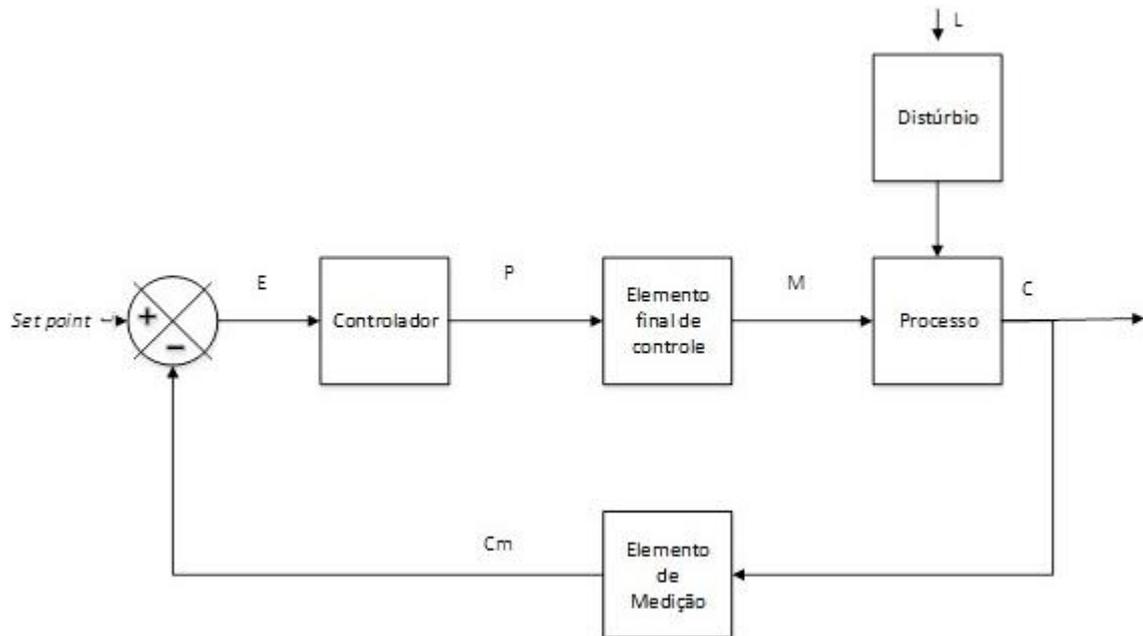


Figura 7 - Malha de controle por realimentação. Adaptado de SEBORG, 2004.

Onde:

C – variável controlada (pressão anular de fundo).

E – sinal de erro.

P – saída do controlador.

M – variável manipulada (Índice de abertura da válvula *choke*).

L – variável de carga ou perturbação (variação da densidade, perda de circulação e *kick*).

C_m – valor medido de C.

De acordo com Freitas (2013) a ação do controle por realimentação (feedback) procede da seguinte maneira: a cada instante de tempo é realizada a medição da variável de saída (C), através de um transdutor de pressão. O valor medido C_m é comparado com o valor desejado SP (*set point*) e é, então, gerado o sinal de erro, o qual é alimentado ao controlador. Em seguida, com o objetivo de minimizar o sinal de erro, há manipulação do valor da variável M (índice de abertura da válvula *choke*). Quando o processo sofre uma perturbação (por exemplo a passagem de um fluido mais denso), o sistema irá perceber a interferência da perturbação no valor medido C_m e irá compará-lo com o *set point* para gerar um erro, que será implementado na equação do controlador e, assim, um sinal será enviado para correção no valor da variável M de forma a tornar o erro nulo .

O tipo de controlador por realimentação utilizado para o sistema de cimentação foi o PI (proporcional integral), cuja característica marcante é eliminar o desvio permanente (Equação 5).

$$\Delta P_n = K_c \cdot \left[(e_n - e_{n-1}) + \frac{\Delta t}{\tau_I} \cdot e_n \right] \quad \text{Equação 5}$$

Onde:

e_n = erro novo

e_{n-1} = erro anterior

2.9.2 Identificação do processo.

O controlador Proporcional-Integral (PI) é amplamente utilizado na indústria devido à sua simplicidade e fácil ajuste. Para a sintonia do controlador, os parâmetros são ajustados por diversos métodos convencionais, amplamente reportados na literatura. Neste trabalho, a unidade experimental, foi identificada empregando-se os métodos da curva de reação Ziegler-Nichol (1942) e de Sundaresan & Krisnaswany (1977).

2.9.3 Método da curva de reação

O método da curva de reação é realizado com o controlador em modo manual (malha aberta). O método consiste na aplicação de uma perturbação degrau (M), na variável de entrada do processo. A resposta da variável de saída frente a essa perturbação é denominada curva de reação do processo. Através da curva de reação do processo é possível estimar o

ganho (K), o tempo morto (td) e a constante de tempo (T), traçando-se uma reta tangente ao ponto de inflexão, de acordo com a Figura 8.

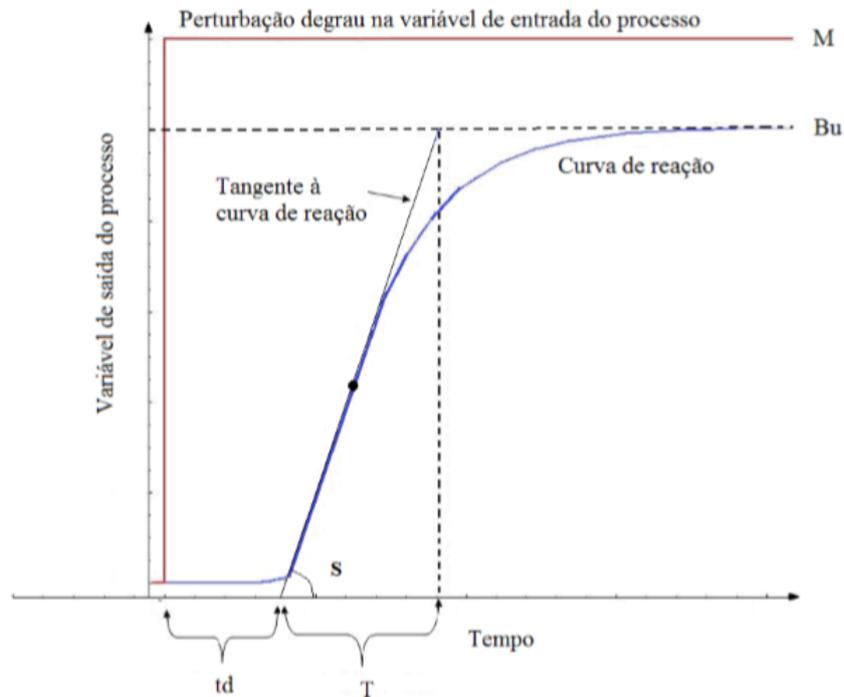


Figura 8 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método da curva de reação Fonte: (FREITAS, 2013).

O tempo morto (td) é definido como sendo o tempo que a variável de saída leva para começar a responder à perturbação degrau na variável de entrada. A constante de tempo (T) é uma medida do tempo necessário para que o processo se ajuste a uma mudança em sua entrada. Quando $t = T$, o sistema alcança 63,2% de seu valor final. O ganho estacionário (K) é definido como a razão entre a magnitude da resposta (Bu) no estado estacionário final pela magnitude do degrau (M), logo de acordo com a Equação 6 e Equação 7 $T = \frac{Bu}{S}$

Equação 7, os parâmetros do

sistema são determinados.

$$K = \frac{Bu}{M} \quad \text{Equação 6}$$

$$T = \frac{Bu}{S} \quad \text{Equação 7}$$

2.9.4 Método de Sundaresan & Krishnaswamy.

Em processos cuja resposta apresenta ruído, o ponto de inflexão é difícil de ser visualizado, o que dificulta a utilização do método da curva de reação para fins de identificação. Como o método de Sundaresan e Krishnaswamy não emprega a reta tangente ao ponto de inflexão, este método é utilizado de forma alternativa para processos ruidosos (Figura 9).

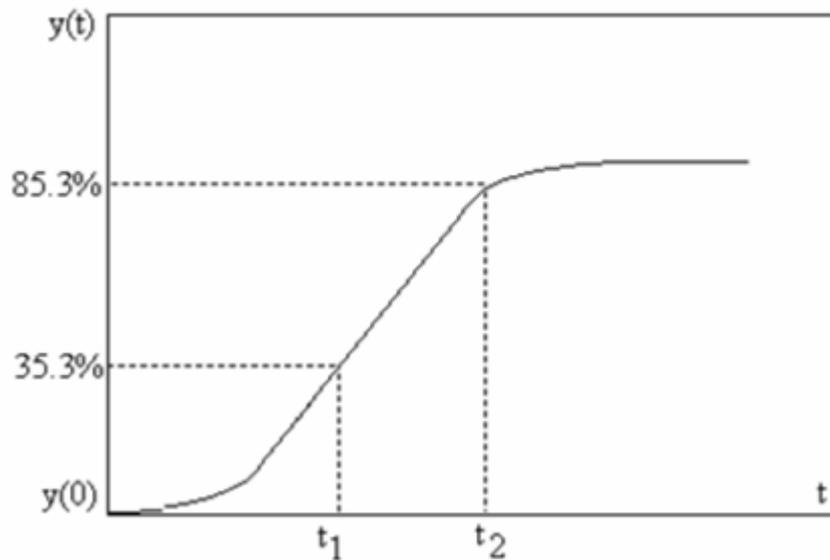


Figura 9 - Estimação dos parâmetros do sistema pelo método de Sundaresan & Krishnaswamy (1977).

Neste método, os pesquisadores calcularam dois instantes de tempo t_1 e t_2 , selecionados a partir da dinâmica da saída, correspondendo aos tempos nos quais a variável de saída atinge 35,3% (t_1) e 85,3% (t_2) do seu valor final, respectivamente. A Equação 8 e a Equação 9, são utilizadas para estimar o tempo morto e a constante de tempo do sistema.

$$t_d = 1,3t_1 - 0,29t_2 \quad \text{Equação 8}$$

$$T = 0,67(t_2 - t_1) \quad \text{Equação 9}$$

2.9.5 Estimação dos parâmetros do controlador.

Nesse trabalho de dissertação de mestrado, o ajuste do controlador foi realizado empregando-se os métodos desenvolvidos por Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953), em que os parâmetros do controlador são estimados a partir dos parâmetros do sistema. As relações de sintonia de Ziegler-Nichols, segundo o método de curva de reação do processo, estão ilustradas na Tabela 1.

Tabela 1 - Parâmetros do controlador por Ziegler & Nichols (1942)

Controlador	Parâmetros		
	K_c	τ_i	τ_D
P	$\frac{1}{t_d \cdot S^*}$	-	-
PI	$0,9 \frac{1}{t_d \cdot S^*}$	$3,33t_d$	-
PID	$1,2 \frac{1}{t_d \cdot S^*}$	$2t_d$	$0,5t_d$

$$S^* = S/M$$

Fonte: Ziegler & Nichols, 1942.

Onde:

P= Proporcional

PI= Proporcional Integral

PID= Proporcional Integral Derivativo

Os ajustes segundo o método de Cohen-Coon são encontrados a partir do conhecimento do ganho estacionário, constante de tempo e do tempo morto do processo. A Tabela 2 mostra as relações propostas por Cohen & Coon (1953) para a obtenção dos parâmetros do controlador.

Tabela 2: Parâmetros do controlador por Cohen & Coon (1953),

Controlador	Parâmetros		
	K_c	τ_i	τ_D
P	$\frac{1}{K} \frac{T}{t_d} \left(1 + \frac{1}{3} \frac{t_d}{T}\right)$	-	-
PI	$\frac{1}{K} \frac{T}{t_d} \left(0,9 + \frac{1}{12} \frac{t_d}{T}\right)$	$t_d \frac{\left(30 + 3 \frac{t_d}{T}\right)}{9 + 20 \frac{t_d}{T}}$	-
PID	$\frac{1}{K} \frac{T}{t_d} \left(1,33 + \frac{1}{4} \frac{t_d}{T}\right)$	$t_d \frac{\left(32 + 6 \frac{t_d}{T}\right)}{13 + 8 \frac{t_d}{T}}$	$t_d \frac{4}{11 + 2 \frac{t_d}{T}}$

Fonte: Cohen & Coon, 1953.

Onde:

P= Proporcional

PI= Proporcional Integral

PID= Proporcional Integral Derivativo

CAPÍTULO III

3. MATERIAL E MÉTODOS

Este capítulo destina-se a descrever detalhadamente toda a metodologia e aparatos experimentais utilizados na realização desta dissertação de mestrado.

Em virtude da necessidade de ampliar os estudos experimentais das operações realizadas em poços de petróleo, fez-se necessária a adaptação da unidade experimental de perfuração utilizada por Vieira (2009) e Freitas (2013), para retratar o processo de cimentação de poços, que é o tema de estudo desta dissertação.

Os estudos do controle da pressão anular de fundo na perfuração de poços foram de grande contribuição para o desenvolvimento deste trabalho; Vieira (2009) empregou como variável manipulada a vazão da bomba para controlar a pressão anular de fundo e estudou o aumento de cascalhos gerados pela perfuração/broca (aumento de ROP – taxa de penetração) injetando fluidos com elevadas densidades, bombeados diretamente na região anular. Freitas (2013) desenvolveu o controle da pressão anular de fundo via manipulação da válvula *choke* na presença de *kick* de líquido. Russano (2014) desenvolveu estudos de controle de perda de circulação durante a perfuração e Patrício (2016) projetou esquemas de reconfiguração de controle para rejeitar *kick* de gás durante a perfuração de poços de petróleo.

As adaptações para representar o processo de cimentação foram planejadas a fim de injetar fluidos com diferentes densidades (fluido de perfuração, fluido espaçador e pasta de cimento), acoplando-se dois novos tanques na unidade. Desse modo, as instalações dos novos tanques de fluidos permitem alternar o bombeio de fluidos, no intuito de estudar o comportamento e propor uma estratégia de controle para a pressão anular de fundo durante a operação de cimentação de poços.

3.1 Análise de similaridade

A similaridade é o estudo da previsão de condições do protótipo a partir de observações de modelo, envolvendo o uso de parâmetros adimensionais obtidos da análise dimensional (FOX *et al* 2004). Vieira (2009) listou as variáveis importantes de perfuração, a partir destas variáveis, foi realizado uma análise dimensional através do método de Lord Rayleigh e no método de Buckingham, conhecido como teorema dos “pi” grupos. Destas variáveis destacam-se o 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).

Para garantir similaridade geométrica, o modelo e o protótipo devem ter a mesma forma e todas as dimensões lineares do modelo devem ser relacionadas por um fator de escala constante com as dimensões do protótipo (FOX *et al* 2004). Logo para garantir essa similaridade o diâmetro da tubulação da unidade experimental deveria ser infinitamente menor que o de um poço real, impossibilitando a similaridade geométrica (VIEIRA, 2009). Para similaridade cinemática a velocidade do escoamento sobre o protótipo deve ter a mesma direção e sentido que a velocidade do escoamento sobre o modelo, no entanto a similaridade cinemática implica necessariamente a similaridade geométrica. Já a similaridade dinâmica é a semelhança das forças, dois sistemas são dinamicamente semelhantes quando os valores absolutos das forças, em pontos equivalentes dos dois, estão em uma razão fixa, no entanto a similaridade cinemática é condição necessária para a similaridade dinâmica (FOX *et al* 2004). Foram utilizados fluidos com densidades semelhantes ao processo real.

3.1.1 Unidade Experimental

Foi construída uma unidade experimental passível de realizar testes que retratam o processo de cimentação de poços. A unidade dispõe de uma bomba de deslocamento positivo, instalada na direção horizontal, a tubulação sofre uma mudança ascendente na direção e direciona-se no sentido vertical até uma altura de 5,73 metros, esta subida retrata o escoamento na região anular durante o processo de cimentação. Para retratar e quantificar todos os fenômenos do processo de cimentação foram instalados no início da região anular: um transdutor de pressão, um medidor de vazão e sensor de densidade. No ápice da região anular foi instalada uma válvula de controle pneumática que representa a válvula *choke*.

A unidade experimental foi construída no LEF/ DEQ/ IT/ UFRRJ – Laboratório de Escoamento de Fluidos do Departamento de Engenharia Química no Instituto de Tecnologia da Universidade em parceria com a Petrobras. A Figura 10 representa a unidade experimental em um desenho 3D.

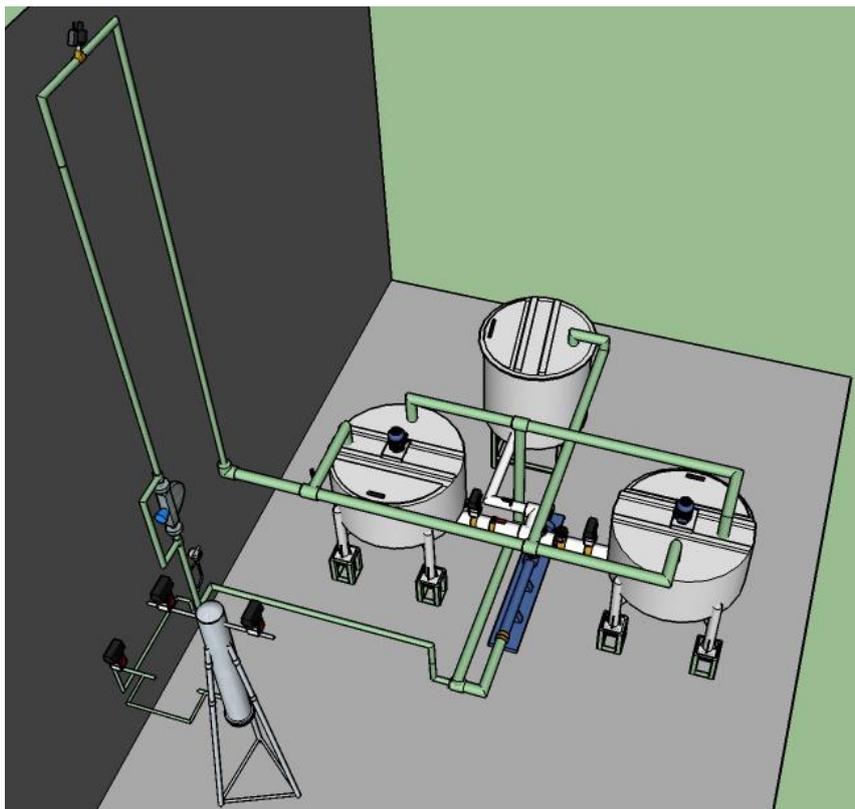


Figura 10 - Esquema 3D da unidade experimental de cimentação. Fonte: o Autor

A unidade de cimentação também foi representada em um fluxograma apresentado na Figura 11, cuja numeração segue a seguinte definição:

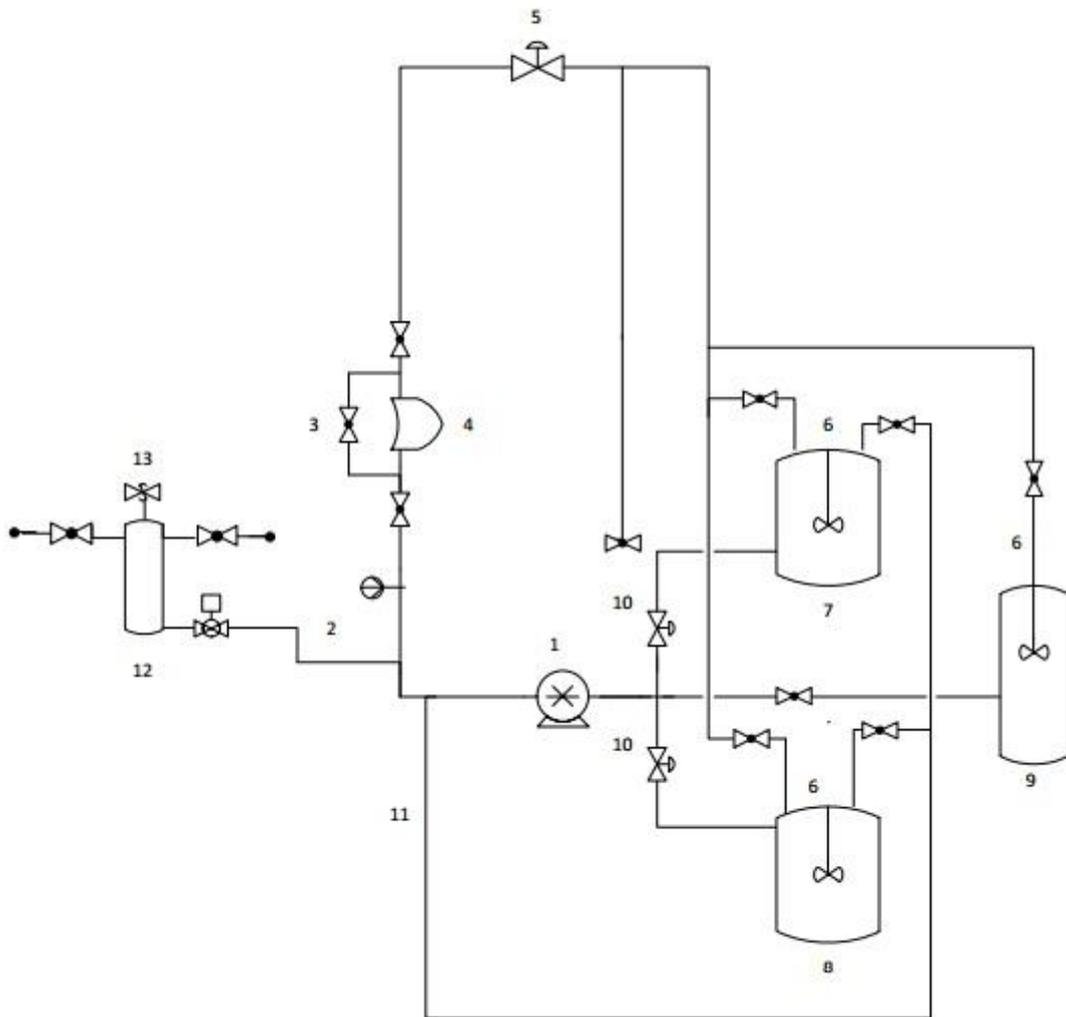


Figura 11 - Fluxograma da unidade experimental de cimentação. Fonte: o Autor

1. Bomba de deslocamento positivo helicoidal
2. Transdutor de pressão
3. *By pass*
4. Medidor de vazão e densidade
5. Válvula *choke*
6. Agitadores mecânicos
7. Tanque de alimentação do fluido de 11 ppg.
8. Tanque de alimentação do fluido de 14 ppg
9. Tanque de alimentação da água
10. Válvula proporcional
11. Reciclo para os fluidos

12. Tanque de pressão

13. Válvula de segurança

Neste fluxograma as demais válvulas da unidade experimental são válvulas esféricas.

A bomba helicoidal de deslocamento positivo é alimentada por três tanques contendo fluidos com diferentes massas específicas 8, 11 e 14 ppg. Na montagem da bomba (Figura 12) foi instalado um manômetro para realizar o monitoramento da pressão de saída da bomba, que tem potência de 6 HP e pressão de recalque de 170 psi.



Figura 12 - Bomba Helicoidal conectada aos tanques. Fonte: o Autor.

A conexão dos tanques à bomba de alimentação dos fluidos, que representam o fluido de perfuração, fluido espaçador e pasta de cimento, é realizada utilizando-se válvulas de controle tipo borboleta (Figura 13), sendo que quando uma estiver 100 % aberta a outra estará 100 % fechada.

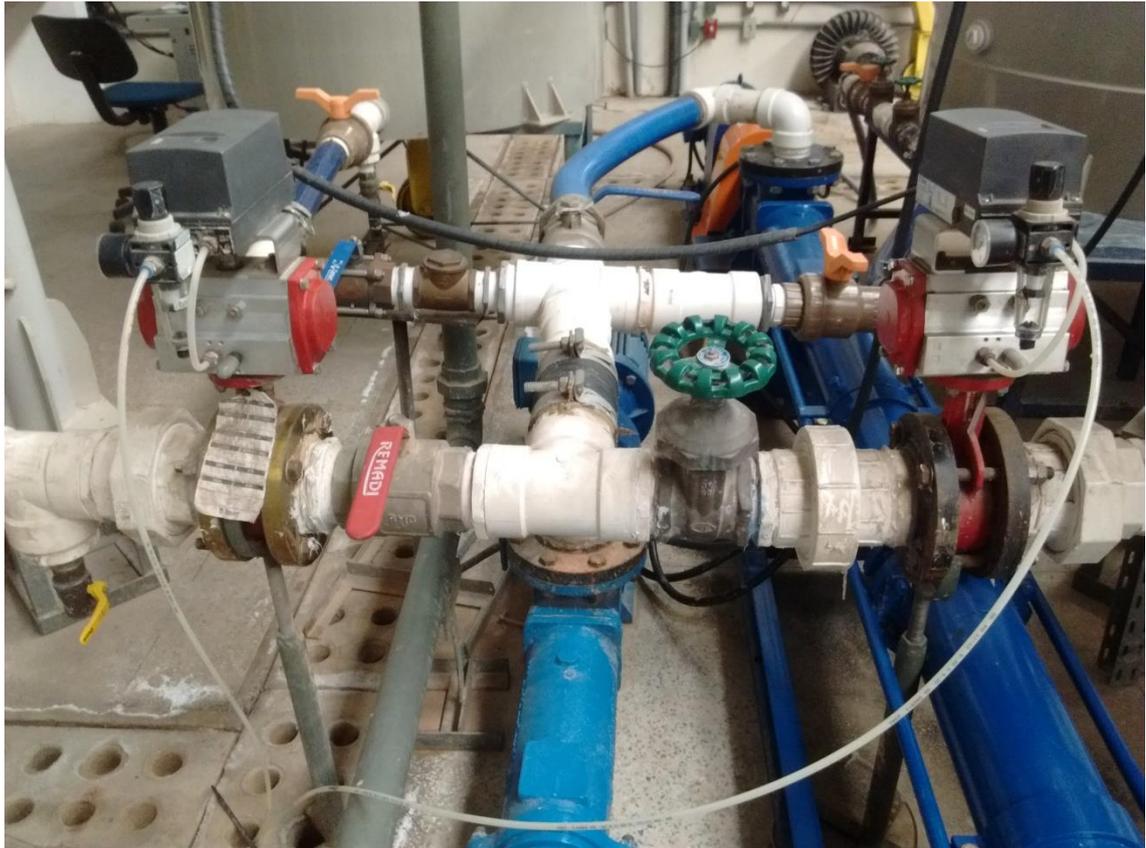


Figura 13 - Válvulas borboleta. Fonte: o Autor.

Um medidor de vazão mássico e sensor de densidade (Figura 14) foi instalado no fundo do poço (região anular). Este medidor é capaz de detectar, por diferença de vazão, os fenômenos de *kick* e perda de circulação. Portanto, caso o medidor de vazão do anular apresente uma vazão maior que a vazão nominal de operação, em algum determinado instante de tempo, há indicação de ocorrência de *kick*. E caso haja uma leitura inferior à vazão nominal de operação, há indicação de perda de circulação.

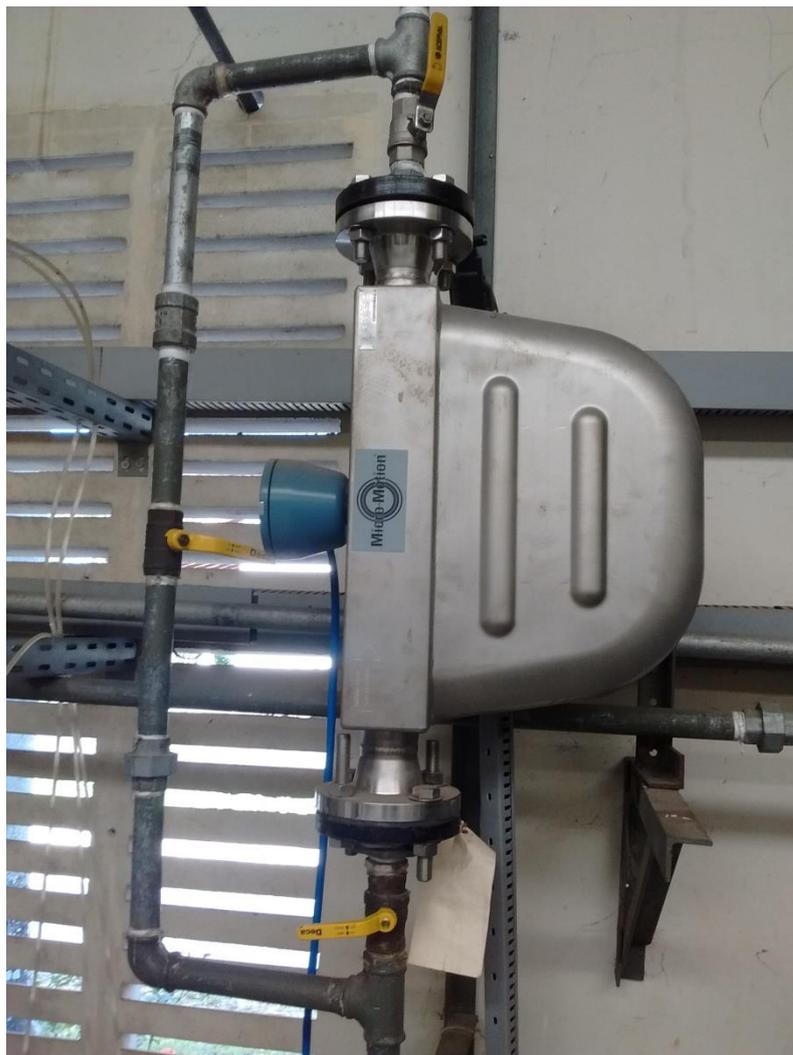


Figura 14 - Medidor de vazão e densidade. Fonte: o Autor.

Na Figura 15, há a foto de um transdutor de pressão, instalado na região anular de fundo, abaixo do medidor de vazão, logo no início da subida da região anular, sendo que este equipamento fornece dados em tempo real da pressão anular de fundo, que é a variável a ser controlada nos estudos de cimentação.



Figura 15- Transdutor de pressão Fonte: o Autor

Abaixo da entrada da leitura do transdutor de pressão, local caracterizado como região anular, foi instalada uma entrada adjacente, que permite a passagem do ar pressurizado que está armazenado em um tanque de pressão. Este tanque de pressão representa a rocha reservatório com fluidos nativos pressurizados. Com a ligação reservatório/anular pode-se estudar o comportamento do sistema em eventos como o *kick* de gás. Há uma válvula unindo o anular ao tanque de pressão chamada válvula de permeabilidade (Figura 16).

