

**UFRRJ**  
**INSTITUTO DE TECNOLOGIA**  
**CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**  
**TECNOLOGIA QUÍMICA**

**DISSERTAÇÃO**

**UMPC – Unidade Móvel de Pesquisa Científica: um sistema desenvolvido para aferições em tempo real das propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração**

**SÉRGIO DA CRUZ MAGALHÃES FILHO**

Agosto, 2015



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

**UMPC – Unidade Móvel de Pesquisa Científica: um sistema desenvolvido para aferições em tempo real das propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração**

**SÉRGIO DA CRUZ MAGALHÃES FILHO**

*Sob a Orientação de*  
**Cláudia Míriam Scheid**

*e Co-orientação de*  
**Luís Américo Calçada**

Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau em **Mestre em Ciências** em engenharia química, área de concentração em Tecnologia Química.

Seropédica, RJ  
Agosto, 2015

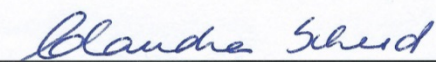


**UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO RIO DE JANEIRO**  
**INSTITUTO DE TECNOLOGIA**  
**CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**

**SÉRGIO DA CRUZ MAGALHÃES FILHO**

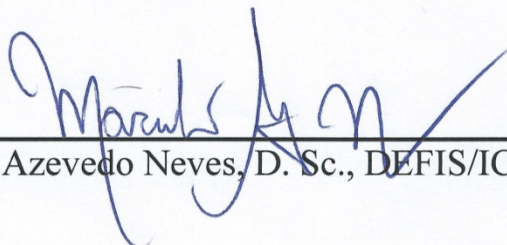
Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau em **Mestre em Ciências**, no curso de pós-graduação em engenharia química, área de concentração em Tecnologia Química.

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 31/08/2015.



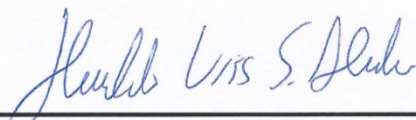
---

Cláudia Míriam Scheid, D. Sc., DEQ/IT/UFRRJ  
(Orientador (a))



---

Marcelo Azevedo Neves, D. Sc., DEFIS/ICE/UFRRJ



---

Heraldo Luís Silveira de Almeida D. Sc., DEL/POLI/UFRRJ

Saúdo a minha família: Conceição, Álvaro, Andressa, Giovana e Beatriz.

## Agradecimentos

Àquele cuja razão de eu existir é devida. Além do sopro de vida, abdicou de si próprio, fez-se em três, sempre foi, é e sempre existirá. Sofreu na carne meu pecado me concedendo a dádiva da vida após a vida, razão real pela qual eu vivo. Que essa conquista sirva única e exclusivamente para engrandecer ao Seu nome. Obrigado Pai, porque até aqui Tu tens me ajudado.

Mãe, eu te amo. Quando perdi meu pai aos nove anos você abriu mão de si própria em prol de mim e meu irmão, me formou o profissional e homem que sou. Como retribuir tamanho amor? Não há palavras, talvez nem gestos; dedico esta vitória a você. Que este trabalho se torne uma lembrança de que você fez o suficiente, que você chegou lá e que nada nem ninguém lhe digam o contrário. Agora que sou pai começo a entender quão árdua é a tarefa de educar, no sentido mais amplo possível desta palavra.

Pai, a vida não permitiu que continuássemos juntos, e como sinto sua falta. Confesso que mesmo homem feito, agora pai de duas meninas, não tenho pudores em chorar sua ausência quando estou só. Hoje, maduro, percebo que seu carinho para conosco e preocupação permitiram que eu chegasse até aqui. Ao partir, você garantiu que tivéssemos segurança financeira. Mesmo em meio às suas dores você lembrou-se de nós. Nunca vou te esquecer (em memória).

Ao meu irmão Álvaro, que ombro a ombro, como militantes numa guerra, vencemos os desafios quando estávamos ambos na graduação na UFRRJ.

Dizem que quando se tem uma má esposa, sua chance de sucesso é de 0%, quando se tem uma boa esposa, suas chances aumentam para 50%. Amor meu, tudo que eu tenho é teu, assim como este trabalho. Porque se você não tivesse comigo este tempo todo certamente eu não teria chegado, eu simplesmente não teria vontade. De que adianta a vitória se não se pode compartilhar a alegria que ela traz com a pessoa que se ama. Amo-te.

Às minhas filhas, Giovana e Beatriz. Espero que este trabalho sirva de exemplo para vocês algum dia no futuro. Certa vez ouvi de um filósofo: “Seus atos falam tão alto que eu não consigo ouvir o que falas”. E para quando souberem ler vejam isto: Em todos os momentos em que parei de escrever para brincar com vocês não me arrependi nem um minuto, aqueles momentos me enchiam de energia para continuar.

Aos meus queridos orientadores, meu muito obrigado. Pela oportunidade, pelo respeito mútuo, pela consideração e carinho com minha vida acadêmica e profissional. Tê-los como orientadores foi uma honra, espero ter feito jus à dedicação de vocês.

Por último, mas não menos importante, dedico este trabalho à minha equipe de inigualável valor. Sem vocês não teríamos atingido tão nobre resultado. Passamos por muita coisa juntos, sofremos, vencemos, perdemos, rimos, choramos; tudo isso só fez nos unir. Somos mais que uma equipe, somos uma fraternidade. Meu muito obrigado ao

Elias Valim, Eduardo Cunha, Frederico Belfort (em memória) e Gabrielle Fontella, e aos vários outros nomes que vieram e se foram, nomes estes que deixaram um pouquinho de suas contribuições.

## Sumário

CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1. Estrutura do trabalho .....	3
CAPÍTULO II .....	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	4
2.1. Introdução ao processo de perfuração convencional e não convencional .....	4
2.2. O fluido de perfuração e suas ações no processo .....	9
2.3. O atual estado das técnicas de aferição das propriedades de fluidos de perfuração em bancada.....	14
2.3.1. A atual técnica de aferição de viscosidade .....	15
2.3.2. A atual técnica de aferição de densidade.....	17
2.3.3. A atual técnica de aferição de estabilidade elétrica.....	18
2.3.4. A atual técnica de aferição de teor de água em óleo e concentração de sólidos.....	20
2.4. O atual estado das técnicas de aferição das propriedades de fluidos de perfuração em tempo real.....	21
2.5. Outros trabalhos de monitoramento em tempo real em áreas afins da engenharia .....	49
CAPÍTULO III.....	58
3. MATERIAL E MÉTODOS .....	58
3.1. Sensores adquiridos.....	59
3.1.1. Sensor de tamanho e contagem de partículas .....	59
3.1.2. Sensor de fração de água em óleo .....	60
3.2. Readequação do <i>loop</i> de Magalhães <i>et al.</i> (2014).....	62
3.3. Construção da infraestrutura de comunicação de dados e IHM .....	64
CAPÍTULO IV.....	72
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES .....	72
4.1. Resultados típicos dos sensores adquiridos.....	72
4.1.1. Resultados típicos do sensor de tamanho e contagem de partículas FBRM, modelo E25. 72	
4.1.2. Resultados típicos do sensor de fração de água em óleo.....	75
4.2. Resultados obtidos para a readequação do <i>loop</i> de fluidos de Magalhães <i>et al.</i> (2014) 76	
4.3. Resultados obtidos para a implementação do sistema supervisorio, conexão de clientes remotos e IHM .....	80
4.3.1. Algoritmos do “Controle de <i>Software</i> ” .....	83
4.3.2. Algoritmos do “Controle Operacional – Admissão de Fluidos” .....	87
4.3.3. Algoritmos da “Condição Operacional e Monitoramento do Fluido”.....	102
4.3.4. Algoritmos da “Viscosimetria” .....	107
4.3.5. Algoritmos da “Estabilidade elétrica”.....	116
4.3.6. Algoritmos do “Controle do Container” .....	120
4.3.7. Algoritmos do “Controle Operacional – Retro lavagem” .....	121
4.3.8. Resultados dos módulos de <i>software</i> criados para acessar o histórico da viscosimetria e estabilidade elétrica.....	124
4.3.9. Resultado da interface criada para conexão de clientes remotos.....	129
CAPÍTULO V .....	134

5. CONCLUSÃO .....	134
CAPÍTULO VI.....	136
6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	136
CAPÍTULO VII .....	137
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	137
ANEXO A – Artigo publicado de Magalhães <i>et al.</i> , 2014.....	141
ANEXO B – Características e linguagem da plataforma <i>LabView®</i> .....	154
ANEXO C – Prêmios recebidos durante o desenvolvimento do trabalho de Magalhães <i>et al.</i> , 2014.....	157
ANEXO D – Patente requerida durante o trabalho de Magalhães <i>et al.</i> , 2014. ....	158
ANEXO E – Artigos aceitos e publicados .....	181
E <sub>1</sub> – Desenvolvimento de uma Unidade Móvel para Monitoramento Remoto das Propriedades Físico Químicas de Fluidos Perfuração.....	181
E <sub>2</sub> – Determinação das propriedades Físico-Químicas de Fluidos de Perfuração em Tempo Real em uma Unidade de Escoamento de Fluidos .....	188
E <sub>3</sub> – <i>Real Time Measurements of the Physicochemical Properties of Drilling Fluids</i> .....	196
ANEXO F – Artigos em processo de submissão em periódicos internacionais.....	212
F <sub>1</sub> – <i>Study of Continuous Rheological Measurements in Drilling Fluids</i> .....	212
F <sub>2</sub> – <i>Prediction of solids content into suspension in drilling fluids from real time data of     ultrasonic attenuation, sound velocity, density and apparent viscosity using statistic model</i> .....	250
F <sub>3</sub> – <i>Robust Automated Software using Hybrid Method for Process Control</i> .....	267
F <sub>4</sub> – <i>Improving drilling performance with continuous Online Measurements of Electrical     Stability and Conductivity in Oil Based Drilling Fluids</i> .....	288

## Índice de Figuras

Figura 1. Esquema de um sistema de perfuração (perfuratriz). Fonte: acervo pessoal do autor, adaptado de Halliburton INC. ....	4
Figura 2. A) Esquema de uma coluna de perfuração e broca. B) Coluna e broca em ação com fluido de perfuração sendo ejetado e produzindo limpeza do poço. Fonte: acervo pessoal do autor, adaptado de Halliburton INC. ....	5
Figura 3. Esquema de um poço convencional <i>off shore</i> . Fonte: acervo pessoal do autor, adaptado de autor desconhecido. ....	6
Figura 4. Esquema de um poço direcional <i>on shore</i> . Fonte: adaptado de <a href="https://www.youtube.com/watch?v=fBQCQ6HL2Yw">https://www.youtube.com/watch?v=fBQCQ6HL2Yw</a> , acessado em 20/07/15. ....	7
Figura 5. Esquema de um poço direcional <i>on shore</i> . Fonte: adaptado de <a href="https://www.youtube.com/watch?v=fBQCQ6HL2Yw">https://www.youtube.com/watch?v=fBQCQ6HL2Yw</a> , acessado em 20/07/15. ....	8
Figura 6. Sistema supervisorio (1) durante operação de perfuração direcional. Fonte: adaptado de <a href="https://www.youtube.com/watch?v=cl8BBoCV7gU">https://www.youtube.com/watch?v=cl8BBoCV7gU</a> , acessado em 20/07/15. ....	8
Figura 7. Sistema supervisorio (2) durante operação de perfuração direcional. Fonte: adaptado de <a href="https://www.youtube.com/watch?v=cl8BBoCV7gU">https://www.youtube.com/watch?v=cl8BBoCV7gU</a> , acessado em 20/07/15. ....	9
Figura 8. Perfuratriz, imagem real, comparação com Figura 1. Fonte: Acervo pessoal do autor. ....	9
Figura 9. Colunas de perfuração e detalhe no estabilizador, componente que precede a broca de perfuração. Fonte: Acervo pessoal do autor. ....	10
Figura 10. Bombas especiais que admitem os fluidos de perfuração para dentro do sistema coluna/broca. Fonte: Acervo pessoal do autor. ....	10
Figura 11. Amostra de fluido de perfuração. Fonte: Acervo pessoal do autor, adaptado de autor desconhecido. ....	11
Figura 12. Tanque de produção e armazenamento de fluido de perfuração. Fonte: Acervo pessoal do autor. ....	11
Figura 13. Esquema do viscosímetro FANN 35A. Fonte: adaptado do manual FANN 35A. ....	15
Figura 14. Esquema do densímetro “balança de lama pressurizada”. Fonte: Adaptado do manual FANN <i>Pressurized Mud Balance</i> . ....	18
Figura 15. Foto do medidor de estabilidade elétrica FANN 23D. Fonte: Adaptado do manual FANN 23D. ....	19
Figura 16. Esquema do equipamento da FANN Quite Retorta. Adaptado do manual do FANN <i>Retort Kit</i> . ....	20
Figura 17. Primeiro esquema da unidade experimental construída no <i>Cubility Test Center</i> . Fonte: adaptado de Saasen <i>et al.</i> (2009). ....	22
Figura 18. Segundo esquema da unidade experimental construída no <i>Cubility Test Center</i> , detalhes sobre o sistema de caracterização de sólidos. Fonte: adaptado de Saasen <i>et al.</i> (2009). ....	23
Figura 19. Resultados em tempo real de tensão cisalhante (sistema inglês) e densidade (sistema inglês) obtidos por Saasen <i>et al.</i> (2009), em função do tempo absoluto. Fonte: adaptado de Saasen <i>et al.</i> (2009). ....	24
Figura 20. Foto do protótipo de estabilidade elétrica criado por Saasen <i>et al.</i> (2009). Fonte: adaptado de Saasen <i>et al.</i> (2009). ....	25
Figura 21. Resultados em tempo real de estabilidade elétrica, densidade e tensão de cisalhamento à $1021\text{ s}^{-1}$ obtidos por Saasen <i>et al.</i> (2009), em função do tempo absoluto. Fonte: adaptado de Saasen <i>et al.</i> (2009). ....	25

Figura 22. Resultados em tempo real de concentração de sólidos obtidos por Saasen <i>et al.</i> (2009), em função do tempo absoluto. Fonte: adaptado de Saasen <i>et al.</i> (2009). .....	27
Figura 23. Foto do aparato desenvolvido por Broussard <i>et al.</i> (2010) para medições de viscosidade aparente e densidade. Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	28
Figura 24. Tensão de cisalhamento em função do tempo absoluto para primeiro poço testado com fluido sintético, tensões medidas a altas velocidades. Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	29
Figura 25. Tensão de cisalhamento em função do tempo absoluto para primeiro poço testado com fluido sintético, tensões medidas a baixas velocidades. Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	29
Figura 26. Tensão de cisalhamento em função do tempo absoluto para segundo poço testado com fluido aquoso, tensões medidas a altas velocidades. Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	30
Figura 27. Tensão de cisalhamento em função do tempo absoluto para segundo poço testado com fluido aquoso, tensões medidas a baixas velocidades. Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	30
Figura 28. Densidade em função do tempo absoluto para primeiro poço testado com fluido sintético. Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	31
Figura 29. Densidade em função do tempo absoluto para segundo poço testado com fluido aquoso. Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	31
Figura 30. Esquema da estrutura de informática desenvolvida por Broussard <i>et al.</i> (2010). Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	32
Figura 31. IHM construída para administração do sistema de medição remoto, foco na interface de viscosidade. Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	33
Figura 32. IHM construída para administração do sistema de medição remoto, foco na interface de densidade. Fonte: adaptado de Broussard <i>et al.</i> (2010). .....	33
Figura 33. Aparato experimental para determinação da viscosidade aparente a uma taxa fixa e densidade. Fonte: adaptado de Miller <i>et al.</i> (2011). .....	34
Figura 34. Resultados de viscosidade aparente, densidade e temperatura aferidos em tempo real pelo instrumento desenvolvido por Miller <i>et al.</i> (2011). Fonte: adaptado de Miller <i>et al.</i> (2011). .....	34
Figura 35. Esquema do viscosímetro desenvolvido por Rondon <i>et al.</i> (2012). Fonte: adaptado de Rondon <i>et al.</i> (2012). .....	36
Figura 36. Foto do viscosímetro desenvolvido por Rondon <i>et al.</i> (2012), abaixo, e esquema da geometria formada para escoamento do fluido, acima. Fonte: adaptado de Rondon <i>et al.</i> (2012). .....	37
Figura 37. Esquema do <i>loop</i> de fluidos construído por Rondon <i>et al.</i> (2012). Fonte: adaptado de Rondon <i>et al.</i> (2012). .....	39
Figura 38. Esquema da sonda escola utilizado por Carlsen <i>et al.</i> (2012). Fonte: adaptado de Carlsen <i>et al.</i> (2012). .....	40
Figura 39. Densidade em tempo real calculada e densidade de referência aferida na balança de lama em função da pressão total do sistema obtidos por Carlsen <i>et al.</i> (2012). Fonte: adaptado de Carlsen <i>et al.</i> (2012). .....	41
Figura 40. Tensão de cisalhamento em tempo real calculada e tensão cisalhante de referência aferida no viscosímetro FANN, ambos em função da velocidade angular do viscosímetro. Fonte: adaptado de Carlsen <i>et al.</i> (2012). .....	42



Figura 41. <i>Loop</i> de fluidos desenvolvido por Magalhães <i>et al.</i> (2014). Fonte: adaptado de Magalhães <i>et al.</i> (2014).....	44
Figura 42. Resultados de tensões cisalhantes obtidas em tempo real e em bancada no viscosímetro FANN 35A por Magalhães <i>et al.</i> (2014). Acima medições em fluido de perfuração aquoso, abaixo, medições em fluido sintético. Fonte: adaptado de Magalhães <i>et al.</i> (2014).....	45
Figura 43. Resultados de densidade obtidas em tempo real e em bancada na balança de lama por Magalhães <i>et al.</i> (2014). Acima medições em fluido de perfuração aquoso, abaixo, medições em fluido sintético. Fonte: adaptado de Magalhães <i>et al.</i> (2014). .....	46
Figura 44. Resultados de estabilidade elétrica obtidas em tempo real e em bancada no FANN 23D por Magalhães <i>et al.</i> (2014). Fluido a 30/70 (Água/Óleo). Fonte: adaptado de Magalhães <i>et al.</i> (2014). .....	47
Figura 45. Resultados de estabilidade elétrica obtidas em tempo real e em bancada no FANN 23D por Magalhães <i>et al.</i> (2014). Fluido a 40/60 (Água/Óleo). Fonte: adaptado de Magalhães <i>et al.</i> (2014). .....	48
Figura 46. Resultados de estabilidade elétrica obtidas em tempo real e em bancada no FANN 23D por Magalhães <i>et al.</i> (2014). Fluido a 50/50 (Água/Óleo). Fonte: adaptado de Magalhães <i>et al.</i> (2014). .....	48
Figura 47. IHM desenvolvida para controle de um motor remotamente. Adaptado de Jui-Hong Horng (2007). .....	49
Figura 48. Sistema a ser monitorado: ruídos da turbina eólica próxima a residências. Adaptado de Lin <i>et al.</i> (2010). .....	50
Figura 49. Esquema montado por de Lin <i>et al.</i> (2010) utilizando a solução comercial da <i>National Instruments</i> para monitoramento remoto de ruídos de turbinas eólicas próximas a residências. Adaptado de Lin <i>et al.</i> (2010). .....	50
Figura 50. IHM montada por Lin <i>et al.</i> (2010) utilizando o <i>LabView®</i> para monitoramento remoto de ruídos de turbinas eólicas próximas a residências. Adaptado de Lin <i>et al.</i> (2010). ...	51
Figura 51. Esquema montado por Péter <i>et al.</i> (2004) para aferições de histerese de campos eletromagnéticos. Adaptado de Péter <i>et al.</i> (2004). .....	52
Figura 52. IHM montada por Péter <i>et al.</i> (2004) utilizando o <i>LabView®</i> para monitoramento em tempo real da histerese de campos eletromagnéticos. Adaptado de Péter <i>et al.</i> (2004). .....	52
Figura 53. Esquema montado por Wang <i>et al.</i> (2012) para monitoramento em tempo real de imagens espectrais, acima. Abaixo é demonstrada a IHM montada utilizando o <i>LabView®</i> para visualização dos dados, modelagem e controle das câmeras e criação do banco de dados. Adaptado de Wang <i>et al.</i> (2012). .....	53
Figura 54. Esquema montado por Anjos <i>et al.</i> (2013) para controle de um protótipo robótico multifuncional. Adaptado de Anjos <i>et al.</i> (2013). .....	54
Figura 55. Esquema montado por Alegria <i>et al.</i> (2009) para monitoramento em tempo real de contaminação de diesel em solos, acima. Abaixo é demonstrada a IHM montada utilizando o <i>LabView®</i> . Adaptado de Alegria <i>et al.</i> (2009). .....	55
Figura 56. Esquema montado por Tomic <i>et al.</i> (2014) para monitoramento em tempo real da contaminação por gases poluentes em área urbana. Adaptado de Tomic <i>et al.</i> (2014). .....	56
Figura 57. IHM montada para PC (acima) e para <i>Android</i> (abaixo), por Tomic <i>et al.</i> (2014). Foi utilizado o <i>LabView®</i> para monitoramento em tempo real de poluentes atmosféricos. Adaptado de Tomic <i>et al.</i> (2014). .....	57
Figura 58. Sonda do FBRM instalada na tubulação do <i>loop</i> de Magalhães <i>et al.</i> , 2014. ....	59
Figura 59. Esquema didático do processo ótico usado no FBRM. Fonte: Arquivo cedido pela Mettler Toledo. ....	60

Figura 60. Foto do equipamento, acima, e esquema do OW-201, abaixo. Fonte: arquivo cedido pela <i>Agar Corporation</i> . .....	61
Figura 61. Esquema da unidade móvel proposta para readequar o <i>loop</i> construído por Magalhães <i>et al.</i> (2014).....	63
Figura 62. Esquema da infraestrutura de informática proposta por este trabalho.....	65
Figura 63. Esquema proposto para o sistema supervisorio. ....	67
Figura 64. Esquema proposto para a IHM do sistema supervisorio.....	69
Figura 65. Foto do equipamento para medição de tamanho de partículas em bancada, Malvern, modelo MasterSizer 2000.....	73
Figura 66. Curvas de distribuição de tamanhos providas em tempo real pelo FBRM e em bancada pelo Malvern. ....	73
Figura 67. Número de partículas e classificação de tamanhos em função da densidade do fluido de perfuração.....	74
Figura 68. Fração de água em óleo em função do volume de água adicionado ao tanque.....	75
Figura 69. Fração de água em óleo em função da densidade do fluido de perfuração.....	76
Figura 70. Foto do <i>loop</i> de fluidos montado por Magalhães <i>et al.</i> (2014), abrigado no LEF, UFRRJ.....	77
Figura 71. Foto do interior do container reformado, à esquerda, e seu perfil externo, à direita. ....	78
Figura 72. Fotos do interior do container com as linhas hidráulicas e sensores instalados.....	78
Figura 73. Foto parcial dos novos circuitos de automação produzidos por este trabalho (detalhe no chassi cDAQ e placas modulares), à esquerda. Quadros de proteção e distribuição, à direita. ....	79
Figura 74. Foto do quadro de automação, à frente, e quadro de inversores de frequência e comandos de luz, ar e exaustor, ao fundo. ....	79
Figura 75. Foto da câmera interna, acima, e externa, abaixo. ....	80
Figura 76. Parte do código responsável pela modelagem dos dados de viscosidade. ....	81
Figura 77. Parte do código responsável pela aquisição de dados dos sensores.....	81
Figura 78. Foto da IHM construída para a UMPC .....	82
Figura 79. Zoom em “Controle de <i>Software</i> ”.....	83
Figura 80. Foto do relatório gerado automaticamente pelo sistema supervisorio construído. ....	85
Figura 81. <i>Pop up</i> criado para acessar o histórico de viscosimetria e estabilidade elétrica. ....	86
Figura 82. Zoom em “Controle Operacional – Admissão de Fluidos”.....	87
Figura 83. IHM produzida para o <i>PIDDesign</i> .....	92
Figura 84. Fluxograma do funcionamento do <i>PIDDesign</i> . ....	94
Figura 85. Resultados de vazão volumétrica observada durante manipulação da abertura da válvula de entrada em função do tempo.....	96
Figura 86. Fluxograma do funcionamento do algoritmo de auto ajuste contido no <i>software PIDDesign</i> .....	99
Figura 87. Resultados de vazão volumétrica observada durante manipulação da abertura da válvula de entrada em função do tempo durante teste servo (mudanças de <i>set point</i> ). ....	100
Figura 88. Resultados de vazão volumétrica observada durante teste regulador (mudanças no valor da vazão por interferências externas mantendo-se o mesmo <i>set point</i> ). ....	101
Figura 89. Zoom em “Condição Operacional e Monitoramento do Fluido”.....	103
Figura 90. Fluxograma dos algoritmos presentes na seção "Condição Operacional" e "Monitoramento de Fluido". ....	106

Figura 91. Cilindros coaxiais do viscosímetro da BROOKFIELD, modelo TT-100, à esquerda. Instrumento montado na UMPC, à direita.....	108
Figura 92. Cilindros coaxiais do viscosímetro da FANN, modelo 35A, à esquerda desmontado. Instrumento montado, à direita.....	108
Figura 93. Fluxograma do algoritmo de administração do viscosímetro TT-100.....	110
Figura 94. Fluxograma do algoritmo de tratamento de dados pós-teste de viscosidade .....	111
Figura 95. IHM da Viscosimetria em três momentos diferentes durante rotina de operação. ..	112
Figura 96. Acima sistema em detecção de fluido base água, abaixo, sistema em detecção de fluido a base óleo. ....	116
Figura 97. Fluxograma do algoritmo de autoclassificação dos fluidos .....	117
Figura 98. Fluxograma do algoritmo de testes de estabilidade elétrica. ....	118
Figura 99. Zoom na IHM da “Estabilidade Elétrica” e funcionamento. ....	119
Figura 100. Esquema da lógica disponível para controle da segurança e climatização do container.....	120
Figura 101. Zoom em “Controle do Container”.....	120
Figura 102. Zoom em “Retro lavagem”.....	121
Figura 103. Esquema hidráulico simplificado das linhas hidráulicas da UMPC. Enfoque no sistema de retro lavagem.....	122
Figura 104. Foto das válvulas I e II, acima e respectivamente. Foto da válvula III, abaixo. ....	123
Figura 105. Foto Bomba instalada para retro lavagem no interior da UMPC.....	123
Figura 106. IHM do <i>software</i> desenvolvido para acessar o histórico de viscosidade aparente. ....	125
Figura 107. Histórico de viscosimetria obtido a partir dos testes executados durante o dia 17/8/2015 com fluido de perfuração de base aquosa. ....	126
Figura 108. Histórico de estabilidade elétrica obtido a partir dos testes executados no dia 18/8/2015 com fluido de perfuração de base oleosa. ....	128
Figura 109. Imagem da tela inicial da IHM criada para uso do usuário no <i>Data Dashboard</i> , rodando em ambiente <i>Android 4.2.2</i> em Tablet, acima. Abaixo uma tela subsequente ao deslizar para o lado no aplicativo. ....	130
Figura 110. Imagem da tela inicial da IHM criada para uso do administrador no <i>Data Dashboard</i> , rodando em ambiente <i>Android 4.2.2</i> em Tablet, acima. Abaixo uma tela subsequente ao deslizar para o lado no aplicativo.....	131
Figura 111. Usuário conectado ao computador <i>host</i> via <i>Browser</i> de uma PC (acima) e via <i>Browser</i> de um <i>smartphone</i> (abaixo). ....	132
Figura 112. Fluxograma do tráfego de dados para as duas ferramentas utilizadas para permitir conexão remota de clientes ao computador <i>host</i> . ....	133
Figura 113. Exemplo de programação em <i>Maple</i> ®. ....	154
Figura 114. Exemplo de programação em <i>LabView</i> ®. ....	154
Figura 115. Tela do programador, à esquerda, e tela do operador, à direita. ....	155
Figura 116. Exemplo de programação com mudança em tempo real de parâmetros. ....	155

## Índice de Tabelas

Tabela 1. Componentes adquiridos para construção da infraestrutura de informática.....	66
Tabela 2. Legenda da Figura 83. ....	93
Tabela 3. Correlações para cálculo de $\Delta$ , $\tau$ e $td$ .....	96
Tabela 4. Correlações para cálculo de $Kc$ , $\tau_i$ e $\tau_d$ .....	97
Tabela 5. Tabela de frequência praticas pelo FANN e sua respectiva equivalência encontrada para o TT-100.....	107
Tabela 6. Dados técnicos do viscosímetro FANN 35A e BROOKFIELD TT-100 .....	107
Tabela 7. Informações sobre as capacidades de cada ferramenta para conexão remota de clientes à IHM. ....	129

## Nomenclatura

$A$	Área da seção transversal da tubulação
$A_1, A_2, A_3, A_4, A_5$	Parâmetros empíricos para regressão
$Bu$	Varição dos estados estacionários após uma perturbação
$d$	Diâmetro da tubulação
$f$	Fator de atrito de Fanning
$f_{slot}$	Fator geométrico de Rondon <i>et al.</i> (2012)
$g$	Gravidade
$h$	Cota de altura da tubulação retilínea de Carlsen <i>et al.</i> (2012)
$H$	Altura submersa do cilindro sensor de torque
$k$	Constante elástica da mola ou elemento sensor de torque
$K$	Índice de consistência
$K_c$	Parâmetro de sintonia do controlador ligado ao ganho geral do controlador
$L$	Medida geométrica do viscosímetro de Rondon <i>et al.</i> (2012)
$l$	Comprimento de tubulação retilínea
$m$	Massa do fluido de perfuração
$M$	Magnitude da perturbação
$n$	Índice de comportamento
$n'$	Pseudo-índice de comportamento
$P_1, P_2, P_3, P_4$	Pressões manométricas do aparato de Carlsen <i>et al.</i> (2012)
$P_{v,f}$	Perda por atrito no trecho retilíneo de Carlsen <i>et al.</i> (2012)
$Q$	Vazão volumétrica
$Re$	Número de Reynolds
$r_1$	Raio externo do cilindro interno do viscosímetro
$r_2$	Raio interno do cilindro externo do viscosímetro
$r_0$	Medida geométrica do viscosímetro de Rondon <i>et al.</i> (2012)
$r_i$	Medida geométrica do viscosímetro de Rondon <i>et al.</i> (2012)
$S$	Salinidade do fluido de perfuração de base aquosa
$t_1$	Parâmetro de S&K calculado a 35,3% da curva de reação
$t_2$	Parâmetro de S&K calculado a 75,3% da curva de reação
$td$	Parâmetro de controle calculado: tempo morto
$v$	Velocidade do fluido
$V$	Volume do fluido de perfuração
$VC$	Variável Controlada
$V_e$	Abertura da válvula de entrada
$VM$	Variável Manipulada
$V_{bp}$	Abertura da válvula de <i>by pass</i>

## Letras gregas

$\alpha$	Medida geométrica do viscosímetro de Rondon <i>et al.</i> (2012)
$\beta$	Razão entre os raios dos cilindros coaxiais
$\gamma$	Taxa de deformação
$\Delta$	Parâmetro de controle calculado: Ganho do sistema
$\Delta P$	Diferencial de pressão para o viscosímetro de Rondon <i>et al.</i> (2012)
$\theta$	Deflexão angular do elemento de torque do viscosímetro
$\mu$	Viscosidade absoluta dinâmica
$\mu_{ap}$	Viscosidade aparente
$\rho$ ou $\rho_{mist}$	Densidade do fluido de perfuração
$\rho^*$	Densidade característica
$\rho_{líq}$	Densidade da fase líquida do fluido de perfuração
$\rho_{sól}$	Densidade média da fase sólida do fluido de perfuração
$\tau$	Tensão de cisalhamento ou constante de tempo do sistema (se aplicado nas equações de controle)
$\tau_d$	Parâmetro de sintonia do controlador ligado à ação derivativa do controlador
$\tau_i$	Parâmetro de sintonia do controlador ligado à ação integral do controlador
$\Psi$	Fator de correção
$\omega$	Velocidade angular do cilindro externo do viscosímetro

## RESUMO

MAGALHÃES, Sérgio da Cruz Filho **UMPC – Unidade Móvel de Pesquisa Científica: um sistema desenvolvido para aferições em tempo real das propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração** 2015. 140p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, RJ, 2015.

Na última década, os processos de perfuração têm experimentado um avanço tecnológico significativo, permitindo que se alcançassem maiores profundidades, maiores produtividades e não obstante uma maior segurança operacional com maior flexibilidade nas operações de perfuração. Um símbolo da perfuração moderna são os poços direcionais, que agregam uma relação custo/benefício, na maioria dos casos, melhor do que os poços convencionais (puramente vertical). Para se perfurar direcionalmente, um conglomerado de ciências e tecnologias de ponta é necessário, desde o desenvolvimento de novos metais até sistemas automatizados de controle de torque e direção. No entanto, é sabido desde os primeiros poços perfurados que a partir de determinada profundidade o uso de fluidos de perfuração é imperativo para a viabilidade do processo inteiro. Os fluidos de perfuração possuem a primordial função de resfriar e lubrificar o sistema sob elevado atrito, executar a limpeza do poço em relação aos cascalhos gerados pela perfuração, exercer pressão sobre a formação rochosa para controle da invasão dos fluidos contidos nas rochas, dar estabilidade estrutural ao poço, dentre outras. Apesar de notória importância, a tecnologia empregada para a aferição e controle das propriedades de tais fluidos permanece a mesma há cinquenta anos. A viscosidade, a densidade, a estabilidade elétrica, a concentração de água em óleo e a concentração de sólidos totais em suspensão são propriedades que estão diretamente ligadas às questões operacionais do poço. Ainda que se tenha o que há de mais moderno para se perfurar, um controle inadequado das propriedades físico-químicas do fluido de perfuração pode comprometer a segurança e a viabilidade do processo inteiro. Neste sentido, este trabalho propôs e construiu um sistema automatizado para aferição remota das propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração outrora citados. Os resultados demonstraram que a automação de tais medidas é possível, validadas a partir da comparação direta entre medidas aferidas em tempo real e aquelas aferidas em instrumentos de bancada utilizados nos principais poços de perfuração. O sistema construído possui mobilidade, controle automático das variáveis operacionais, acesso remoto às informações e determina em tempo real viscosidade aparente, densidade, estabilidade elétrica, condutividade elétrica, teor de água em óleo, concentração de sólidos e tamanhos e contagem de partículas em suspensão. O sistema foi testado em ambientes laboratoriais e está pronto para prosseguir para testes em campo.

**Palavras-Chaves:** Automação, tempo real, perfuração, fluido de perfuração, controle.

## ABSTRACT

MAGALHÃES, Sérgio da Cruz Filho **UMPC – Unidade Móvel de Pesquisa Científica: um sistema desenvolvido para aferições em tempo real das propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração** 2015. 140p. Thesis (Master in Science, Chemical Engineering). Institute of Technology, Department of Chemical Engineering, Rural Federal University of Rio de Janeiro, RJ, 2015.

During the last decade, the drilling process has been experiencing considerable technological advances and has achieved deeper wells, better productivity, safety and flexibility during drilling operations. A symbol of modern drilling is the directional drilling, which usually have a better cost/benefit ratio when compared to conventional wells (purely vertical). To drill directionally, a conglomerate of science and state of the art technologies is necessary, starting from new metal design and ending on automated torque control system and steering. However, it is known from the first drilled well that, from a certain depth, the use of drilling fluids is essential to the viability of the whole process. The drilling fluids have the primary function to cool and lubricate the system under high friction, perform cleaning of the well in relation to cuttings generated by drilling, apply pressure on the rock formation to control the invasion of the fluids contained in it and give structural stability. Despite its notorious importance, the technologies used to quantify and control the physicochemical properties of such fluids have not changed over the past fifty years. Viscosity, density, electrical stability, concentration of water in oil and concentration of total solids suspended are properties that are directly related to the operation of the well. Even with the most modern drilling apparatus at disposal, if the properties of the fluid are not adequate, it can harm the entire operation. Thus, this work has proposed and constructed an automated system to remotely measure in real time the physicochemical properties of drilling fluids. The results has shown that it is possible to perform such measurements in such fluids, validated by the direct comparison between real time data and data acquired in standard bench devices. The system built has mobility, automatic control of operational variables, remote access to all information and is capable to determine in real time apparent viscosity, density, electrical stability, electrical conductivity, concentration of water in oil and concentration and size distribution of solids suspended. The system was tested in laboratory environment and it is ready to proceed to field trials.

**Keywords:** Automation, real time, drilling, drilling fluid, control.



# CAPÍTULO I

## 1. INTRODUÇÃO

Apesar dos esforços e investimentos em novas fontes de energia, muitas delas renováveis, a queima de combustível fóssil ainda permanece majoritariamente como a opção primária. Tais combustíveis são retirados do petróleo, que, refinado, provê suas frações, conhecidas como gasolina, nafta, óleo diesel, dentre outras (Jones e Pujadó, 2008).

No entanto, extrair petróleo de suas respectivas jazidas subterrâneas não é um processo barato e, no atual mundo globalizado e competitivo, tornar esse processo cada vez mais economicamente viável é fundamental. Em cenários *on shore*, os poços de petróleo podem chegar a centenas de metros, já em cenários *off shore*, até milhares. Isso significa dizer que um conglomerado de ciências e tecnologias é necessário para se atingir os objetivos, além do uso de mão de obra extremamente especializada, significando assim um alto custo operacional. O custo de uma operação *off shore* pode chegar a até R\$ 1,5 milhão por dia (Shaughnessy *et al.*, 2007).

Neste sentido, minimizar custos num cenário onde o espaço para erros é cada vez menor significa melhorar os processos atuais, rever técnicas obsoletas de perfuração com pesquisa científica aplicada e produzir novas tecnologias. Entende-se que a minimização de custos não é necessariamente tornar a extração de petróleo mais barata, mas também ocorre ao aumentar a produtividade em termos de barril/dia e tornar as operações mais seguras (Aadnoy e Bernt, 1996, Waldmann, 2005 e Dias *et al.*, 2015).

Nos últimos dez anos, o setor de *drilling* sofreu um avanço tecnológico significativo. Para aumento da produtividade, novas tecnologias foram criadas e dá-se a ela todo crédito por tal efeito. A perfuração direcional foi um dos principais ícones deste avanço, permitindo que um poço fosse perfurado horizontalmente, e não somente verticalmente, como tradicionalmente era feito. Entrando-se horizontalmente a perda de carga que o petróleo sofre ao deixar a rocha reservatório é muito menor, aumentando a capacidade de extração. Poços injetores, que aumentam a pressão de poros do poço contribuem também para a produtividade, é outro avanço tecnológico recente. Perfurar direcionalmente exige tecnologia para controle automático de torque e de direção do sistema coluna/broca, técnicas que são praticamente impossíveis de serem aplicadas manualmente (Bourgoyne *et al.*, 1991, Aadnoy e Bernt, 1996).

O processo de perfuração está deixando de ser estritamente manual e atualmente já compartilha com *hardware* e *software* suas rotinas. (Oort *et al.* 2011).

O processo de perfuração não engloba somente destruição da formação geológica. A operação envolve inúmeras outras variáveis, como por exemplo, o controle dos fluidos confinados ao longo do caminho, controle da quantidade de cascalhos gerados pela broca, além da lubrificação e proteção das partes mecânicas que estão sob elevados atritos mecânicos. Desta forma, o processo de *drilling* além de envolver tecnologias de gerenciamento de torque, direção, sentido, peso, dentre outras, do sistema coluna/broca,

envolve também o uso de fluidos de perfuração, que é imperativo para tornar a operação viável após certa profundidade (Bourgoyne *et al.*, 1991, Aadnoy e Bernt, 1996).

Será o fluido de perfuração que atuará no controle de invasão dos fluidos da formação para dentro do poço, fará a limpeza dos cascalhos gerados, resfriará e lubrificará o sistema sob atrito, dentre outras funções. No entanto, para que o fluido de perfuração venha atuar devidamente, suas propriedades físico-químicas devem ser mantidas dentro de uma faixa operacional pré-determinada pelo engenheiro responsável pela sonda, levando em consideração fatores como profundidade, tipo de rocha, taxa de penetração na formação etc. (Caenn *et al.* 1996, Apaleke *et al.* 2012, Azar e Samuel, 2007).

Atualmente o controle destas propriedades é estritamente manual. As técnicas de aferição das propriedades mais importantes como reologia, densidade, estabilidade elétrica, teor de água em óleo e concentração de sólidos datam de mais de cinquenta anos e tecnologias para aferição em tempo real destas propriedades praticamente não existem no mercado. Tão importante quanto uma perfuração com tecnologia de ponta é o controle adequado e rápido das propriedades do fluido. Gandelman *et al.* (2013) afirmaram que mesmo o aparato mais avançado de perfuração não garante o sucesso das operações se o controle das propriedades do fluido não for adequado. Quando se compara o avanço tecnológico dos sistemas de perfuração com os avanços no controle de propriedades de fluidos, vê-se uma incongruência.

Neste sentido, este trabalho objetivou produzir um sistema automatizado para monitoramento remoto de determinadas propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração como viscosidade aparente, densidade, estabilidade elétrica, condutividade elétrica, teor de água em óleo e concentração de sólidos suspensos. Baseado nas experiências relatadas na literatura, este trabalho produziu um módulo móvel de medição de propriedades de fluido, assim como toda uma infraestrutura de informática para viabilizar suas operações. É esperado que este trabalho contribua para o desenvolvimento de novas tecnologias, novas técnicas e mudanças de cultura acerca do controle das propriedades de fluido, pioneiramente a nível nacional, contribuindo para aumento da produtividade e segurança das operações de perfuração.

## 1.1. Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte maneira:

- Capítulo I: Introdução ao tema;
- Capítulo II: Revisão Bibliográfica. Publicações científicas na área e afins nas quais este trabalho se baseou;
- Capítulo III: Material e Métodos. Descreve a metodologia, equipamentos, técnicas e ciências utilizadas para se atingir os objetivos propostos;
- Capítulo IV: Resultados e Discussão. Demonstra o resultado que se obteve ao engenho o sistema de monitoramento remoto das propriedades de fluidos de perfuração. Discorre brevemente os resultados típicos que se obtém de cada técnica utilizada e aborda de forma mais contundente o inevitável fato de se ter um sistema supervisorio (em forma de *software*) para viabilizar o funcionamento prático de todo o sistema;
- Capítulo V: Conclusões. Abordam as conclusões sobre o trabalho;
- Capítulo VI: Sugestões para Trabalhos Futuros. Sugestões para continuação dos trabalhos, apontando de forma transparente os possíveis *upgrades* cabíveis;
- Capítulo VII: Referências Bibliográficas. Transcreve as referências completas para consultas.
- Anexos.

## CAPÍTULO II

### 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 2.1. Introdução ao processo de perfuração convencional e não convencional

A perfuração de poços de petróleo, numa descrição básica, consiste em destruir a formação geológica acima da rocha reservatório de petróleo, abrindo assim um canal físico entre a jazida e a superfície. Para tanto, é aplicado peso sobre uma broca, que está ligada a uma coluna, que por sua vez está conectado a um sistema produtor de torque que gira todo o sistema broca/coluna (Craft, 1962, Thomas, 2001). Vide Figura 1.



Figura 1. Esquema de um sistema de perfuração (perfuratriz). Fonte: acervo pessoal do autor, adaptado de Halliburton INC.

Com maiores detalhes são demonstrados na Figura 2 (a) e (b) como que este sistema de perfuração atua na destruição geológica, utilizando um fluido de perfuração. Geralmente a broca utilizada possui dentes diamantados e são tricônicas rotativas. As colunas de perfuração possuem vinte e sete metros de comprimento e são interligadas na perfuratriz por meio de rosca com alto torque. Logo, entende-se que a cada vinte e sete metros uma pausa é necessária para adição de mais um vão de coluna. O fluido de perfuração é bombeado por dentro da coluna e sai nos chatos da broca, ascendendo à superfície. Na Figura 2 a) é ilustrado o sistema em rotação para destruição geológica, em b) é ilustrado o avanço da coluna com o uso do fluido de perfuração. O esquema da Figura 2 é representativo de um poço convencional.

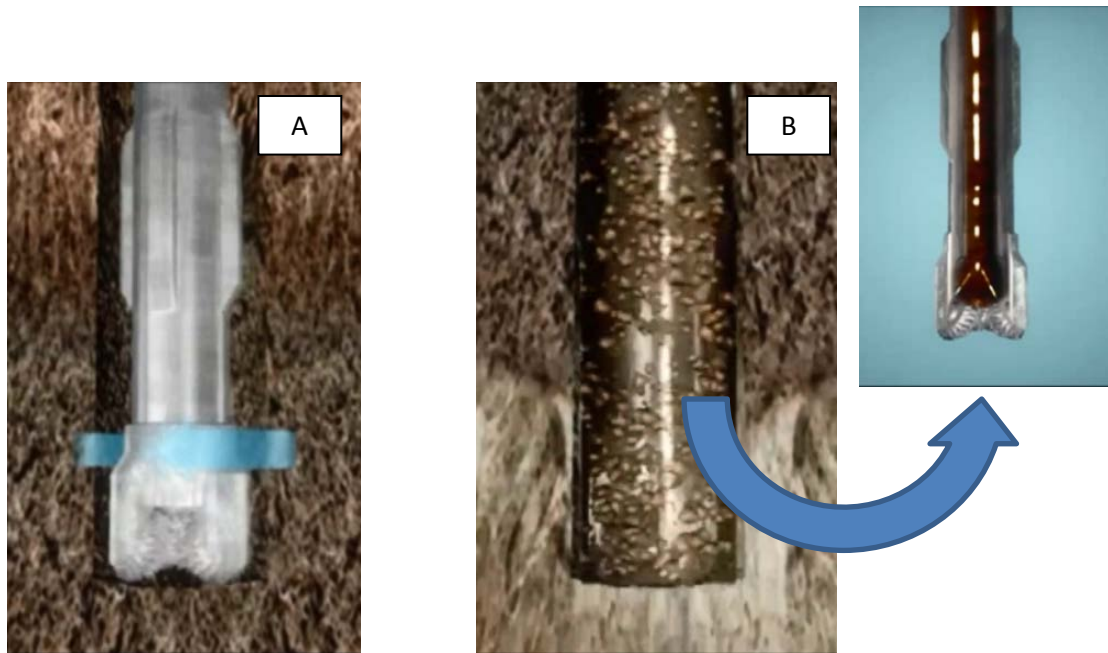


Figura 2. A) Esquema de uma coluna de perfuração e broca. B) Coluna e broca em ação com fluido de perfuração sendo ejetado e produzindo limpeza do poço. Fonte: acervo pessoal do autor, adaptado de Halliburton INC.

Poços convencionais, no Brasil, são aqueles em que não há mudança de direção durante a perfuração, ou seja, a forma geométrica do poço é totalmente vertical. O poço é perfurado em fases, onde cada uma possui um diâmetro distinto, e conseqüentemente seu revestimento adequado. O controle das pressões é por técnica *overbalance*, ou seja, a perfuração é feita mantendo-se a pressão hidráulica de bombeio acima da pressão de poros<sup>1</sup> e abaixo da pressão de fratura<sup>2</sup>. Assim, ao final da perfuração o que se tem é um poço vertical com formato telescópico. Na Figura 3 é demonstrado um esquema de um poço *off shore* convencional completo (Craft, 1962, Thomas, 2001).

<sup>1</sup> Estimativa das pressões nas quais os fluidos das formações se encontram nos poros das rochas ou veios geológicos (lençóis d'água, gases). Caso a pressão hidráulica fique abaixo da pressão de poros ocorrerá a invasão dos fluidos da formação no poço em perfuração. O descontrole pode levar a acidentes fatais.

<sup>2</sup> Pressão máxima que a formação geológica suporta antes de sofrer ruptura (abertura de fissuras). Esse tipo de dano pode ser reversível ou irreversível, dependendo do tipo de rocha e extensão do dano.

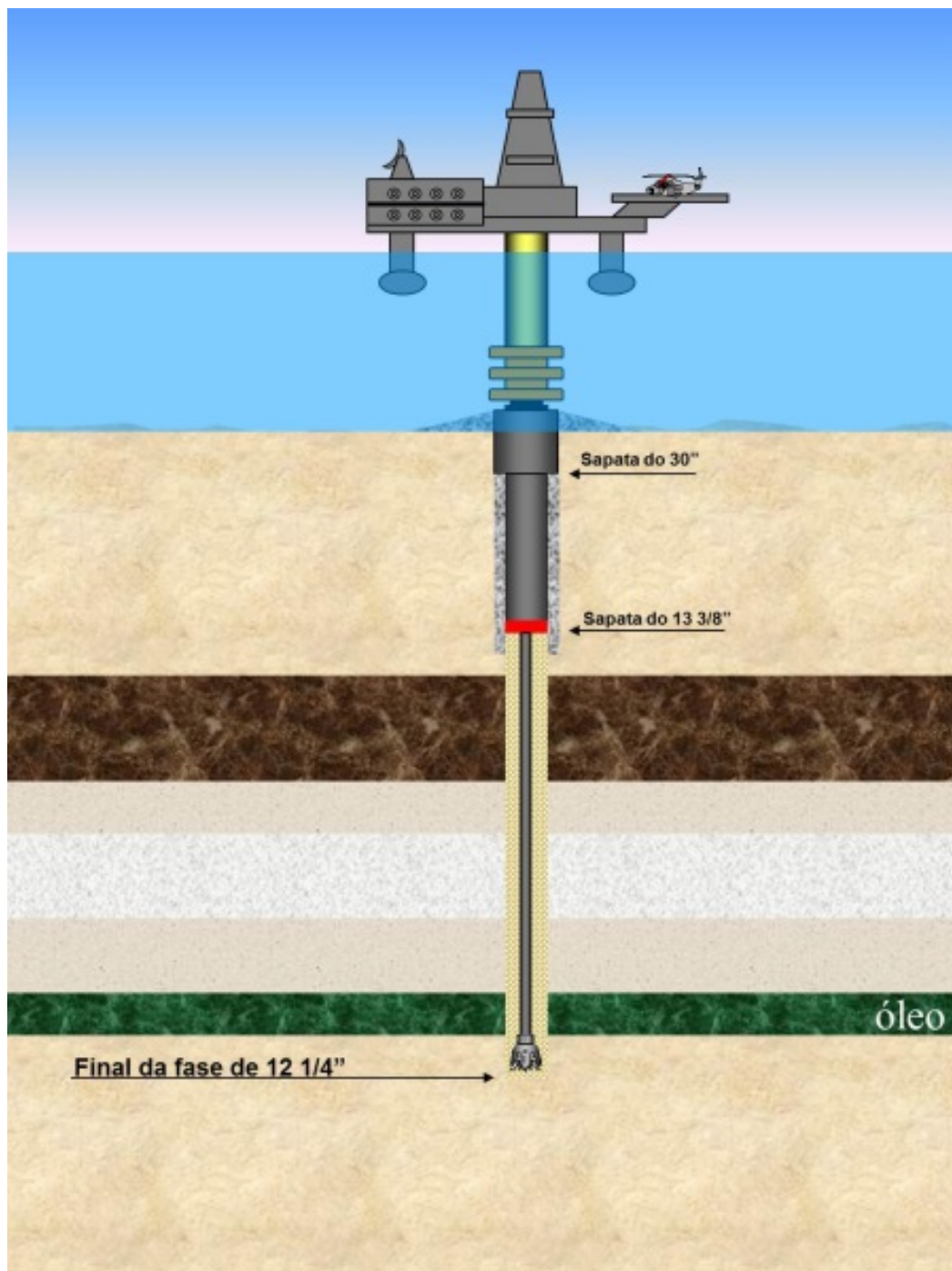


Figura 3. Esquema de um poço convencional *off shore*. Fonte: acervo pessoal do autor, adaptado de autor desconhecido.

Os poços não convencionais são aqueles em que há mudança de direção durante a perfuração. Também é dito não convencional quando se perfura em técnica *underbalance*, em que as pressões hidráulicas no interior do poço podem ou não estar acima da pressão de poros. A principal vantagem da técnica *underbalance* em detrimento a *overbalance* são as taxas de penetração mais elevadas, pois se tem como aliado a saída dos fluidos das formações rochosas, isto diminui a resistência mecânica das rochas. Taxas mais elevadas levam a uma perfuração mais rápida, e quanto mais rápida mais rentável. No entanto, este elemento aliado também é sua principal



desvantagem, pois a todo o momento teria a invasão dos fluidos da formação rochosa para o interior do poço. Desta forma a unidade de perfuração que opera em *underbalance* precisará, além da remoção dos cascalhos, de uma completa unidade de operações unitárias, sendo assim, implicará em mais espaço físico e componentes de segurança adicionais para prevenção de acidentes. A escolha entre uma e outra técnica é um processo de otimização econômica, e deve ser tratado caso a caso, poço a poço. Num cenário *off shore*, onde cada centímetro quadrado é disputado, espaço pode ser um grande limitante.

Os poços direcionais vêm sendo cada vez mais utilizados nas perfurações brasileiras. Uma grande vantagem da perfuração direcional é a área de escoamento que se abre na jazida. Isto implica em menores perdas de carga para o petróleo no momento da extração. Vide Figura 4 em comparação com a Figura 3. Enquanto no poço vertical grande parte do óleo deve escoar pelos poros da rocha até chegar ao canal do poço, no poço direcional este canal se alonga por toda a jazida. Outra função importante do poço direcional é a versatilidade do local de instalação da sonda perfuratriz. Enquanto em um poço vertical a sonda deve estar posicionada acima da jazida, no poço direcional a sonda pode ser posicionada, por exemplo, a quilômetros de distância da jazida (Craft, 1962, Bourgoyne *et al.*, 1991, Aadnoy e Bernt, 1996, Thomas, 2001, Azar e Samuel, 2007). Vide ilustração na Figura 4.

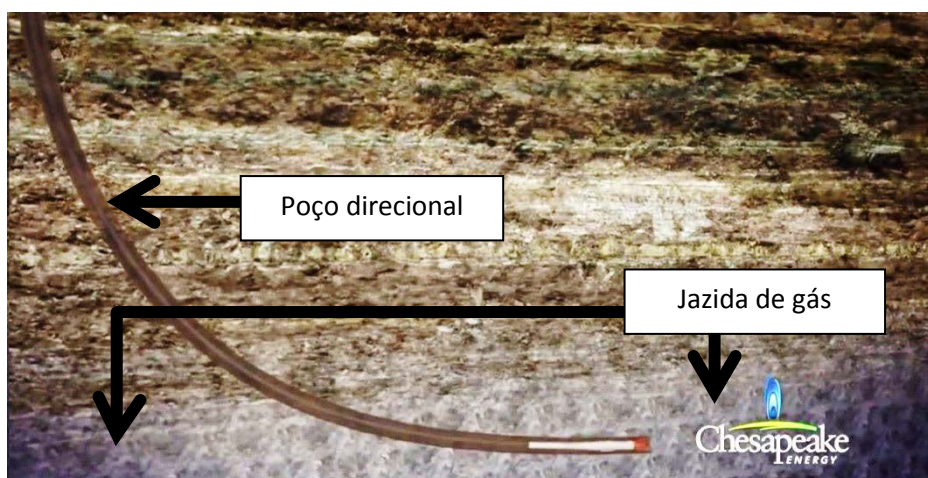


Figura 4. Esquema de um poço direcional *on shore*. Fonte: adaptado de <https://www.youtube.com/watch?v=fBQCQ6HL2Yw>, acessado em 20/07/15.

Em um estudo de caso realizado pela empresa Chesapeake Energy, seis poços direcionais conseguem produzir o correspondente a trinta e dois poços verticais tradicionais, uma vez definida a área de exploração. Vide Figura 5 (a e b).

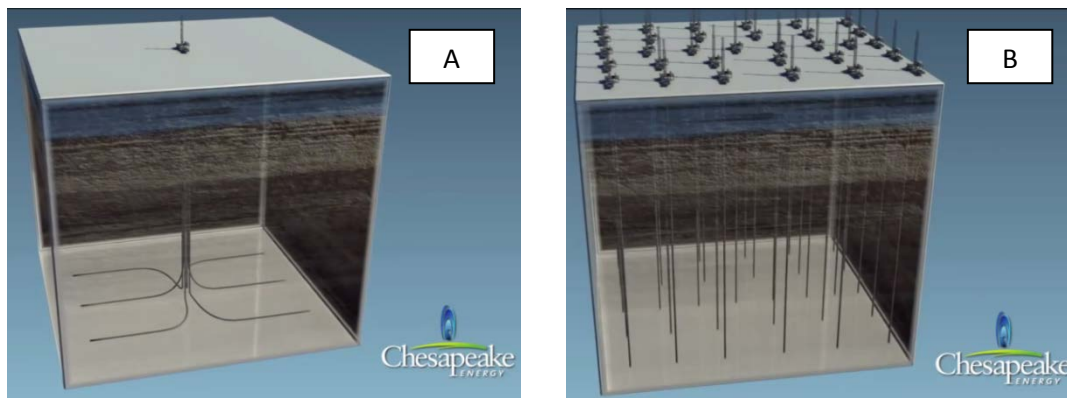


Figura 5. Esquema de um poço direcional *on shore*. Fonte: adaptado de <https://www.youtube.com/watch?v=fBQCQ6HL2Yw>, acessado em 20/07/15.

As operações de perfuração direcional se tornaram realidade quando a tecnologia foi empregada. Estes maquinários contam com: motores direcionais automáticos com controle de torque; guia de posição eletrônico com GPS; sensores de pressão e carga ao longo da coluna e engrenagens hidráulicas controladas remotamente. Porém esta tecnologia sem a inteligência de um sistema supervisorio que os administra e interpreta, gerenciado pelo operador, não se traduz em utilidade. Sensores, atuadores, motores, quaisquer que sejam os componentes do *hardware*, são apenas engrenagens para um propósito, e quem dita este propósito é o sistema supervisorio, ou simplesmente “o” *software*. É e sempre será necessária uma central de computação de dados que recebe o tráfego dos sensores, o interpreta, o transfere para seus algoritmos de controle e tomada de decisão, e devolve, na mesma linguagem, os comandos que todos os componentes de *hardware* deverão obedecer nos próximos segundos. É um ciclo, *hardware* sem *software* é apenas circuitaria, *software* sem *hardware* é apenas um simulador. Na Figura 6 e Figura 7 pode ser observada uma perfuração direcional sendo controlada pelo sistema supervisorio.



Figura 6. Sistema supervisorio (1) durante operação de perfuração direcional. Fonte: adaptado de <https://www.youtube.com/watch?v=cl8BBoCV7gU>, acessado em 20/07/15.



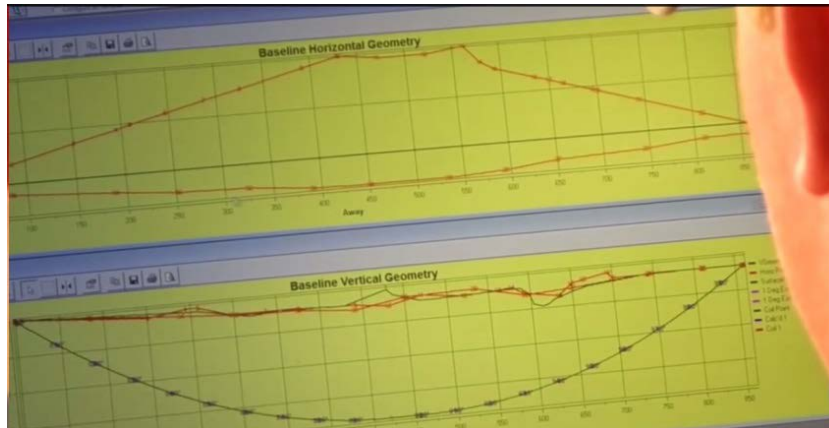


Figura 7. Sistema supervisorío (2) durante operação de perfuração direcional. Fonte: adaptado de <https://www.youtube.com/watch?v=cl8BBoCV7gU>, acessado em 20/07/15.

## 2.2. O fluido de perfuração e suas ações no processo

Independentemente da técnica (*overbalance/underbalance*) ou se o poço é convencional ou não convencional, o fluido de perfuração atua conjuntamente com a broca e a coluna, sendo este bombeado por dentro da coluna e ejetado na broca. A coluna de perfuração na realidade é um tubo hidráulico, com paredes espessas preparadas não somente para aguentar as pressões hidráulicas do bombeio, mas também a transferência da força mecânica até a broca. Vide fotos do acervo do autor em visita a uma sonda brasileira.

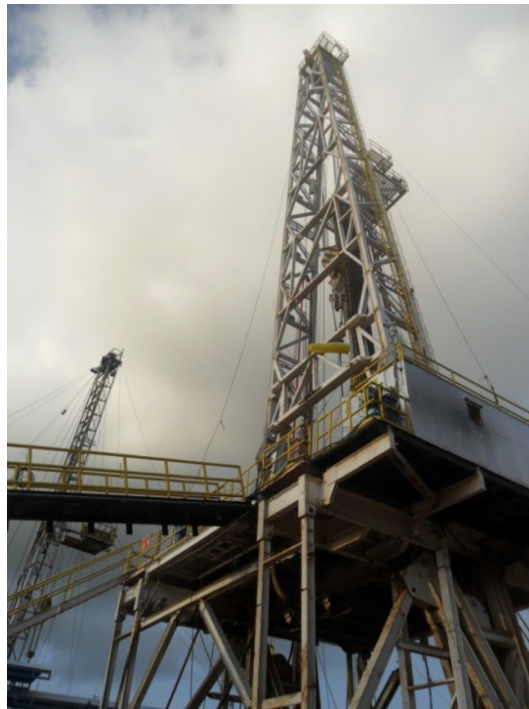


Figura 8. Perfuratriz, imagem real, comparação com Figura 1. Fonte: Acervo pessoal do autor.



Figura 9. Colunas de perfuração e detalhe no estabilizador, componente que precede a broca de perfuração. Fonte: Acervo pessoal do autor.

Na Figura 10 as bombas triplex (em azul) são bombas de alta potência, podem atingir até 300 CV, operam em corrente contínua a 780V e possuem eficiência total de até 98%. Cada uma necessita de uma bomba centrífuga de alta vazão para alimentá-las. As pressões de bombeio podem chegar a até 6000 psi.



Figura 10. Bombas especiais que admitem os fluidos de perfuração para dentro do sistema coluna/broca. Fonte: Acervo pessoal do autor.



Figura 11. Amostra de fluido de perfuração. Fonte: Acervo pessoal do autor, adaptado de autor desconhecido.

Estes fluidos são produzidos e estocados em grandes tanques, como mostra a Figura 12.



Figura 12. Tanque de produção e armazenamento de fluido de perfuração. Fonte: Acervo pessoal do autor.



O fluido ao chegar à superfície, segue para o devido tratamento de remoção de cascalhos. Em seguida retorna ao tanque principal (Figura 12) para manter a operacionalidade do processo.

É esperado do fluido de perfuração que ele exerça as seguintes principais funções:

- Resfria e lubrifica imediatamente a broca que está sob elevado atrito;
- Carreia os cascalhos para superfície;
- Exerce pressão hidráulica sobre a formação (*overbalance*);
- Minimiza a invasão de filtrado;

Estas funções devem ser exercidas independentemente da formulação do fluido, já que existem atualmente no Brasil diversas formulações diferentes de fluidos de perfuração. Estes podem ser classificados em dois grandes grupos, os fluidos a base de água e os fluidos a base de óleo (sintéticos).

Os fluidos aquosos geralmente são compostos por água como base, sais solúveis (NaCl, KCl) para aumento da atividade iônica, polímeros para viscosificação primária (GX<sup>3</sup> e CMC<sup>4</sup>), argilas organofílicas como viscosificantes secundários (bentonita) e agente obturante<sup>5</sup>, sais insolúveis como adensante (barita ou calcário) e compostos secundários como antiespumantes e bactericidas, por exemplo.

Os fluidos de base sintética se diferem por possuir uma base composta por uma emulsão estável entre uma base orgânica (geralmente parafina ou olefina) e água saturada em NaCl (a saturação é opcional, algumas companhias produzem salmouras de outros sais e em outras concentrações sem ser a saturação total). Obrigatoriamente, por se tratar de uma emulsão, esses fluidos possuem um tenso-ativo primário para diminuição da tensão superficial entre óleo e água, assim como outro tenso-ativo secundário para diminuir a tensão superficial entre os sólidos insolúveis e a fase contínua do fluido (óleo – chamado de emulsão inversa). Os sólidos suspensos são bentonita (agente viscosificantes secundário) e barita (adensante). Este fluido não é compatível quimicamente com os polímeros de viscosificação primária (GX e CMC) e nem com calcário (adensante). Impreterivelmente é usado somente barita como adensante e como viscosificantes primário polímeros a base de ácidos graxos. As proporções da fase emulsionada geralmente variam de 30 a 40% em volume de água (salmoura) na emulsão. Os fluidos sintéticos levam aditivos secundários também, como hidróxido de cálcio e redutores de filtrado.

Os fluidos de base aquosa são mais simples de serem produzidos, mais baratos e biodegradáveis. Já os fluidos de base oleosa são mais difíceis de preparar, pois requerem uma alta energia de mistura, além de não poderem ser descartados na natureza devido a não degradabilidade do componente oleoso da mistura emulsionada. Isto significa custos mais elevados. Apesar de aparentemente inviável, o fluido sintético (emulsão) é largamente utilizado, principalmente em poços de alto risco operacional.

---

<sup>3</sup> Goma Xantana

<sup>4</sup> Carboxi-Metil-Celulose

<sup>5</sup> Sólidos para formação de reboco. Este auxilia na estabilidade do poço e no combate à invasão do fluido para a formação rochosa por consequência da técnica *overbalance*.

Os fluidos aquosos possuem uma desvantagem acentuada frente ao fluido sintético: eles variam suas propriedades bruscamente ao longo da operação ao receber intempéries como variação de temperatura, incorporamento de sólidos finos como argilas, invasão de água etc. Como o controle das propriedades do fluido está diretamente ligado ao controle da pressão do poço, é indesejável, principalmente em operações de alto risco, um fluido cuja reologia varie a todo tempo, por exemplo. Os fluidos sintéticos neste sentido são conhecidos por sua estabilidade, uma vez que apresentam variações menos acentuadas de suas propriedades nos cenários elucidados. São operações de alto risco poços cuja janela operacional<sup>6</sup> é estreita, onde não há margens para erros. Geralmente poços *off shore* ultra profundos apresentam tal característica, já que a janela operacional é inversamente proporcional à profundidade. Quanto mais profundo, menor é a janela. Existem poços na região do pré-sal que chegam a mais de 9000 metros de profundidade (Caenn *et al.*, 1996, Apaleke *et al.*, 2012).

Independentemente se aquoso ou sintético todos os fluidos devem exercer suas ações esperadas e isto só ocorre em detrimento de um controle adequado de suas propriedades físico-químicas. As principais propriedades ligadas ao controle de pressão do poço são viscosidade, densidade, estabilidade elétrica, teor de água em óleo e concentração de sólidos, e atualmente sua aferição é estritamente manual, resumindo-se ao recolhimento de alíquotas para uso em equipamentos de bancada. As principais desvantagens deste método são: as alíquotas geralmente não representam bem o processo, pois existe um tempo mínimo requerido para que os testes sejam executados, a impossibilidade de se distribuir os resultados rapidamente entre os postos de comando e a inviabilidade de se aplicar algoritmos de controle e otimização para uma intervenção mais precoce no processo.

Os fluidos de perfuração tendem a ser viscosos, densos e opacos. Isso sugere que as medições de suas propriedades não são algo trivial. O comportamento reológico de tais fluidos é não Newtoniano<sup>7</sup>, pseudoplástico<sup>8</sup>, apresentando, em geral, tensão mínima para escoamento. Isto exclui uma série de equipamentos disponíveis no mercado.

O adensamento do fluido é primordial para se manter a pressão hidráulica do poço sob controle em momentos em que o fluido está estático (sem bombeio). Isto ocorre, por exemplo, durante a instalação de mais uma coluna para continuar a penetração. Como a pressão de poros aumenta com a profundidade do poço, o único recurso para se aumentar a pressão no interior do poço é aumentar a densidade do fluido.

Os sólidos em suspensão atuam não somente no adensamento do fluido, mas também como agentes obturantes para minimizar a invasão do fluido na rocha reservatório. A técnica *overbalance* consiste em aplicar pressões de bombeio maiores que a pressão de poros, se o fluido de perfuração não possuir estes agentes obturantes,

---

<sup>6</sup> Faixa de pressão hidráulica no interior do poço admissível para operação. Seu limite inferior é a pressão de poros e seu limite superior é a pressão de fratura.

<sup>7</sup> Sua viscosidade varia em função não somente da temperatura, mas também da taxa de deformação a qual a amostra em aferição está submetida.

<sup>8</sup> A viscosidade aparente diminui seu valor à medida que a taxa de deformação imprimida na amostra aumenta.

uma incontrolada invasão na jazida de petróleo ocorreria, causando problemas ao testemunhá-lo<sup>9</sup>, já que esta jazida estaria com alto grau de contaminação devido ao fluido de perfuração. Já com os sólidos em suspensão, ao encontrar uma parede rochosa, o fluido invade a formação apenas por um curto período de tempo, pois um reboco<sup>10</sup> se forma com permeabilidade significativamente menor que a da formação.