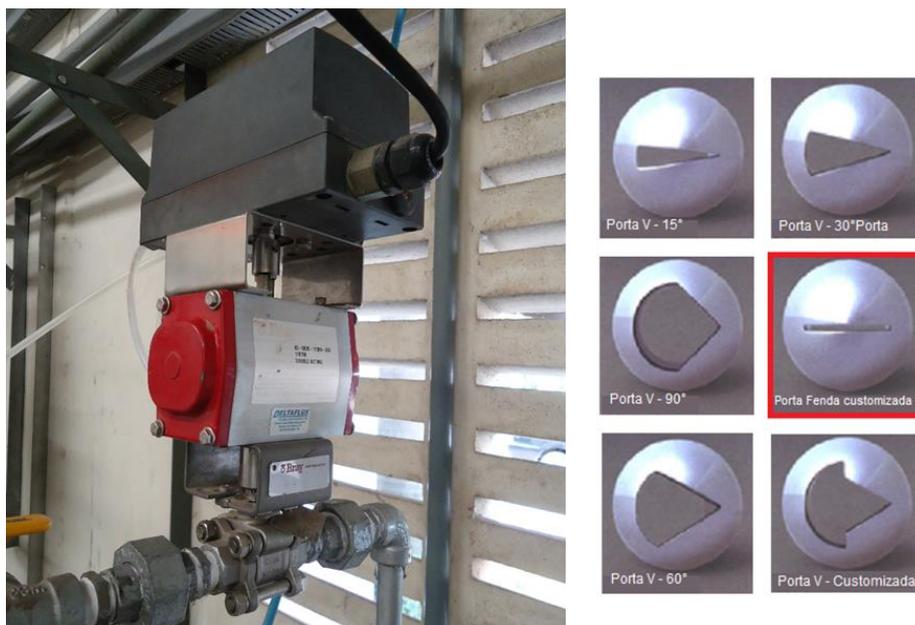


Figura 16 - Válvula de permeabilidade. Fonte: o Autor

O tanque de pressão possui volume de 50 L com 5 entradas/saídas de $\frac{1}{2}$ " no topo do tanque, 2 entradas/saídas de $\frac{1}{2}$ " na base e uma entrada/saída com flange de 1" no fundo, suportando até 300 psi. O tanque é apresentado na Figura 17.



Figura 17- Tanque Reservatório Fonte: o Autor

Por fim, a unidade dispõe de uma válvula de controle (Figura 18) que está posicionada no topo da unidade, após o trecho vertical, representando a válvula *choke*, que foi usada neste trabalho como variável manipulada do esquema de controle.



Figura 18 - Válvula *Choke* Fonte: o Autor

3.1.2 Fluido utilizado

A complexidade do comportamento da pressão anular de fundo no processo de cimentação ocorre devido aos variados fluidos utilizados e as suas respectivas densidades e reologias.

No intuito de representar a massa específica da pasta de cimento utilizada no processo de cimentação de poços foi desenvolvido um fluido, com densidade semelhante à da pasta de cimento, utilizada no processo real. Este fluido foi desenvolvido com dois aditivos, uma argila com função viscosificante e um mineral com função adensante. Foram realizados inúmeros testes em laboratório a fim de se obter uma pasta com as características necessárias para manter os sólidos em suspensão até uma densidade de 14 ppg.

Primeiramente, prepararam-se fluidos com concentrações diferentes da argila (viscosificante), utilizando-se para agitação o equipamento da Hamilton Beach (Figura 19), esse agitador trabalha com três diferentes velocidades de rotação 13000, 16000 e 18000 rpm, garantindo a completa homogeneização do fluido.



Figura 19 - Hamilton Beach Blender HMD200

O preparo do fluido foi desenvolvido de acordo com a seguinte rotina: 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. Ao término da etapa anterior, a densidade deve ser aferida, e de acordo com a necessidade, utiliza-se adensante (mineral) para ajustar a densidade desejada para o fluido final. A densidade do fluido foi aferida utilizando-se a balança de lama pressurizada (Figura 20), que é um instrumento para medir a massa específica real de uma amostra de fluido.



Figura 20- Balança de Lama Pressurizada TRU-Wate Model 141

O cálculo da massa de adensante (viscosificante) seguiu a relação matemática descrita abaixo:

$$\rho = \frac{m}{v} \quad \text{Equação 10}$$

$$m_i + mA = mf \quad \text{Equação 11}$$

Substituindo (10) em (11):

$$(\rho_i \times V_i) + (\rho_A \times VA) = (\rho_f \times V_f) \quad \text{Equação 12}$$

Manipulando matematicamente (12), obtém-se:

$$mA = \frac{V_i(\rho_f - \rho_i)}{1 - \frac{\rho_f}{\rho_A}} \quad \text{Equação 13}$$

sendo:

Sub-índices:

m – massa;

i – inicial;

V – volume;

F – final;

ρ – massa específica.

A – adensante.

Para o fluido preparado com a argila, conhecendo-se a densidade do mesmo calculou-se a massa necessária de mineral (adensante), através da (Equação 13), para sintetizar o fluido de perfuração (11ppg) e a pasta de cimento (14ppg).

Para medir a viscosidade dos fluidos foi utilizado um viscosímetro rotacional com cilindros coaxiais tipo Couette (Figura 21). A resistência viscosa exercida pelo fluido dentro do cilindro cria um torque no cilindro interno, denominado Bob. Este torque é transmitido a uma mola de precisão, onde sua deflexão é medida e relacionada com as condições de teste e constantes do instrumento. Os fluidos de 11 e 14 ppg apresentam comportamento reológico de acordo com o modelo de Herschel-Bulkley, apresentando o comportamento do tipo lei da potência com tensão de cisalhamento inicial.



Figura 21 - Viscosímetro rotacional

3.1.3 Tanques

O tanque para o fluido de 11 ppg foi projetado para um fluido com uma menor quantidade de sólidos em suspensão e a sua agitação pode ser menos rigorosa. O tanque é apresentado na Figura 22.



Figura 22 - Tanque com o fluido de 11 ppg. Fonte: o Autor

Já o tanque com o fluido de 14 ppg foi projetado para fluidos que possuem uma grande quantidade de sólidos em suspensão e apresenta uma agitação mais eficiente, assegurando a manutenção dos sólidos em suspensão.

A homogeneização dos tanques de alimentação é feita através de agitadores mecânicos (Figura 23), com um motor de 5 cv, 1735 RPM, equipados com impelidores do tipo hélice naval.



Figura 23 – Agitador com impelidores do tipo hélice naval do tanque de 11 ppg. Fonte: o Autor

Os inversores de frequência (Figura 24) são equipamentos utilizados para alterar a velocidade de rotação dos impelidores (promovendo a homogeneização do fluido) e na rotação da bomba helicoidal (promovendo mudanças na vazão de entrada da bomba).



Figura 24 - Inversor de frequência. Fonte: o Autor

Um programa em linguagem C++ foi desenvolvido para o monitoramento e controle de todo o processo de cimentação, monitorando a variável controlada (pressão anular de fundo), acionando a variável manipulada (válvula *choke*) e alimentando a entrada da bomba com os fluidos de diferentes densidades. A interface do programa é apresentada na Figura 25.

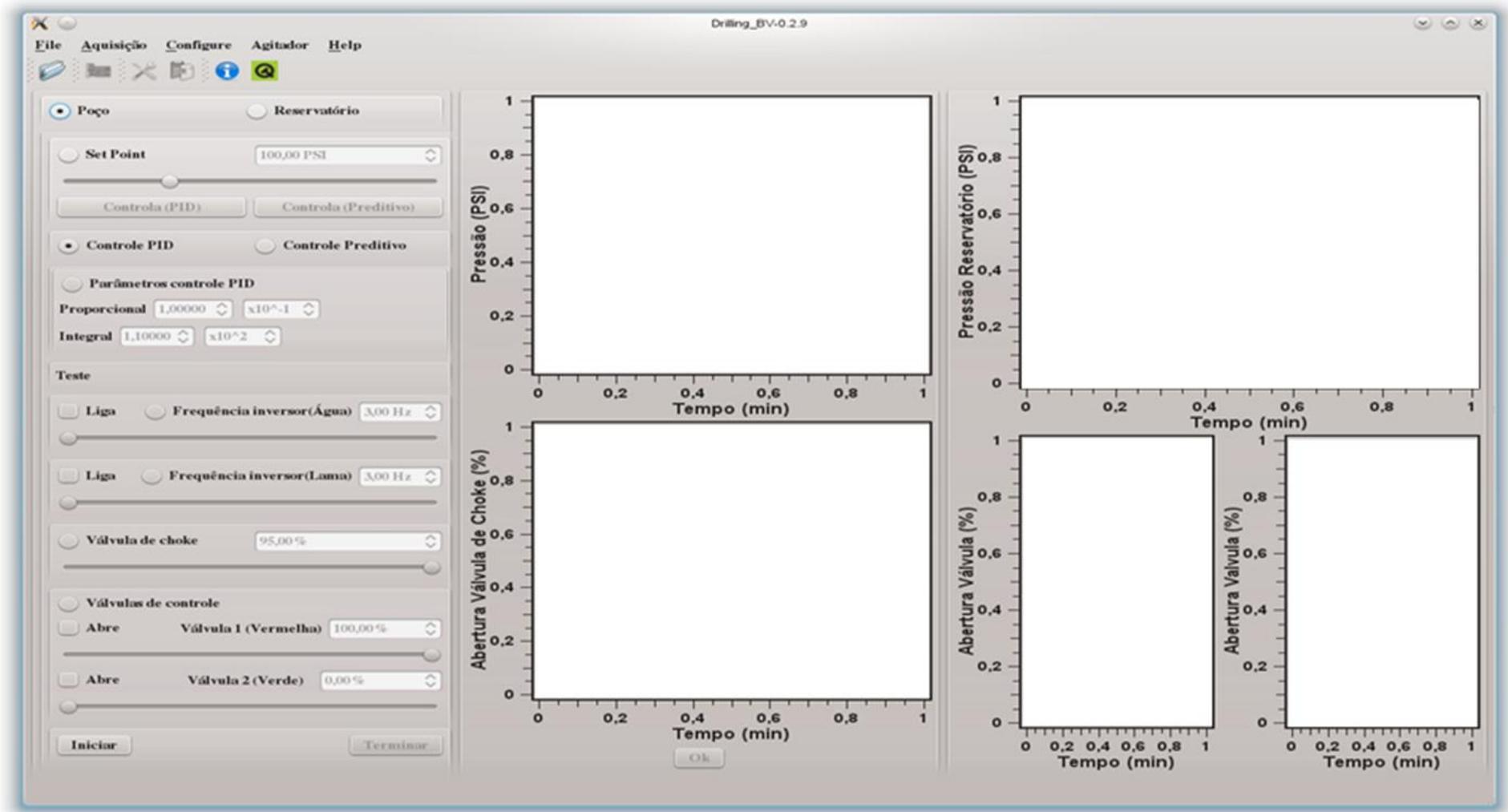


Figura 25 - Programa construído em C++ para a simulação do processo de cimentação. Fonte: o Autor.

3.2 Planejamento

Para realização dessa dissertação de mestrado foi realizado um planejamento experimental, no intuito de otimizar o tempo e gastos operacionais. O fluxograma, Figura 26, apresenta o detalhamento do planejamento.

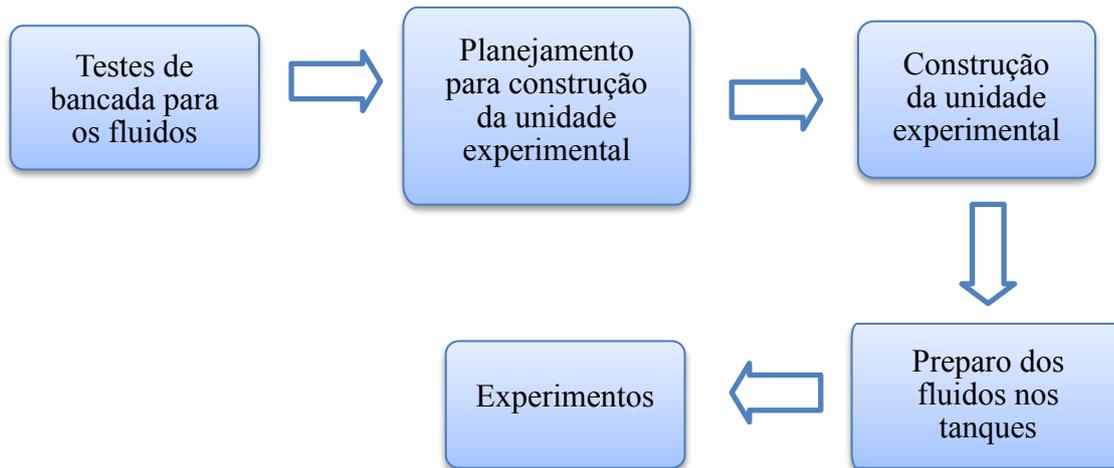


Figura 26 - Fluxograma do planejamento

Primeiramente, foram realizados os testes de bancada para o preparo dos fluidos, verificando a quantidade de massa, de cada componente químico, que seria necessária para cada densidade utilizada e avaliando-se a estabilidade reológica dos mesmos. Posteriormente, foi realizado o planejamento para a construção da unidade, detalhando-se os equipamentos, tubulações e a quantidade de matéria prima para o preparo dos fluidos. Com a unidade construída foi realizado o preparo dos fluidos nos tanques, em larga escala, assegurando estabilidade e o mesmo comportamento reológico dos fluidos de bancada.

Durante os testes, os fluidos percorreram um caminho contínuo na unidade. Cada tanque armazena um fluido específico, logo, cada fluido quando era bombeado retornava para o tanque de origem. O caminho percorrido por cada fluido na unidade é apresentado pelas Figuras 27, 28 e 29.

A unidade realiza um ciclo contínuo (indicado pelas setas em marrom) que sai do tanque de armazenamento à direita e retorna para o mesmo. Estes ciclos são fechados através de válvulas automáticas e manuais. As setas em marrom representam o fluido mais denso, fluido de 14 ppg (Figura 27).

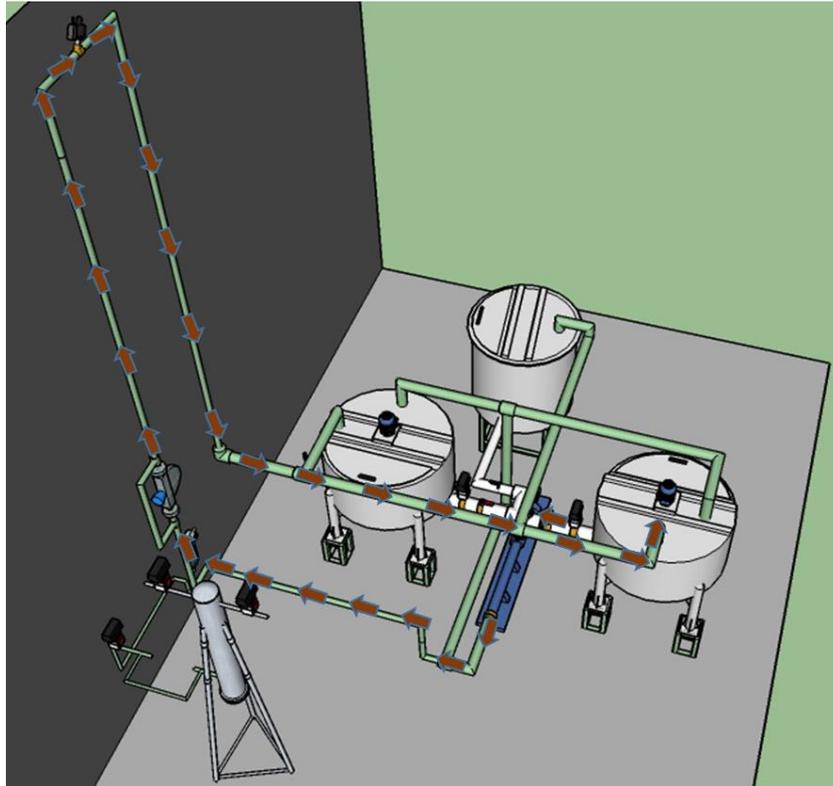


Figura 27 - Ilustração da unidade com linhas de fluxo marrom escuro que representam o fluido de 14 ppg. Fonte: o Autor.

Seguindo o mesmo ciclo contínuo, os demais fluidos também retornam para os tanques de origem. O caminho da água (Figura 28) é representado pelas setas azuis e as do fluido de 11 ppg (Figura 29) pelas setas marrons claras.

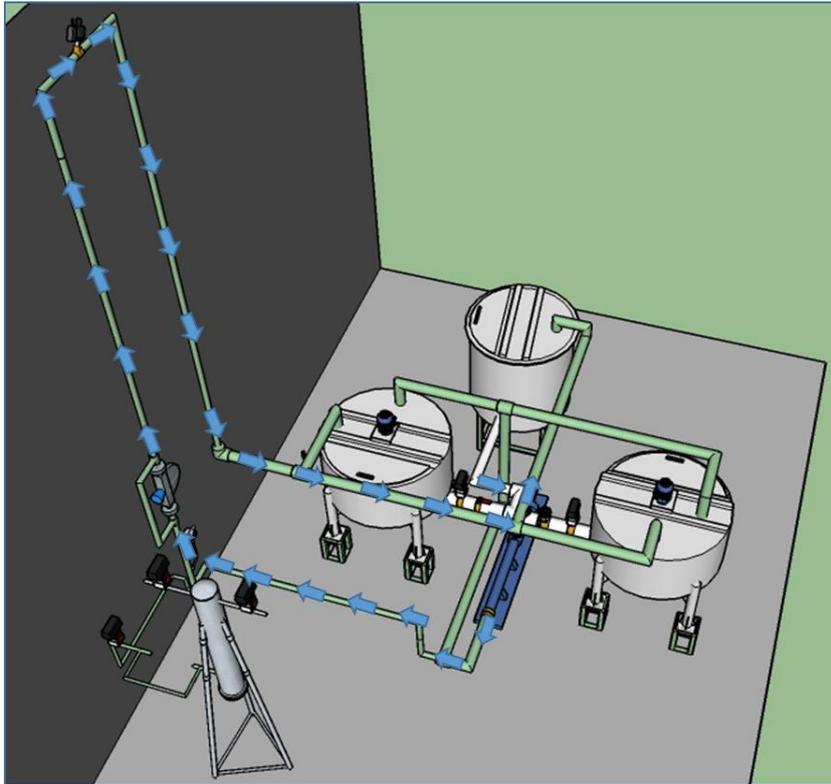


Figura 28 - Ilustração da unidade com linhas de fluxo azul. Fonte: o Autor.

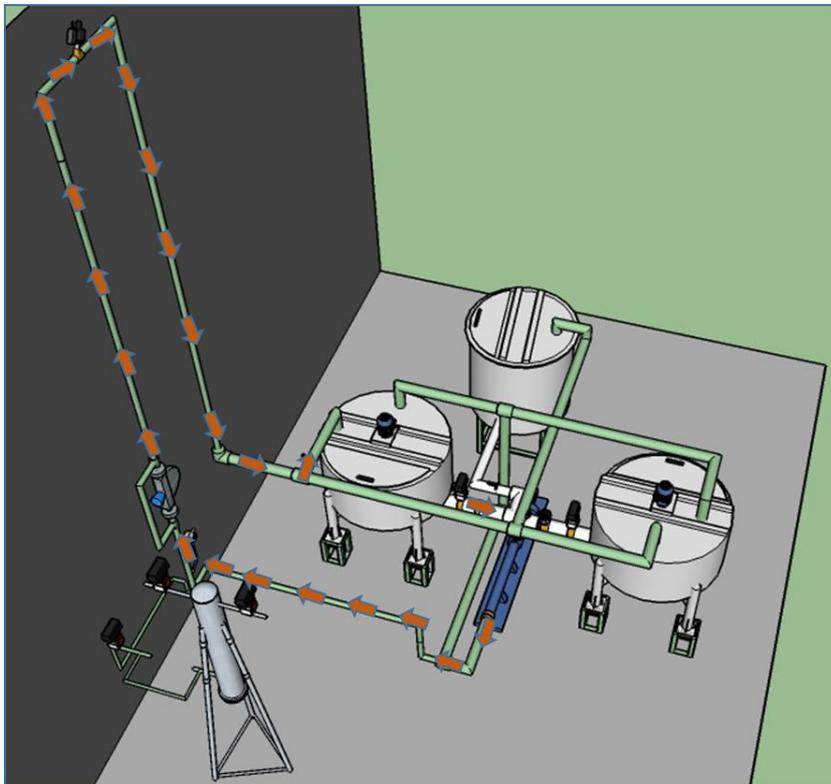


Figura 29 - Ilustração da unidade com linhas de fluxo marrom claro. Fonte: o Autor.

Para os testes com experimentos de rejeição de *kick* de gás, o ciclo contínuo só é realizado pelos fluidos líquidos, sendo que o gás proveniente do tanque pressurizado/reservatório é inserido por uma entrada adjacente e migra em direção ao *choke* retornando para o tanque conectado à bomba helicoidal (Figura 30). As setas em marrom representam o fluido líquido e as setas em branco o gás.

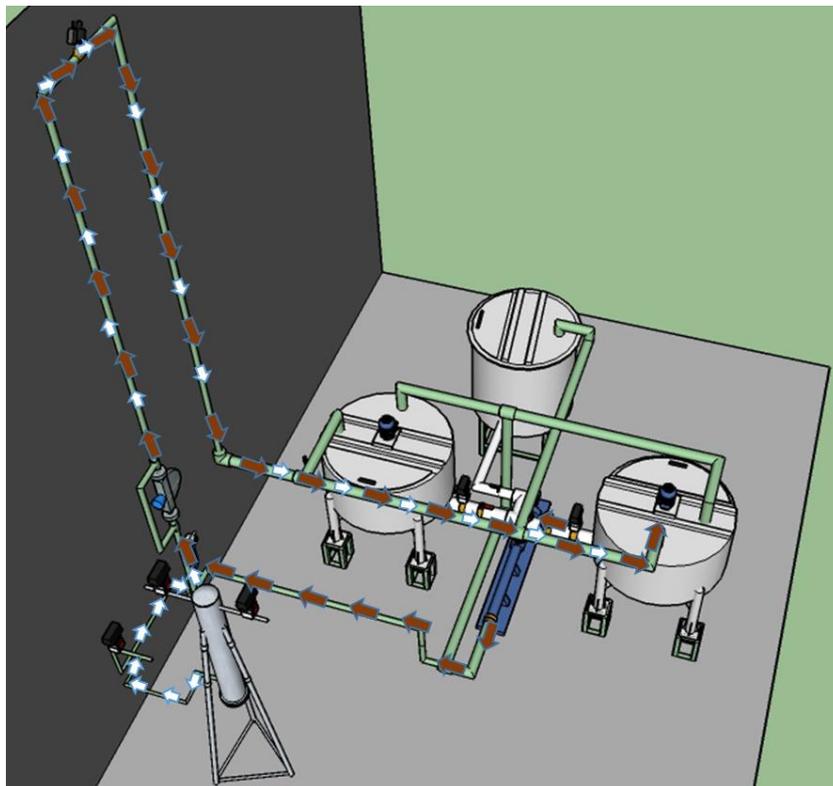


Figura 30- Ilustração da unidade com linhas de fluxo marrom e branca. Fonte: o Autor

Para os testes com mudanças na alimentação da bomba, ou seja, na mudança de fluidos, altera-se simultaneamente o destino, isto é, implementando-se o retorno ao tanque que o fluido está sendo bombeado, no instante em questão.

3.3 Metodologia

O fluxograma (Figura 31) apresenta o planejamento dos testes experimentais. Primeiramente, os testes foram divididos em duas partes: identificação e controle. Os testes de identificação são responsáveis por estudar o comportamento da pressão anular de fundo em malha aberta, sendo divididos em dois casos: análise de não linearidade e curva de reação. A linearidade é responsável por verificar o comportamento da pressão anular de fundo, quando submetida uma perturbação degrau positiva e negativa, avaliando-se a forma e a magnitude da resposta gerada. Caso a forma e a magnitude sejam distintas, o sistema é não linear e não obedece ao princípio da superposição, podendo ser necessário usar uma estratégia de controle não linear. Já os testes de curva de reação são os testes para obtenção dos parâmetros que serão utilizados em malha fechada. E por fim, os testes de controle que demonstram a eficiência dos parâmetros, são divididos em servo e regulatório, e se diferenciam pela aplicação da perturbação no *set point* (pressão anular de fundo), teste servo, e na entrada do processo (mudança de densidade), teste regulatório. Os parâmetros do sistema foram calculados pelo método proposto por Sundaresan & Krishnaswamy (1977). Os parâmetros do controlador foram calculados pelos métodos de Ziegler & Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953). Neste trabalho utilizou-se o controle por realimentação (controlador PI) com parâmetros ajustáveis para cada faixa operacional.

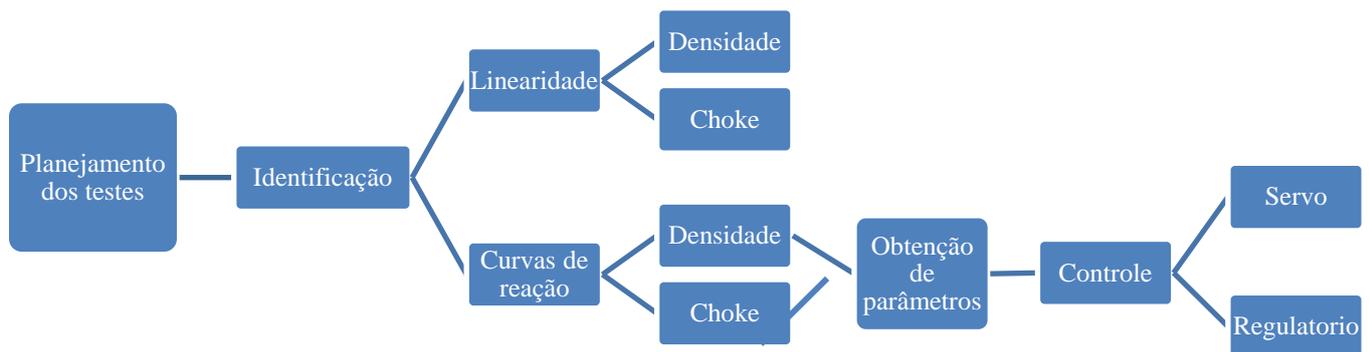


Figura 31 - Fluxograma do planejamento

CAPITULO IV

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.

4.1 Análise de não linearidade do sistema.

Foram realizados testes de análise de não linearidade para dois tipos de perturbação: variação no índice de abertura da válvula *choke* para todos os fluidos envolvidos no processo e a alteração na densidade dos fluidos.

4.1.1 Perturbação no índice de abertura da válvula *choke*

Foram implementados na unidade de cimentação testes degrau positivo/negativo com magnitude de 20% no índice de abertura da válvula *choke*, para diferentes vazões da bomba, com inversores de frequência em 30, 45 e 60 Hz, usando diferentes fluidos, com o objetivo de verificar se a planta apresentava alguma não linearidade. Para cada uma dessas frequências, a bomba trabalha em uma faixa de rotação fixa, e conseqüentemente, fornecem uma vazão constante para cada frequência.

Para a implementação do teste experimental, a bomba foi acionada promovendo a circulação do fluido de 11 ppg por toda tubulação, por intermédio de um inversor de frequência fixado em 30 Hz. Após o sistema alcançar o estado estacionário, cerca de um minuto após o bombeio do fluido, foi introduzida uma perturbação degrau positiva de magnitude 20, variando-se a abertura da *choke* de 75 para 95%. Posteriormente repetese o mesmo procedimento com uma perturbação degrau negativo de magnitude 20, variando-se a abertura da *choke* de 75 para 55%. Os testes degrau positivo/negativo foram plotados no mesmo gráfico a fim de comparar a resposta gerada em relação à perturbação de mesma magnitude.

Testes de não linearidade para o fluido de 11 ppg foram realizados em diferentes vazões, por intermédio do inversor de frequência da bomba que foi fixado em 30, 45 e 60 Hz de acordo com a Figura 32.

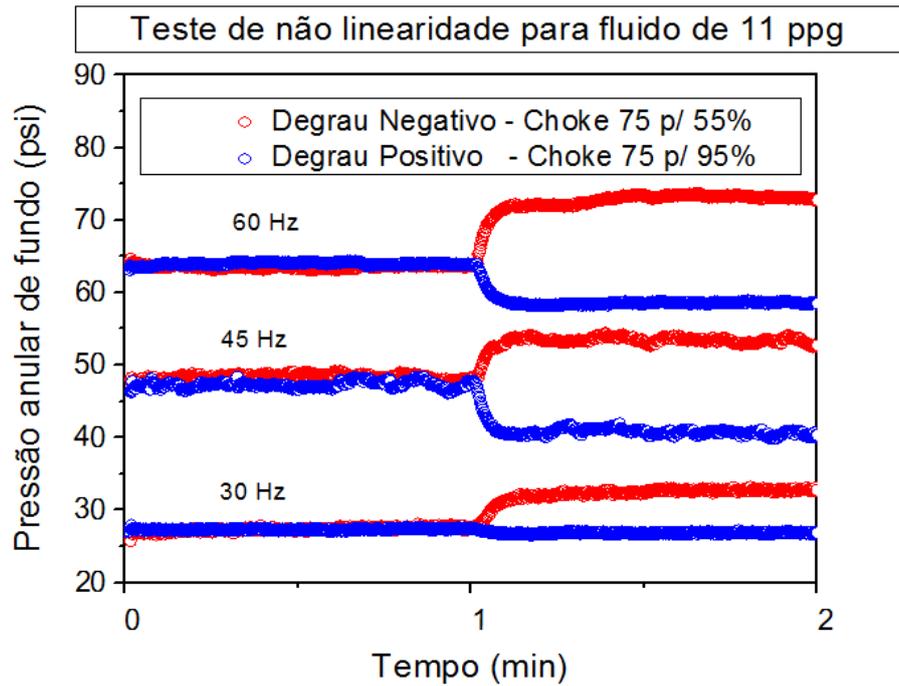


Figura 32-Teste de não linearidade em 30, 45 e 60 Hz para o fluido de 11 ppg

Os testes de não linearidade também foram realizados para os diferentes fluidos envolvidos no processo, fluido de 14 ppg (Figura 33,) e água (Figura 34), nas mesmas condições operacionais dos testes descritos anteriormente.

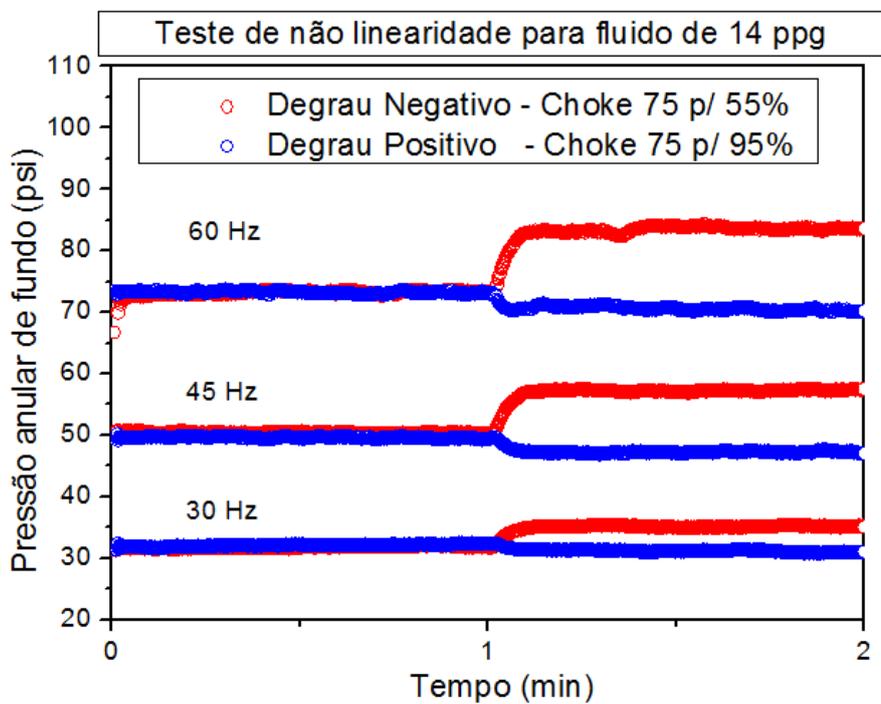


Figura 33- Teste de não linearidade em 30, 45 e 60 Hz para o fluido de 14 ppg.

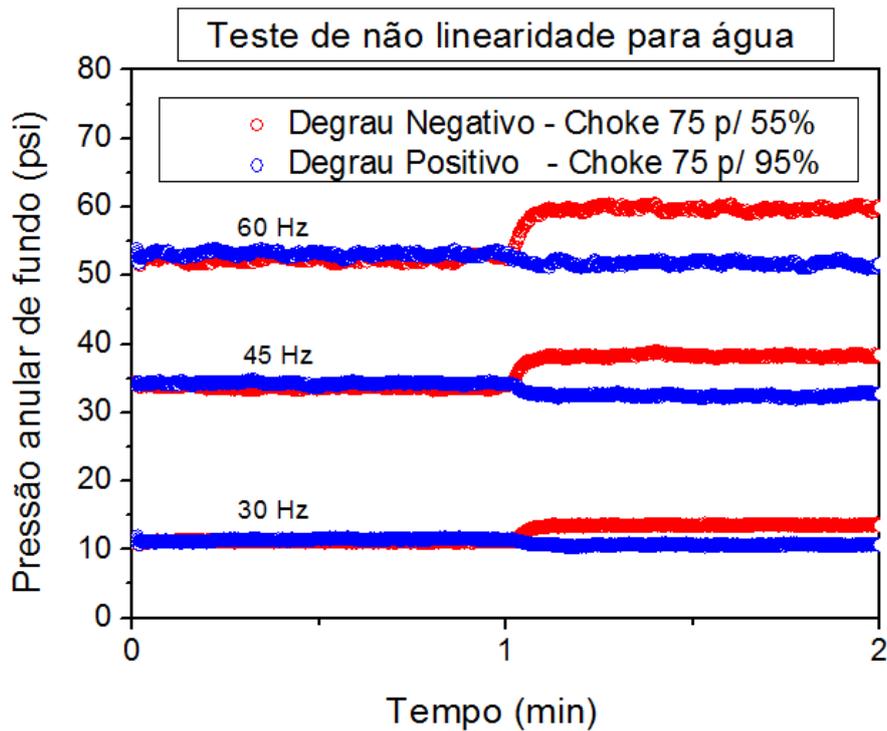


Figura 34 - Teste de não linearidade em 30, 45 e 60 Hz para a água.

A análise de não linearidade foi estudada em triplicata para todos os fluidos, aplicando-se perturbações degrau positivo/negativo de mesma magnitude no índice de abertura da válvula *choke* (variável de entrada), sendo avaliada a resposta do sistema através da pressão anular de fundo (variável de saída). O sistema é linear quando as respostas aos degraus positivo/negativo são de mesma forma e magnitude. Os testes iniciavam com abertura da válvula *choke* em 75% e aplicavam-se degraus de ± 20 (de 75 para 95% e de 75 para 55%) em diversos estados operacionais (30, 45 e 60 Hz). Conforme pode ser observado, nas Figuras 32-34, a forma e a magnitude da resposta da variável de saída são diferentes, indicando que a planta apresenta comportamento não linear.

4.1.2 Perturbação na densidade dos fluidos.

Foram realizados testes de não linearidade através da implementação da perturbação degrau positivo/negativo de magnitude 3 ppg, na densidade dos fluidos injetados na unidade de cimentação, para diferentes vazões da bomba (inversores de frequência das bombas em 30, 45 e 60 Hz). Vale ressaltar que para cada uma dessas frequências a bomba trabalha em uma faixa de rotação fixa, conseqüentemente, fornecendo uma vazão constante.

Para a realização dos testes experimentais, a bomba foi acionada promovendo a circulação do fluido de 11 ppg por toda tubulação, por intermédio de um inversor de frequência fixado em 30 Hz e com o índice da abertura da válvula *choke* estático durante todo o teste. Após o sistema alcançar o estado estacionário, cerca de um minuto após o bombeio do fluido de 11 ppg, foi introduzida uma perturbação degrau positivo de magnitude + 3 ppg, mudando o fluido bombeado para o fluido de 14 ppg (a diferença de magnitude é devido a mudança de densidade do fluido de 11 ppg para a de 14 ppg), durante dois minutos. Em seguida, repete-se o procedimento até que o estado estacionário seja alcançado introduzindo-se uma perturbação degrau negativo de magnitude -3 ppg, mudando-se o bombeio do fluido de 11 ppg para a água (8 ppg), durante dois minutos. Os testes degrau positivo/negativo foram plotados no mesmo gráfico a fim de comparar a resposta gerada em relação à perturbação de mesma magnitude.

A Figura 35 demonstra os testes de não linearidade para a bomba em 30 Hz, com a válvula *choke* em 95/ 75/ 55/ 35 % de abertura.

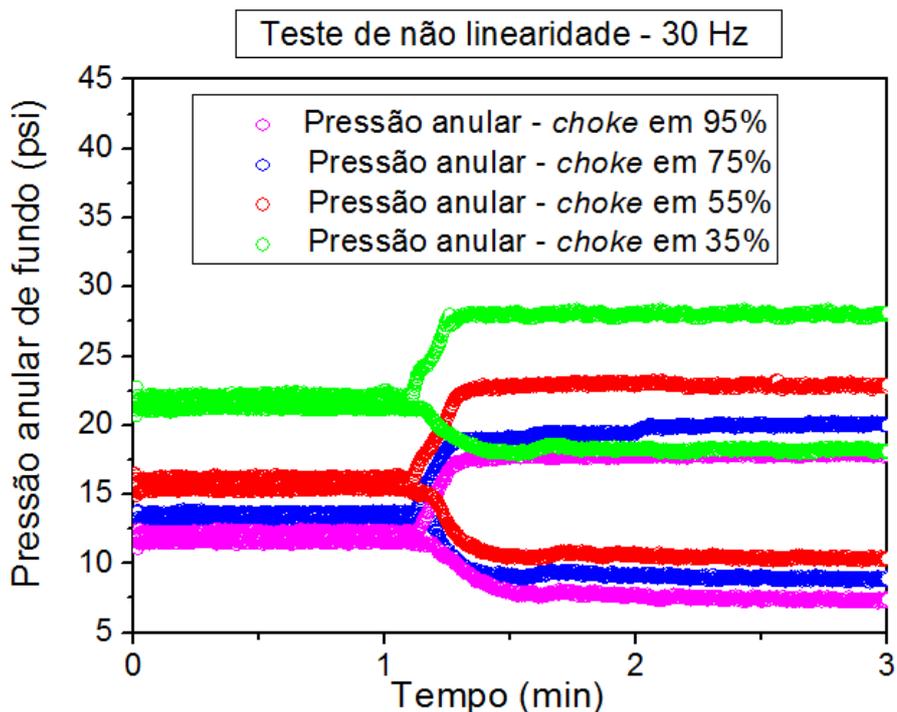


Figura 35 - Testes de não linearidade para a bomba em 30 Hz.

Testes de não linearidade implementando-se degraus positivo/negativo na densidade também foram realizados para a bomba em 45 e 60 Hz. Todos os testes de não linearidade para a perturbação na densidade encontram-se no ANEXO A. Pode ser

observado que a planta apresenta comportamento não linear com o inverso de frequência em 30, 45 e 60 Hz.

Observa-se que a resposta dinâmica às perturbações ocorre de forma mais rápida, quando da perturbação através da válvula *choke* e de forma mais lenta quando da diferença de densidade dos fluidos, no entanto, a magnitude e a forma da resposta ao degrau positivo/negativo foram diferentes para todos os tipos de perturbação, evidenciando que o processo apresenta alguma não linearidade em toda sua faixa operacional. Portanto, a planta 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 empregar uma estratégia de controle não linear, caso o desempenho da malha se apresente inadequado. Os testes também revelam de forma notória que quanto mais extremas são as condições aplicadas ao processo (mais fechada está à válvula *choke* e maiores são as vazões), mais significativa é a diferença entre a amplitude e a forma dos degraus positivo/negativo. Consequentemente, o grau de não linearidade da planta aumenta com a redução da abertura da válvula de *choke* e o aumento de vazão.

4.2 Identificação da planta.

A identificação da planta tem por finalidade gerar um modelo matemático empírico para descrever o processo. Com relação ao comportamento do sistema quando se mantém uma mesma abertura de válvula *choke* e imprime-se uma vazão maior, observa-se um aumento da pressão anular de fundo, devido ao aumento das perdas por atrito. Mantendo-se a válvula *choke* e a vazão da bomba constantes e variando-se a densidade dos fluidos bombeados, verifica-se uma mudança no comportamento da pressão anular de fundo, devido à alteração na pressão hidrostática. Vale ressaltar ainda que à medida que o grau de abertura da válvula *choke* é restringido para uma mesma vazão há um aumento na pressão anular de fundo. Foram realizados testes de identificação do sistema para os diferentes fluidos envolvidos no processo: água (8 ppg), fluido de 11ppg e fluido de 14 ppg. O objetivo principal é avaliar o comportamento da variável de saída (pressão anular de fundo) em uma ampla faixa operacional, variando-se o índice de abertura da *choke*, a vazão da bomba e a densidade dos fluidos.

Foram estudados duas perturbações para os testes de curva de reação: o índice de abertura da válvula *choke* e a diferença de densidades dos fluidos.

4.3 Perturbação na *Choke*

4.3.1 Identificação e ajuste do controlador para o fluido de 11 ppg

Para a realização dos testes experimentais, a bomba foi acionada promovendo-se a circulação do fluido por toda tubulação, por intermédio de um inversor de frequência fixado em 30 Hz. Após o sistema alcançar o estado estacionário, cerca de um minuto após o bombeio do fluido foram introduzidas perturbações degrau negativo de magnitudes 20, 40 e 60, variando-se a abertura da válvula *choke* de 95 para 75%; 95% para 55% e 95 para 35%, a perturbação degrau negativo promove uma diminuição no índice de abertura da *choke*, e com uma vazão constante, leva ao aumento da pressão anular de fundo, que migra para um novo estado estacionário, verificado após dois minutos da implementação da perturbação.

O teste de curva de reação é utilizado para a determinação dos parâmetros do sistema, ganho estacionário (k_c), constante de tempo (T) e tempo morto (t_d), em malha aberta. Os parâmetros do sistema (ganho, constante de tempo e tempo morto) foram obtidos pelo método empírico de Sundaresan & Krishnaswamy (1977). As relações de sintonia para os parâmetros do controlador foram obtidos através dos métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953). Os parâmetros do sistema calculados através das curvas de reação, e os parâmetros do controlador PI, para a perturbação na *choke* para o fluido de 11 ppg, estão apresentados no ANEXO B. O comportamento do sistema em relação à implementação de perturbações na abertura da válvula *choke* (95-75 %; 95-55 %; 95-35 %), para o fluido de 11 e a frequência da bomba em 30 Hz, estão ilustrados na (Figura 36). A Figura 36 apresenta a curva de reação validada pelo modelo de primeira ordem com atraso.

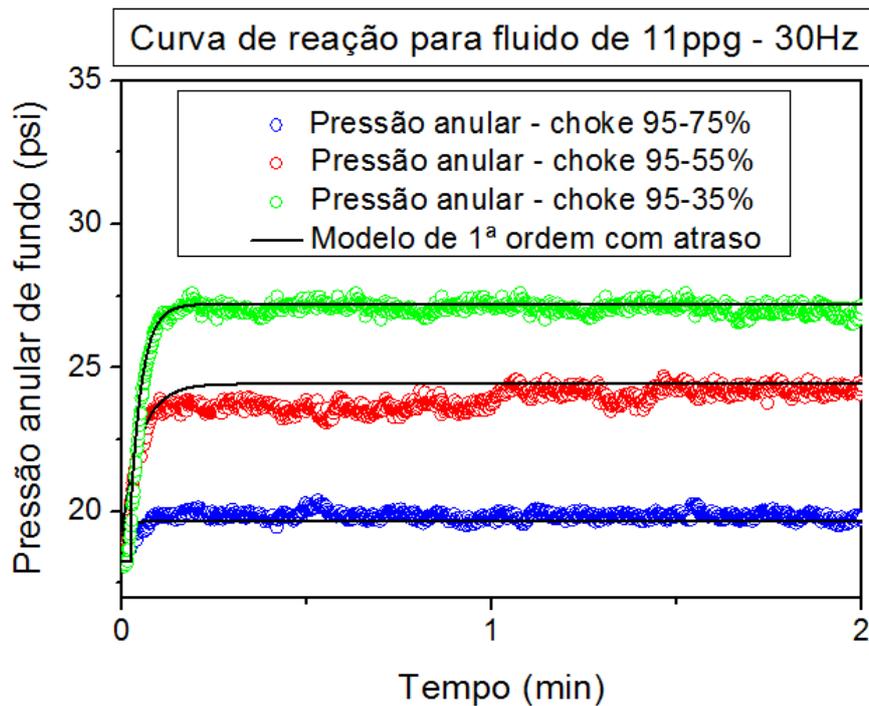


Figura 36 - Curva de reação com o modelo de 1ª ordem com atraso para fluido de 11 ppg em 30 Hz.

No ANEXO C encontram-se todos os testes de curva de reação, validados segundo um modelo matemático, empregando função de transferência de 1ª ordem com atraso, para o fluido de 11 ppg com a bomba empregando o inversor de frequência em 40, 45, 50 e 60 Hz.

4.3.2 Identificação e ajuste de controlador para o fluido de 14 ppg

Os testes de curva de reação também foram realizados para o fluido de 14 ppg nas mesmas faixas operacionais dos testes do fluido de 11 ppg. A Figura 37 retrata a curva de reação para a bomba em 30 Hz. No ANEXO D encontram-se todas as curvas de reação validadas pelo modelo de 1ª ordem com atraso, para o fluido de 14 ppg.

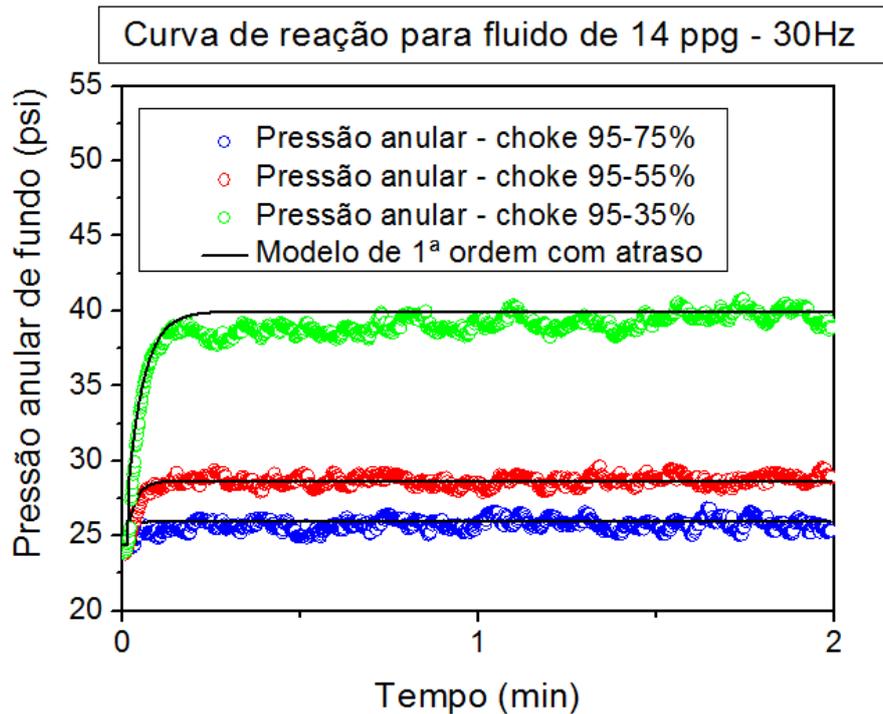


Figura 37 - Curva de reação com o modelo de 1ª ordem com atraso para o fluido de 14 ppg em 30 Hz.

Os parâmetros do sistema calculados através das curvas de reação, e os parâmetros do controlador PI, para perturbação na *choke* empregando-se o fluido de 14 ppg, estão apresentados no ANEXO E.

4.3.3 Identificação e ajuste do controlador para a água (8ppg)

Os testes de curva de reação também foram realizados para a água nas mesmas faixas operacionais dos testes do fluido de 11 e 14 ppg. A Figura 38 retrata a curva de reação para a bomba em 30 Hz.

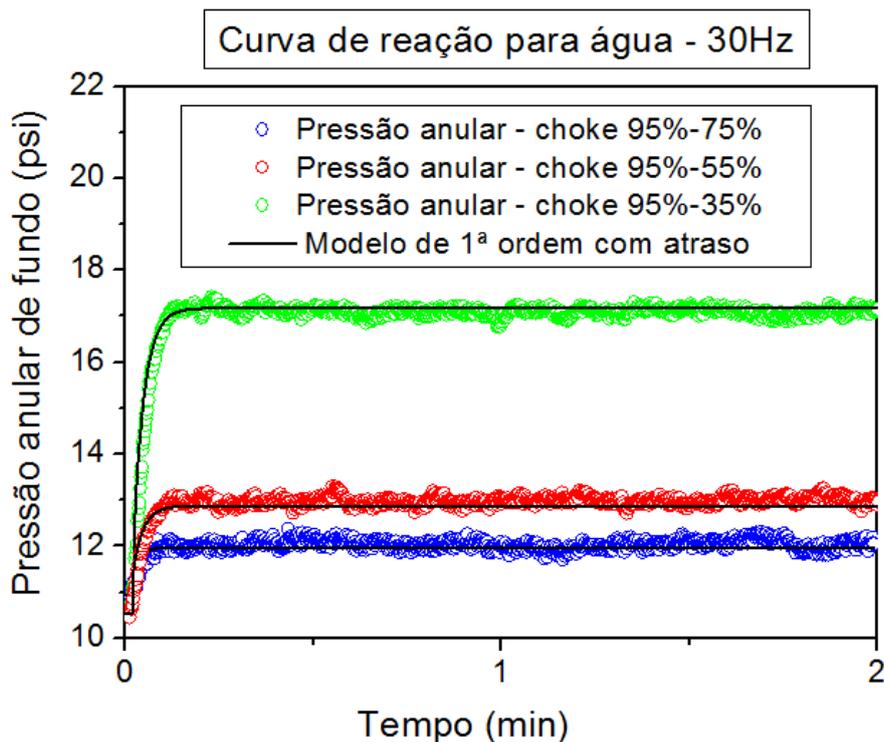


Figura 38 - Curva de reação com o modelo de 1ª ordem com atraso para água (8 ppg) em 30 Hz.

Para cada vazão da bomba, isto é, com o inversor de frequência em 30, 40, 45, 50 e 60 Hz, foram calculados os parâmetros do sistema e, posteriormente, os parâmetros do controlador PI. No ANEXO F estão apresentados todos os testes de curva de reação para a água. Os parâmetros do sistema calculados através das curvas de reação, e os parâmetros do controlador PI, para perturbação na *choke* empregando o fluido de 14 ppg, estão apresentados no ANEXO G.

4.4 Perturbação na densidade

4.4.1 Identificação e ajuste do controlador

O comportamento do sistema em relação à implementação de perturbações na densidade dos fluidos, água (8 ppg) para o fluido de 11 ppg (magnitude 3 ppg) e água (8 ppg) para o fluido de 14 ppg (magnitude 6 ppg), sendo o índice de abertura da válvula *choke* constante durante cada teste (95, 75, 55 e 35 %), para a bomba com o inversor de frequência em 30, 45 e 60 Hz, foi estudado com o intuito de compreender a variação da pressão anular de fundo quando da injeção de fluidos de diferentes densidades, conforme ocorre na cimentação.

Para a realização dos testes experimentais, a bomba foi acionada promovendo-se a circulação da água por toda tubulação. Após o sistema alcançar o estado estacionário, cerca de um minuto após o bombeio da água, foi introduzida uma perturbação na densidade do fluido, trocando-se o bombeio de água (8 ppg) para fluido de 11 ppg, com a *choke* em 95%, usando inversor de frequência em 30, 45 e 60 Hz, por cerca de dois minutos. O teste foi repetido, nas mesmas condições operacionais, para as seguintes aberturas da válvula *choke*: 75, 55 e 35 %.

A Figura 39 representa as curvas de reação para a bomba em 30 Hz, com a perturbação na diferença da densidade (da água para o fluido de 11 ppg). Os demais testes de curva de reação para estas mesmas perturbações e nas demais frequências da bomba encontram-se no ANEXO H.

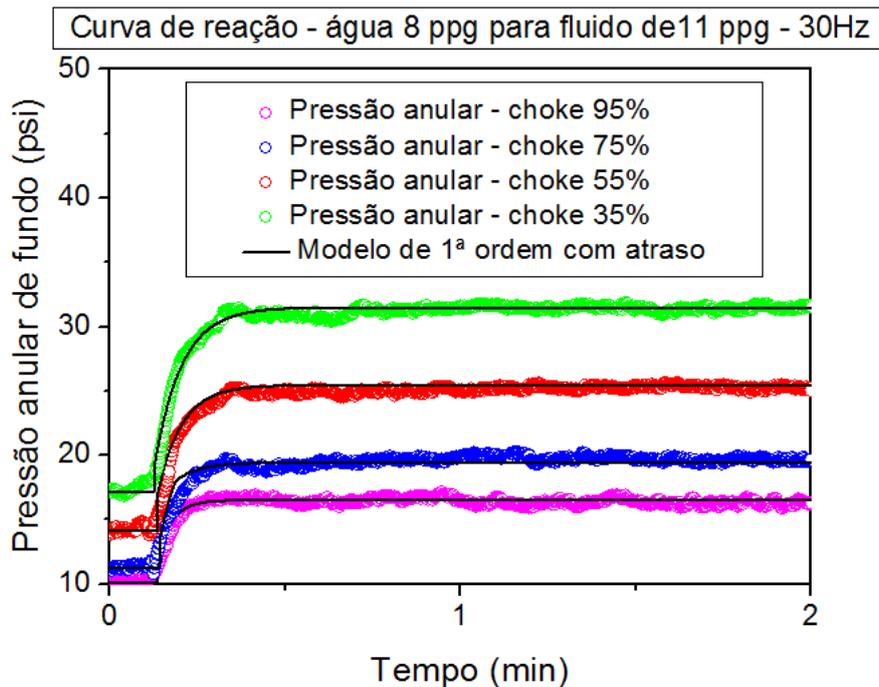


Figura 39 - Curva de reação com a perturbação na densidade de magnitude 3, para a bomba em 30 Hz.

Os testes de curva de reação com perturbação na densidade da água (8 ppg) para fluido de 14 ppg (magnitude 6 ppg) em 30 Hz, são apresentados na Figura 40. No ANEXO I estão as curvas de reação em todas as faixas operacionais estudadas.

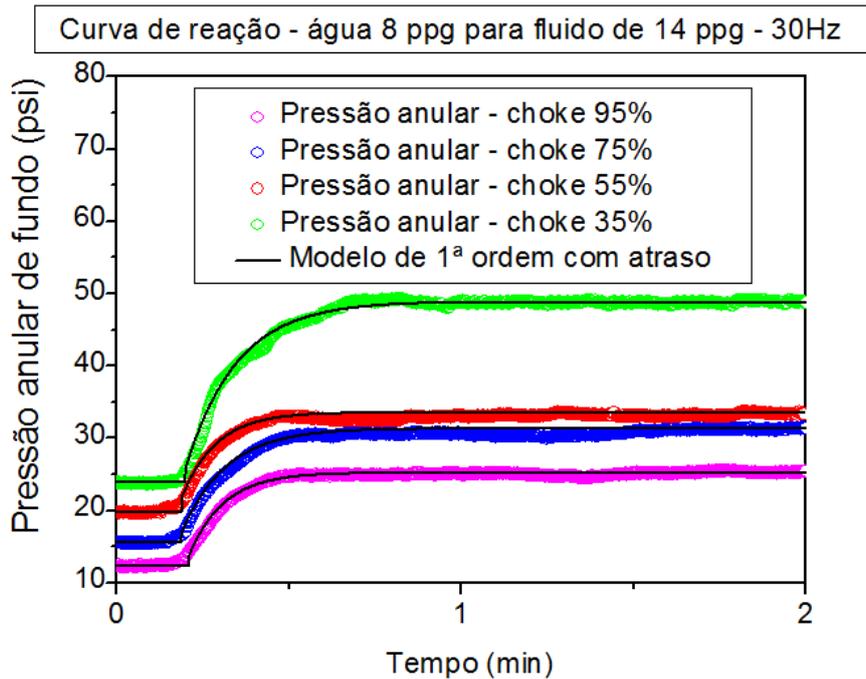


Figura 40 – Curva de reação com perturbação na densidade de magnitude 6, para a bomba em 30 Hz.

Por meio dos testes de curva de reação foram obtidos os parâmetros do sistema, e utilizando-se os métodos de Ziegler-Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953) foram obtidos os parâmetros do controlador PI para cada faixa operacional e para todos os fluidos estudados. Dos testes percebe-se que o atraso (td) da perturbação na densidade é significativamente maior do que o atraso da perturbação na válvula *choke*.

Os parâmetros do sistema calculados através das curvas de reação, e os parâmetros do controlador PI, para a perturbação na densidade dos fluidos (de 8 para 11 ppg, e de 8 para 14 ppg) estão apresentados no ANEXO J e ANEXO K, respectivamente.

4.5 Problemas operacionais

Uma situação atípica ocorreu durante alguns testes com os fluidos de 11 e 14 ppg, para uma frequência fixa no inversor de frequência da bomba e circulando o fluido por toda a unidade, quando não foi observado estado estacionário para a pressão anular de fundo ao se implementar um distúrbio no índice de abertura da válvula *choke* (95-35%). Conforme ilustra a Figura 41 a pressão anular de fundo comportou-se de forma transiente e oscilatória. Na Figura 41 observa-se que após a perturbação (1 minuto), a pressão anular de fundo tende a atingir um estado estacionário, porém após 1,5 minutos a pressão começa a apresentar modos oscilatórios significativos e a aumentar de forma abrupta, mesmo com todas as variáveis constantes (vazão e abertura da *choke*).

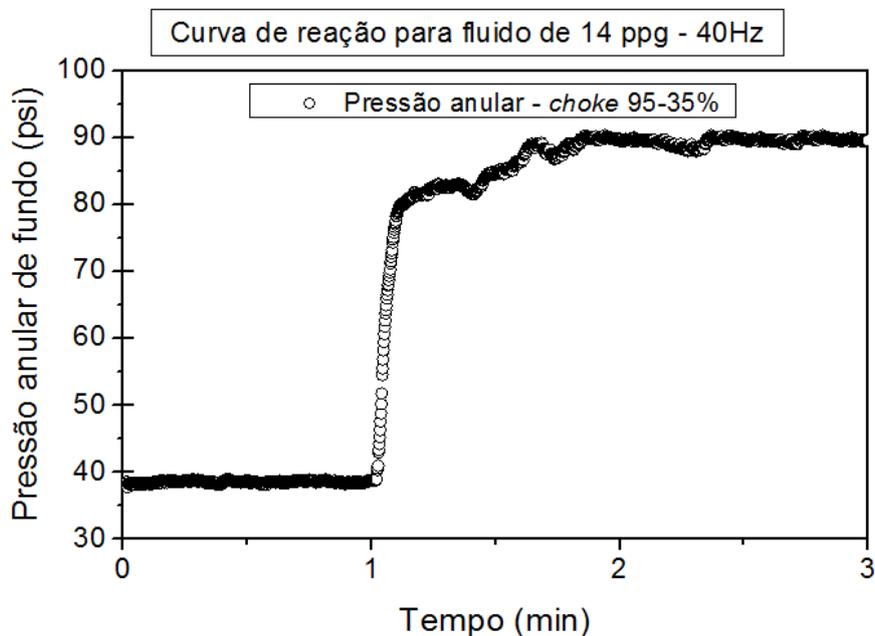


Figura 41 - Acúmulo de sólidos

Esse comportamento da pressão anular de fundo foi verificado em todos os testes de identificação, tanto para a perturbação no índice de abertura da válvula *choke* quanto para perturbação na densidade dos fluidos, no entanto, quando se utilizava o fluido de 11 ppg as oscilações da pressão e o caráter transiente eram menos significativos, já quando o fluido era o de 14 ppg o comportamento da pressão sempre apresentava oscilações e ausência de estado estacionário, e vale ressaltar que quando utilizava-se água, não foi verificado esse comportamento oscilatório e transiente para nenhum teste.

Os testes experimentais revelaram que as oscilações e o caráter transiente da pressão anular de fundo aumentavam quando diminuí o índice de abertura da válvula *choke*, principalmente quando se restringia essa abertura abaixo de 50%.

Avaliando que este comportamento ocorria em demasia com o fluido de 14 ppg e, principalmente, reduzindo-se o índice de abertura da válvula *choke*, concluiu-se que estava ocorrendo um acúmulo de sólidos, visto que a quantidade de sólidos em suspensão no fluido de 14 ppg é maior do que no de 11 ppg, além disso, este fenômeno não ocorria com a água, que não possui sólidos em suspensão. Logo o fenômeno atípico da pressão anular de fundo, e de caráter oscilatório, gerou uma grande interrogação quanto à eficiência do controlador frente a tais perturbações inerentes ao sistema, pois a pressão que deveria atingir um estado estacionário comportou-se de forma transiente.

Outra interpretação para o caráter transiente da pressão anular de fundo é a mudança na reologia dos fluidos, como estes fluidos (11 e 14 ppg) afastam-se do comportamento newtoniano e passam a depender de fatores como a concentração volumétrica de sólidos, a característica do meio líquido, a temperatura, as características físicas das partículas e o tipo de interação entre elas, o regime turbulento gerado ao reduzir o índice de abertura válvula além da forte influência da temperatura externa, com gradiente superior a 20°C ao longo do dia, podem ter influenciado o comportamento reológico, gerando mudança reológica destes fluidos. Vale ressaltar que para análises realizadas em menores escalas, em laboratório, com a temperatura controlada (25° C), o comportamento reológico dos fluidos de 11 e 14 ppg, seguiu o modelo Herschel-Bulkley, apresentando tensão inicial ao deslocamento e comportamento do tipo lei da potência. No ANEXO L estão apresentados alguns outros testes, em malha aberta, com este comportamento atípico para pressão anular de fundo.

4.6 Controle - Teste servo

O teste servo é realizado em malha fechada e consiste na implementação de uma perturbação do tipo degrau no *set point* da pressão anular de fundo, que será rastreada através da manipulação do índice de abertura da válvula *choke*.