Os sólidos constituintes dos fluidos são mantidos em suspensão justamente devido às características viscosas do fluido, que garantem a sustentação deles e dos cascalhos. Estes sólidos, por sua vez, geralmente inviabilizam instrumentos que possuam partes mecânicas com pequenos orifícios ou que necessitem que o fluido passe por pequenos espaços contendo partes mecânicas móveis. A experiência mostra que ao longo do tempo os sólidos danificam/colmatam/inviabilizam o uso da tecnologia. O fato de ser opaco inviabiliza qualquer técnica ótica. Os fluidos aquosos ainda são mais suscetíveis a medições, pois são polares<sup>11</sup>, assim sensores resistivos e indutivos funcionam. Os fluidos sintéticos são apolares<sup>12</sup>, o que agrava o quadro de possibilidade de sensores já que nem os indutivos e nem os resistivos funcionam neste tipo de fluido (Caenn *et al.*, 1996, Apaleke *et al.*, 2012).

As afirmações acima têm o propósito de demonstrar que os fluidos de perfuração não se aplicam no “*pool*” de empresas de tecnologia que atualmente dominam os mercados de química analítica e de instrumentação de medição, a nível mundial. Tão pouco são alvo de investimentos em tecnologias para aferição em processo em tempo real. O que se tem hoje não mudou significativamente em relação ao que se tinha há 50 anos, que são algumas empresas no mundo produzindo tecnologias de bancada única e exclusivamente para servir a este setor.

Apesar dos equipamentos que hoje servem à indústria petrolífera serem robustos e engenhados para dar bons resultados com um fluido tão complexo e cheio de limitações, estes são dotados de pouca ou quase nenhuma tecnologia, o que justifica este trabalho no sentido de diminuir a distância existente entre aferição e controle (Magalhães *et al.*, 2014).

### **2.3. O atual estado das técnicas de aferição das propriedades de fluidos de perfuração em bancada.**

Atualmente quem produz equipamentos nesta área com mais proeminência são as empresas americanas FANN INSTRUMENTS, OFFITE, CHANDLER E GRACE INSTRUMENTS. Serão demonstrados os equipamentos comercializados da FANN, pois estes são amplamente usados nos poços de perfuração brasileiros.

---

<sup>9</sup> Recolher alíquotas para testes laboratoriais para se determinar a qualidade do petróleo.

<sup>10</sup> Também conhecido como torta, surge do processo natural de “filtração” do fluido de perfuração.

<sup>11</sup> Conduz eletricidade, apresentam baixa resistividade.

<sup>12</sup> Não conduz eletricidade, apresentam elevada resistividade.

### 2.3.1. A atual técnica de aferição de viscosidade

Na Figura 13 pode ser observado o esquema do viscosímetro FANN, modelo 35A. Este instrumento é amplamente usado nas sondas de perfuração brasileiras.

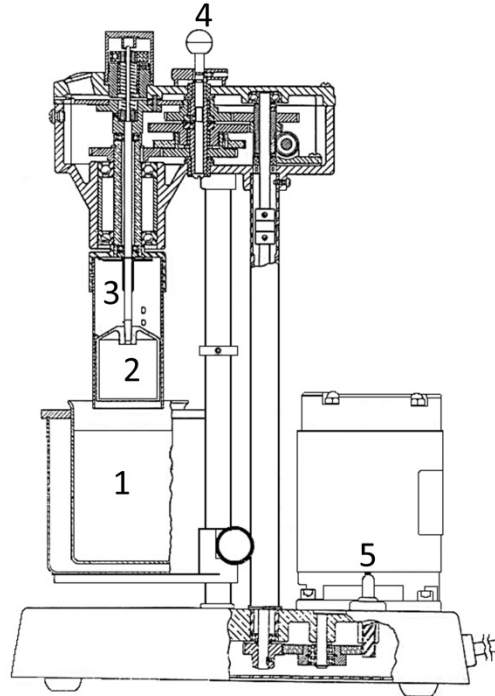


Figura 13. Esquema do viscosímetro FANN 35A. Fonte: adaptado do manual FANN 35A.

O princípio de funcionamento consiste em colocar uma alíquota no copo (1) de aferição, geralmente de 200 a 300 ml são necessários. O próximo passo é subir a base do copo até que os dois furos existentes no cilindro externo (3) sejam totalmente submersos. Manipulando a manopla (5) nas posições “Alta” ou “Baixa” juntamente com a marcha (4) é possível se fazer combinações que geram seis diferentes velocidades de giro no cilindro externo, a saber, 3, 6, 100, 200, 300 e 600 RPM. Cada velocidade imprime uma taxa de deformação diferente. O cilindro externo ao girar, causa uma força de arraste no fluido que está confinado no espaço anular formado entre os dois cilindros. Este arraste movimentando o fluido na direção radial até que o mesmo encontra o cilindro interno, que está ligado a uma mola. Este cilindro começa a flexionar a mola proporcionalmente ao torque causado pelo fluido em movimento. A medição se dá ao ler, *in loco*, o valor de cada deflexão angular, em graus, a cada velocidade correspondente. Para cálculo da tensão de formação, o manual 208878, revisão O, informa a seguinte equação:

$$\tau = 0,51 \times \theta,$$

Equação 1

onde  $\theta$  ( $^\circ$ ) é a deflexão angular lida no equipamento e  $\tau$  é dado em (Pa).

Para a taxa de deformação, segue que,

$$\dot{\gamma} = 1,703 \times RPM,$$

Equação 2

onde  $\gamma$  é dado em ( $s^{-1}$ ).

Alternativamente, segundo Machado (2002), o cálculo da tensão de cisalhamento em qualquer viscosímetro de cilindros coaxiais é dado pela equação:

$$\tau = \left( \frac{k}{2\pi r_1^2 H} \right) \theta,$$

Equação 3

onde  $k$  ( $N.m^\circ$ ) é a constante elástica da mola ou do elemento sensor de torque,  $r_1$  (m) é o raio externo do cilindro sensor de torque (cilindro interno),  $H$  (m) é a altura submersa do cilindro sensor de torque e  $\theta$  ( $^\circ$ ) é a deflexão angular sofrida pela mola ou elemento de torque.

O cálculo da taxa de deformação é dado por (Machado, 2002),

$$\dot{\gamma} = \Psi \left( \frac{2r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \right) \omega,$$

Equação 4

onde  $\Psi$  é um fator adimensional de correção,  $r_2$  (m) é o raio interno do cilindro externo (rotor),  $r_1$  (m) é o raio externo do cilindro interno (estator ou sensor de torque) e  $\omega$  (rad/s) é a velocidade angular do rotor.

O fator de correção visa atenuar os erros de cálculo da taxa de deformação quando se usa a Equação 4 para fluidos não Newtonianos. Machado (2002) afirma que estes erros são causados devido ao perfil não linear de tensões durante o escoamento destes tipos de fluidos. Matematicamente  $\Psi$  é dado por

$$\Psi = \left( \frac{\beta^{\frac{2}{n}}}{n \cdot \beta^2} \right) \left( \frac{\beta^2 - 1}{\beta^{\frac{2}{n}} - 1} \right),$$

Equação 5

onde  $\beta$  é uma relação entre raios e  $n$  é o índice de comportamento do fluido.

Observa-se que este tipo de equacionamento é válido para fluidos do tipo *Ostwald-de-Waele*<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> Fluidos pseudoplástico ou dilatantes são ditos fluidos de *Ostwald-de-Waele*. Seguem a equação  $\tau = K(\dot{\gamma})^n$ . Se  $n > 1$  dilatante (viscosidade aumenta com a taxa), se  $n < 1$  pseudoplástico (viscosidade diminui com a taxa), se  $n = 1$ , fluido newtoniano (viscosidade constante com aumento ou diminuição da taxa).



Frequentemente vê-se em manuais de viscosímetros a omissão deste termo, que implica em  $\Psi = 1$ , logo se assume fluido com comportamento Newtoniano (Equação 2). O equívoco ocorre quando se usa esta suposição na análise de fluidos não Newtonianos. A taxa para fluidos não Newtonianos é dependente do índice de comportamento do mesmo e da geometria do equipamento.

Atualmente muitos trabalhos usam  $\beta$  para representar o “gap” ou região anular de medição como

$$\beta = \frac{r_2}{r_1}.$$

Equação 6

Machado (2002) argumenta que quanto mais próximo de 1,00 for o valor de  $\beta$ , menos pronunciado é o erro proveniente da não linearidade dos fluidos não Newtonianos no cálculo da taxa de deformação.

Para encontrar o índice de comportamento do fluido antes de realizar a reologia do fluido, a aproximação comumente utilizada por trabalhos é

$$n = n' = \frac{d \ln(\tau)}{d \ln(\omega)}.$$

Equação 7

A Equação 7 representa o coeficiente angular da reta formada entre o logaritmo neperiano da tensão em função do logaritmo neperiano da velocidade angular.

Alguns trabalhos demonstram métodos alternativos para cálculo do índice de comportamento, mas são computacionalmente complicados quando comparados com a simplicidade de cálculo da Equação 7. Cabe avaliar o custo benefício da dualidade erro x esforço computacional (Billon, 1996).

### 2.3.2. A atual técnica de aferição de densidade

A atual técnica de medição de densidade de fluidos de perfuração é baseada no equilíbrio entre dois pesos, de um lado o peso da amostra de fluido e do outro uma escala graduada e calibrada. O esquema do equipamento pode ser visto na Figura 14. Este equipamento recebe o nome de balança de lama, e possuem dois modelos, o pressurizado e o sem pressão. Geralmente o modelo pressurizado permite, por meio de um êmbolo, que o usuário injete sob pressão o fluido na câmara, diminuindo os erros por aprisionamento de ar.

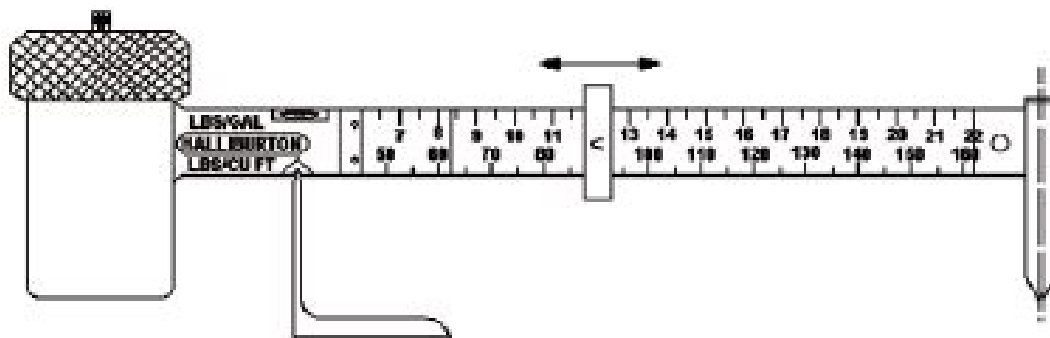


Figura 14. Esquema do densímetro “balança de lama pressurizada”. Fonte: Adaptado do manual FANN *Pressurized Mud Balance*.

Após o preenchimento da câmara, à esquerda, o usuário completa o volume restante com o êmbolo que se encaixa na parte superior da câmara. Em seguida, o usuário deve deslizar a barra até obter o perfeito equilíbrio entre o peso da balança e o peso da amostra, observando o medidor de nível na parte superior da peça. Estabelecido o equilíbrio, lê-se diretamente na escala graduada o valor de densidade (Manual 100063065, revisão J).

### 2.3.3. A atual técnica de aferição de estabilidade elétrica

Os fluidos sintéticos, como comentado anteriormente, são compostos em que sua fase líquida é constituída por uma emulsão de água em óleo. Geralmente as bases orgânicas são parafinas ou olefinas. As proporções entre ambos variam de 60/40 a até 70/30 (óleo/água). Como as emulsões desta natureza são termodinamicamente instáveis, é necessário um agente externo para mantê-las estáveis. Geralmente usa-se tenso-ativos com afinidade ao óleo. Segundo a literatura, a fase contínua da emulsão será aquela na qual o tenso ativo tem maior afinidade química (Salager, 1999).

A estabilidade de uma emulsão é a estabilidade cinética das gotículas de água dentro das micelas de óleo. As micelas são formadas por adsorção, e se a fase contínua é o óleo, a fase polar está orientada para dentro da micela e a apolar para fora. Basicamente uma emulsão é dita estável do ponto de vista cinético quando suas gotículas de água não sofrem coalescência devido ao seu choque, fruto do próprio movimento molecular. A coalescência leva as gotículas a se juntarem e formarem gotas maiores, que posteriormente levam à formação de duas fases, descaracterizando a emulsão (Auflem, 2002).

Uma emulsão estável pode permanecer até mesmo anos sem coalescer, já uma emulsão instável pode coalescer em questão de minutos, ou até mesmo segundos. Como avaliar, usando técnicas viáveis em campos de perfuração, se um fluido sintético está estável? A técnica amplamente utilizada é baseada no princípio de rigidez dielétrica do fluido (Growcock *et al.*, 1995).

O teste consiste em aplicar um diferencial de tensão senoidal entre dois eletrodos de geometria e espaçamento conhecidos, e à medida que este potencial aumenta, a intensidade do campo elétrico começa a provocar rearranjos espaciais no seio do fluido.

Estes rearranjos dependem intrinsecamente dos componentes presentes nos fluidos de perfuração. Como este teste é tipicamente aplicado em fluidos sintéticos e estes possuem alta carga de barita, Growcock *et al.* (1995) afirmam que, neste caso específico, existe um momento em que a intensidade deste campo elétrico é suficiente para reorientar as partículas polarizadas de barita até a formação de uma ponte condutora entre um eletrodo e outro. Quando isto ocorre é provido um meio físico para a transposição da corrente elétrica, que aumenta de intensidade exponencialmente e assintoticamente em  $61\mu\text{A}$ .

Em suma, o que o teste se propõe a prever é a tensão necessária para romper a rigidez dielétrica do fluido (seja por reorganização dos sólidos, em presença de barita, ou por reorganização das gotículas de água e argila, em ausência de barita). A ideia é que quanto maior a rigidez dielétrica, melhor blindada está a fase dispersa (água) e/ou melhor adsorvido está o sólido na estrutura micelar. Pela natureza do teste, entende-se que o mesmo é aplicável somente em fluidos sintéticos.

O equipamento utilizado para o teste em bancada é o FANN 23D, cujo esquema técnico não foi disponibilizado pelo fabricante, no lugar foi colocada uma foto demonstrativa do equipamento.



Figura 15. Foto do medidor de estabilidade elétrica FANN 23D. Fonte: Adaptado do manual FANN 23D.

O procedimento para o teste é simples. De posse de uma alíquota em qualquer reservatório, basta submergir a sonda totalmente no fluido e apertar o botão “test”. Uma crescente voltagem alternada<sup>14</sup> a 340Hz, cuja amplitude aumenta à taxa de 150V/s, é aplicada. Quando a corrente chega ao valor limite o *display* interrompe a curva mostrando o último valor, sendo este o valor de estabilidade elétrica. Este valor representa a voltagem que foi necessária para se transitar uma corrente elétrica de intensidade de 61 micro amperes.

<sup>14</sup> O equipamento provê valores do pico positivo da onda, e não o RMS (*Root Mean Square*).

Para o teste, o fluido deve estar impreterivelmente parado. Velocidades relativas não nulas entre fluido e sonda podem ocasionar desvios nos valores de estabilidade elétrica. Geralmente quanto maior a velocidade relativa maiores são os valores de tensão elétrica necessária (Manual 102149576, revisão B).

#### 2.3.4. A atual técnica de aferição de teor de água em óleo e concentração de sólidos

Falar em teor de água em óleo é determinar que o teste é específico para fluidos de base sintética, já a concentração de sólidos é válida para ambos os tipos de fluidos. Apesar de serem duas aferições distintas, são obtidas no mesmo equipamento durante o mesmo teste. A viscosidade aparente do fluido e a razão água em óleo estão diretamente ligadas entre si. A concentração de sólidos se relaciona com a densidade, e menos pronunciadamente com a viscosidade. Uma perturbação na viscosidade aparente do fluido pode ser explicada a partir de resultados do teor de água em óleo, assim como uma perturbação na densidade pode ser explicada a partir de resultados da concentração de sólidos suspensos. Impreterivelmente, nos fluidos sintéticos de mistura água/parafina, a incorporação de água aumenta a viscosidade aparente, diminui a densidade e a concentração de sólidos, assim como a estabilidade elétrica. A adição de emulsificante aumenta em geral a estabilidade, assim como um aumento na concentração de sólidos também a aumenta, que por consequência eleva a densidade. Todos os testes são complementares entre si, e todas as propriedades intrinsecamente dependem uma das outras. Na Figura 16 pode ser observado um esquema do equipamento, denominado Quite Retorta.

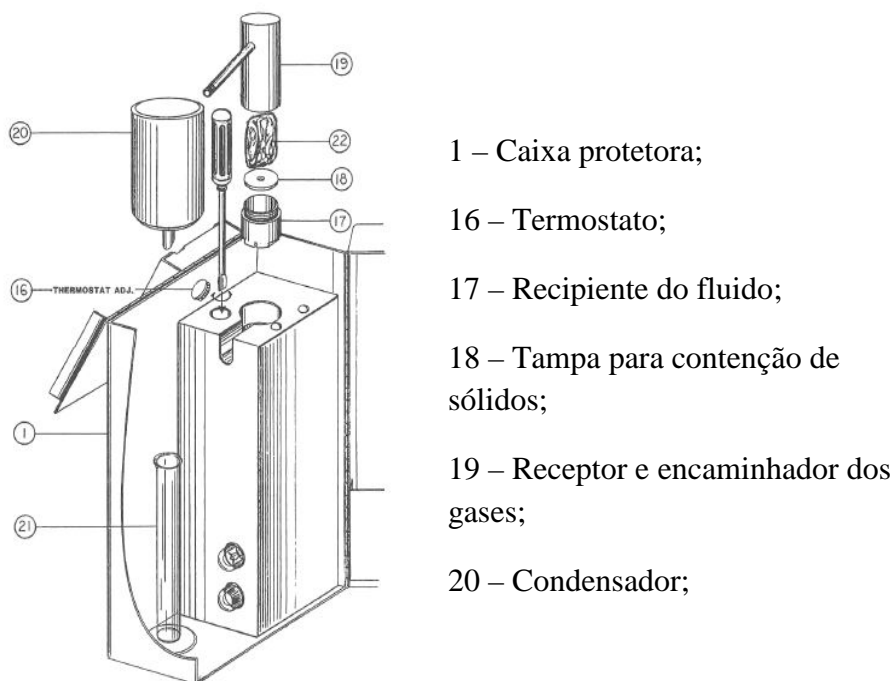


Figura 16. Esquema do equipamento da FANN Quite Retorta. Adaptado do manual do FANN *Retort Kit*.

O procedimento consiste em obter uma alíquota de 10 ml de fluido de perfuração e depositá-la no compartimento próprio (17). Depois de depositado o fluido, deve-se colocar o tampão (18) pressionando-o para baixo até que parte do fluido seja ejetada pelo orifício, garantindo que não haja ar. A certeza de que 10 ml foram colocados ali é fundamental para o posterior cálculo do teor de sólidos.

Em seguida é colocada palha de aço dentro do condutor de gases (19). Esta palha funciona como um filtro para retenção de possíveis sólidos que são carreados com os gases no momento da destilação. Com os aparatos (17, 18, 22 e 19) prontos, enrosca-se o condensador 20 no conjunto, bem como se coloca a proveta (21) em seu devido lugar para receber o fluido condensado. Após, regula-se o termostato (16) para a temperatura adequada (varia de fluido para fluido, geralmente base sintética requer 282°C). Nos próximos minutos ocorre o aquecimento da alíquota de 10 ml, que em geral, se vaporiza por completo após 30 minutos de teste. Este vapor (água + óleo) é levado até o condensador que conduz as fases agora liquefeitas para dentro da proveta. Com o auxílio de algumas gotas de tenso ativo na proveta para aumentar a tensão superficial entre água e óleo e facilitar a leitura do menisco, é possível se calcular a fração de água no volume total. Já que a vaporização proporciona a quebra da emulsão estável, que após condensação, formam duas fases distintas na proveta.

No compartimento de 10 ml sobrarão todos os sólidos que estavam suspensos, mais sais de cloreto<sup>15</sup> e uma massa inexpressível de emulsificante. Por técnica gravimétrica<sup>16</sup> é possível se obter a concentração de sólidos. Uma vez que se é previamente conhecido o grau de saturação dos sais de cloreto na fase aquosa da emulsão (Manual 210445, Revisão E).

É possível perceber que no estado da arte atual, todas as técnicas utilizadas são impreterivelmente manuais, e nesta conjuntura é impossível se pensar em automatização do controle das propriedades dos fluidos de perfuração. No entanto, tais técnicas geram resultados que são base para tomadas de decisão durante as operações. Assim, este trabalho almejou buscar as mais recentes publicações tecnológicas que trazem algum nível de comparação entre medidas em tempo real com medidas feitas utilizando as técnicas em bancada. Uma vez que o primeiro passo para o controle de tais propriedades é aferi-las em tempo real.

#### **2.4. O atual estado das técnicas de aferição das propriedades de fluidos de perfuração em tempo real.**

Não existem trabalhos divulgados por grupos brasileiros, este trabalho é pioneiro no país em desenvolver um sistema automatizado para aferições em tempo real das propriedades de fluidos de perfuração.

Em termos mundiais, um dos trabalhos mais relevantes nesta área é desenvolvido na Noruega, por um grupo de pesquisa que está inserido em um consórcio tecnológico

---

<sup>15</sup> Geralmente a fase aquosa da emulsão é saturada em NaCl.

<sup>16</sup> Consiste em aferir a massa do sistema alíquota + compartimento antes e depois da vaporização, por subtração obtém-se a massa de sólidos seco.

entre várias empresas e universidades. Este grupo, cujo trabalho foi divulgado por Saasen *et al.* (2009), desenvolveu uma série de sensores *in*<sup>17</sup> e *at*<sup>18</sup> *line* para aferir remotamente as seguintes propriedades de fluidos de perfuração:

- Viscosidade – Aferição da viscosidade em diferentes taxas de deformação;
- Densidade – Aferição da massa total e do respectivo volume que ela ocupa;
- Estabilidade Elétrica – Aferição da tensão necessária para se atingir 61 micro amperes;
- Volume de filtrado – Aferir o volume de líquido após o fluido ser submetido a uma filtração estática a alta pressão e temperatura;
- pH – Medição do teor íons H<sup>+</sup> livres em fluidos a base aquosa;
- Concentração de H<sub>2</sub>S – Detecção deste gás;
- Tamanho de partículas e caracterização – Aferir o tamanho das partículas e contagem;
- Concentração de sólidos – Aferir a concentração de sólidos;
- Análise de conteúdo de cascalhos – Determinação da morfologia dos sólidos;

O objetivo dos autores é tornar a perfuração um processo automatizado como um todo, e afirmam categoricamente que para se chegar a tal é fundamental que as propriedades dos fluidos sejam aferidas em tempo real e remotamente. O primeiro esquema do aparato experimental pode ser visto na Figura 17.

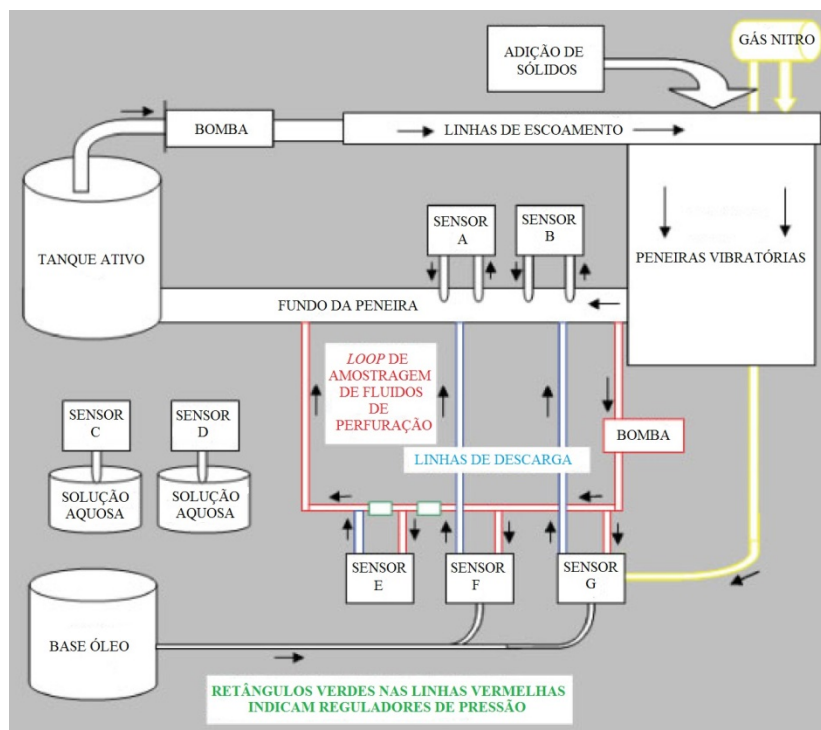


Figura 17. Primeiro esquema da unidade experimental construída no *Cubility Test Center*. Fonte: adaptado de Saasen *et al.* (2009).

<sup>17</sup> Sensores que são inseridos diretamente na tubulação.

<sup>18</sup> Sensores que são postos próximos à tubulação recolhendo alíquotas de tempos em tempos

Nesta primeira parte do aparato, os autores possuíam um tanque com fluido sintético, o qual alimentava parte do sistema. Existiam tanques para sensores que só se aplicavam a fluidos aquosos e um tanque com cascalhos para simular os sólidos provenientes da perfuração. O sensor E é a estabilidade elétrica, o sensor F o medidor de tamanhos de partículas (PSD – *Particle Size Distribution*) e o G o sensor de volume de filtrado. Os sensores C e D são, respectivamente, o sensor de pH e detecção de H<sub>2</sub>S, ambos aplicáveis somente a fluidos a base de água. O sensor A é o viscosímetro e o sensor B o densímetro. Um segundo esquema é demonstrado com mais detalhes sobre o sistema de caracterização de sólidos.

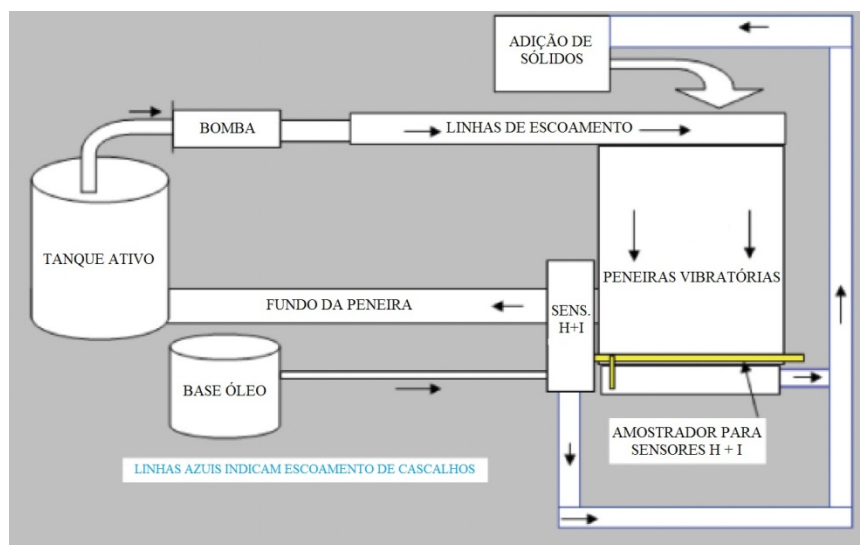


Figura 18. Segundo esquema da unidade experimental construída no *Cubility Test Center*, detalhes sobre o sistema de caracterização de sólidos. Fonte: adaptado de Saasen *et al.* (2009).

Neste esquema da Figura 18, com foco nos aparatos de caracterização de sólidos, pode ser visto aonde foram instalados os sensores H, I e J. São eles o sensor de morfologia dos sólidos, mineralogia e sensor de vazão de sólidos.

Para a viscosidade os autores utilizaram um viscosímetro de cilindros coaxiais, já que esta técnica de medição é a mais adequada vista a alta carga de sólidos e comportamento não Newtoniano dos fluidos. Os autores afirmam que outras técnicas como garfos vibrantes não atenderiam aos requisitos técnicos. Os cilindros coaxiais, além de permitirem a avaliação em várias taxas, o que o garfo vibrante não permite, utiliza a mesma técnica que o instrumento de bancada. O texto deixa implícito que os autores modificaram o projeto original do equipamento para permitir total automação do instrumento. No entanto, não apresentaram comparação entre os dados obtidos em tempo real e os dados obtidos em viscosímetros de bancada. Nos mesmos gráficos os autores demonstram resultados de medição em tempo real de densidade utilizando técnica de medição de força de Coriolis. A escolha desta técnica é quase universal, e os autores afirmam que esta técnica é a que produz os resultados mais precisos, além de os instrumentos não apresentarem limitações em termos de operacionalidade com carga de

sólidos ou tipo de fluido (aquoso/sintético). A Figura 19 demonstra um resultado típico obtido pelos autores.

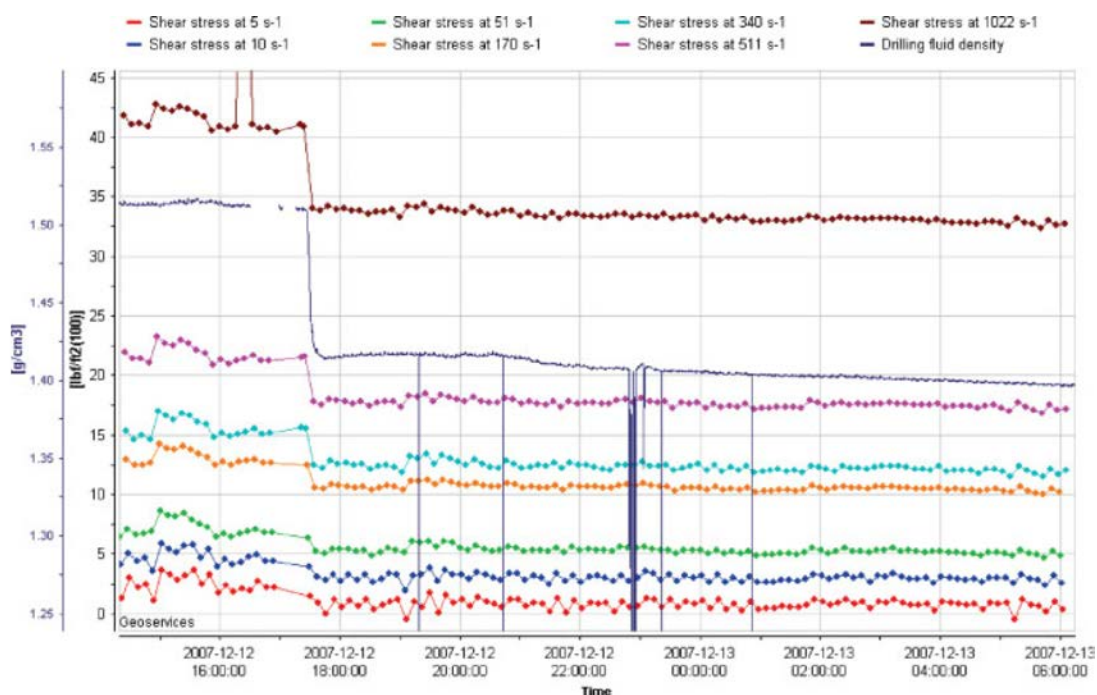


Figura 19. Resultados em tempo real de tensão cisalhante (sistema inglês) e densidade (sistema inglês) obtidos por Saasen *et al.* (2009), em função do tempo absoluto. Fonte: adaptado de Saasen *et al.* (2009).

Apesar dos autores comentarem em seu texto que as viscosidades aferidas a partir das tensões demonstradas na Figura 19 foram similares àquelas obtidas em viscosímetro de bancada, estes últimos não foram demonstrados. No gráfico da Figura 19 apenas constam os resultados *in line*. É possível observar que às 17:00 tanto a densidade quanto as tensões aferidas nas diferentes taxas sofrem um decréscimo, consequência da adição de uma amostra de Premix<sup>19</sup>. As abruptas quedas na densidade em momentos distintos não foram comentadas. No entanto, é possível verificar que os autores obtiveram leituras de tensões estáveis em tempo real ao longo de várias horas de operação.

Foram relatados alguns problemas operacionais envolvendo o viscosímetro. Afirmam os autores que após certo tempo ocorreu acúmulo de sólidos no interior da câmara de medição, o que levou à criação de uma rotina de auto limpeza programada. Não foram relatados problemas operacionais com o medidor Coriolis (densímetro). Não há fotos nem esquemas mencionados a respeito destes dois medidores.

Para o sensor de estabilidade elétrica os autores desenvolveram um protótipo para leituras desta grandeza em tempo real. Pela peculiaridade e especificidade do teste não existe a nível mundial um equipamento projetado para testes em tempo real. O protótipo dos autores pode ser visto na Figura 20. O esquema técnico não está disponível.

<sup>19</sup> Nome comercial para um aditivo constituinte do fluido sintético.



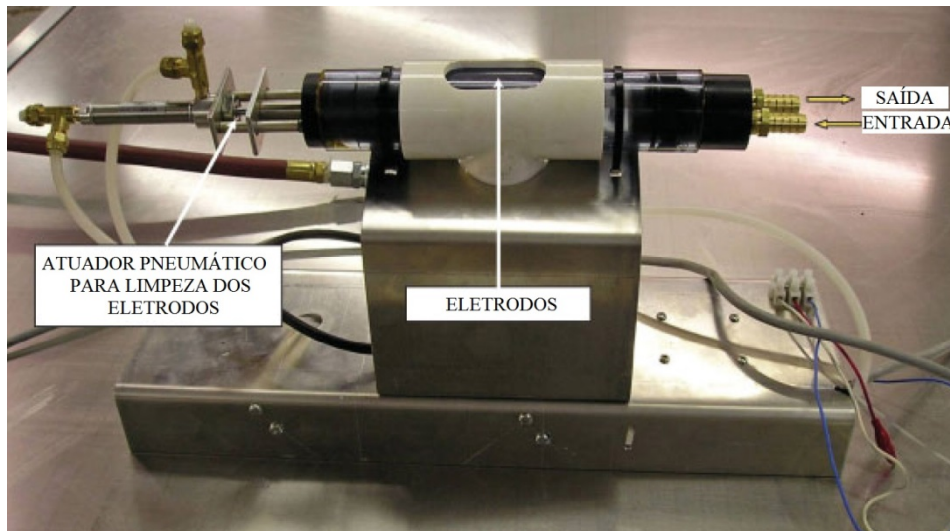


Figura 20. Foto do protótipo de estabilidade elétrica criado por Saasen *et al.* (2009).  
 Fonte: adaptado de Saasen *et al.* (2009).

O protótipo é constituído por uma câmara, eletrodos e um sistema de auto limpeza. O fluido é admitido na entrada *Mud in* e após o teste deixa a câmara pela saída *Mud Out*. Os parâmetros do teste seguem os mesmos descritos pelo teste de bancada. Os resultados obtidos pelos autores podem ser observados na Figura 21.

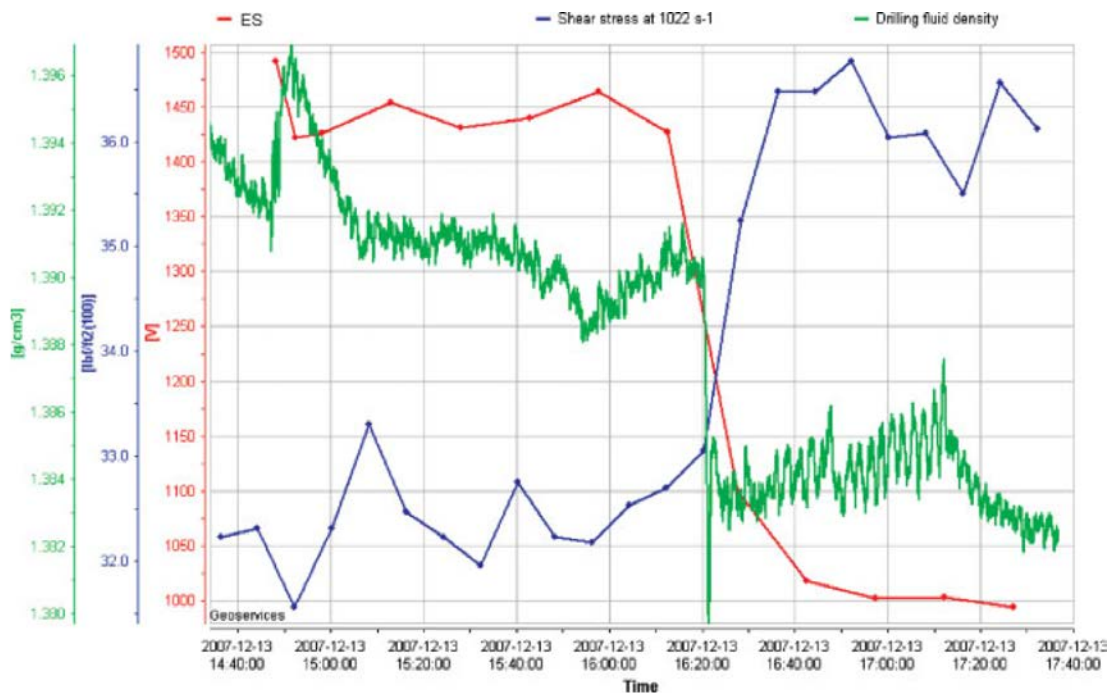


Figura 21. Resultados em tempo real de estabilidade elétrica, densidade e tensão de cisalhamento à  $1021 \text{ s}^{-1}$  obtidos por Saasen *et al.* (2009), em função do tempo absoluto.  
 Fonte: adaptado de Saasen *et al.* (2009).

Durante este teste, os autores mediram continuamente a estabilidade elétrica, a densidade e a tensão cisalhante a  $1021 \text{ s}^{-1}$ . Num dado momento, foi adicionado ao sistema 200 litros de água ao fluido sintético. Os autores observaram um decréscimo na

estabilidade elétrica, assim como na densidade, e um aumento da tensão cisalhante que significa um aumento na viscosidade aparente. Os resultados demonstraram coerência nas tendências e respostas frente à entrada de água. É esperada a diminuição da concentração de sólidos, logo a densidade impreterivelmente deve diminuir. O aumento da razão de água em óleo facilita a formação da ponte condutora no momento da quebra dielétrica do fluido, uma vez que mais gotículas de água estão disponíveis no sistema. Assim, a estabilidade elétrica também impreterivelmente deve diminuir com o aumento da concentração de água.

A água, nos sistemas emulsionados, é a fase dispersa da emulsão, o óleo a fase contínua. Ao entrar no sistema, sob agitação, a mesma imediatamente se dispersa em forma de gotículas e são adsorvidas na estrutura micelar. Quanto maior for a energia de mistura, menor tendem a ser as gotículas, levando à formação de uma emulsão mais estável. Desta forma, a entrada de água tem uma resposta inversa, ao invés de se diminuir a viscosidade, ela a aumenta. Neste caso específico, de emulsões água/parafina, quanto mais água mais viscoso é o fluido. O contrário é válido, quanto se adiciona parafina ou olefina ao sistema, menos viscoso ele fica. Isto pode ser explicado justamente na adsorção da mesma. A água não permanece livre no sistema, a adsorção dificulta o movimento molecular, o que causa uma maior dificuldade de escoamento, sendo o aumento da viscosidade apenas o reflexo macro deste arranjo na escala micro.

Logo, é também impreterível que a adição de água aumente a tensão de cisalhamento<sup>20</sup>.

Apesar do sucesso da medição em tempo real e das tendências qualitativas estarem coerentes, não há menção à comparação destes valores com aqueles obtidos em instrumentos de bancada.

Os autores reportaram problemas operacionais envolvendo o protótipo. Problemas da ordem de escoamento ineficiente e incrustações, o que levou o instrumento a exigir constantes intervenções. Possíveis modificações futuras foram apontadas.

Dentre as propriedades restantes que Saasen *et al.* (2009) mediram, a concentração de sólidos é a última propriedade correlata com este trabalho. As medições de pH, mineralogia, morfologia, caracterização de partículas e volume de filtrado não serão abordados no escopo deste trabalho. No entanto, este trabalho abordará medições de teor de água em óleo em tempo real, propriedade esta que não foi abordada por Saasen *et al.* (2009).

Concernente à concentração de sólidos, os autores utilizaram técnicas de raios X. Segundo eles, foram necessárias calibrações especiais para melhorar a precisão das medições. Foram testadas duas calibrações, uma considerando fatores de fábrica e outra considerando que a fase sólida se comporta com as propriedades da barita. Essa última hipótese é razoável uma vez que os fluidos sintéticos possuem alta carga de barita. Comparativamente, a quantidade de barita frente aos outros sólidos constituintes (sais solúveis e bentonita) superam 95% em massa. Na Figura 22 podem ser observados os

---

<sup>20</sup> Entenda-se que taxa de deformação ( $\dot{\gamma}$ ), tensão cisalhante ( $\tau$ ) e viscosidade aparente ( $\mu_{ap}$ ) se relacionam pela lei de Newton generalizada:  $\tau = \mu_{ap} \cdot \dot{\gamma}$

resultados obtidos pelos autores para monitoramento em tempo real da concentração de sólidos.

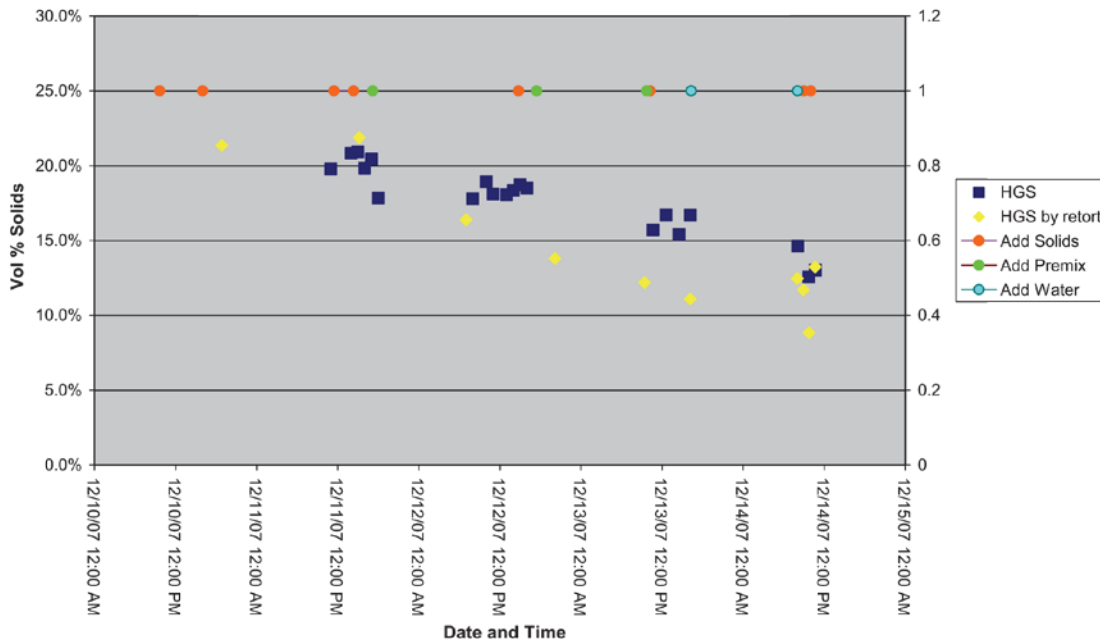


Figura 22. Resultados em tempo real de concentração de sólidos obtidos por Saasen *et al.* (2009), em função do tempo absoluto. Fonte: adaptado de Saasen *et al.* (2009).

Para este teste foi demonstrado à comparação direta entre a medida em tempo real (HGS em azul) e medida de referência (HGD em amarelo), utilizando o *Kit Retorta* anteriormente mencionado. Os autores conseguiram monitorar com sucesso a concentração de sólidos, porém existem desvios entre medidas em tempo real e as medidas de referência. As possíveis causas para estes desvios são comentadas pelos autores. Residem nas questões de calibração do equipamento, na complexidade da fase sólida e nos erros experimentais associados à técnica de bancada.

Como conclusão dos trabalhos desenvolvidos pelo Saasen *et al.* (2009), os autores apontam que, de fato, existem ainda muitas deficiências e desafios a serem vencidos para tornar o controle das correções dos fluidos automatizado. O primeiro passo é desenvolver uma malha sensorial que possa ser robusta o suficiente para suportar os ambientes inadequados para eletrônicos nas sondas de perfuração e que produzam resultados confiáveis. Eles apontam que somente uma rede integrada de *hardware*, *software* e engenheiros serão capazes de vencer os desafios, além de uma profunda mudança nos costumes e culturas que hoje determinam as tomadas de decisões operacionais. Ratifica-se a importância deste entendimento de que o avanço tecnológico tem que vir acompanhado de uma reestruturação cultural observando-se a afirmação dos autores em sua conclusão:

*“Tradicionalmente, a equipe responsável pelas operações na sonda está diretamente ligada com o sucesso e segurança das operações de perfuração; no entanto, medidas em tempo real permitiriam a possibilidade, por exemplo, de realocar os engenheiros de fluido de perfuração para um centro de apoio on shore. Será isto desejável? Ou o centro de apoio on shore deveria desempenhar somente um papel de suporte e consultoria?”*

De fato, a automação das medições não é algo que atua somente a nível técnico, existem repercussões gerenciais que podem economizar milhares de dólares ao ano. Quando se fala em sondas *off shore*, qual a ordem de grandeza gasta em logísticas com helicópteros e navios para deslocamento de pessoal? Atualmente, se gasta cerca de 3000 a 5000 reais para deslocamento de um engenheiro para os campos de perfuração.

Os autores consideram os resultados destes testes satisfatórios, mas deixaram claro que o atual estágio do desenvolvimento de tais tecnologias ainda é prematuro.

Broussard *et al.* (2010) desenvolveram um aparato único que afere remotamente e em tempo real a viscosidade aparente e densidade de fluidos de perfuração. Em concordância com Saasen *et al.* (2009), Broussard *et al.* (2010) também utilizaram o princípio da força de Coriolis para medições de densidade e técnica dos cilindros coaxiais para medições de viscosidade aparente.

Broussard *et al.* (2010) não detalharam seu aparato e nem disponibilizaram esquemas técnicos, porém, comparativamente com Saasen *et al.* (2009), os autores detalharam com mais profundidade seus resultados, e demonstraram a comparação direta entre os dados medidos em tempo real e os dados medidos nos instrumentos de bancada. Diferentemente de Saasen *et al.* (2009), que não anunciaram sobre seu sistema supervisor, Broussard *et al.* (2010) discutem a importância do *software* para tornar as medições aplicáveis, viáveis e passíveis de aplicação em campos reais de perfuração. A única foto do aparato está demonstrada na Figura 23.



Figura 23. Foto do aparato desenvolvido por Broussard *et al.* (2010) para medições de viscosidade aparente e densidade. Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).

O aparato dos autores foi desenvolvido em 18 meses de pesquisa científica e culminou em um estudo de caso em poços de petróleo sendo explorados no sul do Texas, EUA.

Na Figura 24 observam-se os resultados típicos obtidos para o primeiro poço explorado. Estes resultados são para fluido a base sintética. Os autores tentaram medir a viscosidade aparente no início das operações onde as profundidades são menores, nesta etapa geralmente são usados fluidos a base de água. No entanto, problemas operacionais de formação de grumos poliméricos no interior da câmara de medição do viscosímetro impediram os testes de serem conduzidos. A causa apontada foi uma agitação precária nos tanques de mistura da sonda.

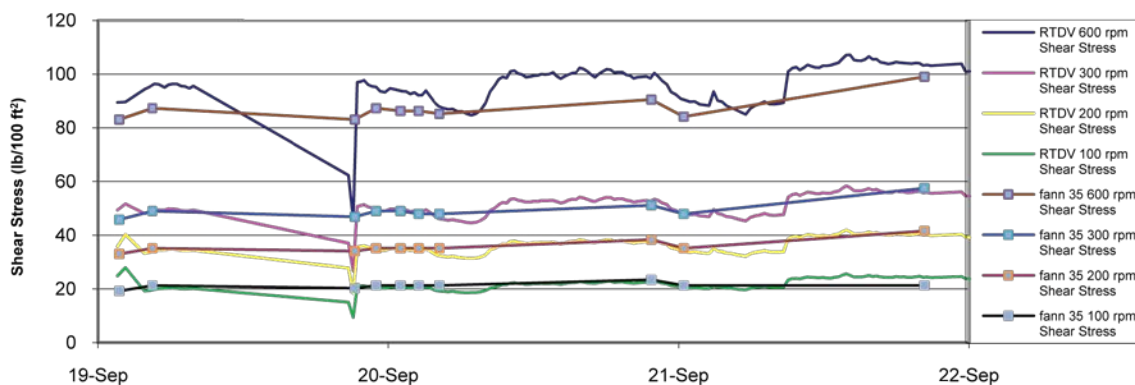


Figura 24. Tensão de cisalhamento em função do tempo absoluto para primeiro poço testado com fluido sintético, tensões medidas a altas velocidades. Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).

O instrumento desenvolvido pelos autores foi nomeado RTDV. Na Figura 24 estão demonstradas as tensões aferidas nas velocidades de 100, 200, 300 e 600 RPM. Os autores separaram as medições em alta velocidade e em baixa velocidade. Na Figura 24 estão consideradas as velocidades altas. As linhas contínuas são as aferições em tempo real, e os pontos são as medições feitas no equipamento de bancada FANN 35A. Existem momentos em que as medidas são similares, assim como há momentos em que as medidas divergem. Os autores apontam que as divergências residem em questões operacionais e em intempéries de força maior, como ambientes nocivos à eletrônica. Na Figura 25 estão os resultados para as medições em baixa velocidade.

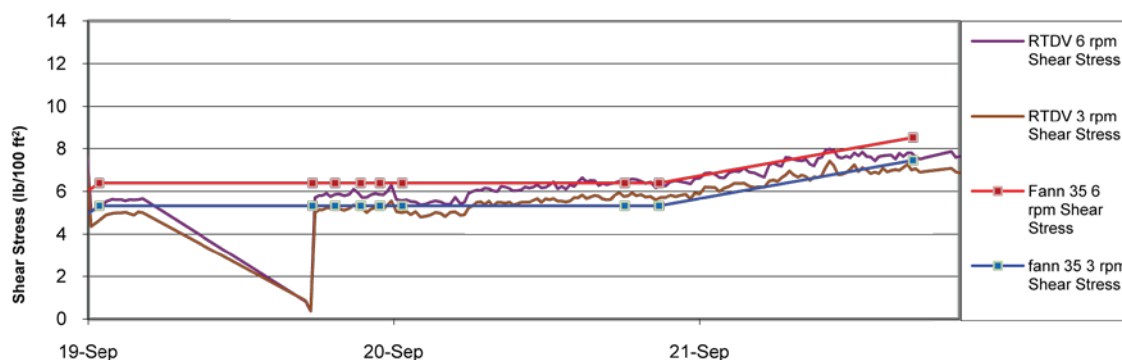


Figura 25. Tensão de cisalhamento em função do tempo absoluto para primeiro poço testado com fluido sintético, tensões medidas a baixas velocidades. Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).

Comparando os desvios encontrados na Figura 25 e Figura 24, é possível observar que o instrumento apresentou precisão semelhante.

Em um segundo poço os autores conseguiram medir a viscosidade aparente de um fluido a base de água. A justificativa para o sucesso reside no fato deste segundo poço possuir melhores condições de produção de fluido. Os resultados a alta velocidade podem ser vistos na Figura 26.



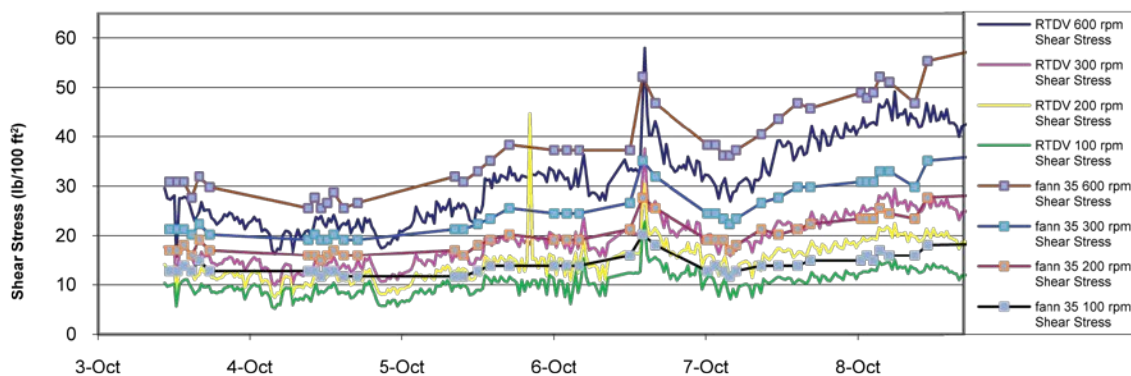


Figura 26. Tensão de cisalhamento em função do tempo absoluto para segundo poço testado com fluido aquoso, tensões medidas a altas velocidades. Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).

Na Figura 26 foram encontradas as maiores divergências até agora apresentadas, Houve uma região próxima a seis de outubro em que a aquisição de dados foi mais ruidosa. Os autores justificaram o comportamento afirmando que houve problema operacional neste momento, o mesmo apontado por Saasen *et al.* (2009): acúmulo de sólidos na câmara de medição. É possível que estes sólidos já viessem se acumulando ao longo do tempo, o que pode ter causado imprecisões ao longo de todo o teste. Vide resultados a baixa velocidade na Figura 27.

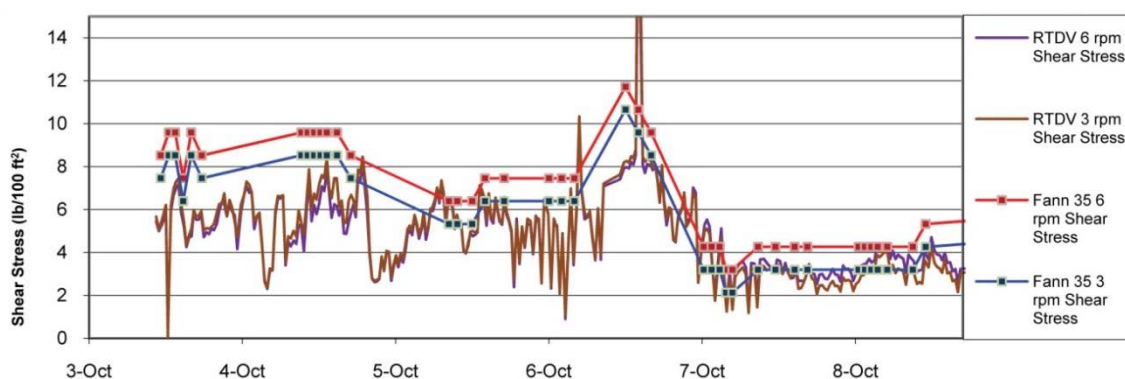


Figura 27. Tensão de cisalhamento em função do tempo absoluto para segundo poço testado com fluido aquoso, tensões medidas a baixas velocidades. Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).

Os resultados da Figura 27 continuam apresentando as mesmas tendências nos desvios quando comparado com a Figura 26. É possível que a fonte de erros seja a mesma, acúmulo de sólidos, já que os testes foram feitos na mesma data, apesar de estarem demonstrados em figuras distintas. Essa característica ruidosa na medida traduz de fato a presença de sólidos indesejáveis na medição, ora o rotor se prende, ora se solta, configurando um movimento oscilatório em função do aprisionamento e desprendimento dos sólidos acumulados na região anular do viscosímetro.

As conclusões acerca da medição de viscosidade em tempo real apontadas por Broussard *et al.* (2010) estão em concordância com aquelas levantadas por Saasen *et al.*

(2009). Ambos conseguiram com sucesso medir as grandezas, deixando claro que o viscosímetro de cilindros coaxiais é um instrumento adequado para trabalhar com fluidos de perfuração, não obstante está o fato do instrumento de referência de bancada ser um instrumento da mesma espécie. Interessante ressaltar que ambos os autores enfrentaram os mesmos problemas operacionais: acúmulo de sólidos no interior da câmara de medição, e apontaram que modificações customizadas são necessárias para a continuação do sucesso das aferições.

Os resultados de densidade obtidos por Broussard *et al.* (2010), podem ser vistos nas próximas figuras.



Figura 28. Densidade em função do tempo absoluto para primeiro poço testado com fluido sintético. Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).

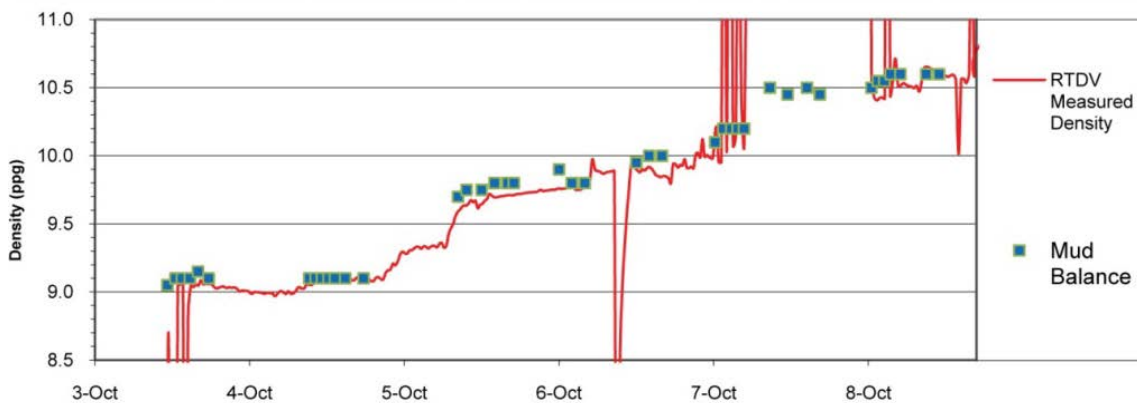


Figura 29. Densidade em função do tempo absoluto para segundo poço testado com fluido aquoso. Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).

De uma forma geral, analisando todos os resultados de densidade tanto para fluidos de base aquosa ou sintética, as tendências encontradas são as mesmas encontradas por Saasen *et al.* (2009). Ou seja, o instrumento baseado em técnica de medição da força Coriolis é de fato adequado para trabalhar com fluidos de perfuração.

Os autores, assim como os outros, obtiveram maiores acertos em determinadas situações e maiores desvios em outras, quando se parte do princípio que as aferições na balança de lama são referência. Nenhum dos autores reportou problemas operacionais com estes instrumentos ou limitações em termos de tipo de fluido ou aumento de carga

de sólidos. Os dados incongruentes da Figura 29 ocorreram durante as rotinas de limpeza, programados para ocorrer a uma dada frequência depois dos problemas de acúmulo de sólidos ocorridos no viscosímetro.

O trabalho dos autores ressalta ainda a importância de se ter uma estrutura de informática para tornar a operação viável nos processos de perfuração atual. Se uma das intenções de se automatizar as aferições das propriedades dos fluidos é tornar o contingente menor nas sondas de perfuração, incorrendo em diminuição de custos, então viabilizar uma rede de tráfego de dados é fundamental. Caso contrário, a situação seria pior do que já se encontra, ônus incorreriam a partir do momento que se necessitaria de pessoal com mão de obra ainda mais especializada e dedicada exclusivamente para a operação de tais instrumentos. Os autores construíram um sistema supervisorio associado a uma infraestrutura de rede para comando e visualização remota de todo o sistema. Sem esta construção fundamental, ao invés de agregar avanço o sistema proposto ocorreria retrocesso. Na Figura 30 pode ser visto um esquema ilustrativo da infraestrutura construída por Broussard *et al.* (2010).

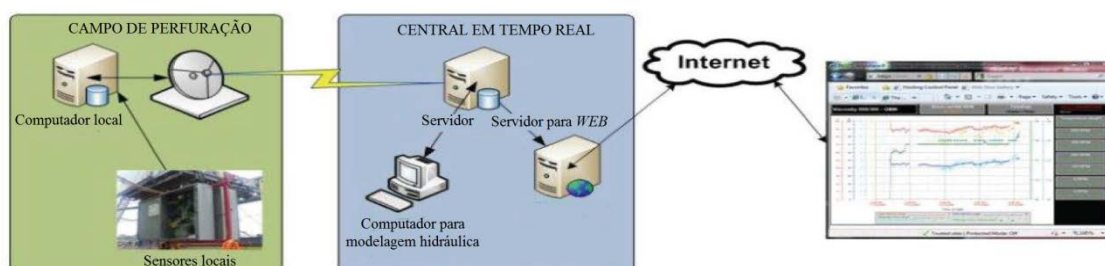


Figura 30. Esquema da estrutura de informática desenvolvida por Broussard *et al.* (2010). Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).

A partir de um computador *host* localizado na sonda, é possível codificar e replicar os sinais para uma infraestrutura de rede sem fio. A partir de uma conexão ponto a ponto, os dados em interface sem fio são recebidos num segundo computador cliente, o qual recodifica as informações em sistemas supervisorios escravos, que podem se tornar terminais remotos. Nas próximas figuras são apresentadas as IHM<sup>21</sup> do sistema supervisorio construído pelos autores.

<sup>21</sup> IHM – Interface Homem Máquina



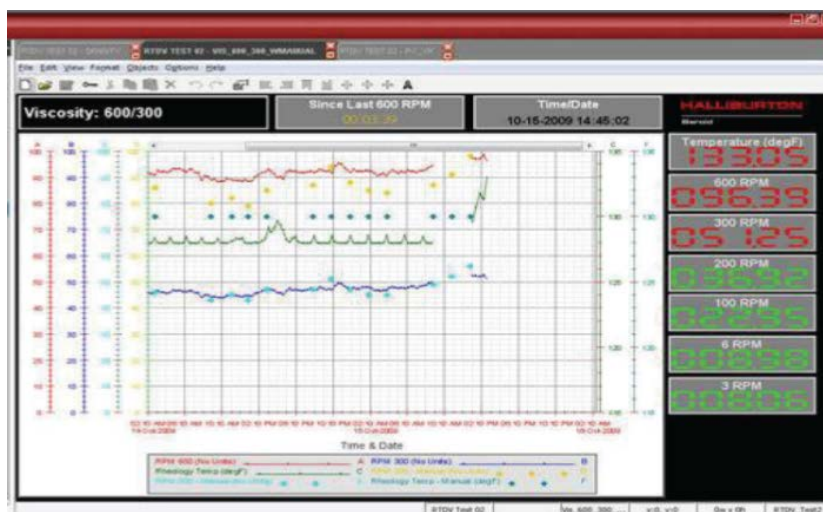


Figura 31. IHM construída para administração do sistema de medição remoto, foco na interface de viscosidade. Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).



Figura 32. IHM construída para administração do sistema de medição remoto, foco na interface de densidade. Fonte: adaptado de Broussard *et al.* (2010).

O trabalho de Miller *et al.* (2011) divulgou o desenvolvimento de um sistema único que mede viscosidade aparente e densidade. Este trabalho diverge dos outros discutidos, pois utilizou uma única e diferente técnica para a aferição das grandezas: o método dos garfos vibrantes. Por meio de uma alta frequência, os “garfos” do sensor sofrem atenuação ao estarem submersos no fluido. A partir de calibrações prévias, é possível se correlacionar a densidade e a viscosidade dos fluidos com a atenuação da vibração. A desvantagem desta técnica é que a frequência de vibração é fixa. Isto significa que a viscosidade aparente é aferida somente a uma única taxa, não possibilitando a construção do reograma<sup>22</sup> do fluido. O trabalho visa correlacionar a

<sup>22</sup> Gráfico que se constrói a partir de pontos distintos de tensão de cisalhamento aferidos em diferentes taxas de deformação. O reograma possibilita visualizar a curva de viscosidade aparente do fluido em função da taxa de deformação e determinar o melhor modelo matemático que representa o comportamento viscoso do fluido.

viscosidade aparente medida com a viscosidade aferida no funil de *Marsh*<sup>23</sup>, ao invés do FANN 35A. A densidade foi comparada com a densidade obtida na balança de lama, no entanto, não foram demonstrados. Na Figura 33 pode ser vista uma foto do aparato.

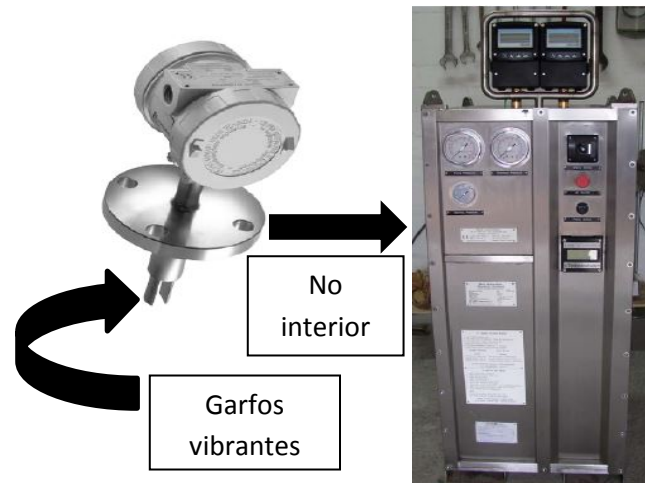


Figura 33. Aparato experimental para determinação da viscosidade aparente a uma taxa fixa e densidade. Fonte: adaptado de Miller *et al.* (2011).

Os autores não desenvolveram nenhuma infraestrutura de comunicação, no entanto, o equipamento possui protocolos analógicos para exportar os dados de densidade e viscosidade aparente. Na próxima figura pode ser visto um resultado típico do instrumento.

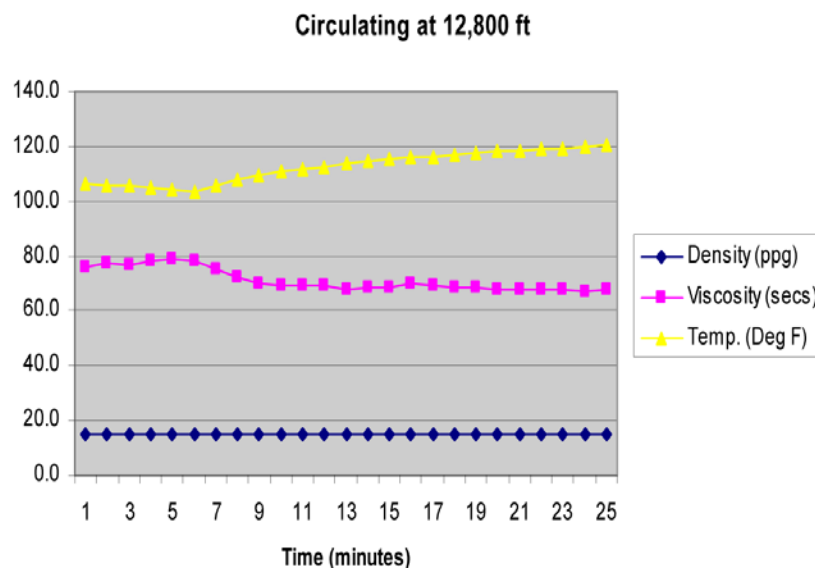


Figura 34. Resultados de viscosidade aparente, densidade e temperatura aferidos em tempo real pelo instrumento desenvolvido por Miller *et al.* (2011). Fonte: adaptado de Miller *et al.* (2011).

<sup>23</sup> O instrumento tem a forma de um funil com alça. A viscosidade aparente é determinada em função da vazão de saída do fluido no orifício inferior do funil.

O resultado demonstra que o equipamento é capaz de aferições das grandezas de forma estável e contínua, no entanto as medidas não foram validadas com medidas de referência em bancada. O instrumento, neste caso, estava calibrado para enviar dados de viscosidade *Marsh*, por isso está na unidade de segundos. Uma vantagem deste equipamento é que o mesmo não possui partes móveis, sendo menos suscetível aos problemas operacionais encontrados por Broussard *et al.* (2010) e Saasen *et al.* (2011). Por outro lado, a técnica agrega dificuldade quando exige que as aferições sejam feitas sob vazão constante, e na vazão de referência de calibração. Isto reside no fato do fluido de perfuração ser não Newtoniano, onde variações na vazão causam mudanças na viscosidade do fluido.

No escopo deste trabalho, Miller *et al.* (2011) contribuíram mais qualitativamente do que quantitativamente. Procura-se demonstrar que outras técnicas podem ser aplicadas além de força de Coriolis para cálculo da densidade e cilindros coaxiais para cálculo da viscosidade aparente. Mas a comparação entre elas demonstra que a técnica de garfos vibrantes é menos adequada do que as outras, haja vista a necessidade de se conhecer o reograma do fluido, e não somente a viscosidade em um único ponto.

Rondon *et al* (2012) desenvolveram um viscosímetro utilizando técnica distinta dos outros autores. Os mesmos basearam-se nas equações do movimento e da continuidade do fluido para determinação dos parâmetros reológicos do fluido. Os autores desenvolveram modelos considerando fluido Newtoniano<sup>24</sup> para validação das medidas em tempo real e posteriormente incorporaram a equação constitutiva da lei da potência<sup>25</sup>, fazendo uma razoável aproximação de que os fluidos de perfuração apresentam tal comportamento reológico.