No intuito de avaliar se o controlador clássico seria eficiente no controle da pressão anular de fundo, em diversas condições operacionais, devido a planta apresentar alguma não linearidade ao longo da sua faixa operacional, foram realizados testes servo avaliando-se os parâmetros do controlador encontrados pelos métodos de Ziegler-Nichols e Cohen-Coon. Vale ressaltar que os testes de controle do tipo servo foram realizados para todos os fluidos: água, fluidos de 14 e 11 ppg, representando o colchão de lavagem, a pasta de cimento e o fluido de deslocamento.

4.6.1 Teste servo para água

Os parâmetros utilizados no teste servo foram obtidos pela média aritmética dos parâmetros calculados por Ziegler-Nichols ($K_c = -0,166$ e $\tau_i = 0,058$) e para Cohen-Coon ($K_c = -0,1755$ e $\tau_i = 0,0221$). Foram implementadas mudanças de *set point* tipo degrau. As modificações no índice de abertura da válvula *choke* ocorreram de acordo com os parâmetros do controlador, que foram alimentados no programa computacional. De uma maneira geral, os parâmetros calculados por Ziegler-Nichols apresentaram uma maior eficiência em relação aos de Cohen-Coon, no entanto, para ambos o controle se mostrou oscilatório, conforme reporta a literatura. Desse modo, foi realizado um ajuste fino, diminuindo-se o ganho estacionário no intuito de reduzir-se as oscilações. Todos os testes servo com os parâmetros obtidos para a água estão apresentados no ANEXO M. No ANEXO N estão apresentados todos os testes com ajuste fino para a água. Um teste típico de controle do tipo servo, com os parâmetros que apresentaram a menor oscilação em torno do *set point* está apresentado na Figura 42. Todos os testes servo encontram-se no ANEXO O.

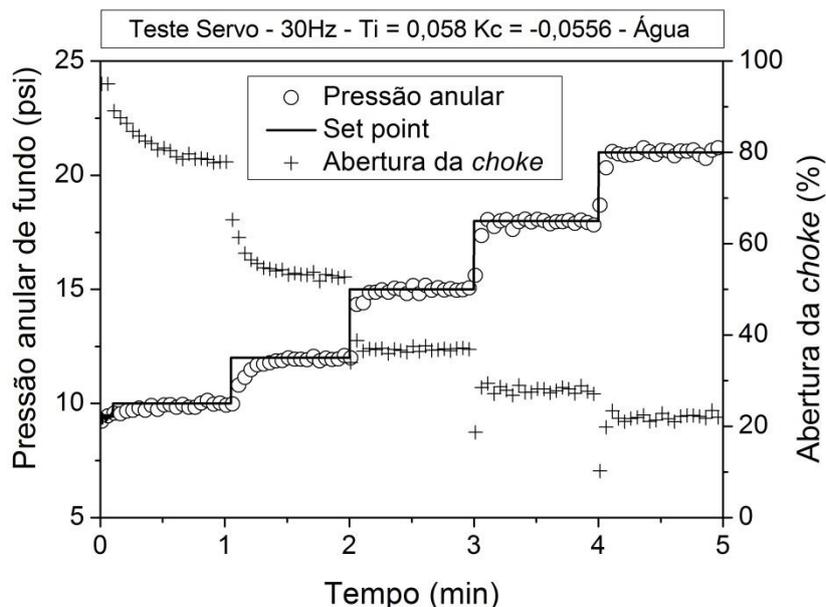


Figura 42 - Teste servo para água.

4.6.2 Teste servo para o fluido de 11 ppg.

Assim como no teste com a água, os parâmetros utilizados no teste servo para o fluido de 11 ppg foram obtidos pela média aritmética dos parâmetros calculados por Ziegler-Nichols e por Cohen-Coon. A média dos parâmetros de Ziegler-Nichols, em toda a faixa operacional, forneceu $K_c = -0,072$ e $\tau_i = 0,061$. Para o método de Cohen-Coon, obteve-se como média operacional $K_c = -0,0822$ e $\tau_i = 0,0242$. Os testes servo realizados com as médias dos parâmetros obtidos pelos métodos encontram-se no ANEXO P.

Os testes servo para o fluido de 11 ppg com os valores originais encontrados de Ziegler-Nichols e para Cohen-Coon apresentaram um resultado satisfatório, isto é, as oscilações da pressão anular de fundo em torno do *set point* são mínimas. Pode ser observado que os parâmetros de Ziegler-Nichols apresentaram menos oscilações do que os de Cohen-Coon, e para minimizar estas oscilações foi realizado um ajuste fino, reduzindo o ganho estacionário e verificando o comportamento da pressão anular de fundo em relação ao *set point*. Todos os testes servo de ajuste fino encontram-se no ANEXO Q.

Através do ajuste fino foram definidos os parâmetros do controlador cuja resposta apresentou menores oscilações da pressão anular de fundo, nas diversas condições operacionais. A Figura 43 apresenta o desempenho da malha fechada com o ajuste fino (redução do ganho do controlador), para a bomba com inversor de frequência

em 30 Hz, empregando-se o fluido de 11 ppg. Os demais testes servo para a bomba com inversor em outras frequências encontram-se no ANEXO R.

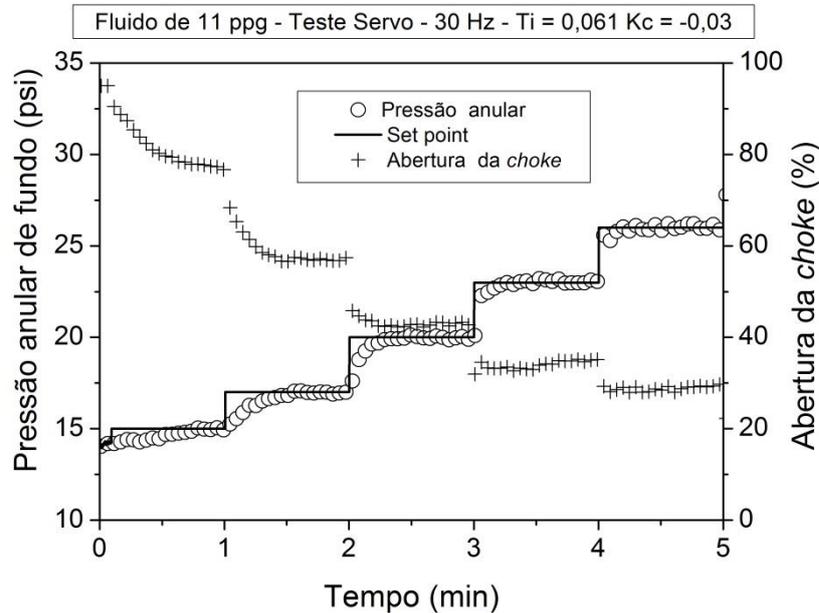


Figura 43 - Teste servo para o fluido de 11 ppg.

4.6.3 Teste servo para o fluido de 14 ppg

Os testes servos para o fluido de 14 ppg foram realizados empregando-se a média do ganho estacionário (K_c) e da constante do tempo integral (τ_i), calculados por Ziegler-Nichols, $k_c = -0,076$ e $\tau_i = 0,051$.

Observa-se que no teste servo com os parâmetros calculados por Ziegler-Nichols (ANEXO S), entre os minutos dois e três, o índice de abertura da válvula *choke* sofreu um aumento inesperado, pelo acúmulo de sólido. O teste de controle do tipo servo mostrou que este acúmulo não produziu mudanças significativas na pressão anular de fundo e nem tão pouco desviou esta em uma magnitude considerável do seu *set point*. O teste do tipo servo foi eficaz ao manter a pressão anular de fundo no *set point*, mesmo quando há presença de perturbações aleatórias, devido ao acúmulo de sólidos. Os parâmetros médios obtidos pelo método de Cohen-Coon são $k_c = -0,101$ e $\tau_i = 0,0253$. O uso dos parâmetros de Cohen-Coon produziu maior oscilação da pressão anular de fundo em relação ao *set point* do que empregando os parâmetros do método de Ziegler-Nichols, no entanto, a pressão anular de fundo atingiu o valor do *set point* com um tempo relativamente menor e mesmo diante de maiores oscilações, não desviou significativamente do valor desejado. Porém, para tentar diminuir tais oscilações foi

realizado um ajuste fino reduzindo o valor do ganho estacionário. Todos os testes de ajuste fino para o fluido de 14 ppg estão apresentados no ANEXO T.

Na implementação dos testes servo, em malha fechada com ajuste fino, empregando-se o fluido de 14 ppg, houve acúmulo de sólidos em toda a faixa operacional. A eficiência do controlador PI e o caráter oscilatório do acúmulo de sólidos são apresentados na Figura 44 para inversor de frequência em 30 Hz, com diferentes valores de ganho estacionário, mas empregando as mesmas condições operacionais.

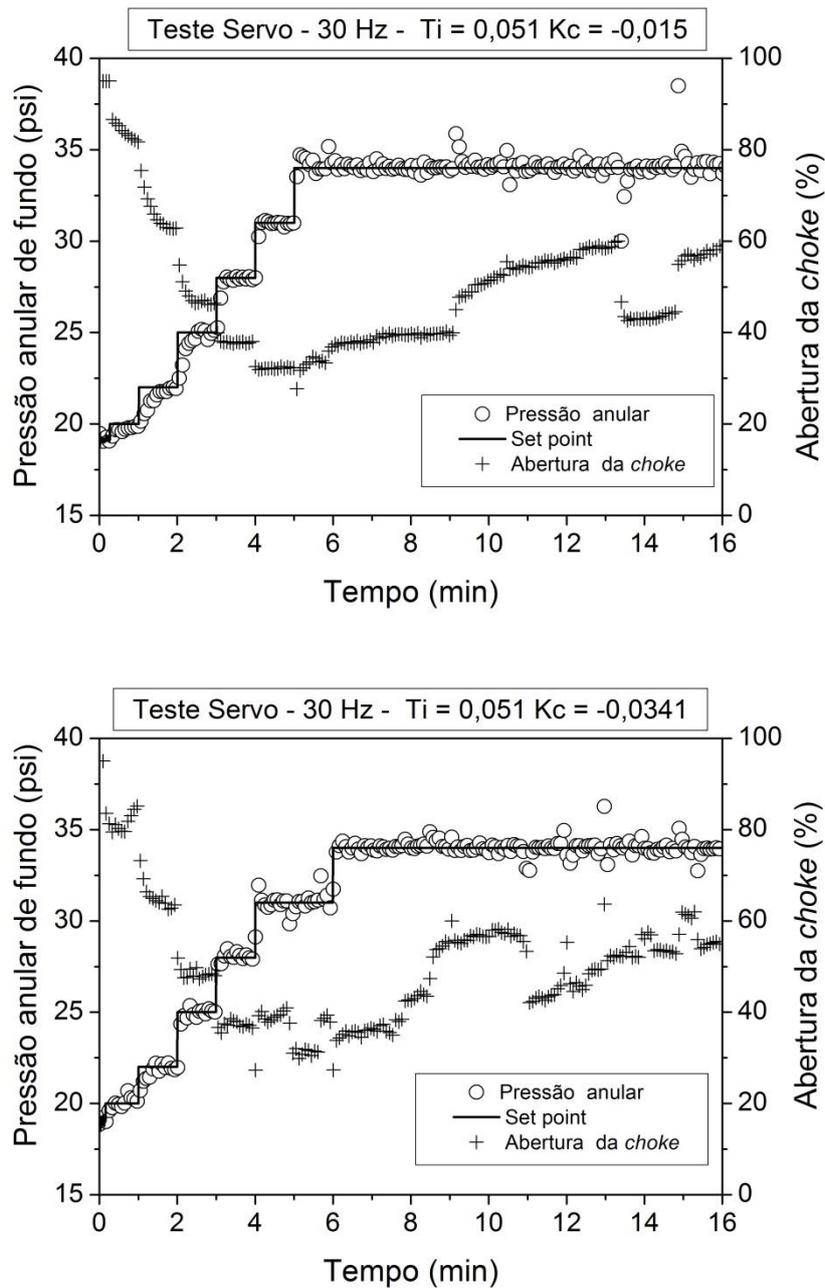


Figura 44 - Testes servo para o fluido de 14 ppg com diferentes K_c , bomba em 30 Hz.

O acúmulo de sólidos ocorreu de forma aleatória, apresentando um caráter transiente, primordialmente visualizado nos instantes de tempo em que o *set point* permaneceu inalterado. Os gráficos da Figura 44 apresentam diferentes formas e magnitudes do acúmulo de sólidos, bem como diferentes trajetórias da variável manipulada.

A partir dos mesmos parâmetros e com a finalidade de avaliar a ocorrência de acúmulos de sólidos em uma vazão diferente, foi realizado um teste do tipo servo, na frequência de 60 Hz, com Kcs diferentes (Figura 45).

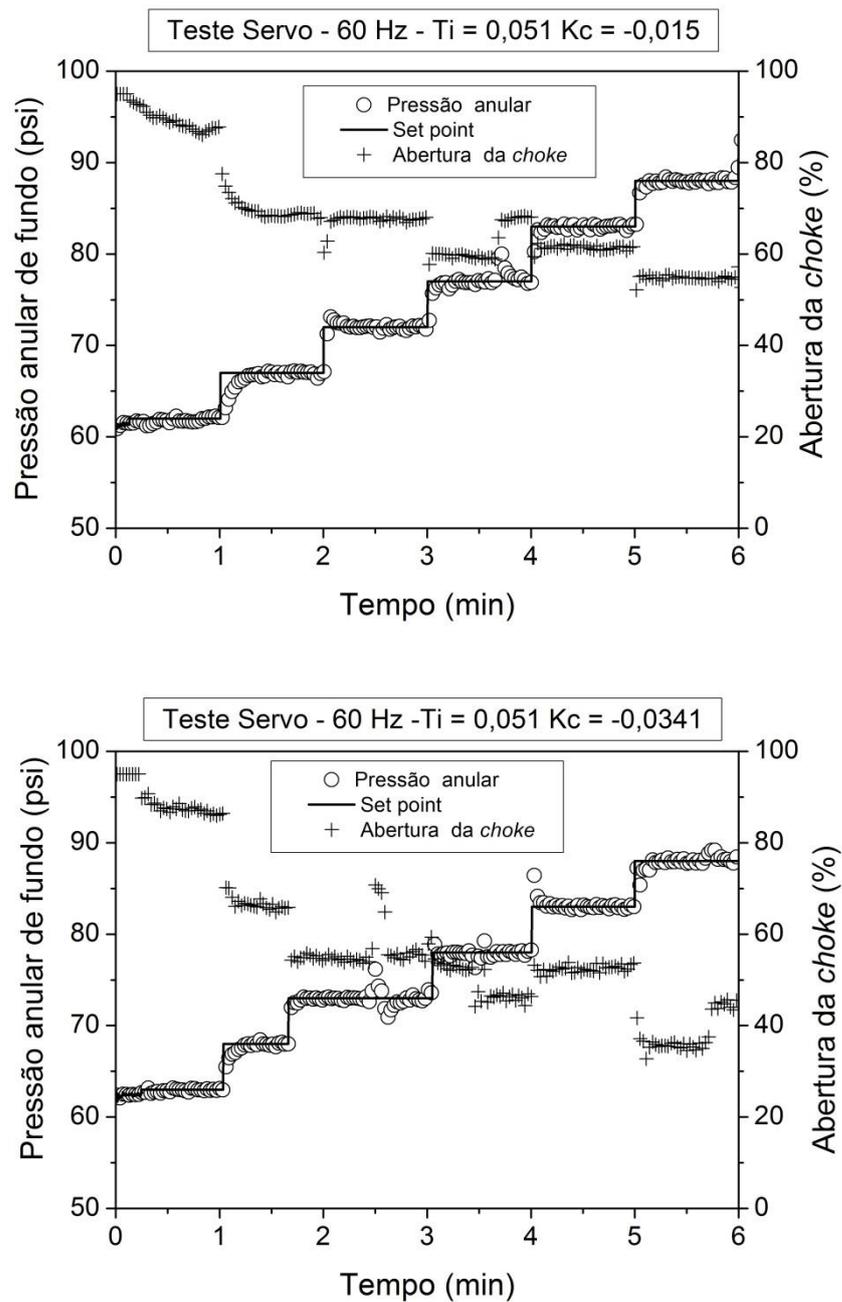


Figura 45 - Testes servo para o fluido de 14 ppg com diferentes K_c , bomba em 60 Hz.

Os testes servo, na frequência da bomba em 60 Hz, apresentaram acúmulos de sólidos com magnitudes menores e a ação do controlador manteve a pressão anular de fundo no *set point*, sugerindo que o aumento da vazão promove a redução do acúmulo de sólidos. Nos testes de curva de reação (que são testes em malha aberta) as magnitudes de acúmulo de sólidos apresentavam-se elevadas para baixas vazões e reduzidos índices de abertura da *choke*, com casos em que foi necessário o desligamento da bomba para impedir que o sistema ultrapasse a pressão máxima de trabalho. Já nos testes de controle, as magnitudes dos acúmulos apresentaram-se mais suaves, visto que a partir do momento em que a primeira leitura da pressão gerada pelo acúmulo era percebida pelo controlador, um erro era gerado, e uma ação enviada à válvula *choke*. Dessa forma, verifica-se que o controlador foi eficaz em rejeitar os distúrbios aleatórios na planta causados pelo acúmulo de sólidos.

4.7 Controle - Teste regulatório

O teste regulatório consiste em implementar uma perturbação na variável de entrada do processo, isto é, perturba-se a densidade do fluido injetado pela bomba. Diferentemente do teste servo, que ocorria com o bombeio de um único fluido, o teste regulatório altera o fluido bombeado (perturbação), retratando o processo de cimentação que emprega o colchão espaçador, a pasta de cimento e o fluido de perfuração.

4.7.1 Perturbação - água para o fluido de 11 ppg

Em alguns poços de petróleo, o intervalo entre a pressão de poros e a de fratura é bastante reduzido, logo estes poços apresentam uma janela operacional estreita, assim ao utilizar uma pasta de cimento com alta densidade, a pressão aumenta e alcança a pressão de fratura, ocasionando uma perda indesejada da pasta de cimento (perda de circulação). Devido a esta situação e no intuito de retratá-la, foram realizados testes regulatórios utilizando uma pasta de cimento menos densa com 11 ppg.

Foi realizado um teste, em malha aberta, para estudar o comportamento da pressão anular de fundo caso a operação estivesse ocorrendo de forma manual (Figura 46). Deste teste pode-se observar o intervalo de variação da pressão devido ao bombeio dos diferentes fluidos.

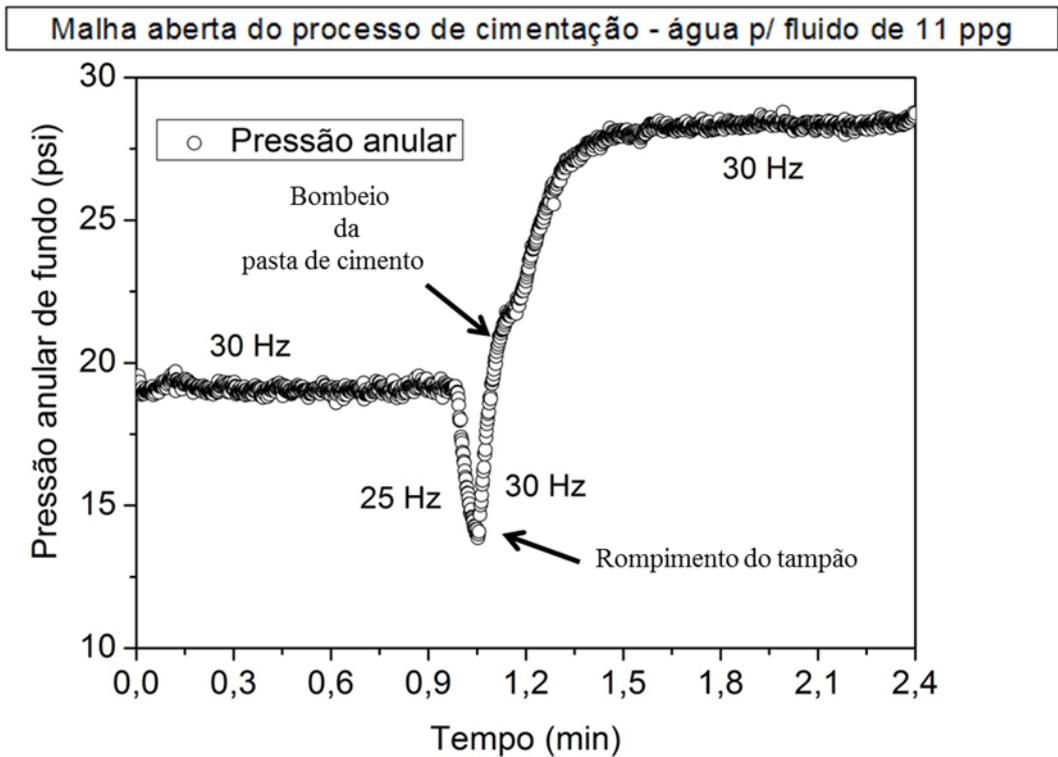


Figura 46 - Malha aberta da cimentação, com a perturbação da água para o fluido de 11 ppg.

Para o a realização dos testes regulatórios utilizaram-se os valores de $K_c = -0,0104$ e $\tau_i = 0,0242$. Neste teste, bombeou-se a água durante cerca de 1 minuto, após esse tempo, implementou-se o rompimento do tampão e mudou-se o bombeio de água para o fluido de 11 pg. Neste caso específico, o fluido de 11 ppg retrata a massa específica de uma pasta de cimento menos densa (Figura 47).

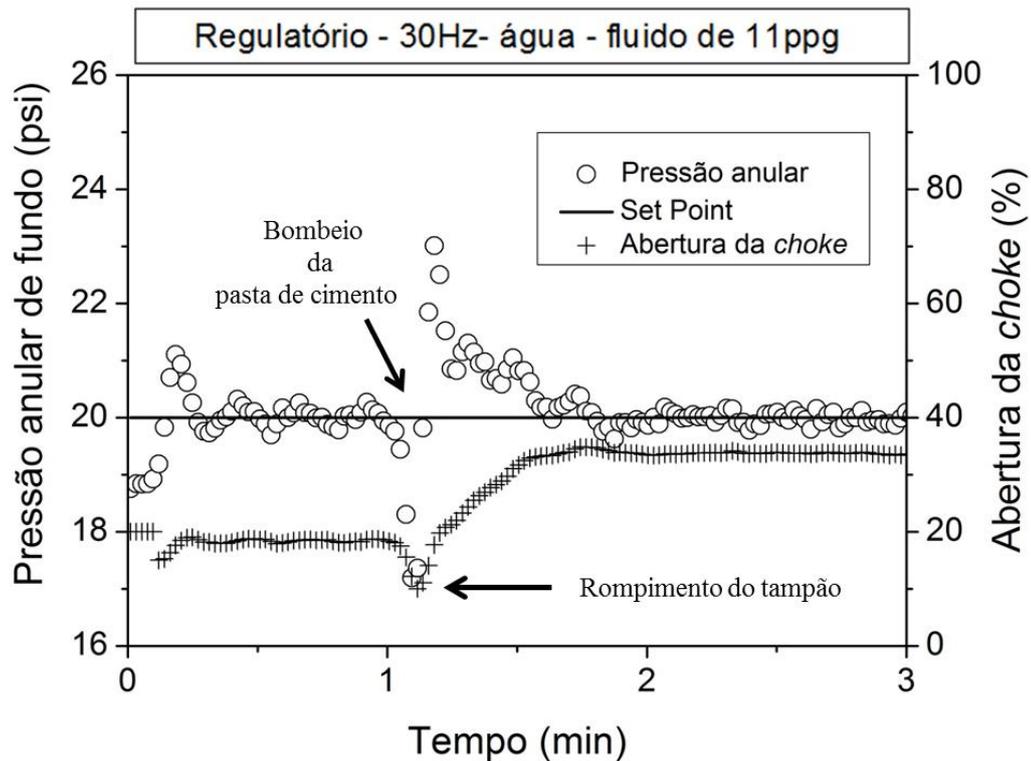


Figura 47- Teste Regulatório ($K_c = -0,0104$ e $\tau_i = 0,0242$), com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg e frequência da bomba em 30 Hz.

Outros testes representando o processo de cimentação conduzido em janela operacional estreita, com a pasta de cimento de baixa densidade, também foram realizados em diferentes frequências da bomba, 45 e 60 Hz, e encontram-se no ANEXO U.

Os testes com a perturbação água para o fluido de 11 ppg apresentaram um resultado satisfatório, controlando a pressão anular de fundo em um curto período de tempo, além de minimizar as magnitudes das perturbações, contudo todos os testes apresentaram modos oscilatórios, sendo realizado um ajuste fino a fim de minimizar as oscilações.

De posse dos novos valores do ganho estacionário e do tempo integral, $K_c = -0,01$ e $\tau_i = 0,061$, o teste regulatório foi implementado, produzindo uma ação de controle mais conservativa (Figura 48). Este teste apresentou uma redução nos modos oscilatórios e eficiência em conduzir a pressão anular de fundo para o valor do *set point*.

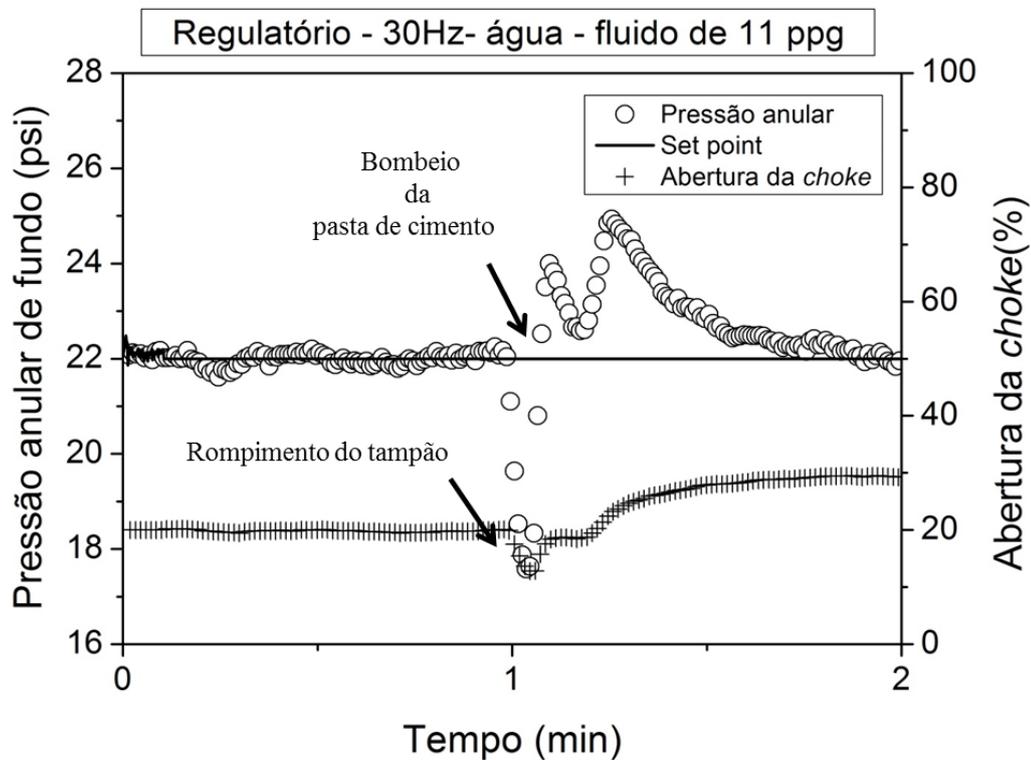


Figura 48 - Teste Regulatório ($K_c = -0,01$ e $\tau_i = 0,061$), com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg e frequência da bomba em 30 Hz.

4.7.1.1 Abertura da válvula *choke*

Em todos os testes regulatórios realizados até o momento, a inicialização do índice de abertura da válvula *choke* ocorreu em 20%. Tal ação foi programada, no intuito de garantir que houvesse um grande intervalo de variação do índice de abertura da válvula *choke*. Todavia, foram realizados testes regulatórios modificando-se o índice de abertura inicial da *choke*. Foi realizado um teste regulatório, com os valores do ganho estacionário e do tempo integral de $K_c = -0,01$ e $\tau_i = 0,061$, respectivamente, e com o índice de abertura da válvula *choke* inicializado em 25% (Figura 49). Como o índice de abertura da válvula *choke* iniciou em 25% e sendo a pressão inversamente proporcional ao índice de abertura da *choke*, a pressão inicial deste teste começou com valores inferiores aos demais testes.

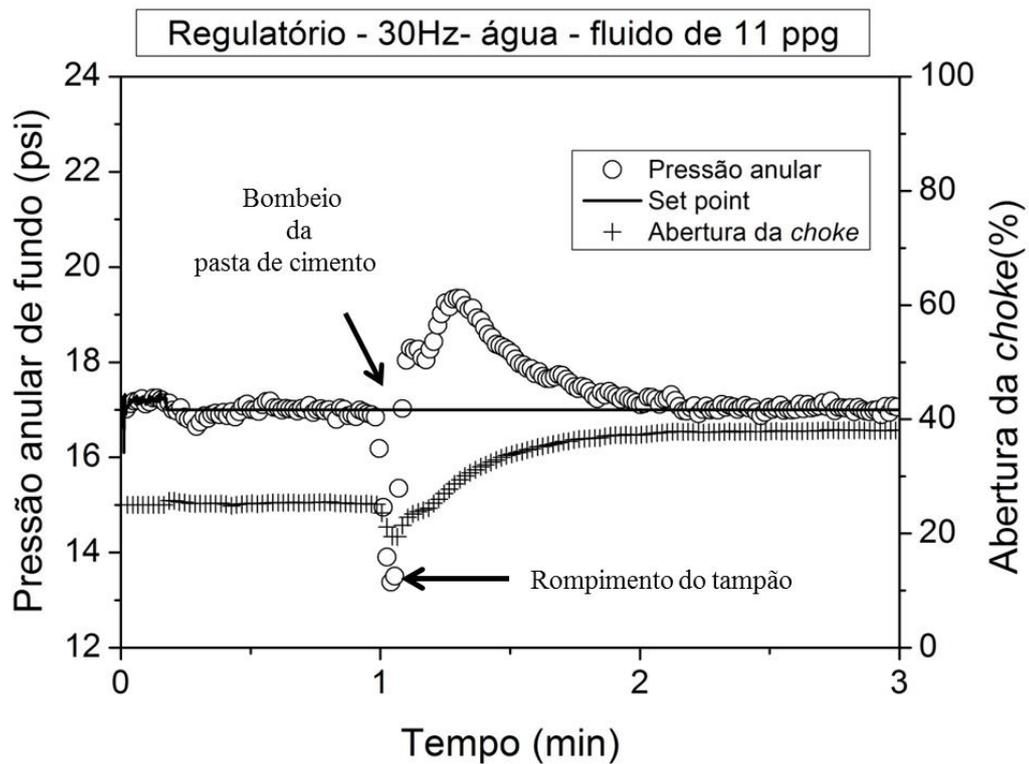


Figura 49 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg, frequência da bomba em 30 Hz e *choke* em 25%.

Foi realizado outro teste regulatório, reproduzindo o teste anterior, mas empregando-se o índice de abertura inicial da válvula *choke* em 35% (Figura 50). Ambos os testes, empregando-se aberturas de 25% e 35%, controlaram a pressão anular de fundo de forma eficiente dentro da janela operacional.

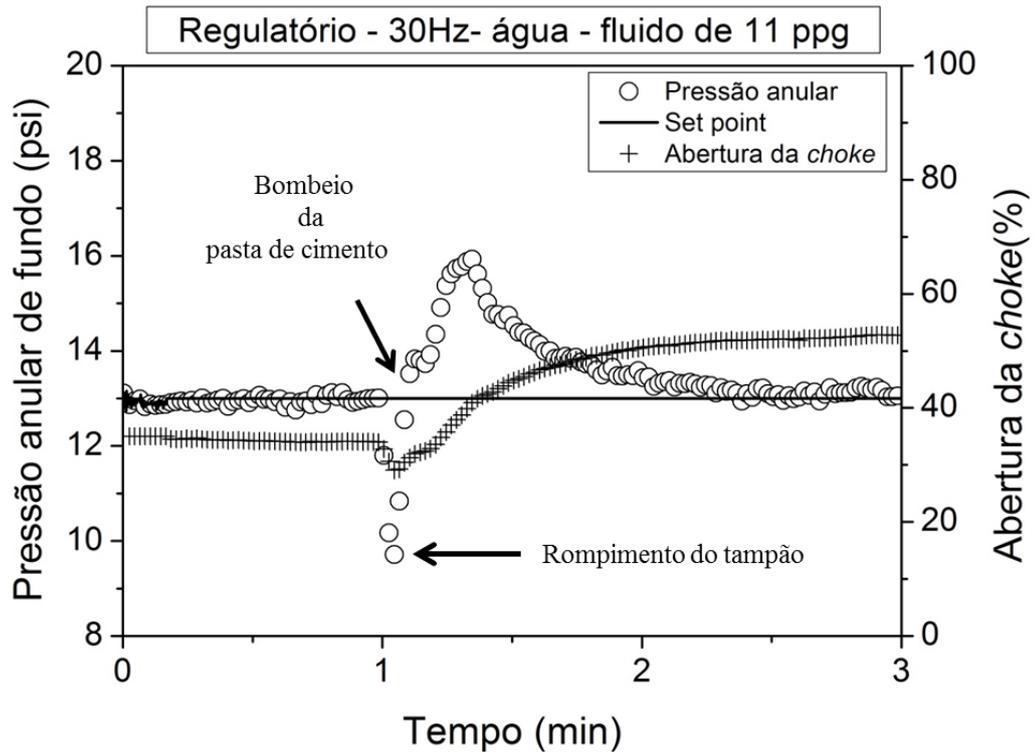


Figura 50 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg, frequência da bomba em 30 Hz e *choke* em 35%.

4.7.2 Perturbação da água para o fluido de 14 ppg

Os parâmetros ganho estacionário e constante do tempo integral, obtidos do ajuste fino, foram implementados no controlador ($K_c = -0,0341$ e $\tau_i = 0,051$). No teste regulatório apresentado pela Figura 51, foi bombeada água com a frequência da bomba em 30 Hz por cerca de um minuto, neste momento implementou-se o rompimento do tampão de fundo, diminuindo-se a frequência da bomba de 30 para 25 Hz, já que no processo de cimentação o tampão de fundo possui uma membrana que impede a passagem da pasta de cimento, o que gera uma queda da pressão na região anular. Em seguida, retornou-se imediatamente a frequência da bomba para 30 Hz, visto que no processo de cimentação a membrana que impede a passagem da pasta para a região anular rompe-se com o acúmulo da pressão no interior do revestimento. Após o rompimento a pasta de cimento é bombeada para a região anular, e neste intervalo entre a queda e o retorno O fluido de 14 ppg simula a densidade da pasta de cimento. Esse procedimento de rompimento do tampão de fundo, utilizando redução da frequência da bomba, foi realizado da mesma forma, para todos os testes regulatórios desta dissertação de mestrado.

Ao se alterar a densidade do fluido de 8 ppg para o fluido de 14 ppg, há um atraso de tempo até que o fluido de 14 ppg percorra toda a unidade e empurre a água, a este atraso de tempo dá-se o nome de tempo morto, que é o tempo necessário para que essa perturbação seja percebida. Observa-se que neste teste ocorreu acúmulo de sólidos.

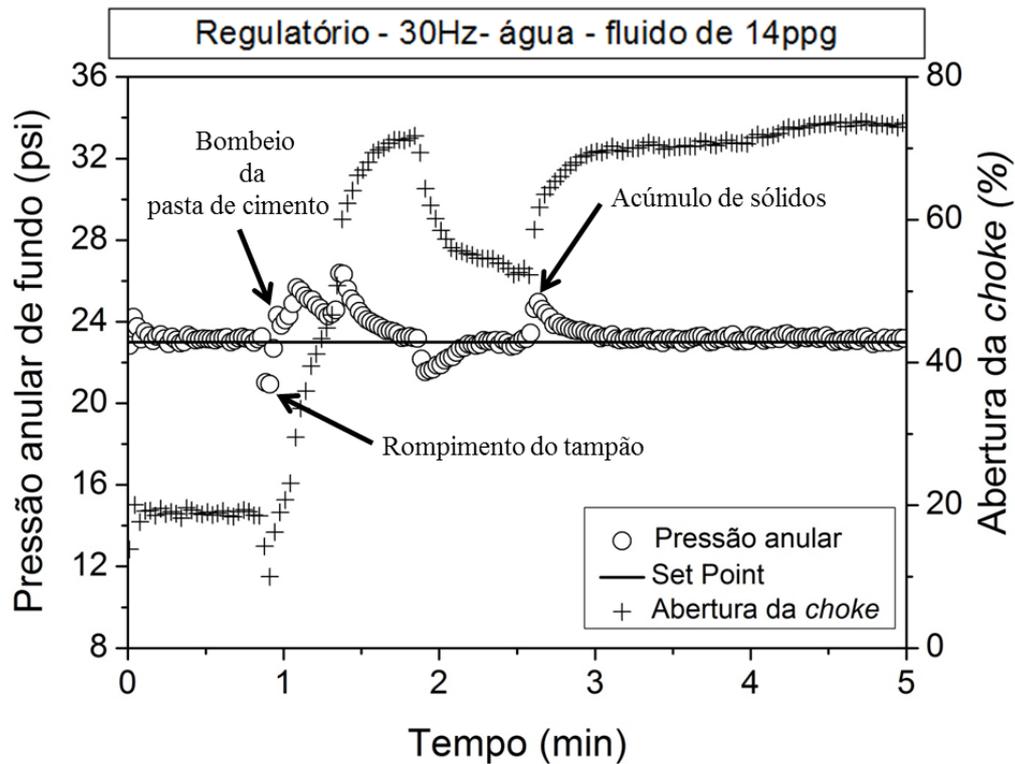


Figura 51 - Teste Regulatório 1, com a perturbação do fluido de 8 para 14 ppg.

Observa-se que o distúrbio na pressão anular de fundo após o bombeio do fluido representando a da pasta de cimento, fluido de 14 ppg, é rejeitado pelo controlador, procedendo-se a manipulação do índice de abertura da válvula *choke*. O distúrbio na forma de injeção do fluido com 14 ppg produz um aumento de hidrostática e por consequência, um aumento da pressão anular de fundo, desse modo, observa-se um aumento no índice de abertura da válvula *choke*, para alívio da pressão anular de fundo.

O controle PI demonstrou ser eficiente para controlar a pressão anular de fundo, frente a distúrbios na densidade, assegurando obediência à janela operacional, além de atuar na rejeição de perturbações não programadas ao longo do processo, como o acúmulo de sólidos, uma perturbação inerentemente aleatória.

A fim de estudar a reprodutibilidade do processo e a eficiência do controlador realizou-se outro teste regulatório, nas mesmas condições do primeiro teste (Figura 52).

O teste experimental revelou que o controlador PI foi eficiente em controlar a pressão anular de fundo, sendo verificada ausência de acúmulo de sólidos.

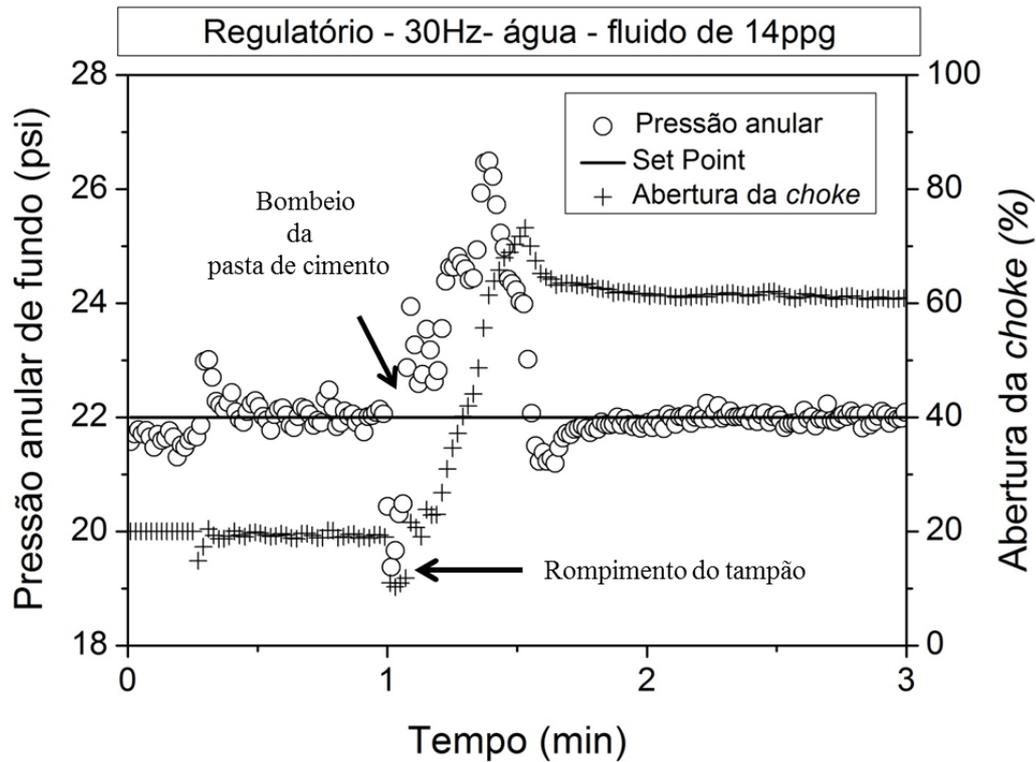


Figura 52 - Teste Regulatório 2, com a perturbação do fluido de 8 para 14 ppg

4.7.3 Perturbação – água para o fluido de 14 ppg sem o tampão de fundo

Estudou-se o comportamento da pressão anular de fundo durante a cimentação de poços de petróleo sem os acessórios de deslocamento dos fluidos (tampões). Este estudo foi realizado em diferentes frequências para o inversor da bomba, sendo a perturbação na forma de mudança do fluido bombeado (água 8 ppg para fluido de 14 ppg). Primeiramente, realizou-se o teste com a frequência da bomba em 30 Hz (*Figura 53 - Teste regulatório, sem o tampão de fundo, com a frequência da bomba em 30 Hz, com a perturbação da água para o fluido de 14 ppg.* Figura 53). Os parâmetros utilizados foram $K_c = -0,015$ e $\tau_i = 0,051$.

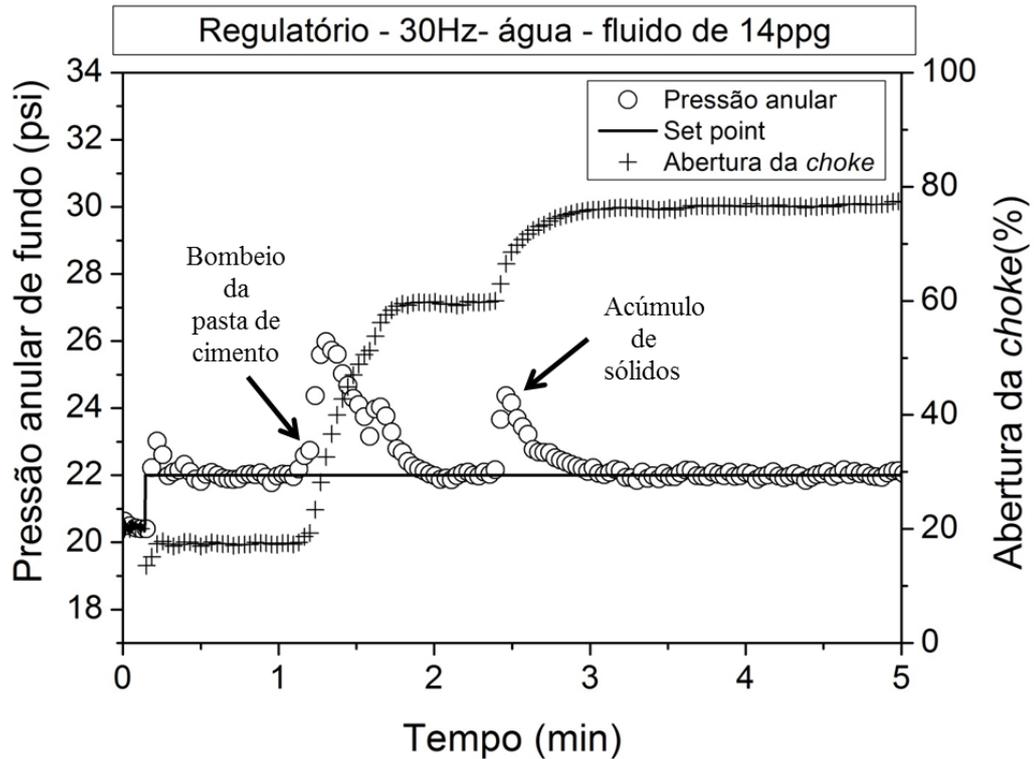


Figura 53 - Teste regulatório, sem o tampão de fundo, com a frequência da bomba em 30 Hz, com a perturbação da água para o fluido de 14 ppg.

No teste com a frequência da bomba em 30 Hz ocorreu acúmulo de sólidos, todavia, este acúmulo foi facilmente controlado e a pressão anular de fundo retornou ao valor do *set point*. Já o teste com a frequência da bomba em 45 Hz (Figura 54) não ocorreu acúmulo de sólidos. O teste com a bomba em 60 Hz (Figura 55) apresentou acúmulo de sólidos, e maiores oscilações em relação às demais frequências da bomba, visto que o aumento da vazão muda o regime de escoamento e aumenta o grau de não linearidade da planta. Foi observado que, o controlador atuou de forma eficaz em todos os testes, mantendo a pressão anular de fundo no *set point*.

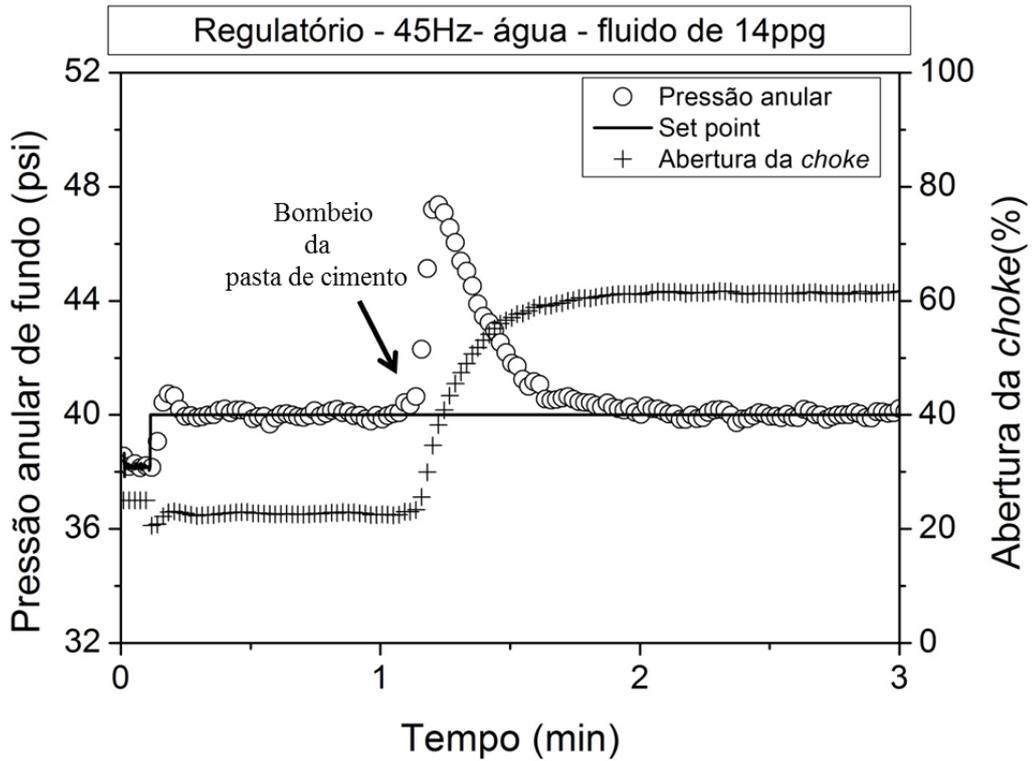


Figura 54 - Teste regulatório, sem o tampão de fundo, com a frequência da bomba em 45 Hz.

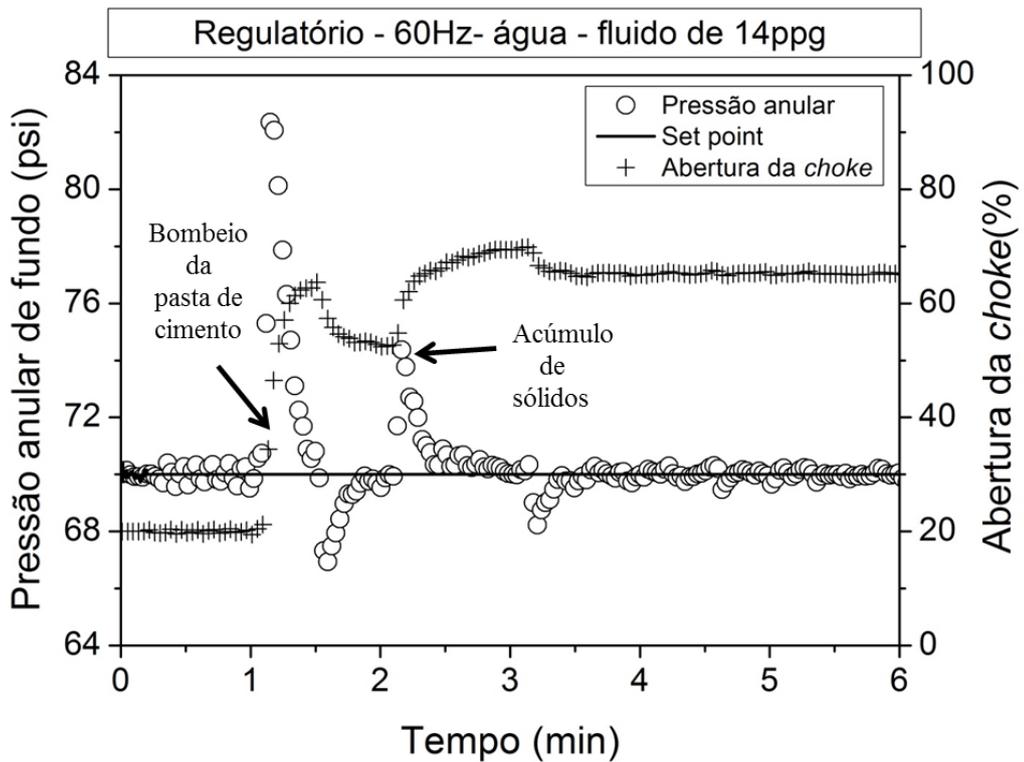


Figura 55 - Teste regulatório, sem o tampão de fundo, com a frequência da bomba em 60 Hz.

4.7.4 Perturbação - fluido de 11 ppg para fluido de 14 ppg

Os fluidos bombeados antes da pasta de cimento possuem inúmeras propriedades e funções, uma destas é de limpar todo o interior do revestimento para facilitar a passagem da pasta de cimento, assim, em algumas situações são bombeados fluidos, antes da pasta de cimento, com densidades maiores do que as do fluido de perfuração, muitas das vezes, os colchões de lavagem que são bombeados antes da pasta de cimento chegam a atingir densidades superiores a de 11 ppg. Logo, foi realizado um teste regulatório retratando esta situação.

Neste teste, bombeou-se o fluido de 11 ppg durante cerca de 1 minuto, após esse tempo, implementou-se o rompimento do tampão e mudou-se o bombeio para o fluido de 14 ppg (Figura 56). Os valores do ganho estacionário e do tempo integral foram de $K_c = -0,01$ e $\tau_i = 0,061$. O controlador atuou de forma eficiente mantendo a pressão anular de fundo no *set point*.

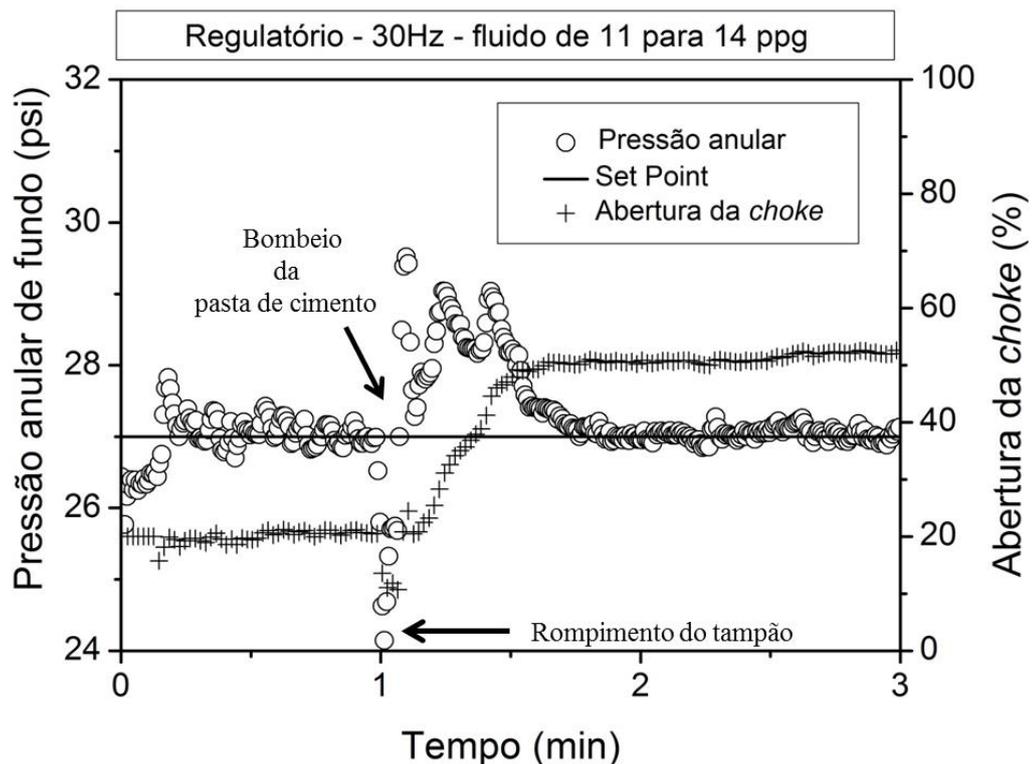


Figura 56 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 11 para 14 ppg, com a frequência da bomba em 30 Hz e *choke* em 20%.

Também foi realizado este teste inicializando-se o índice de abertura da válvula *choke* em 25% no momento inicial do teste (Figura 57). Não foi observado nenhuma

mudança na eficiência do controlador ou qualquer outra interferência no controle da pressão anular de fundo.

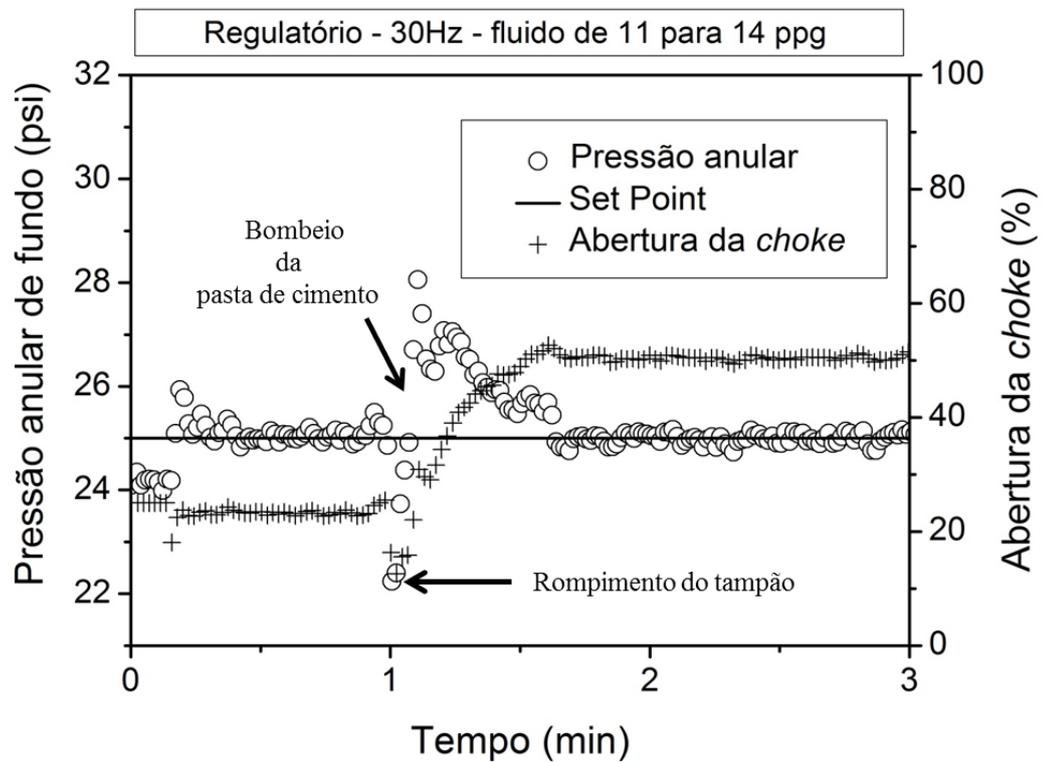


Figura 57 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 11 para 14 ppg, com a frequência da bomba em 30 Hz e choke em 25%.

4.7.5 Perturbação - água para o fluido de 11 ppg com perda de circulação e *kick* de gás

Com o avanço da tecnologia em perfuração de poços, perfuram-se atualmente poços com elevadas profundidades e com janelas operacionais bastante estreitas. Estes poços, muitas das vezes, no passado, não poderiam ser perfurados devido ao pequeno intervalo de operação, entre a pressão de poros e de fratura, o mesmo ocorrendo para a operação de cimentação, uma vez que a extrapolação da janela operacional ocasiona os fenômenos de perda de circulação e *kick*. Admitindo-se que a pressão de poros do reservatório e a pressão de fratura são conhecidas, durante o processo de cimentação, define-se a janela operacional. Para uma profundidade fixa, a altura da pasta de cimento no anular afeta a pressão hidrostática e a reologia dos fluidos afeta as perdas por atrito, que compõem a pressão anular de fundo.

Para análise do comportamento do processo foi implementado um teste experimental de cimentação em malha aberta em que os limites da janela operacional são ultrapassados (Figura 58). Neste teste ocorre o bombeio de água, seguido de rompimento do tampão de fundo e injeção de fluido de 11 ppg (pasta de cimento). No experimento, admite-se que há perda de circulação, em virtude de a pressão anular de fundo ultrapassar a pressão de fratura, produzindo severas perdas para as fraturas. Este distúrbio produziu redução da pressão hidrostática, que reduziu a pressão anular de fundo abaixo da pressão de poros, gerando um *kick*.

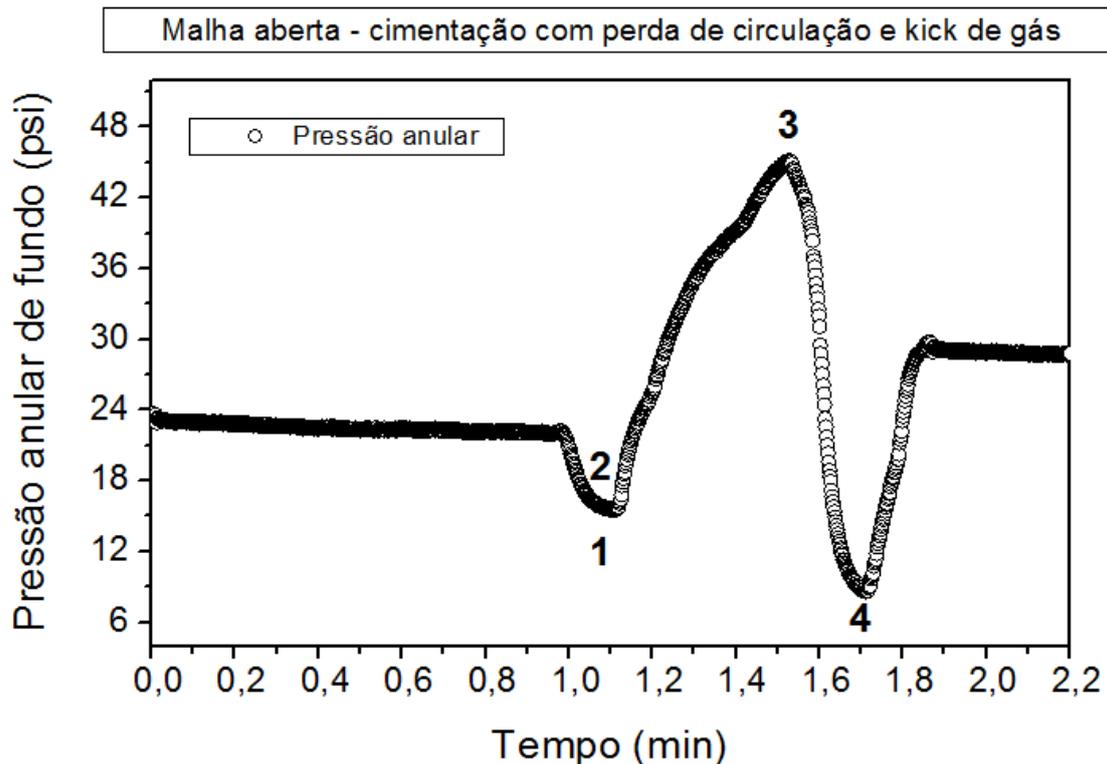


Figura 58 – Cimentação de poços, em malha aberta, com perda de circulação seguida de *kick* de gás.

Na Figura 58 observam-se os seguintes fatos:

- 1 – Rompimento do tampão de fundo
- 2 – Bombeio da pasta de cimento
- 3 – A pressão atinge a pressão de fratura e ocorre a perda de circulação
- 4 – A pressão atinge a pressão de poros e ocorre um *Kick*

O rompimento do tampão foi implementado reduzindo-se a frequência da bomba (1), em seguida mudou-se o fluido bombeado de água para o fluido de 11 ppg (2), a perda de circulação foi viabilizada reduzindo-se a frequência da bomba (3) admite-se que a pressão anular de fundo ultrapassou a pressão de fratura. Há queda da pressão anular de fundo, e admite-se que em (4) há um *kick* de gás em virtude de a pressão anular de fundo estar abaixo da pressão de poros. O *kick* de gás foi implementado injetando-se um volume conhecido de gás do tanque reservatório.