O instrumento foi desenvolvido para ser instalado em *downhole*<sup>26</sup>, diferentemente dos outros autores cuja instrumentação está destinada às linhas hidráulicas na superfície, onde geralmente as pressões e temperaturas são mais brandas. Medições em *downhole* são sempre preferíveis às medições em superfície, porque representam as condições mais severas em que o fluido é submetido. Isto agrega inegável valor ao trabalho.

Na Figura 35 pode ser visto um esquema do instrumento desenvolvido.

---

<sup>24</sup>  $\tau = \mu \cdot \dot{\gamma}$

<sup>25</sup>  $\tau = K \cdot (\dot{\gamma})^n$

<sup>26</sup> Instrumentação destinada à instalação na própria coluna de perfuração. Desta forma os sensores irão descer até o interior do poço, aferindo as propriedades do fluido na região em que as condições operacionais são mais severas. Geralmente estas regiões são as mais importantes para o controle operacional. São nelas que o fluido deve desempenhar seu papel, assim, os sensores idealmente deveriam ser projetados para aferirem as propriedades dos fluidos nestas condições operacionais. Porém, devido às elevadas ordens de grandeza na pressão e temperatura, a reprodução destas condições em laboratório não é trivial.

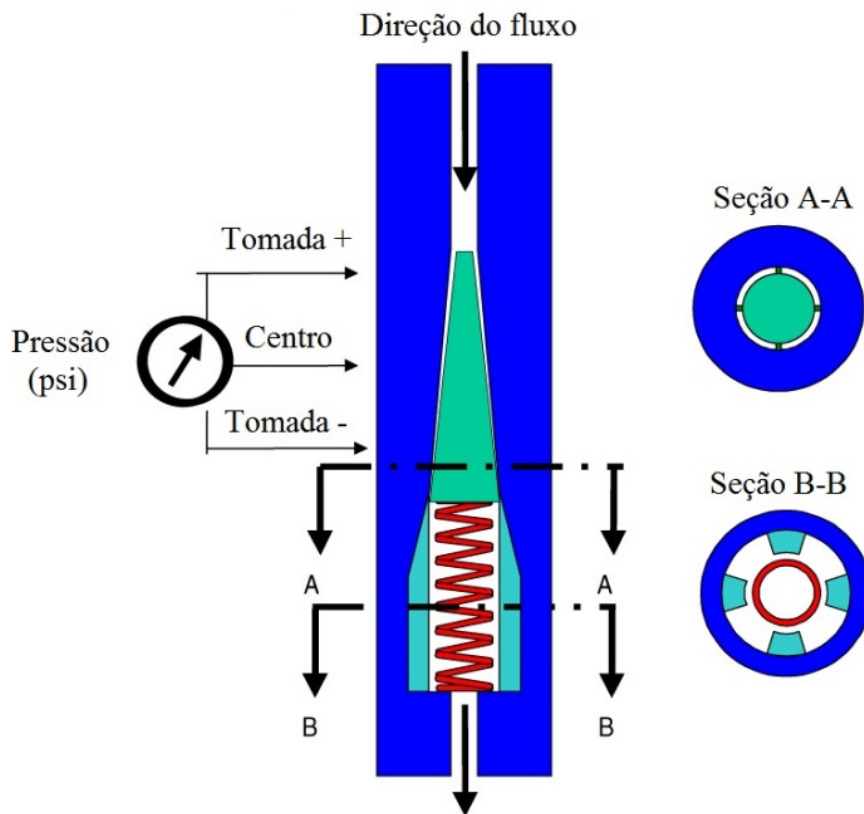


Figura 35. Esquema do viscosímetro desenvolvido por Rondon *et al.* (2012). Fonte: adaptado de Rondon *et al.* (2012).

O princípio de funcionamento consiste em escoar o fluido pelo interior da geometria, como demonstrado na Figura 35. O fluido ao entrar na câmara, empurra a mola deixando livre um canal com geometria definida. Ao escoar por estes canais formados entre a “agulha” central e o cilindro externo, um perfil de pressões é criado ao longo dos três orifícios laterais presentes no cilindro (vide Figura 36). Aferindo-se este diferencial de pressão juntamente com a vazão, é possível determinar os parâmetros reológicos do fluido a partir dos modelos propostos pelos autores. De posse dos parâmetros, é possível obter a viscosidade aparente ou tensão cisalhante em qualquer taxa.

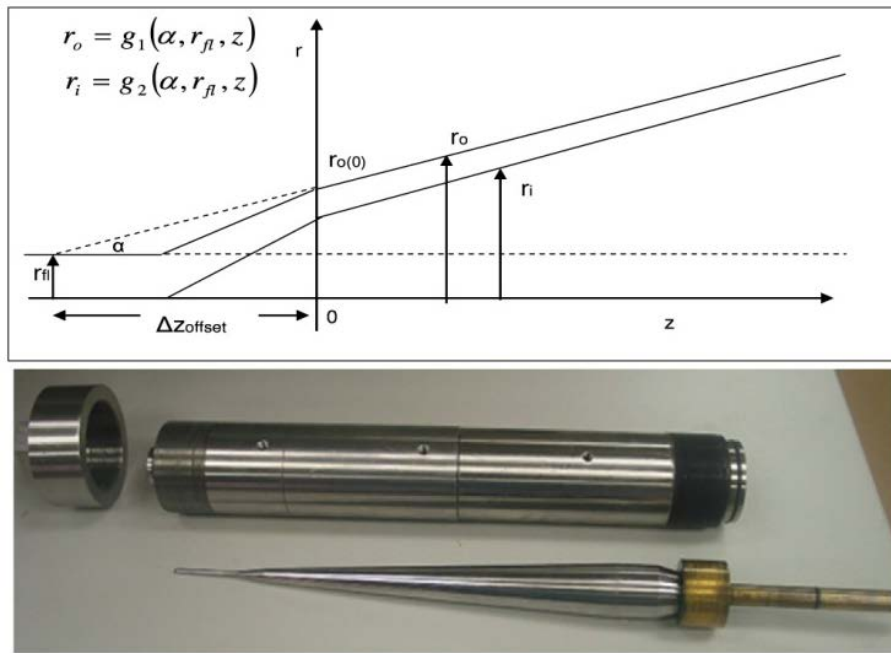


Figura 36. Foto do viscosímetro desenvolvido por Rondon *et al.* (2012), abaixo, e esquema da geometria formada para escoamento do fluido, acima. Fonte: adaptado de Rondon *et al.* (2012).

Após extensivo modelamento matemático utilizando a equação do movimento, da continuidade e a equação constitutiva da lei da potência, os autores chegam a uma equação que determina a perda de carga<sup>27</sup> ao escoar pela geometria desenvolvida em função da vazão, dos parâmetros reológicos e de um fator geométrico característico. A saber,

$$\Delta P = \frac{K}{72} \cdot (3,85 \cdot Q)^n \cdot f_{slot},$$

Equação 8

onde  $\Delta P$  é a queda de pressão,  $K$  é o índice de consistência<sup>28</sup> do fluido  $Q$  é a vazão volumétrica,  $n$  é o índice de comportamento<sup>29</sup> do fluido e  $f_{slot}$  é o fator de geometria característico.

As variáveis de interesse na Equação 8 são  $K$  e  $n$ . Como a pressão e a vazão são informações experimentais aferidas e conhecido o fator geométrico  $f_{slot}$ , basta aplicar qualquer técnica de regressão de dados para estimação de  $K$  e  $n$ . O fator geométrico foi determinado pelos autores e é a solução da seguinte equação,

<sup>27</sup> Perda de energia interna do fluido em forma de pressão, seja por atrito, cinética ou potencial.

<sup>28</sup> Número associado à resistência ao escoamento, erroneamente confundido com a viscosidade. Este parâmetro não é a viscosidade do fluido.

<sup>29</sup> Número associado à linearidade da resposta da tensão frente a uma mudança na taxa. Quanto mais próximo de 1 mais linear é a relação, quanto mais longe da unidade (maior ou menor que a unidade) maior é a não linearidade.

$$f_{slot} = \frac{1}{\cos(\alpha)} \int_0^L \left\{ \frac{(4 + 2/n)}{\pi \cdot (r_0(z)^2 - r_i(z)^2) \cdot (r_0(z) - r_i(z))^{1+1/n}} \right\}^n ,$$

Equação 9

onde todas variáveis listadas são parâmetros geométricos do instrumento. Sendo assim, a Equação 9 possui solução analítica e pode ser substituída diretamente na Equação 8 para regressão, já que o parâmetro de geometria ficará em função somente de  $n$ .

Para validar a proposta, os autores construíram um *loop* de fluidos (Figura 37), onde foram testados fluidos a base de glicerina (Newtoniano) e soluções poliméricas de goma xantana (pseudoplástico). É importante ressaltar que não foram testados fluidos de perfuração com carga de sólidos em suspensão. As seguintes considerações foram feitas para a modelagem:

- Fluido incompressível: Em altas pressões e temperaturas isto pode não ser uma boa aproximação;
- Não há escoamento na direção a  $\theta$  (considerando coordenadas cilíndricas);
- Regime estacionário (independente do tempo);
- Escoamento isotérmico: grande desvantagem, já que certamente não o é.
- Efeitos de borda desprezíveis: para fluidos não Newtonianos não é uma boa aproximação;
- Escoamento laminar: agrega dificuldade operacional, pois seria necessário o controle da vazão com determinação do número de Reynolds<sup>30</sup>;
- Efeitos tixotrópicos foram desprezados.

---

<sup>30</sup>  $Re = d \cdot v \cdot \rho / \mu$ , em caso de fluidos Newtonianos. Para fluidos não Newtonianos, cada modelo possui sua própria correlação para determinação deste adimensional.

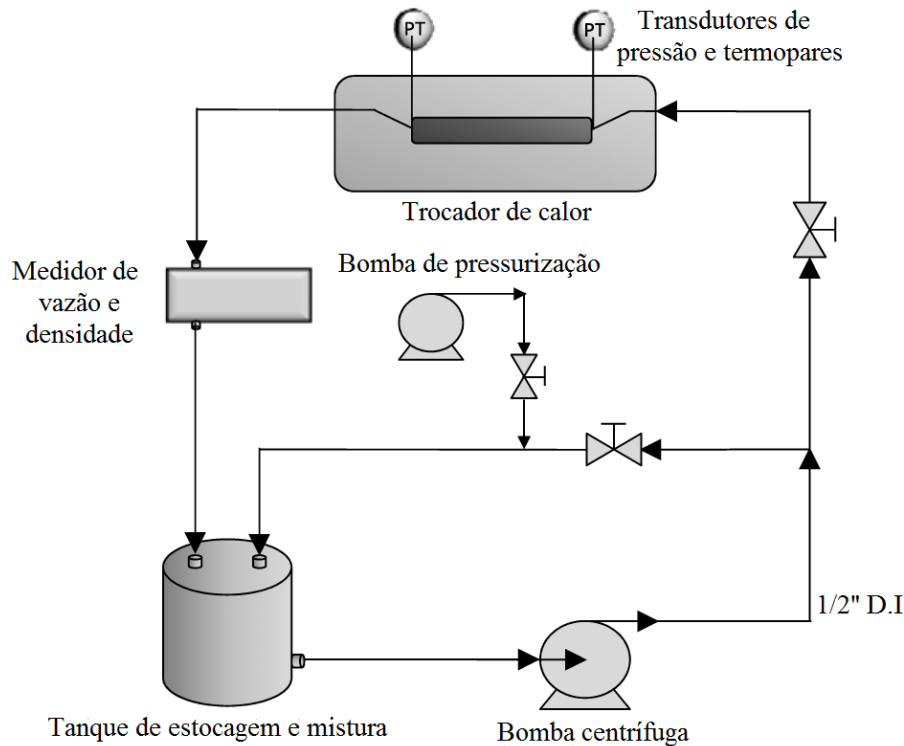


Figura 37. Esquema do *loop* de fluidos construído por Rondon *et al.* (2012). Fonte: adaptado de Rondon *et al.* (2012).

Os autores reconhecem que o atual estágio de desenvolvimento deste instrumento é preliminar. A complexidade matemática já é significativa considerando todas as simplificações feitas. A demonstração deste trabalho reforça a ideia que não existe somente uma única técnica para medição de viscosidade em tempo real, porém, no escopo de fluidos de perfuração, a técnica de cilindros coaxiais é a que apresenta o melhor custo benefício. Apesar dos problemas de acúmulo de sólidos, a técnica não exige modelamento matemático e nem controle de vazão. Os cilindros coaxiais são desenvolvidos para que no interior da região anular de medição o regime seja laminar, mas não necessariamente na tubulação do processo. No próximo capítulo será elucidada melhor esta característica destes viscosímetros.

Carlsen *et al.* (2012) utilizaram semelhantemente a Rondon *et al.* (2012), equações fenomenológicas para aferir em tempo real densidade e viscosidade aparente, ao invés de aplicar tecnologia pura para tais aferições. Por meio de princípios clássicos da hidráulica, Carlsen *et al.* (2012) propuseram que aferindo as pressões hidráulicas de escoamento juntamente com a vazão volumétrica, é possível se obter viscosidade aparente e densidade. Para atingir seus objetivos, os autores utilizaram uma sonda escola para testar suas propostas (Figura 38).

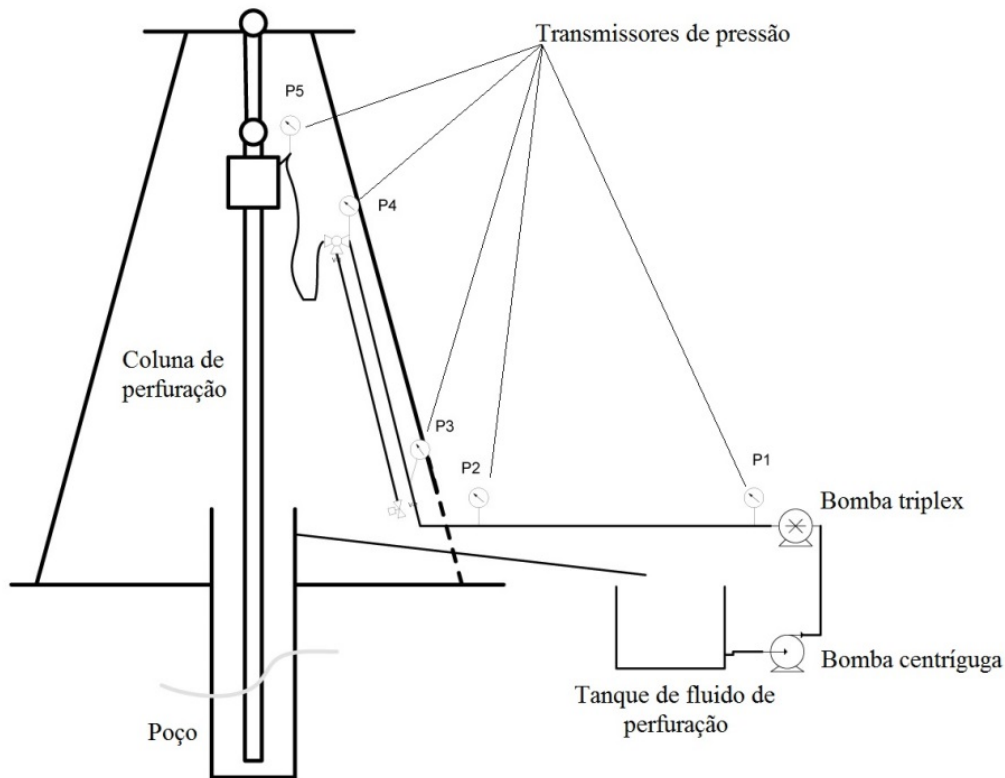


Figura 38. Esquema da sonda escola utilizado por Carlsen *et al.* (2012). Fonte: adaptado de Carlsen *et al.* (2012).

A sonda escola contém a perfuratriz, o poço, tubulações em um ciclo fechado, um tanque de fluido de perfuração, uma bomba triplex e sua centrífuga de alimentação e medidores de pressão em pontos específicos da tubulação. Após desenvolvimento dos cálculos, as equações finais que permitem a determinação da densidade e viscosidade aparente, respectivamente, estão demonstradas na Equação 10 e na Equação 11.

$$\rho = \frac{(P_3 - P_4 - P_1 + P_2)}{h \cdot g},$$

Equação 10

percebe-se que para medições de densidade não é necessário a determinação da vazão.

Para a viscosidade aparente, em regime laminar:

$$\mu_{ap} = \frac{1}{32} \cdot \frac{[d^2 \cdot (P_1 - P_2)]}{v \cdot l}.$$

Equação 11

Em caso de regime turbulento, a viscosidade aparente não poderá ser calculada pela Equação 11, uma vez que ela se apresenta desta forma por incorporar o fator de atrito como  $16/Re$ . Uma alternativa é voltar nos passos intermediários desta equação e calcular o fator de atrito segundo o ábaco de *Moody*, ou qualquer outra correlação de fator de atrito adequada para regime turbulento, como *Churchill* ou *Blasius*. Note que



para determinação da viscosidade aparente, nesta proposta de Carlsen *et al.* (2012) é necessário primeiro se conhecer a densidade. Para determinação das velocidades a partir da vazão, usa-se  $v = Q/A$ , onde  $Q$  é a vazão volumétrica e  $A$  é a área da seção transversal da tubulação. A vazão, segundo os autores, foi contabilizada a partir da contagem da frequência de empistamento da bomba, uma vez que cada pistão desloca um volume específico por ciclo. Desta forma, nenhuma tecnologia foi aplicada para aferições de vazão. Na Figura 39 podem ser observados os resultados de densidade obtidos pelos autores utilizando o equacionamento proposto acima.

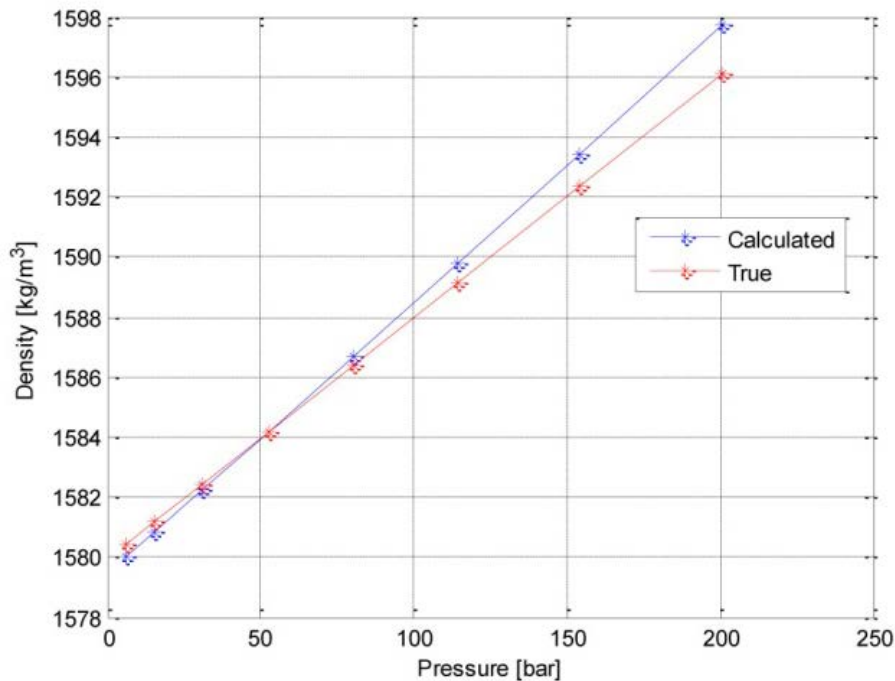


Figura 39. Densidade em tempo real calculada e densidade de referência aferida na balança de lama em função da pressão total do sistema obtidos por Carlsen *et al.* (2012).

Fonte: adaptado de Carlsen *et al.* (2012).

Observa-se que as medidas em tempo real (calculadas) e as medidas aferidas experimentalmente são similares a baixas pressões, e começam a apresentar divergência a altas pressões. Apesar dos autores não comentarem tais divergências, é possível que a causa das mesmas esteja na compressibilidade do fluido, que começa a ser significativa a altas pressões. Como o equipamento de bancada não possibilita a aferição a altas pressões, somente a pressão ambiente, é coerente a tendência dos dados aferidos diretamente no processo reportarem densidades maiores do que as aferidas em bancada, já que a compressão do fluido leva o fluido a possuir a mesma massa ocupando um volume menor.

Apesar de os autores encontrarem a viscosidade aparente como parâmetro primário, os dados foram convertidos para tensão cisalhante para facilitar a comparação direta entre os dados em tempo real e os dados providos pelo viscosímetro de bancada, vide Figura 40 para os resultados.

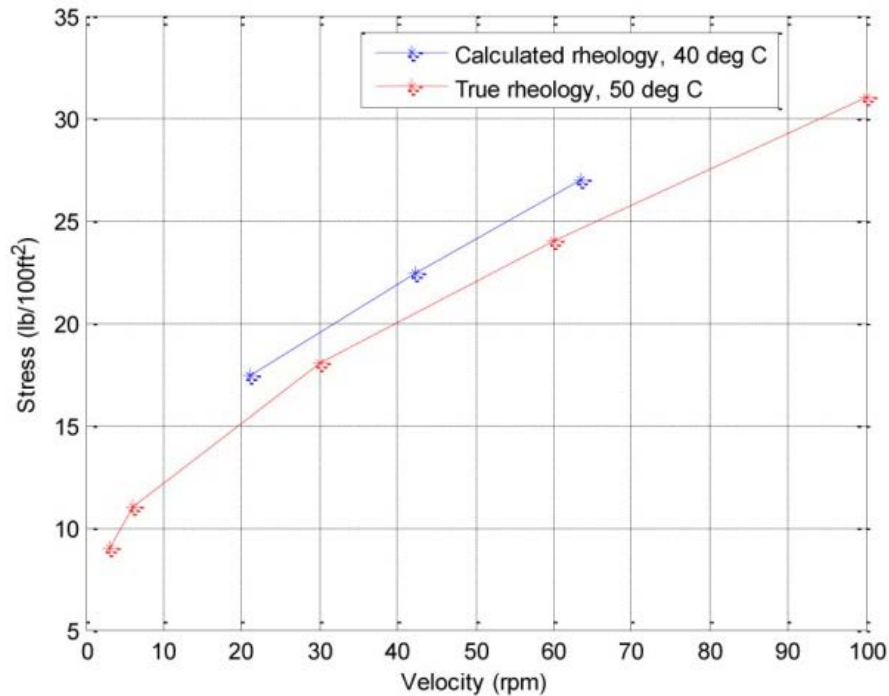


Figura 40. Tensão de cisalhamento em tempo real calculada e tensão cisalhante de referência aferida no viscosímetro FANN, ambos em função da velocidade angular do viscosímetro. Fonte: adaptado de Carlsen *et al.* (2012).

Incongruentemente as duas reologias foram aferidas em temperaturas diferentes, o que causou o distanciamento entre os dados. É coerente que o fluido a uma temperatura superior apresente menores viscosidades. É fato que se a reologia obtida em tempo real (dita calculada pelo autor) também fosse aferida a 50°C, os dados seriam mais similares.

O trabalho de Carlsen *et al.* (2012) chama a atenção de que para propriedades tais como viscosidade e densidade, é possível com baixo custo aferi-las em processo, utilizando princípios fenomenológicos da mecânica dos fluidos. No entanto, uma série de desvantagens são apontadas quando comparado com outras técnicas:

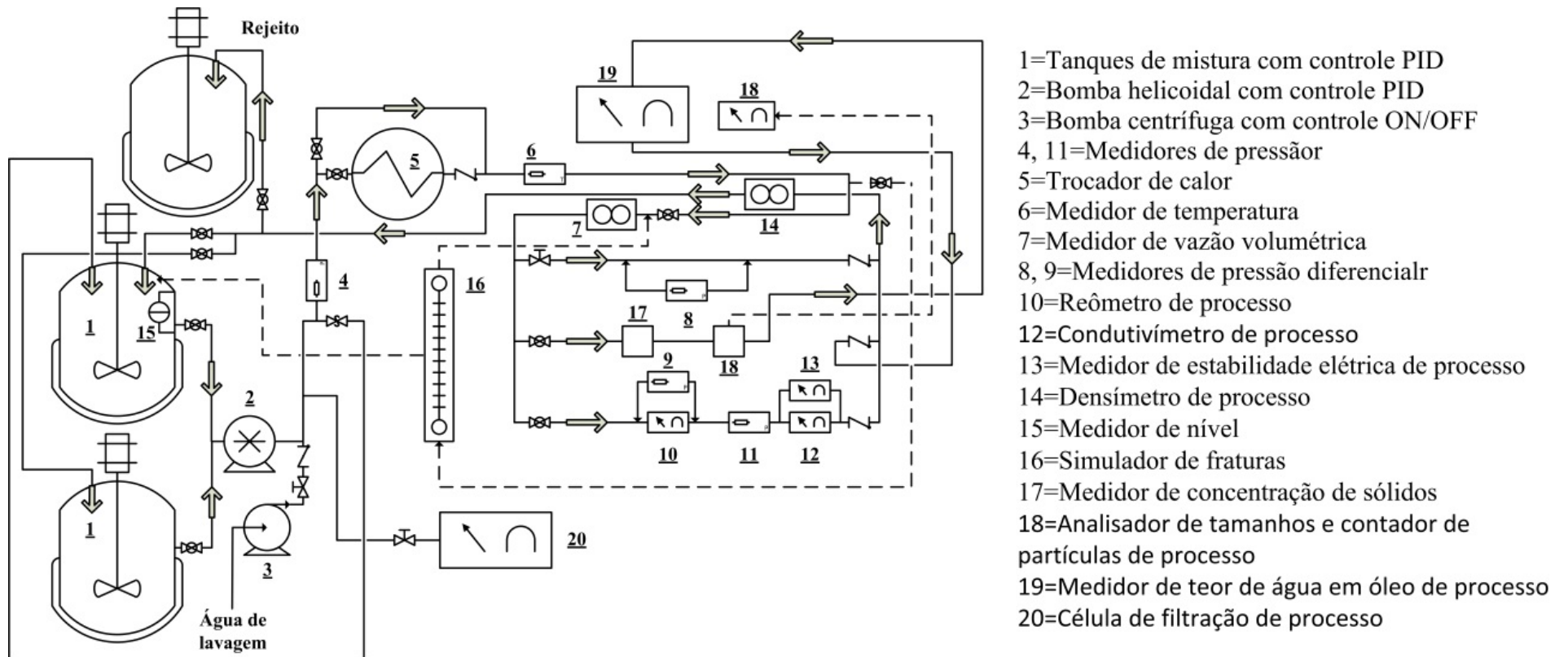
- Se houver problemas operacionais ou parada de fluxo, as propriedades não serão aferidas;
- É necessária a inserção no processo, ou seja, para as aferições é indispensável que a sonda opere de fato. Nos outros métodos, apenas um *by pass*<sup>31</sup> no tanque pulmão bastaria para aferir as propriedades do fluido;
- Medir pressões de forma precisa exige conhecimento especializado, pois geralmente se o sensor é mal posicionado efeitos de entrada e saída podem inviabilizar os cálculos;

<sup>31</sup> Linhas paralelas à principal.

- Medir experimentalmente o fator de atrito não é algo trivial, já que o mesmo possui grande sensibilidade paramétrica, por se tratar de um número na ordem de grandeza  $10^{-3}$ , ou seja, a mínima imprecisão nas medidas de vazão e pressão pode incorrer em grandes flutuações no valor de  $f$ ;

Em resumo, Saasen *et al.* (2009), utilizaram tecnologias disponíveis no mercado, modificando-as e produzindo protótipos para aferir diversas propriedades dos fluidos de perfuração. Em seguida, Broussard *et al.* (2010), em concordância com Saasen *et al.* (2009), utilizaram das mesmas tecnologias para medições somente de viscosidade e densidade, sendo que ambos os autores obtiveram sucesso nas medições com fluidos de perfuração e apontaram que os problemas operacionais encontrados foram corrigidos com rotinas de auto limpeza. No ano seguinte, Miller *et al.* (2011), também obtiveram sucesso ao medir viscosidade e densidade em tempo real, utilizando outra técnica, no entanto, comparativamente, apresentou resultados mais limitados do que os autores anteriores. Na sequência, Rondon *et al.* (2012) e Carlsen *et al.* (2012) apresentaram propostas para se calcular a viscosidade e densidade em tempo real a partir de modelos fenomenológicos da mecânica dos fluidos. Os resultados do primeiro foram adquiridos em fluidos Newtonianos e soluções poliméricas; assim não se sabe a eficácia de seu instrumento em fluidos de perfuração. Já Carlsen *et al.* (2012) apresentaram resultados contundentes em fluidos de perfuração, no entanto uma série de desvantagens foi levantada quando comparados com as propostas dos dois primeiros autores.

A avaliação geral destes trabalhos levou Magalhães *et al.* (2014), a construir um *loop* de fluidos para desenvolver uma malha sensorial utilizando as técnicas apontadas por Saasen *et al.* (2009) e Broussard *et al.* (2010). Magalhães *et al.* (2014), julgaram que as técnicas apresentadas por tais autores apresentaram melhor custo benefício em relação as propostas de Miller *et al.* (2011), Rondon *et al.* (2012) e Carlsen *et al.* (2012). Magalhães *et al.* (2014) mediram em tempo real tensão cisalhante, densidade, estabilidade elétrica, condutividade elétrica e concentração de sólidos e compararam os dados obtidos com dados de referência aferidos em bancada. Para atingir seus objetivos, os autores adquiriram um viscosímetro de cilindros coaxiais e o modificaram. O densímetro, baseado em força de Coriolis recebeu calibração especial, assim como o medidor de concentração de sólidos baseado em técnicas ultrassônicas. Para medições de estabilidade elétrica, Magalhães *et al.* (2014) desenvolveram um protótipo próprio que opera em conjunto com um condutivímetro comercial. Magalhães *et al.* (2014) representam o primeiro trabalho brasileiro na área de automação em fluidos de perfuração. Na Figura 41 pode ser observado o *loop* de fluidos construído.



- 1=Tanques de mistura com controle PID
- 2=Bomba helicoidal com controle PID
- 3=Bomba centrífuga com controle ON/OFF
- 4, 11=Medidores de pressão
- 5=Trocador de calor
- 6=Medidor de temperatura
- 7=Medidor de vazão volumétrica
- 8, 9=Medidores de pressão diferencial
- 10=Reômetro de processo
- 12=Condutivímetro de processo
- 13=Medidor de estabilidade elétrica de processo
- 14=Densímetro de processo
- 15=Medidor de nível
- 16=Simulador de fraturas
- 17=Medidor de concentração de sólidos
- 18=Analisador de tamanhos e contador de partículas de processo
- 19=Medidor de teor de água em óleo de processo
- 20=Célula de filtração de processo

Figura 41. Loop de fluidos desenvolvido por Magalhães *et al.* (2014). Fonte: adaptado de Magalhães *et al.* (2014).

Em relação às medidas de tensão cisalhante obtidas em tempo real, os autores demonstraram resultados que apresentaram semelhança qualitativa em relação aos resultados apresentados por Saasen *et al.* (2009) e Broussard *et al.* (2010). Vide Figura 42 para reologias obtidas para um fluido de perfuração aquoso e sintético.

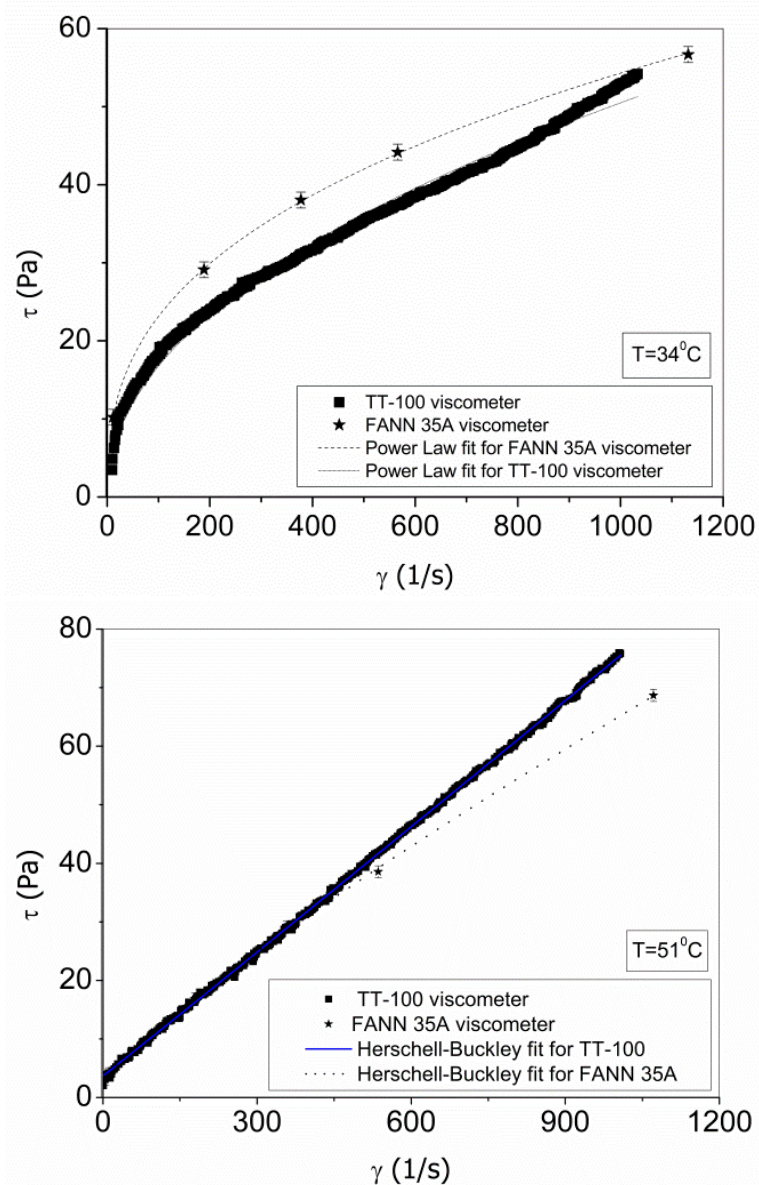


Figura 42. Resultados de tensões cisalhantes obtidas em tempo real e em bancada no viscosímetro FANN 35A por Magalhães *et al.* (2014). Acima medições em fluido de perfuração aquoso, abaixo, medições em fluido sintético. Fonte: adaptado de Magalhães *et al.* (2014).

As divergências entre medidas em tempo real (dados em alta frequência) e medidas em bancada (pontos distintos) foram apontadas pelos autores. Os mesmos especulam que efeitos de homogeneidade, escorregamento e a diferença entre o *gap*<sup>32</sup> do instrumento de processo e o de bancada são as possíveis causas das divergências. Os

<sup>32</sup> Espaço formado entre os cilindros coaxiais (região anular).

autores comentam que melhorias já estão sendo realizadas para minimizar estas divergências.

Em relação à densidade, os autores demonstraram resultados tanto em fluidos aquosos quanto em sintéticos. Os resultados foram comparados com os resultados obtidos pela balança de lama e podem ser vistos na Figura 43.

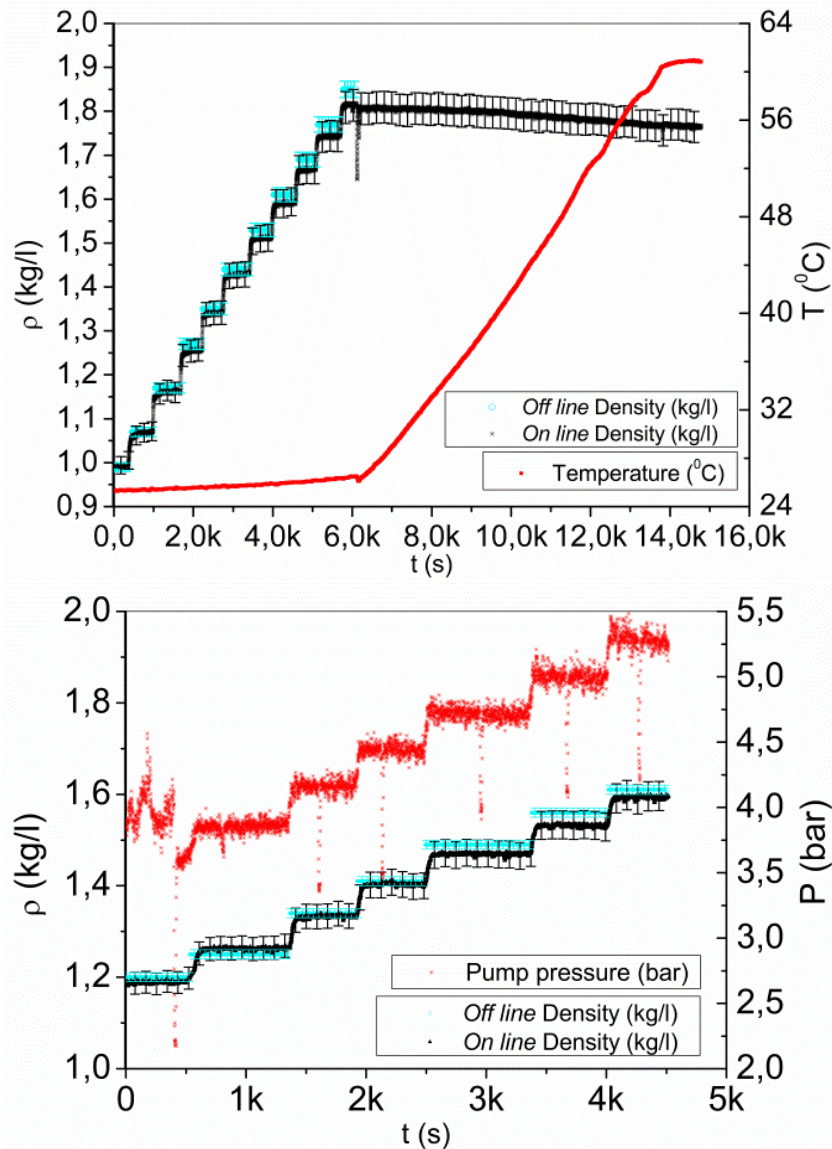


Figura 43. Resultados de densidade obtidas em tempo real e em bancada na balança de lama por Magalhães *et al.* (2014). Acima medições em fluido de perfuração aquoso, abaixo, medições em fluido sintético. Fonte: adaptado de Magalhães *et al.* (2014).

Em ambos os casos (fluido aquoso e sintético) há similaridade entre os resultados em tempo real e os de bancada. No fluido aquoso, foi feito um aquecimento e observado que o instrumento é capaz de corrigir a densidade em função do incremento da temperatura. Dados em bancada não foram aferidos, pois nesta situação não há possibilidade de controle da temperatura. O nível de acerto destes resultados concorda



com Saasen *et al.* (2009), que afirmaram que calcular a densidade a partir de medições de força de Coriolis é uma das maneiras mais precisas.

Para medições de estabilidade elétrica, os autores fabricaram fluidos sintéticos com diferentes teores de água em óleo. A parte orgânica foi parafina e a parte aquosa uma salmoura saturada em cloreto de sódio. As proporções variaram de 30 a 50% de água na emulsão. Foram utilizados os mesmos aditivos encontrados nos campos de perfuração, sob intensa agitação nos tanques demonstrados na Figura 41. Começou-se com 30% em água, aferindo-se a estabilidade elétrica nesta razão, e posteriormente adicionando mais salmoura, até que a razão limite de 50% fosse atingida. Além da emulsão, o fluido continha barita e bentonita em suspensão, hidróxido de cálcio, emulsificante primário em excesso, emulsificante secundário, modificador reológico e redutor de filtrado. Os resultados podem ser vistos nas figuras a seguir.

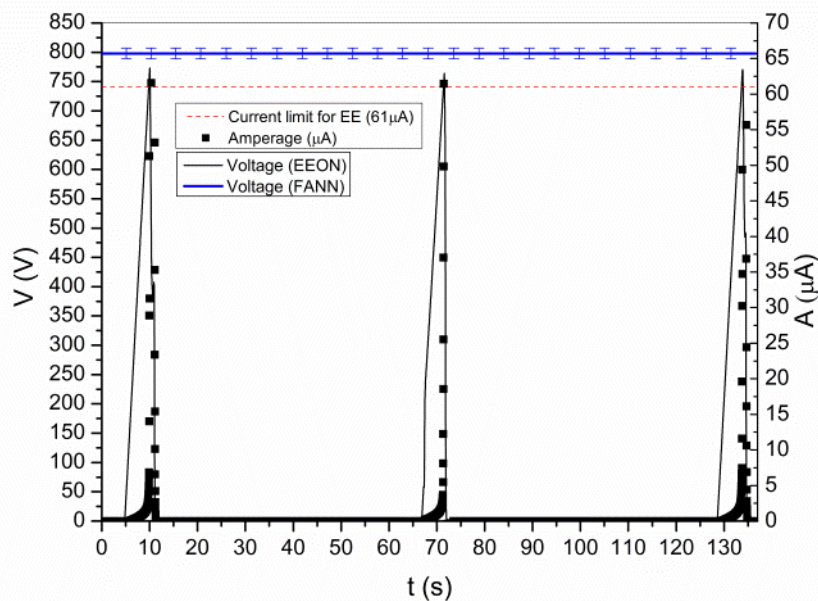


Figura 44. Resultados de estabilidade elétrica obtidas em tempo real e em bancada no FANN 23D por Magalhães *et al.* (2014). Fluido a 30/70 (Água/Óleo). Fonte: adaptado de Magalhães *et al.* (2014).

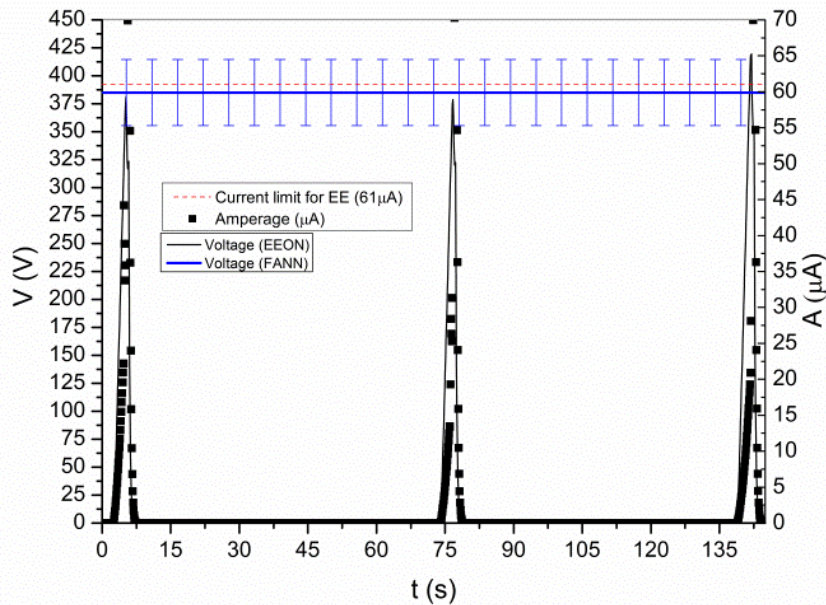


Figura 45. Resultados de estabilidade elétrica obtidas em tempo real e em bancada no FANN 23D por Magalhães *et al.* (2014). Fluido a 40/60 (Água/Óleo). Fonte: adaptado de Magalhães *et al.* (2014).

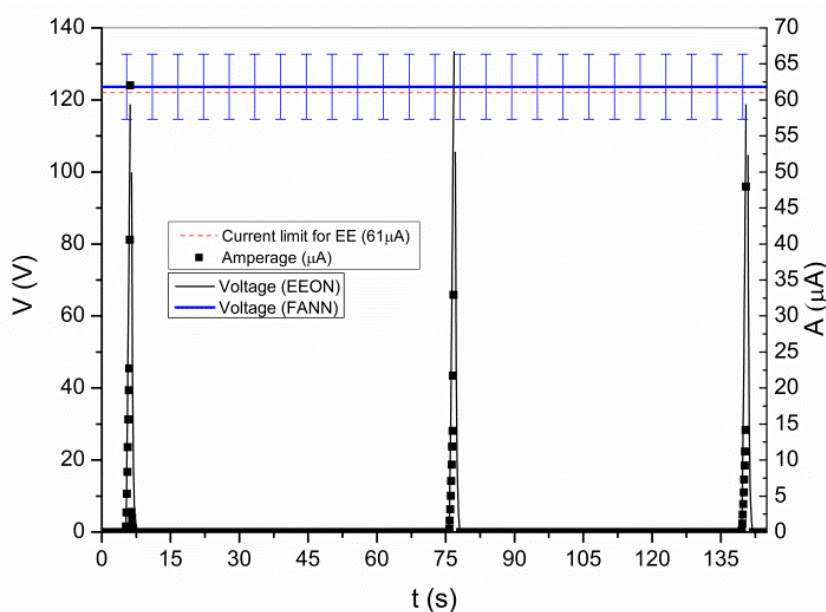


Figura 46. Resultados de estabilidade elétrica obtidas em tempo real e em bancada no FANN 23D por Magalhães *et al.* (2014). Fluido a 50/50 (Água/Óleo). Fonte: adaptado de Magalhães *et al.* (2014).

As linhas azuis representam as medições de bancada, as linhas contínuas pretas são os valores da tensão e os pontos os valores de corrente ao longo do teste. Percebe-se que as linhas apresentam picos que são cessados justamente quando a corrente ultrapassa 61 micro amperes. É possível observar nas três figuras que a admissão de água ao sistema diminui a estabilidade elétrica, tendência em concordância com Saasen *et al.* (2009). Observa-se também que o protótipo operou satisfatoriamente, reproduzindo resultados semelhantes aos resultados de referência.



Magalhães *et al.* (2014), além do sensor de estabilidade elétrica, acoplaram ao sistema um medidor de condutividade elétrica, assim foi possível identificar o exato ponto de quebra da estabilidade da emulsão durante uma simulação de invasão incontrolada de água. Os autores ainda desenvolveram uma calibração baseada em rede neuronal para viabilizar o uso da técnica de ultrassom para cálculo da concentração de sólidos suspensos. Para maiores detalhes sobre estes resultados consultar Anexo A.

## 2.5. Outros trabalhos de monitoramento em tempo real em áreas afins da engenharia

Outros trabalhos foram encontrados que divulgam técnicas e compartilham experiências de monitoramento em tempo real de propriedades da matéria. A relevância dos mesmos no escopo desta dissertação é demonstrar que toda medição em tempo real para fins de controle e monitoramento necessita de um sistema supervisor. Durante esta revisão, foi percebido que o fabricante *National Instruments* foi amplamente utilizado como uma solução comercial para facilitar a aquisição de dados remotos, criação de sistemas supervisórios e IHMs.

Jui-Hong Horng (2007) utilizou o *LabView®* (software da *National Instruments*) juntamente com o *MATLAB®* para desenvolver um motor com controle remoto. Vide Figura 47.

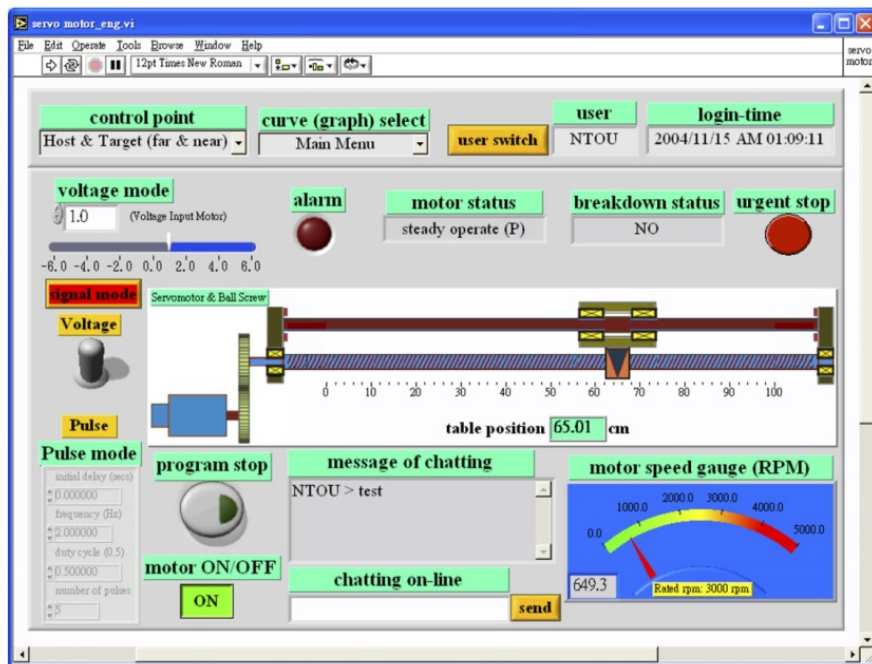


Figura 47. IHM desenvolvida para controle de um motor remotamente. Adaptado de Jui-Hong Horng (2007).

Já Lin *et al.* (2010) divulgaram seu aparato para medição em tempo real de vários parâmetros provenientes de turbinas eólicas, principalmente o ruído próximas a residências. Os autores utilizaram os *hardware* e *software* da *National Instruments* para

viabilizar o sistema de medição. Na Figura 48 é demonstrada a turbina eólica que foi monitorada pelos autores e ao chão é possível perceber o sistema de áudio montado. Na Figura 49 é demonstrado o esquema do sistema completo.



Figura 48. Sistema a ser monitorado: ruídos da turbina eólica próxima a residências. Adaptado de Lin *et al.* (2010).

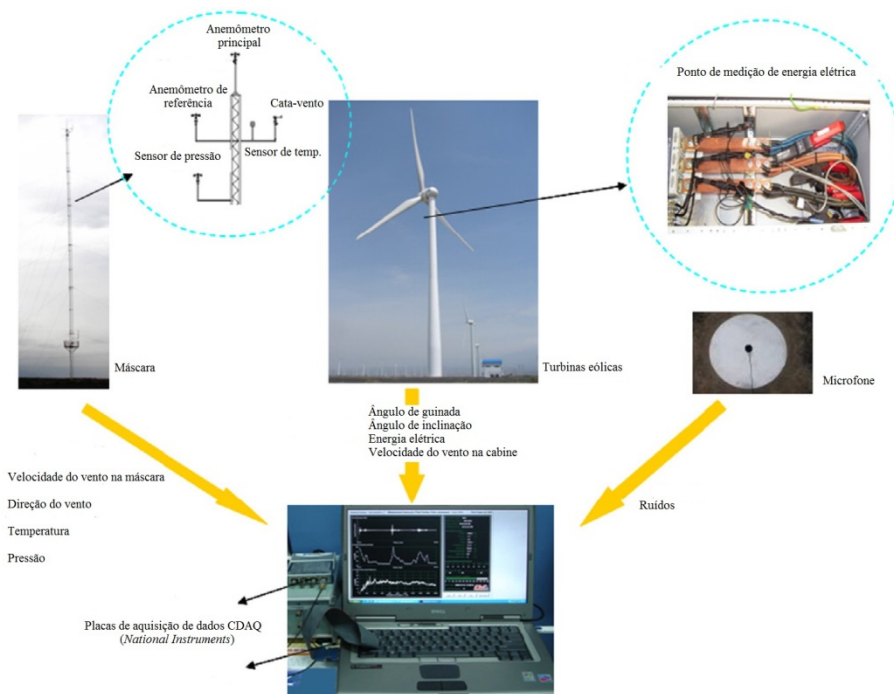


Figura 49. Esquema montado por de Lin *et al.* (2010) utilizando a solução comercial da *National Instruments* para monitoramento remoto de ruídos de turbinas eólicas próximas a residências. Adaptado de Lin *et al.* (2010).

Pode ser observado, no esquema de monitoramento demonstrado na Figura 49, que sensores foram instalados nos circuitos de controle das turbinas. Estes sensores se comunicavam com as placas de aquisição de dados da *National Instruments*, que por sua vez se comunicam com o *LabView®*. Lá residiam a criação do banco de dados, tratamento e modelagem dos dados (Figura 49) e a IHM (Figura 50) para interação com o operador.

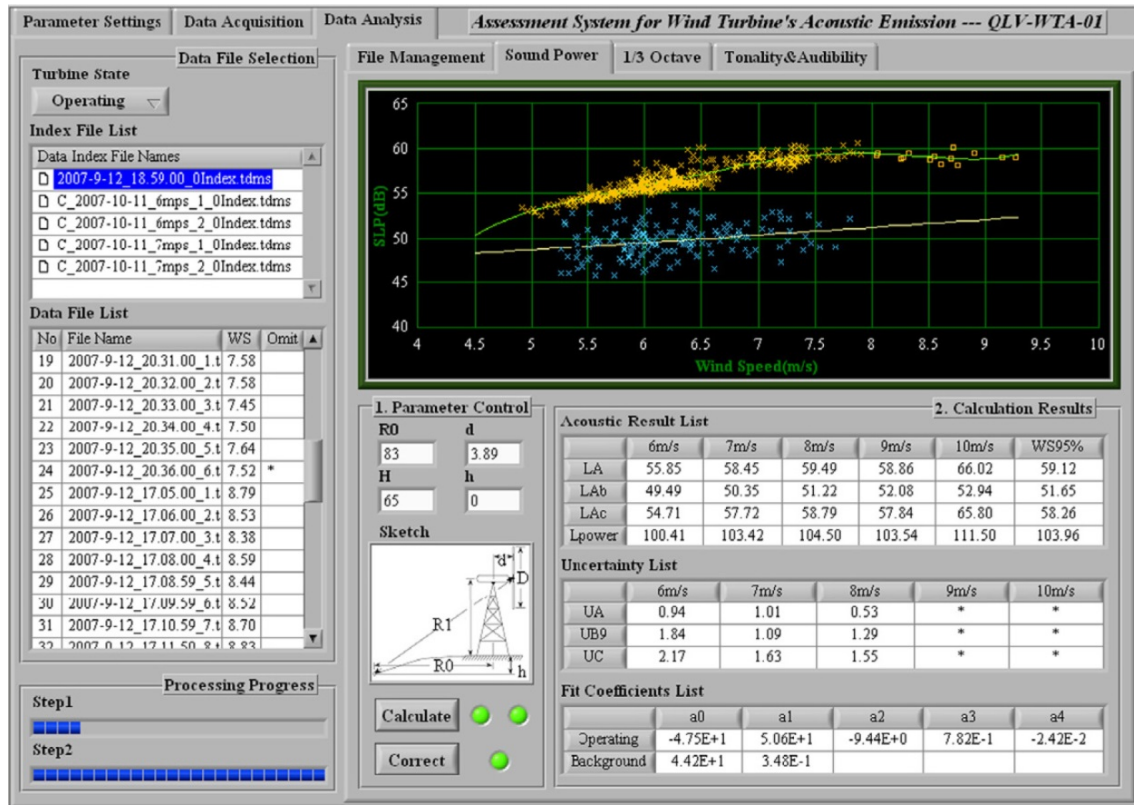


Figura 50. IHM montada por Lin *et al.* (2010) utilizando o *LabView®* para monitoramento remoto de ruídos de turbinas eólicas próximas a residências. Adaptado de Lin *et al.* (2010).

Outros autores utilizaram o pacote comercial da *National Instruments*, como Kis *et al.* (2004). Os mesmos criaram um sistema para medir histerese de campos magnéticos em tempo real (Figura 51).

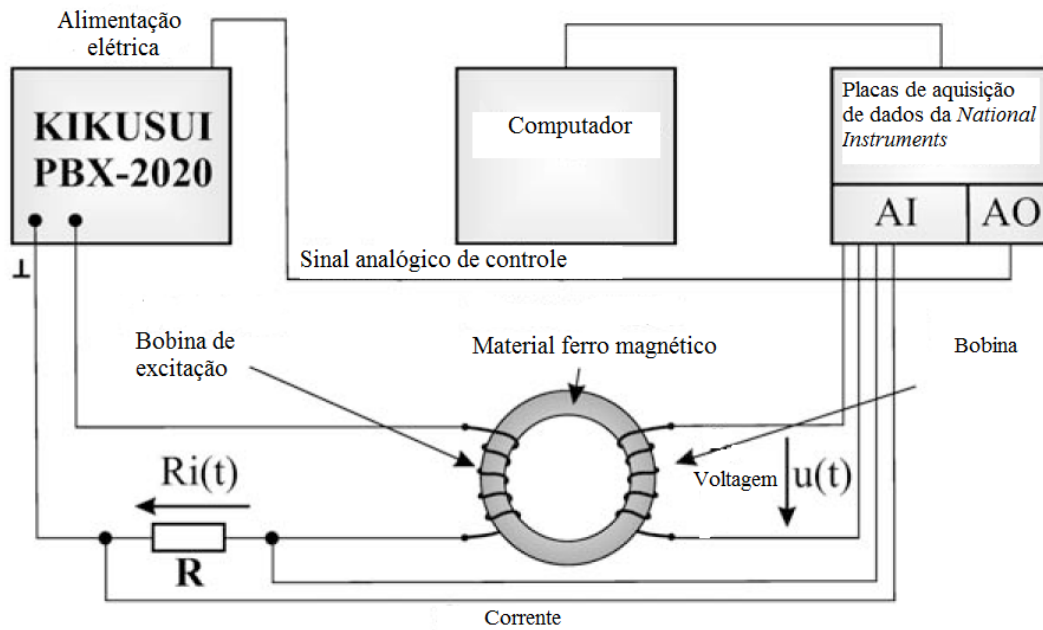


Figura 51. Esquema montado por Péter *et al.* (2004) para aferições de histerese de campos eletromagnéticos. Adaptado de Péter *et al.* (2004).

Respectivamente, o sistema supervisor e IHM que modelam o fenômeno e controlam mecanicamente tal aparato pode ser observado na Figura 52.

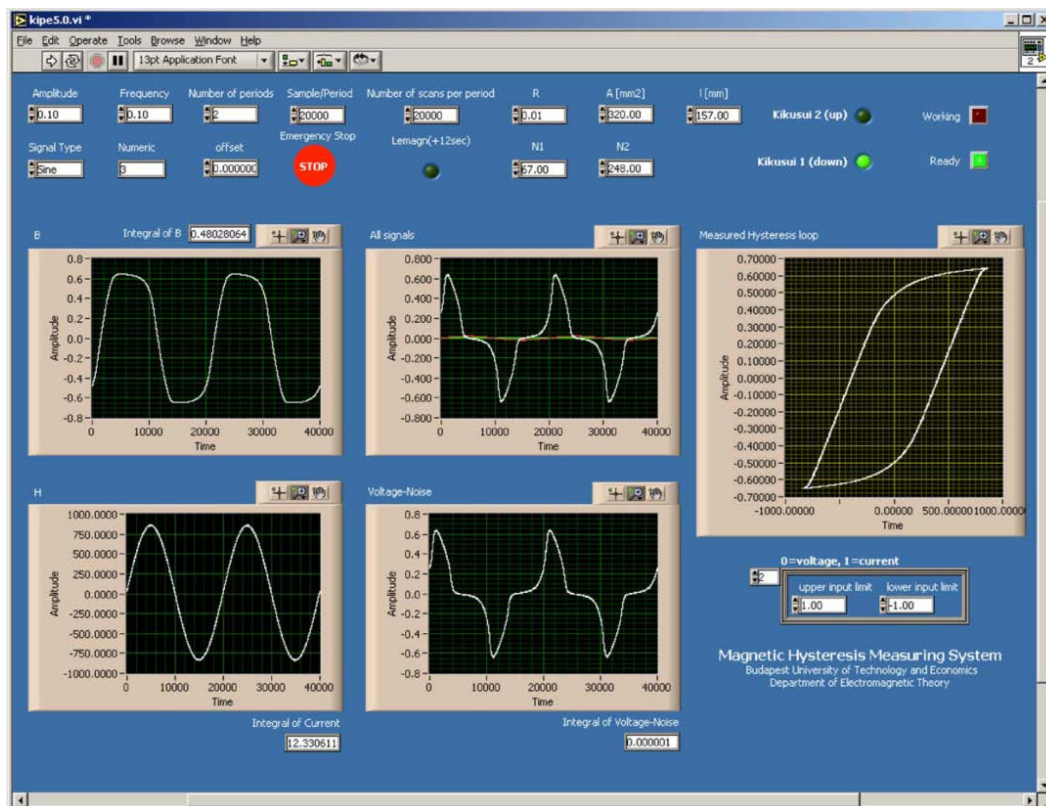


Figura 52. IHM montada por Péter *et al.* (2004) utilizando o LabView® para monitoramento em tempo real da histerese de campos eletromagnéticos. Adaptado de Péter *et al.* (2004).



Já Wang *et al.* (2012) utilizou tal solução comercial para monitorar em tempo real imagens espectrais entre 900 e 1700 nm. O esquema do aparato montado pode ser visto na Figura 53 com sua respectiva IHM.

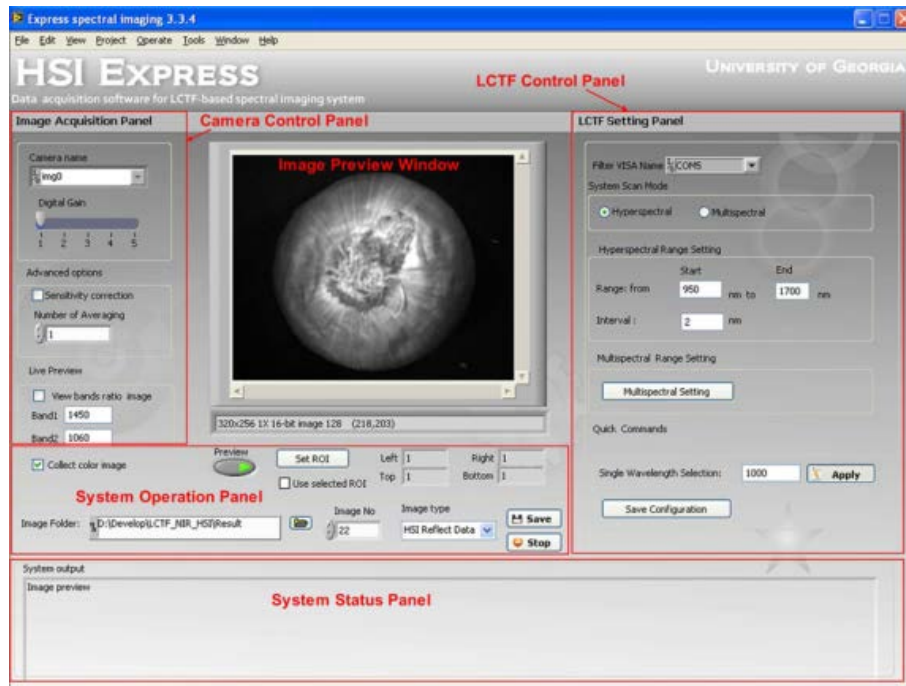
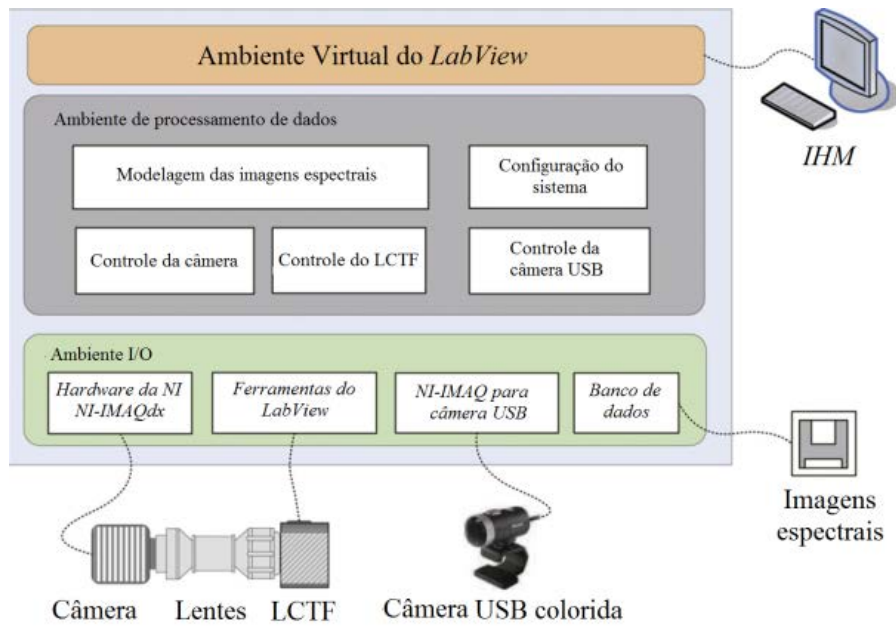
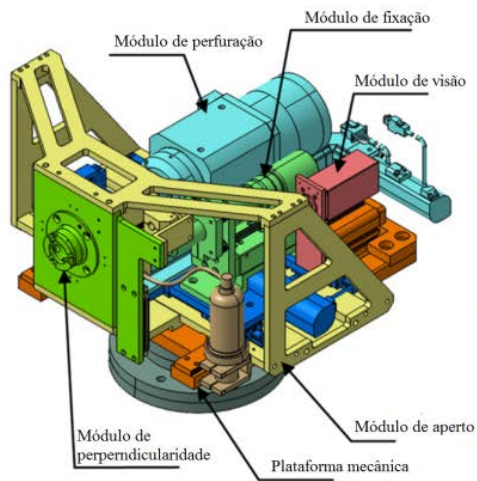


Figura 53. Esquema montado por Wang *et al.* (2012) para monitoramento em tempo real de imagens espectrais, acima. Abaixo é demonstrada a IHM montada utilizando o LabView® para visualização dos dados, modelagem e controle das câmeras e criação do banco de dados. Adaptado de Wang *et al.* (2012).

Anjos *et al.* (2013) utilizaram o *LabView*® para fins de verificação de desempenho desta plataforma no controle de um protótipo robótico multifuncional (vide Figura 54).



(a) Esquema do protótipo FARE

(b) Foto do protótipo FARE

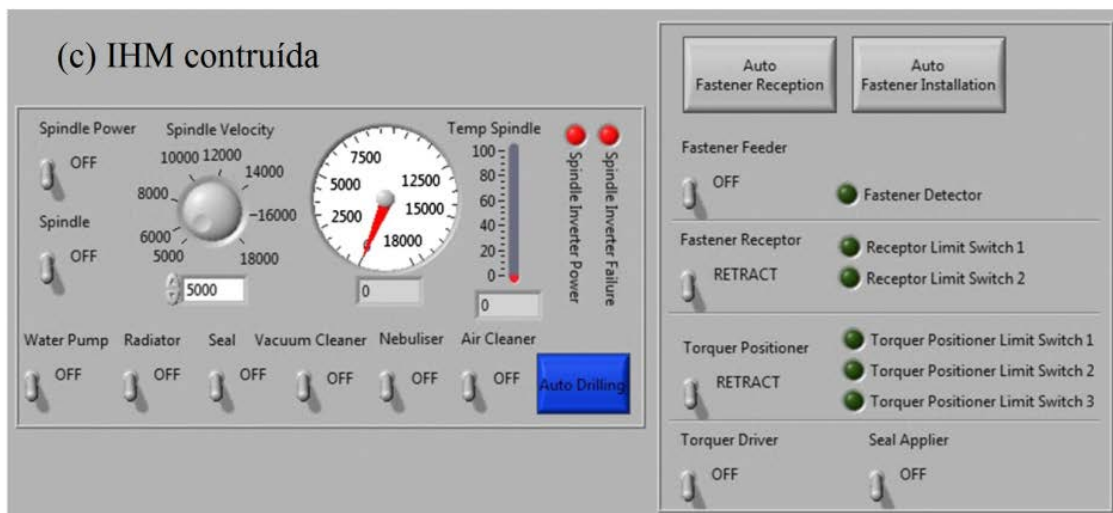


Figura 54. Esquema montado por Anjos *et al.* (2013) para controle de um protótipo robótico multifuncional. Adaptado de Anjos *et al.* (2013).

Alegria *et al.* (2009) utilizaram também a solução comercial de automação da *National Instruments* para monitorar em tempo real, via polarização induzida, o nível de contaminação em solos com diesel. O esquema de seu aparato experimental e a interface criada no *LabView*® podem ser vistos na Figura 55.