Utilizando $K_c = -0,01$ (ganho estacionário) e $\tau_i = 0,061$ o tempo integral, realizou-se o teste regulatório com as mesmas condições do teste em malha aberta (Figura 59).

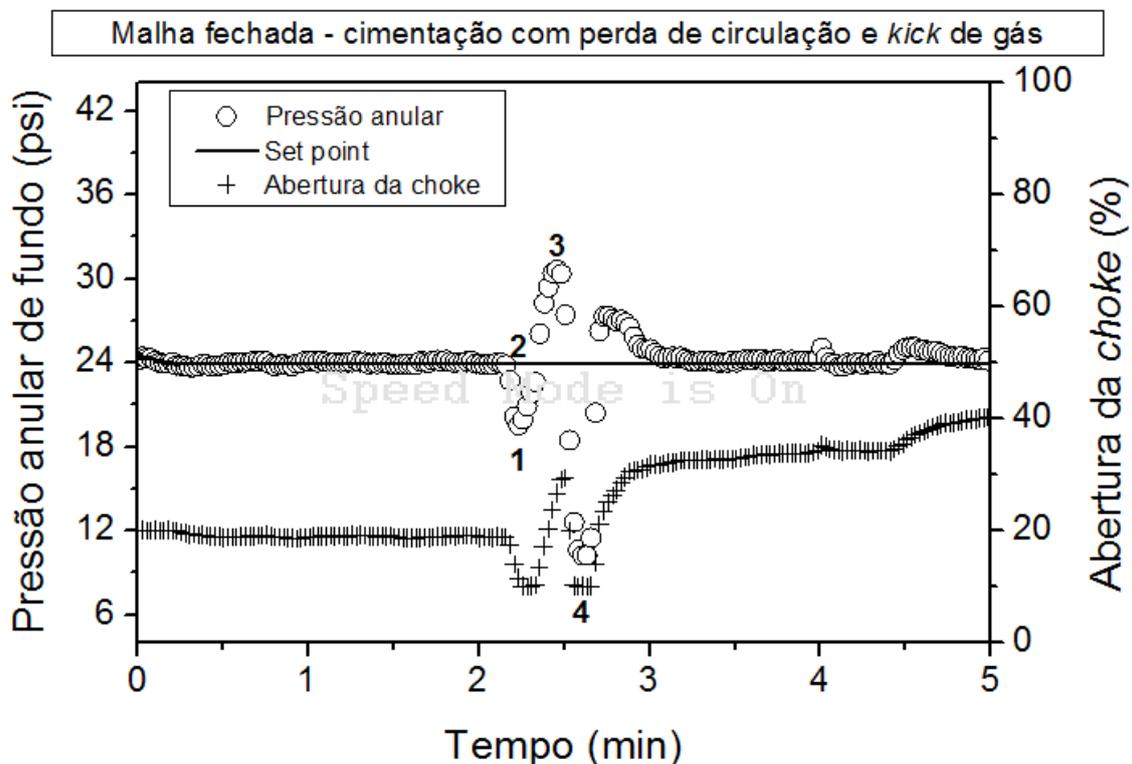


Figura 59 – Cimentação de poços, em malha fechada, com perda de circulação seguida de kick de gás.

As magnitudes de variação da pressão anular de fundo foram significativamente reduzidas no teste de controle do tipo regulatório, quando comparadas com o teste em malha aberta, essa redução é de grande importância para a operação de cimentação, visto que o uso desta estratégia de controle, utilizando a válvula *choke* como variável manipulada, atua de forma rápida a partir do momento que a perturbação do *set point* é percebida, controlando a pressão anular de fundo no valor estipulado do *set point*.

As perturbações da mudança do fluido bombeado, modificações na frequência da bomba e entrada de gás, apesar de acontecerem muitas das vezes de forma simultânea, não gerou grandes variações da pressão anular de fundo e o controlador rejeitou todas as perturbações.

CAPITULO V

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Com a finalidade de estudar o comportamento e propor uma estratégia de controle para a pressão anular de fundo foi construída uma unidade experimental que retrata o processo de cimentação de poços e os seus principais fenômenos.

A unidade dispõe de sensores em linha de densidade, vazão e pressão. Há um sistema de injeção de gás, na região anular, viabilizando o fenômeno de *kick*, através do tanque de pressão, que representa o reservatório de óleo e gás, isto é, a pressão de poros do reservatório.

Foram implementados dois tipos de perturbação do tipo degrau através da diferença de densidade e do índice da abertura da válvula *choke*. Estes testes revelaram que a planta apresentava natureza não linear, requerendo assim à identificação do sistema em diferentes níveis operacionais, viabilizando, então, a implementação de esquemas de controle *feedback* clássico PI com ganho ajustável.

Para a estimação dos parâmetros da planta foi utilizado o método proposto por Sundaesan & Krishnaswamy (1977), já para os cálculos dos parâmetros do controlador foram utilizados os métodos de Ziegler & Nichols (1942) e Cohen-Coon (1953), que serviram de guia para o cálculo do ajuste fino para implementação em campo de testes servo e regulador.

Dos testes de controle do tipo servo, evidenciou-se que os parâmetros calculados para os fluidos de 11 e 14 ppg quase não precisaram de ajuste fino. Dos testes de controle do tipo regulatório foi possível retratar com clareza todas as etapas do processo de cimentação, além de reproduzir variados cenários dos tipos de cimentação. Em todos os tipos de cimentação retratada a ação do controlador foi bem sucedida, mantendo a pressão anular de fundo no valor do *set point*, mesmo na presença de perturbação aleatória (acúmulo de sólidos), perda de circulação e *kick*.

Com relação a trabalhos futuros podem ser implementadas modificações na unidade experimental para viabilização de uso de mais três fluidos, instalação de transdutores de pressão em mais pontos ao longo do anular, para controlar a pressão anular nestes pontos especiais.

Recomenda-se o estudo da pressão anular de fundo com o distúrbio de parada da bomba, como na unidade experimental o principal contribuinte são as perdas por atrito e

não a hidrostática, a parada da bomba apresentaria um severo distúrbio, logo para este estudo recomenda-se aprimorar a unidade de modo a simular a hidrostática do poço real, aumentando o comprimento do anular.

Recomenda-se ainda o estudo de outras estratégias de controle como, por exemplo, controle com compensação de tempo morto, reconfiguração de controle e etc, para fins de comparação com a estratégia de controle clássico implementada nesta dissertação de mestrado.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDREJ, L.T.O.K. *Técnicas de perfuração com gerenciamento de pressão aplicáveis aos reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro*. Monografia em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Março de 2014.

ASLAN, J F. Aspectos de Segurança na Cimentação de Poços de Petróleo. Artigo Técnico – Petrobras. 2016

ARAUJO FILHO, Romero Gomes da Silva. *Desenvolvimento de sistemas de pastas leves para aplicação em cimentação de poços petrolíferos com baixo gradiente de fratura*. 2012. 133 f. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

BACKE, K. R.; LILE, O. B.; LYOMOV, S. K.; ELVEBAKK, H.; SKALLE, P. Characterizing Curing-Cement Slurries by Permeability, Tensile Strength, and Shrinkage. *SPE Drill. & Completion*, v. 14 no 3, 1999.

BEZERRA, U. T. *Compósitos Portland-Biopolímero para Cimentação de Poços de Petróleo*. Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Ciência e Engenharia de Materiais – UFRN, 2006.

Brendon Tan, James Gillies, and Aizat Noh, Halliburton; Khairul Anwar Mohamed, Farid Wahid, Willy Bordessoules, and Pankaj Jain, PETRONAS– “Managed Pressure Cementing Enables Offshore Operator to Reach TD in Narrow Margin Ultra-HP/HT Well in Malaysia” - *SPE/IADC-173041-MS*. 17-19. Londres, Março de 2015

COHEN, G.H.; COON, G.A. “**Theoretical considerations of retarded control**”. *Transactions of the ASME*, jul. 1953.

COKER, I. C., “Managed Pressure Drilling Index”, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, Maio de 2004.

COSTA, J.C.C. *Cimentação de poços de petróleo*. Monografia em Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo, Universidade Federal Fluminense (UFF), Macaé, RJ, 2004.

FILHO, R.G.S.A. *Desenvolvimento de sistemas de pastas leves para aplicação em cimentação de poços petrolíferos com baixo gradiente de fratura*. Dissertação (Mestrado em Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias Regionais) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Natal, 2012.

FOX, R. W., McDONALD, A. T., PRITCHARD, P. J. “Introduction to Fluid Mechanics”, Six Edition, John Wiley & Sons Inc, 2004.

FREITAS, M. G., *Controle da pressão anular de fundo durante a perfuração de poços de petróleo*, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química/ UFRRJ, Seropédica, 2013.

GODHAVN J. M.; SPE, STATOILHYDRO ASA. Control Requirements for HighEnd Automatic MPD Operations. Inc. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands. SPE 119442, 2009. 1 – 15p

GRACE, R. D., ***Blowout and Well Control Handbook***, Elsevier Science, 2003.

HALLIBURTON COMPANY, Cimentação (apostila), Mossoró, RN. p.120. 1998

Jose Antonio Balanza, Luis Carlos Justiniano, and Isabel Poletzky, Halliburton. “Implementation of Managed Pressure Casing Drilling and Managed Pressure Cementing Techniques in Unconventional Reservoirs’- **SPE/IADC-173080-MS** - Londres, Março de 2015.

KAASA, O-G. A Simple Dynamic Modelo of Drilling for Control. **Technical Report**. StatoilHydro Reserch Centre Porsgrunn, 2007.

KERSHENBAUM L. S.; FORTESCUE. **Implementation of on-line control in chemical process plants**. Automatica, Vol 17, No. 6 pp. 777-778, 1981.

MITCHELL, R. F., MISKA, S. Z., Fundamentals of Drilling Engineering. 1e, Richardson, Society of Petroleum Engineers, 2011

MACHADO, J.C.V, Reologia e escoamento de fluidos: ênfase na indústria do Petróleo . Editora Interciência, Petrobras, Rio de Janeiro, 2002.

Manoel Ivany de Queiroz Júnior. Avaliação da adição de Nanosílica e silicato de sódio em pastas de cimento para poços de petróleo com baixo gradiente de fratura. Mestrado, UFRN, Maio de 2013. – **fazer a referencia**

MARINHO, E. P. M. *Desenvolvimento de pastas geopoliméricas para cimentação de poços de petróleo*. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia dos Materiais) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia de Materiais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2004.

NYGAARD, G.; NAEVDAL, G., Nonlinear model predictive control scheme for stabilizing annulus pressure during oil well drilling, **J. of Process Control**, v. 16, p. 719-732, 2006.

NELSON, E.B., Well cementing, Saint-Etienne: Schlumberger Educational Services, 1990.

NELSON, Erik B.; Guillot, Dominique. Well Cementing. Second Edition. Sugar Lands: Schlumberger, 2006.

NÓBREGA, A.K.C. *Formulações de pastas cimentícias com adição de suspensões de quitosana para cimentação de poços de petróleo*. Doutorado em Ciências e Engenharia de Materiais, Universidade Federal do Rio Grande do Norte(UFRN), Natal,RN, 2009.

PATRICIO, R. *Estudos de controle na perfuração de poços de petróleo em presença de kick de gás*. Dissertação de Mestrado Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química/ UFRRJ. Seropédica, 2016.

PELIPENKO, S.; FRIGAARD, I.A. Mud removal and cement placement during primary cementing of an oil well. *Journal of Engineering Mathematics*, v. 48, p.1-26, 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.

ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T., **Projeto de poços de petróleo: Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimento**, 2º ed., Interciência, Rio de Janeiro, 2009.

RUSSANO, E. *Controle de perda de circulação durante a perfuração de poços de petróleo*. Dissertação de Mestrado Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química/ UFRRJ. Seropédica, 2014.

SANTOS, O. L. A., **Segurança de poço na perfuração**, Edgar Blücher, São Paulo, 2014.

SANTOS J. B. F. *Modificações morfológicas e estruturais de pastas de cimento aditivadas com termofixos a base de epóxi para utilização em poços de petróleo*. Dissertação (Mestrado em Física), Universidade Federal de Sergipe, Sergipe, 2006.

SEBORG, D. E.; EDGARD T. F.; MELLICHAMP, D. A. **Process dynamics and control**. 2nd ed. New York: John Wiley & Sons, 1989

SUNDARESAN, K. R.; KRISHNASWAMY, P. R. **Estimation of time delay time constant parameters in time, frequency and Laplace domains**. *Can J. Chem. Eng.*, 1977.

THOMAS, J.E. **Fundamentos de engenharia do petróleo**, Editora Interciência. Petrobrás, Rio de Janeiro, 2001.

THOMAS, J. E., **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**, 2° ed., Interciência, 2004

VIEIRA, F. R. B., *Controle da pressão anular de fundo durante a perfuração de poços de petróleo - rejeição de perturbação: kick de líquido*. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química/ UFRRJ. Seropédica, 2009.

ZIEGLER, J.B.; NICHOLS, N.B. **Optimum settings for automatic controllers**. ASME Transactions, Vol. 64, 1942.

ZHOU, J.; NYGAARD, G., Automatic model-based control scheme for stabilizing pressure during dual-gradient drilling, **J of Process Control**, v. 21, p. 1138–1147, 2011.

ZHOU, J.; STAMNES, Ø. N.; AAMO, O. M; KAASA, G., Switched Control for Pressure Regulation and *Kick* Attenuation in a Managed Pressure Drilling System, **IEEE Transactions on control systems technology**, v. 19, n. 2, 2011.

SMITH, R. C.: “ Successful Primary Cementing Can Be a Reality,”JPT (Nov.1984) 1851-1858.

SMITH, D.K.: Cementing, Monograph Series, SPE, Dallas(1987).

SMITH, T. R.: “Cementing Displacement Practices: Application in the Field,” paper SPE/IADC 18167.1989

CAPÍTULO IV

7. ANEXOS

ANEXO A – Teste de não linearidade para a perturbação na densidade.

Neste anexo, são apresentados os testes de não linearidade para a perturbação na densidade dos fluidos, nas frequências da bomba em 45 e 60 Hz e com a válvula *choke* constante em cada teste 95, 75, 55 e 35%.

O teste foi executado em triplicata, aplicando-se perturbações degrau positivo e negativo de mesma magnitude na densidade dos fluidos, e foi avaliada a resposta do sistema através da pressão anular de fundo (variável de saída). O sistema é linear quando a respostas aos degraus positivo e negativo são de mesma forma e magnitude. Os testes (Figura 60 e 61) utilizaram a abertura da válvula *choke* em 95, 75, 55 e 35% e degraus de ± 3 de magnitude (de 11 para 14 ppg e de 11 para 8 ppg) em diversos estados operacionais (45 e 60 Hz).

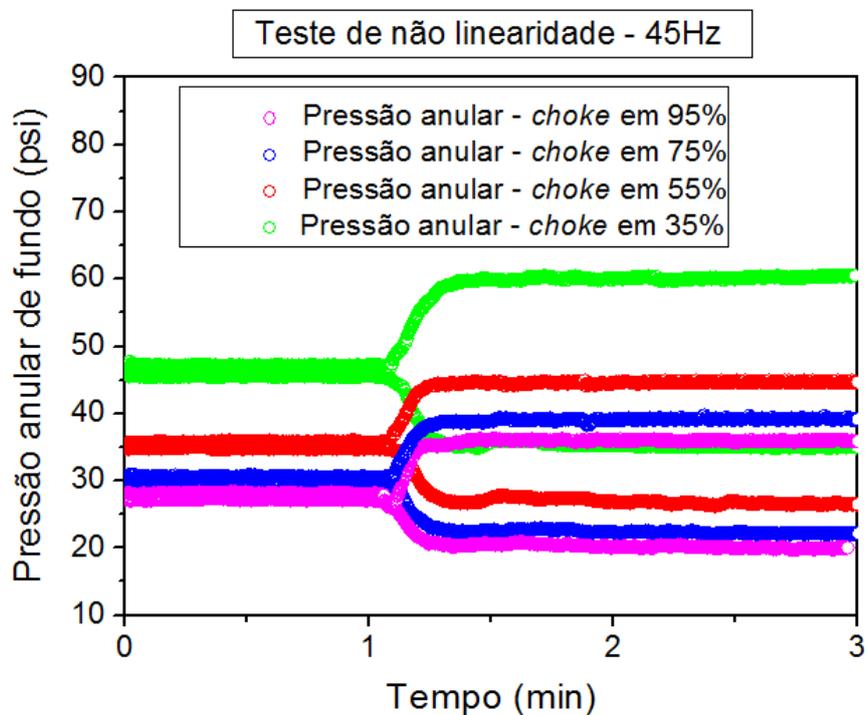


Figura 60- Testes de não linearidade para a bomba em 45 Hz

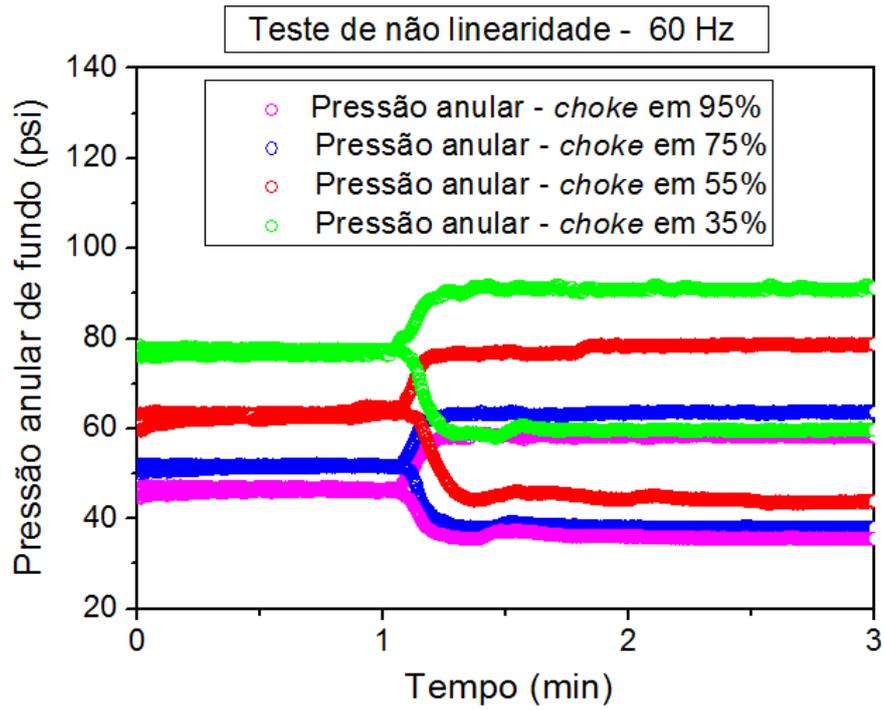


Figura 61 - Testes de não linearidade para a bomba em 60 Hz

ANEXO B

Neste anexo, são apresentados os parâmetros do sistema e do controlador PI, para o fluido de 11 ppg, com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke*.

Tabela 3 - Tabela dos parâmetros – testes da curva de reação, com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke* para o fluido de 11 ppg. Fonte: o Autor

Bomba	Choke	Bu	M	K	t1(min)	t2(min)	td(min)	T(min)	S	ZN_PI_Kc	ZN_PI_Ti	CC_PI_Kc	CC_PI_Ti
30 Hz	95 - 75%	0,831252	-0,2	-4,156262	0,031577	0,049912	0,026575	0,012285	67,664538	-0,100101	0,088495	-0,120151	0,018554
	95 - 55%	5,903068	-0,4	-14,75767	0,027897	0,06225	0,018203	0,023048	256,65	-0,077068	0,02606	-0,08286	0,017256
	95 - 35%	8,970202	-0,6	-14,95034	0,036684	0,082914	0,023645	0,030974	289,60627	-0,078859	0,078737	-0,084433	0,0237629
40 Hz	95 - 75%	3,071748	-0,2	-15,35874	0,020064	0,04732	0,0124	0,023	133,5521	-0,108693	0,009859	-0,114117	0,0198182
	95 - 55%	8,961853	-0,4	-22,40463	0,023698	0,062045	0,012815	0,025692	348,8148	-0,080539	0,042672	-0,084258	0,02127
	95 - 35%	13,548817	-0,6	-22,58136	0,032102	0,077465	0,019268	0,030393	445,78671	-0,062867	0,064163	-0,066558	0,028354
45 Hz	95 - 75%	1,404737	-0,2	-7,023686	0,028876	0,052941	0,022185	0,016124	87,122223	-0,093127	0,073877	-0,104992	0,020733
	95 - 55%	5,851131	-0,4	-14,62783	0,035962	0,079073	0,02382	0,028884	202,573	-0,074608	0,079319	-0,080305	0,030342
	95 - 35%	16,099507	-0,6	-26,83251	0,031784	0,075471	0,019433	0,02927	550,0316	-0,05052	0,064712	-0,053626	0,027906
50 Hz	95 - 75%	2,355708	-0,2	-11,77854	0,0273	0,073363	0,014214	0,030863	76,329144	-0,165905	0,047333	-0,17298	0,024494
	95 - 55%	8,024629	-0,4	-20,06157	0,03395	0,077331	0,021709	0,029065	276,09391	-0,060062	0,072293	-0,064215	0,029239
	95 - 35%	19,279128	-0,6	-32,13188	0,034346	0,073529	0,023326	0,026253	734,37005	-0,031523	0,077677	-0,034117	0,028463
60 Hz	95 - 75%	3,409856	-0,2	-17,04928	0,021505	0,05357	0,012422	0,021483	158,72301	-0,091295	0,041365	-0,096182	0,019169
	95 - 55%	11,613866	-0,4	-29,03467	0,027587	0,065254	0,01694	0,025237	460,19485	-0,04618	0,056409	-0,04905	0,024183
	95 - 35%	24,041807	-0,6	-40,06968	0,041094	0,08585	0,028525	0,029987	801,7499	-0,023612	0,094989	-0,025691	0,03344

Legenda: PI – Proporcional integral; Kc – Ganho para o controlador PI; Ti – Parâmetro de tempo para controlador PI; ZN – Ziegler-Nichols; CC – Cohen-Coon e td – atraso.

ANEXO C - Curva de reação para o fluido de 11 ppg – Perturbação no índice de abertura da válvula *choke*.

Neste anexo, são apresentados os testes de curva de reação para o fluido de 11 ppg, nas frequências da bomba em 40, 45, 50 e 60 Hz (Figura 62), com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke*. A planta foi identificada usando o método de Sundaresan e Krishnaswamy (1977), utilizando uma função de transferência de primeira ordem com atraso.

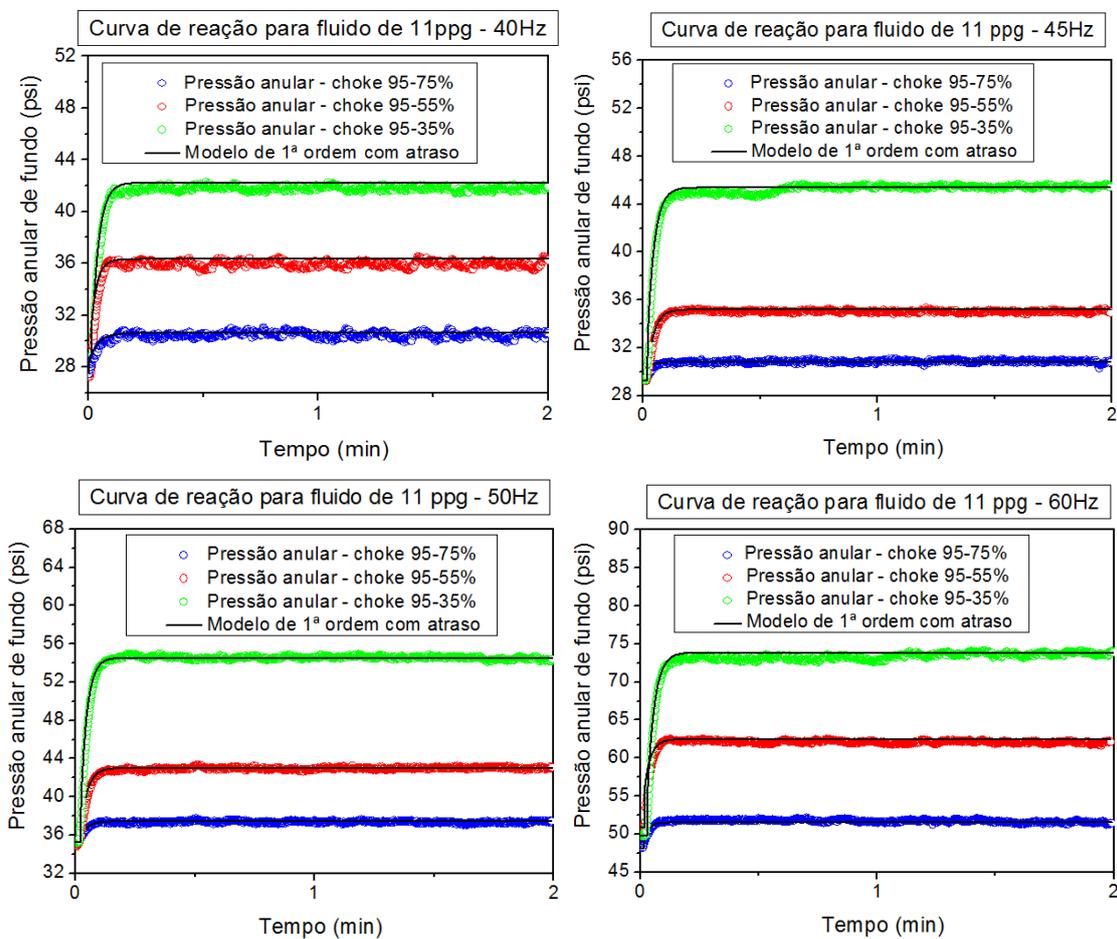


Figura 62 - Curva de reação com o modelo de 1ª ordem com atraso para o fluido de 11 ppg em 40, 45, 50 e 60 Hz.

ANEXO D – Curva de reação para o fluido de 14 ppg – Perturbação no índice de abertura da válvula *choke*.

Neste anexo, são apresentados os testes de curva de reação para o fluido de 14 ppg, nas frequências da bomba em 40 45, 50 e 60 Hz (Figura 63), com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke*. A planta foi identificada usando o método de Sundaesan e Krishnaswamy (1977), utilizando uma função de transferência de primeira ordem com atraso.

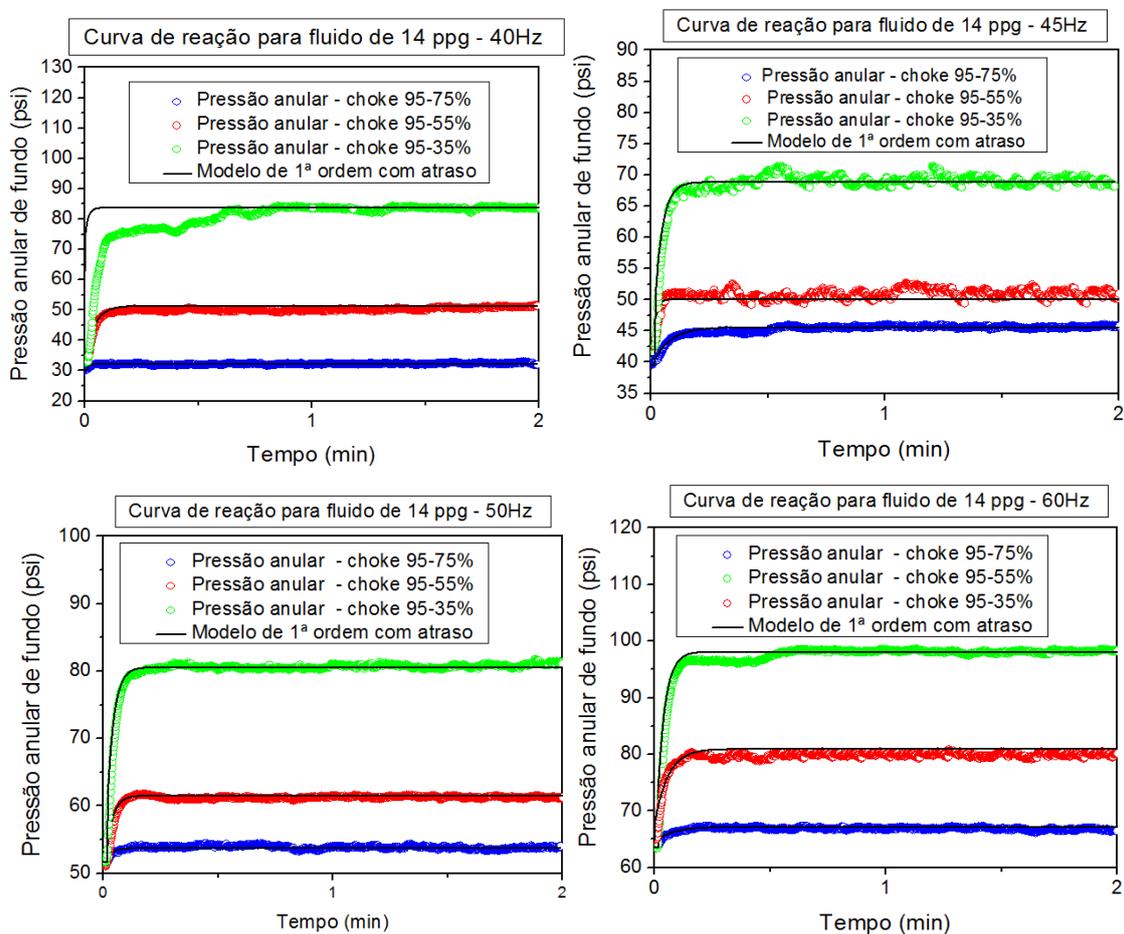


Figura 63 - Curva de reação com o modelo de 1ª ordem com atraso para o fluido de 14 ppg em 40, 45, 50 e 60 Hz.

ANEXO E

Neste anexo, são apresentados os parâmetros do sistema e do controlador PI, para o fluido de 14 ppg, com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke*.

Tabela 4 - Tabela dos parâmetros - testes da curva de reação, com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke*, para o fluido de 14 ppg. Fonte: O autor.