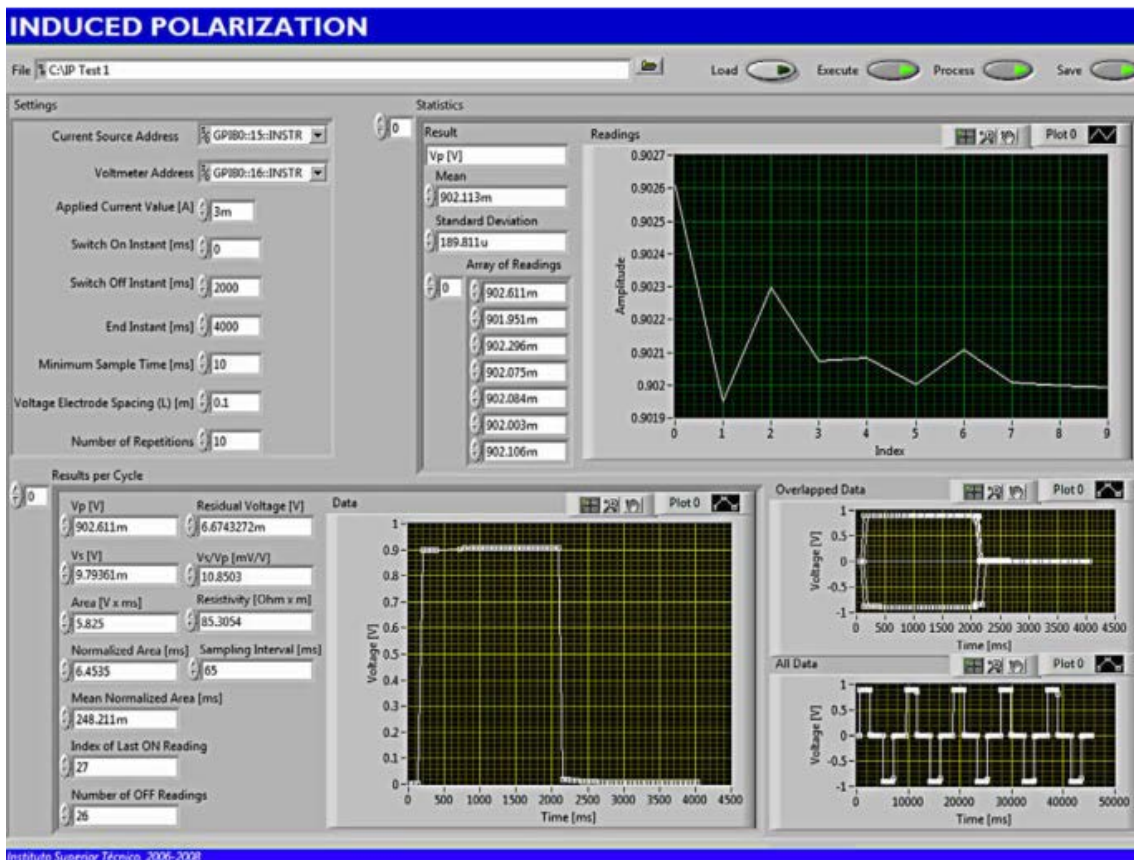
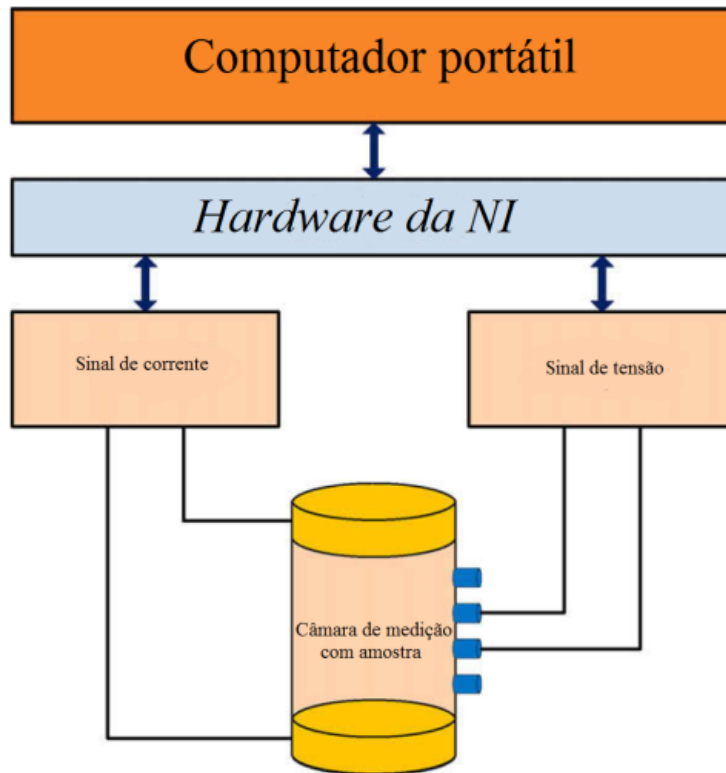


Figura 55. Esquema montado por Alegria *et al.* (2009) para monitoramento em tempo real de contaminação de diesel em solos, acima. Abaixo é demonstrada a IHM montada utilizando o LabView®. Adaptado de Alegria *et al.* (2009).

Tomic *et al.* (2014) também fizeram uso do sistema comercial para aferir e monitorar, em tempo real, os níveis de concentração de gases poluentes em uma determinada área urbana. Estes autores além da IHM no computador, também fizeram uma interface em Android para acesso remoto aos dados via celular. Na figura é possível observar o esquema simplificado montado para monitoramento.

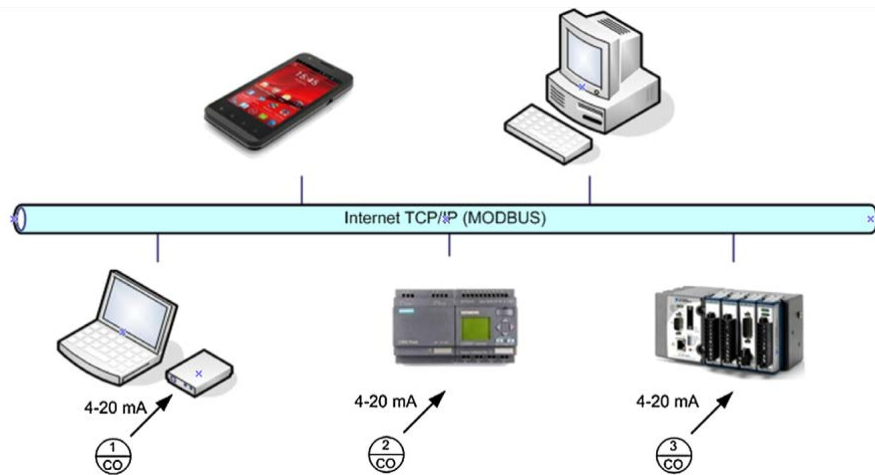
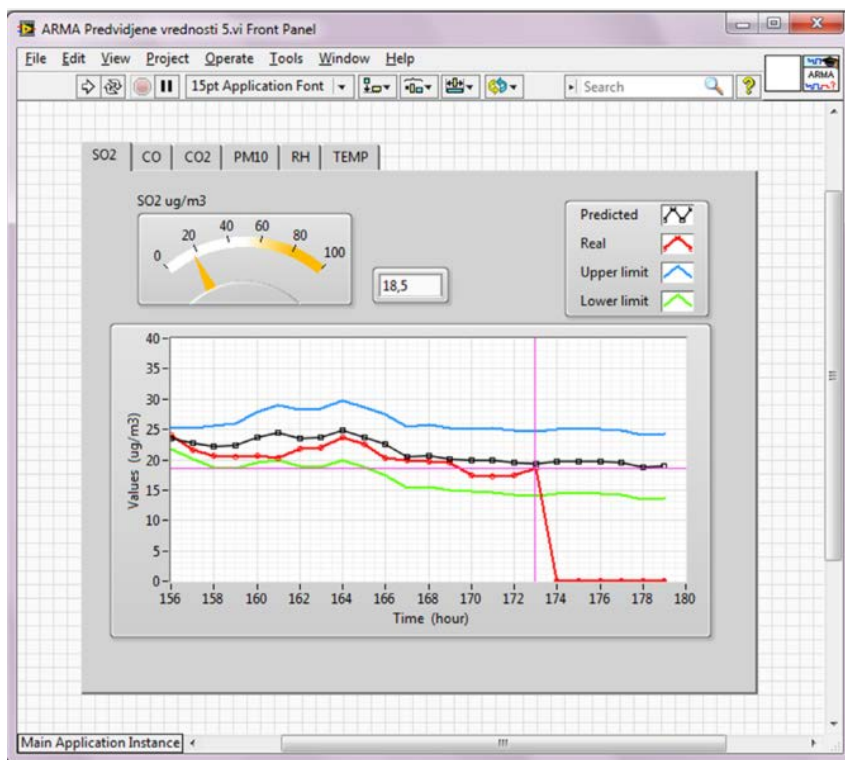


Figura 56. Esquema montado por Tomic *et al.* (2014) para monitoramento em tempo real da contaminação por gases poluentes em área urbana. Adaptado de Tomic *et al.* (2014).

O sistema descrito na Figura 56 ilustra as entradas dos sinais, na parte inferior, e a recepção dos mesmos via internet nos clientes remotos, na parte superior. O último *hardware* da direita da parte inferior do esquema é pretendido de se usar neste trabalho.

A IHM para PC e para *Android* podem ser observadas na Figura 57.





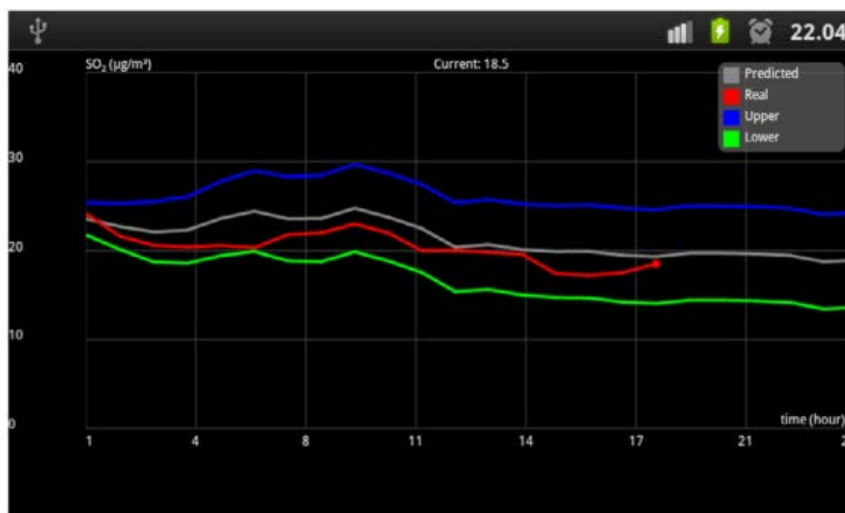


Figura 57. IHM montada para PC (acima) e para *Android* (abaixo), por Tomic *et al.* (2014). Foi utilizado o *LabView*® para monitoramento em tempo real de poluentes atmosféricos. Adaptado de Tomic *et al.* (2014).

Todas as informações contidas neste capítulo deixam claro que este trabalho é parte de um estudo maior, que é chegar à construção de um sistema que seja capaz de não somente aferir as propriedades, mas também de corrigi-las em tempo real automaticamente. Este trabalho é a transformação de um sistema acadêmico em um produto preliminar de mercado com viabilidade de testes em campo de perfuração. Assim, delineia-se com mais clareza seu respectivo escopo: usar o *know-how* dos trabalhos divulgados adequando os *hardwares* já testados pelo grupo de pesquisa em uma estrutura móvel e compatível com as legislações de sonda. Isto conseqüentemente exigirá a construção de uma infraestrutura de informática, como apontou Broussard *et al.* (2010). O acervo literário demonstrou que a utilização do pacote comercial da *National Instruments* poderá vir a ser um catalisador para a construção de tal infraestrutura.

## CAPÍTULO III

### 3. MATERIAL E MÉTODOS

Para transformar a estrutura de Magalhães *et al.* (2014) em um produto viável para testes em sonda, o primeiro passo foi redesenhar toda a estrutura hidráulica e elétrica para finalidade de compactação, solução de problemas operacionais e aumento da segurança operacional. Além de construir a infraestrutura de tecnologia da informação e IHM.

Abaixo segue uma lista dos materiais e trabalhos já executados por Magalhães *et al.* (2014):

- Construção de um *loop* de fluidos para produção de fluidos de perfuração e instalação dos sensores adquiridos;
- Modelagem e modificação do sensor de viscosidade para permitir total controle do equipamento remotamente;
- Desenvolvimento de um protótipo para testes de estabilidade elétrica em linha;
- Verificação do desempenho e recalibração dos sensores de densidade, condutividade elétrica e teor de sólidos em suspensão;
- Construção de uma rede de tráfego de informações provisória utilizando placas de aquisição de dados modulares acopladas ao conversor USB cDAQ, fabricados pela *National Instruments*;
- Construção de uma IHM provisória utilizando a plataforma *LabView®*, da *National Instruments*, para viabilizar a comunicação entre homem e a unidade de escoamento com os sensores instalados;

No escopo deste trabalho:

- Modelagem e adequação dos sensores de tamanho de sólidos em tempo real e teor de água em óleo;
- Redefinição da unidade de Magalhães *et al.* (2014) em um módulo móvel;
- Construção de uma IHM, infraestrutura de tráfegos de dados, armazenamento e sistema supervisor a nível profissional, já com potencialidade para ser um produto comercial;

### 3.1. Sensores adquiridos

#### 3.1.1. Sensor de tamanho e contagem de partículas

Foram adquiridos para somar aos sensores já existentes o sensor de tamanho de partículas e o sensor de teor de água em óleo. Ambos foram instalados na unidade de Magalhães *et al.* (2014) para testes de desempenho. Somente após o término dos testes nestes dois sensores é que a unidade foi redesenhada. Assim, garantiu-se que todos os sensores que seriam usados na montagem final possuiriam funcionamento adequado com fluidos de perfuração.

Para o sensor de tamanho de partículas (PSD) foi adquirido o equipamento da Mettler Toledo, o FBRM, que utiliza técnica baseada em raio laser para efetuar suas medições. Basicamente ele emite um laser em alta frequência, de forma giratória, e à medida que os sólidos passam frontalmente ao laser ocorre a divergência do mesmo. Estas divergências geram cordas, que são contabilizadas e transformadas em número de partículas e tamanho. Este trabalho não modificou o equipamento nem realizou nenhum tipo de calibração especial. Na Figura 58 é demonstrado o equipamento instalado no *loop* de Magalhães *et al.* (2014) e na Figura 59 um diagrama didático do processo de medição usado pelo FBRM.



Figura 58. Sonda do FBRM instalada na tubulação do *loop* de Magalhães *et al.*, 2014.

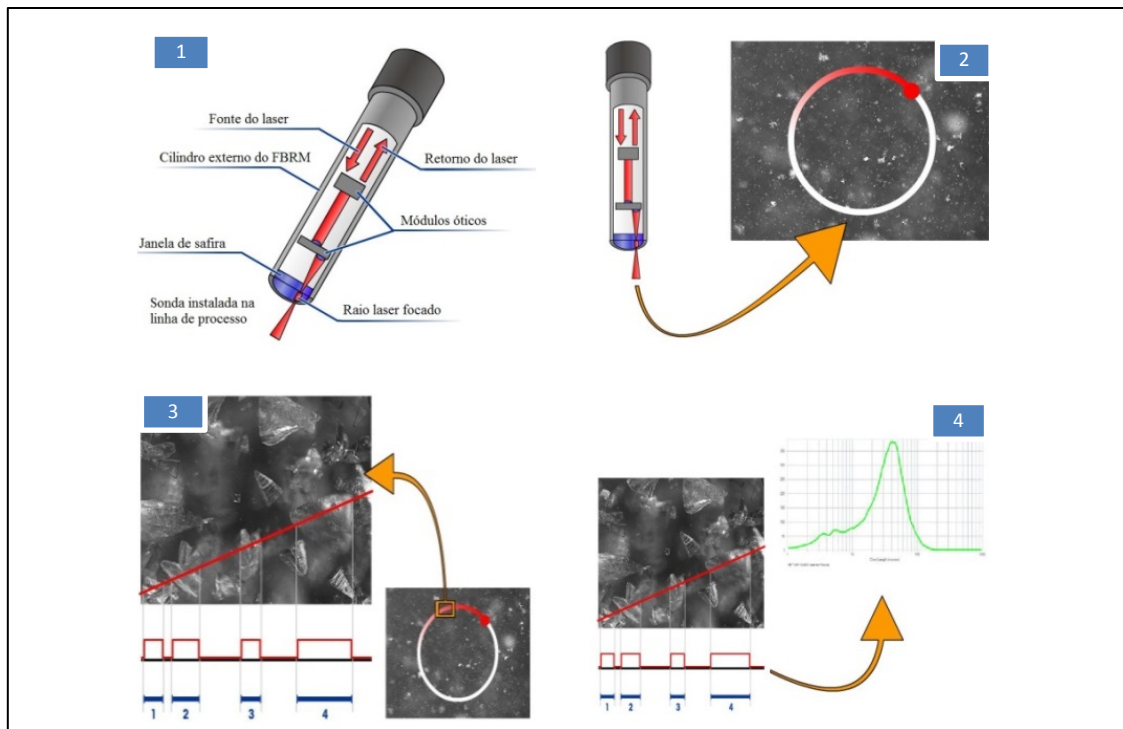


Figura 59. Esquema didático do processo óptico usado no FBRM. Fonte: Arquivo cedido pela Mettler Toledo.

Uma aplicabilidade adicional do FBRM é na caracterização de emulsões isentas de sólidos, já que as gotas de água presentes na fase dispersa da emulsão descentralizam o foco do laser da mesma forma que os sólidos o fazem. Assim, o equipamento abre a possibilidade de se estudar a estabilidade cinética de tais emulsões, uma vez que seria capaz de determinar a distribuição de tamanhos em tempo real das gotículas de água presentes na fase dispersa de uma emulsão isenta de sólidos.

### 3.1.2. Sensor de fração de água em óleo

Para determinação em tempo real do teor de água em óleo, foi adquirido o equipamento da *Agar Corporation*, modelo OW-201 (vide Figura 60).

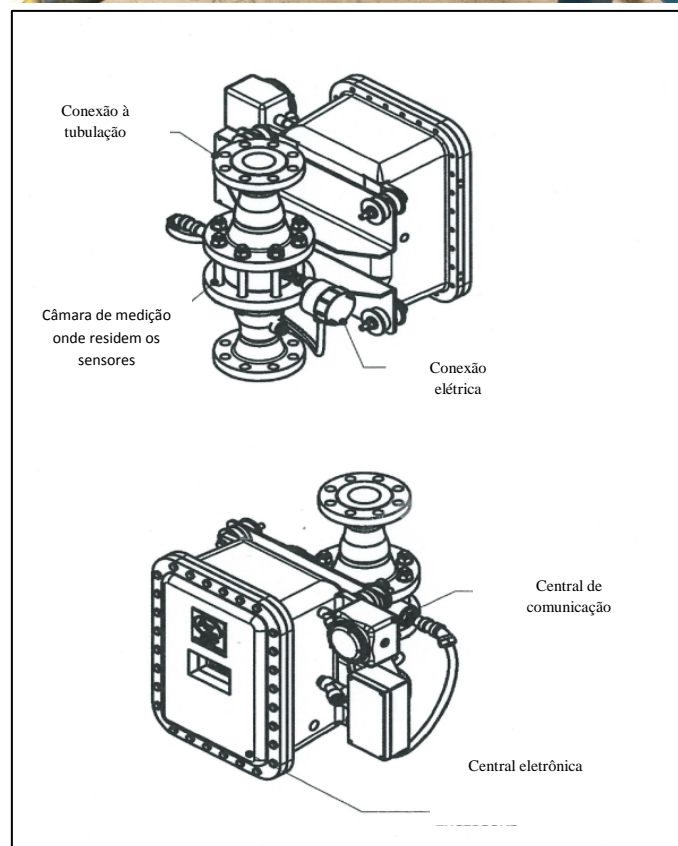


Figura 60. Foto do equipamento, acima, e esquema do OW-201, abaixo. Fonte: arquivo cedido pela Agar Corporation.

O princípio de funcionamento consiste em calibrar o equipamento com um fluido 1 puro, depois com um fluido 2 puro. O equipamento emite uma onda eletromagnética de um lado da câmara e a recebe do outro, medindo sua perda energética ao atravessar o fluido que está no meio do caminho. De posse destas constantes eletromagnéticas, quando a mistura dos fluidos atravessar o sensor ele será capaz de medir a proporção de um no outro. O fato interessante sobre esta tecnologia é que a viscosidade, densidade, sólidos inertes em suspensão, temperatura, vazão ou o fato dos fluidos 1 e 2 estarem ou não emulsificados não interferem na precisão do equipamento. No entanto, a salinidade interfere bruscamente. Desta forma, foi necessária uma calibração personalizada do equipamento, já que o fluido sintético em sua fase aquosa possui alta concentração de cloreto de sódio dissolvido. Atualmente este equipamento tem sido usado nos EUA para medição fiscal do teor de água em óleo para descarte de efluentes.

### **3.2. Readequação do *loop* de Magalhães *et al.* (2014)**

A nova proposta consistiu em remodelar toda a estrutura hidráulica e elétrica do *loop*, visando compactá-lo e aperfeiçoá-lo para ser instalado dentro de uma estrutura robusta e móvel. A compactação é exigida, pois em sondas de perfuração espaço é algo não trivial de se conseguir. O aperfeiçoamento levou à seleção de tubulações de material mais nobre e mais robusto para trabalhar em temperaturas de até 300°C e pressões até 2000 psi. Acerca da estrutura para abrigar o sistema e torná-lo móvel, foi adquirido um container de carga reforçado, sendo este totalmente reformado para se tornar um ambiente adequado à unidade e habitável. Na Figura 61 pode ser observado um esquema da proposta para readequação do *loop* de Magalhães *et al.* (2014).

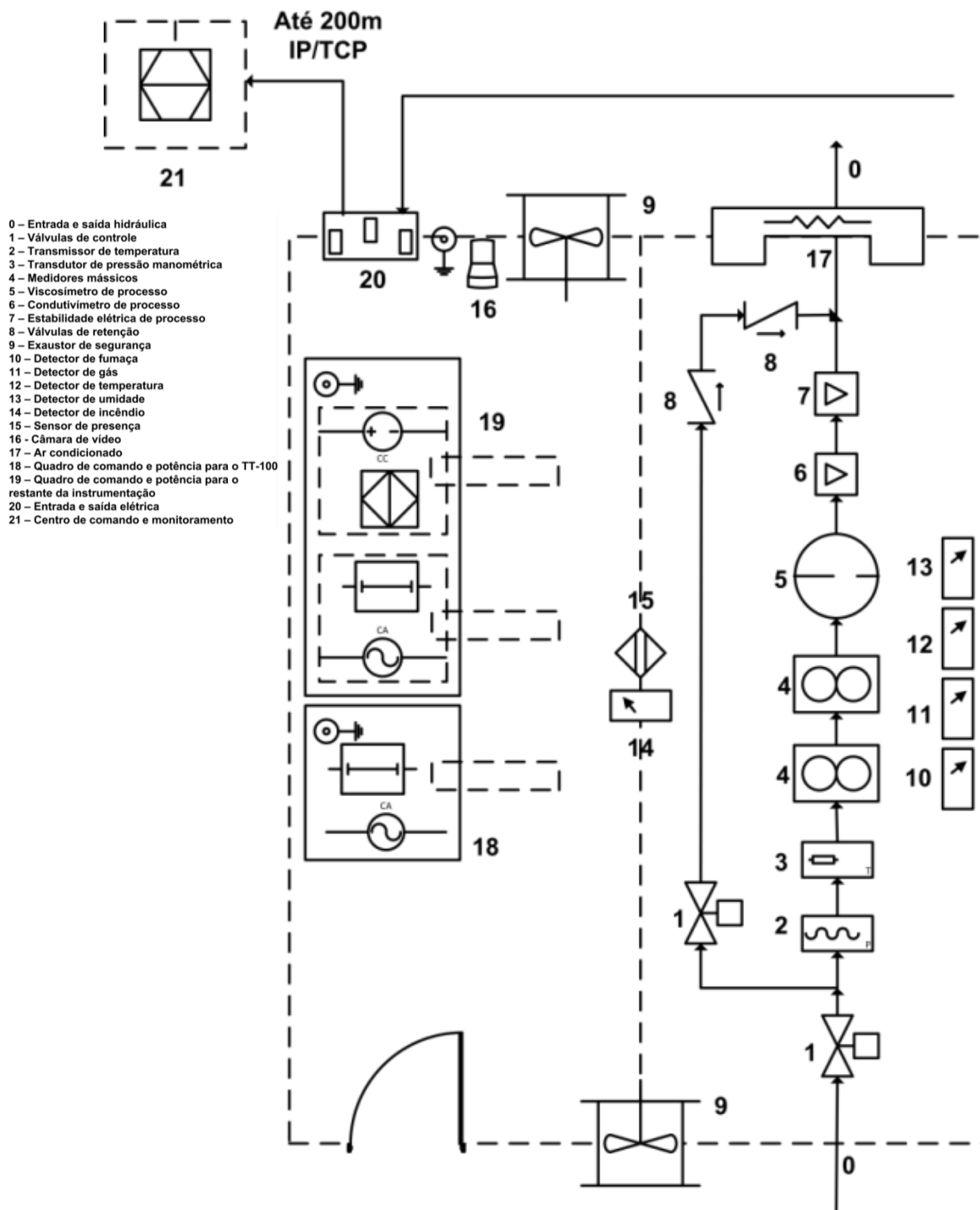


Figura 61. Esquema da unidade móvel proposta para readequar o *loop* construído por Magalhães *et al.* (2014).

Os materiais e serviços estimados para a readequação do *loop* foram:

- Container de carga reforçado;

- Materiais de acabamento em geral (tintas, lixas etc.);
- Revestimentos térmico e acústico;
- Sensores de segurança como presença, fumaça, gás inflamável, chama e calor;
- Ar condicionado;
- Exaustor;
- Sistema de iluminação, e iluminação de emergência;
- Sistemas de câmeras para monitoramento remoto;
- Rede de tomadas de uso geral;
- Serviços de solda;
- Substituição completa das tubulações e seus componentes;
- Substituição completa dos circuitos elétricos e seus componentes;

### **3.3. Construção da infraestrutura de comunicação de dados e IHM**

Todo o sistema precisa ser administrado e gerenciado por um *software* que seja capaz de conter os algoritmos necessários para o correto funcionamento dos equipamentos, e que seja capaz de fazer interface entre o homem e as máquinas. Administrar tamanho tráfego de dados manualmente é impossível e indesejável. O acesso às informações deve ser disponibilizado localmente e remotamente, isto é tão importante quanto uma correta calibração dos sensores. Sem acesso remoto e automatizado, as repercussões na logística e gerenciamento de recursos humanos seriam praticamente nulas, não melhorando em nada a situação atual de aferição das propriedades do fluido de perfuração. Trocar instrumentação de bancada por instrumentação com informações apenas em *displays* locais continuariam a exigir um profissional para reportar as medições. Para se atingir o avanço tecnológico completo, uma infraestrutura de informática foi proposta, representada pela Figura 62.



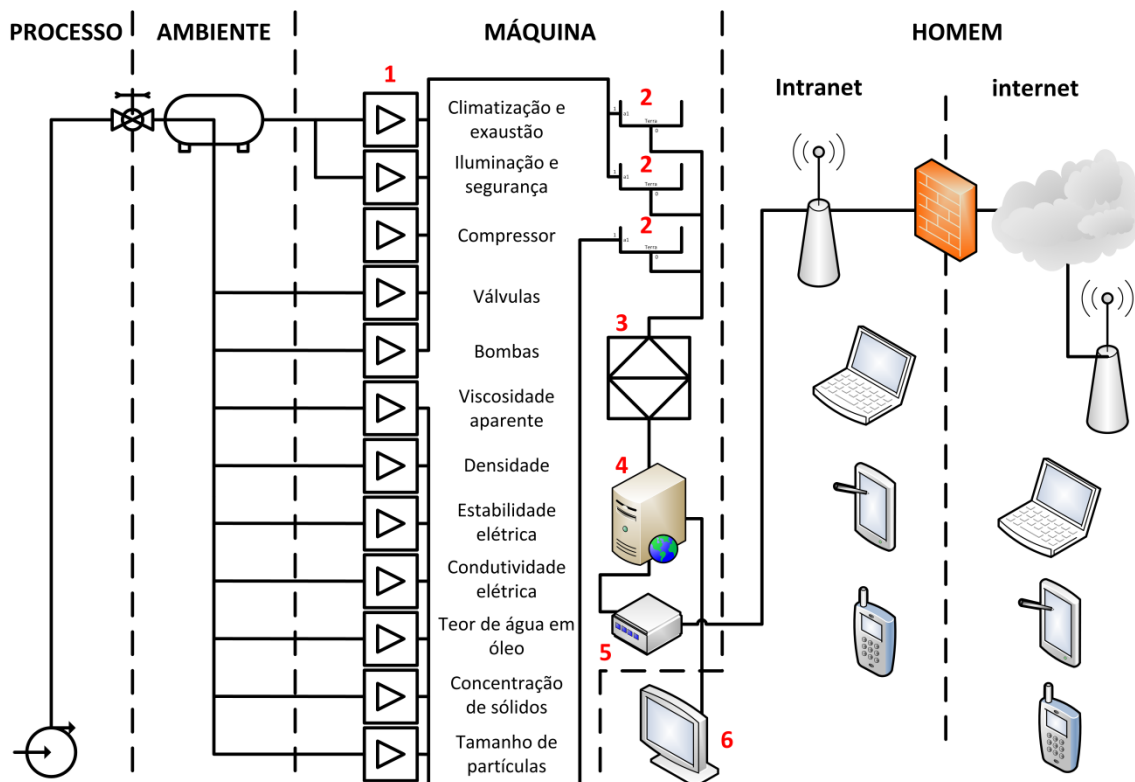


Figura 62. Esquema da infraestrutura de informática proposta por este trabalho.

A partir das aferições efetuadas pelos sensores inseridos no processo (1), o tráfego de informações dos mesmos é encaminhado para placas de aquisição de dados (2). O protocolo escolhido foi o de sinais analógicos<sup>33</sup>. As placas de aquisição (2) por sua vez são conectadas a um chassi (3) que converte e administra todos os sinais num protocolo de comunicação digital. Este chassi se conecta a placa mãe de qualquer computador (4) via USB. O próximo passo é a utilização de um *software* para programação dos algoritmos de administração deste *hardware* e conseqüente criação da IHM (6) e da interface de exportação de dados (5). Este trabalho utilizou a solução comercial da *National Instruments*. A lista de componentes que compõem esta solução pode ser encontrada na Tabela 1.

<sup>33</sup> Sensores enviam e recebem sinais de corrente ou tensão. Corrente  $\pm 20\text{mA}$  e tensão  $\pm 10\text{V}$ .

Tabela 1. Componentes adquiridos para construção da infraestrutura de informática

Descrição	Função
Chassi com 8 <i>slots</i>	Comunicação geral
Saída analógica $\pm 20\text{mA}$	Gerar comandos
Entrada analógica $\pm 20\text{mA}$	Receber comandos
Relê eletrônico	Comandar alimentação
Entrada analógica $\pm 10\text{V}$	Receber comandos
<i>LabView</i> ®	Plataforma para programação
Cabos elétricos diversos	Tráfego de informações
Filtros e conversores de sinal	Eliminar <i>loops</i> de terra <sup>34</sup>
Transformador para 24 VDC	Prover alimentação
Disjuntores	Proteção e seccionamento local
Contatoras	Seccionamento remoto
Relés de sobrecarga	Proteção avançada
Fusíveis ultrarrápidos	Proteção avançada
UPS <sup>35</sup> senoidal	Alimentação estabilizada
Computador	Executar o <i>software</i>
Roteador	Lançar dados para <i>intra/internet</i>
Antena	Acesso dos clientes

Com a infraestrutura encaminhada, o último passo foi determinar a plataforma *LabView*® para a criação de um *software* que deve conter os algoritmos para os cálculos das grandezas em aferição em função dos sinais elétricos recebidos, ser capaz de gerenciar o ambiente do módulo, criar um banco de dados e permitir que clientes remotos se conectem e acessem seus dados. Tudo isto sob uma IHM amigável e intuitiva. Um esquema do *software* proposto pode ser visualizado na Figura 63.

<sup>34</sup> Corrente contínua adicional que gera ruído na aquisição de dados devido a um indesejável potencial entre o aterramento dos sensores e o negativo da fonte que os alimenta.

<sup>35</sup> UPS – *Uninterrupted Power Supply*, popularmente conhecido como *NO-BREAK*.

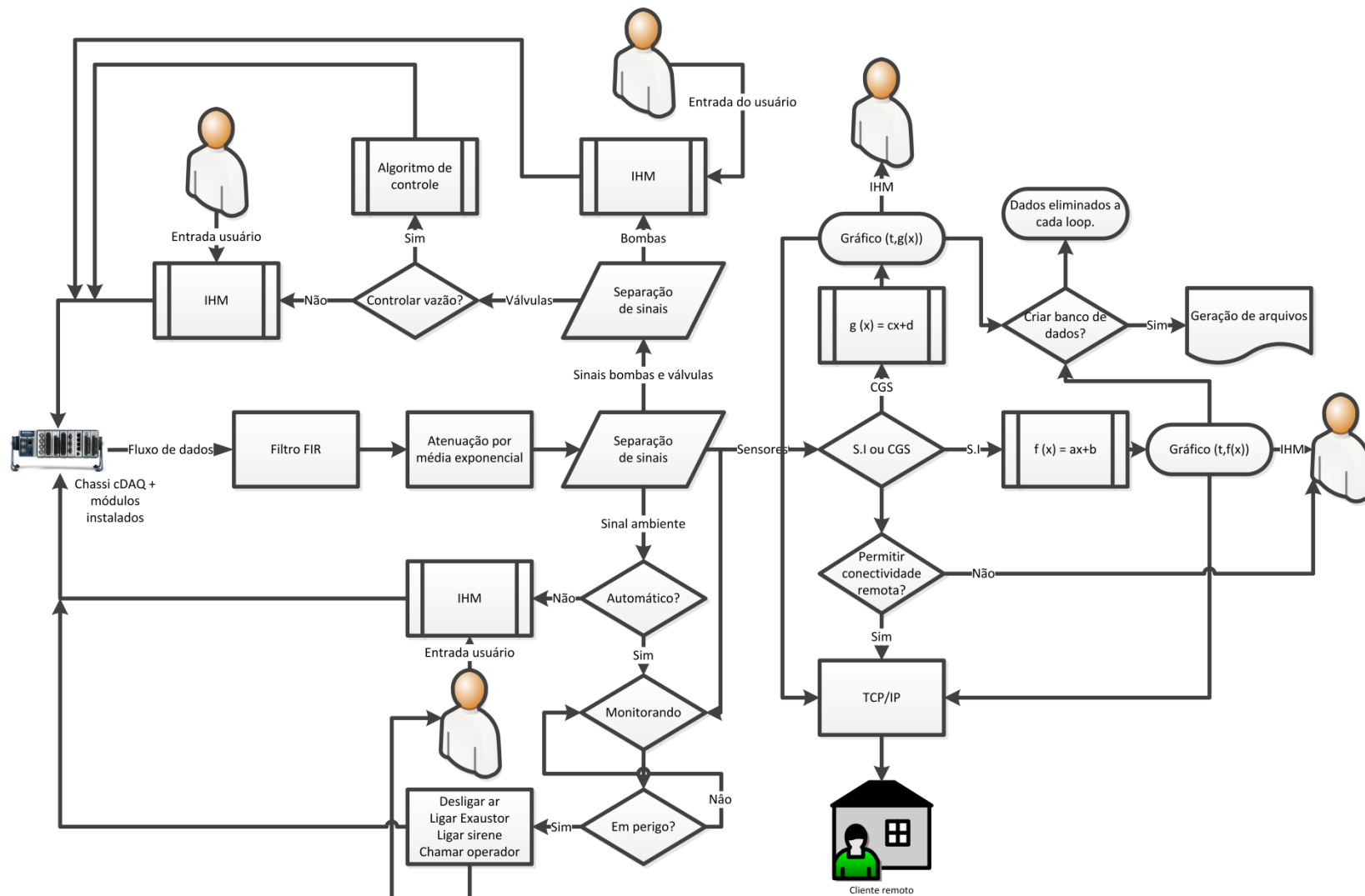


Figura 63. Esquema proposto para o sistema supervisório.

A Figura 63 ilustra o esquema simplificado do *software* proposto. A partir das entradas dos sinais provenientes dos sensores no chassi, o mesmo os encaminha para o *LabView*®. Nestes sinais, é aplicado um filtro FIR<sup>36</sup> para atenuar ruídos provenientes das operações com inversores de frequência. Em seguida, picos ruidosos restantes são atenuados com uma média exponencial aplicada a três dados de entrada, ou seja, a cada três dados um dado real é gerado, fruto da média exponencial destes três. Em seguida, os sinais aglomerados devem ser separados e encaminhados para suas respectivas lógicas e algoritmos. Os sinais dos sensores devem ser plotados em gráficos em função do tempo absoluto para se ter o acúmulo dos dados ao longo das horas, dias ou semanas. Os sinais das bombas e válvulas são tratados separadamente, pois são responsáveis pelo controle operacional do sistema, como pressão e vazão. Os sinais do ambiente da mesma forma seguem para seus próprios algoritmos.

Resta o detalhamento da proposta para a IHM. Os algoritmos e lógicas demonstradas na Figura 63 são executados em *background*, sem uma interface entre o nível de programação e o nível do usuário não há operacionalização do sistema.

A proposta consistiu em dividir a tela do operador em sete grupamentos distintos:

1. Controle de *software*;
2. Controle do ambiente;
3. Controle operacional;
4. Controle de limpeza;
5. Estado atual das propriedades de fluidos de perfuração;
6. Controle do viscosímetro;
7. Controle da estabilidade elétrica;

Cada grupamento representa um algoritmo diferente de programação. São sub-rotinas dentro de uma rotina maior de gerenciamento destas sub-rotinas. Esta proposta é uma ideia preliminar. Na medida em que os processos forem sendo desenvolvidos, mudanças poderão ocorrer devido a dificuldades inesperadas e /ou limitações de algum equipamento ou processo. Um esquema simplificado do que o operador irá observar na tela do computador pode ser observado na Figura 64.

---

<sup>36</sup> FIR – *Finite Impulse Response*

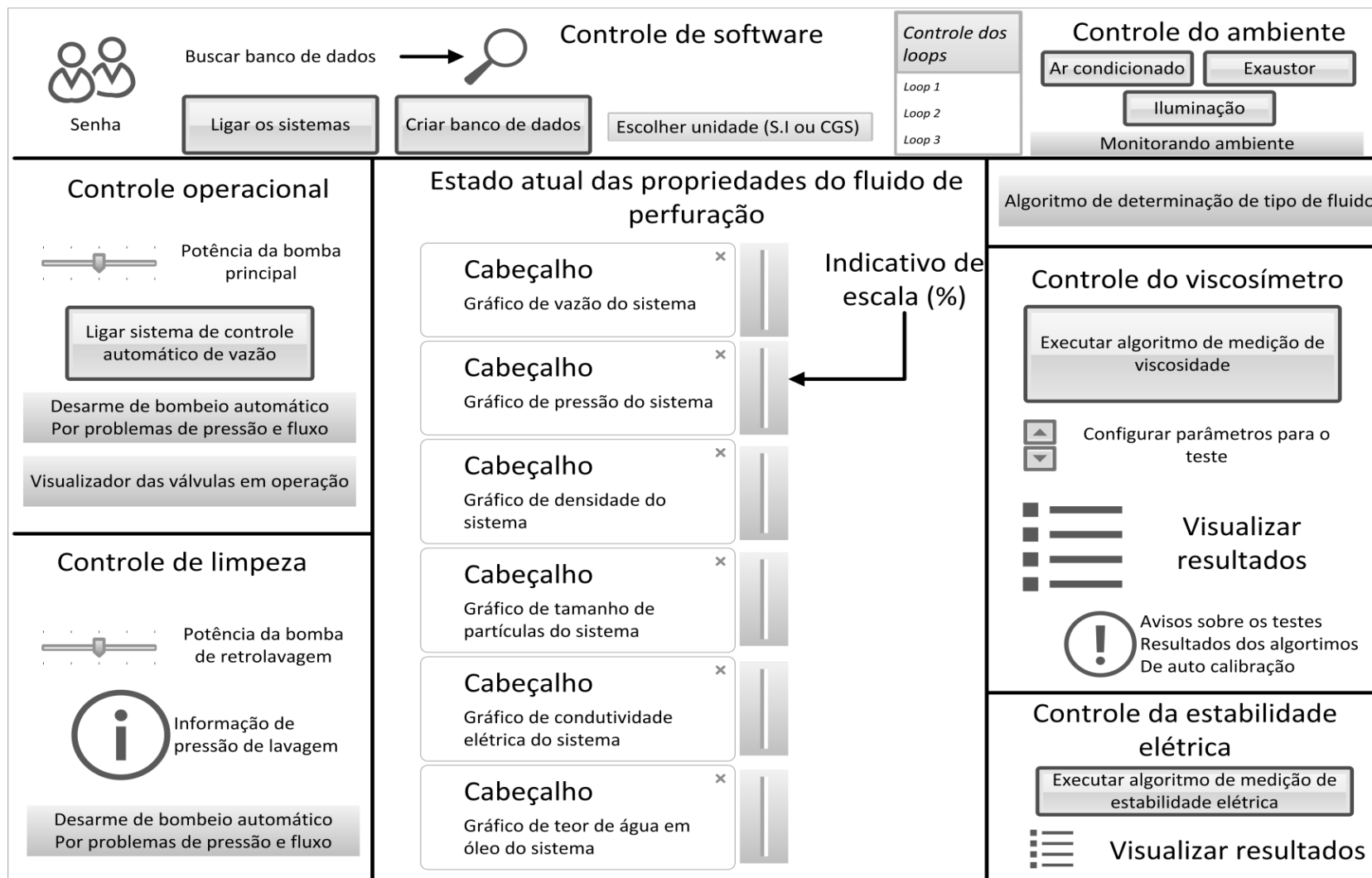


Figura 64. Esquema proposto para a IHM do sistema supervisor.

Esta tela será exibida no monitor do computador local (*host*) e será reproduzida em qualquer dispositivo móvel (*tablets* ou *smartphones*) ou computador que se conectar via intranet ou internet ao computador servidor (*host*). A conexão será via *Browser* (Internet Explorer, Chrome, Firefox, Net Scape) com endereço de IP local (se intranet) ou nome DNS (se pela internet). Haverá ainda a possibilidade do uso de um aplicativo (compatível somente com *tablets*) para visualização remota das propriedades. Neste aplicativo existirão duas versões, a do usuário e a do administrador. A versão do usuário somente mostrará resultados, a versão do administrador possuirá alguns privilégios de controle, como ligar e desligar a bomba, ligar e desligar luzes, controlar ou não a vazão etc.

A IHM criada pelo aplicativo é diferente da IHM do sistema supervisorio. A vantagem de acessar os dados via aplicativo é a possibilidade de se comandar remotamente, ao invés de apenas observar. A desvantagem é uma IHM mais simples e só funciona em intranet. A seguir serão dados mais detalhes das funções de cada grupamento que se pretende criar:

- Controle de *Software*: Nesta seção o usuário deverá entrar com a senha para ligar os equipamentos, sem a senha o sistema não funcionará. Também será nesta seção que o usuário encontrará os botões de comando para gerar relatórios, criar banco de dados e escolher quais unidades serão usadas para expor os gráficos, S.I ou sistema inglês. Botões para acessar o histórico das operações e o banco de dados também estarão ali. Haverá indicadores mostrando a hora e o dia atuais, assim como o *status*<sup>37</sup> de funcionamento do *software*;
- Controle do ambiente: Nesta seção o usuário poderá ativar ou desativar os algoritmos de monitoramento de segurança do ambiente. Poderá ligar e desligar o ar condicionado, exaustor e luzes;
- Controle operacional: Nesta seção serão colocados os comandos para controle da bomba, assim como das válvulas. Também é nesta seção que estarão os algoritmos de controle de vazão e de supervisão da pressão de bombeio;
- Controle de limpeza: Aqui o usuário poderá comandar a bomba de retro lavagem e as válvulas de redirecionamento de fluxo;
- Estado atual das propriedades de fluidos de perfuração: Estarão nesta seção os gráficos ao longo do tempo das propriedades aferidas em tempo real, com exceção da viscosidade aparente e da estabilidade elétrica, que

---

<sup>37</sup> O usuário poderá checar o andamento dos *loops*. Cada *loop* processado significa que todo o algoritmo foi processado com sucesso. Caso haja problemas com o *software* ou sistema operacional, os contadores dos *loops* pararão de contabilizar o processamento de dados.

exigem algoritmos próprios. As grandezas serão acumuladas na ordenada em função do tempo absoluto, ou seja, em função da data do Windows. Isto implicada que o gráfico será reorganizado automaticamente de modo a manter todo o histórico na tela desde o início do funcionamento do *software*. Se o mesmo se mantiver ligado por 30 dias, estarão acumulados no gráfico os 30 dias de medição, a uma taxa de um dado por segundo. Ao lado de cada gráfico será posto uma escala para o usuário verificar em que faixa da escala do sensor ele está operando. Ao chegar em 95% da escala do sensor, um aviso visual será disparado;

- Controle do viscosímetro: Para se aferir viscosidade em tempo real é necessário tráfego de informações nas duas direções, ou seja, é necessário o usuário programar o teste e repassar os comandos ao sensor, que ao executá-los, repassará as respostas obtidas. Isto é programaticamente mais complexo do que sensores que exigem apenas energização. Assim, nesta seção o usuário primeiramente parametrizará o teste e depois comandará seu início (o início do teste pode ser programado para ser feito automaticamente em intervalos de tempo definidos). Existirá um indicador para informar cada estágio da aferição. Ao final, a resposta será organizada na tela;
- Controle da estabilidade elétrica: Da mesma forma com o viscosímetro, o teste de estabilidade elétrica exige parametrização e comando para iniciar (pode ser temporizado como dito anteriormente).

No próximo capítulo serão demonstrados os resultados alcançados na instalação dos dois novos sensores, o resultado da readequação do *loop* de fluidos de Magalhães *et al.* (2014), e a infraestrutura completa informatizada construída.

## CAPÍTULO IV

### 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão elucidados os resultados típicos que os dois novos instrumentos foram capazes de fornecer quando inseridos no sistema supervisor construído. Também serão demonstrados por meio de fotos a Unidade Móvel de Pesquisa Científica, a UMPC, nome que recebeu o sistema final após readequação do *loop* de fluidos de Magalhães *et al.* (2014). Faz parte da UMPC o sistema de informática proposto, sendo neste capítulo demonstrados por meio de fotos e fluxogramas seus algoritmos e IHMs finais. A interface de acesso remoto de dados está em vigor e o aplicativo para *tablet* foi terminado. Os detalhes técnicos serão discorridos a seguir.

#### 4.1. Resultados típicos dos sensores adquiridos

##### 4.1.1. Resultados típicos do sensor de tamanho e contagem de partículas FBRM, modelo E25.

Para garantir a máxima homogeneidade de sólidos, o sensor foi inserido em 45° na tubulação, com fluxo de fluido ascendente e longe de qualquer acidente hidráulico (conforme Figura 58). Para testar seu desempenho e validação de suas medidas, foi bombeado um fluido de base aquosa contendo somente GX, isento de sólidos. A concentração de goma foi a mínima possível que para criar uma viscosidade no fluido que mantivesse os sólidos em suspensão. Este cenário foi criado para possibilitar a comparação entre os resultados provenientes do FBRM em tempo real com resultados obtidos no instrumento de bancada do fabricante Malvern, modelo MasterSizer 2000. Este instrumento é amplamente utilizado pelas indústrias que trabalham com material particulado para caracterização de distribuição de tamanhos. No entanto, só executa medições em particulados suspensos em ar ou água, ou em fluidos completamente transparentes, como álcool, por exemplo. Desta forma, em se tratando de medições em fluidos de perfuração, não há a possibilidade de comparação.

O teste consistiu em adicionar somente barita ao sistema, assim o FBRM aferiu o tamanho das partículas de barita em suspensão durante bombeio. Concomitantemente, alíquotas eram recolhidas e levadas ao Malvern para aferição do seu tamanho.

Na Figura 65 pode ser visto o equipamento de bancada abrigado nas dependências do Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani (LEF).





Figura 65. Foto do equipamento para medição de tamanho de partículas em bancada, Malvern, modelo MasterSizer 2000.

Os resultados obtidos para o teste de validação das medidas de tamanho de partículas podem ser observados na Figura 66, onde as curvas de distribuição de tamanhos fornecidas por ambos os instrumentos podem ser vistas.

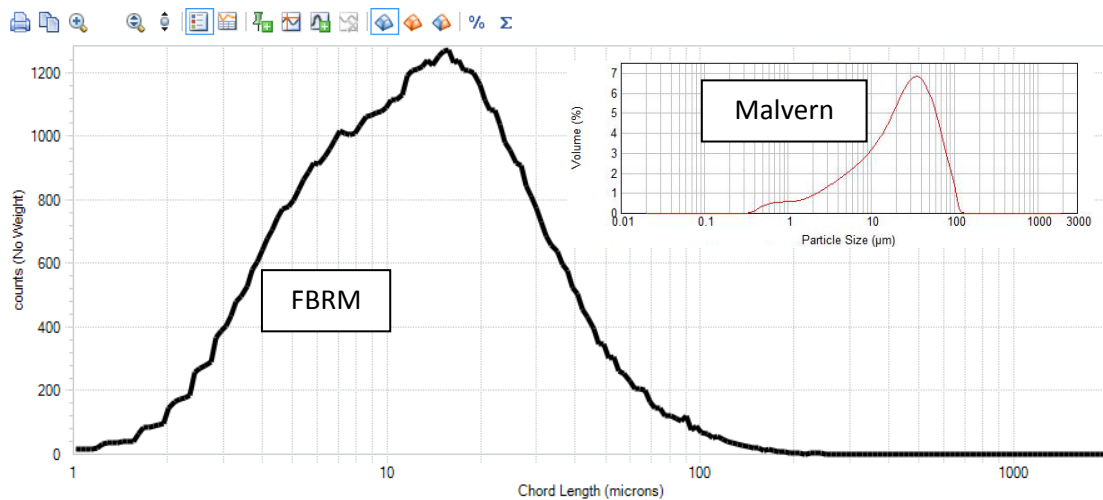


Figura 66. Curvas de distribuição de tamanhos providas em tempo real pelo FBRM e em bancada pelo Malvern.

Na Figura 66 é possível observar que o eixo da abscissa trata da mesma grandeza: tamanho da partícula em  $\mu\text{m}$ . Porém, o eixo da ordenada no caso do FBRM está organizado em termos de contagem de partículas e o do Malvern em termos de fração volumétrica da amostra. Apesar das ordenadas distintas, é possível ver semelhança nas medidas, para este caso específico de barita pura em suspensão. Apesar das curvas possuírem formas distintas, ambos os instrumentos determinaram que a distribuição de tamanhos daquele sólido variou entre 1 e 100  $\mu\text{m}$ . Levando em consideração que os instrumentos utilizam princípios de medição diferentes, foram consideradas similares as

medições de tamanhos de partículas, dado a concordância encontrada nos valores do eixo da abscissa.

Num próximo passo testou-se o desempenho do FBRM em fluidos de perfuração de base oleosa, onde além dos sólidos em suspensão, há emulsão. De acordo com o princípio de medição do FBRM, como elucidado outrora, qualquer não continuidade de fase é interpretada como partícula, desta forma, a contagem total de partículas engloba não somente os sólidos em suspensão como também as gotículas de água dispersa. Nesta situação, não há comparação com o instrumento de bancada. Enfatiza-se que, na realidade, ainda não se conhece outro equipamento capaz de medir tais propriedades em tais condições.

Vide Figura 67 para os resultados plotando-se o número de partículas calculadas pelo FBRM em suspensão (sólidos + gotículas) em função da densidade aferida no medidor Coriolis.

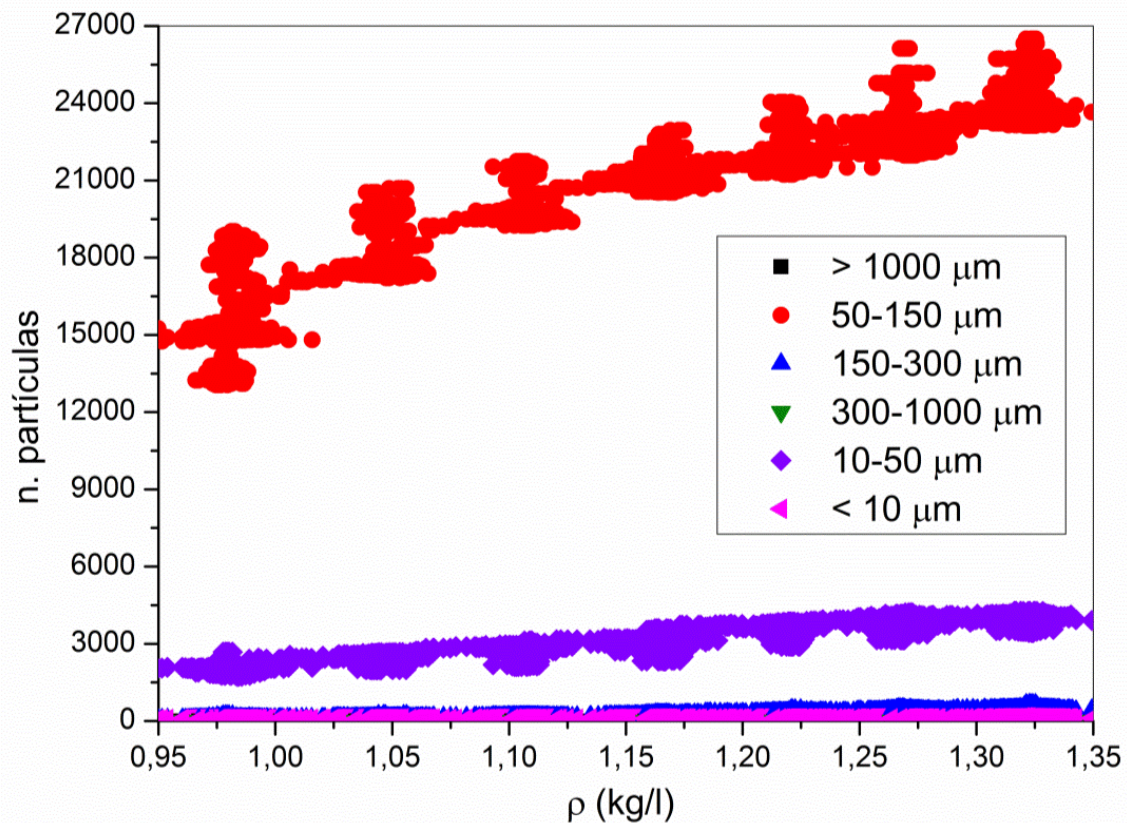


Figura 67. Número de partículas e classificação de tamanhos em função da densidade do fluido de perfuração.

Observando-se a legenda da Figura 67, é possível inferir que à medida que barita foi adicionada ao sistema, a densidade aumentou assim como o número de contagens de partículas. Estas tendências foram esperadas e coerentes. É possível notar certas dispersões nos dados em momentos específicos. Isto foi devido a grande quantidade de massa que se era vertida ao tanque. Após alguns minutos, o sistema atingia a homogeneidade e a leitura do equipamento se tornava estável.

É notório que quanto mais massa em suspensão, maior a densidade e maior o número de partículas. Quanto ao tamanho, é possível concluir que a distribuição granulométrica<sup>38</sup> do complexo formado (água + bentonita + barita) está expressivamente entre a faixa de 50 e 150 micrômetros<sup>39</sup>, já que a população de partículas aumentou significativamente de 15000 partículas para 24000, aproximadamente. Também se vê que uma parte da massa está entre 10-50 micrômetros, já que esta população também aumentou, não na mesma proporção da outra, mas consideravelmente de 2000 a 4000 partículas, aproximadamente. Tamanhos entre 300 – 1000 micrômetros, menores que 10 e maiores que 1000 praticamente não estão presentes no sistema.

#### 4.1.2. Resultados típicos do sensor de fração de água em óleo

O medidor de água em óleo foi instalado também com o fluxo do fluido no sentido ascendente, para garantir homogeneidade dos sólidos em suspensão. Para testar seu desempenho foi produzido um fluido sintético onde se variou, ao longo do tempo, a fração de água na emulsão (vide Figura 68). Neste momento do teste não havia nenhum sólido em suspensão. O procedimento consistiu em adicionar água ao tanque de mistura, em volumes definidos e em tempos pré-determinados.

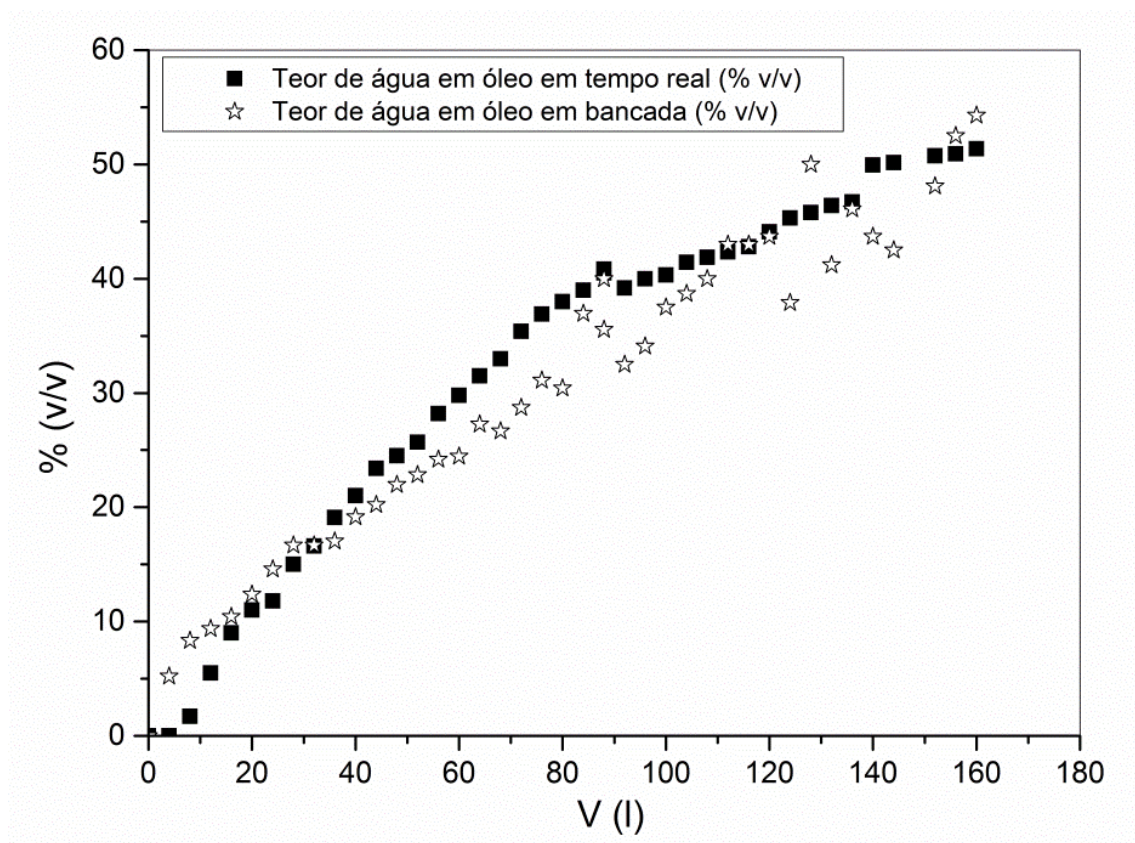


Figura 68. Fração de água em óleo em função do volume de água adicionado ao tanque.

<sup>38</sup> Perfil do tamanho das partículas de sólidos encontrados em uma determinada massa.

<sup>39</sup> Popularmente chamado. Micrômetro = micra metro =  $10^{-6}$  metros



Em seguida, para verificar se a presença de sólidos se tornaria uma fonte de erros às medições, o fluido sintético recebeu bentonita e depois foi adensado com barita. O procedimento experimental foi semelhante ao teste anterior, verter os sólidos no tanque de mistura. A primeira medição presente na Figura 69 foi após a adição de bentonita, o restante provém da adição de barita. Os valores de teor de água em óleo foram plotados em função do incremento na densidade.

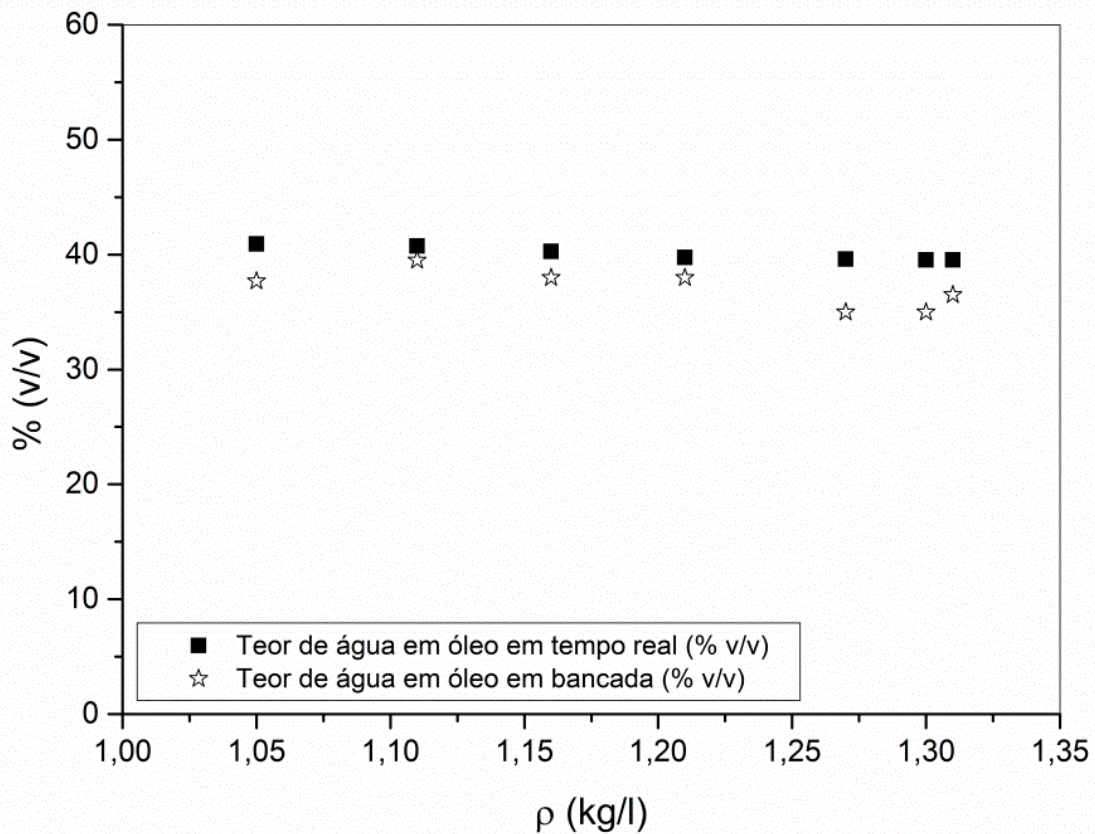


Figura 69. Fração de água em óleo em função da densidade do fluido de perfuração.

Observa-se que na Figura 69 que a adição de sólidos não influenciou o teor de água em óleo, o que é desejável. As medidas em tempo real e as medidas em bancada continuam similares.

Assim, ambos os instrumentos foram considerados validados para testes em campo, integrando a malha sensorial previamente testada por Magalhães *et al.* (2014).

#### 4.2. Resultados obtidos para a readequação do *loop* de fluidos de Magalhães *et al.* (2014)

O *loop* de Magalhães *et al.* (2014) foi montado com a finalidade de produção de fluidos de perfuração e escoamento do mesmo pelos sensores. A unidade tinha o principal objetivo de fornecer fluidos com diferentes características para se verificar o desempenho dos sensores, para então poder, a partir dos resultados, propor melhorias, recalibrações ou até o desenvolvimento de novos sensores. Desta forma, não foi

desenvolvido a infraestrutura necessária para haver mobilidade do sistema, conectividade remota e o sistema supervisorio era simplificado. Na Figura 70 pode ser observada uma foto da unidade experimental destes autores.



Figura 70. Foto do *loop* de fluidos montado por Magalhães *et al.* (2014), abrigado no LEF, UFRRJ.

A unidade era capaz de produzir tanto fluidos sintéticos quanto fluidos aquosos, em até 1000 litros por batelada. Esta unidade foi utilizada para se testar, recalibrar e desenvolver instrumentos de medição em tempo real de viscosidade aparente, densidade, estabilidade e condutividade elétrica e concentração de sólidos suspensos.

A partir do esquema proposto na Figura 61, os primeiros passos para a readequação desta unidade foram a compra do container e sua reforma para adequá-lo a um módulo habitável (Figura 71). O próximo passo foi a remontagem do sistema sensor/linhas hidráulicas e sua inserção e compatibilização no ambiente do container (Figura 72). Toda a infraestrutura elétrica foi refeita visando possibilitar a infraestrutura de informática que não existia (Figura 73 e Figura 74). Por fim, foi instalado o sistema de segurança da UMPC para registro de eventos indesejáveis como danos, acidentes, roubo/furto ou até mesmo vazamentos (Figura 75).





Figura 71. Foto do interior do container reformado, à esquerda, e seu perfil externo, à direita.



Figura 72. Fotos do interior do container com as linhas hidráulicas e sensores instalados

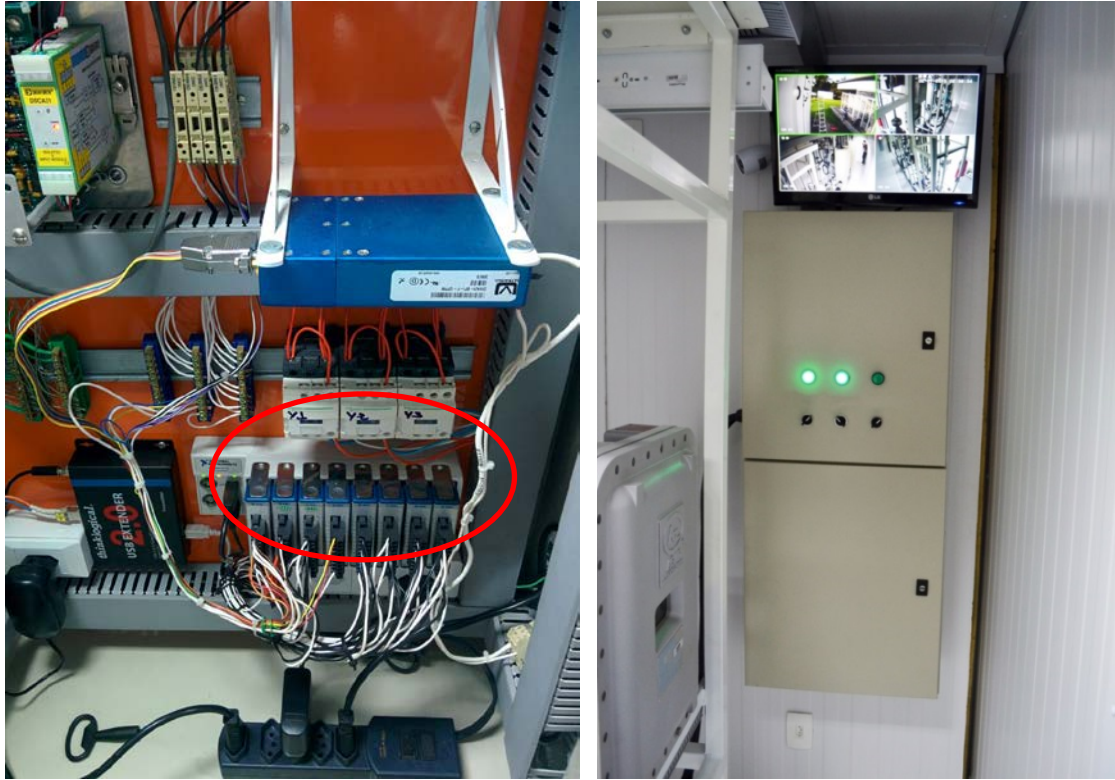


Figura 73. Foto parcial dos novos circuitos de automação produzidos por este trabalho (detalhe no chassi cDAQ e placas modulares), à esquerda. Quadros de proteção e distribuição, à direita.



Figura 74. Foto do quadro de automação, à frente, e quadro de inversores de frequência e comandos de luz, ar e exaustor, ao fundo.





Figura 75. Foto da câmera interna, acima, e externa, abaixo.

#### **4.3. Resultados obtidos para a implementação do sistema supervisório, conexão de clientes remotos e IHM**

Ao se programar um sistema supervisório na plataforma *LabView*®, o desenvolvedor se vê obrigado a desenvolver a IHM e a criar o sistema de exportação das variáveis para a interface de conexão remota. Isto ocorre naturalmente devido a própria filosofia da plataforma, que utiliza linguagem gráfica para programação. Maiores detalhes acerca das características desta linguagem podem ser encontrados no Anexo B.

A estratégia para explicar os resultados obtidos durante o uso da plataforma *LabView*® será abordar a IHM desenvolvida. Ao elucidá-la, consequentemente se estará explicando o próprio sistema supervisor e como as conexões remotas foram desenvolvidas. Por conseguinte, seus respectivos algoritmos serão abordados. É mais razoável obter entendimento de seu funcionamento a partir de sua IHM do que a partir dos diagramas de programação gerados, como os típicos apresentados na Figura 76 e Figura 77.