Bomba	Choke	Bu	M	K	t1(min)	t2(min)	td(min)	T(min)	S	ZN_PI_Kc	ZN_PI_Ti	CC_PI_Kc	CC_PI_Ti
30 Hz	95 - 75%	1,459463	-0,2	-7,297314	0,040785	0,0541	0,037332	0,008921	163,605278	-0,029471	0,124315	-0,040891	0,017138
	95 - 55%	4,698218	-0,4	-11,745545	0,02821	0,063757	0,018184	0,023816	197,271667	-0,100357	0,060553	-0,107452	0,024193
	95 - 35%	15,582811	-0,6	-25,971352	0,035013	0,104069	0,015336	0,046268	336,795405	-0,104545	0,05107	-0,107754	0,030413
40 Hz	95 - 75%	2,054581	-0,2	-10,272905	0,019135	0,042683	0,012498	0,015777	130,226681	-0,110597	0,041617	-0,118709	0,016288
	95 - 55%	18,623838	-0,4	-46,559595	0,0283	0,090552	0,01053	0,041709	446,519947	-0,076564	0,035066	-0,078354	0,023053
	95 - 35%	50,912366	-0,6	-84,853943	0,038105	0,10197	0,01997	0,04279	1189,822	0,02273	-0,0665	0,0237	0,0342
45 Hz	95 - 75%	6,044768	-0,2	-30,223838	0,046454	0,154754	0,015512	0,072561	83,306252	-0,139296	0,051654	-0,142053	0,035803
	95 - 55%	10,003323	-0,4	-25,008307	0,021724	0,044227	0,015416	0,015076	663,507405	-0,035195	0,051336	-0,038527	0,017309
	95 - 35%	27,83149	-0,6	-46,385816	0,032249	0,080787	0,018496	0,03252	855,814386	-0,034115	0,061591	-0,035911	0,028782
50 Hz	95 - 75%	2,29315	-0,2	-11,465752	0,030945	0,073088	0,01903	0,02824	69,646044	-0,13681	0,039802	-0,223496	0,022853
	95 - 55%	10,335495	-0,4	-25,838738	0,032769	0,07473	0,020928	0,028114	367,63102	-0,046791	0,069691	-0,050016	0,028239
	95 - 35%	28,89615	-0,6	-48,160251	0,031445	0,074545	0,01926	0,028877	1000,65854	-0,028019	0,064136	-0,029749	0,02759
60 Hz	95 - 75%	3,064536	-0,2	-15,322681	0,035796	0,114386	0,0134	0,0527	58,1499	-0,231	0,0446	-0,2364	0,02486
	95 - 55%	16,059591	-0,4	-40,148978	0,027396	0,081278	0,012	0,0361	444,87	-0,0674	0,03996	-0,30695	0,0237706
	95 - 35%	34,576837	-0,6	-57,628062	0,031539	0,039691	0,017891	0,032262	1071,755883	-0,028163	0,059576	-0,029609	0,028196

Legenda: PI – Proporcional integral; Kc – Ganho para o controlador PI; Ti – Parâmetro de tempo para controlador PI; ZN – Ziegler-Nichols; CC – Cohen-Coon e td – atraso

ANEXO F – Curva de reação para a água 8 ppg – Perturbação no índice de abertura da válvula *choke*.

Neste anexo, são apresentados os testes de curva de reação para a água, nas frequências da bomba em 40 45, 50 e 60 Hz (Figura 64), com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke*. A planta foi identificada usando o método de Sundaresan e Krishnaswamy (1977), utilizando uma função de transferência de primeira ordem com atraso.

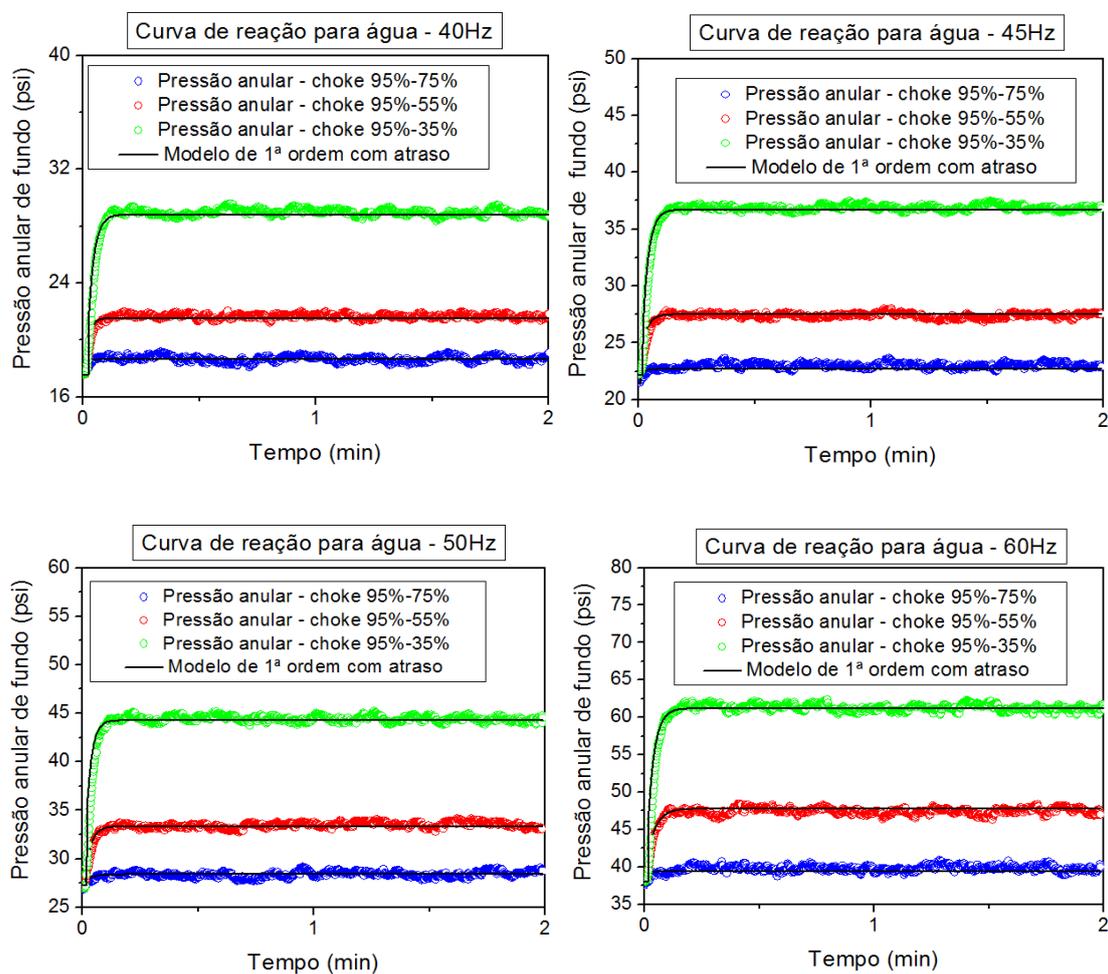


Figura 64 - Curva de reação com o modelo de 1ª ordem com atraso para a água (8 ppg) em 40, 45, 50 e 60 Hz.

ANEXO G

Neste anexo, são apresentados os parâmetros do sistema e do controlador PI, para a água, com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke*.

Tabela 5 - Tabela dos parâmetros - testes da curva de reação, com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke*, para a água 8 ppg.

Fonte: o Autor

Bomba	Choke	Bu	M	K	t1(min)	t2(min)	td(min)	T(min)	S	ZN_PI_Kc	ZN_PI_Ti	CC_PI_Kc	CC_PI_Ti
30 Hz	95 - 75%	1,018584	-0,2	-5,092918	0,034603	0,057845	0,028209	0,015572	65,410591	-0,097551	0,093937	-0,113914	0,0221
	95 - 55%	2,337603	-0,4	-5,844008	0,031386	0,070274	0,020423	0,026055	89,719405	-0,196473	0,068008	-0,210732	0,026774
	95 - 35%	6,50758	-0,6	-10,845967	0,038436	0,080937	0,026494	0,028476	228,527743	-0,089187	0,088226	-0,09687	0,031468
40 Hz	95 - 75%	0,777601	-0,2	-3,888004	0,025463	0,043273	0,020553	0,011932	65,166677	-0,134394	0,06844	-0,155827	0,016635
	95 - 55%	3,933204	-0,4	-9,83301	0,024895	0,054488	0,016562	0,019827	198,374731	-0,109573	0,055152	-0,118048	0,020943
	95 - 35%	11,236747	-0,6	-18,727912	0,035428	0,073114	0,024853	0,02525	445,020448	-0,048825	0,08276	-0,053274	0,02855
45 Hz	95 - 75%	1,177329	-0,2	-5,886647	0,017529	0,039253	0,011405	0,014555	80,888823	-0,195118	0,037978	-0,209274	0,014955
	95 - 55%	4,850254	-0,4	-12,125634	0,027645	0,06457	0,017213	0,024739	196,053844	-0,106674	0,057321	-0,113547	0,024103
	95 - 35%	14,519218	-0,6	-24,198697	0,030604	0,069124	0,019739	0,025808	562,576947	-0,048628	0,065731	-0,052071	0,026237
50 Hz	95 - 75%	1,615525	-0,2	-8,077625	0,015652	0,059452	0,003107	0,029346	55,050951	-1,052372	0,010346	-1,062689	0,008473
	95 - 55%	6,161914	-0,4	-15,404786	0,026115	0,065373	0,014992	0,026303	234,270763	-0,102503	0,049922	-0,107913	0,023304
	95 - 35%	17,012367	-0,6	-28,353945	0,028953	0,062063	0,01964	0,022184	766,872586	-0,035853	0,065402	-0,038792	0,024016
60 Hz	95 - 75%	1,799379	-0,2	-8,996893	0,019881	0,038414	0,014705	0,012417	144,909849	-0,084472	0,048967	-0,093734	0,015095
	95 - 55%	9,433298	-0,4	-23,583245	0,026682	0,081807	0,010963	0,036934	255,410855	-0,12857	0,036506	-0,132104	0,022673
	95 - 35%	25,914124	-0,6	-43,190207	0,032028	0,099315	0,012836	0,045082	574,82047	-0,073189	0,042742	-0,075119	0,026951

Legenda: PI – Proporcional integral; Kc – Ganho para o controlador PI; Ti – Parâmetro de tempo para controlador PI; ZN – Ziegler-Nichols; CC – Cohen-Coon e td – atraso.

ANEXO H – Curva de reação– Perturbação na densidade.

Neste anexo, são apresentados os testes de curva de reação nas frequências da bomba em 30, 45 e 60 Hz (Figura 65), com a perturbação na densidade dos fluidos (8 ppg para 11 ppg). A planta foi identificada usando o método de Sundaesan e Krishnaswamy (1977), utilizando uma função de transferência de primeira ordem com atraso.

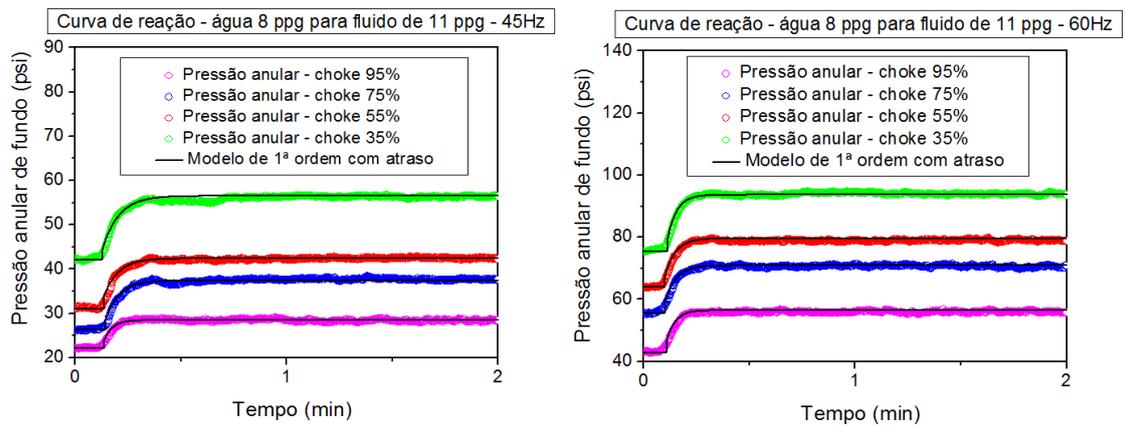


Figura 65 - Curva de reação com a perturbação na densidade de magnitude 3, para a bomba em 45 e 60 Hz.

ANEXO I– Curva de reação– Perturbação na densidade.

Neste anexo, são apresentados os testes de curva de reação nas frequências da bomba em 30, 45 e 60 Hz, com a perturbação na densidade dos fluidos (8 ppg para 14 ppg), Figura 66. A planta foi identificada usando o método de Sundaresan e Krishnaswamy (1977), utilizando uma função de transferência de primeira ordem com atraso.

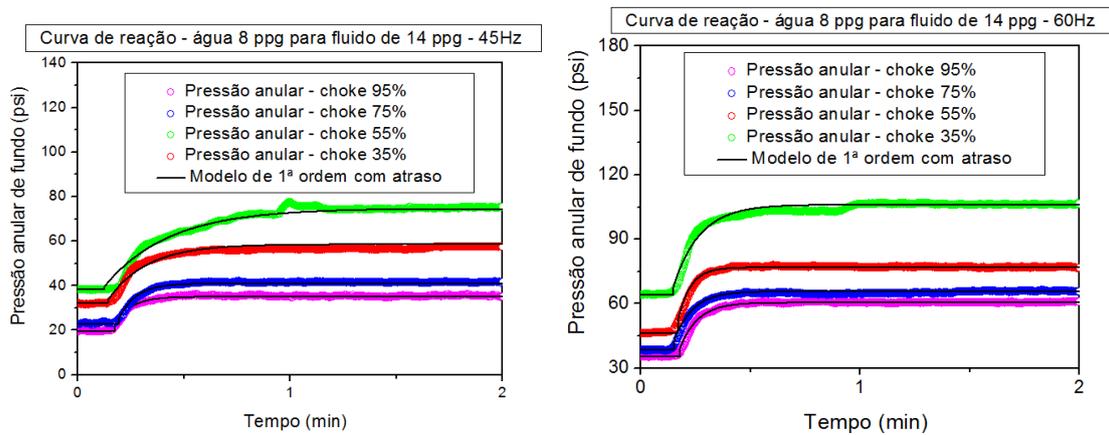


Figura 66 - Curva de reação com a perturbação na densidade de magnitude 6, para a bomba em 45 e 60 Hz.

ANEXO J

Neste anexo, são apresentados os parâmetros do sistema e do controlador PI, com a perturbação na diferença da densidade dos fluidos, de 8 para 11 ppg.

Tabela 6 – Tabela dos parâmetros - testes da curva de reação, com a perturbação na diferença de densidade, da água de 8 ppg para o fluido de 14 ppg. Fonte: o Autor.

Bomba	Choke	Bu	M	K	t1(min)	t2(min)	td(min)	T(min)	S	ZN_PI_Kc	ZN_PI_Ti	CC_PI_Kc	CC_PI_Ti
30 Hz	95%	15,804624	6	2,634104	0,240647	0,432782	0,187334	0,128731	122,772909	0,234787	0,623823	0,266423	0,168952
	75%	12,921781	6	2,15363	0,249609	0,400334	0,208394	0,100986	127,956175	0,20251	0,693953	0,241204	0,150023
	55%	13,772967	6	2,295495	0,229155	0,378017	0,188276	0,099738	138,091837	0,207697	0,626961	0,244	0,143613
	35%	25,051278	6	4,175213	0,260661	0,482183	0,199026	0,14842	168,786679	0,160748	0,662758	0,180707	0,189044
45 Hz	95%	15,46402	6	2,577337	0,204203	0,315332	0,174018	0,074456	207,6934	0,149409	0,57948	0,181742	0,115541
	75%	18,204414	6	3,034069	0,226264	0,346102	0,193774	0,080292	226,72867	0,122911	0,645267	0,150377	0,126008
	55%	26,477886	6	4,412981	0,219695	0,495215	0,141991	0,184598	143,435288	0,26514	0,472832	0,284024	0,188133
	35%	36,405408	6	6,067568	0,253943	0,707596	0,124923	0,303948	119,775275	0,360898	0,415993	0,374632	0,22658
60 Hz	95%	25,068746	6	4,178124	0,212012	0,334103	0,178726	0,081801	306,460502	0,09859	0,595158	0,118535	0,123976
	75%	27,272579	6	4,54543	0,185019	0,308647	0,151016	0,082831	329,255865	0,108602	0,502885	0,126935	0,117819
	55%	30,581336	6	5,096889	0,191531	0,275246	0,169169	0,056089	545,227482	0,058546	0,563333	0,074896	0,095292
	35%	41,894466	6	6,982411	0,19945	0,37943	0,14925	0,120587	347,422297	0,104141	0,497003	0,116076	0,149069

Legenda: PI – Proporcional integral; Kc – Ganho para o controlador PI; Ti – Parâmetro de tempo para controlador PI; ZN – Ziegler-Nichols; CC – Cohen-Coon e td – atraso.

ANEXO K

Neste anexo, são apresentados os parâmetros do sistema e do controlador PI, com a perturbação na diferença da densidade dos fluidos, de 8 para 14 ppg.

Tabela 7 – Tabela dos parâmetros - testes da curva de reação, com a perturbação na diferença de densidade, do fluido de 11 para 14 ppg. Fonte: o Autor

Bomba	Choke	Bu	M	K	t1(min)	t2(min)	td(min)	T(min)	S	ZN_PI_Kc	ZN_PI_Ti	CC_PI_Kc	CC_PI_Ti
30 Hz	95%	7,49	3	2,46	0,202805	0,420554	0,141686	0,145892	51,3394067	0,3711812	0,471814	0,4105891	0,164068
	75%	7,63	3	2,94	0,172982	0,382277	0,114016	0,140228	54,411523	0,4352182	0,379673	0,404843	0,146412
	55%	11,32	3	3,77	0,214425	0,433242	0,153112	0,146607	77,2130245	0,2283831	0,509863	0,2506894	0,16974
	35%	13,8	3	4,6	0,204425	0,45242	0,134513	0,166157	83,054154	0,2416786	0,447928	0,2597945	0,173159
45 Hz	95%	6,36	3	2,123	0,151873	0,211227	0,136179	0,039767	160,161736	0,123792	0,453478	0,163044	0,070777
	75%	11,16	3	3,722	0,167873	0,26298	0,141971	0,063722	175,255718	0,108516	0,472763	0,130902	0,097238
	55%	11,31	3	3,77	0,163806	0,265537	0,135942	0,068161	165,924989	0,119701	0,452686	0,141807	0,100056
	35%	14,35	3	4,78	0,158488	0,273854	0,126616	0,077295	185,702273	0,11483	0,421633	0,132247	0,105856
60 Hz	95%	11,77	3	3,92	0,12417	0,183375	0,108242	0,039667	296,717578	0,0840666	0,360447	0,1053071	0,065016
	75%	15,2	3	5,07	0,12131	0,195967	0,100873	0,05002	303,877294	0,0880831	0,335906	0,1045304	0,073713
	55%	15,24	3	5,08	0,130542	0,196113	0,112832	0,043933	346,895253	0,0689817	0,37573	0,0853859	0,070475
	35%	17,54	3	5,85	0,119533	0,193685	0,099224	0,049682	353,046506	0,0770751	0,330417	0,0913282	0,072966

Legenda: PI – Proporcional integral; Kc – Ganho para o controlador PI; Ti – Parâmetro de tempo para controlador PI; ZN – Ziegler-Nichols; CC – Cohen-Coon e td – atraso.

ANEXO L – Acúmulo de sólidos

Neste anexo são apresentados alguns testes em malha aberta onde há acúmulo de sólidos, produzindo aumento da pressão anular de fundo, Figuras 67 e 68.

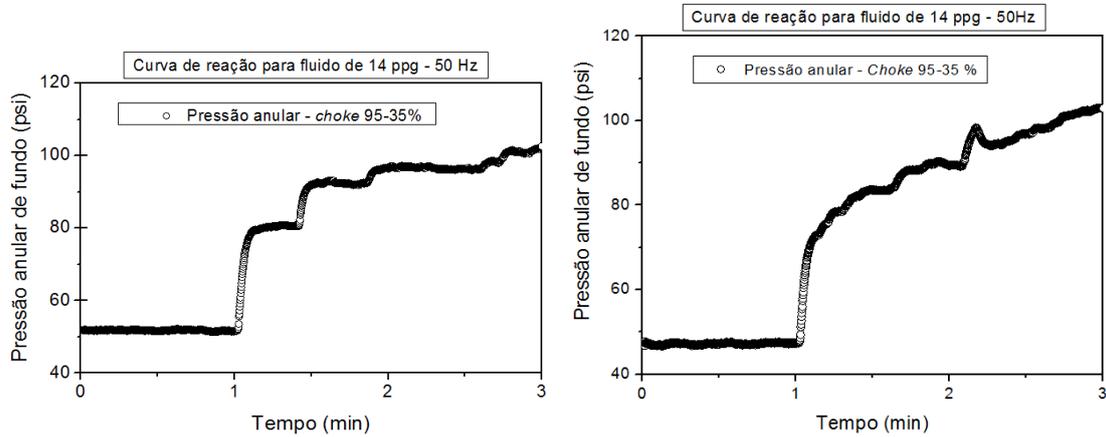


Figura 67 - Acúmulo de sólido, com a perturbação no índice de abertura da válvula *choke*, com o fluido de 14 ppg em 40, 50 e 60 Hz. Fonte: o Autor.

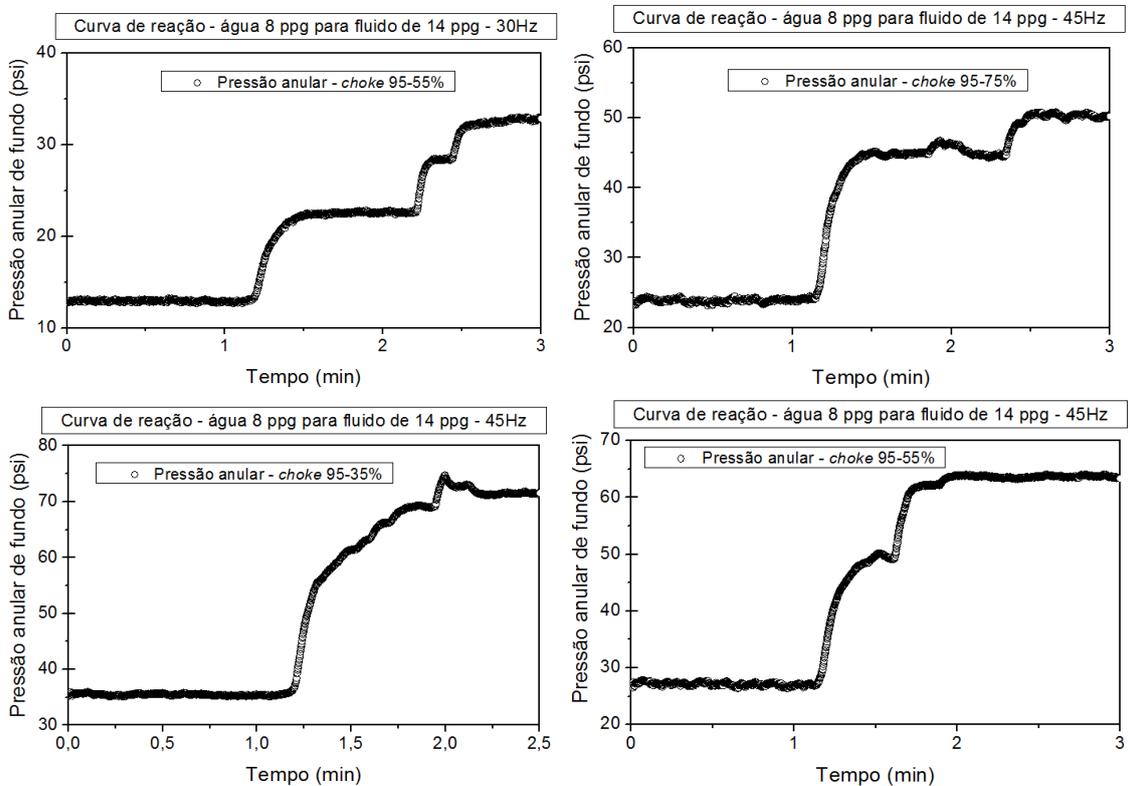


Figura 68 - Acúmulo de sólido, com a perturbação na diferença de densidade, dá água para o fluido de 14 ppg. Fonte: o Autor

ANEXO M – Testes servo para a água

Neste anexo, são apresentados os testes servo para a água utilizando os parâmetros encontrados pelos métodos de Ziegler-Nichols (Figura 69) e Cohen-Coon (Figura 70).

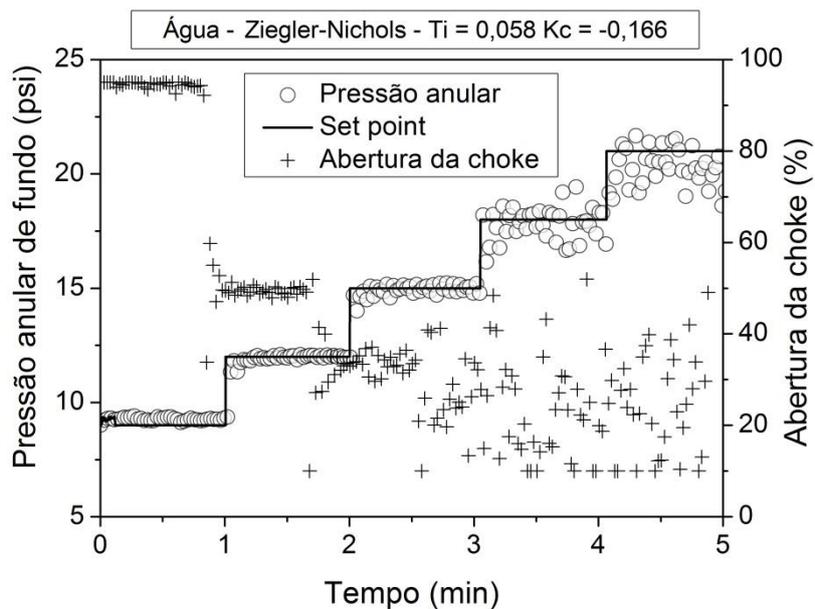


Figura 69 - Teste servo para os parâmetros de Ziegler-Nichols para a água.

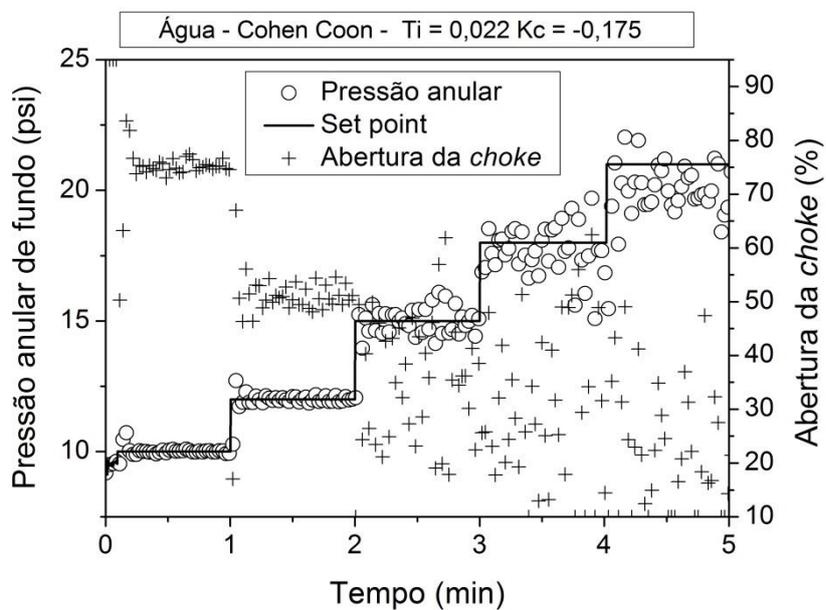


Figura 70 - Teste servo para os parâmetros de Cohen-Coon para a água.

ANEXO N - Os ajustes fino para a água

Neste anexo, são apresentados os ajustes fino para a água (Figura 71), reduzindo o K_c encontrado pelos métodos de Cohen-Coon e Ziegler-Nichols, no intuito de diminuir as oscilações e encontrar um parâmetro ótimo.

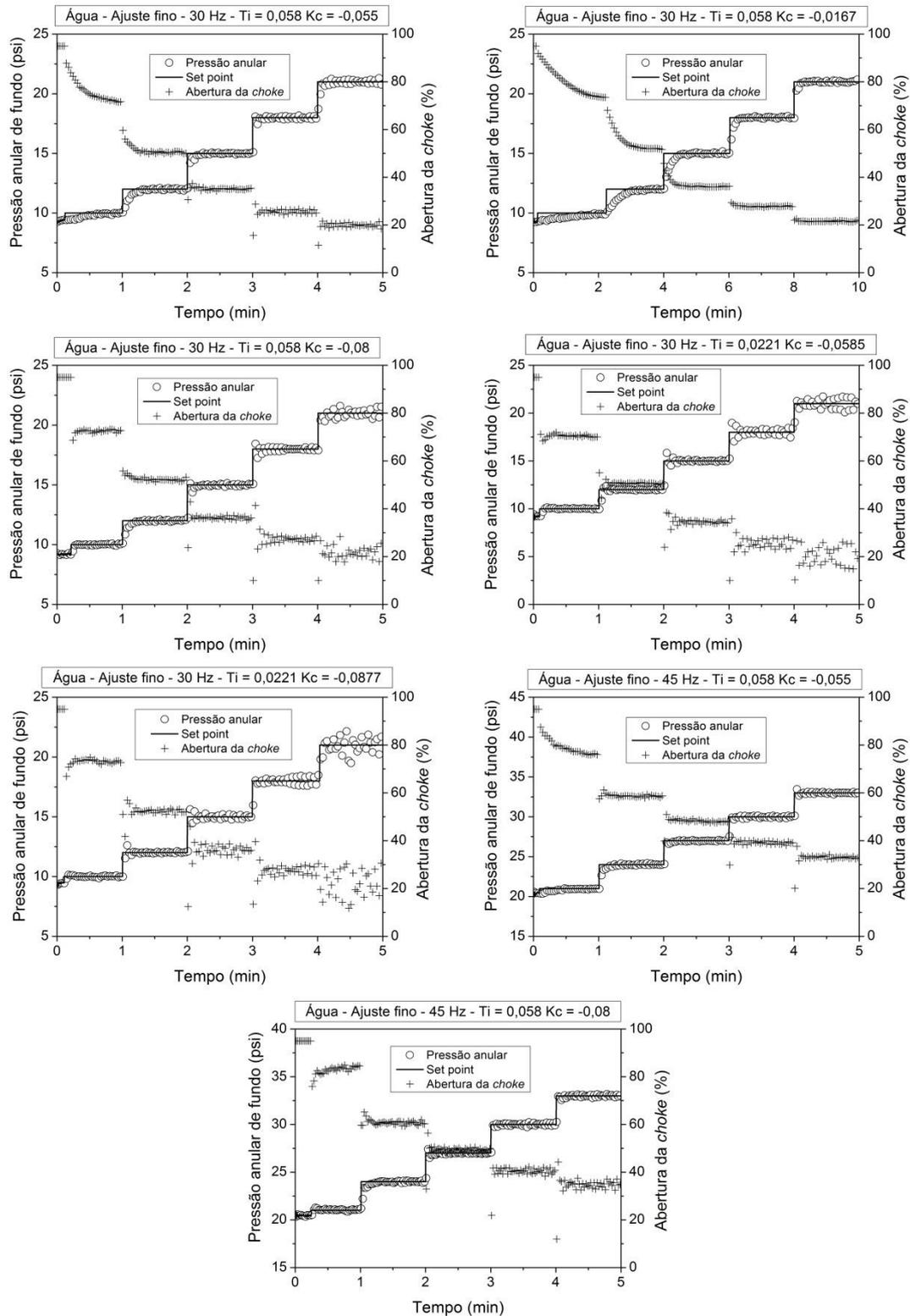


Figura 71 - Ajuste fino para água

ANEXO O - Testes de controle do tipo servo

Neste anexo, são apresentados os testes de controle do tipo servo, empregando como fluido a água, nas frequências da bomba em 45 e 60 Hz (Figura 72).