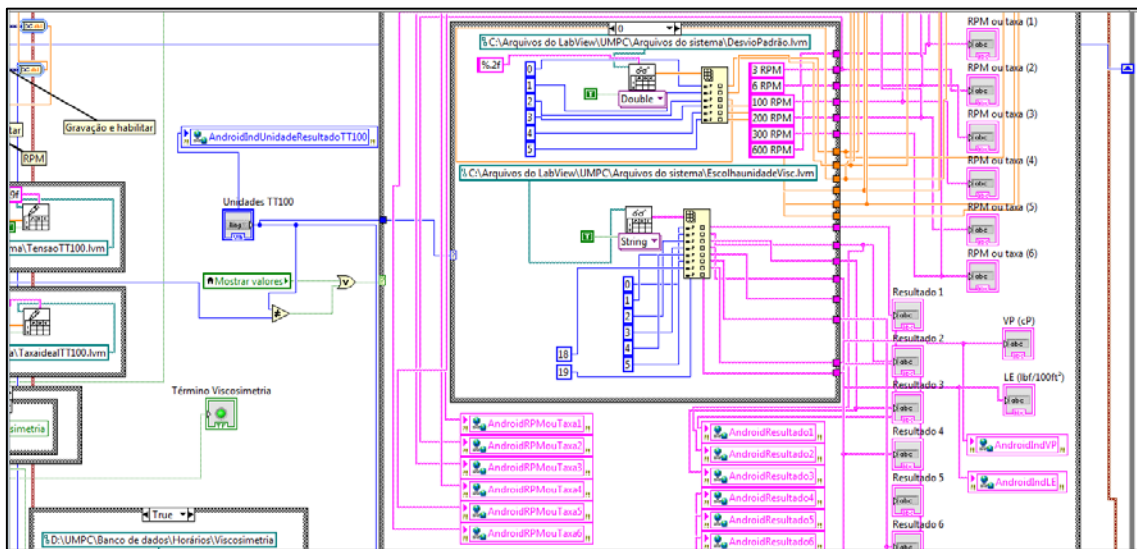


Figura 76. Parte do código responsável pela modelagem dos dados de viscosidade.

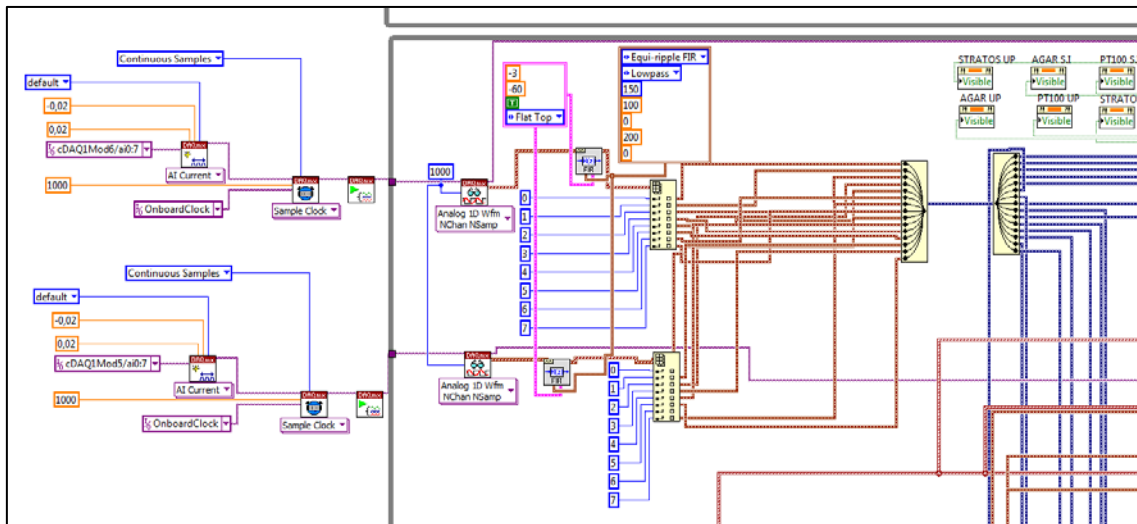


Figura 77. Parte do código responsável pela aquisição de dados dos sensores.

Na Figura 78 pode ser observada uma foto da IHM mencionada. Trata-se da interface criada para que se possa acessar e obter os dados do ambiente virtual. Fazendo alusão à estrutura do corpo humano, as linhas de programação citadas nas figuras anteriores seriam como os neurônios de um cérebro, e a IHM como os cinco sentidos do ser humano que o possibilita sentir, entender, controlar e visualizar o mundo externo.

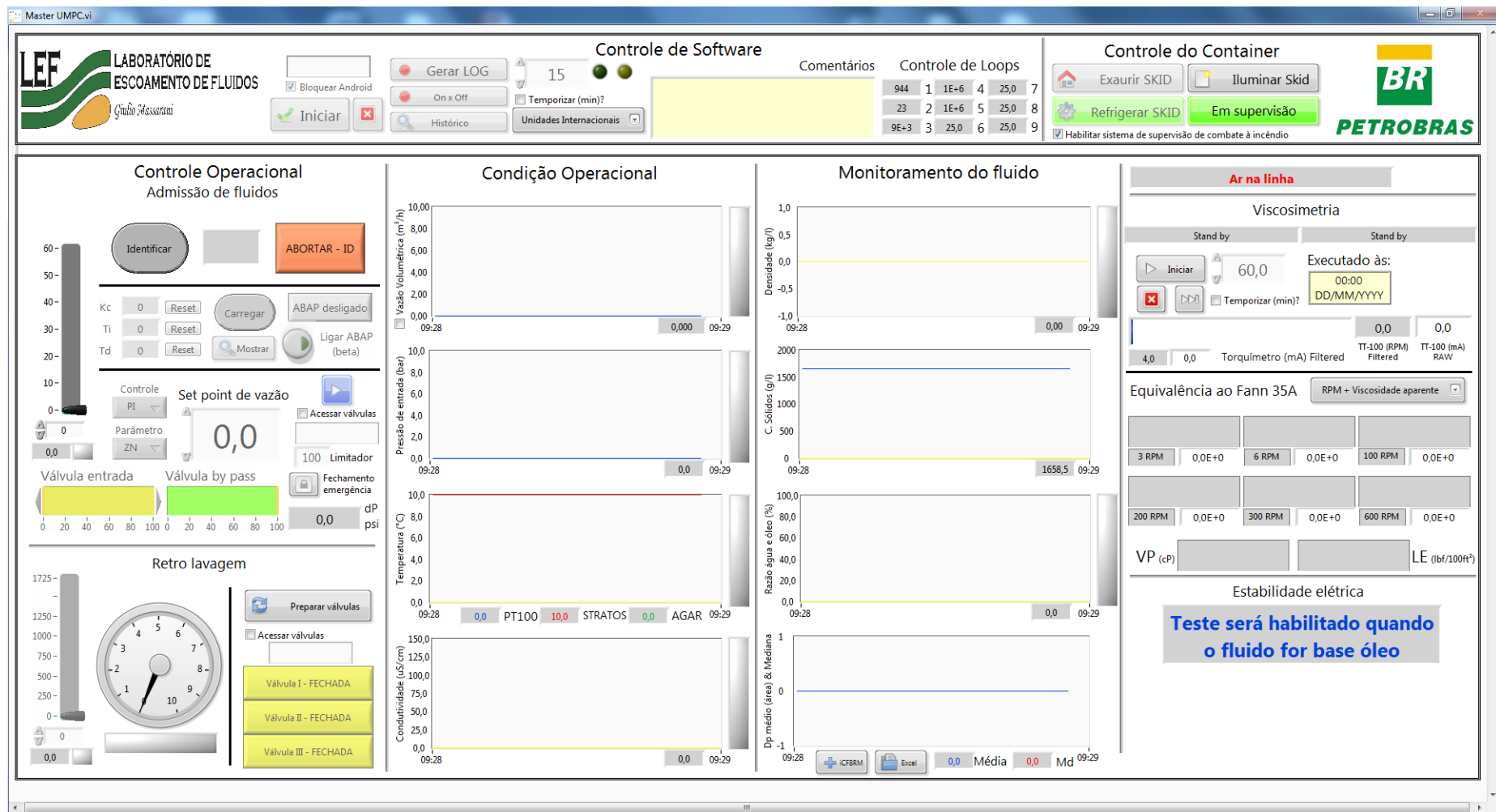


Figura 78. Foto da IHM construída para a UMPC

É possível perceber que as diretrizes apontadas na Figura 64 (considerar a IHM como a junção de sete grandes algoritmos) foram mantidas, como demonstrado na Figura 78. Porém, num processo natural de construção, pequenas mudanças foram necessárias assim como alguns melhoramentos foram feitos.

#### 4.3.1. Algoritmos do “Controle de *Software*”.

Nesta seção (vide zoom na Figura 79) têm-se botões controladores, entradas do usuário e o status dos *loops* de todo o *software*, eles funcionam da seguinte forma:

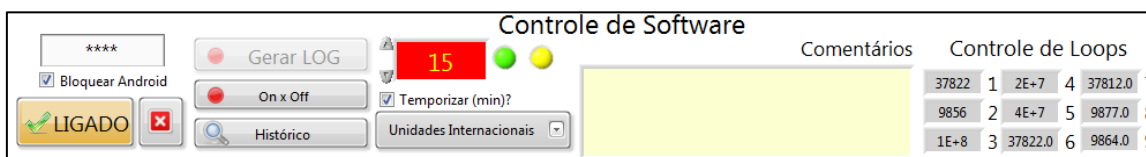


Figura 79. Zoom em “Controle de *Software*”.

- Entrada numérica (acima do botão “Bloquear Android”): Trata-se da senha para que os botões sejam acessíveis. Enquanto a senha não for digitada os botões permanecem esmaecidos e desabilitados. Esta entrada está localizada acima do botão “Bloquear *Android*”.
- Botão “Bloquear *Android*”: Este botão bloqueia a saída ou entrada de qualquer sinal remoto, sendo o controle do *software* somente local. Se algum cliente estiver conectado no momento e *imputando* comandos, os mesmos serão cancelados e o estado local fará *override* em todos os comandos remotos no momento.
- Botão “Iniciar”: O *software* a ser executado já está pronto para uso, ou seja, todos os *loops* se iniciam automaticamente. Iniciar os *loops* significa que o *software* está sendo executado e já está trocando informações com todo o sistema. “Iniciar” liberará energia para os motores. Se o usuário não “Iniciar” os motores, as bombas e o viscosímetro não ligarão, por consequência não será feito o bombeio do fluido para aferição.
- Botão “Encerrar”: Este botão está ao lado do botão “Iniciar”. Se pressionado, ele terminará todas as operações e encerrará todos os programas em execução.
- Botão “Gerar LOG”: Se pressionado, o programa gravará continuamente na mesma taxa de aquisição de dados, um dado por segundo. Os dados gravados são os mais importantes para conferência futura, a saber: todas as propriedades do fluido, registro de bombeio, histórico de vazão e pressão, avisos e alarmes disparados, usuários que acessaram o sistema etc. O *software* abrirá um arquivo na unidade D: do disco rígido do computador

local com o nome sendo a data e a hora do início da gravação, para facilitar posteriormente a conexão entre o dia, hora e evento ocorrido. Por exemplo, é requerido que se veja os dados gravados durante um incidente X que ocorreu há uma semana. Basta procurar o arquivo com o dia e a hora do incidente. Se a gravação ainda estiver ocorrendo às 23:59, às 00:00 ele encerrará o arquivo e começará outro, com o novo dia e hora. Ainda existe a opção de o usuário gerar o LOG em taxas diferentes de gravação. Utilizando o botão “temporizar (min)”, ao invés de apertar o botão “Gerar LOG”, a gravação será feita somente no intervalo pré definido pelo usuário, cujo valor *default* está programado para 15 min. Ou seja, se temporizado, o programa gravará os dados a cada quinze minutos, os mesmos dados citados anteriormente. Ao marcar a temporização, um LED amarelo se acende permanentemente enquanto a temporização estiver selecionada para notificar o usuário que o sistema está ciente da temporização. O LED verde se acenderá somente durante a gravação, para indicar o exato momento da gravação.

- Botão “On x Off”: Com intuito de facilitar o período de testes do sistema, período este em que haverá comparação entre os dados medidos em tempo real e os dados medidos pelos profissionais da sonda, criou-se um algoritmo para facilitar a comparação direta destes dados por meio de relatórios instantâneos. Ao clicar no botão, o programa abrirá várias janelas, uma após a outra, indagando o nome do usuário, em primeiro lugar, e depois os valores das variáveis medidas em bancada. A cada janela preenchida, o programa armazena estes dados até que todos sejam preenchidos (de todas as propriedades). Ao final, o programa perguntará se o usuário deseja gerar o relatório naquele momento. Se apertado o botão “Capturar dados”, o programa busca a hora e data das medições e procura no banco de dados todas as informações de bancada preenchidas. Concomitantemente captura no sistema todos os respectivos dados em tempo real e gera, no Microsoft Word, um relatório colocando lado a lado a variável obtida em bancada e a variável obtida em tempo real. Uma vez gerado o relatório, o usuário poderá salvá-lo, mandá-lo por e-mail ou distribuir via *cloud storage*<sup>40</sup> para um centro de operações. Este processo pode ser repetido quantas vezes o operador desejar. Na Figura 80 é demonstrado o *layout* do relatório.

---

<sup>40</sup> Serviço de armazenamento em nuvem: *Dropbox, Google Drive, One Drive* são as maiores empresas no ramo.

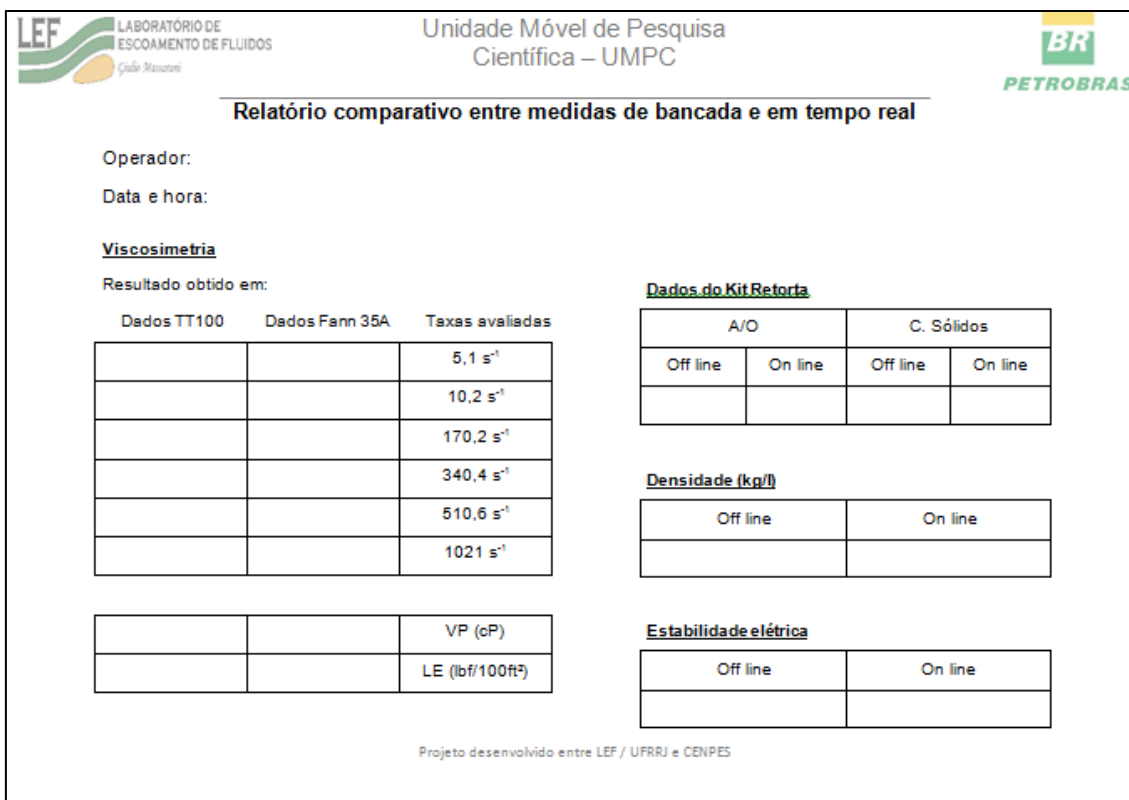


Figura 80. Foto do relatório gerado automaticamente pelo sistema supervisor construído.

- Botão “Histórico”: Ao apertar este botão um *pop up*<sup>41</sup> (vide Figura 81) aparece para o operador oferecendo executar dois programas distintos. Eles poderão ser executados separadamente ou simultaneamente. O primeiro programa é capaz de organizar todos os dados de viscosidade aparente e o outro os dados de estabilidade elétrica. Estes programas adjacentes ao programa principal foram confeccionados porque tanto a viscosidade quanto a estabilidade mostram somente os resultados do último teste, diferente das outras propriedades que se acumulam ao longo do tempo nos gráficos. Assim, estes programas oferecem a possibilidade do operador ou centro de operações verificarem o histórico das medições destas duas grandezas. Maiores detalhes serão dados quando os algoritmos de cálculo da viscosidade aparente e estabilidade elétrica forem explicados.

<sup>41</sup> Janela flutuante que indaga ou informa algo específico ao usuário.

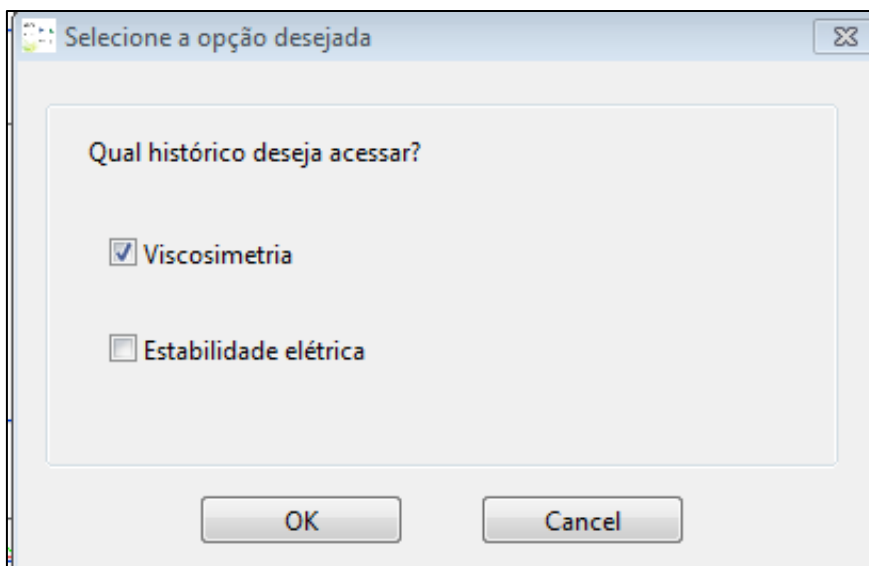


Figura 81. *Pop up* criado para acessar o histórico de viscosimetria e estabilidade elétrica.

- Menu “*pull down*” ao lado do botão “Histórico”: seleciona qual unidade será praticada para temperatura e densidade: S.I ou unidades do sistema inglês.
- “Comentários”: Espaço em que o usuário pode fazer anotações em tempo real de observações que julgue pertinente. Este texto será compilado no banco de dados no tempo em que foram digitados. Assim, ao ler uma propriedade, o centro de comandos poderá ver o comentário do usuário que certamente auxiliará o entendimento numa tendência arbitrária. Por exemplo, ao parar o bombeio para uma retro lavagem, as propriedades serão todas afetadas, o usuário poderá comentar: “Em retro lavagem” durante a operação. Todos os dados naquele momento levarão este comentário ao lado. Ao terminar a operação, o usuário poderá apagar a mensagem, por exemplo, ou colocar “Em operação normal”.
- “Controle de *Loops*”: Cada parte do código possui um *loop while* próprio. Toda vez que se criar entradas de usuário ou avisos via *pop up* é necessário que o código que contém a chamada do mesmo seja feito em um *loop while* distinto. O motivo reside que no momento em que o *pop up* é criado, o *loop* sofre uma pausa aguardando a entrada do usuário. Se esta pausa ocorrer em um *loop* que contém aquisição de dados, problemas de fila de entrada de dados podem levar o sistema à instabilidade. Por isso o monitoramento de cada *loop* foi criado não somente para verificar a estabilidade do sistema, mas também para verificar se os *loops* estão sofrendo ou não assincronia. Todos os *loops* possuem frequência definida, a maioria deles executa um ciclo por segundo, já os *loops* de estabilidade elétrica executam um ciclo a cada 0,07 segundos. Se algum *loop* estiver



sofrendo atraso por algum motivo diverso, como problemas no ambiente Windows, por exemplo, a contagem sofrerá alterações, que poderão ser vistas imediatamente nos contadores. Atrasos nos *loops* significam atrasos na aquisição de dados ou na obediência de comandos dados as máquinas. Por exemplo, se o operador exigir um comando e ele não for obedecido, a primeira ação do operador é verificar se o *loop* está rodando, 99% das causas de comandos não obedecidos são em detrimento de um *loop* congelado. Como o *software* é composto por sete *loops* é possível que parte do código funcione e outra não. Com o contador de *loops*, o *debugging*<sup>42</sup> fica facilitado, pois se verifica exatamente qual parte do código está apresentando problemas.

### 4.3.2. Algoritmos do “Controle Operacional – Admissão de Fluidos”.

É nesta seção que o usuário poderá colocar a UMPC de fato em operação. Vide detalhes na Figura 82.

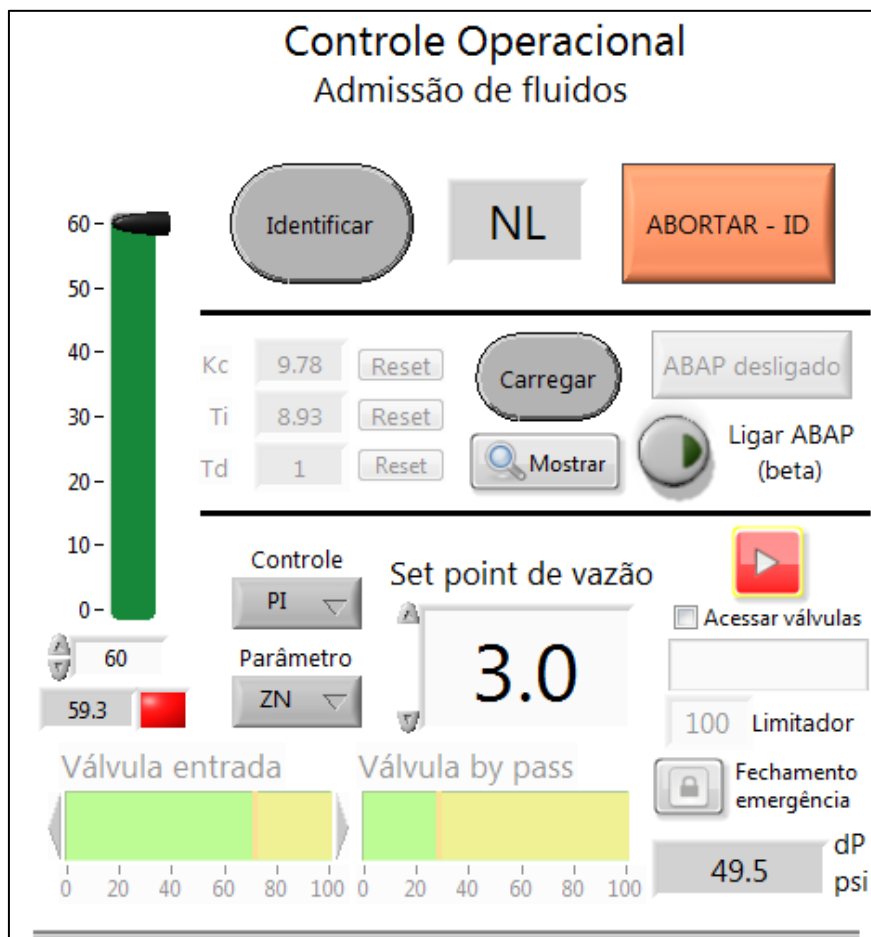


Figura 82. Zoom em “Controle Operacional – Admissão de Fluidos”.

<sup>42</sup> Palavra americana que traduz a ideia de consertar, ou processo de busca de erros e posterior resolução.

Uma vez apertado o botão “Iniciar” na seção de Controle do *Software* (Figura 78), todos os inversores de frequência estarão prontos para operação (Figura 79). Desta forma, o usuário poderá controlar a frequência de giro da bomba por meio do *slider*<sup>43</sup> vertical, que vai de zero a sessenta hertz. Em zero hertz, a bomba, apesar de energizada, não gerará vazão, em sessenta, significa que sessenta giros por segundo são executados gerando a vazão máxima possível. Existe uma relação não linear entre o número de ciclos e a vazão gerada na bomba. A relação é não linear porque para estas bombas (helicoidais), o aumento da rotação leva ao aumento da vazão, que por consequência aumenta a pressão de descarga, o que ocasiona uma série de consequências eletromecânicas, como por exemplo, aumento no tempo de residência do fluido no eixo devido à deformação do estator, controle de torque dificultado no inversor de frequência etc. Este *slider* não está ligado a nenhum sistema de controle de vazão, assim, o usuário deverá escolher a frequência que melhor atender as suas necessidades. A vazão será controlada pela abertura das válvulas na linha principal e na linha de *by pass* (vide Figura 61). Para este sistema foi implementado um sistema automático de controle de vazão, pois uma vazão constante proporciona leituras nas propriedades do fluido menos ruidosas. Este sistema automático torna-se mais importante ainda quando se entende que o sistema será operado remotamente, assim qualquer perturbação não vista pelos operadores na vazão será automaticamente corrigido.

O controle foi escolhido pela manipulação das válvulas devido ao fluido de perfuração possuir uma alta carga de sólidos, por meio das válvulas, é possível manter baixa vazão nas linhas de medição e alta vazão nas linhas de adução externas da UMPC. Se o controle fosse feito por meio da manipulação da rotação da bomba, um *set point*<sup>44</sup> de baixa vazão poderia ocasionar um depósito de sólidos ao longo da linha adutora da UMPC devido às baixas velocidades do fluido. Neste arranjo, uma vez ligado o sistema de controle, a mudança da velocidade da bomba será interpretada como uma perturbação, e o controlador irá executar um teste regulador<sup>45</sup>, visando compensar a vazão até que se chegue novamente ao *set point*.

Por exemplo, o operador acelera a bomba para 60 Hz, e determina que a vazão deva ser 3m<sup>3</sup>/h. O controlador irá manipular as válvulas até que este valor de vazão seja atingido, valores estes reportados pelo medidor de vazão. Se após o equilíbrio, o operador desacelerar a bomba para 50 Hz, as válvulas se reorganizarão para manter os mesmos 3m<sup>3</sup>/h. A válvula da linha principal se abrirá mais, e a do *by pass* se fechará mais. Assim, a mudança de *set point* de vazão não deve ser feita manipulando-se a bomba, e sim as válvulas.

Desta forma, em cenários normais de operação, é desejável que não se mude a frequência de rotação durante as operações. É recomendável procurar a maior rotação possível para gerar os maiores gradientes de velocidade, onde as chances de depósito de sólidos são as menores possíveis. O limitante será a pressão gerada.

---

<sup>43</sup> Barra escorregadia em tradução livre.

<sup>44</sup> Valor escolhido em que o sistema de operar e se manter automaticamente.

<sup>45</sup> Nome dado quando o controlador deve regular a vazão devido à uma perturbação externa, e não por mudança de *set point*.

Em termos técnicos, programou-se um algoritmo de controle clássico, em estratégia *feedback*, com opção de escolha do tipo de controlador (P, PI, ou PID<sup>46</sup>) com algoritmo automático de sintonia e auto ajuste dos mesmos.

Este sistema de controle é ativado quando se aperta o botão “Controlar” nesta seção. Importante ressaltar que se o operador não gerar vazão no sistema primeiramente, por meio do ajuste da rotação da bomba, o controlador não o fará, já que a variável manipulada é somente a abertura das válvulas. O controlador em hipótese nenhuma irá manipular a rotação da bomba, esta entrada é por conta única e exclusivamente do usuário.

Este sistema de controle pode ser configurado nos seguintes botões:

- Botão “Identificar”: Esse botão dá início ao algoritmo automático de sintonia dos parâmetros do controlador. Por técnicas clássicas da literatura, o sistema assume o controle e executa uma série de testes, sequencialmente. Ao final, o controle do *software* é devolvido ao usuário juntamente com os parâmetros dos controladores calculados. Maiores detalhes serão dados posteriormente;
- Indicador entre os botões “Identificar” e “Abortar – ID”: Informa “NL” ou “L”. “NL” significa dizer que a planta possui uma dinâmica não linear para controle, “L” significa linear. Maiores detalhes serão dados posteriormente;
- Botão “Abortar – ID”: Cancela o processo de cálculo dos parâmetros dos controladores;
- Indicadores “Kc”, “ti”, “td”: Indicam os valores destes parâmetros. O controlador “P” exige cálculo de “Kc” para operar, “PI” necessita de “Kc” e “ti” e o controlador “PID” exige todos os parâmetros;
- Botão “Reset” ao lado de cada parâmetro: Retorna ao valor original calculado pelo algoritmo de sintonia automática. Maiores detalhes serão dados posteriormente;
- Botão “Carregar”: Traz a memória os parâmetros recém – calculados. Maiores detalhes serão dados posteriormente;
- Botão “Mostrar”: Traz ao primeiro plano o *software* criado que contém todos os algoritmos de controle. Este *software* funciona adjacente ao sistema supervisório;

---

<sup>46</sup> P – proporcional, PI – proporcional integral, PID – proporcional integral derivativo

- Indicador “ABAP<sup>47</sup>”: Informa por meio de mudança de cor se o algoritmo de auto ajuste dos parâmetros está ligado;
- Botão “Ligar ABAP”: Autoriza o sistema de controle a usar regras heurísticas criadas pelo autor para fazer ajustes em tempo real nos parâmetros dos controladores. Maiores detalhes serão dados posteriormente;
- Menu tipo “*pull down*”, “Controle”: Permite ao usuário escolher qual tipo de controlador irá usar, P, PI, PID;
- Menu tipo “*pull down*”, “Parâmetro”: Permite ao usuário escolher qual algoritmo de sintonia irá usar nos controladores; sintonia segundo o método empírico de “ZN<sup>48</sup>” ou método empírico de “CC<sup>49</sup>”. Maiores detalhes serão dados posteriormente.
- Entrada “Set point de vazão”: Local onde o usuário deverá informar a vazão de operação dentro das linhas dos sensores;
- Botão “Play” azul: Inicia o controle automático, ou seja, fecha a malha de controle;
- Indicadores “Válvula entrada” e “Válvula *by pass*”: Indica a porcentagem de abertura de cada válvula. Totalmente amarelo é 100% fechada, totalmente verde é 100% aberta. As válvulas operam segundo a seguinte equação:  $V_{bp} = 100\% - V_e$ . Ou seja, é usado um controle SISO<sup>50</sup> manipulando-se somente a válvula de entrada, a válvula *by pass* será uma função da abertura da válvula de entrada. Válvula de entrada 100% aberta significa válvula *by pass* fechada, todo o fluxo é direcionado para as linhas de sensores. Válvula de entrada 0% aberta significa 100% aberto na válvula *by pass*, todo o fluxo roda em ciclo fechado e não adentra nos sensores. Conseqüentemente, 10/90, 20/80 ... 50/50 ... 80/20, 10/90 etc.;
- Botão “Acessar válvulas”: O controle de abertura das válvulas é vedado ao usuário, mas em caso emergencial pode ser acessado se este botão for apertado. No entanto, exige senha, que deve ser digitada na entrada logo abaixo do botão;

---

<sup>47</sup> ABAP – Algoritmo de Busca Automatizada de Parâmetros. Conjunto de regras heurísticas criadas pelo autor para aperfeiçoar os parâmetros iniciais calculados pelo algoritmo de sintonia dos parâmetros. Visa melhorar o controle sendo auto adaptativo.

<sup>48</sup> ZN – Ziegler e Nichols

<sup>49</sup> CC – Cohen e Coon

<sup>50</sup> SISO – Single Input Single Output. Single Input: vazão. Single Output: abertura da válvula entrada.

- Botão “Fechamento de emergência”: Este botão, se apertado, irá desligar o controlador, irá bloquear sinais externos (remotos) e irá fechar a válvula de entrada, consequentemente abrindo 100% a válvula *by pass*. Este botão deve ser usado em caso de vazamentos no interior da UPMC;
- Indicador “dP em psi”: Indica o diferencial de pressão lido entre a entrada e a saída hidráulica da UMPC. Trata-se de um dispositivo de segurança. Após calibração prévia das ordens de pressão diferencial tanto com fluidos aquosos quanto com fluidos sintéticos, se a frequência da bomba está acima de 20 Hz, obrigatoriamente este diferencial deve estar maior que zero independentemente do tipo de fluido ou se o escoamento é na linha principal ou *by pass*. Assim, se bomba > 20 Hz e  $\Delta P < 5$  psi, a bomba é automaticamente desligada e o operador é convocado, por meio de um aviso na tela, que em condições normais fica oculto.

Todos os botões listados acima fazem interface com outro *software* criado, que roda em *background* e é automaticamente executado após 5 segundos de execução do *software* primário (supervisório). Decidiu-se colocar em outro *software* os algoritmos de controle já que desta forma pode ser usado em outros projetos, além de melhorar o desempenho geral, uma vez que se todo o código de controle fosse inserido no sistema supervisório, o mesmo ficaria demasiadamente grande e o trabalho de *debugging* seria enfadonho. Importante ressaltar que se o *PIDDesign* (*software* de controle) não for executado em *background*, o controle existente no *software* UMPC (sistema supervisório) não funcionará. Isto porque os dois *softwares* ficam trocando dados constantemente. A UMPC recebe os dados de vazão, estes dados são repassados ao *PIDDesign*, que por sua vez informa à UMPC qual devem ser as posições das válvulas, ambos ficam neste ciclo enquanto a malha de controle estiver fechada (botão “Play” estiver apertado).

Na Figura 83 pode ser observado a IHM do *software PIDDesign*, criado para executar, de maneira genérica, qualquer controle SISO. Para este trabalho, controla-se vazão volumétrica em função da abertura das válvulas de entrada e *by pass*.

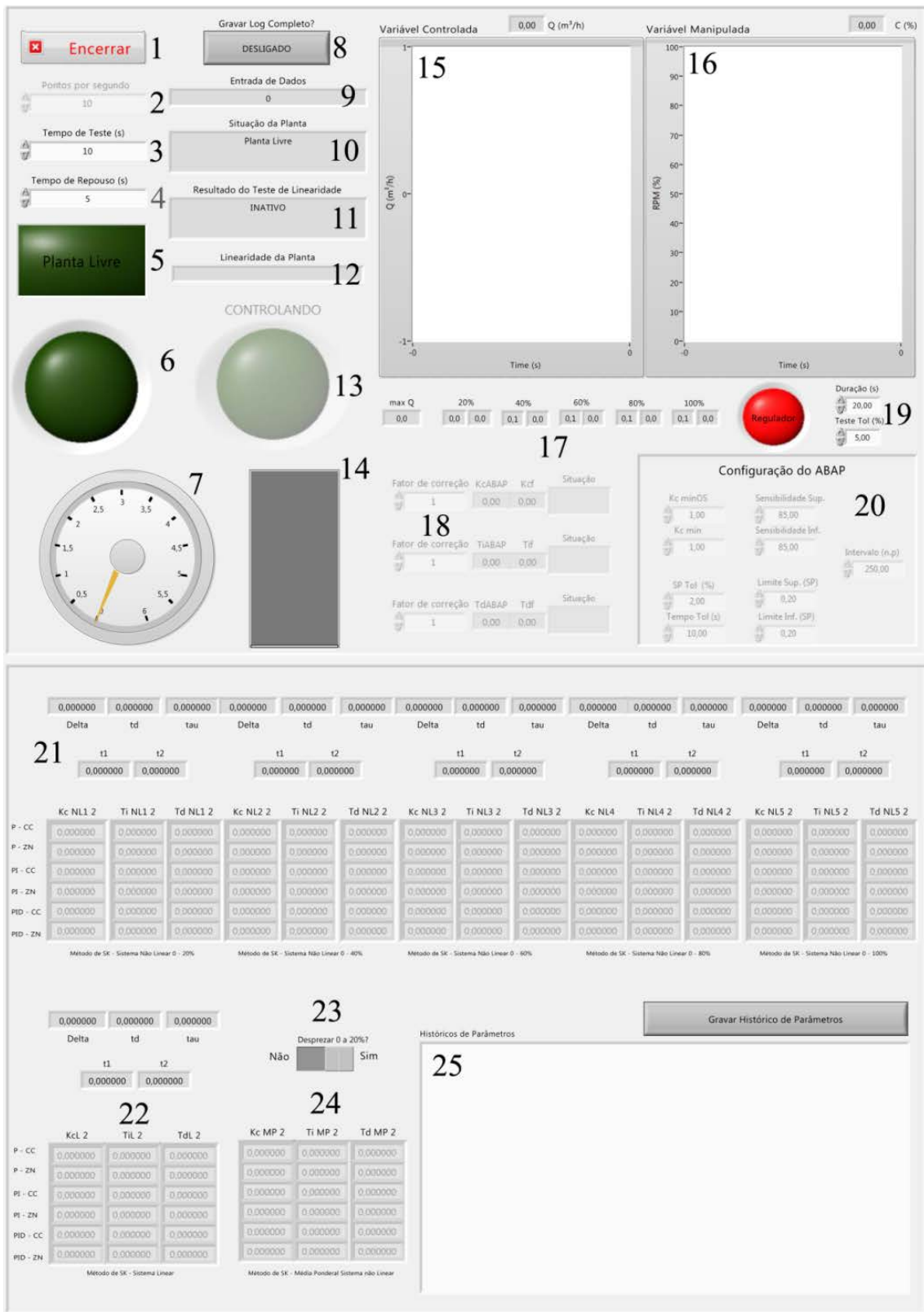


Figura 83. IHM produzida para o *PIDDesign*.

Na Tabela 2 pode ser observada a descrição dos números presentes na Figura 83.

Tabela 2. Legenda da Figura 83.

Número	Descrição
1	Finaliza o <i>PIDDesign</i> (isso levará a perda do controle automático)
2	Muda a taxa de transferência de dados entre <i>software</i> e <i>hardware</i>
3	Parâmetro para determinar quando o sistema deve gravar dados
4	Parâmetro para determinar quando o sistema não deve gravar dados
5	Indicador de uso da planta ( <i>standby</i> ou executando identificação)
6	Indicador se o <i>software</i> está gravando dados
7	Indicador de uma segunda variável importante (ex. pressão do sistema)
8	Grava todos os dados e memórias de cálculo
9	Informa o número de ciclos executado pelo <i>loop</i> do <i>software</i>
10	Informa textualmente em qual etapa do algoritmo o programa está
11	Informa textualmente as etapa dos sub algoritmos
12	Informa textualmente se o sistema a se controlar é linear ou não linear
13	Informa visualmente se o sistema está em mala aberta ou fechada
14	Indica, em porcentagem, o total da escala utilizada da VM <sup>51</sup>
15	Indica graficamente o histórico da VC (m <sup>3</sup> /h)
16	Indica graficamente o histórico da atuação da VM sobre a VC (%)
17	Indica o mín. e máx. da VC a em cada faixa de atuação da VM
18	Indica as ações do algoritmo de auto ajuste sobre $K_c$ , $\tau_i$ , $\tau_d$
19	Parâmetros de ajuste de autodeteção de testes servo ou regulador
20	Parâmetros de regulação da sensibilidade do algoritmo de auto ajuste
21	Memória de cálculo se o sistema foi não linear
22	Memória de cálculo para sistema linear e parâmetros que serão usados
23	Opção de descartar os parâmetros de 0 a 20% da média ponderal
24	Média ponderal dos parâmetros não lineares os quais serão usados
25	Colocar no arquivo LOG comentários gerais

As rotinas programadas no *PIDDesign* podem ser melhor entendidas observando o fluxograma contido na Figura 84.

<sup>51</sup> VM – Variável Manipulada, VC – Variável Controlada



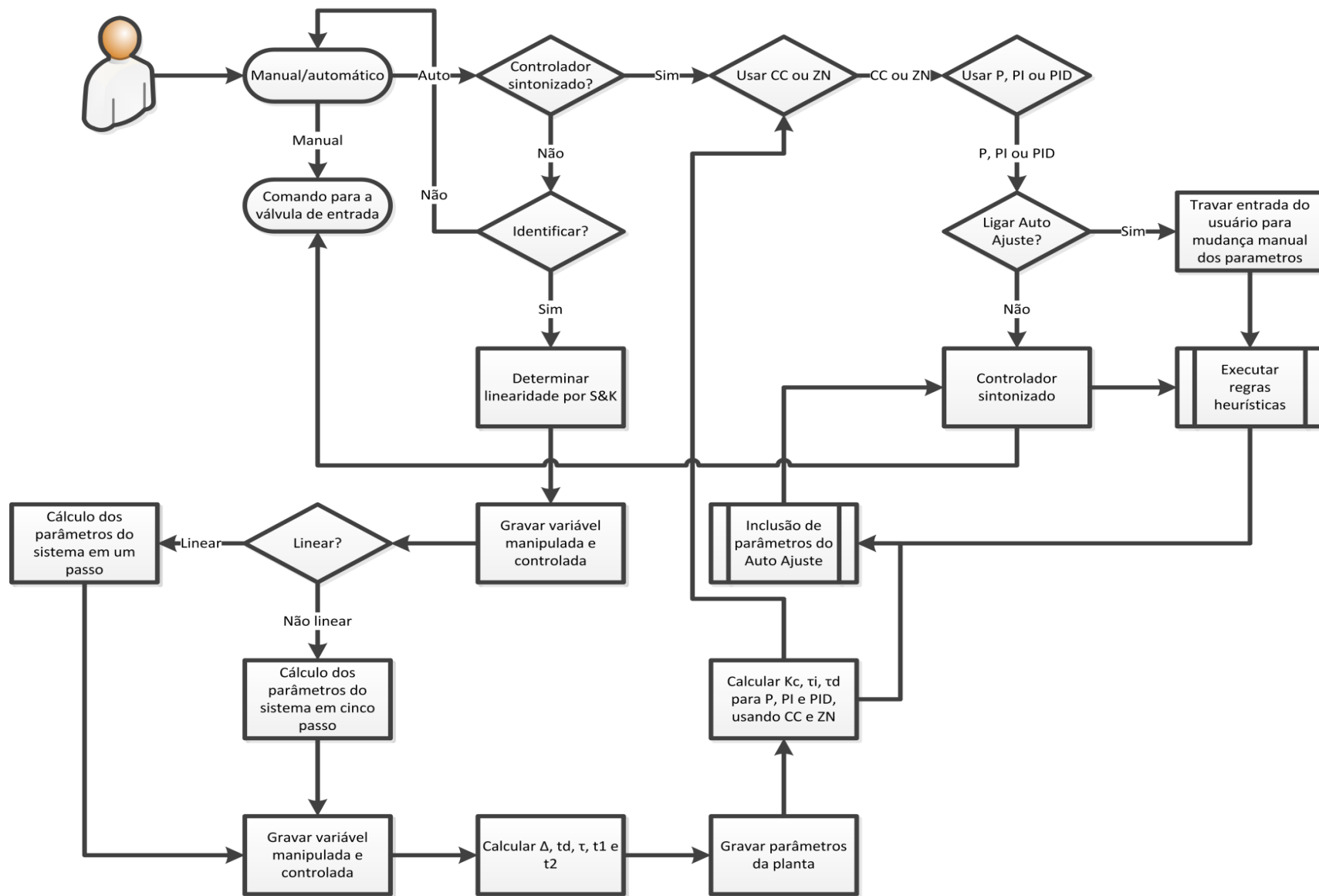


Figura 84. Fluxograma do funcionamento do *PIDDesign*.

O primeiro passo do algoritmo é selecionar se a operação de controle de vazão será manual ou automática. Se manual for selecionado, a VM deverá ser controlada pelo operador, por meio da entrada da senha para ter acesso ao controle de posicionamento das válvulas, configurando o sistema em malha aberta. Se o modo automático for selecionado, e isto se dá pressionando o botão azul em forma de “Play” (vide Figura 78), o sistema irá operar em malha fechada. Os posicionadores das válvulas não estarão mais disponíveis para o usuário manipular, nem mesmo com a entrada das senhas. Porém, a disponibilidade do botão “Play” dependerá se os controladores já foram sintonizados. Se a sintonia já foi previamente feita, o botão estará disponível, caso não, é necessário primeiramente identificar a planta, pressionando o botão “Identificar”.

Ao pressionar este botão, uma série de testes será feito em malha aberta, de forma automática, baseado no algoritmo de Sundaresan e Krishnaswamy (S&K), 1977. O algoritmo destes autores foi utilizado para se determinar a linearidade do sistema, uma planta linear pode ser controlada com apenas um trio de parâmetros nos controladores, geralmente plantas não lineares requerem diferentes parâmetros nos controladores para diferentes faixas da VC. Se a planta for linear, é usado novamente o algoritmo de S&K levantando-se apenas uma curva de reação, e sobre ela calcula-se os parâmetros intrínsecos da planta ( $\Delta$ ,  $\tau$  e  $td$ )<sup>52</sup>, se a planta for não linear, o mesmo algoritmo é usado porém cinco curvas de reação são utilizadas, calculando cinco trios diferentes de parâmetros intrínsecos do sistema para cada faixa de vazão atingida. Os mínimos e máximos de vazão desta faixa podem ser vistas na Figura 83.

Para elucidar o funcionamento prático deste algoritmo, vide Figura 85 que contém os resultados gravados durante a identificação das linhas hidráulicas da UMPC. Nela é possível observar a manipulação automática da válvula de entrada, que foi posta a 50% da capacidade, executando posteriormente uma varredura positiva até 100% de abertura e depois uma varredura negativa até 0%. Ainda no gráfico da Figura 85 estão demonstradas as respostas observadas na vazão quando se manipula a válvula de entrada. Para este teste a frequência da bomba foi mantida fixa em 60 Hz, no máximo possível.

Os degraus positivos e negativos na VM possuem exatamente a mesma magnitude,  $\pm 10\%$ . Se a planta é linear, é esperada a mesma magnitude de variação na vazão.

---

<sup>52</sup>  $\Delta$  – Parâmetro referente a magnitude observada na variação da variável controlada frente a uma manipulação na variável manipulada.  $\tau$  – parâmetro referente ao tempo que a variável controlada demora em atingir o novo estado estacionário (variável não é mais uma função do tempo) após variação definida da variável manipulada.  $td$  – tempo morto: Parâmetro que quantifica a demora que a variável controlada tem em responder frente a uma perturbação na variável manipulada.

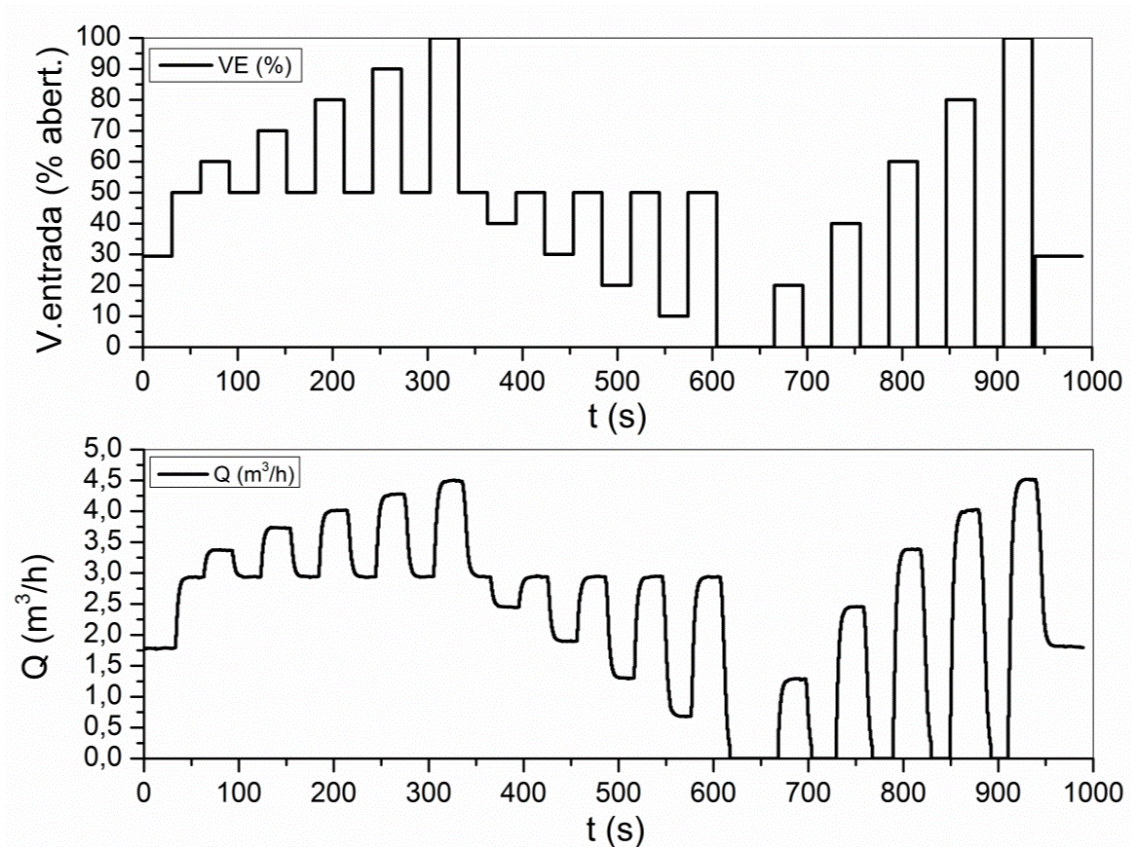


Figura 85. Resultados de vazão volumétrica observada durante manipulação da abertura da válvula de entrada em função do tempo.

É possível observar na Figura 85 que a planta é não linear. Percebe-se que a dinâmica do sistema (magnitude da variação da vazão) quando a válvula se abre é diferente de quando a válvula se fecha. Assim, em 600 segundos aproximadamente, o teste de linearidade se encerrou e o sistema foi diagnosticado como não linear. Em seguida, a planta foi dividida em cinco partes, sendo cinco curvas de reação procedidas, cada uma com seus respectivos parâmetros de sistema. Estes parâmetros ( $\Delta$ ,  $\tau$  e  $td$ ) são calculados a partir dos parâmetros empíricos primários,  $t_1$  e  $t_2$ . O primeiro é determinado em cima da curva de reação quando a VC está a 35,3% do seu valor final e o segundo quando está a 85,3%. De posse de  $t_1$  e  $t_2$ , usam-se as correlações presentes na Tabela 3 para calcular  $\Delta$ ,  $\tau$  e  $td$  (Sundaresan e Krishnaswamy, 1977).

Tabela 3. Correlações para cálculo de  $\Delta$ ,  $\tau$  e  $td$

Parâmetro	Correlação empírica
$td$	$td = 1.3t_1 - 0.29t_2$
$\tau$	$\tau = 0.67 (t_1 - t_2)$
$\Delta$	$\Delta = Bu/M$

Uma vez calculados os parâmetros do sistema em cada curva de reação, procede-se para o cálculo dos parâmetros dos controladores. Este trabalho usou os métodos empíricos de Cohen e Coon (1953) e Ziegler e Nichols (1942). As correlações podem ser observadas na Tabela 4.

Tabela 4. Correlações para cálculo de  $K_c$ ,  $\tau_i$  e  $\tau_d$

Método de sintonia	Controlador	Parâmetro	Correlação empírica
Cohen e Coon	P	$K_c$	$\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\tau}{td} \cdot \left(1 + \frac{td}{3 \cdot \tau}\right)$
Ziegler e Nichols			$\frac{\tau}{\Delta \cdot td}$
Cohen e Coon	PI	$K_c$	$\frac{\tau}{\Delta \cdot td} \cdot \left(0.9 + \frac{td}{2 \cdot \tau}\right)$
		$\tau_i$	$\frac{td \cdot (30 + 3 \cdot td/\tau)}{9 + 20 \cdot td/\tau}$
Ziegler e Nichols	PI	$K_c$	$\frac{0.9 \cdot \tau}{\Delta \cdot td}$
		$\tau_i$	$0.33 \cdot td$
Cohen e Coon	PID	$K_c$	$\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\tau}{td} \cdot \left(\frac{3}{4} + \frac{td}{4 \cdot \tau}\right)$
		$\tau_i$	$td \cdot \frac{(32 + 6(td/\tau))}{(13 + 8 \cdot td/\tau)}$
		$\tau_d$	$td \cdot \frac{4}{(11 + 2 \cdot td/\tau)}$
Ziegler e Nichols	PID	$K_c$	$\frac{1.2 \cdot \tau}{\Delta \cdot td}$
		$\tau_i$	$2 * td$
		$\tau_d$	$0.5 * td$

O *PIDDesign* calcula todos os parâmetros de todos os controladores, assim, uma vez identificado o sistema, basta o operador escolher o tipo de controlador e o método de sintonias dos mesmos. Após estas escolhas, o botão “Play” estará disponível e o controle automático poderá ser selecionado.

Durante a operação de controle automatizado, mesmo utilizando parâmetros intrínsecos do sistema, aliado a estratégia *feedback*, falhas ou ineficiências podem ocorrer por dois motivos principalmente; primeiro: é usada a média ponderal para controlar a planta não linear com um único trio de parâmetros de controlador. Segundo: Os modelos matemáticos dos controladores clássicos (P, PI, PID) consideram o comportamento de qualquer sistema como um sistema de primeira ordem com tempo morto, o que não necessariamente é verdadeiro. Desta forma, o algoritmo de auto ajuste poderá atuar fazendo um ajuste fino nos parâmetros dos controladores toda vez que as regras heurísticas determinarem alguma ineficiência. Vide o fluxograma da Figura 86 onde são demonstrados os passos e decisões tomadas pelo ABAP (**A**lgoritmo de **B**usca **A**utomática de **P**arâmetros).

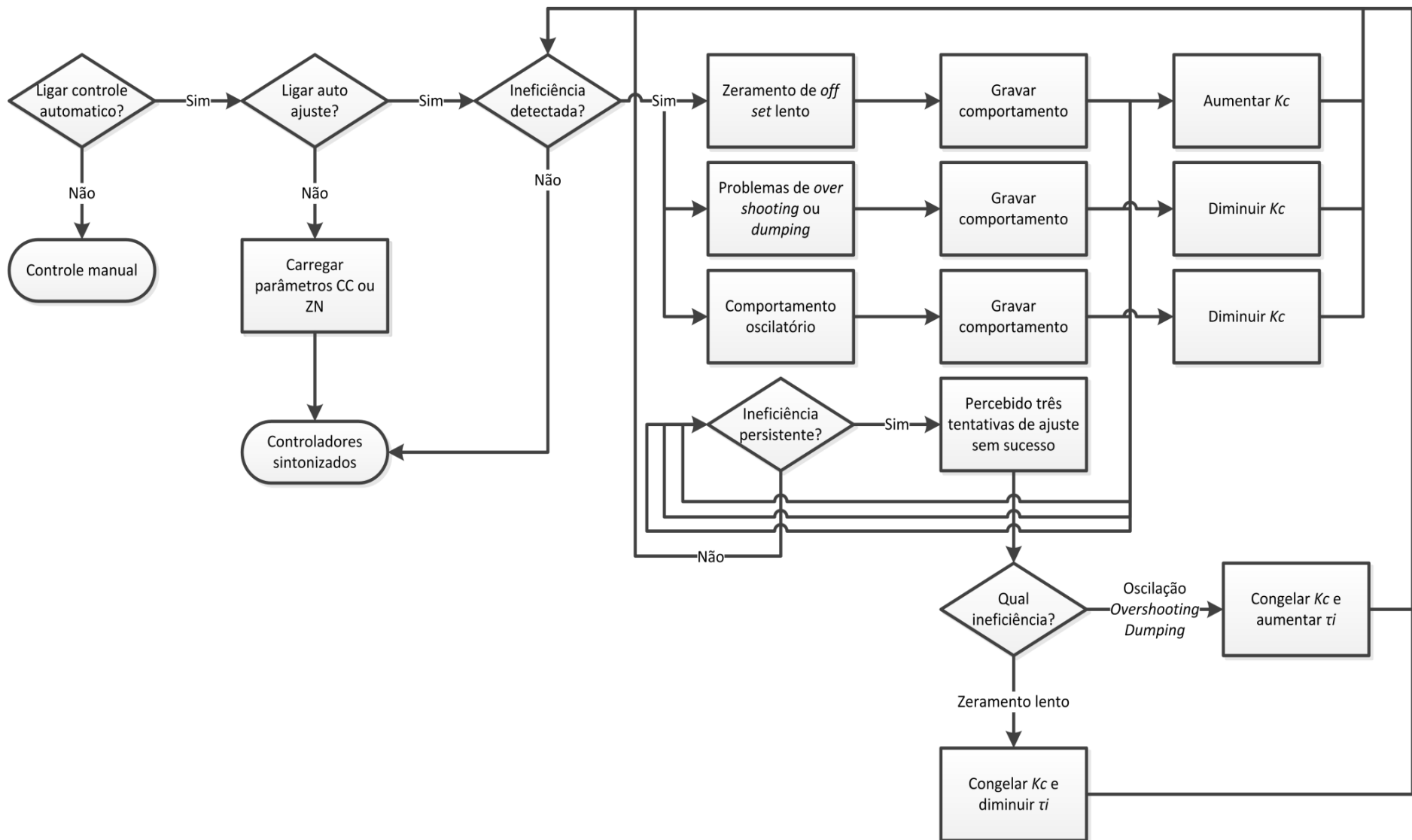


Figura 86. Fluxograma do funcionamento do algoritmo de auto ajuste contido no *software PIDDesign*.

O algoritmo ABAP quando ligado, monitora e armazena em um banco de dados próprio as ineficiências detectadas, são elas: zeramento lento do erro entre variável medida e *set point*, problemas de *overshooting*<sup>53</sup> ou *dumping*<sup>54</sup> e oscilação da variável controlada (instabilidade da malha). Ao detectar uma destas ineficiências uma sintonia automática é feita nos controladores, começando pelo parâmetro  $K_c$  somente. Se após três tentativas de ajuste a ineficiência não for sanada, uma segunda sintonia é feita por meio do parâmetro  $\tau_i$ , sem alterar o valor de  $K_c$ . Se ainda assim a ineficiência persistir, o programa reinicia a contagem das tentativas e começa a sintonizar o  $K_c$  novamente. Este ciclo permanece até que não haja mais ineficiência ou se o ABAP for manualmente desligado.

Para demonstrar o funcionamento prático do algoritmo descrito na Figura 86, alguns testes foram executados. Primeiro foi demonstrado a diferença do desempenho dos controladores sintonizados pelo método de CC e ZN. Em seguida, a diferença do desempenho do controlador com o auto ajuste desligado e ligado. Na Figura 87 é demonstrado o resultado de um teste servo utilizando o controlador PI sintonizado por CC e por ZN.

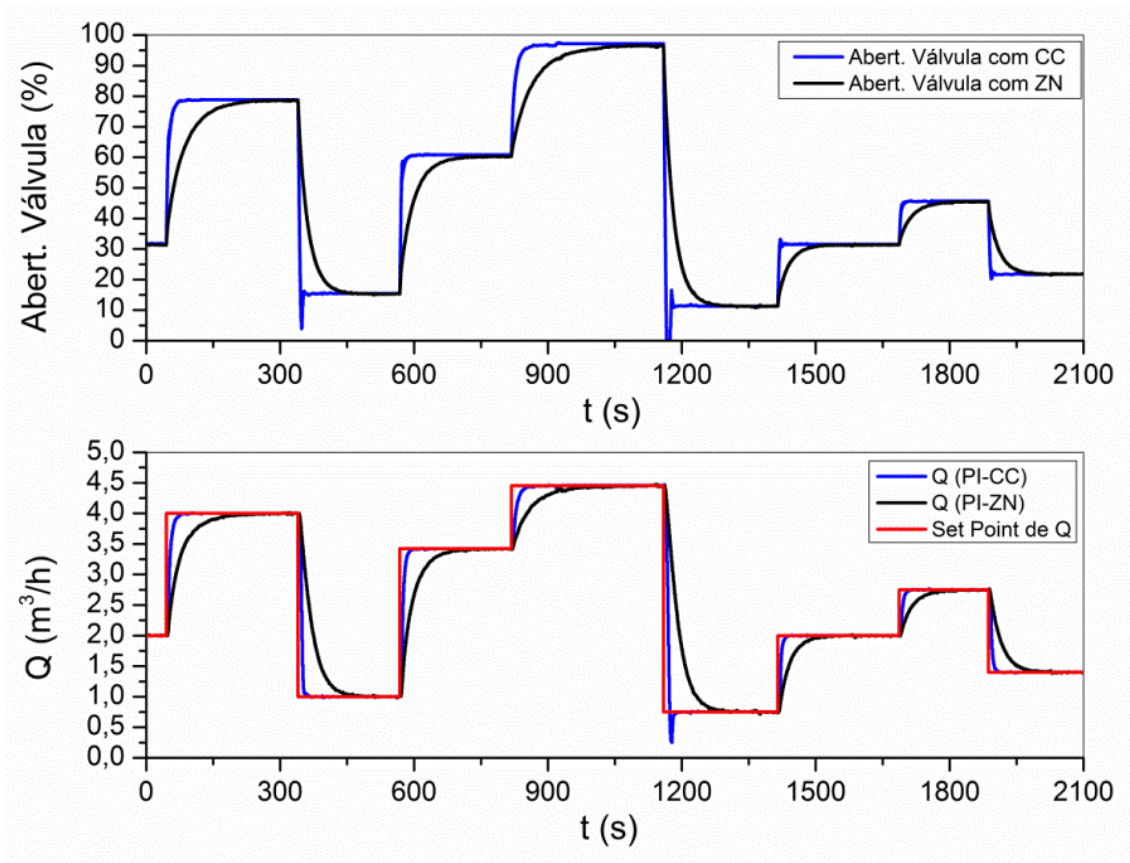


Figura 87. Resultados de vazão volumétrica observada durante manipulação da abertura da válvula de entrada em função do tempo durante teste servo (mudanças de *set point*).

<sup>53</sup> Nome dado quando a variável controlada passa do *set point* no sentido ascendente durante tentativa de zeramento do *off set* (erro/desvio entre variável medida e *set point*)

<sup>54</sup> Mesmo comportamento descrito para *overshooting*, porém quando se está no sentido descendente em tentativa de zeramento do erro.



Em concordância com a literatura (GirirajKumar *et al.* 2010), controladores com sintonia segundo CC costumam ser mais rápidos que aqueles sintonizados por ZN, como observado na Figura 87. No entanto, é possível observar alguns *dumpings* produzidos pelo controlador sintonizado por CC. Isso porque a ação integral deste controlador é maior que a ação integral com ZN. Quanto maior a ação integral, mais rápido é o zeramento do *off set*, porém, mais instável o controlador tende a ser. Houve *dumping* em 300 segundos e 1200 segundos, aproximadamente, quando se observou a ação do controlador sobre a variável manipulada.

Para testar o algoritmo de auto ajuste, um teste regulador foi feito comparando o desempenho do controlador PI sintonizado com CC com o mesmo controlador com o auto ajuste ligado. Assim, compara-se o controlador mais rápido com e sem auto ajuste. Testes reguladores são as situações mais complexas para os controladores, já que seu processo de sintonização não leva em conta tais tipos de situação. Vide Figura 88 para os resultados obtidos.

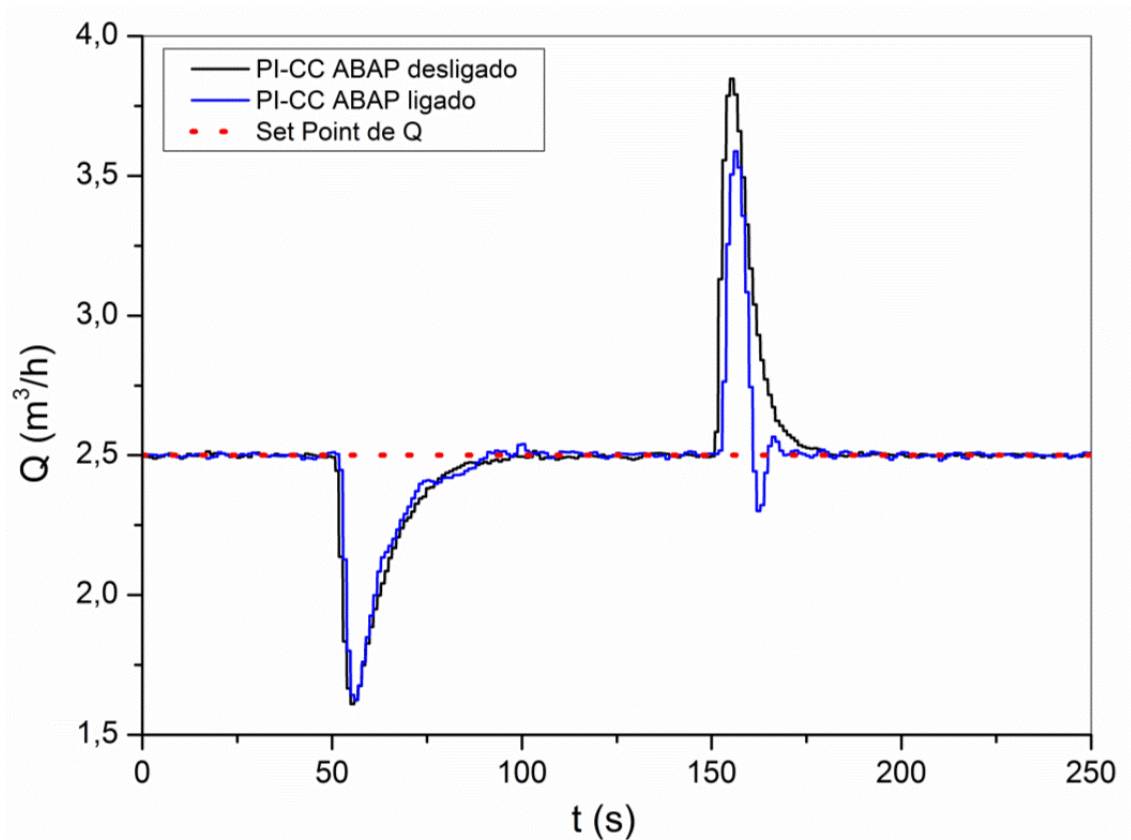


Figura 88. Resultados de vazão volumétrica observada durante teste regulador (mudanças no valor da vazão por interferências externas mantendo-se o mesmo *set point*).

O sistema estava em equilíbrio a 2,5  $\text{m}^3/\text{h}$  quando uma válvula foi aberta, simulando um vazamento. O sistema rapidamente compensou por meio da manipulação das válvulas a vazão decrescida. Percebe-se que o desempenho do controlador com o ABAP ligado é similar durante a primeira perturbação, no entanto, o algoritmo estava

“aprendendo” com aquele distúrbio, e já estava fazendo ajustes no  $Kc$ . O ajuste em tempo real no  $Kc$  deu este aspecto ruidoso na vazão, diferente da tendência encontrada para os parâmetros de CC. Após algum tempo, esta válvula foi fechada, simulando o cessamento do vazamento. Isto implica num aumento inadvertido da vazão, já que as válvulas estavam na posição de compensação do vazamento. Imediatamente um pico de vazão é lido no sensor, que foi administrado mais rapidamente com o ABAP ligado. No entanto, houve o aparecimento de um *dumping*, que não ocorreu no PI-CC puro.

Em resumo, nesta seção discorrida o usuário pode acelerar e desacelerar a bomba, manipular as válvulas de controle de vazão e fazer interface com *software* de controle. Pode ainda requerer que o controle de vazão seja totalmente automatizado, e mais importante, não é exigido que o usuário possua qualquer tipo de treinamento em controle de processos, já que todos os passos necessários para sintonia dos controladores foi automatizado. A UMPC é capaz de admitir e controlar, de forma totalmente automática, a vazão dos fluidos de perfuração.

### 4.3.3. Algoritmos da “Condição Operacional e Monitoramento do Fluido”.

Nesta parte do código são criados na IHM os gráficos que acumulam as variáveis aferidas ao longo do tempo absoluto.

Para se transformar uma medida elétrica provida pelo sensor em um dado físico o processo é relativamente simples, basta se conhecer ou recalibrar a faixa de operação de cada equipamento. É importante não confundir a calibração do equipamento com um ajuste local de faixa de operação. A calibração do equipamento é feita pelo fabricante e envolve uma série de parâmetros. O ajuste de faixa de operação é configurar em que valor da variável estará seu fundo de escala e posteriormente onde estará o topo de escala. Por exemplo, adquire-se um medidor de pressão com calibração e capacidade de até 30 bares, ou seja, o fabricante garante que não haverá danos se operado até este valor e nesta faixa de pressão foi verificado que tais valores são precisos. Em geral, se não especificado, o fabricante ajusta a faixa de operação na escala inteira, ou seja, 4 mA serão gerados entre fonte, sensor e placa de aquisição quando o sensor for submetido a 0 bar, assim como 20 mA de intensidade de corrente trafegarão quando submetido a 30 bares. Isso dá uma relação de 30 bares em 16 mA, logo 1,875 bares/mA. Agora supondo que seu processo tenha um ruído de 5% de escala na corrente, e que o processo esteja a 12 mA, então na realidade ele flutua entre 11,4 e 12,6. Repassando para bares, seria uma flutuação entre 21,37 e 23,62. Como ruídos eletromagnéticos<sup>55</sup> não são ruídos de processo<sup>56</sup>, isso significa dizer que o usuário não sabe exatamente em qual pressão seu processo está. Agora, supondo que o usuário percebeu que seu processo, em hipótese alguma, fica inferior a 0,5 bar e superior a 10 bares. Ele pode localmente ajustar a faixa de operação para que os 4 mA sejam em referência a 0,5 bar e os 20 mA a 10 bar. Isso

---

<sup>55</sup> Causados por cargas não lineares na linha, como inversores de frequência ou qualquer fonte de campo eletromagnético intenso.