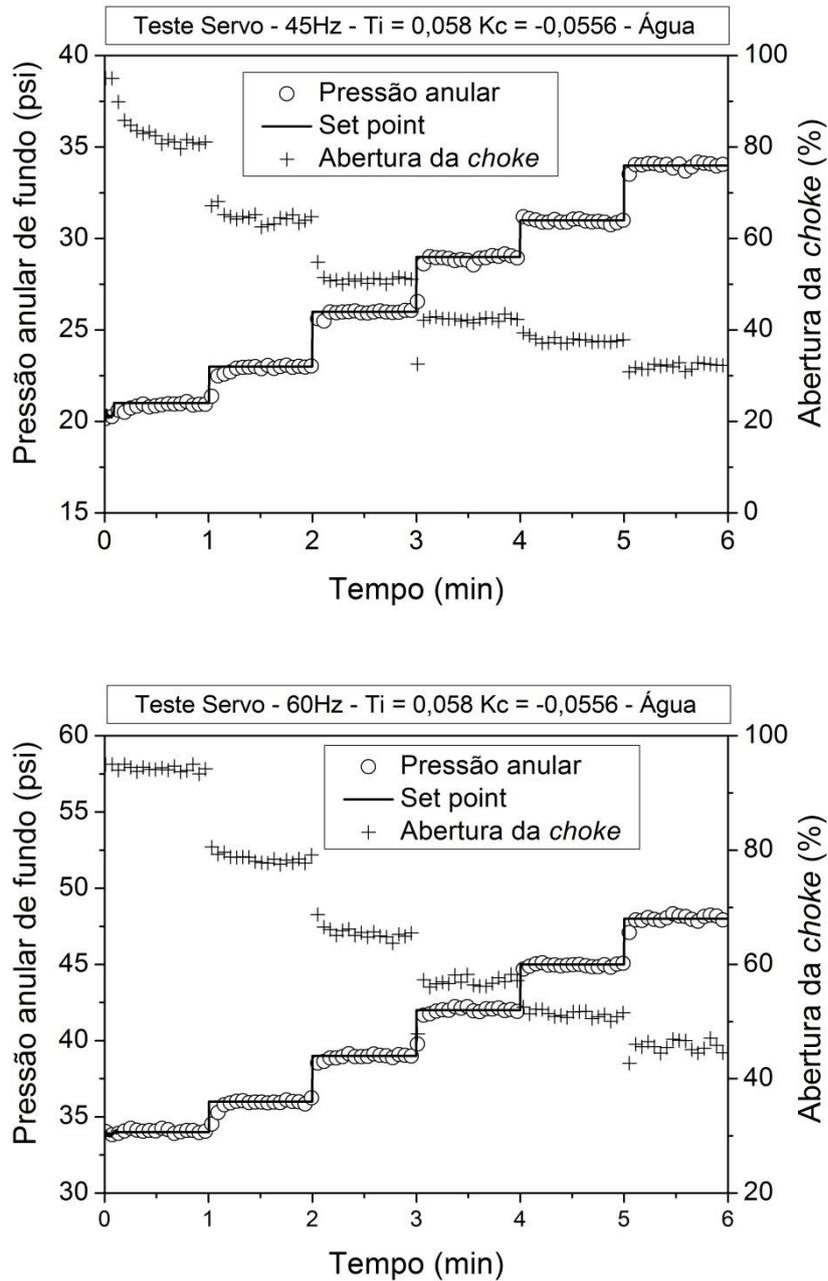


Figura 72 - Testes servo para a água, em 45 e 60 Hz.

ANEXO P

Neste anexo, são apresentados os testes servo para o fluido de 11 ppg utilizando os parâmetros encontrados pelos métodos de Cohen-Coon (Figura 73) e Ziegler-Nichols (Figura 74).

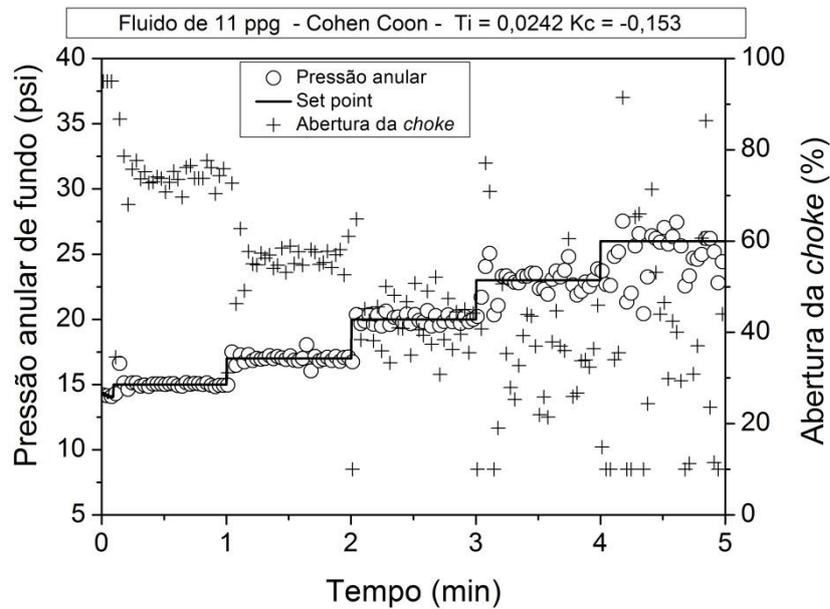


Figura 73 - Teste servo para os parâmetros de Cohen- Coon para o fluido de 11 ppg.

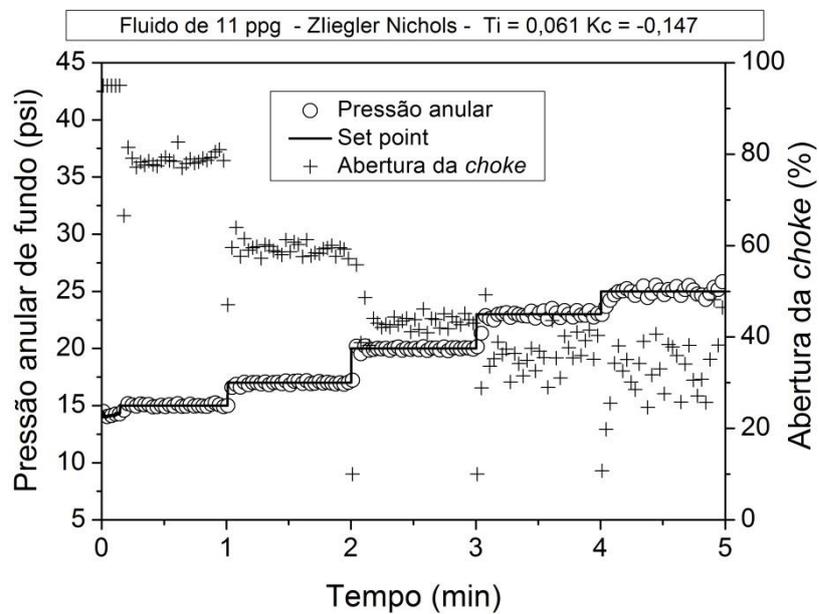


Figura 74 - Teste servo para os parâmetros de Ziegler-Nichols para o fluido de 11 ppg.

ANEXO Q

Neste anexo, são apresentados os testes de ajustes fino para o fluido de 11 ppg (Figura 75), reduzindo o K_c encontrado pelos métodos de Cohen-Coon e Ziegler-Nichols, no intuito de diminuir as oscilações e encontrar um parâmetro ótimo.

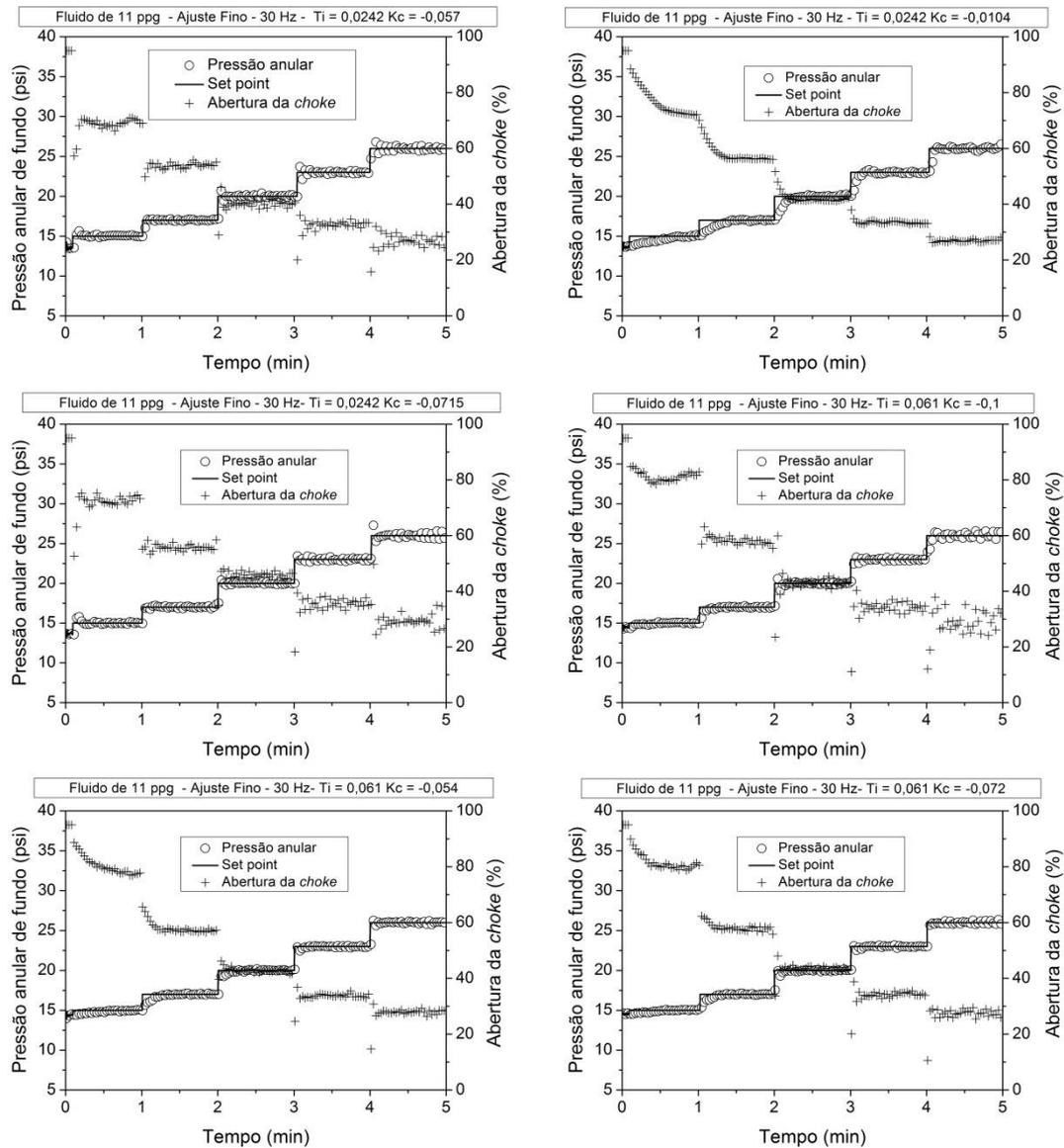


Figura 75 - Ajustes fino para o fluido de 11 ppg

ANEXO R

Neste anexo, são apresentados os testes de controle do tipo servo, para o fluido de 11 ppg (Figura 76), nas frequências da bomba em 45 e 60 Hz.

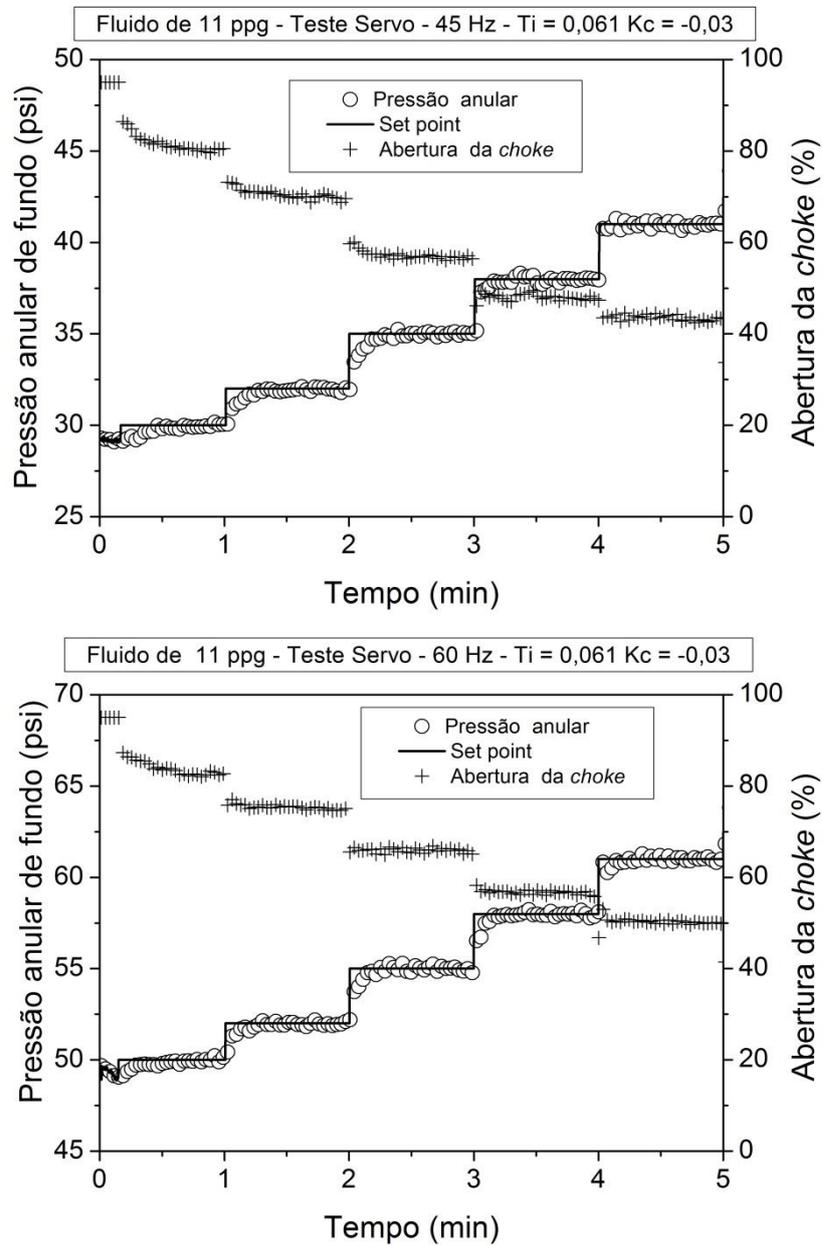


Figura 76 - Testes servo para o fluido de 11 ppg, em 45 e 60 Hz.,

ANEXOS

Neste anexo, são apresentados os testes servo para o fluido de 14 ppg utilizando os parâmetros encontrados pelos métodos de Ziegler-Nichols (Figura 77) e Cohen-Coon (Figura 78).

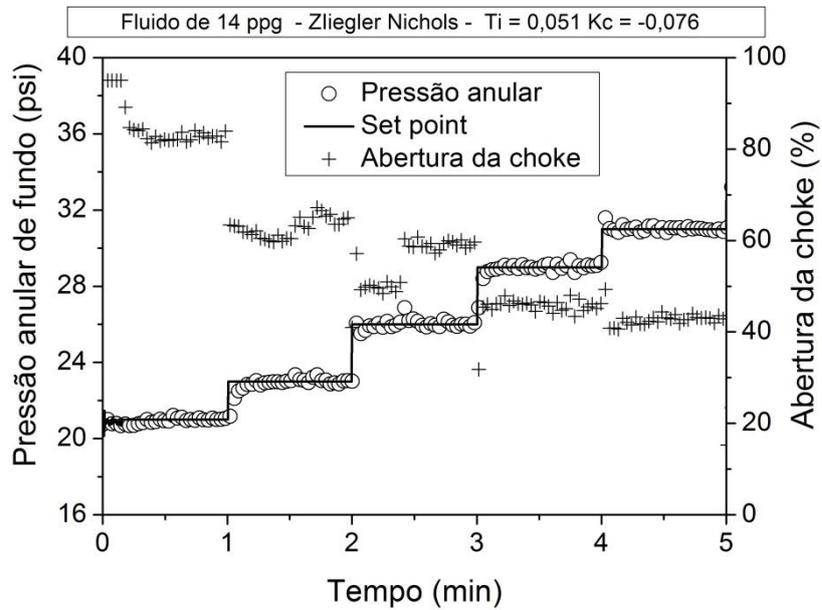


Figura 77 - Teste servo para os parâmetros de Ziglier-Nichols para o fluido de 14ppg.

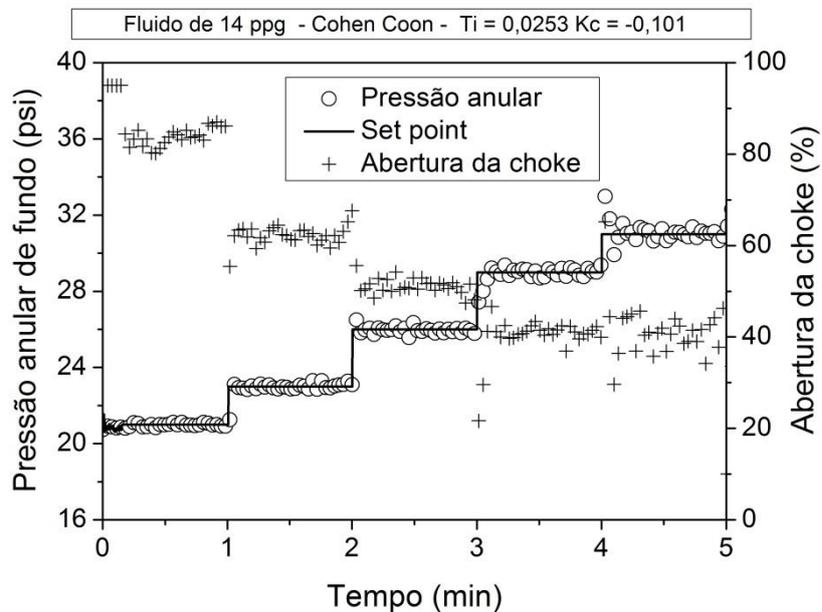
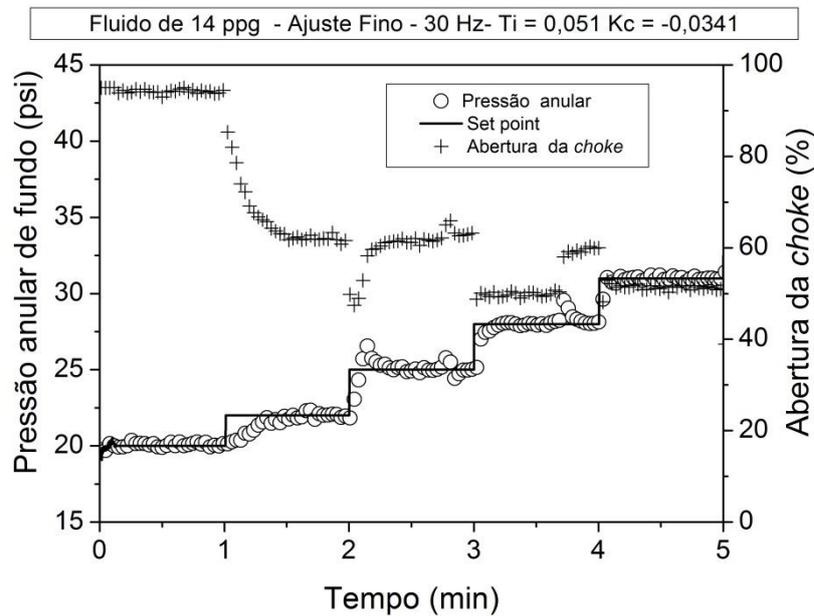
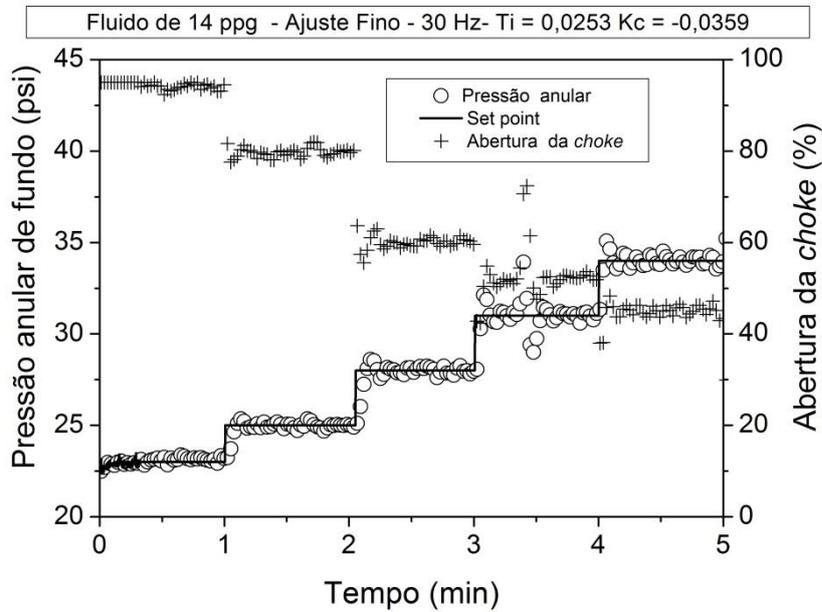


Figura 78 - Teste servo para os parâmetros de Cohen- Coon para o fluido de 14 ppg.

ANEXO T

Neste anexo, são apresentados os testes de ajustes fino para o fluido de 14 ppg (Figura 79), reduzindo o K_c encontrado pelos métodos de Cohen-Coon e Ziegler-Nichols, no intuito de diminuir as oscilações e encontrar um parâmetro ótimo .



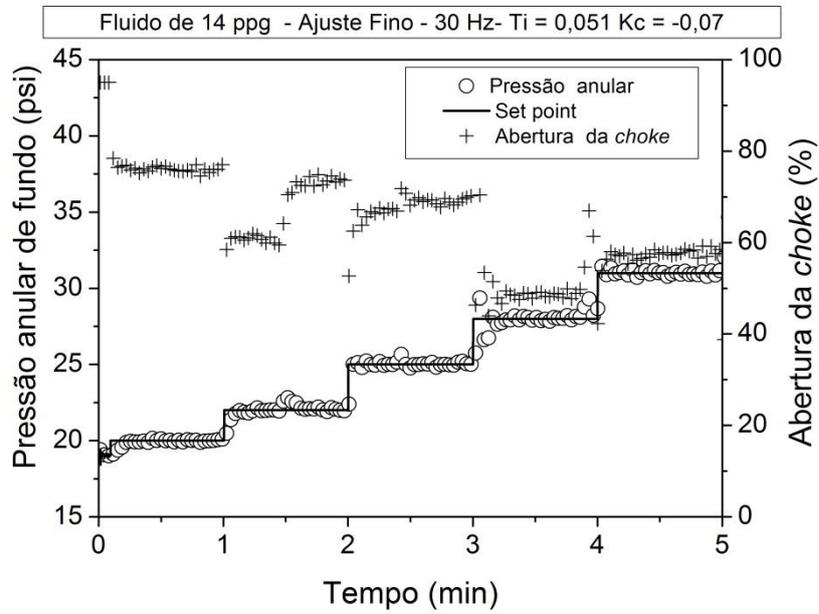
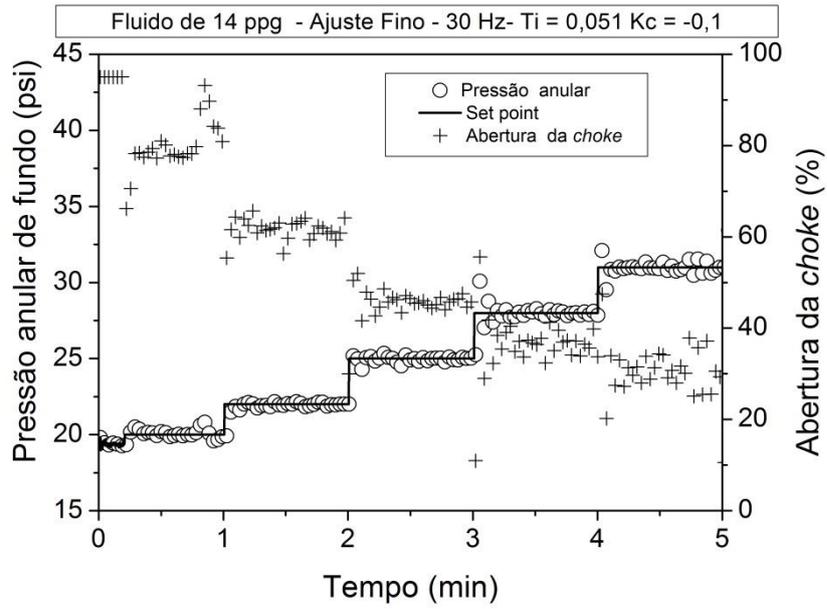


Figura 79 - Ajustes fino para o fluido de 14 ppg.

ANEXO U

Neste anexo, são apresentados os testes do tipo regulatório, para a perturbação (água para o fluido de 11 ppg) na frequência de 45 e 60 Hz, Figuras 80 e 81.

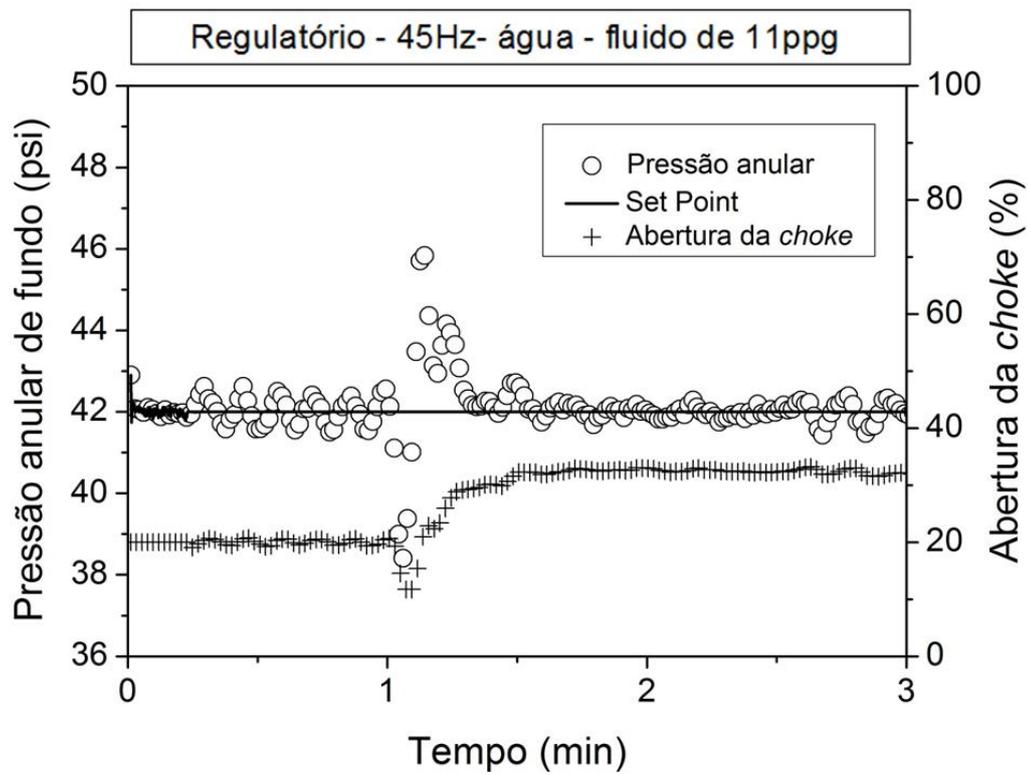


Figura 80 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg e frequência da bomba em 45 Hz.

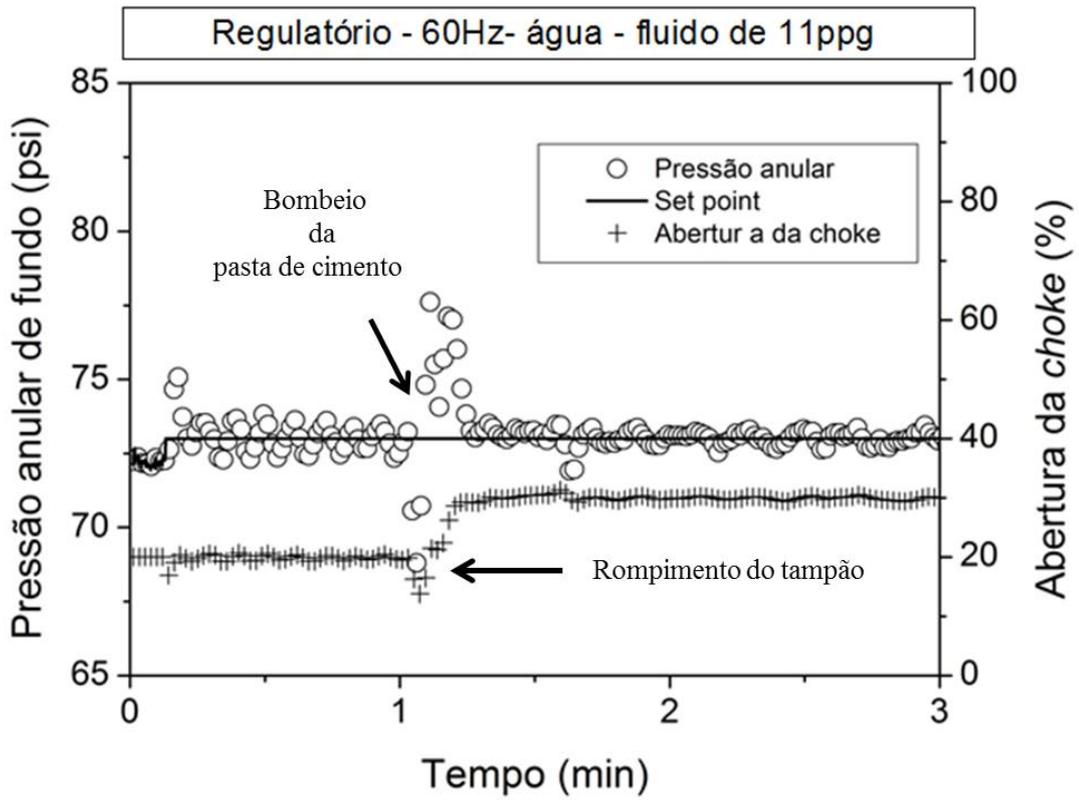


Figura 81 - Teste Regulatório, com a perturbação do fluido de 8 para 11 ppg e frequência da bomba em 60 Hz.