<sup>56</sup> Flutuações nas medições em detrimento do processo, e não campo magnético. Exemplo: Medição de pressão muito próximo de uma bomba de pistão, a pressão apresentará variações não por conta de eletromagnetismos, mas pelo processo natural da ida e vinda do pistão.

não interfere na calibração do equipamento, apenas ajusta a referência dos *loops* de corrente. Esta nova relação fornece 9,5 bares em 16 mA, ou seja, 0,593 bares/mA. Voltando ao exemplo, se o sistema estivesse a 12 mA, isso fluiria entre 11,4 e 12,6, mas em termos de pressão entre 6,77 e 7,48. Percebe-se que a imprecisão foi diminuída. Com estas escalas conhecidas, basta aplicar uma regra de três simples para converter cada sinal analógico na sua respectiva grandeza física, já que impreterivelmente as relações entre a intensidade do *loop* de corrente e a intensidade da grandeza física são lineares.

Um resultado prático da explicação acima pode ser observado num dia típico de operação na UMPC. Na Figura 89 é apresentado o monitoramento com um fluido de perfuração de base aquosa.

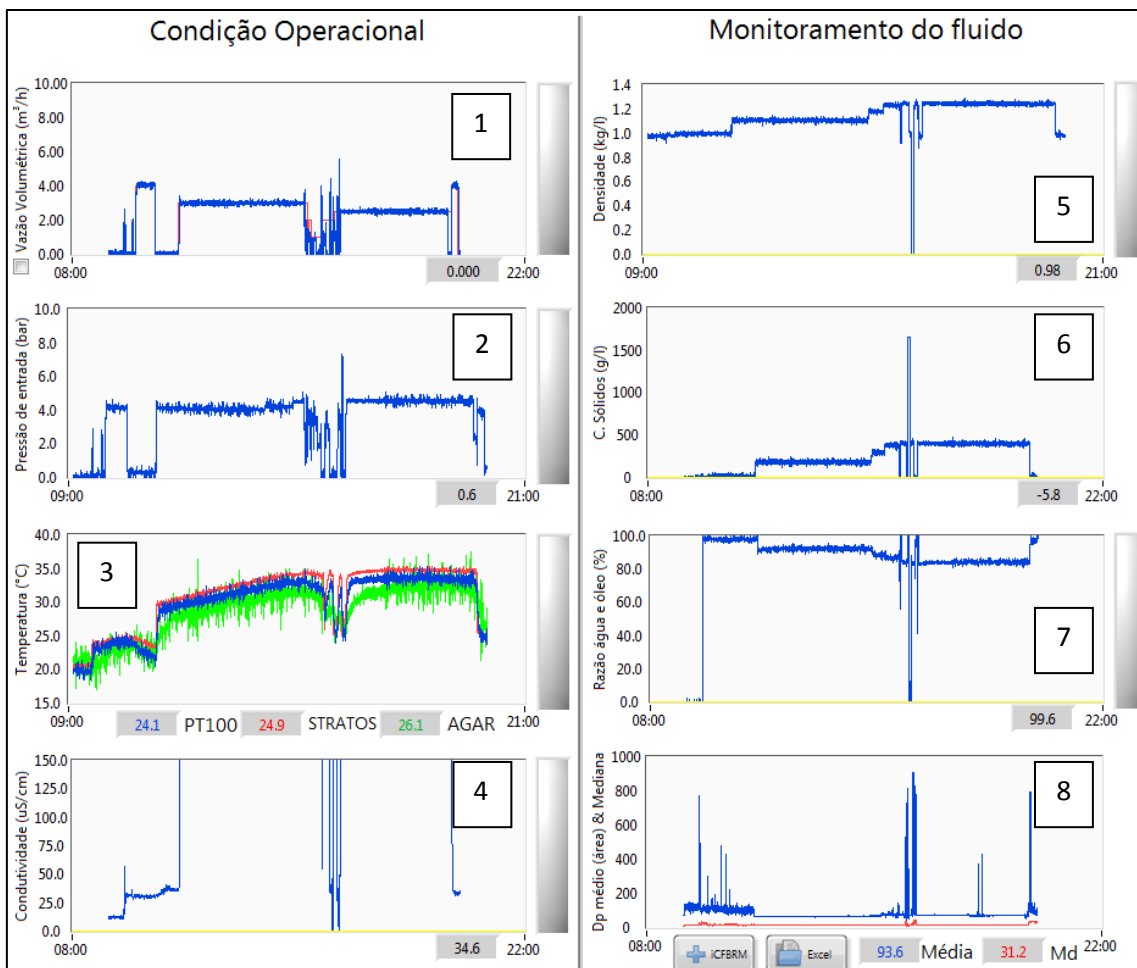


Figura 89. Zoom em “Condição Operacional e Monitoramento do Fluido”.

O tempo é contabilizado desde o início do *software* até seu desligamento. Assim, se o mesmo permanecer um mês ligado, será acumulado um mês de resultados.

É possível observar que o *software* foi iniciado às nove horas da manhã, levando cerca de uma hora para sua total operacionalização (ligamento dos sensores, conexão dos mangotes, tempo para aquecimento da eletrônica dos sensores etc.) Após este período, a unidade rodou com água para limpeza inicial por aproximadamente uma hora. Observa-se nas propriedades os valores típicos de 0,98 kg/l de densidade (5), 30

$\mu\text{S/cm}$  de condutividade elétrica (4), 98% de teor de água em óleo (7), temperatura aproximada de  $25^{\circ}\text{C}$  (3), teor de sólidos próximo a zero (6) e granulometria típica de água industrial com particulados em suspensão (sujeiras inerentes) (8). A unidade operou com vazão controlada a  $4 \text{ m}^3/\text{h}$  (1) a uma pressão de 4,2 bares (2), aproximadamente. Em seguida, a vazão é zerada para manobras operacionais nos tanques para admissão do fluido de perfuração. Com a entrada deste fluido no sistema é possível perceber que todas as propriedades sofreram mudanças. Durante as horas de operação, o fluido sofreu aquecimento por atrito, a densidade aumentou assim como a concentração de sólidos, o teor de água em óleo se alterou por conta da contaminação de óleo no tanque pulmão devido à administração anterior de fluidos oleosos. A condutividade elétrica excedeu a escala máxima do condutivímetro.

Durante o teste, o fluido sofreu correções de viscosidade e densidade. As correções de viscosidade serão discutidas na seção posterior, já a correção de densidade pode ser observada na Figura 89 (5). Aproximadamente no meio do dia foi adicionado ao tanque pulmão aproximadamente 350 kg de barita, para correção da densidade que estava em  $1,12 \text{ kg/l}$  para  $1,26 \text{ kg/l}$ . Durante a adição, problemas de acúmulo de sólidos ocorreram, levando o operador a efetuar operações de retro lavagem. Isto justifica o comportamento oscilatório das propriedades neste período. Em seguida, a operação foi retomada a uma vazão controlada de  $2,5 \text{ m}^3/\text{h}$ , para manter a pressão na faixa anterior, já que a densidade e viscosidade foram aumentadas. É possível perceber que todas as propriedades apresentaram comportamento esperado durante a adição de sólidos, com exceção do teor de água em óleo. À medida que sólidos foram adicionados ao sistema, o teor de água em óleo diminuiu, apresentando comportamento estável na sua leitura. Como provado na Figura 69, os sólidos não alteram o teor de água em óleo, porém no caso apresentado na Figura 89 o fizeram devido à presença de óleo no fluido. A barita favorece a formação de emulsão estável em presença de parafina, água e energia de mistura. Acredita-se que houve o emulsionamento do óleo que estava aderido às paredes do tanque, e à medida que ele entrou no sistema, foi detectado pelo sensor.

Ao final, aproximadamente 08h40min da noite, a unidade recebeu um colchão lavador de água para limpeza. É possível observar que as propriedades retornaram para os valores esperados para água.

A Figura 89 é o resultado final, exposto na IHM, do algoritmo criado segundo o fluxograma contido na Figura 90. Programaticamente, os sinais são recebidos nas placas de aquisição de dados e importados para o ambiente virtual do *LabView*®. Neste ambiente, o sinal é tratado contra ruídos e dividido para cada grandeza aferida, já que cada uma recebe uma faixa de operação característica como explicado anteriormente. Cada sinal, subsequentemente, recebe sua equação de conversão, linear, e é plotado contra o tempo absoluto. Em paralelo alguns sinais recebem tratamentos específicos, ou são usados paralelamente para mais de um fim. Por exemplo, a pressão além de plotada, serve como condicional de parada das bombas caso seu valor exceda 10 bar, como mostrado no fluxograma. A densidade e a temperatura, concomitante, são convertidas tanto para o S.I como para unidades de perfuração, para facilitar a interface entre usuários acostumados com grandezas de campo e grandezas acadêmicas. Todas as

grandezas possuem condicionais de alarme visual, como mostra o fluxograma. A partir de determinado valor, um barra vermelha se ascende do lado do gráfico de uma grandeza, indicando que a mesma está chegando ao topo de escala do equipamento ou a um valor perigoso operacionalmente. Também é possível perceber que o sensor de tamanho de partícula recebe um tratamento específico para que os dados sejam plotados na tela da UMPC. Como o equipamento não possui protocolo aberto de comunicação, uma série de exportações/importações/conversões deve ser feita para que o dado que está sendo mostrado no *software* do fabricante seja recebido no *LabView*®. Isto foi feito em específico para este sensor para que o usuário tenha a comodidade de observar todos os dados na mesma tela, dispensando a necessidade de constantes alterações entre telas.

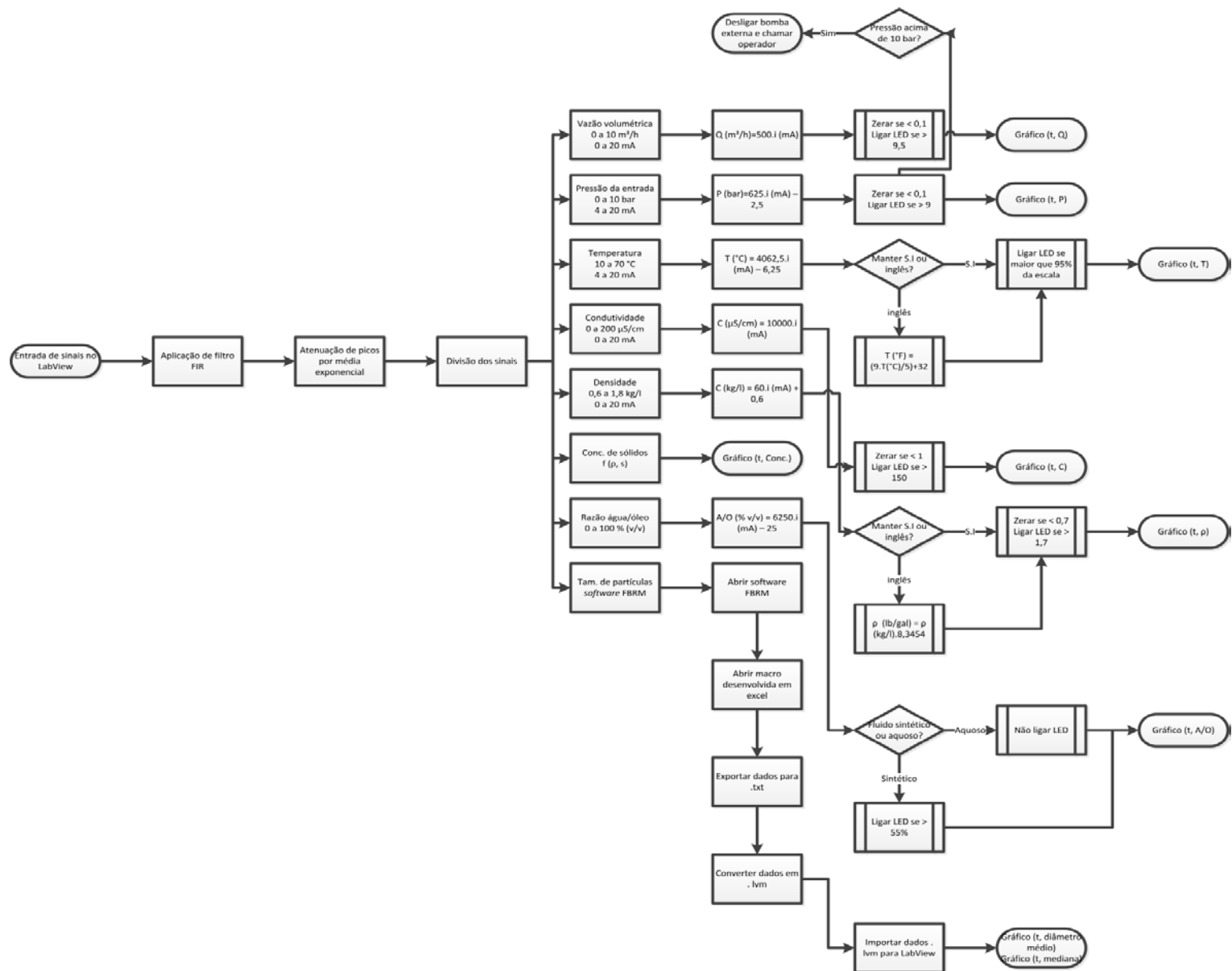


Figura 90. Fluxograma dos algoritmos presentes na seção "Condição Operacional" e "Monitoramento de Fluido".

#### 4.3.4. Algoritmos da “Viscosimetria”.

Como dito anteriormente, as medições de viscosidade aparente e estabilidade requerem um algoritmo a parte, e mais complexo que as outras medições. Isso reside no fato de que para estas medições é necessário controlar primeiro o equipamento que efetuará as medições para se obter uma resposta. Para os outros equipamentos, basta energiza-los que a aferição já se inicia, para estes, não.

No caso específico do viscosímetro, a proposta deste trabalho é de avaliar a viscosidade aparente nas mesmas taxas utilizadas pelo FANN 35A. Desta forma, o primeiro passo é determinar a equivalência em RPM de um instrumento com outro, já que as medidas geométricas dos cilindros coaxiais de ambos são distintas. Quanto maior as dimensões dos cilindros, maiores taxas são alcançadas com menores rotações. Utilizando as equações de viscosimetria de Machado (2000), tendo como incógnita a velocidade angular, encontraram-se as seguintes rotações equivalentes, organizadas na Tabela 5.

Tabela 5. Tabela de frequência praticas pelo FANN e sua respectiva equivalência encontrada para o TT-100

Frequência aplicada pelo FANN 35A (RPM)	Taxa de deformação produzida ( $s^{-1}$ )	Equivalência para o TT-100 (RPM)
3	5,11	2,19
6	10,22	4,38
100	170,23	73
200	340,46	176
300	510,69	219
600	1021,38	438

É possível perceber na Tabela 5 que o TT-100 (modelo do viscosímetro presente na UMPC) necessita de menores frequências para se atingir a mesma taxa de deformação. As características técnicas de ambos os instrumentos foram organizados na Tabela 6.

Tabela 6. Dados técnicos do viscosímetro FANN 35A e BROOKFIELD TT-100

Dimensão	FANN 35A	BROOKFIELD TT-100
Raio interno do cilindro externo $r_2$	0,018415 m	0,0309880
Raio externo cilindro interno $r_1$	0,017245 m	0,0295656
Constante elástica do sensor de torque	$3,87 \cdot 10^{-5}$ N.m/°	0,036 N.m/°
Altura do cilindro interno	0,040500 m	0,0592582
Razão entre raios $\beta$	1,0678	1,0481



Para fins elucidativos demonstram-se os cilindros coaxiais do viscosímetro do viscosímetro TT-100 na Figura 91 e sua posterior instalação na UMPC. Na Figura 92 são observados os cilindros coaxiais do viscosímetro FANN 35A.



Figura 91. Cilindros coaxiais do viscosímetro da BROOKFIELD, modelo TT-100, à esquerda. Instrumento montado na UMPC, à direita.



Figura 92. Cilindros coaxiais do viscosímetro da FANN, modelo 35A, à esquerda desmontado. Instrumento montado, à direita.

O próximo passo consistiu em programar o instrumento para executar a mesma metodologia aplicada no FANN 35A. Graças à modificação feita por Magalhães *et al.* (2014), o equipamento possui 100% de operacionalidade remota. Assim, o algoritmo basicamente consiste em gerenciar as velocidades do motor do viscosímetro, recebendo como resposta os sinais de corrente que são proporcionais à deflexão do elemento sensor de torque. A relação entre corrente e deflexão é sabida, a partir de uma regra de três simples fornecida pelo fabricante, onde 4 mA é 0° e 20 mA são 0,663° (fundo de escala, deflexão total).

O fluxograma contido na Figura 93 descreve em detalhes a programação executada para se controlar a taxa de deformação impressa no fluido durante os testes. O algoritmo consiste em controlar o motor do viscosímetro nas velocidades demonstradas na Tabela 5, permanecendo em cada velocidade até que certos condicionais sejam contemplados. Antes de iniciar tais velocidades, o viscosímetro sempre efetua processos de auto limpeza, para garantir que o fluido que está na escoando na tubulação possui as mesmas propriedades que o fluido presente no *gap* de

medição. Todo procedimento é feito por trinta segundos, impreterivelmente, após este período vigoram os condicionais descritos no fluxograma. Ambos precisam ocorrer simultaneamente para que o viscosímetro passe para o próximo passo. Os condicionais são: a tensão no momento “t” diminuída da tensão anterior (momento “t-1”) deve ser, em módulo, menor que 0,5. A mesma condição é requerida para a velocidade angular do motor do viscosímetro. Toda etapa pode ser manualmente adiantada, de acordo com o desejo do operador. Assim, o motor do viscosímetro imprime no fluido sob medição pelo menos 30 segundos em cada taxa de deformação. O procedimento termina após percorrer as seis taxas de interesse dando início aos procedimentos de tratamento dos dados de deflexão angular gravados. O fluxograma do algoritmo de tratamento dos dados “pós teste” são apresentados na Figura 94.

O tratamento pós teste consiste primeiramente em acessar o arquivo onde os dados de velocidade angular e deflexão foram gravados durante a etapa anterior elucidada na Figura 93. Após importar estes dados, o programa os filtra excluindo os dados do estado transiente gerados durante as mudanças de velocidade do motor. Os limites de tolerância estão demonstrados no fluxograma. Por exemplo, para a taxa de  $511 \text{ s}^{-1}$  serão considerados dados em regime permanente aqueles provenientes de taxas de deformação entre  $509$  e  $513 \text{ s}^{-1}$ . Subsequentemente, esse arquivo único é repartido em arquivos contendo os pares tensão de cisalhamento e taxa de deformação (já transformados a partir da velocidade angular e deflexão). Logo, seis arquivos são gerados. O primeiro contém os valores de tensão gerados em taxas de deformação variando entre  $4$  e  $5 \text{ s}^{-1}$ , o segundo as tensões entre  $9$  e  $12 \text{ s}^{-1}$  assim por diante. Como o viscosímetro permanece pelo menos trinta segundos em cada taxa, estes arquivos contêm no mínimo trinta pares válidos. O próximo passo é aplicar a média tanto na tensão quanto na taxa, levando para o ambiente virtual um único par de tensão e taxa médios. É partir daí que a viscosidade aparente é calculada dentre outros parâmetros. Para expor os dados na tela do computador, um condicional é imposto para que o resultado seja ponderado sobre sua precisão. Todo resultado médio, se possuir um desvio padrão maior que 20% em referência ao seu valor médio é classificado como “Imprecisão”. Apesar de não expor na IHM, esses dados estão disponíveis nos banco de dados e no histórico da viscosimetria, assunto que será abordado mais a frente.

Ambos os algoritmos dão origem à IHM demonstrada na Figura 78, na parte de “Viscosimetria”. Durante o teste típico com fluido de perfuração de base aquosa descrito anteriormente, medidas reológicas foram conduzidas, assim é demonstrado na Figura 95 um zoom na parte de “Viscosimetria” efetivamente em operação. É possível perceber que somente os últimos dados de reologia são demonstrados, caso o usuário deseje visualizar resultados passados ele deve acessar o histórico da viscosimetria. Na Figura 95 são demonstrados três momentos diferentes de teste reológico, um feito às 12h27min faltando 2,5 minutos para o próximo, outro em andamento há 4,8 minutos aplicando  $1021 \text{ s}^{-1}$  no fluido e obtendo a resposta do sensor de 11 mA e outro feito às 18h31min faltando 15,8 minutos para o próximo teste.

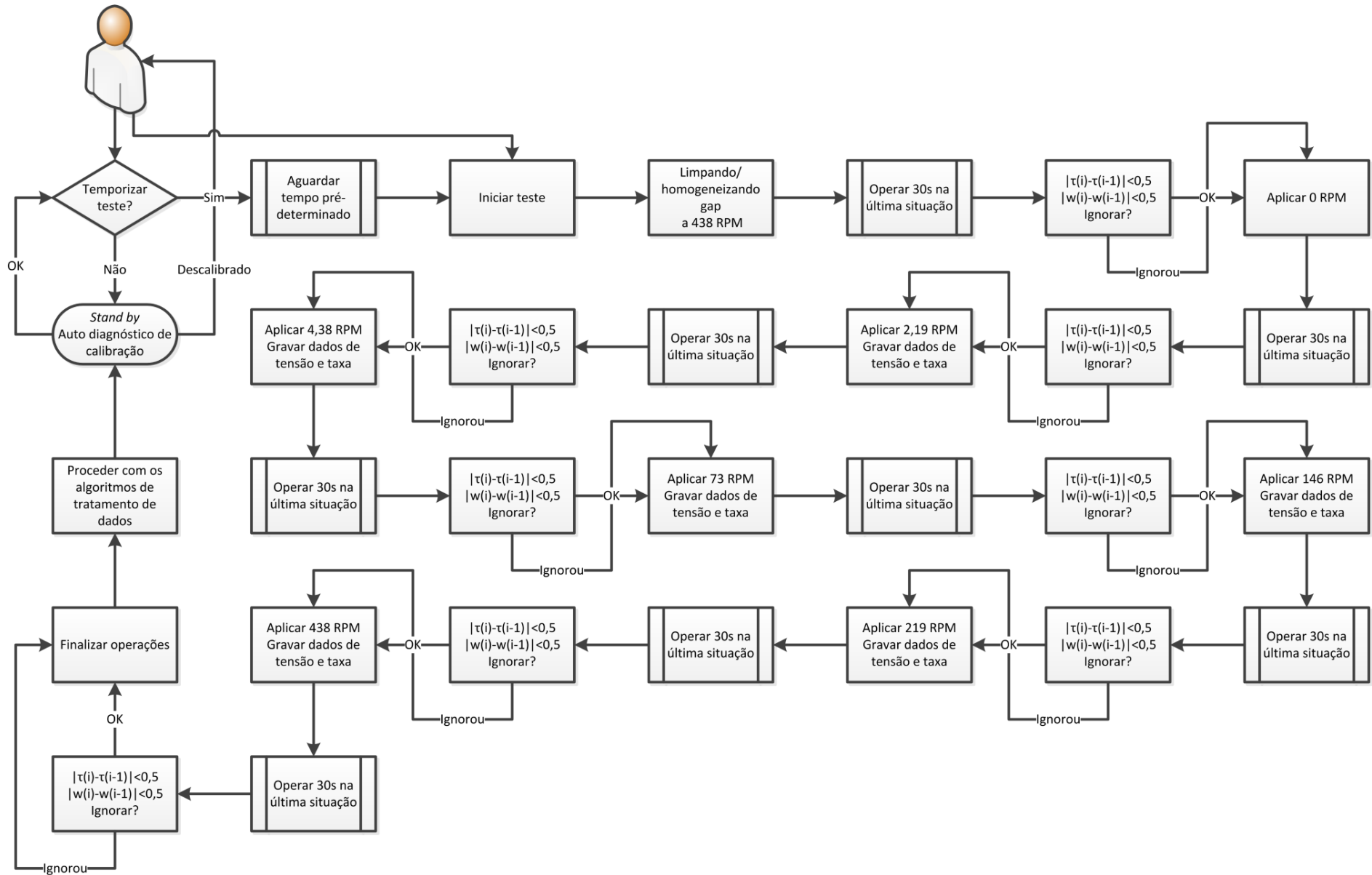


Figura 93. Fluxograma do algoritmo de administração do viscosímetro TT-100.

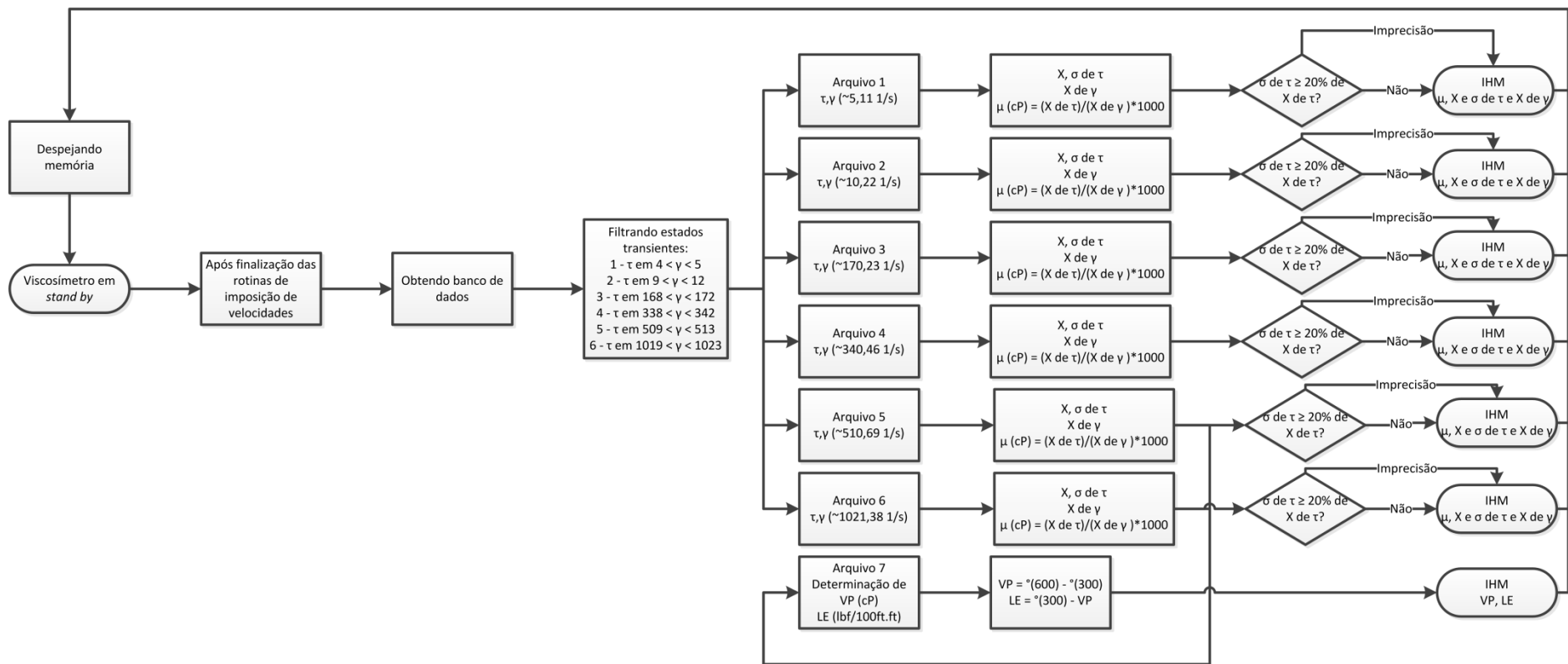


Figura 94. Fluxograma do algoritmo de tratamento de dados pós-teste de viscosidade

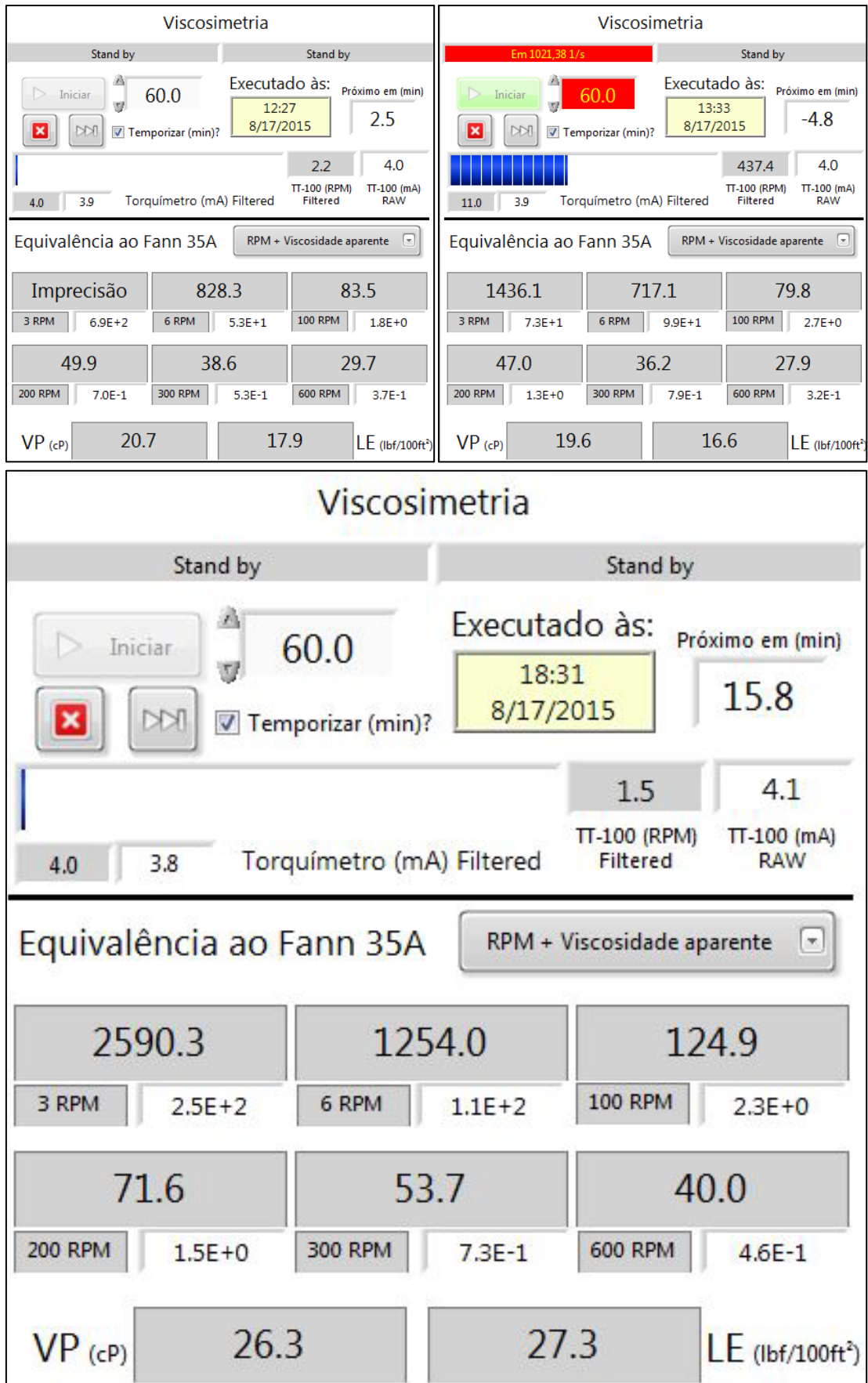


Figura 95. IHM da Viscosimetria em três momentos diferentes durante rotina de operação.

Na Figura 95 é possível observar que a medição foi imprecisa a três RPM, pois o desvio padrão (690 cP) estava acima de 20% do valor da média. Maiores detalhes sobre a classificação de “Imprecisão” será discutida a seguir. Já para medição feita às 13h33min não houve imprecisão, nem na medição feita às 18h31min. Foi dito anteriormente que o fluido recebeu, dado um momento do dia, uma correção da viscosidade. Este fato é corroborado nos resultados demonstrados na Figura 95. Além das viscosidades aparentes estarem maiores depois da 15h (momento em que foi vertido o agente viscosificantes ao tanque), a VP (viscosidade plástica) e o LE (limite de escoamento) tiveram significativos aumentos.

Maiores detalhes operacionais serão dados durante o esclarecimento das funções dos botões e controladores presentes na IHM da Figura 95.

- Botão “Iniciar”: Ao clicá-lo, o usuário dá início a um único ciclo de aferição da viscosidade aparente do fluido nas seis velocidades pré-definidas e imutáveis. O processo só pode ser interrompido se o botão “X” vermelho abaixo for pressionado. O botão “Skip”, ao lado do botão “X” é responsável por pular a etapa atual. As etapas são separadas por um temporizador de 30s mais um critério de convergência, como demonstrado no fluxograma da Figura 93. O botão “Skip” permite que o usuário ignore tanto o tempo quanto o critério de convergência das taxas e tensões, forçando o viscosímetro a prosseguir com o teste;
- Botão “Temporizar (min)” e entrada numérica (60): Semelhantemente como explicado na seção controle de *software*, este botão temporiza os testes de viscosimetria, fazendo com que automaticamente, a cada sessenta minutos, um teste seja executado. O intervalo de tempo pode ser mudado pelo usuário, porém o programa não aceitará intervalos menores que sessenta minutos, a fim de preservar o selo mecânico do viscosímetro. Ao lado desta entrada do usuário, quando “Temporizar” estiver selecionado, um contador regressivo aparece para informar em quanto tempo o próximo teste será executado. A fim informativo, um conjunto de selos mecânicos para reposição custa em torno de R\$ 5000,00, sendo que sua vida útil é uma função da quantidade de sólidos em suspensão. Quanto mais sólidos, maior o desgaste e menor a vida útil. Testes preliminares apontam experimentalmente um valor de aproximadamente 100 horas de vida útil utilizando fluidos de perfuração com carga média de 500 a 600 g de sólidos por litro de suspensão. Dessa forma, se cada teste dura em média 15 minutos, o custo médio por teste é de R\$ 12,50, contabilizando apenas o desgaste da peça mais sensível;
- Indicador “Executado às”: Indica a data completa do último teste executado;

- Barra horizontal “Torquímetro (mA) Filtered”: Indica visualmente o quanto da escala de deflexão angular já se alcançou. Auxilia ao operador checar se o viscosímetro está operando em fundo de escala (fluidos estão pouco viscosos) ou se está operando próximo ao topo de escala (fluido está muito viscoso). Existe uma lógica de segurança atrelada a esta barra. Se durante alguma etapa do teste se alcançar valores maiores que a deflexão máxima (fluido muito viscoso para a constante elástica do viscosímetro ou problemas de sólidos presos no *gap*), o algoritmo passa automaticamente para o próximo teste. Isso pode se repetir indefinidamente até que se chegue ao final do teste;
- Indicador “TT-100 (RPM) Filtered”: Indica o valor real do RPM do motor do viscosímetro. Trata-se do *feedback* do servoconversor;
- Indicador “TT-100 (mA) RAW”: Leitura do *loop* de corrente produzido pelo sensor de torque do mesmo sem nenhum tratamento antirruído. É neste número que se aplica o algoritmo de auto detecção de calibração. Ao longo do uso, o torquímetro pode se deslocar do zero, devido a impurezas ou sólidos que estão se acumulando no interior da câmara de medição. Desta forma, ele não mais apresentará o valor de 4 mA quando a velocidade do motor é nula. Um *pop up* será apresentado na tela avisando ao operador que há tal deslocamento (avisará se menor que 3,8 ou maior que 4,2 mA). É apenas um aviso que fica registrado no log da viscosimetria, o usuário poderá proceder com testes mesmo em situações como estas;
- Indicadores de etapa localizados acima do botão “Iniciar”: Informam textualmente em qual etapa do algoritmo o viscosímetro está operando. O indicador da direita é referente às etapas de medição (Figura 93), o da esquerda referente às etapas de tratamento de dados (Figura 94);
- Menu *pull down* referente às unidades dos resultados: Para facilitar a comunicação entre engenheiros e técnicos que podem estar acostumados a trabalhar com unidades diferentes, é possível, após todo o processo de aferição da viscosidade e tratamento dos dados gerados, escolher qual unidade deverá ser apresentada como resultado nos indicadores localizados na seção “Equivalência ao FANN 35A”. Essas unidades podem ser mudadas a qualquer momento depois do teste. O usuário poderá permutar entre as combinações de RPM ou taxa de deformação com tensão cisalhante, viscosidade aparente ou equivalência em graus ângulo. Desta forma, pode-se, por exemplo, checar o resultado em termos do par taxa/tensão, ou se o técnico estiver mais habituado, em termos de RPM/ângulo. A medida ângulo é calculada a partir da viscosidade



aparente. Significa calcular qual seria o ângulo de deflexão no viscosímetro FANN que proveria a mesma viscosidade lida no viscosímetro TT-100. É apenas usar as equações de viscosimetria de Machado no sentido “contrário”. Essa medida foi inserida pois muitos operadores, advindo de anos de experiência, já sabem quantificar se o fluido está adequado ou não a partir do ângulo lido, sem a necessidade de proceder nos cálculos transformando RPM em taxa e ângulo em tensão ou viscosidade aparente. VP e LE são unidades fixas e são correlações empíricas criadas para rapidamente qualificar um fluido, desta forma, não há escolha de unidades para estes dois parâmetros, ambos permanecem no sistema inglês praticado nos campos de perfuração;

- Indicadores dos resultados obtidos: Além da opção de escolher em qual unidade o resultado será exibido, o sistema pode de maneira automática dizer “imprecisão” ao invés de um resultado numérico. Isso ocorre toda vez que o desvio padrão durante os testes for maior que 20% da média da unidade escolhida. Por exemplo, após os testes o usuário escolhe receber o resultado na combinação taxa/viscosidade aparente. Nos blocos maiores cinza estarão os resultados de viscosidade aparente (ou tensão ou ângulo), nos blocos cinza menores localizados abaixo destes estarão a taxa (ou RPM) e nos blocos pequenos brancos estarão os desvios padrões encontrados respectivamente em cada velocidade. Suponha-se que o fluido apresentou 1500 cP a  $5,11 \text{ s}^{-1}$ , que é um valor comum para fluidos de perfuração, mas se o desvio padrão dos dados acumulados durante esta taxa foi de 350 cP, ao invés do valor da viscosidade, aparecerá a palavra “imprecisão”. Isso porque 350 cP é 23,34 % da média. Esse algoritmo foi criado para que não se reporte valores inadequados, evitando criar confusão em pessoas com menor grau de formação. Por vezes, podem ocorrer altos desvios padrões nas médias de tensão e taxa devido a flutuações randômicas durante as medições. Exemplos: perturbações elétricas, ruídos, acúmulo momentâneo de sólidos, heterogeneidades no fluido, efeitos de escorregamento; são alguns motivos que podem fazer com que o sensor de torque varie suas medições sem que haja variação da velocidade do motor do viscosímetro. São perturbações inerentes às características dos fluidos com que se trabalha e às complexidades de se medir reologia em linhas hidráulicas “vivas”. Pela experiência, é comum fluidos de perfuração com longo histórico de cisalhamento apresentarem “imprecisão” durante as duas primeiras velocidades. Os longos períodos de cisalhamento tendem a degradar os polímeros que dão as características viscosas e tixotrópicas típicas dos fluidos de perfuração. Como consequência, a curva reológica tende a ser mais linear e com menores índices de consistência, assim como os efeitos gelificantes também tendem a diminuir. Isso torna a leitura em baixas rotações mais difíceis, já que o elemento sensor de torque funciona praticamente em fundo de escala.

### 4.3.5. Algoritmos da “Estabilidade elétrica”.

Nesta seção o usuário controla o início dos testes de estabilidade elétrica. No zoom da IHM (Figura 96) apresentada na Figura 78 é possível notar o aviso “Teste será habilitado quando o fluido for base óleo”. Esta condição foi posta como medida de segurança a operadores inadvertidos, pois não há razão em aplicar este teste em outros tipos de fluidos a não serem os de base sintética.

O sistema de classificação do fluido é automático, baseado em regras heurísticas criadas a partir da experiência do autor. Como a UMPC possui uma série de sensores lendo as propriedades do fluido em tempo real, a partir de um algoritmo de enquadramento de condições, é possível criar um sistema automatizado que é capaz de discernir quando o fluido é água pura, óleo puro (parafina), escoamento bifásico, fluido de perfuração base água, base sintética ou quando a tubulação está cheia de ar (vazia). Caso nenhuma das condições prévias se enquadre, o algoritmo reportará “Fluido não identificado”. O resultado é demonstrado ao operador no indicador textual localizado acima da viscosimetria. Desta forma, somente quando o sistema detectar “Fluido base óleo” é que a interface para o teste de estabilidade elétrica ficará disponível. Na Figura 96 pode ser observada a comparação da interface desabilitada com a interface habilitada.

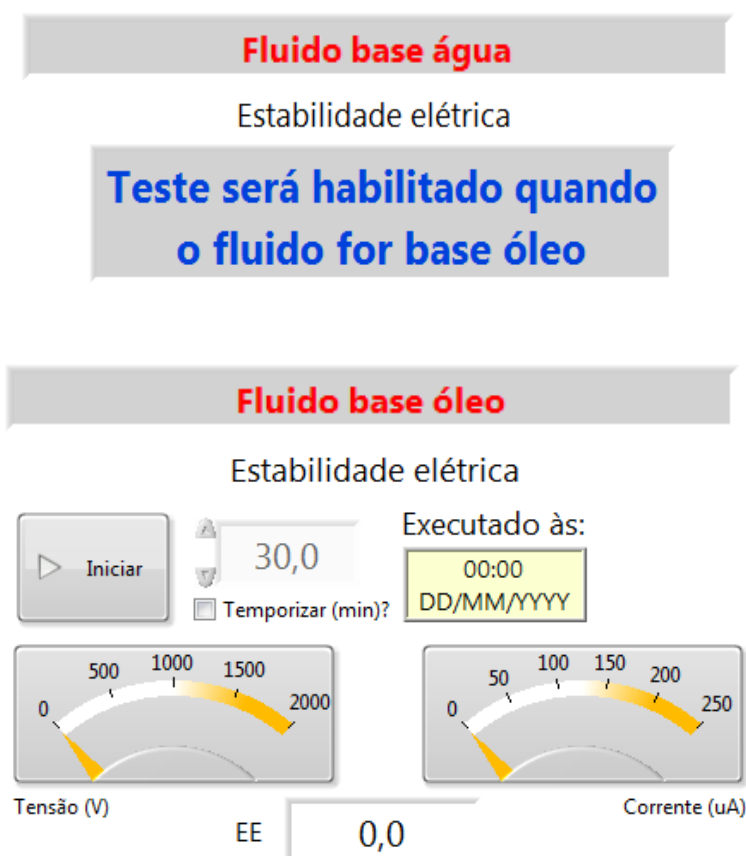


Figura 96. Acima sistema em detecção de fluido base água, abaixo, sistema em detecção de fluido a base óleo.

O algoritmo de autoclassificação dos fluidos funciona obedecendo ao fluxograma descrito na Figura 97.

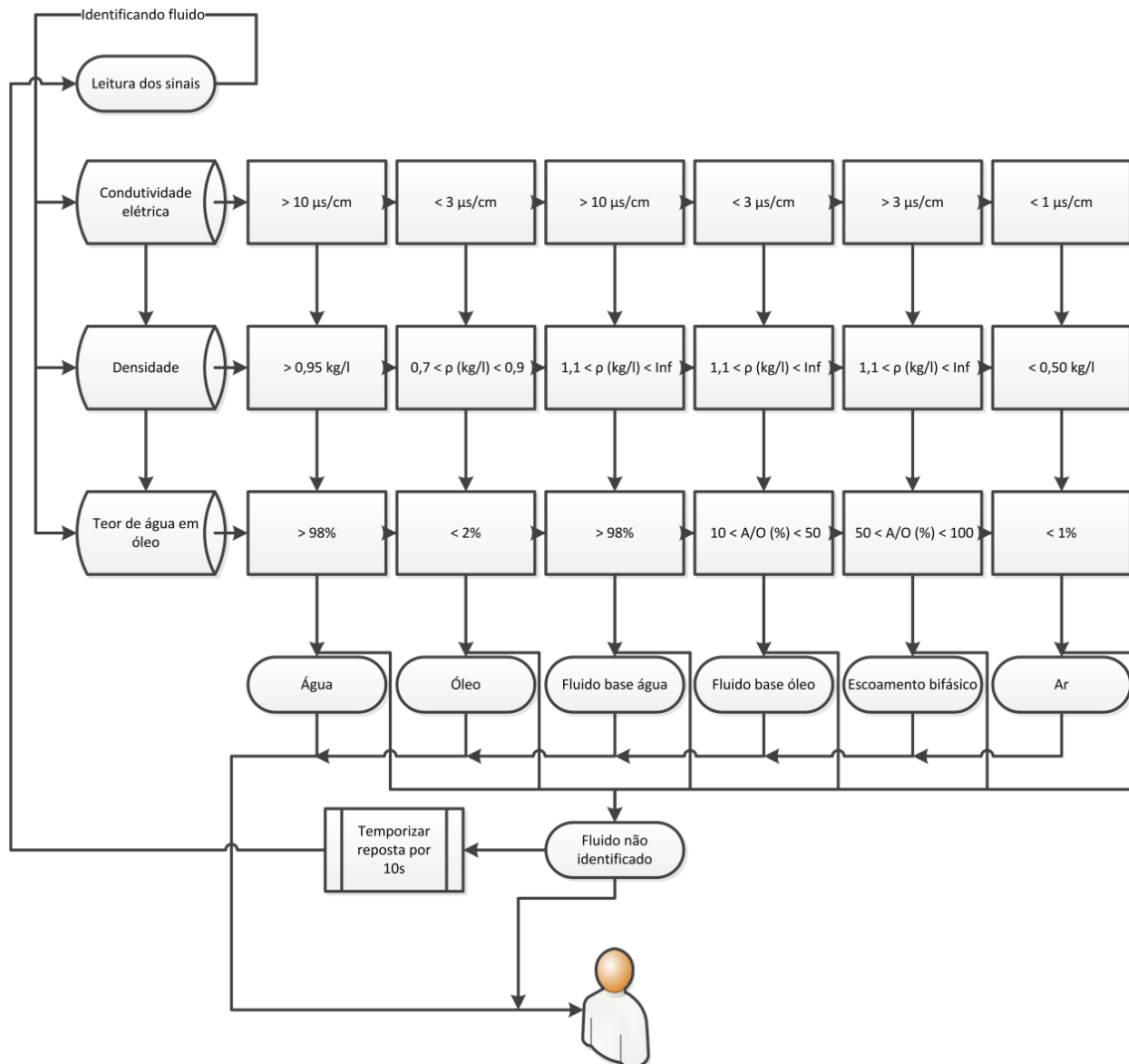


Figura 97. Fluxograma do algoritmo de autoclassificação dos fluidos

O sistema usa dados de densidade, teor de água em óleo e condutividade elétrica para classificar o fluido quanto água, óleo, fluido a base de água, fluido a base de óleo, escoamento bifásico ou ar. Cada fluido dito possui propriedades que são mapeáveis e estáveis. Por exemplo, água terá densidade sempre próxima a 0,98 kg/l, condutividade elétrica entre 10 e 80  $\mu\text{S}/\text{cm}$  e teor de água em óleo quase 100%. É possível observar que os fluidos classificados possuem propriedades tão distintas que é possível discerni-los somente aferindo estas propriedades. Na prática, o algoritmo da Figura 97 fornece uma resposta ao operador de que tipo de fluido está passando pela UMPC baseado no enquadramento das propriedades físico químicas listadas. Caso o fluido não se enquadre em nenhuma das faixas concomitantemente, é dito fluido não identificado. A cada 10 segundos uma varredura é feita para atualizar o *status* do tipo de fluido em bombeamento. Uma vez classificado como base óleo, a interface que está à esquerda da

Figura 96 desaparecerá dando lugar à interface à direita da mesma figura. Os botões e indicadores tem a seguinte função:

- Botão “Iniciar”: Inicia o teste de estabilidade elétrica, num único ciclo. O teste obedece aos mesmos preceitos técnicos e metodologia do teste em bancada;
- Botão “Temporizar”: Temporiza para que o teste seja feito a cada 30 minutos. Esse tempo é ajustável, porém 30 minutos é o intervalo mínimo aceito pelo programa. Ao clicar neste botão um contador regressivo determinando o tempo remanescente para o próximo teste aparecerá da mesma forma que descrito na viscosimetria.
- Indicador “Executado às”: Informa a data completa do último teste.
- Indicadores “Tensão (V)” e “Corrente ( $\mu\text{A}$ )”: Indicam em tempo real o valor da tensão elétrica sendo aplicada no seio do fluido e a resposta da corrente alcançada a cada valor de tensão.
- Indicador numérico “EE”: indica o valor da estabilidade elétrica (valor de tensão cuja corrente correspondente foi de  $61 \mu\text{A}$ ).

O algoritmo completo do teste pode ser observado no fluxograma da Figura 98.

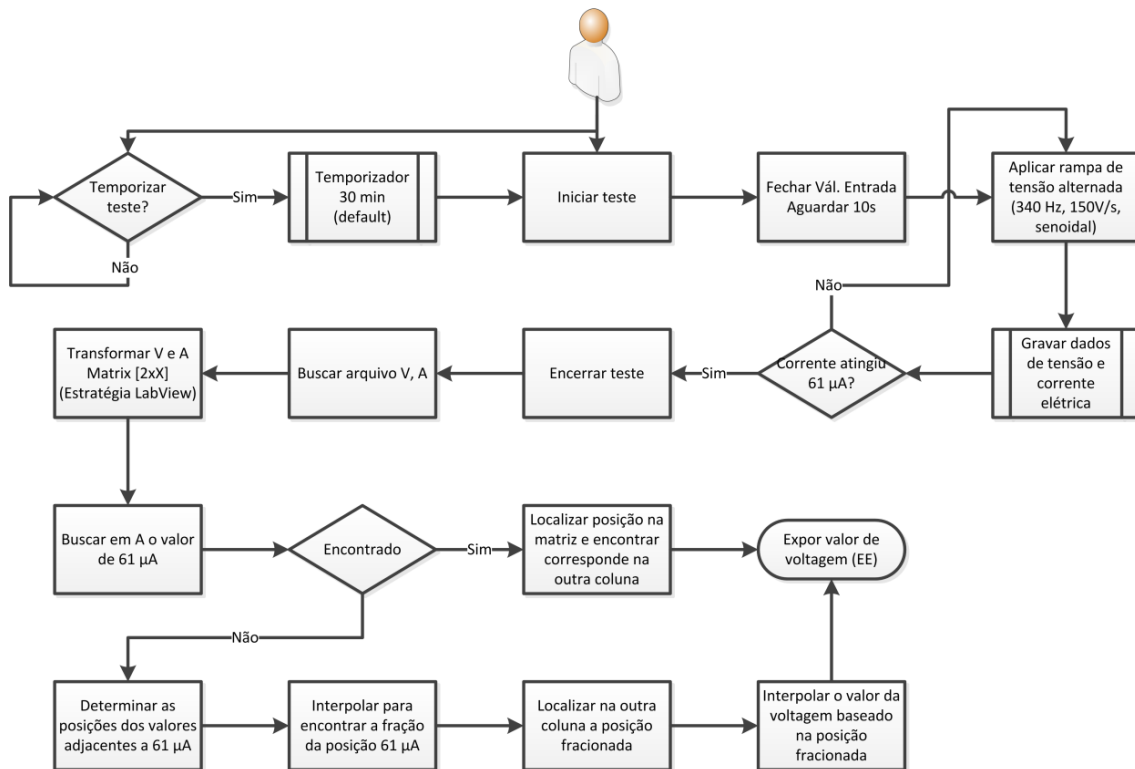


Figura 98. Fluxograma do algoritmo de testes de estabilidade elétrica.

Em linhas gerais, o fluxograma da Figura 98 demonstra uma metodologia parecida com aquela usada para os testes de viscosidade. Primeiro controlar a ação sobre o fluido, grava a resposta e em seguida tratar os dados. O que se faz na prática para os testes de estabilidade elétrica é aplicar a rampa de tensão elétrica, monitorar a corrente gerada gravando o par tensão/corrente, em seguida tratar os dados seguindo um algoritmo de interpolação. Vide fluxograma para maiores detalhes.

Como resultado típico, um fluido de perfuração base óleo teve sua estabilidade elétrica monitorada durante várias horas de operação, semelhantemente como foi feito com o fluido de perfuração de base aquosa. O zoom da IHM da “Estabilidade Elétrica” durante funcionamento pode ser visto na Figura 99.



Figura 99. Zoom na IHM da “Estabilidade Elétrica” e funcionamento.

Na Figura 99 é possível verificar que um teste foi executado às 10h04min (vide região superior da figura), e que a resposta foi de 727,6 volts. Ainda nesta região, é visto que outro teste foi manualmente requerido e está em andamento, já que o botão “Iniciar” foi pressionado tornando-se “Cancelar”. Neste teste em andamento a voltagem está em quase 500 volts e a corrente ainda apresenta valores próximos à zero. Já na região inferior da Figura 99 é demonstrado como a interface se comporta quando existe agendamento de testes. Às 10h28min um teste foi executado, estando outro agendado para daqui a 29,9 minutos. Caso o usuário esteja interessado em conhecer os valores de estabilidade elétrica em testes passados, ele deve acessar o “histórico de estabilidade elétrica”.

### 4.3.6. Algoritmos do “Controle do Container”

O algoritmo do controle do container segue a lógica descrita no fluxograma apresentado na Figura 100.

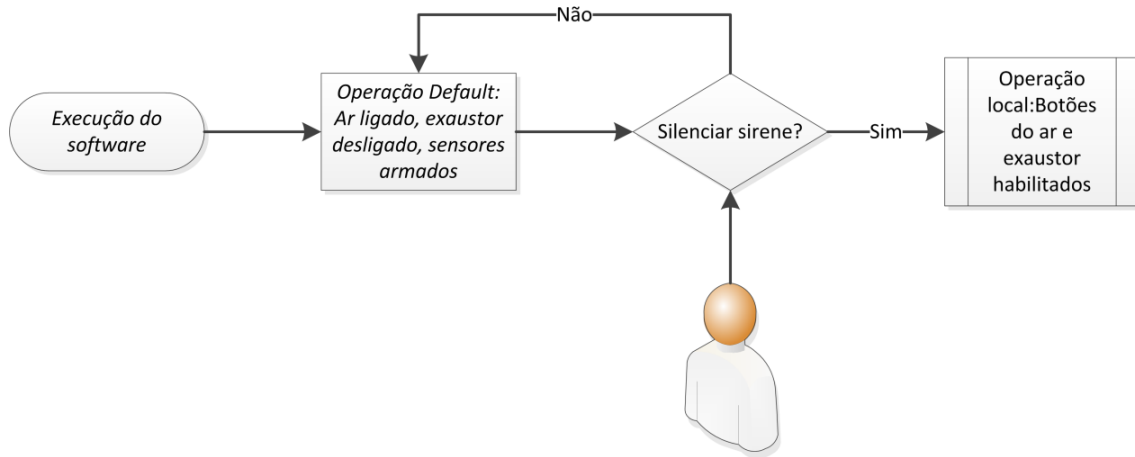


Figura 100. Esquema da lógica disponível para controle da segurança e climatização do container.

O algoritmo descrito no fluxograma da Figura 100 deu origem à IHM descrita na Figura 78, cujo zoom pode ser visto na Figura 101.

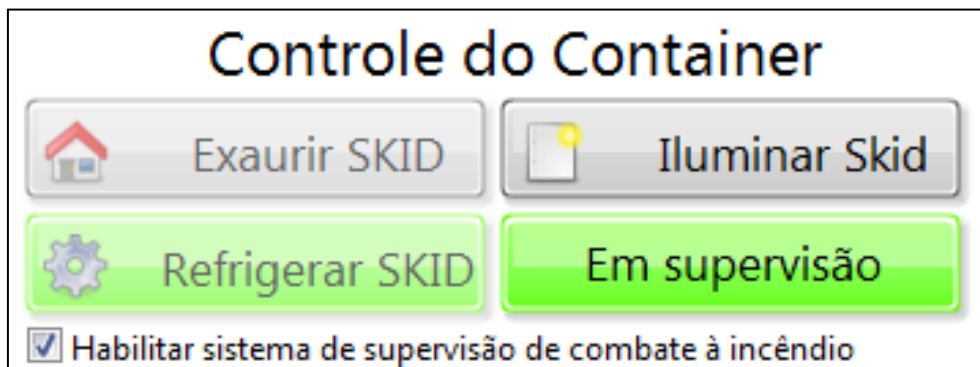


Figura 101. Zoom em “Controle do Container”.

Ao executar o sistema supervisório, automaticamente o ar condicionado é ligado, o exaustor permanece desligado e o sistema supervisório habilita a entrada dos sinais dos sensores de fumaça, calor, presença e gases inflamáveis por meio do botão “Habilitar sistema de supervisão...”. Para confirmar que o sistema está sob supervisão, um sinal visual aparece abaixo do botão “Iluminar *skid*”. Se o usuário desabilitar o sistema de supervisão, o programa ignora os dados dos sensores e habilita o botão do ar condicionado para ser ligado e desligado. É também neste botão que o usuário irá silenciar a sirene de emergência após algum evento. O botão do exaustor funciona sempre ao contrário do ar, por isso que basta apenas a liberação do botão do ar condicionado. Se ligar o ar, o exaustor automaticamente será desligado, se desligar o ar, o exaustor será ligado. Se o usuário quiser obter o controle total sobre estes dois

equipamentos, ele deverá ir ao quadro de distribuição e virar a manopla de “Automático” para “Manual”. Desta forma, o comando do ar e exaustor passa a ser nos botões locais, e não mais pelo *LabView*. O botão iluminação é independente de qualquer lógica, podendo ser acessado a qualquer momento.

#### 4.3.7. Algoritmos do “Controle Operacional – Retro lavagem”.

Nesta seção o usuário poderá executar as operações de retro lavagem. O controle da vazão da retro lavagem é feito em malha aberta, manipulada por meio do RPM da bomba interna. Existe um indicador para identificar a pressão de descarga da bomba interna, por questões de segurança. Caso a pressão da retro lavagem exceda 10 bares, a bomba se auto desliga e sugere ao operador que algum entupimento ocorreu na linha, já que a perda de carga do circuito hidráulico, mesmo na máxima vazão, não chegaria a este valor. Na Figura 102 pode ser observada as IHMs (em zoom) da parte da “Retro lavagem”, uma em operação de limpeza (acima) e outra não (abaixo).

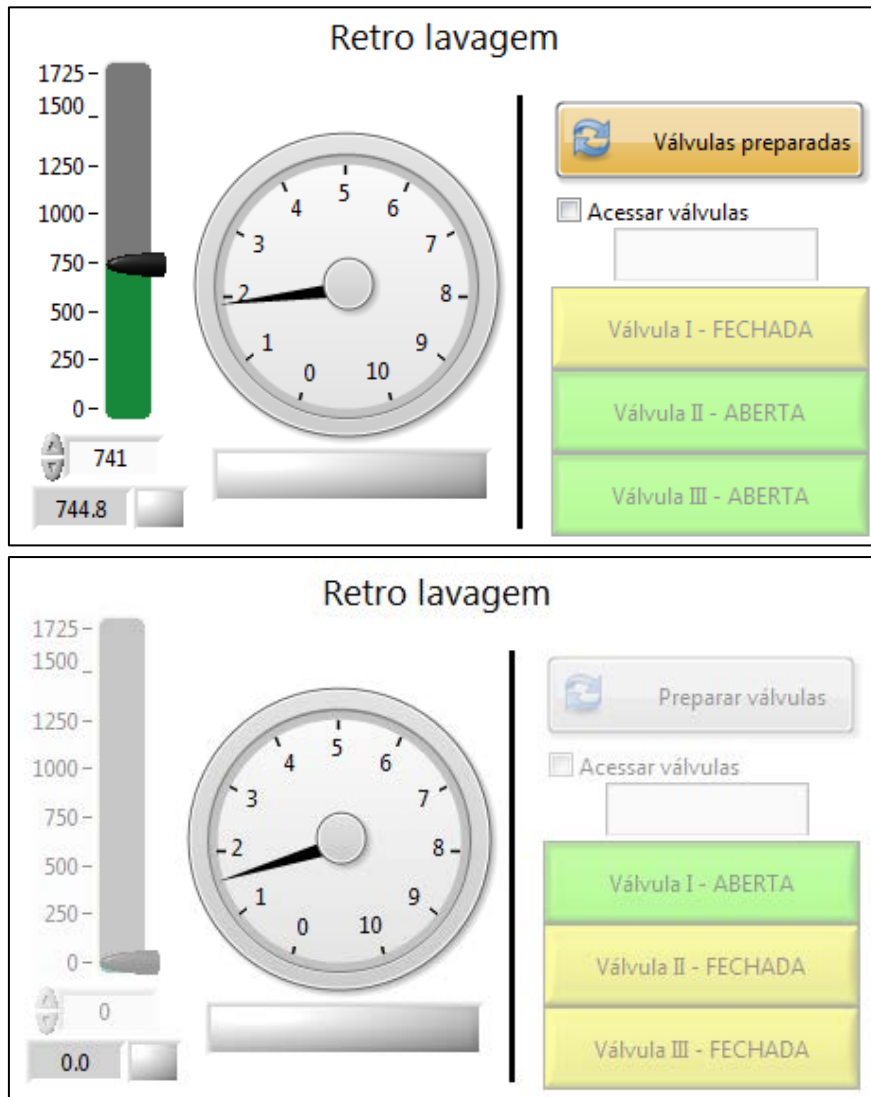


Figura 102. Zoom em “Retro lavagem”.



Para iniciar a operação de retro lavagem, basta o usuário pressionar o botão “Preparar válvulas”. O sistema hidráulico possui três válvulas automáticas para direcionamento de fluxo. Como modo *default*, o botão de retro lavagem está desligado e as válvulas I, II e III estão respectivamente aberta, fechada e fechada. Se o botão “Preparar válvulas” for apertado, as válvulas se invertem de posição e a manipulação da bomba interna é liberada ao usuário, dez segundos após a válvula de entrada se fechar e a válvula de *by pass* se abrir. Assim, a operação de retro lavagem pode ser feita sem que haja a interrupção do bombeio do fluido de perfuração. Isto é desejável, pois longos períodos sem bombeio do fluido podem incorrer em depósitos de sólidos ao longo das tubulações externas à UMPC.

Na Figura 103 pode ser observado o esquema hidráulico da UMPC para elucidação dos possíveis caminhos formados a partir da manipulação das aberturas das válvulas I, II, III e das válvulas de entrada e *by pass*.

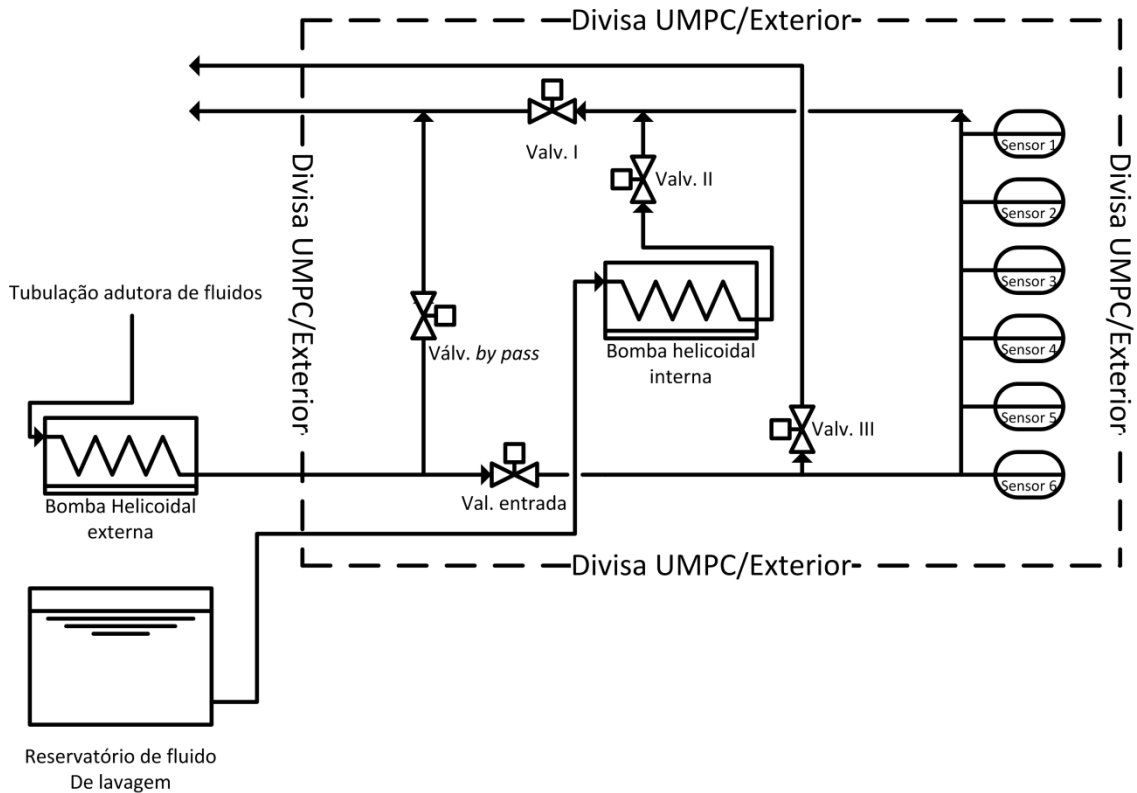


Figura 103. Esquema hidráulico simplificado das linhas hidráulicas da UMPC. Enfoque no sistema de retro lavagem.

Vide Figura 104 e Figura 105 para detalhes das válvulas instaladas e bomba de retro lavagem na UMPC.

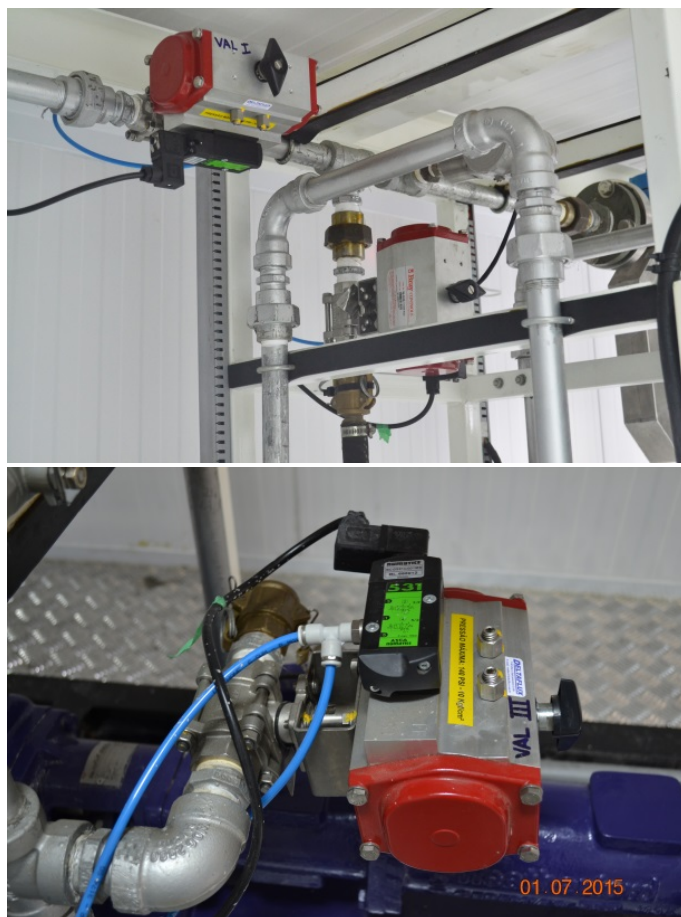


Figura 104. Foto das válvulas I e II, acima e respectivamente. Foto da válvula III, abaixo.



Figura 105. Foto Bomba instalada para retro lavagem no interior da UMPC

#### 4.3.8. Resultados dos módulos de *software* criados para acessar o histórico da viscosimetria e estabilidade elétrica

Em última etapa, demonstram-se dois módulos de *software* criados para acessar os históricos dos testes de viscosimetria e estabilidade elétrica, já que seus respectivos resultados na tela são sempre referentes ao último teste. Os programas consistem basicamente em plotar o histórico da grandeza de interesse em função da sua frequência de ocorrência.

O usuário deve primeiramente selecionar o arquivo que contém o banco de dados de interesse, clicando no botão procurar arquivo. O *Windows* abrirá uma janela já na localidade do disco rígido onde o banco de dados está criado. O usuário poderá escolher o arquivo de qualquer data. Depois de selecionado o arquivo desejado, um próximo *pop up* é aberto para o usuário escolher o arquivo que contém informações complementares dos testes, como data e hora dos testes realizados naquele dia, comentários gerais etc.. Após, o indicador abaixo do botão “Procurar arquivo” se tornará amarelo com o dizer “Executando dados”. Isso significa que o programa está importando os dados dos arquivos para a memória volátil do *loop*. Após importados, automaticamente o segundo botão indicador abaixo se tornará verde com os dizeres “Executando gráficos”. Ao término, o gráfico será traçado no espaço à direita, assim como serão listados todos os horários em que os testes foram feitos no dia em questão. Também são listados os pontos discretos do gráfico, sendo os pontos do eixo da abscissa listadas na primeira coluna na matriz presente no espaço Logs, e os pontos da ordenada na segunda coluna. Por fim, são listados os valores de VP e LE encontrados para cada teste, sequencialmente, na matriz encontrada no espaço VP e LE. A unidade usada no eixo das ordenadas para traçar o gráfico será aquela escolhida previamente na IHM da UMPC, no eixo da abscissa será a frequência dos dados.

Será dado um exemplo para elucidar o porquê do eixo da abscissa ser a frequência de ocorrência de dados. Se fosse utilizado as variáveis RPM ou taxa, os gráficos seriam plotados sobrepostos. Dependendo do número de corridas executadas no dia em avaliação, o entendimento ficaria dificultado. Imagina-se que o arquivo escolhido para acessar o histórico das corridas de viscosidade contenha dez testes. O programa plotará a viscosidade (ou tensão ou ângulo) aferida na primeira taxa da primeira corrida em par com o número “1”, a segunda viscosidade na segunda taxa da primeira corrida com o número “2”, a terceira com o número “3” e sucessivamente. Ao chegar à última viscosidade, a mesma será plotada com o número 6 na abscissa, esse é a última viscosidade da primeira corrida. A seguir, seria plotada a primeira viscosidade aferida na primeira taxa do segundo teste com o número “7”, a segunda viscosidade da segunda taxa da segunda corrida com o número “8” e assim sucessivamente. Desta forma, ao final o usuário teria 60 pontos em ciclos de seis em seis. Como cada ciclo de seis pontos possui uma hora específica do dia, observando o gráfico junto com o “Histórico dos testes realizados” é possível discernir com facilidade a tendência reológica do dia.

Na Figura 106 é demonstrado a IHM do *software* para visualização do histórico da viscosimetria e na Figura 107 um resultado típico durante um dia de testes.

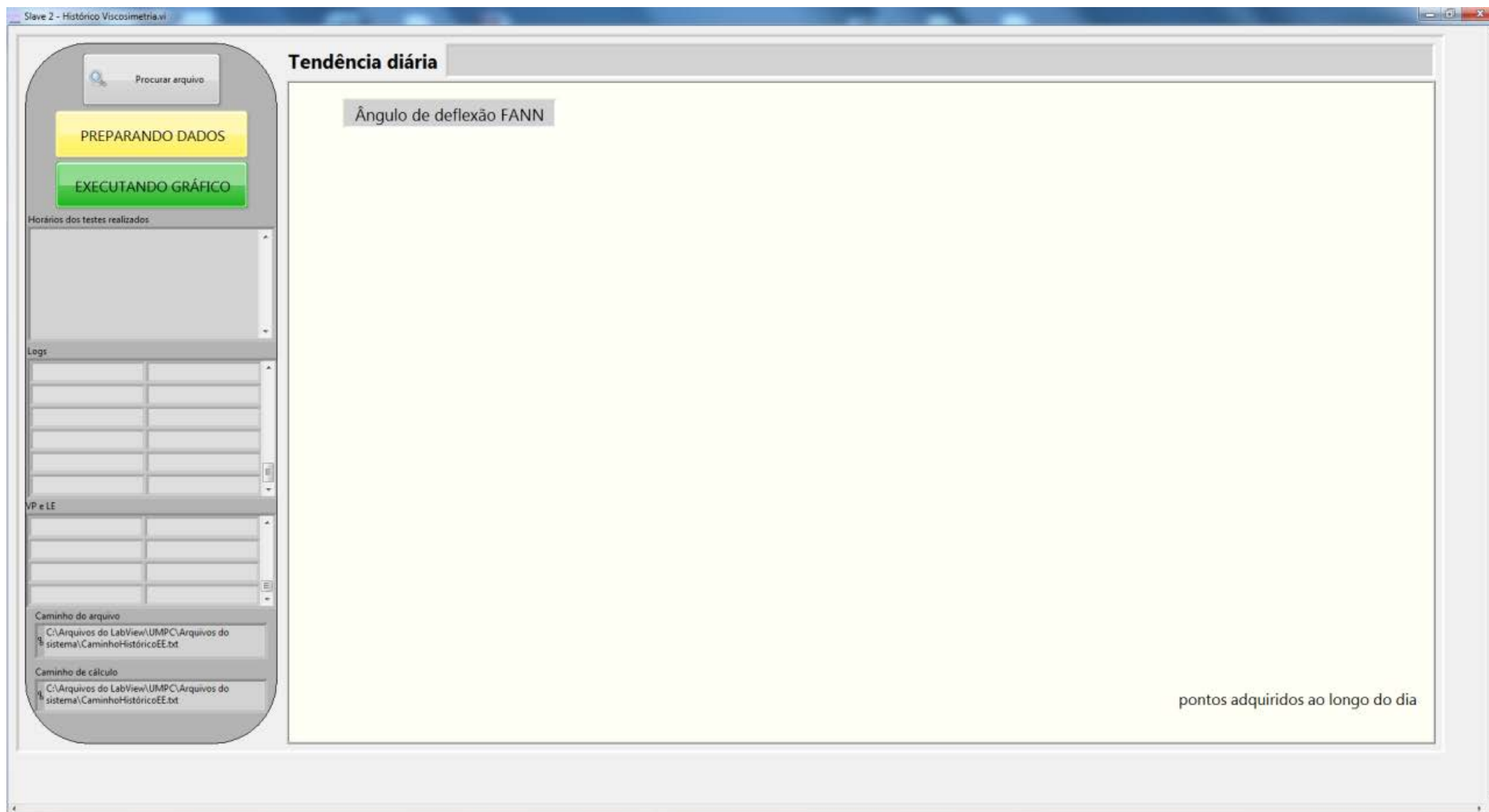


Figura 106. IHM do *software* desenvolvido para acessar o histórico de viscosidade aparente.

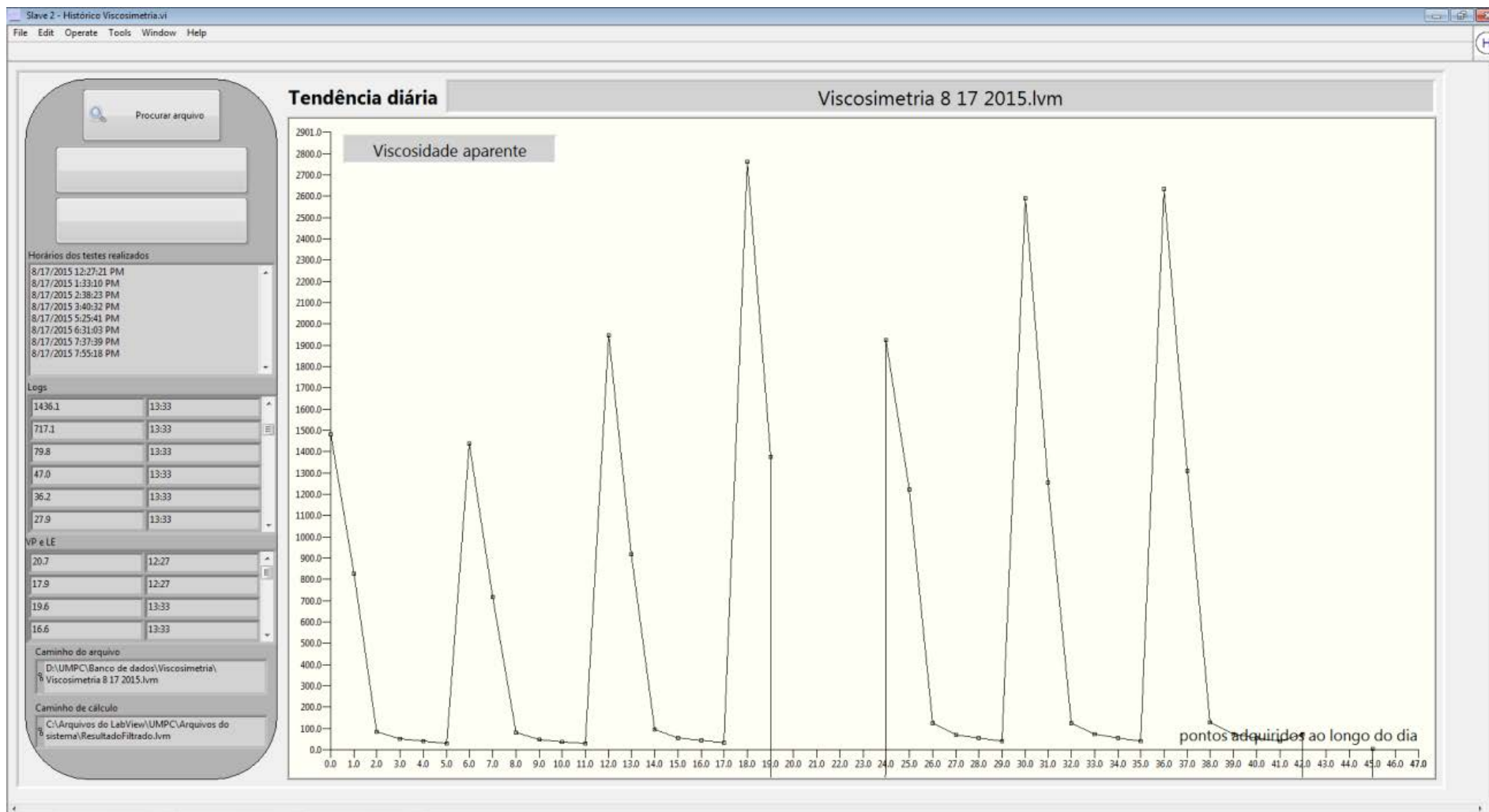


Figura 107. Histórico de viscosimetria obtido a partir dos testes executados durante o dia 17/8/2015 com fluido de perfuração de base aquosa.

À direita é possível observar que foram feitos oito testes em horários distintos, em sua maioria com um intervalo de uma hora. Abaixo estão todos os pontos discretos no gráfico que podem ser acessados usando a barra de rolagem, assim como os VP e LE calculados. Cada ponto discreto tem consigo o horário, para que seja fácil identificar no gráfico os horários dos testes. O fluido em questão recebeu correção de viscosidade, o que pôde ser observado. Ao longo do teste, o fluido ficou cada vez mais viscoso. Apesar da viscosidade aparente está plotada contra “frequência”, é possível discernir que o fluido é pseudoplástico. Como dito anteriormente, é claro também diferenciar os testes reológicos pelas formas geométricas características que cada conjunto de seis pontos fazem. Percebem-se no meio do gráfico e ao final, pontos com tendência negativa, na verdade foram testes pré-agendados de limpeza, feitos respectivamente durante a retro lavagem e o colchão lavador, ao final do dia.

Exatamente da mesma forma funciona o histórico da estabilidade elétrica. Mas como o teste gera apenas um dado, na estabilidade elétrica cada ponto é um teste propriamente dito. Na Figura 108 é demonstrada a IHM do *software* com os resultados aferidos durante operação com um fluido a base oleosa. Nesta figura é possível observar que ao todo, durante o dia de teste, foram feitos 29 ensaios de estabilidade, distante cada um 30 minutos aproximadamente. Observa-se que a estabilidade elétrica do fluido em questão sofreu um aumento durante as primeiras horas de operação e depois se manteve estável entre 800 e 850, com alguns pontos em exceção. O aumento inicial é natural decorrente do cisalhamento constante que contribuiu para a melhoria da homogeneidade da emulsão, uma vez que o fluido de perfuração oleoso estava em estoque, estático, há alguns meses.

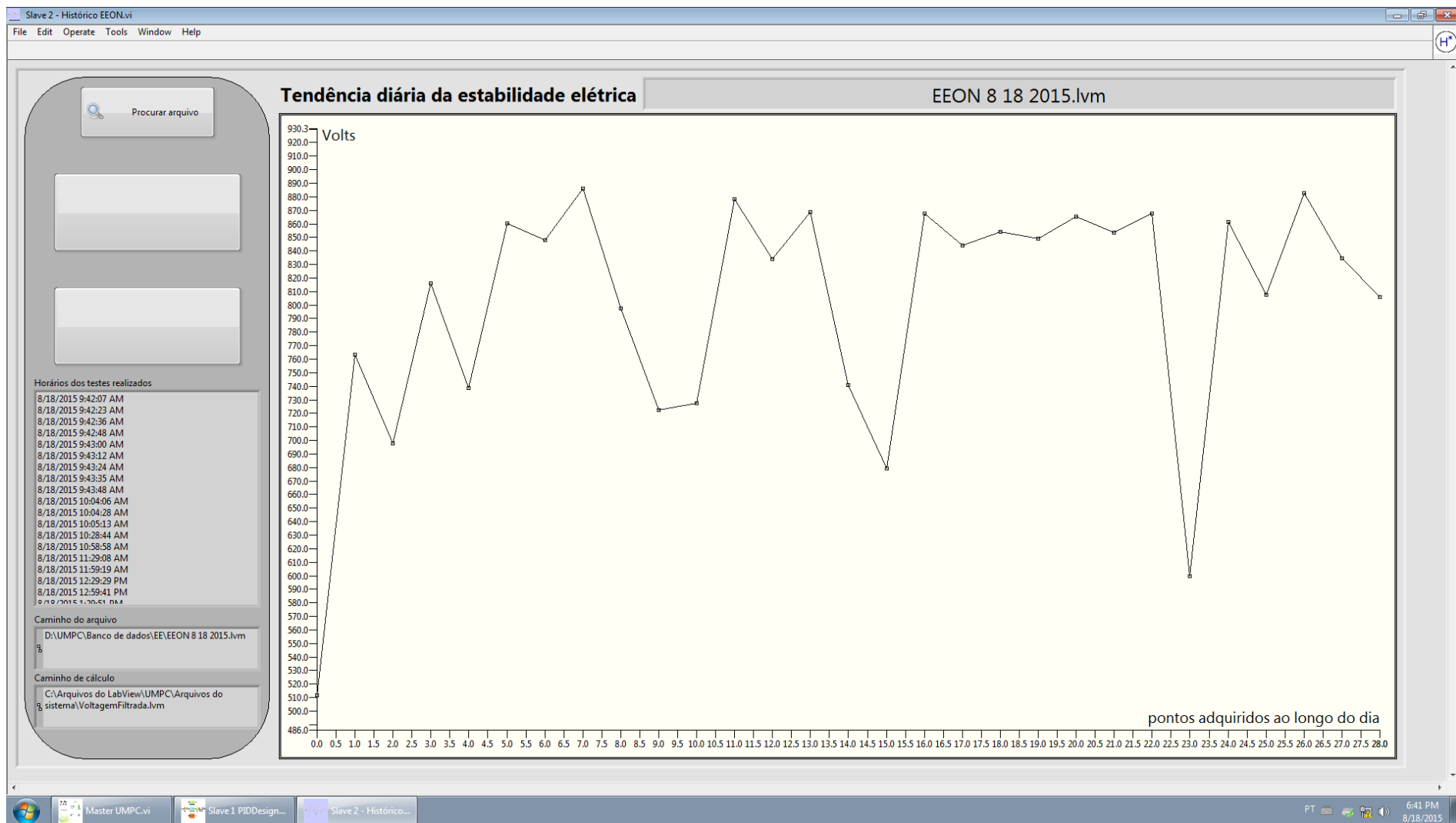


Figura 108. Histórico de estabilidade elétrica obtido a partir dos testes executados no dia 18/8/2015 com fluido de perfuração de base oleosa.



### 4.3.9. Resultado da interface criada para conexão de clientes remotos

A primeira menção feita à conectividade remota foi na Figura 62 e depois na Figura 63. Nesta seção serão dados maiores detalhes sobre o algoritmo que torna capaz tal capacidade.

Foram criadas duas maneiras de conectividade remota, uma utilizando um aplicativo compatível com sistema operacional *Android 4+*, fornecido pela própria *National Instruments*, chamado *Data Dashboard*, disponibilizado na loja da Google. Neste aplicativo, foram criadas duas interfaces personalizadas. Uma das interfaces possui somente privilégios de usuário, assim somente é possível visualizar as entradas remotas. A outra possui privilégios de administrador, contendo algumas funções de controle. A conexão entre o aplicativo e o computador *host* se dá por uma ferramenta nativa do *LabView®* chamada *Shared Variable Engine (SVE)*, que funciona a nível de ambiente operacional.

A outra forma utilizada por este trabalho para visualizar remotamente os dados da UMPC foi por meio da ferramenta *remote panel*, também intrínseco ao *LabView®*. Neste serviço o *LabView* cria, a partir da IHM, uma foto cópia da tela e a posta em forma de HTML, num endereço específico de IP, em uma determinada porta (sob protocolo TCP). Essa foto cópia se atualiza em tempos pré-determinados, este trabalho utilizou um intervalo de cinco segundos.

Na Tabela 7 são demonstradas as ferramentas utilizadas para criar a conectividade remota à IHM da UMPC, bem como suas capacidades, vantagens e desvantagens.

Tabela 7. Informações sobre as capacidades de cada ferramenta para conexão remota de clientes à IHM.

Ferramenta	Aplicativo?	<i>Android / iOS / Outros</i>	Intranet / Internet	Supervisão / Controle
<i>Data Dashboard</i>	SVE	✓ / ✓ / ⊗	✓ / ⊗	✓ / ✓
	WS <sup>57</sup>		✓ / ✓	✓ / ✓
Remote Panel	<i>Embedded</i>	✓ / ✓ / ✓	✓ / ✓	✓ / ✓
	<i>Monitor</i>		✓ / ✓	✓ / ⊗

Na Figura 109 são apresentadas duas telas da IHM criada no aplicativo *Data Dashboard*, para a versão usuário.

<sup>57</sup> *Web Service* – Outro serviço disponibilizado no *Data Dashboard*, além da SVE (*Shared Variable Engine*).

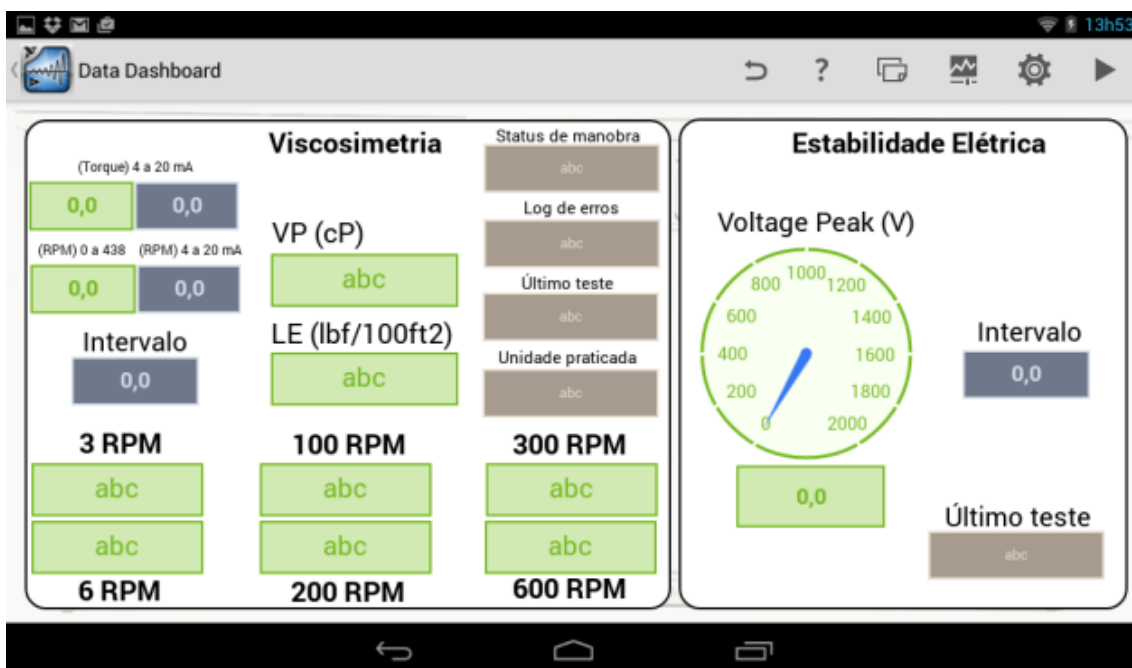


Figura 109. Imagem da tela inicial da IHM criada para uso do usuário no *Data Dashboard*, rodando em ambiente *Android 4.2.2* em Tablet, acima. Abaixo uma tela subsequente ao deslizar para o lado no aplicativo.

Já na Figura 110 são apresentadas as mesmas duas telas da figura anterior, porém na versão administrador.

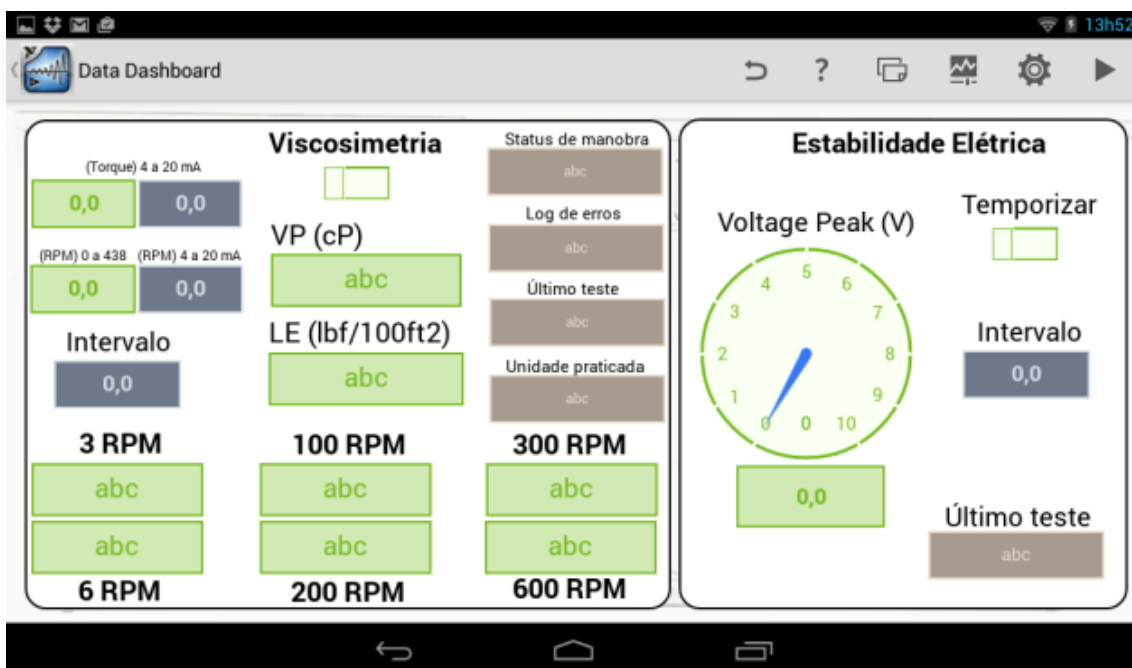
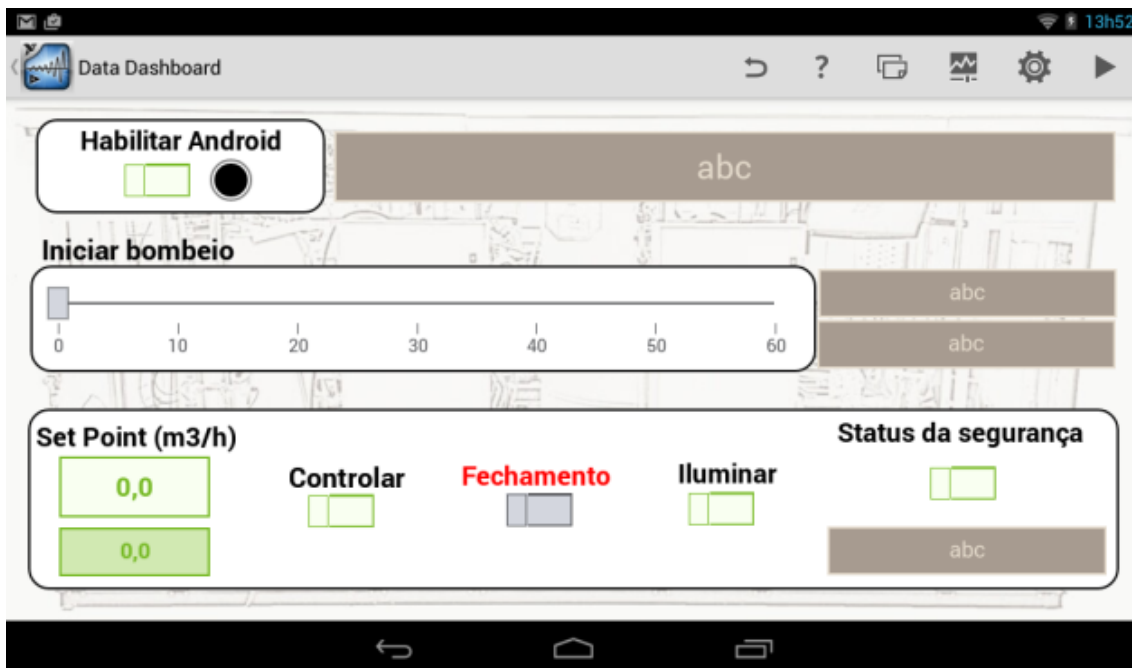


Figura 110. Imagem da tela inicial da IHM criada para uso do administrador no *Data Dashboard*, rodando em ambiente *Android 4.2.2* em Tablet, acima. Abaixo uma tela subsequente ao deslizar para o lado no aplicativo.

Concernente ao método de conexão via *remote panel*, é demonstrada na Figura 111 a foto do usuário conectado ao computador *host* utilizando o *Browser* de um PC (acima) e o *Browser* de um *smartphone* (abaixo).

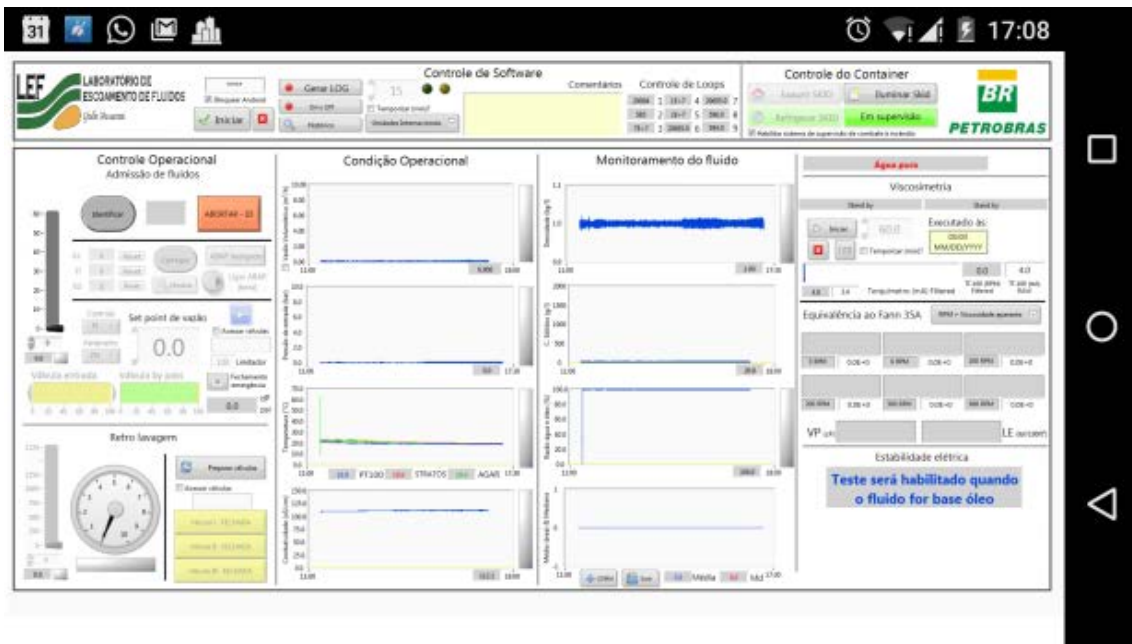


Figura 111. Usuário conectado ao computador *host* via *Browser* de uma PC (acima) e via *Browser* de um *smartphone* (abaixo).

Na Figura 112 pode ser observado o fluxograma com maiores detalhes a respeito da interface de conexão remota a clientes.

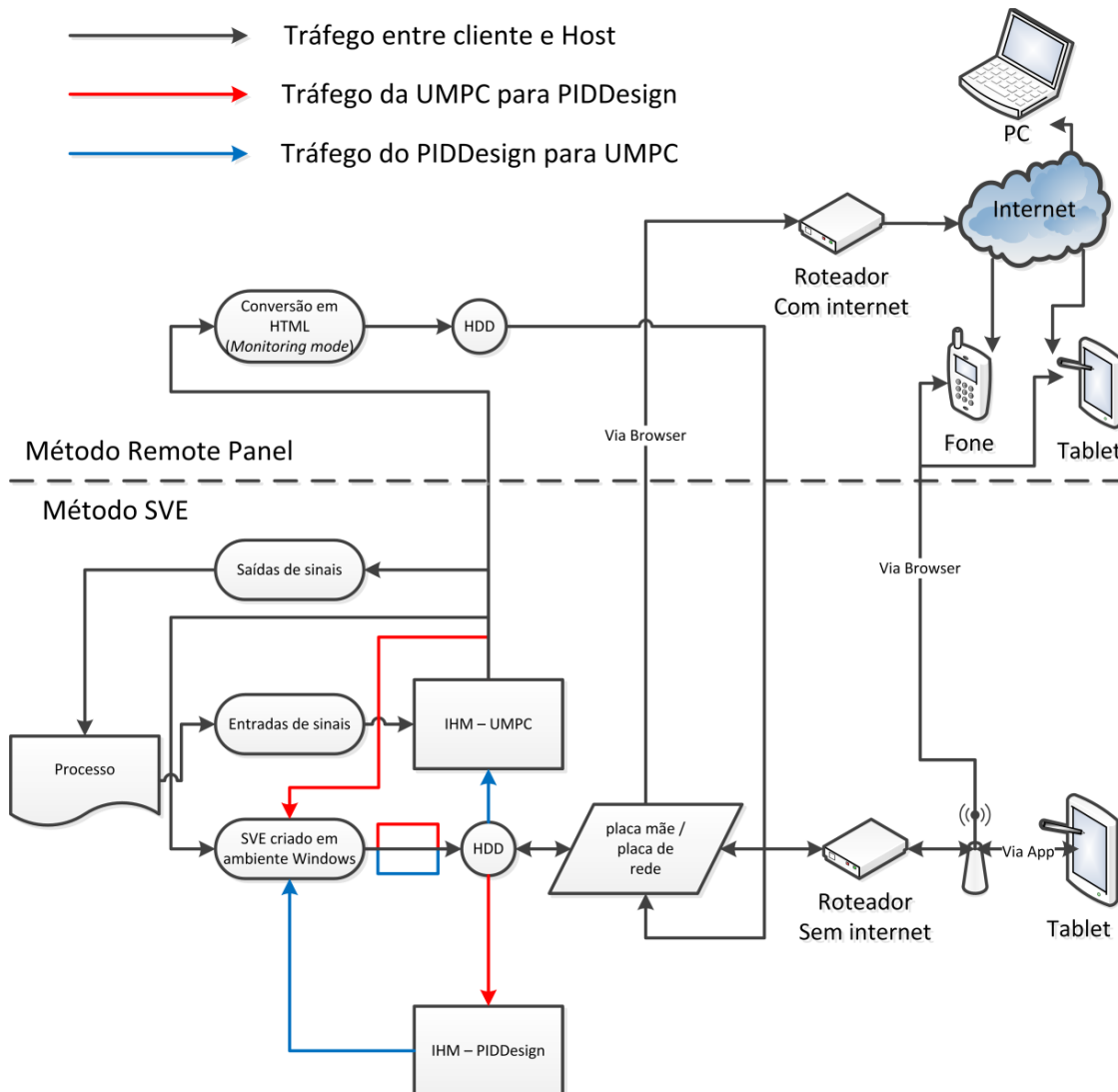


Figura 112. Fluxograma do tráfego de dados para as duas ferramentas utilizadas para permitir conexão remota de clientes ao computador *host*.

No fluxograma da Figura 112 podem ser observadas como as duas ferramentas utilizadas para criar a conexão remota funcionam programaticamente.

O método SVE é usado não somente para comunicação remota com o aplicativo desenvolvido em *Android*, mas também para viabilizar a comunicação entre os *softwares* criados (*UMPC*, *PIDDesign*, *Históricos*). Este método consiste em alocar no HDD as variáveis de interesse, utilizando um serviço no *Windows* que roda em *background*, serviço este provido pelo próprio *LabView®*. Ao se alocar as variáveis no HDD, dinamicamente, os clientes podem acessá-las a qualquer momento. O próprio serviço se encarrega de configurar uma biblioteca para que por meio de um endereço de IP (interno ou externo) outros computadores ou *tablets/smarphones* fisicamente distantes se conectem ao computador *host* e requeiram as variáveis de interesse.

Já o método “*Remote Panel*” grava no HDD a conversão da IHM do *software* da *UMPC* em HTML, dando acesso, também via biblioteca e serviços em *background*, aos computadores clientes. O arquivo HTML é uma fotocópia que se atualiza em tempos pré determinados pelo administrador.

## CAPÍTULO V

### 5. CONCLUSÃO

A partir dos trabalhos reconhecidos por meio da revisão bibliográfica e tendo como base o projeto de Magalhães *et al.* (2014), este trabalho propôs e desenvolveu um sistema capaz de aferir remotamente e em tempo real algumas das propriedades físico-químicas mais importantes para fluidos de perfuração.

O desenvolvimento de tal sistema permitiu as seguintes conclusões:

- O sensor de tamanhos e contagem de sólidos apresentou funcionamento adequado durante todos os testes. Foi feita a validação de suas medidas comparando as leituras deste instrumento com leituras efetuadas em equipamento de bancada. Ambas apresentaram semelhança de tamanhos de partículas para a caracterização de barita em suspensão, apesar das técnicas utilizadas por cada um serem completamente diferentes. Para leituras desta natureza em fluidos de perfuração, somente o FBRM se apresentou adequado, neste sentido, não há comparação entre dados em tempo real e dados de bancada para tais fluidos. Em se tratando de fluidos a base de óleo, o FBRM quantifica o total de partículas como a soma das gotículas de água dispersa na emulsão e dos sólidos em suspensão;
- O sensor de teor de água em óleo foi recalibrado com os fluidos do processo estudado, a saber: salmoura e parafina. A partir desta calibração em campo, o sensor apresentou funcionamento adequado e seus dados foram confrontados com dados de bancada medidos no *Kit* Retorta, da FANN. Os resultados de processo e de bancada demonstraram semelhança, assim como ficou provado que a densidade não influencia na precisão do equipamento, o que é fundamentalmente desejável, uma vez ela varia frequentemente durante o processo de perfuração. No entanto, a salinidade pode ser tornar um limitante para a tecnologia. Como a fase que contém sal é a fase dispersa, os fluidos de perfuração a base de óleo permanecem adequados para serem usados no instrumento;
- Concernente ao sistema, foi possível readequar o *loop* de Magalhães *et al.* (2014) em um sistema móvel de aferição remota das propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração;
- Quanto ao sistema de informática desenvolvido para gerenciamento do módulo móvel, entende-se que:
  - Foi possível se controlar de forma local ou remota todos os componentes internos da UMPC;

- Foi possível controlar a vazão volumétrica da UMPC de forma automática utilizando uma mistura de estratégias de controle clássico com técnicas avançadas. Dentre todas as funcionalidades presente no algoritmo de controle, destacam-se a capacidade que o sistema tem de sintonizar automaticamente os controladores e aperfeiçoá-los utilizando ganho adaptativo baseado em regras heurísticas;
- O sistema montado é capaz de receber, tratar, organizar e comandar todos os dados dos sensores e atuadores de forma inteligível, utilizando uma IHM com recursos gráficos intuitivos;
- O algoritmo personalizado para o controle do viscosímetro permitiu que o equipamento fosse controlado remotamente, executando testes automaticamente, fornecendo em tempo real o perfil reológico do fluido;
- O algoritmo personalizado para o controle do sensor de estabilidade elétrica tornou possível que medidas desta natureza sejam feitas em tempo real, continuamente. O algoritmo montado possui qualidade para se tornar uma opção no mercado mundial, já que atualmente só existem disponíveis tecnologias para medição em bancada;
- O sistema supervisor foi capaz de manter em segurança o ambiente do container, climatizado e observado 24h por dia de forma totalmente remota e automática;
- Frente a problemas operacionais como entupimento por sólidos ou limpeza nos sensores, o algoritmo de retro lavagem foi capaz de eliminá-los a partir da manipulação automática e remota das válvulas e bomba presentes no interior do container.



## CAPÍTULO VI

### 6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Desenvolvimento ou continuação do desenvolvimento de tecnologias para aferir propriedades que não foram abordadas por este trabalho, tais como: concentração de sólidos totais suspensos, teor de filtrado, alcalinidade, salinidade, teor de areia, pH, força gel, excesso de hidróxido de cálcio, determinação de H<sub>2</sub>S, determinação de cálcio e magnésio, determinação de potássio, avaliação da estabilidade de emulsões utilizando o FBRM em sistemas isentos de sólidos dentre outras menos importantes.
- Executar testes em campo para:
  - Validar a montagem e verificar a resiliência do sistema às intempéries de um campo de perfuração;
  - Verificar a compatibilidade das medidas em tempo real com aquelas reportadas pelo pessoal de sonda nos instrumentos de bancada;
  - Verificar erros ocultos nos *softwares* (*bugs*);

## CAPÍTULO VII

### 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aadnoy B. S., Bernt S. A., 1996. Modern Well Design. Second Edition. Taylor & Francis Group.

Alegria F. C., Martinho E., Almeida F., 2009. Measuring soil contamination with times domain induced polarization method using LabVIEW. Measurement, 42, páginas 1082 – 1091.

Anjos J. M. S., Coracini G. K., Villani E., 2013. A proposal and verification of a software architecture based on LabVIEW for a multifunctional robotic end-effector. Advances in Engineering Software, 55, 32 – 44.

Apaleke A. S, Al-Majed A., Hossain M. E., 2012. Drilling fluid: state of the art and future trend. North Africa technical conference and exhibition, Cairo, Egypt. SPE 149555.

Auflem, I. H., 2002. Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability, Department of Chemical Engineering, Norwegian University of Science and Technology – Trondheim.

Azar J. J., Samuel G. B., 2007. Drilling Engineering. PennWell Corporation.

Billon, H.H., 1996. Shear Rate Determination in a Concentric Cylinder Viscometer. DSTO Aeronautical and Maritime Research Laboratory, PO Box 4331, Melbourne Victoria 3001. Publication track AR-009-701, DSTO-GD-0093.

Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M. E., Young Jr., F. S., 1991. Applied Drilling Engineering, Second Printing Society of Petroleum Engineers.

Broussard, S., Gonzalez, P., Murphy, R., Marvel, C., 2010. Making Real-Time Fluid Decision with Real-Time Fluid Data at the Rig Site. Society of Petroleum Engineering (SPE). SPE Drilling Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. SPE 137999.

Caenn, R., Chillingar G.V., 1996. Drilling fluids: State of the Art. Journal of Petroleum Science and Engineering. Issue 14, pages 221–230.

Carlsen L. A., Nygaard G., 2012. Utilizing Instrumented Stand Pipe for Monitoring Drilling Fluid Dynamics for Improving Automated Drilling Operations. Proceedings of the 2012 IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production, Norwegian. University of Science and Technology, Trondheim, Norway.

Consulta online à *Chesapeake Energy* em 20/07/2015:  
<https://www.youtube.com/watch?v=fBQCQ6HL2Yw>

Consulta online à *Horizontal Technologies* em 20/07/2015:  
<https://www.youtube.com/watch?v=c18BBoCV7gU>

Cohen G. H., Coon G. A., 1953. Theoretical Considerations of Retarded Control. Transactions of ASME, pages 827 – 834.

Craft, Holden and Graves, 1962. Well Design: Drilling and Production. Prentice – Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey.

Dias F. T. G., Souza R. R., Lucas E. F., 2015. Influence of modified starches composition on their performance as fluid loss additives in invert-emulsion drilling fluids. Fuel, 140, páginas 711 – 716.

Gandelman R. A., Martins A. L., Teixeira G. T., Aragão A. F. L., Neto R. M. C., Lins D. G. M., Lenz C., Guilardi P., Mari A., 2013. Real Time Drilling Data Diagnosis Implemented In Deepwater Wells - A Reality, OTC-24275-MS/OTC-24275-MS, Rio de Janeiro, October 29th to 31th, Brazil.

Growcock F. B., Ellis C. F., Schmidt D. D., 1995. Electrical Stability, Emulsion Stability, and Wettability of Inverted Oil-Based Muds. SPE Annual Technical Conference Exhibition in New Orleans. SPE 20435.

Jones D. S. J., Pujadó P. R., 2008. Handbook of Petroleum Processing. Publicado pela editora *Springer* ([www.springer.com](http://www.springer.com)). Reimpresso em 2008, ISBN 13 978-1-4020-2819-9.

Hong Jui-Hong., 2007. Hybrid MATLAB and LabVIEW with neural network to implement a SCADA system of an AC servo motor. Advances in Engineering Software, 39, páginas 149 – 155.

Lin B., Xiaofeng L., Xingxi, H., 2011. Measurement system for Wind turbines noises assessment based on LabVIEW. Measurement, 44, páginas 445 – 453.

Kis P., Kuczmann M., Fuzi J., Iványi A., 2004. Hysteresis measurement in LabView. Physica B, 343, páginas 357-363.

Machado, J. C. V., (2002), Reologia e Escoamento de Fluidos, Ênfase na Indústria do Petróleo, editora Interciência.

Magalhães S. C., Scheid C. M., Calçada L. A., Folsta M., Martins A. L., SÁ C. H. M., 2014. Development of on-line sensor for automated measurement of drilling fluid properties. IADC/SPE-167978-MS.

Manual FANN 35A, 208878, revisão O.

Manual FANN *Pressurized Mud Balance*, 100063065, revisão J.

Manual FANN 23D, 102149576, revisão B

Manual FANN *Retort Kit*, 210445, revisão E.

Miller, A., Minton, R. C., Colquhoun, R., Ketchion, M., 2011. The Continuous Measurement and Recording of Drilling Fluid Density and Viscosity. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands. SPE/IADC 140324.

Oort E. V., Brady K., 2011. Case-Based Reasoning System Predicts Twist-off in Louisiana Well Based on Mideast Analog. Special Focus – Drilling Technology.

Rondon J., Barrufet M. A., Falcone G., 2012. A novel downhole sensor to determine fluid viscosity. Flow Measurement and Instrumentation 23 (2012) 9-18.

Saasen A., Omland T. H., StatoilHydro ASA, Ekrene S., Breviere J., Villard E., Geoservices SA, Kaageson-Loe, Tehrani A., Cameron J., Freeman M., Growcock F., Patrick A., Stock T., M.I Swaco, Jørgensen T., Reinholt F., Scholz N., AnaTec AS, Amundsen H. E. F., Steele A., EPX AS, Meeten G., 2009. Automatic Measurement of Drilling Fluid and Drill Cuttings Properties. IADC/SPE Drilling Conference.

Salager, J. L., 1999. Formulación, Composición y Fabricación de Emulsiones para Obterner las Propiedades Deseadas. Estado del Arte Parte B. Propiedades de las Emulsiones y su Medición. In: Cuaderno FIRP S747-B, Mérida, Venezuela.

Shaughnessy, J., Daugherty, W., Graff, R., Durkee, T., 2007. More Ultra-Deepwater Drilling Problems. SPE/IADC Drilling Conference, ID: 105792-MS. ISBN 978-1-55563-158-1.

Sundaresan K. R., Krishnaswamy P. R., 1977. Estimation of Time Delay, Time Constant Parameters in Time, Frequency and Laplace Domains. Can. J. Chem. Eng., 56, páginas 257 – 262.

Thomas, J. E., 2001. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência, 2º Edição, Rio de Janeiro.

Tomic J., Kusljevic M., Vidakovic M., Rajs V., 2014. Smart SCADA system for urban air pollution monitoring. *Measurement*, 58, páginas 138 – 146.

Waldmann, A. T. A. “Mecanismos que governam a efetividade de agentes obturantes no controle da invasão de fluidos de perfuração na rocha reservatório de petróleo”.  
Dissertação (Mestrado) – Rio de Janeiro: Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2005.

Wang W., Li C., Tollner E. W., Rains G. C., 2012. Development of software for spectral imaging data acquisition using LabVIEW. *Computers and Electronics in Agriculture*, 84, páginas 68-75.

Ziegler J. B., Nichols N. B., 1942. Optimum Settings for Automatic Controllers. *ASME Transactions*, volume 64, páginas 759 – 768.

## ANEXO A – Artigo publicado de Magalhães *et al.*, 2014.



IADC/SPE SPE-167978-MS

### DEVELOPMENT OF ON-LINE SENSORS FOR AUTOMATED MEASUREMENT OF DRILLING FLUID PROPERTIES

Sérgio Magalhães, UFRRJ, Cláudia Scheid, UFRRJ, Luís Américo Calçada, UFRRJ, Mauricio Folsta, Petrobras, André Leibsohn Martins, Petrobras, Carlos Henrique Marques de Sá, Petrobras

Copyright 2014, IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition

This paper was prepared for presentation at the 2014 IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition held in Fort Worth, Texas, USA, 4–6 March 2014.

This paper was selected for presentation by an IADC/SPE program committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper have not been reviewed by the International Association of Drilling Contractors or the Society of Petroleum Engineers and are subject to correction by the author(s). The material does not necessarily reflect any position of the International Association of Drilling Contractors or the Society of Petroleum Engineers, its officers, or members. Electronic reproduction, distribution, or storage of any part of this paper without the written consent of the International Association of Drilling Contractors or the Society of Petroleum Engineers is prohibited. Permission to reproduce in print is restricted to an abstract of not more than 300 words; illustrations may not be copied. The abstract must contain conspicuous acknowledgment of IADC/SPE copyright.

#### Abstract

The high costs associated with drilling operations, especially in offshore environments, make it necessary to optimize each step of the job. The drilling mud plays a critical role in the drilling operation, as it is responsible for several functions (solids transport, wellbore mechanical stability, signal sensor transmission, etc.). Besides that, the attention given to the control of drilling mud properties has not changed much from the last 50 years. Downhole and surface online measurements for several drilling parameters are available for anticipated diagnostics of operational problems. Drilling automation is already a reality (automated pipe handling, controlled tripping operations, etc.), but the drilling mud properties continues to be measured manually. The drilling mud sample has to be collected, transported, treated and analyzed to only then the measured property is reported.

This work aims to present the development and result of experiments performed at a large scale drilling fluid loop, aiming the evaluation of commercial and built in property sensors. The following properties were determined: rheological parameters, mud weight, water-oil content, emulsion electrical stability (for oil based muds), fluid conductivity (for water based muds) and particle size distribution.

The use of neural networks (Multi-Layer Perceptron type) allows the connection of the on-line equipment results to increase the reliability of mud properties determination. Comparisons with the results obtained from laboratory equipment were performed to train the neural networks as well validate the developed techniques.

#### Introduction

Automation in drilling operations is being pushed by several segments of industry. Real time downhole sensors are available in most offshore operations enabling the use of real time diagnostic systems to anticipate operational problems.

Drilling fluids data collection, however, did not change in the past decades. Information depends on manual testing, usually performed by a technician a few times a day. This methodology certainly does not help to capture the effects of an expected problem in the fluid properties till a new analysis is provided. Additionally, this procedure does not include the proper characterization of temperature and pressure effects on mud properties. (Gandelman *et al.*, 2013)

Some efforts to enable online drilling fluid properties measurements are listed in the literature, as follows.

Saasen *et al.*, 2008, detail an experimental work carried on an automated drilling flow loop in which many on line data were obtained. Some of the sensors were developed or customized by the authors while others were acquired through vendors. The authors showed to be able to measure rheology, electrical stability, fluid loss, density, hydrogen sulfide concentration, pH and particles content and size distribution. The authors conclude that simple viscometers based on vibration pins or ultrasound attenuation would not be able to measure properly the viscosity at the desired shear rate range. In order to achieve this goal, the authors propose a Couette viscometer built by Brookfield Incorporation. This device was customized to allow full automation and control. Electrical stability required a dedicated development. Density measurements were performed by Coriolis devices. An off line

device to determine the suspended solids concentration, using x-ray technique, and compared the results with the API methodology, obtained by the retort kit device. This was the main starting point for the development of the present work.

Broussard *et al.*, 2010, presented a field study of the recent scenario on automation of drilling fluid properties. It was discussed and presented field data focusing on the strengths and limitations of the instruments. Their work also contributed with an insight of the reality of the integration of those instruments to the routine of a drilling rig. The authors pointed out the actual capabilities of the drilling service companies on actually delivering this real time data. The authors prepared a sensor package where density and viscosity were measured in real time, using an oscillating u-tube technology and a Couette viscometer, respectively. They also compared the data obtained in real time with the compatible one obtained off line, on the standard instrumentation. Both measurements agree to a certain level of tolerance. The authors conclude that many efforts are still to be undertaken in order to turn this technology completely viable in the oil field, however.

Miller *et al.*, 2011, presented real time data of density of viscosity acquired during the drilling of a well. The authors pointed that on line data is an improvement on the drilling monitor process, and instrument package is an advantage when the technology is operated and maintained by the oil rig service crew and not by dedicated engineers.

In real rig conditions, in many cases, it is possible to use automation sensors and tools to predict costly problems. Usually those problems are preceded by symptoms which can be accurately measured and qualified. Quoting Van Oort *et al.*, 2011:

“Costly drilling problems do not occur without warning. They manifest themselves over time through recognizable symptoms and patterns. Recent testing of an automated case-based reasoning (CBR) system to predict twist-off and stuck-pipe events has shown that these precursors can be accurately identified far in advance of the problem.”

Following the track of the previous references, and learning from them, the present work shows results of different online measurement strategies for mud properties, such as density, electrical stability, electrical conductivity, rheology and the concentration of total solids suspended. The experimental work was carried on a dedicated flow loop which enabled to install, test and modify commercial sensors, and also to evaluate dedicated customized ones.

Rheology measurements were obtained by a modified Brookfield process viscometer. Density was determined by a Coriolis device commercialized by Metroval. Electrical conductivity measurements were provided by Stratos Pro 4, while a prototype was developed for electrical stability. Total solids concentration was measured by an acoustic sensor provided by Rhosonics.

## Methodology

### Automated flow loop plant

A dedicated flow loop was set to test the sensors acquired or designed. The design of the plant allowed producing drilling fluids under constant real time monitoring. This configuration permitted to evaluate the sensors under a wide range of different operational conditions, providing more opportunities to conclude about their performance.

This unit is composed by several pipe lines, two pumps, three tanks, proper instrumentation and a supervisory system. The unit is capable of mixing water and oil based fluids in volumes up to 500 liters. As basic features, the unit controls and monitors temperature, pressure and volumetric flow rates.

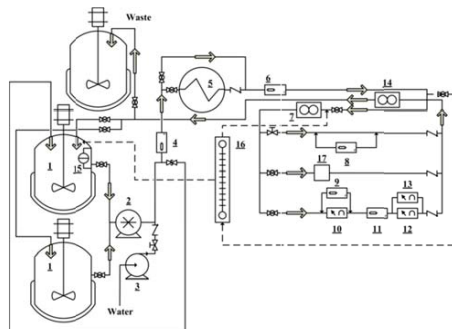


Figure 1. Scheme of the automated drilling fluid flow loop.



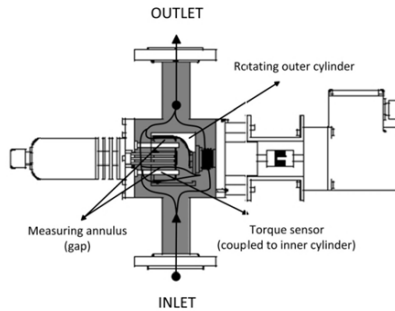
The legend of Figure 1 is presented in Table 1.

**Table 1.** Description of the equipment present in the dedicated flow loop.

Number	Device
1	Stirring Tank
2	Positive displacement pump
3	Centrifugal pump
4, 11	Pressure transducer
5	Heat Exchanger
6	Main temperature meter
7	Volumetric flow meter
8, 9	Differential pressure meter
10	Process viscometer
12	Electrical conductivity meter
13	Electrical stability meter
14	Density meter
15	Level meter
16	Fracture simulator prototype

### Rheology

The original process viscometer from Brookfield is Couette type equipment, designed to operate at six different shear rates, previously calculated to be the same ones existent in FANN 35A viscometer. The original gear box only allows manual change of speed; therefore to control remotely the shear rate and having it as a variable in the supervisory, it was necessary to customize the device by changing its original engine. Figure 2 presents the scheme of the original viscometer.



**Figure 2.** Process viscometer model TT-100 in its original state.

The fluid from process occupies the measurement chamber driven by pressure forces. At any moment, as desired by the user, the outer cylinder is driven to spin, causing the deflection of the inner cylinder due to drag forces. The system allows axial flow, and consequently, fluid renewal inside the gap. The torque applied in the inner cylinder is transformed into an electrical signal, which is interpreted as shear stress by the supervisory system (Brookfield instruction manual, 1993).

With the customized engine, the automation system gains control over the motor speed. The feedback on this speed is an electrical signal which is interpreted as shear rate. Therefore, it is possible to evaluate shear stresses over a wide range of shear rates. As a consequence, it is possible to determine the fluid rheological parameters in real time.

This set up also allows the user to program the viscometer to operate under a desired schedule. It is possible, for example, to program the viscometer to verify if the fluid gelation properties.

The operational condition limits of the device are 1 to 15 bar (14.7 to 220.5 psi) of total pressure, temperature up to 160°C (256°F) and volumetric flow rate between 1 and 3 m<sup>3</sup>/h (4.4 to 13.2 US gpm). The major limitation of the viscometer is the size of the solids suspended. The solids must present maximum diameter of 1mm.

### Density

Based on Coriolis forces, the density meter from Metroval measures not only density but also mass flow rate. With these two measurements it is possible to determine the volumetric flow rate of the line, even if the fluid is

non-Newtonian. Inside the device there is an omega tube, which is coupled to several coils. Depending on the vibrational state of this tube, an electrical signal is generated by the coils, which is interpreted into density and mass flow rate. The limitation of the equipment is also the size of particles, 1mm of diameter at maximum, and the flow must be free of gas or air bubbles. Other manufacturers provide similar devices.

#### **Electrical Conductivity and Stability of Emulsions**

A dedicated sensor was designed and built to determine the electrical stability of an emulsion following the same technical designs from the off line standard device (Fann 25D). The electrical stability indicates, qualitatively, the nonpolar level of the fluid, and quantitatively, the voltage required to transpose an electrical current of 61 micro amps between probes. Technically, the higher the voltage is the higher is the non-polarity of the fluid. (Fann instruction manual, 2009).

The prototype mechanism is the following: a specific signal is generated by the supervisory; this signal is sent to be amplified. The amplified signal is sent to the immersed probe in the flow line, and as the voltage and current arises, the prototype informs back to the supervisory, by analogical signal, the values of each one in real time.

The prototype constructed is flexible to modulate and change various aspects of the signal, such as form, frequency, amplitude, rate of voltage increase etc. This allows the user to explore the effects of the different types of electrical signals on the final value of voltage.

A process electrical conductivity meter was installed in parallel to provide more information about the emulsion state of the fluid. If there is only one phase (oil), the sensor should read zero. Tests incorporating water into the oil based fluid showed that when the emulsion is broken the conductivity meter exits zero and exponentially arises.

#### **Suspended solids concentration**

Many techniques have been studied over the years to determine such variable. The most relevant are based on x-ray and acoustic (Motz *et al.*, 1998 and Saasen *et al.*, 2008). An acoustic device that is capable of determining the ultrasound attenuation and sound speed existent between two parallel probes was installed in the system. These probes are designed to allow the measurements when flow occurs between them. It is possible to correlate the sound properties with the quantity of solids suspended if all other properties of the solid and fluid are known (Koltzova *et al.*, 2001).

The ultrasound attenuation depends on many aspects of the system, mainly the amount of solids suspended, the fluid viscosity and on air or foam dispersed on the liquid phase. Because of that, the first requirement to use this technique is that the liquid phase must be absent of foam or air. Usually this type of measurement is widely employed when the fluid is Newtonian, where the viscosity does not change over shear rate (McClements, 2006).

Thus, some improvement in the instrument must be done to have accurate measurements of solids suspended. On top of that, many others additives are used in drilling mud which were not predicted by the factory calibration.

### **Results and Discussion**

#### **Rheology**

A Newtonian fluid was initially tested to verify the calibration of the process viscometer (TT-100). Figure 3 presents the comparison of rheology results between TT-100 and Fann 35A viscometer for glycerin, at 32°C. Similarly, a CMC solution was selected to verify the equipment behavior with a non-Newtonian system.

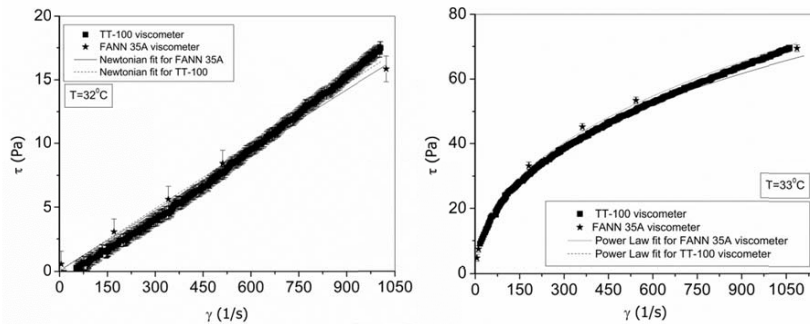


Figure 3 Rheological profile of glycerin, at 32°C, to the left, and CMC rheological profile, at 33°C, to the right.

It is observed in Figure 3, in the left graph, that both instruments provided a linear relation between shear rate and shear stress, classifying the glycerin as a Newtonian fluid, as expected. The vertical bars are the experimental uncertainties based on the accuracy of each sensor. In the right graph, it can be observed a nonlinear relation between shear rate and shear stress. The characteristics of this curve classify the CMC solution as a pseudo plastic, as expected (Morrison, 2001). Both measurements agree statically for the two fluids, as stated by the curve fitting proposed by Table 2 and Table 3 (Newtonian model for glycerin and power law model for CMC solution).

Table 2. Curve fitting for glycerin, at 32°C.

Device	$\mu$ (cP)	R <sup>2</sup>
TT-100	$16.3 \pm 5.5 \cdot 10^{-4}$	0.98
FANN 35A	$15.8 \pm 3.2 \cdot 10^{-4}$	0.99

Table 3. Curve fitting for CMC solution, at 33°C.

Device	K	n	R <sup>2</sup>
TT-100	$2.72 \pm 9.97 \cdot 10^{-7}$	$0.46 \pm 5.63 \cdot 10^{-4}$	0.99
FANN 35A	$3.24 \pm 0.52$	$0.44 \pm 2.46 \cdot 10^{-2}$	0.99

The possible main cause of the divergences observed may be the size of the gap of each instrument. The larger the gap is the larger is the error due to numerical approximation during the calculus of shear rate for non-Newtonian fluids (Billon, 1996).

Figure 4, to the left, presents the rheological profile obtained with water based drilling fluid, and to the right is shown the rheological of a non-aqueous drilling fluid, respectively. The first was prepared in the lab while the second was provided by a fluid company. Table 4 and Table 5 display the curve fitting results for both muds.

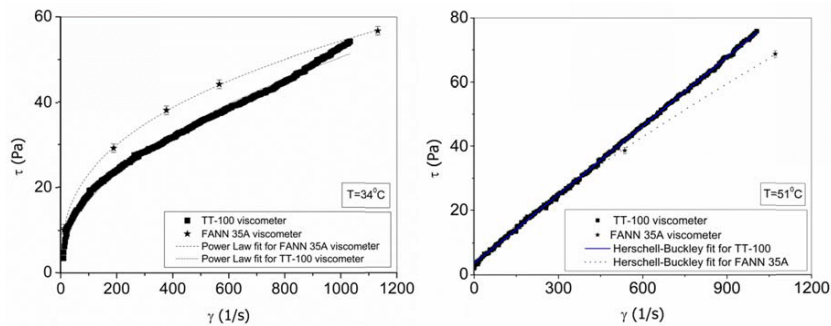


Figure 4. To the left is the rheological profile of a water based mud, at 34°C, to the right is the rheological profile of a non-aqueous drilling fluid, at 51°C.

**Table 4. Curve fitting for water based mud, at 34°C.**

Device	$K$	$n$	$R^2$
TT-100	$1.85 \pm 3.51 \cdot 10^{-2}$	$0.48 \pm 2.90 \cdot 10^{-3}$	0.99
FANN 35A	$4.20 \pm 8.91 \cdot 10^{-2}$	$0.37 \pm 3.28 \cdot 10^{-3}$	0.99

**Table 5. Curve fitting for non-aqueous drilling fluid, at 51°C.**

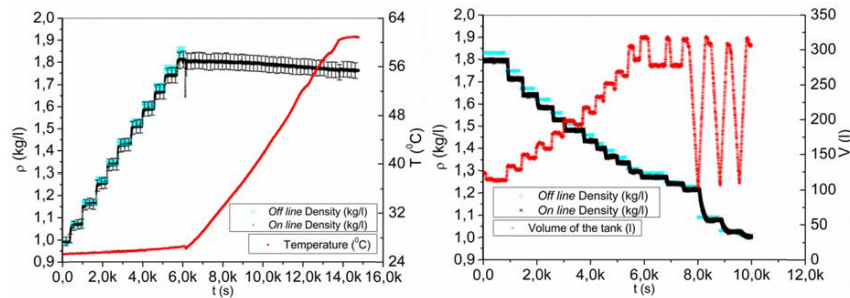
Device	$K$	$n$	$R^2$
TT-100	$0.07 \pm 1.16 \cdot 10^{-3}$	$1.00 \pm 2.44 \cdot 10^{-3}$	0.99
FANN 35A	$0.17 \pm 0.02$	$0.85 \pm 0.02$	0.99

Some divergence was found in both cases. For the water based mud, the probable causes for this divergence may be pointed as the gap size effect associated with the slippery effect. This last one is present when solids are suspended inside the gap. Slippery cause errors during measurements since the velocity of the fluid at the wall of the inner cylinder may fluctuate, especially with fluids which present lower lubricity, as water based (Barnes, 2000). During the measurement of the synthetic based fluid, it can be seen that after  $500 \text{ s}^{-1}$  the curve started to deviate from the off line one. Because the oil based fluid has higher lubricity when compared to water based fluids, the behavior during measurement found in the right graph of Figure 4 is the opposite found in the left graph of the same Figure. In the left TT-100 tends to underestimate the shear stress, when compared to FANN measurements, and in the right one, it overestimates.

A comparison between gelation properties obtained by both methods is not direct since the spring constant for both elements differ in 930 times and, consequently, the sensibility for the analysis is different.

### Density

A comparison between the density values obtained with the online Coriolis densimeter and the conventional mud balance was performed for both water based and synthetic muds. The water based mud test included a weighting phase (by adding barite to the system) and heating, as demonstrated in the left graph on Figure 5, followed by a dilution procedure, as demonstrated in the right graph of the same Figure.



**Figure 5.** Densification and heating of water based mud, to the left, and dilution test to the right.

In Figure 5 each step upwards means that barite was added to the tank. The discontinued horizontal points, in blue are the off line measurements, while the high frequency ones the on line measurements. The other high frequency data (in red) is the temperature of the test. Since the off line instrument does not provide temperature control, this measurement was only performed in the on line device. The vertical bars are the experimental error (if off line) or the device accurateness (if on line). Results indicate that the results obtained by the on line device statistically agree with the conventional methods. The online device was able to capture density increase due to barite addition and density decrease due to heating and dilution.

Figure 6 shows a similar comparison for a synthetic base system. It was not possible to evaluate the density meter at the same range used in the previous test due to safety issues (pump pressure limitations). Results also show agreement between the results obtained from both equipment.

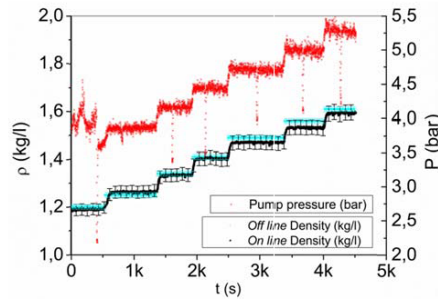


Figure 6. Densification and pressure buildup of synthetic based mud.

**Emulsion stability**

Drilling with inverse emulsions is frequently convenient and their stability is a requirement to maintain designed properties, especially rheology (Pal, 1993, Fingas and Fieldhouse, 2003). Batch tests were performed to compare the FANN 23D data with the ones performed by the developed prototype. Three different emulsion samples with different oil/water ratios were tested: 50/50 (Figure 7), 40/60 (Figure 8) and 30/70 (Figure 9). In the figures, the voltage and amperage are shown in the left and right vertical axis, respectively. As the voltage increases the current maintains its value at low levels until it rapidly increases exponentially. At this point, the electrical barrier provided by the oil phase is broken and the polar part of the system, in this case water, is exposed. The current generated is directly proportional to the voltage applied and inversely proportional to the electrical resistance. Each fluid has its own voltage reference, which is the voltage peak when the current reaches 61  $\mu$ A (Fann instruction manual, 2009).

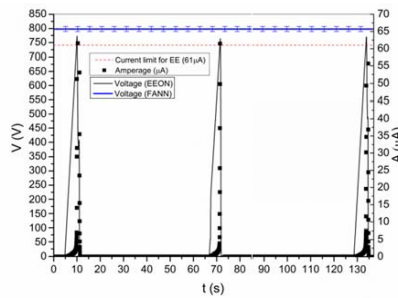


Figure 7. Electrical stability test, sample 50/50.

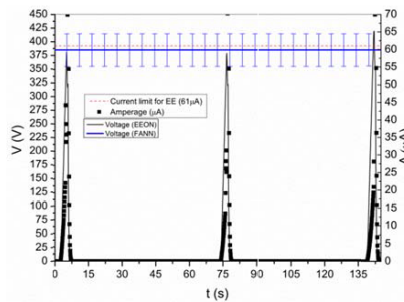


Figure 8. Electrical stability test, sample 40/60.

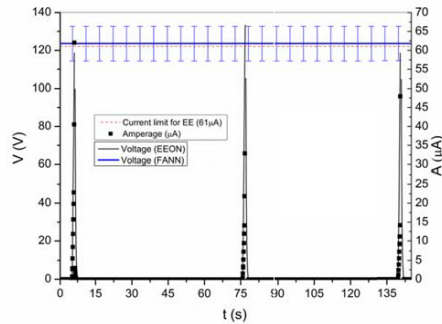


Figure 9. Electrical stability test, sample 30/70.

The on line voltage (EON – Electrical Stability online) is represented by the continuous line while the conventional data (FANN) are represented by the continuous blue horizontal one. The points are the on line electrical current which was monitored synchronously to the voltage measurements. The red dots at 61  $\mu\text{A}$  mark the current limit of the test, as specified by API.

In Figure 7, the off line measurement of electrical stability was around 800V. This value is in fact the average value of several replicates, and the standard deviation is shown by the vertical bars on top of the line. It can be observed that the on line data are slightly lower than the conventional measurement (775V).

As the ratio of water increases, the electrical stability decreases, as expected. Such statement can be confirmed observing Figure 8 and Figure 9. In both cases the voltage peaks for both instruments are statistically the same.

An additional experiment was done in the dedicated flow loop where synthetic based oil was submitted to pumping. Water invasion and oil addition was performed to simulate drilling common routines. The state of the emulsion and the rheology were monitored only on line. Due to an intentional excess of water invasion, the fluid suffered an emulsion breakage and results were observed. The following Figures detail the test conditions.

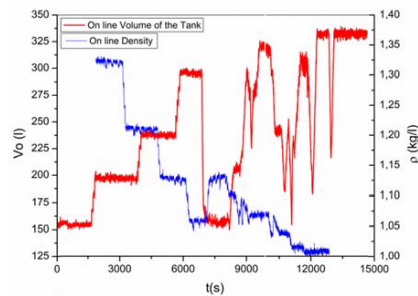


Figure 10. Tank volume and density.

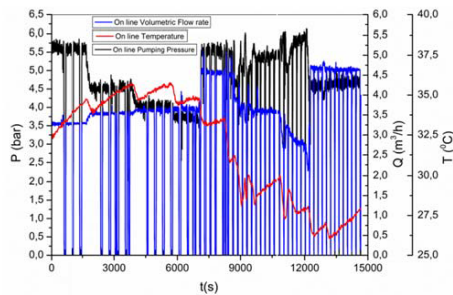


Figure 11. Flow rate, pressure and temperature.

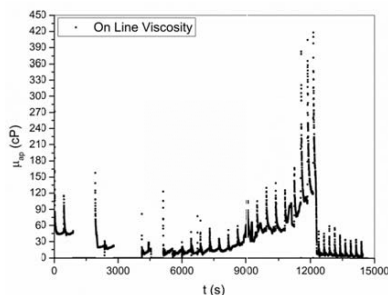


Figure 12. Apparent viscosity.

Test procedure started with addition of pure oil to the mud system, which immediately caused an increase in the tank volume and decrease in the density of the fluid (Figure 10). Every time the tank capacity was reached (~325 liters); purges were done to allow the continuation of the test. After the first purge, proximately at 7500 seconds of test, water was added, until the tank is full again. This step was repeated until the emulsion was broken. Figure 11 shows the pressure, flow rate and temperature of the whole system. The constant drop to zero on pressure and flow rate is because the electrical stability test must be performed at a static condition (as API describes). Therefore every time a test was performed; previously the pump was automatic turned off. Relative velocity between the probe and sample may interfere in the results (Saasen, 2009).

Still in Figure 11, it can be seen that flow rate was kept at a minimum level in order to maintain a renewal of the fluid inside the electrical stability and conductivity measuring chamber, when the test was not active. When oil was being added, the apparent viscosity decreased, as can be observed in Figure 12. When water was being added, there was a significant increase on the apparent viscosity, causing the pressure to rise. This behavior is expected and it was described in more details by Russel *et. al.*, 1989, *apud* Sanfeld and Steinchein, 2008. At the end of the test, when the emulsion was broken, there was an abrupt decrease on the apparent viscosity, which caused a decrease on pressure. This is also expected because at this point there was no emulsion anymore, the system became a two-phase (oil and water) flow and the typical viscosities of both phases are lower than the viscosity of the previously state.

In the same Figure the temperature profile indicates that every time a perturbation occurred the system was cooled. The heating process was caused by natural friction, no heater was used.

Figure 13 shows the general electrical monitoring of the emulsion state during the described test.

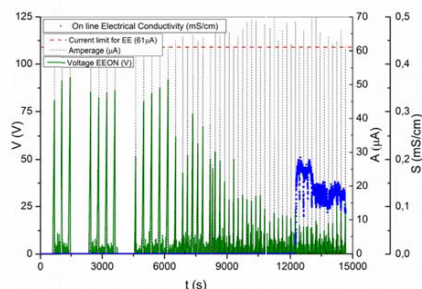


Figure 13. General electrical behavior of the system.

The olive lines are the voltage picks as the black ones are the current picks. The blue dots are the on line data of electrical conductivity.

According to Figure 10, oil was added until approximately 6000s. Observing Figure 13, it is possible to conclude that oil alone does not change the electrical stability of the system significantly, but the addition of water after that immediately starts to decrease the voltage picks. As water entered the system, the voltage picks kept decreasing. It was observed in all Figures that proximately at 12000s the system changed its state drastically due to the breakage of the emulsion; this is confirmed by looking at the same moment in Figure 13. Not only the voltage picks are less than 25V but the electrical conductivity deviates from 0. When the emulsion was stable, the



conductivity meter marked 0.

Therefore, the electrical stability meter is a tool that can indicate the state of the emulsion while there is one phase only, and the conductivity meter can be used as an auxiliary tool that detects the breakage of it (phase separation).

### Solids concentration

Ultrasonic attenuation and sound speed depend not only on the quantity of the solids suspended, but also on the quantity of solids dissolved, like salts and mainly on rheology. Therefore, to determine the total solids suspended it was acquired not only the ultrasound attenuation and sound speed, but also apparent viscosity at  $1021 \text{ s}^{-1}$  and density. These auxiliary measurements help the software made to discern when an increase of attenuation is due to the increase of viscosity or solids. In example, if an increase on attenuation is due to the entrance of solids into the system the density should also increase, and some increase may be observed on viscosity. On other hand, if an increase on the attenuation is observed due to the addition of polymers, the density may change slightly or not even change but viscosity will significantly increase. The sound speed is also important since it helps the system to discern when the density is rising due to solids suspended or solids dissolved.

Dedicated software takes care of data processing and provides suspended solids concentration. The mathematical methodology to relate those variables was based on an artificial neural network, trained from the cumulated experimental results over the past few years.

During the network training, concentration of the suspended solids was the target variable, and density, viscosity, ultrasound attenuation and sound speed were the independent variables. The next Figures demonstrate some of the typical results which composed the network training data.

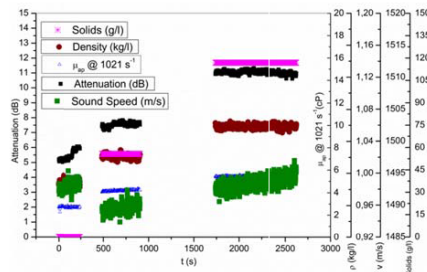


Figure 14. Typical system behavior during preparation of a water based mud type 1.

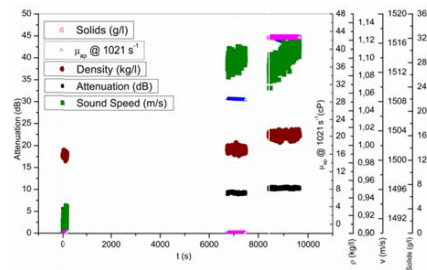


Figure 15. Typical system behavior during preparation of a water based mud type 2.

Figure 14 illustrates the process of preparation of a water based system, starting from industrial water. Initial configurations of the other variables were: viscosity  $2 \text{ cP}$  at  $1021 \text{ s}^{-1}$ , density  $1.00 \text{ kg/l}$ , sound speed  $1495 \text{ m/s}$ , attenuation at  $5.5 \text{ dB}$  and concentration of solids is zero  $\text{g/l}$ . When the first kind of solid was added to the system, the concentration raised to approximately  $60 \text{ g/l}$  (off line measurement), the attenuation raised to  $8 \text{ dB}$ , the apparent viscosity raised to  $5.5 \text{ cP}$ , density was up to  $1.02 \text{ kg/l}$  and sound speed decreased to  $1490 \text{ m/s}$ . When we added the second kind of solid the system changes again.

In this manner, the software started to "learn" how the system behaves according to each addition or perturbation implemented. The empty spaces between the measurements are the transient stages, and do not matter to the

network training since the experimental concentration of solids in this period is unknown.

Figure 15 illustrates the fabrication of a second type of water drilling fluid, now starting with water and a small quantity of polymer. Due to the very small quantities applied (less than 1%); density practically did not change; only viscosity did. Therefore the concentration of solids was zero in the beginning and during the polymer dissolution. The attenuation increased from 5 to 10 dB. Since the polymer goes to the dissolved phase, the sound speed also changes significantly. After 7000s weighting material were added to the tank and the system reacted accordingly.

Another typical result is demonstrated in Figure 16. In this test we started the system with the water based mud type 2 and added solids to it continuously. This test simulated a geological solid invasion.

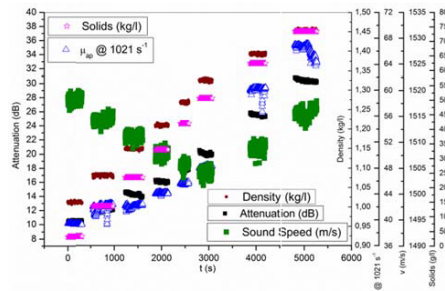


Figure 16. Solids incorporation in water based mud type 2.

Mud 2 was designed as a low solids system and after a certain time several different types of insoluble solids were incorporated.

Immediately after the addition of the first type of solid, all properties increased except for the sound speed, the addition of this solid was repeated couple of times. Following, a heavy solid (type 2) was added into the system, increasing significantly the density and slightly the viscosity. At this point the sound speed kept decreasing as attenuation and concentration increased. After several additions of this heavy solid, an incorporation of carbonate solids was simulated, this started at 3000s. The system kept the same tendency except for the sound speed, which started to increase instead of decreasing. This change on the sound speed velocity proves that some of the carbonate salts are being diluted into the fluid.

All those results in addition with much more data were used to train the neural network. Figure 17 illustrates the general performance of the prediction capacity of the architecture made.

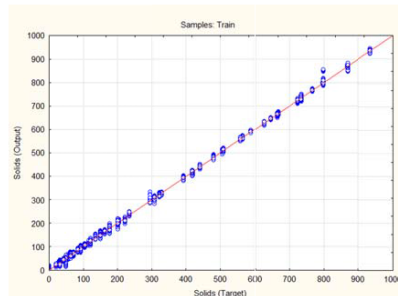


Figure 17. Concentration of solids suspended predicted by the artificial neural network (Output) against experimental one (Target).

The points presented in Figure 17 are 20% of the total input data. In other words, 80% was used during training and 20% were used for validation. Validation points are not used during training and their performance indicates the predictive capacity of the network. To accomplish such performance we used MLP architecture, 50 neurons, exponential function in the inner layer and identity function in the outer layer.

### Final remarks

Pilot scale evaluation of on line rheology, density, electrical stability and conductivity and solids concentration of drilling fluids showed reasonable agreement with conventional measurements.

Based on it, online sensors seem to be adequate for field use, supporting automatic problem detection projects and, in the future, drilling automation. Next steps include the evaluation of additional sensors and a field test.

### References

BROUSSARD, S., GONZALEZ, P., MURPHY, R., MARVEL, C., 2010. "Making Real-Time Fluid Decision with Real-Time Fluid Data at the Rig Site". Society of Petroleum Engineering (SPE). SPE Drilling Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. SPE 137999.

BROOKFIELD INC., 1993. Instruction Manuals and Guides.

BARNES, H. A., 2000. A Handbook of Elementary Rheology. Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, University of Wales.

BILLON, H.H., 1996. "Shear Rate Determination in a Concentric Cylinder Viscometer". DSTO Aeronautical and Maritime Research Laboratory, Melbourne. Publication track AR-009-701, DSTO-GD-0093.

CAYEUX, E., DAIREAUX, B., "Early Detection of Drilling Conditions Deterioration Using Real-Time Calibration of Computer Models: Field Example from North Sea Drilling Operations", SPE/IADC – 119435, Amsterdam, Netherlands, march 17-19, 2011.

FANN INSTRUMENTS, revision C, Part No. 209064, Model 23D Electrical Stability Tester, Instruction Manual.

FINGAS, M., FIELDHOUSE, B., 2003. "Studies of the Formation Process of Water-in-Oil Emulsions". Marine Pollution Bulletin 47 (2003) 369-396. Emergencies Science and Technology Division, Environment Technology Centre, Canada.

GANDELMAN, R.A., MARTINS, A.L., TEIXEIRA, G.T., ARAGÃO, A.F.L., NETO R.M.C., LINS, D.G.M., LENZ, C., GUILARDI P., MARI, A., ESSS, 2013. "Real Time Drilling Data Diagnosis Implemented In Deepwater Wells - A Reality", OTC-24275-MS/OTC-24275-MS, Rio de Janeiro, October 29th to 31st, 2013, Brazil.

KOLTZOVA, I. S., MUKEL M., DYATLOVA E. N., 2001. "Velocity and Attenuation of Ultrasonic Waves in Suspensions". XI Session of the Russian Acoustical Society. Moscow, Russia. Institute of Physics, St-Petersburg State University.

MACOSKO, C. W., 1994. Rheology: Principles, Measurement and Applications. Wiley-VCH – Inc. Originally publish as ISBN 1-56081-579-5.

McCLEMENTS, D. J., 2006. Ultrasonic Measurements in Particle Size Analysis. Encyclopedia of Analytical Chemistry, ISBN 0471 97670 9.

MILLER, A., MINTON, R. C., COLQUHOUN, R., KETCHION, M., 2011. "The Continuous Measurement and Recording of Drilling Fluid Density and Viscosity." SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands. SPE/IADC 140324.

MORRISON, F. A., 2001. Understanding Rheology, Oxford University Press, Inc. ISBN 0-19-514166-0.

MOTZ, E., CANNY, D., EVANS E., BAKER HUGHES INTEQ., 1998. "Ultrasonic Velocity and Attenuation Measurements in High Density Drilling Muds". Society of Petro physicists and Well-Log Analysts. ID 1998-F, Conference Paper.

OORT, E. V.; BRADY, K., "Case-Based Reasoning System Predicts Twist-off in Louisiana Well Based on Mideast Analog", Special Focus – Drilling Technology, April, 2011.

PAL, R., 1993. "Techniques for Measuring the Composition (Oil and Water Content) of Emulsions – a State of the Art Review". Colloids and Surface A: Physicochemical and Engineering Aspects, 84 (1994) 141-193, Elsevier

Science B.V. Department of Chemical Engineering, University of Waterloo, Canada.

ROMMETVEIT, R., "eDrilling during drilling operations", *Dewjournal*, Volume 20 – number 10, August, 2011.

RUSSEL, W.B., SAVILLE, D.A., SCHOWALTER, W.R., 1989. *Colloidal Dispersion*, Cambridge. Cambridge University Press.

SAASEN, A., OMLAND, T. H., EKRENE, S., BRÉVIÈRE, J., VILLARD, E., KAAGESON-LOE, N., TEHRANI, A., CAMERON, J., FREEMAN, M., GROWCOCK, F., PATRICK, A., STOCK, T., Jørgensen, t., reinholt, f., amundsen, h. e. f., steele, a., meeten, g., 2009. "Automatic Measurement of Drilling Fluid and Drill-Cuttings Properties". SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Orlando, Florida. SPE 112687.

SANFELD, A., STEINCHEN, A., 2008. "Emulsion Stability, from Dilute to Dense Emulsions – Role of Drops Deformation". *Faculté des Sciences de Saint Jérôme, France. Advances in Colloid and Interface Science*, page 1-65, Elsevier.

SCHRAMM, G., 1995. *A Practical Approach to Rheology und Rheometry*. Thermo Haake GmbH, Karlsruhe.

SCHRAMM, L. L., 2000. *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Cambridge University Press, Cambridge, 2000.

## ANEXO B – Características e linguagem da plataforma *LabView*®

A linguagem da plataforma é a linguagem G, onde o usuário, ao conhecer a sintaxe das ferramentas, é capaz de arranja-las para se alcançar um efeito final. A seguir se discorrerá, a título de esclarecimento, como a linguagem G da plataforma *LabView*® funciona.

Existem diversas linguagens: *C++*, *Java*, *Fortran*, *Matlab*®, *Maple*®, e todas elas possuem seus próprios códigos, maneiras singulares de se impor um comando. Por exemplo: no *Maple*®, escrever um contador de 1 até 10 e pedir que o programa pare quando o valor chegar a 5, exige a seguinte sintaxe (vide Figura 113):

```
> for i from 0 by 1 to 9]do x := i + 1; if x > 4 then break end if end do;
```

x:=1  
x:=2  
x:=3  
x:=4  
x:=5

Figura 113. Exemplo de programação em *Maple*®.

Sem o conhecimento da linha de comando, ou seja, sem a sintaxe característica o programa nunca executará a ação desejada. No *LabView*® a sintaxe não é baseada em linha de comando, e sim em diagramas. A seguir, na Figura 114, é demonstrado um exemplo do mesmo comando em *LabView*®.

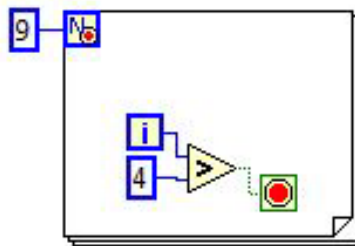


Figura 114. Exemplo de programação em *LabView*®.

O símbolo quadrado, parecido com um conjunto de folhas executa o mesmo comando *for* da linguagem apresentada para o *Maple*®, o número nove informa que ele deverá ser executado nove vezes, além da primeira iteração. O símbolo “i” é o contador da iteração. A linguagem é mais intuitiva do que as sintaxes em palavras. Não é necessário explicar que quando o contador passar o número 5 para o símbolo de “maior que” (quinta iteração, os números são passados pelas linhas), o mesmo será comparado com o número de baixo, que também está interligado na caixa. Quando o número de cima for maior que o número de baixo, o sinal “*True*” será repassado, ou seja, isso “apertará” o botão de desenho universal, “*stop*”, parando o *loop*.

Outra vantagem do *LabView* frente a outros programas é a capacidade de iterar e mudar parâmetros ao mesmo tempo. Elucida-se com o seguinte exemplo. Imagina-se que agora seja necessário que o *loop* dê oito passos. No *Maple*® ou *Matlab*® seria

necessário parar o programa para alterar o valor dentro do condicional *if*, de 4 para 7. Ou seja, inevitavelmente haveria a parada do programa, mudança do valor e posterior recomeço. Já no *LabView*® esta parada não necessariamente precisa ocorrer, justamente pela formação automática de uma IHM ao se programar.

No *LabView*® o código é escrito na tela do programador, e paralela a ela existe a tela do operador (que é a própria IHM). Ambas possuem relação entre si. Na tela do programador é possível se criar entradas gráficas que aparecerão na tela do operador, abrindo assim uma espécie de janela para entrada de valores ou comandos. Vide Figura 115.

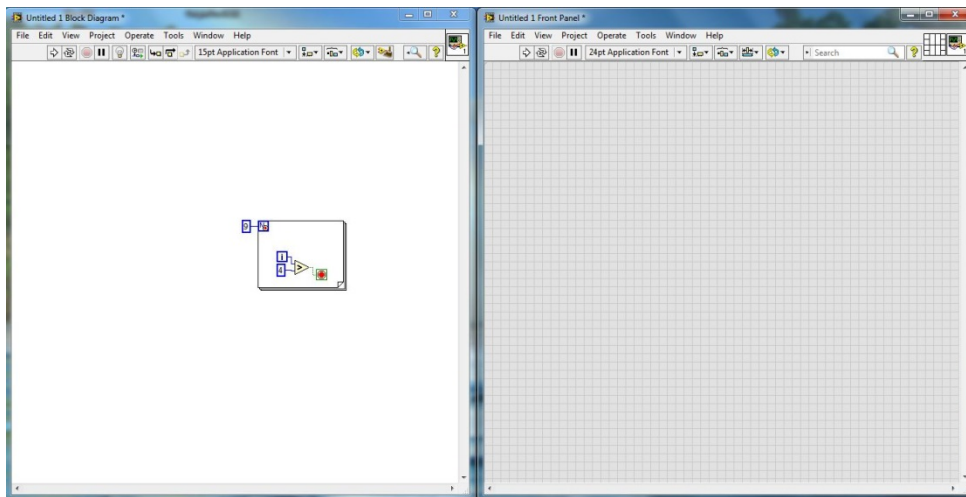


Figura 115. Tela do programador, à esquerda, e tela do operador, à direita.

No código da Figura 115 ainda não foi inserido nenhuma entrada para o operador, assim, este código, para ser alterado, precisa de ser parado e reiniciado, assim como no *Maple*® ou *Matlab*®. Mas se for feita a substituição do número 4 por uma entrada de usuário, e se o *loop* “*for*” for substituído pelo *loop* “*while*”, a mudança no parâmetro se torna em tempo real. Veja a nova programação na Figura 116.

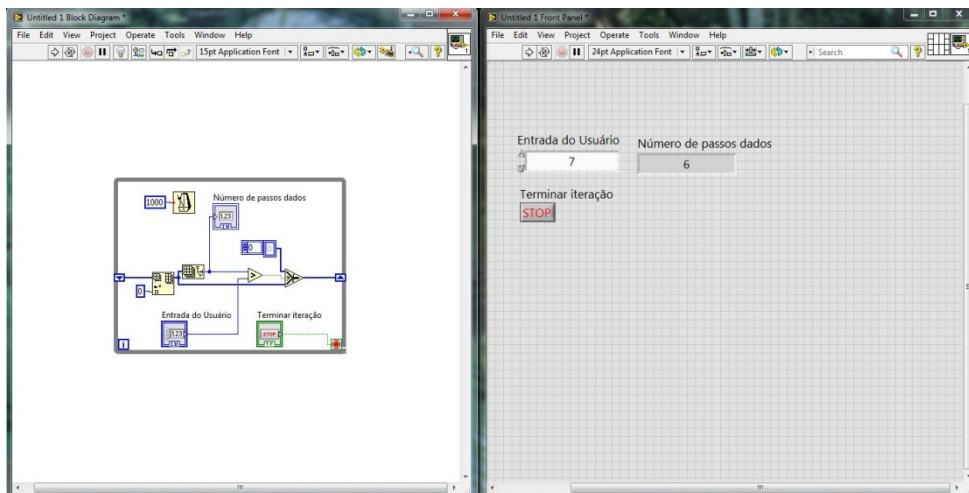


Figura 116. Exemplo de programação com mudança em tempo real de parâmetros.

O *loop* “*for*” foi substituído pelo *loop* “*while*”, para que a programação se repita até que o botão “Terminar iteração” seja pressionado. Percebe-se que este botão existe como entrada do usuário no painel do operador. Ao clicar com o *mouse* neste botão, passa-se o comando “*True*” para o código, executando o botão *stop* do *loop*. Também foram adicionados a “Entrada do Usuário” e o “Número de passos dados”. Desta forma, a administração do código se torna mutável, sem a necessidade de paradas.



**ANEXO C – Prêmios recebidos durante o desenvolvimento do trabalho de Magalhães et al., 2014.**



## ANEXO D – Patente requerida durante o trabalho de Magalhães *et al.*, 2014.

INPI

<https://gru.inpi.gov.br/ppl/servlet/PatenteServletController?Action=det...>

BRASIL | Acesso à informação

Consulta à Base de Dados do INPI  
[ Pesquisa Base Marcas | Pesquisa Base Desenhos | Pesquisa Base Programas | Ajuda? ]

» Consultar por: Base Patentes | Finalizar Sessão

---

**Depósito de pedido nacional de Patente**

(21) Nº do Pedido: BR 10 2013 033594 3  
(22) Data do Depósito: 27/12/2013  
(71) Nome do Depositante: PETRÓLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRAS (BR/RJ) / SISTEMA E MEDIDOR ONLINE DE ESTABILIDADE ELÉTRICA DE FLUÍDO DE PERFURAÇÃO (BR/RJ)

**PETIÇÕES**

Pgo	Protocolo	Data	Img	Serviço	Cliente	Delivery
✓	800140113913	27/05/2014	-	203	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS	
✓	020130095304	27/12/2013	-	200	PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS	

---

**PUBLICAÇÕES**

RPI Data RPI Despacho  
2266 10/06/2014 2.10 Número de Protocolo 20130095304 em 27/12/2013 11:03(RJ).  
Complemento do Despacho

Dados atualizados até 09/09/2014 - Nº da Revista: 2279

voltar

Rua Mayrink Veiga, 9 - Centro - Rio de Janeiro / RJ - CEP: 20090-910 | Praça Mauá, 7 - Centro - Rio de Janeiro / RJ - CEP: 20081-240



126

< Uso exclusivo do INPI >

**INPI** INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL  
 PROTOCOLO GENÉRICO  
 ICOSTA 27/12/2013 020130095304  
 11:03 NPRJ  
  
 BR 10 2013 033584 3  
 Espaço reservado para o protocolo

Espaço reservado para a etiqueta

Espaço reservado para o código QR



**INPI** INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL

**INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL**  
Sistema de Gestão da Qualidade  
Diretoria de Patentes

<b>DIRPA</b>	Tipo de Documento: <b>Formulário</b>	<b>DIRPA</b>	Página: <b>1/3</b>
	Título do Documento: <b>Depósito de Pedido de Patente</b>	Código: <b>FQ001</b>	Versão: <b>2</b>
		Procedimento: <b>DIRPA-PQ006</b>	

**Ao Instituto Nacional da Propriedade Industrial:**

O requerente solicita a concessão de um privilégio na natureza e nas condições abaixo indicadas:

**1. Depositante (71):**

- 1.1 Nome: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. / PETROBRAS
- 1.2 Qualificação: INDÚSTRIA
- 1.3 CNPJ/CPF: 33.000.167/0819-42
- 1.4 Endereço Completo: AV. REPÚBLICA DO CHILE Nº 65, CENTRO, RIO DE JANEIRO
- 1.5 CEP: 20031-909
- 1.6 Telefone: 21 2162-6020                      1.7 Fax:
- 1.8 E-mail:

continua em folha anexa

- 2. Natureza:**     Invenção                       Modelo de Utilidade                       Certificado de Adição

**3. Título da Invenção ou Modelo de Utilidade (54):**

SISTEMA E MEDIDOR ONLINE DE ESTABILIDADE ELÉTRICA DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO

continua em folha anexa

- 4. Pedido de Divisão: do pedido Nº**                      **Data de Depósito:**

- 5. Prioridade:**                       Interna (66)                       Unionista (30)

O depositante reivindica a(s) seguinte(s):

Pais ou Organização do depósito	Número do depósito (se disponível)	Data de depósito

continua em folha anexa



<b>DIRPA</b>	Tipo de Documento: <b>Formulário</b>	DIRPA	Página: <b>2/3</b>
		Código: <b>FQ001</b>	Versão: <b>2</b>
Título do Documento: <b>Depósito de Pedido de Patente</b>		Procedimento: <b>DIRPA-PQ006</b>	

**6. Inventor (72):**

Assinale aqui se o(s) mesmo(s) requer(em) a não divulgação de seus nome(s), neste caso não preencher os campos abaixo.

- 6.1 Nome: Mauricio Gimenes Folsta  
6.2 Qualificação: Químico  
6.3 CPF: 200.524.018-47  
6.4 Endereço Completo: Rua Afonso Pena, 187 ap 304  
6.5 CEP: 20270-244  
6.6 Telefone: 6.7 FAX:  
6.8 E-mail: folsta@petrobras.com.br

continua em folha anexa

**7. Declaração de divulgação anterior não prejudicial.**

Artigo 12 da LPI – período de graça.  
Informe no item 11.13 os documentos anexados, se houver.

**8. Declaração na forma do item 3.2 da Instrução Normativa PR nº 17/2013:**

Declaro que os dados fornecidos no presente formulário são idênticos ao da certidão de depósito ou documento equivalente do pedido cuja prioridade está sendo reivindicada.

**9. Procurador (74):**

- 9.1 Nome:  
9.2 CNPJ/CPF: 9.3 API/OAB:  
9.4 Endereço Completo:  
9.5 CEP:  
9.6 Telefone: 9.7 FAX:  
9.8 E-mail:

continua em folha anexa

**10. Listagem de sequências biológicas.**

Informe nos itens 11.9 ao 11.12 os documentos anexados, se houver.



**INPI** INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL

INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL  
Sistema de Gestão da Qualidade  
Diretoria de Patentes

<b>DIRPA</b>	Tipo de Documento:	Formulário	DIRPA	Página:	3/3
	Título do Documento:			Código:	Versão:
<b>Depósito de Pedido de Patente</b>			FQ001	2	
			Procedimento:		DIRPA-PQ006

11. Documentos Anexados:

(Assinale e indique também o número de folhas);  
(Deverá ser indicado o número total de somente uma das vias de cada documento).

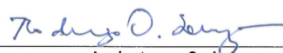
	Documentos Anexados		folhas
<input checked="" type="checkbox"/>	11.1	Guia de Recolhimento da União (GRU).	1
<input type="checkbox"/>	11.2	Procuração.	
<input type="checkbox"/>	11.3	Documentos de Prioridade.	
<input type="checkbox"/>	11.4	Documento de contrato de trabalho.	
<input checked="" type="checkbox"/>	11.5	Relatório descritivo.	11
<input checked="" type="checkbox"/>	11.6	Reivindicações.	3
<input checked="" type="checkbox"/>	11.7	Desenho(s) (se houver). Sugestão de figura a ser publicada com o resumo: n°, _____ por melhor representar a invenção (sujeito à avaliação do INPI).	1
<input checked="" type="checkbox"/>	11.8	Resumo.	1
<input type="checkbox"/>	11.9	Listagem de sequências em arquivo eletrônico: _____ n° de CDs ou DVDs (original e cópia).	
<input type="checkbox"/>	11.10	Código de controle alfanumérico no formato de código de barras referente às listagem de sequências.	
<input type="checkbox"/>	11.11	Listagem de sequências em formato impresso.	
<input type="checkbox"/>	11.12	Declaração relativa à Listagem de sequências.	
<input checked="" type="checkbox"/>	11.13	Outros (especificar) ATRIBUIÇÃO DE REPRESENTANTES PETROBRAS	2

12. Total de folhas anexadas: 19 fls.

13. Declaro, sob as penas da Lei que todas as informações acima prestadas são completas e verdadeiras.

Rio de Janeiro, 26 de dezembro de 2013.

Local e Data

  
Assinatura e Carimbo  
RODRIGO DE OLIVEIRA E SOUZA  
Engenheiro de Petróleo Pleno  
Matr. 963.182-5

**ANEXO DE INVENTORES**

**Campo 06 – Inventor (72)**

**Página 04**

**Título: SISTEMA E MEDIDOR ONLINE DE ESTABILIDADE ELÉTRICA DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO**

Nome: Cláudia Míriam Scheid

Qualificação: Engenheira Química

CPF: 023.546.317-58

*Endereço: Rua Jorge de Oliveira, 70 - Jardim Guanabara - Ilha do Governador*

*Rio de Janeiro, RJ*

CEP: 21941-030

---

Nome: Luís Américo Calçada

Qualificação: Engenheiro Químico

CPF: 082.908.822-82

*Endereço: Rua João Gualberto Braga, Lote 16, Quadra 21, Campo Grande*

*Rio de Janeiro, RJ*

CEP: 32092-520

---

Nome: Heraldo Luís Silveira de Almeida

Qualificação: Engenheiro Eletrônico

CPF: 770.875.007-59

*Endereço: Rua Barão de Itapajipe, 250, Bloco 01, apt. 903 - Rio Comprido*

CEP: 20261-005

---

Nome: Sérgio da Cruz Magalhães Filho

Qualificação: Engenheiro Químico

CPF: 035.179.417-43

*Endereço: Rua Antenisca Paula de Souza, Q. 3 Lote 16ª, Boa Esperança*

*Seropédica – Rio de Janeiro, RJ*

CEP: 23894-698

---

**ANEXO DE TITULARES**  
**Campo 01 – Depositante (71)**

**Página 05**

**Título:** SISTEMA E MEDIDOR ONLINE DE ESTABILIDADE ELÉTRICA DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro – UFRRJ  
BR 465, Km 7, Zona Rural - Seropédica - RJ, 23890-000



## SISTEMA E MEDIDOR ONLINE DE ESTABILIDADE ELÉTRICA DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO

### CAMPO DA INVENÇÃO

A presente invenção refere-se a fluidos empregados na perfuração e completação de poços de petróleo. Mais especificamente refere-se à um método otimizado de análise do fluido no que se refere ao parâmetro denominado "estabilidade elétrica".

Portanto, refere-se a presente invenção a um método e equipamento adicional de medição e de análise automática da propriedade de estabilidade elétrica dos fluidos de perfuração de poços de petróleo, notadamente de poços profundos, em que a medição é realizada *online* e automaticamente, mediante o emprego de *hardware* e *software* de controle e tratamento de sinais, com algoritmo incorporado no dito *software*, para o controle e modelagem.

### FUNDAMENTOS DA INVENÇÃO

Os fluidos de perfuração desempenham papéis fundamentais na perfuração de poços de Petróleo. São responsáveis, por exemplo, pelo carregamento dos cascalhos perfurados, lubrificação da coluna, resfriamento da broca, estabilidade do poço, etc.

Entretanto, a perfuração de poços em profundidades cada vez maiores, muitas vezes superiores a 7000m, tem submetido os fluidos de perfuração a condições muito severas de pressão e temperatura. Assim, a mensuração das propriedades dos fluidos é feita rotineiramente na sonda (a cada 8h pelo menos) para verificação se as propriedades dos fluidos atendem os requisitos mínimos do projeto.

Dentre estes requisitos está um parâmetro denominado estabilidade elétrica que é determinado por análise do fluido em um equipamento de bancada conhecido como Medidor de Estabilidade Elétrica. Exemplo desse tipo de equipamento é o comercializado pela empresa *FANN®*.

Tal parâmetro visa estabelecer um critério semi-quantitativo de medida da estabilidade de fluidos sintéticos, que são constituídos por emulsões inversas de água em óleo.

5 Sempre que o valor obtido para o parâmetro está abaixo do recomendado, há o risco de quebra da emulsão, que consiste na separação das fases aquosa e oleosa o que gera graves consequências para a estabilidade do poço e carreamento dos cascalhos. Assim, em operações normais, o parâmetro é sempre monitorado e tratamentos nos fluidos são feitos sempre que necessário.

10 Em cenários críticos de alta profundidade (temperatura e pressão elevadas) ou nos quais possa ocorrer influxo de água, a estabilidade elétrica torna-se ainda mais importante e o seu monitoramento em intervalos de 8h (oito horas) faz com que o tempo de resposta a quaisquer eventos torne-se muito lento, podendo comprometer  
15 a segurança da operação.

Um dos principais problemas do estado da técnica relativo à análise dos fluidos de perfuração reside no fato de que atualmente as mensurações são feitas em equipamentos de bancada que não possuem comunicação remota ao computador. Nesta configuração é impossível se  
20 criar uma malha de controle automatizado.

O parâmetro estabilidade elétrica corresponde à diferença de potencial elétrico necessária a ser aplicada a uma emulsão para que esta conduza significativamente corrente elétrica.

25 Assim, fluidos com alta estabilidade elétrica são constituídos por emulsões estáveis. Por outro lado, fluidos que conduzem eletricidade com a aplicação de pequenas diferenças de potencial são fluidos propensos a sofrerem separação das fases água e óleo.

A medida de bancada, além de ser por natureza defasada em relação ao processo em si, demanda contingente *in loco*.

A medida automatizada, por outro lado, depende de contingente reduzido e os resultados podem ser observados, em tempo real, tanto na sonda quanto remotamente em salas de acompanhamento em tempo real (CSD) de que a companhia já disponha.

5 Algumas tentativas de otimização e melhoria do controle exercido com relação ao fluido de perfuração em poços de perfuração têm sido realizadas no estado da técnica.

O documento de A. Saasen *et al*, "*Automatic Measurement of Drilling Fluid and Drill Cuttings Properties*", apresentado em *IADC/SPE Drilling Conference, 4-6 March 2008, Orlando, Florida, USA*, e publicado  
10 pela *Society of Petroleum Engineers* sob o no 112687-MS, informa ser necessário medir vários parâmetros do fluido de perfuração automaticamente, objetivando aumentar a precisão das medições e tornando possível reagir imediatamente a alterações que estejam  
15 ocorrendo. Para tanto, o artigo descreve uma ferramenta de uma combinação integrada para a medição de parâmetros do fluido de perfuração e automaticamente as propriedades de formação. É mencionado que uma análise automática de fluido de perfuração inclui a viscosidade, a perda de fluido, as medições de estabilidade elétricas e as  
20 propriedades químicas, como o Ph.

Ainda o artigo menciona que algumas medições são realizadas de forma semi-contínua, como as curvas de formação de gel e perda das propriedades do fluido que exigem algum tipo de períodos estáticos controlados, embora sejam automáticos e são medidos tão  
25 frequentemente quanto possível. A proposta apresentada refere-se a um sistema automático para medir o tamanho das partículas de distribuição, concentração e morfologia, tendo em vista que o conhecimento desses parâmetros é necessário, especialmente quando se perfura em reservatórios empobrecidos onde partículas são adicionadas, para  
30 aumentar a resistência do poço. Dessa forma é proposto um sistema

automático que está adaptado a determinar, com precisão, se as partículas separadas em peneiras são os cascalhos ou *cavings* produzidos por uma formação estável, mas não envolve diretamente a análise do fluido de perfuração por sua estabilidade elétrica, nem propõe um medidor conectado permanentemente *online* ao sistema de medição, como na presente invenção.

A monografia de Perez, Gláucia Rodrigues de Melo, apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Química na Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, em novembro de 2008, com título “Estudo da estabilidade elétrica de fluidos de emulsão inversa usados para perfuração de poços de petróleo”, informa que na análise da estabilidade elétrica de fluidos de perfuração, altos valores indicam uma emulsão mais forte e, portanto, um fluido mais estável.

Também é indicado que o fluxo de eletricidade é estabelecido entre os polos dos eletrodos quando as gotas de água emulsificada coalescem formando uma ponte ou circuito contínuo. A magnitude da voltagem requerida para quebrar a emulsão completando o circuito representa a estabilidade elétrica da emulsão, expressa em volts.

Considerando os conhecimentos acerca da estabilidade elétrica dos fluidos de perfuração e os vários fatores que afetam o valor dessa estabilidade elétrica, o objetivo desse trabalho foi o de desenvolver um fluido de base óleo, feito com insumos de baixa toxicidade e a partir de componentes vegetais, presentes na cultura vegetal brasileira a fim de contribuir para o avanço na área de fluidos de perfuração para poços de petróleo.

O objetivo do trabalho não se refere diretamente e especificamente à análise da estabilidade elétrica do fluido, via *online* e automaticamente, de forma a permitir ajustes no fluido para atingir os

valores ideais da estabilidade elétrica do fluido de perfuração, conforme é proposto no presente pedido de patente.

Tentativas de automatizar a análise das propriedades de fluidos de perfuração já foram alvo de diversos documentos de patente do estado da técnica, cada um deles enfocando um aspecto específico do fluido, mas não diretamente relacionado à automatização e fornecimento de dados *online*, de parâmetros relativos à estabilidade elétrica do fluido.

A anterioridade US20100042335, publicada em 18/02/2010, refere-se a métodos e aparelhos para a caracterização de óleo-em-água ou de emulsão de inversão de fluidos para utilização em orifícios de perfuração de poços em hidrocarboneto tendo formações subterrâneas, em que o dito método de medição da estabilidade do fluido inclui a colocação de uma amostra de uma emulsão num intervalo entre os eletrodos, afetando a amostra, medindo a estabilidade elétrica da amostra, e estabelecendo uma relação entre a estabilidade elétrica e o tempo desde que a amostra foi afetada.

Essa anterioridade menciona a utilização de um equipamento de teste de estabilidade elétrica, tal como o equipamento *FANN 23D* comercializado pela *FANN Instrument Company de Houston, Texas*, que é tipicamente utilizado para caracterizar, emulsão invertida com base em óleo de fluidos de perfuração. Uma vez que a diferença de potencial entre os eletrodos atinge um certo nível, o fluido de perfuração a base de óleo irá quebrar e um caminho condutor será formado entre os dois eletrodos. O pico de tensão necessária para provocar a ruptura é definido como a estabilidade elétrica do fluido de perfuração à base de óleo. A invenção da anterioridade também é dirigida a um dispositivo de medição da estabilidade do fluido, que compreende um corpo isolante, um eletrodo de referência acoplado ao corpo isolante que tem um primeiro potencial elétrico, um segundo eletrodo acoplado ao corpo isolante que tem um

segundo potencial elétrico, e um eletrodo de guarda de uma superfície do corpo isolante.

A partir dessa construção, a invenção da anterioridade é direcionada para um método de determinação da estabilidade elétrica de um fluido que compreende a colocação do fluido em um intervalo entre um 5 eletrodo de referência que tem um primeiro potencial e um segundo eletrodo que tem um segundo potencial; juntar o eletrodo de referência e o segundo eletrodo com um material de isolamento; interceptar o caminho sobre o material isolante entre o eletrodo de referência e o segundo 10 eletrodo, com um eletrodo de guarda, aumentando a diferença de potencial entre o eletrodo de referência e o segundo eletrodo; e medindo uma quantidade de fluxo de corrente entre o eletrodo de referência e o segundo eletrodo.

No entanto, esta anterioridade não sugere nem antecipa a 15 corporificação da invenção do presente pedido, em que todo um sistema informatizado é empregado para coletar os dados, mensurar os valores da estabilidade elétrica do fluido de perfuração que foram obtidos, e enviar os resultados para a correção das propriedades de estabilidade elétrica do fluido que está sendo monitorado.

## 20 **SUMÁRIO DA INVENÇÃO**

A presente invenção refere-se a um sistema e um medidor *online* de estabilidade elétrica de fluido de perfuração, para verificação *online* das propriedades do fluido de perfuração (1) em poços de perfuração profunda, caracterizado por, o sistema ser exercido com o emprego de 25 equipamento que incorpora a atuação de uma sonda (*Probe*) (2) responsável por investigar e obter informações do fluido de perfuração de uma região remota de um poço de perfuração (12); uma placa amplificadora de sinal (4) que se conecta à sonda (2); um alimentador de energia de 24 V (3) que alimenta a placa (4); um *hardware* de automação 30 (7) que está ligado ao dito alimentador (3); um computador (8) que se

conecta ao *hardware* (7); um *software* (5) próprio de tratamento de sinais que se acha carregado no computador (8); um algoritmo (6) de controle e modelagem incorporado no *software* (5); e uma operação *online* e contínua do sistema para a medição *online* de uma pluralidade de  
5 medições da estabilidade elétrica (11) do fluido de perfuração (1) do poço de perfuração profunda (12).

### **BREVE DESCRIÇÃO DAS FIGURAS**

As figuras a seguir exemplificam a invenção em que:

- A figura 1, representa um diagrama de blocos do sistema da  
10 presente invenção;

- A figura 2 refere-se a um gráfico de comparação dos resultados da medição *online* com os obtidos com apenas o equipamento do estado da técnica considerado como referência para a medição da propriedade de estabilidade elétrica de fluidos de perfuração (*FANN 23D*).

### **15 DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO**

Existem vários fatores que afetam o valor da estabilidade elétrica, dentre eles, as condições da emulsão; a concentração de eletrólito caracterizado pelo aumento ou diminuição da concentração de eletrólitos que tem o efeito temporário de mudar a estabilidade elétrica; o  
20 conteúdo de água – à medida que o volume de água aumenta; e a distância entre as gotas emulsificadas diminui, aumentando assim a possibilidade de coalescência.

Outros fatores são ainda: - a presença de sólidos molhados por água que poderá produzir a diminuição em algumas vezes da estabilidade  
25 elétrica, devido ao fato de atuarem como água não emulsificada; e a temperatura, já que um fluido a baixa temperatura terá uma estabilidade elétrica maior que o mesmo fluido a uma temperatura mais alta.

Conhecendo-se as características que influenciam o valor da estabilidade elétrica do fluido de perfuração, foi desenvolvido o

equipamento e o sistema de utilização do referido equipamento da presente invenção, que realiza a medição *online* da estabilidade elétrica dos fluidos de perfuração usualmente empregados em perfuração de poços profundos.

5 Isto foi possível utilizando um conceito diferente daquele empregado em equipamentos de bancada comercial.

No sistema e equipamento *online* da presente invenção o diferencial de potencia elétrico é aplicado continuamente, sendo que simultaneamente é medida a corrente contínua que passa pela  
10 solução/emulsão.

Assim, podem ser construídas curvas de corrente *versus* potencial que fornecem mais informações a respeito da estabilidade do fluido.

Essa construção permite ainda a identificação mais rápida  
15 (quase imediata) de eventos durante a perfuração, como influxo de água para o poço, deterioração térmica de surfactantes, etc. Permite, portanto, o acompanhamento contínuo e remoto do parâmetro estabilidade elétrica.

Portanto, constituem-se como objetivos da presente invenção a mensuração por meio da adoção de um sistema de mensuração e análise  
20 e respectivo equipamento, das propriedades de estabilidade elétrica do fluido de perfuração, de modo a promover a diminuição de custo da produção pela eliminação de paradas operacionais para tratamento de fluido de perfuração, uma vez que alguns problemas operacionais relacionados ao fluido podem ser identificados mais precocemente.

25 Da mesma forma, também acarreta o aumento da produtividade do pessoal embarcado responsável pelas medições, já que não será mais necessário realizar a medição tradicional da estabilidade elétrica, o que será feito automaticamente e por via *online*.

Sendo um parâmetro *online* de correlação/identificação de  
30 potencial quebra da emulsão (separação das fases água/óleo do fluido de



perfuração), conseqüentemente ocorrerá o aumento da segurança operacional, já que, da mesma forma, as medições das propriedades continuamente, sem a necessidade de atuação humana, promoverá uma maior confiabilidade do sistema, com menos chances de ocorrências de  
5 falha humana.

Portanto, obtém-se um melhor controle das propriedades dos fluidos de perfuração sintéticos, tendo em vista o acompanhamento remoto e em tempo real da condição do fluido.

O sistema da presente invenção utiliza-se de elementos usuais da técnica, arranjados, no entanto, de forma a otimizar sua operação  
10 conjunta de modo a fornecer a medição contínua, *online*, das condições de estabilidade elétrica do fluido de perfuração. Usualmente é empregada uma sonda (*probe*) do tipo *FANN 23D*, fornecida pela empresa *FANN*®.

Ainda dentre os elementos utilizados situam-se um alimentador  
15 24VDC e uma placa amplificadora *UltraVolt*®.

O sistema é controlado a partir de um computador e um *hardware* de automação, tal como, por exemplo, o produzido e fornecido pela *National Instruments*®, que emprega da mesma forma, um *software* de automação da mesma *National Instruments*®, o qual contém um  
20 algoritmo incorporado no dito *software* para controle e modelagem.

Destaque-se que as indicações dos fornecedores e especificações desses fornecedores dos produtos empregados na presente invenção são de cunho meramente exemplificativos, devendo, no  
25 entanto, ser considerado que o sistema é previsto para empregar dispositivos de qualquer marca que desempenhem funções idênticas com resultados similares. Ou seja, o sistema irá operar mediante o emprego de um computador e um *hardware* de automação, que emprega um *software* de automação por meio da ação de um algoritmo para controle e modelagem além de utilizar-se de uma sonda, tal como uma *probe*  
30 (dispositivo especialmente designado para investigar e obter informações

de uma região remota ou desconhecida), um alimentador de energia e uma placa amplificadora, coletora de dados.

O sistema da presente invenção prevê ainda o uso de elementos de conexão e de proteção elétrica.

5 Os componentes da invenção constituem, portanto, um sistema, em função da sua interligação e operação otimizada partindo das lógicas aplicáveis descritas na literatura.

Basicamente, conforme pode ser visto no esquema da figura 1, os componentes do sistema incluem uma sonda (2) que se conecta à  
10 placa amplificadora de sinal (4), que é alimentada pelo alimentador de 24 V(3). Dito alimentador acha-se ligado ao *hardware* de automação (7), o qual está ligado a um computador carregado com *software* próprio de tratamento de sinais (8). O equipamento assim constituído, conta ainda com elementos de proteção física/elétrica.

15 Através do gráfico da figura 3, relativo aos resultados obtidos pelo sistema proposto na presente invenção, é visto uma comparação dos resultados da medição *online* com os resultados obtidos pelo sistema tradicional de aplicação do equipamento usualmente empregado isoladamente, o *FANN 23D*, para a medição da propriedade de  
20 estabilidade elétrica de fluidos de perfuração.

Nota-se que o equipamento proposto pode ser utilizado para identificar o diferencial de potencial para condução significativa de corrente pela emulsão, da mesma forma como efetuado pelo *FANN* isoladamente, porém apresentando-se com a vantagem de reportar a medição de  
25 corrente em diferentes potenciais, indicando mais detalhadamente o estado da emulsão de forma *online* e continuamente.

O gráfico da figura 2 exemplifica uma resposta típica da obtenção dos dados de estabilidade elétrica.

30 Todos os testes foram realizados em triplicata. As linhas contínuas (e horizontais) correspondem à voltagem (ou "valor da

estabilidade elétrica”) do equipamento de bancada *FANN 23D*. Nessa medição empregando o equipamento isoladamente, foram obtidos os valores de 111V, 109V, 107V.

A linha pontilhada representa o limite de corrente para o teste.

- 5 Os pontos preenchidos são os valores de potencial aplicado com o sistema e equipamento, desenvolvidos na presente invenção. Os pontos não preenchidos correspondem à corrente medida com o equipamento *online*. Pode ser verificado que a medição efetuada com o equipamento *online*, obteve valores que superaram a linha pontilhada, isto é,
- 10 ultrapassaram o limite de corrente estabelecida para o teste.

- O sistema da presente invenção pode ser instalado em qualquer sonda de perfuração, tanto na tubulação de retorno do poço ao tanque ativo da sonda, após as peneiras, como da mesma forma, antes da sucção no tanque ativo, ampliando dessa forma as possibilidades de emprego de
- 15 sistemas de medição da estabilidade elétrica do referido fluido de perfuração.

### REIVINDICAÇÕES

1. Sistema e Medidor *online* de Estabilidade Elétrica de Fluido de Perfuração, para verificação *online* das propriedades do fluido de perfuração (1) em poços de perfuração profunda, caracterizado por, o sistema ser exercido com o emprego de equipamento que incorpora a atuação de:
- uma sonda (*Probe*) (2) responsável por investigar e obter informações do fluido de perfuração de uma região remota de um poço de perfuração (12);
  - uma placa amplificadora de sinal (4) que se conecta à sonda (2);
  - um alimentador de energia de 24 V (3) que alimenta a placa (4);
  - um *hardware* de automação (7) que está ligado ao dito alimentador (3);
  - um computador (8) que se conecta ao *hardware* (7);
  - um *software* (5) próprio de tratamento de sinais que se acha carregado no computador (8);
  - um algoritmo (6) de controle e modelagem incorporado no *software* (5);
  - A operação *online* e contínua do sistema para a medição *online* de uma pluralidade de medições da estabilidade elétrica (11) do fluido de perfuração (1) do poço de perfuração profunda (12).
2. Sistema de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por, os dispositivos utilizados para operar o sistema acham-se encerrados em caixa de proteção, contendo elementos de proteção física e elétrica.
3. Sistema, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por, O sistema ser instalado em qualquer sonda de perfuração;
4. Sistema, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por, a instalação do sistema ser feita na tubulação (9) de retorno do poço ao tanque ativo da sonda, após as peneiras;

5. Sistema, de acordo com a reivindicação 1 ou 4, caracterizado por, a instalação do sistema ser feita antes da sucção (10) no tanque ativo;
6. Sistema, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado por, a sonda (2) ser opcionalmente do tipo 23D para a medição *online* (11) dos parâmetros de estabilidade elétrica do fluido de perfuração (1) do tipo emulsão, para identificar o diferencial de potencial para condução significativa de corrente pela emulsão;
7. Sistema, de acordo com a reivindicação 1 ou 6, caracterizado por, o diferencial de potencia elétrico ser aplicado continuamente, sendo que simultaneamente é medida a corrente contínua que passa pela solução;
8. Sistema, de acordo com a reivindicação 1, os dispositivos que são acondicionados na caixa de proteção são a sonda (2) de medição dos parâmetros de estabilidade elétrica (11) do fluido de perfuração (1), o alimentador de 24V (3), placa amplificadora de coleta de dados (4) e elementos de proteção física e elétrica;
9. Sistema, de acordo com a reivindicação 1 ou 8, caracterizado por, a sonda (2) de medição ser conectada à placa amplificadora de coleta de dados (4);
10. Sistema, de acordo com a reivindicação 1 ou 8, caracterizado por, os componentes que promovem a atuação *online* e continuada do sistema de medição, externos à caixa de proteção, são o *hardware* de controle (7), computador (8) *software* de controle (5) e algoritmo (6) contido no *software* (5), para a realização da medição *online* da estabilidade elétrica (11) do fluido de perfuração (1) de um poço de perfuração (12);
11. Sistema, de acordo com a reivindicação 1 ou 10, caracterizado por, o *hardware* (7) de automação estar ligado ao alimentador de 24V, e estar conectado ao computador (8), que contém o *software* de controle (5), que incorpora o algoritmo (6) de controle e modelagem;
12. Sistema, de acordo com a reivindicação 1 ou 11, caracterizado por, a medição *online* (11) da estabilidade elétrica do fluido de perfuração (1) ser

- feita automaticamente e continuamente, em tempo real, tanto na sonda quanto remotamente em salas de CSD (acompanhamento em tempo real);
13. Medidor *online* de Estabilidade Elétrica de Fluido de Perfuração, para a realização do sistema da reivindicação 1, relativo à verificação *online* das
- 5 propriedades do fluido de perfuração (1) em poços de perfuração profunda, caracterizado por, ser constituído por uma sonda (2) de medição e obtenção de informações de um fluido de perfuração (1) de uma região remota de um poço de perfuração (12); de um alimentador de 24V (3), ligado a uma placa amplificadora de aquisição de dados (4), arranjados em
- 10 uma caixa de proteção, contendo elementos de proteção física e elétrica;
14. Medidor, de acordo com a reivindicação 13, caracterizado por, a referida caixa estar ligada a um sistema de automação constituído por um *hardware* de automação (7), ligado a um computador (8), contendo um *software* de tratamento de sinais (5) e algoritmo (6) incorporado no dito
- 15 *software*, para controle e modelagem;
15. Medidor, de acordo com a reivindicação 13 ou 14, caracterizado por, a instalação poder ser feita ligada na tubulação (9) de retorno do poço ao tanque ativo da sonda de perfuração, após as peneiras;
16. Medidor, de acordo com a reivindicação 13 ou 15, caracterizado por, a
- 20 instalação poder ser feita ligada antes da sucção (10) no tanque ativo;
17. Medidor, de acordo com a reivindicação 13, caracterizado por, poder ser utilizado para identificar o diferencial de potencial para condução significativa de corrente elétrica pela emulsão.

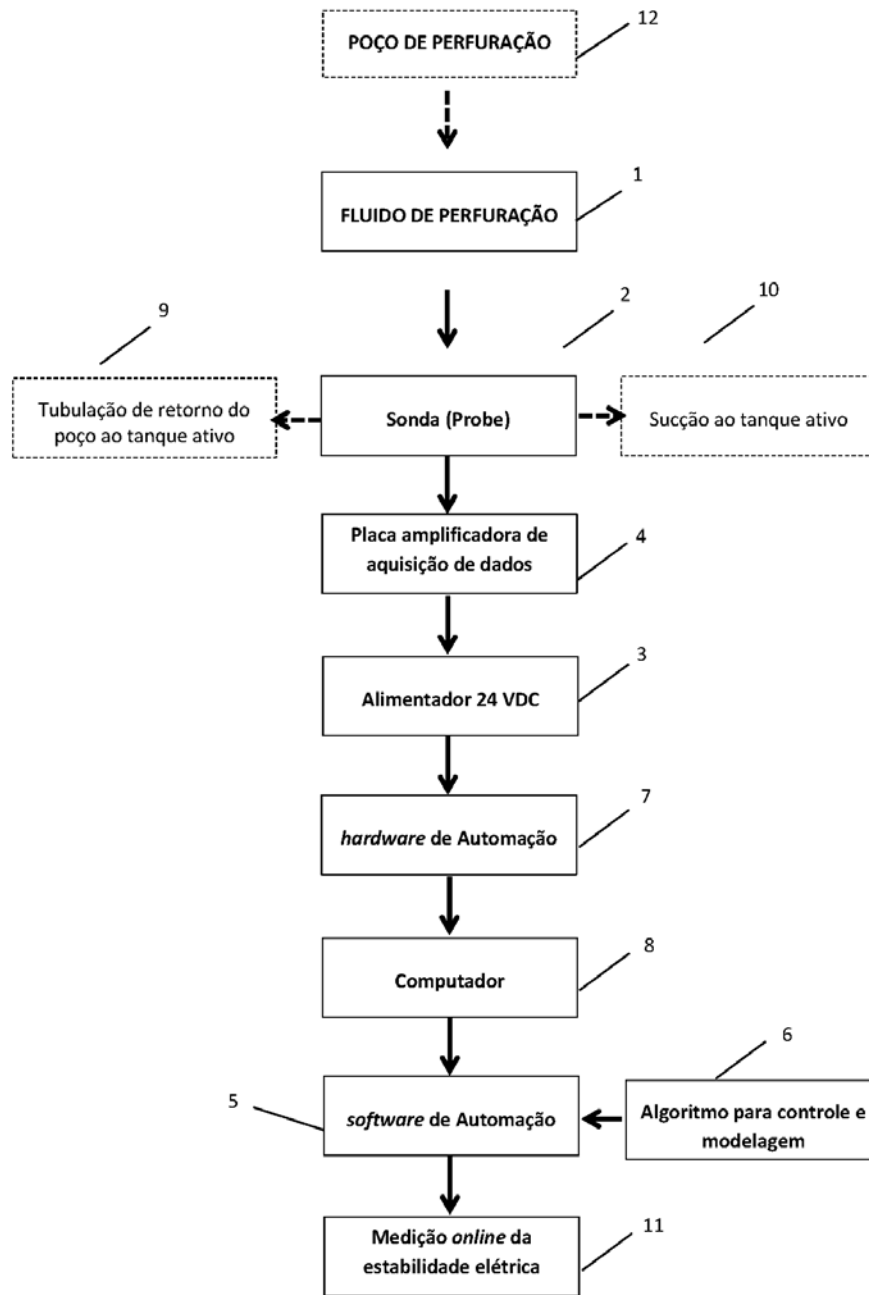


FIGURA 1

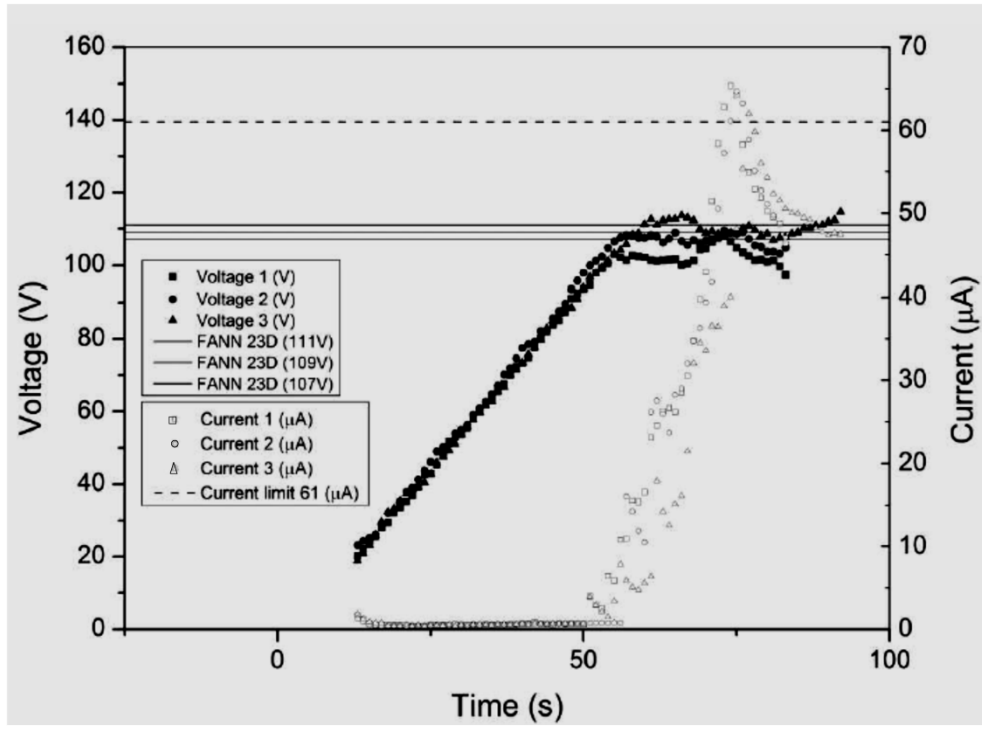


FIGURA 2



**RESUMO**  
**SISTEMA E MEDIDOR ONLINE DE ESTABILIDADE ELÉTRICA DE**  
**FLUIDO DE PERFURAÇÃO**

Refere-se o presente pedido a um sistema e aparelho para a  
5 realização do sistema, de controle automatizado provido para efetuar a  
medição, análise e o controle da estabilidade elétrica de fluidos de poços  
de perfuração. O parâmetro "estabilidade elétrica" corresponde à  
diferença de potencial elétrico necessária a uma emulsão para que esta  
conduza adequadamente a corrente elétrica.

10 No sistema da presente invenção o diferencial de potencia  
elétrico é aplicado continuamente e simultaneamente é medida a  
corrente contínua que passa pela solução, permitindo que sejam  
construídas curvas de Corrente versus Potencial que fornecem mais  
informações à respeito da estabilidade do fluido. Permite ainda a  
15 identificação mais rápida de eventos durante a perfuração, como influxo  
de água para o poço, deterioração térmica de surfactantes, etc.,  
possibilitando o acompanhamento contínuo e remoto do parâmetro  
estabilidade elétrica.

O equipamento desenvolvido realiza a medição *online* (11) da  
20 estabilidade elétrica. Isto foi possível utilizando sistema *online* que  
emprega equipamento que é provido com sonda probe (2), responsável  
por investigar e obter informações do fluido de perfuração (1) de uma  
região remota de um poço de perfuração (12), alimentador (3) e placa  
amplificadora de aquisição de dados (4), conectado a computador (8) e  
25 *hardware* de automação (7), *software* de tratamento de sinais (5) e  
algoritmo (6) incorporado no dito *software*, para controle e modelagem.

## ANEXO E – Artigos aceitos e publicados

### E<sub>1</sub> – Desenvolvimento de uma Unidade Móvel para Monitoramento Remoto das Propriedades Físico Químicas de Fluidos Perfuração



#### DESENVOLVIMENTO DE UMA UNIDADE MÓVEL PARA MONITORAMENTO REMOTO DAS PROPRIEDADES FÍSICO QUÍMICAS DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

<sup>1</sup>Sérgio Magalhães, <sup>1</sup>Eduardo Paraiso, <sup>1</sup>Luis Américo, <sup>1</sup>Cláudia Scheid, <sup>2</sup>Alex Waldmann

<sup>1</sup> Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro - UFRRJ  
<sup>2</sup> CENPES/PETROBRAS

<sup>1</sup> BR-465, km 7, Campus da UFRRJ, Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, CEP: 23897-035

<sup>2</sup> Avenida Horácio Macedo, 2030, Cidade Universitária, Rio de Janeiro, CEP: 21491-915

e-mail: sergiomagalhaes@sergiomagalhaes.eng.br

**RESUMO** – Os fluidos de perfuração possuem papel fundamental durante a perfuração de poços de petróleo. Apesar dos avanços tecnológicos na área de perfuração, o processo de monitoramento e correção do estado físico químico dos fluidos permanece essencialmente manual. Este trabalho traz um resumo das etapas executadas durante a construção de uma unidade móvel de monitoramento remoto das propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração, desde a concepção do projeto até seu atual status. Testes preliminares concluíram que medidas de viscosidade aparente, densidade, estabilidade e condutividade elétrica, teor e tamanho de sólidos e razão água óleo podem ser monitoradas remotamente, porém não estão isentas de desvios quando comparados com resultados off line, considerados como referência.

Palavras-Chave: monitoramento, fluidos de perfuração, automação

#### INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração são amplamente utilizados durante a perfuração de poços de petróleo. Sem esses, a viabilidade do processo a partir de determinadas profundidades estaria completamente comprometida (Bourgoyne *et al.*, 1991)

Estes fluidos tem a função de controlar a pressão do poço (se operado em *overbalance*), carrear os cascalhos até a superfície, resfriar o sistema em atrito com a formação rochosa, transmitir sinais elétricos à superfície advinda de instrumentos *downhole* dentre outras funções. (Caenn e Chillingar, 1996)

Alterações nas propriedades físico-químicas destes fluidos podem levar ao descontrolo da pressão dentro do poço, assim como a perda da sustentação dos cascalhos, o que inviabiliza todo o processo. (Samuel e Liu, 2009, Magalhães *et al.*, 2014, Gandelman *et al.*, 2013, Van Oort *et al.*, 2011).

Três trabalhos sobre monitoramento remoto se destacam como proeminentes e específicos na área de *drilling*: o trabalho de Saasen *et al.* (2009) e os trabalhos de Broussard *et al.* (2010) e

Miller *et al.* (2011). O primeiro trabalho trata da construção de um *loop* de fluidos de perfuração, onde foram instalados sensores de viscosidade aparente, densidade, pH, teor de sólidos, análise de cascalhos e estabilidade elétrica e volume de filtrado. Neste trabalho os autores demonstraram resultados experimentais obtidos em tempo real. Alguns sensores foram totalmente desenvolvidos, outros adaptados. Os autores não demonstraram resultados estatísticos a cerca dos possíveis desvios existentes entre dados obtidos em tempo real e dados obtidos em bancada.

Já Broussard *et al.* (2010) e Miller *et al.* (2011) apresentaram resultados de viscosidade aparente e densidade obtidos em tempo real, assim como os desvios obtidos quando estes são comparados com os dados obtidos no FANN 35A e na balança de lama. As conclusões gerais que se observam nos três trabalhos citados é que a aferição de tais medidas físico-químicas em tempo real em fluidos de perfuração é possível, porém existe a necessidade de adaptação das tecnologias disponíveis no mercado, e em alguns casos, o desenvolvimento de novas.

Neste trabalho serão apresentadas as etapas concluídas e os resultados obtidos durante a construção de uma unidade móvel de

monitoramento remoto das propriedades de fluidos de perfuração. Os sensores foram adquiridos no mercado mundial, alguns foram modificados e outros totalmente desenvolvidos.

## MATERIAL E MÉTODOS

Para testes de desenvolvimento e desempenho dos sensores, foi construído um *loop* de fluidos de perfuração. O *loop* ofereceu a infraestrutura necessária para se produzir diversos tipos de fluidos de perfuração, assim como a simulação de condições de processo. A estrutura era fixa, composta por tubulações, tanques, bombas, agitadores e um trocador de calor. O gerenciamento do *loop* era totalmente remoto por meio de um *software* desenvolvido. Na Figura 1 pode ser observado um esquema do mesmo.

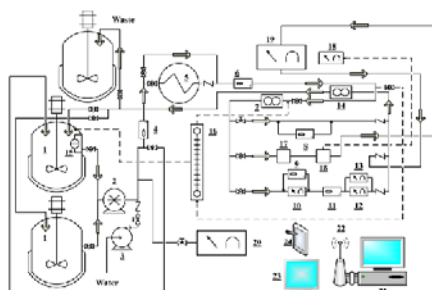


Figura 1. Esquema do *loop* de fluidos de perfuração.

Os fluidos de perfuração eram feitos nos tanques agitados (1), tanto base água quanto base óleo. Os fluidos eram bombeados (2, 3) pelas linhas hidráulicas, em sistema fechado. Medições de pressão (4, 8, 9, 11), temperatura (5, 6, 12, 19), vazão volumétrica (7) e volume no interior dos tanques (15) eram feitas em tempo real para controle das condições operacionais do sistema.

Nas linhas hidráulicas havia medições de densidade (14), viscosidade aparente (10), condutividade elétrica (12), estabilidade elétrica (13), concentração de sólidos (17), tamanho de partículas (18), teor de água em óleo (19) e análise de volume de filtrado (20) (ainda em fase de conclusão). Havia ainda um equipamento desenvolvido pelo CENPES para testar aditivos de combate à perda de circulação (16).

Todo o tráfego de informações, banco de dados, conversões de sinais foram gerenciados via computador externo (21), operando em sistema *Windows*. Havia também a possibilidade de exportação dos dados de forma *wireless*,

utilizando um roteador (22). Assim, por meio de aplicativos em ambiente *Android*, ou em *laptops*, o usuário poderia comandar e/ou receber os dados do *loop* a partir de maiores distâncias.

A seguir são descritos os esquemas dos sensores de fluidos de perfuração testados e desenvolvidos.

O primeiro deles, o densímetro, funciona por força de coriolis, não apresentando limitações quanto ao tipo de fluido (base água ou óleo) nem à quantidade de sólidos em suspensão. Um tubo em formato ômega é ligado a um eixo que gira em torno de si próprio, em função do nível de vibração que a massa em escoamento ocasiona. Bobinas elétricas estão interligadas a este eixo, gerando excitações mapeáveis em função da vazão mássica e densidade.

Para análise das propriedades reológicas foi utilizado um viscosímetro tipo Couette fabricado pela Brookfield, nos EUA. O funcionamento é idêntico ao FANN 35A. Vide Figura 2.

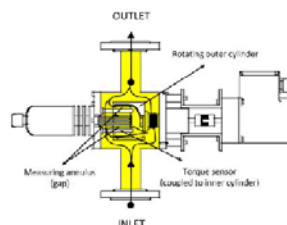
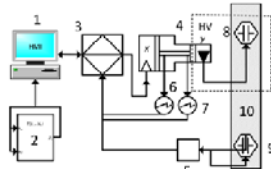


Figura 2. Esquema do viscosímetro de processo do fabricante Brookfield.

Seu projeto permite aquisições de viscosidade aparente em tempo real diretamente na tubulação durante escoamento. Existem na câmara de medição dois cilindros concêntricos, onde o externo impõe a taxa de deformação e o interno sofre a deformação angular, sendo esta convertida em tensão. Este equipamento foi modificado para que o controle da taxa fosse remoto e gerenciado pelo *software*. Essa modificação também permitiu a aquisição de dados de tensão em diversas taxas, permitindo o levantamento de curvas de fluxo mais completas e testes de tixotropia, por meio de curvas de histerese.

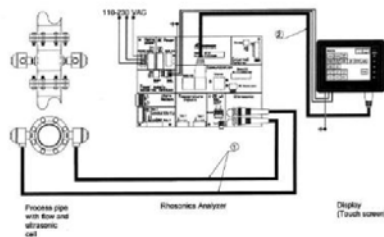
Para a aferição da estabilidade elétrica foi desenvolvido um protótipo que opera em conjunto com o *software* desenvolvido. Vide Figura 3.



**Figura 3. Esquema simplificado do protótipo de estabilidade elétrica *on line*.**

Neste protótipo o *software* desenvolvido (2) rodando no ambiente *Windows* (1) gera o sinal elétrico a ser amplificado no seio do fluido (10) por meio da sonda inserida (8). Quando o teste se inicia, o sinal elétrico virtual é fisicamente gerado na *hardware* (3), que repassa tais sinais até uma placa amplificadora (4). O sinal de referência (0 a 10 V) entra na estação X da placa e sai amplificada em 200 vezes na estação Y (0 a 2000 V). O sensor de condutividade elétrica opera em paralelo a este sistema, sendo composto pela unidade eletrônica (5) e a sonda (9) inserida próxima à sonda da estabilidade elétrica. O condutivímetro adquirido é do fabricante KNICK, empresa alemã.

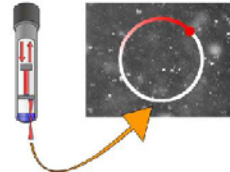
O sensor de concentração de sólidos foi adaptado a partir de um equipamento holandês, do fabricante RHOSONICS. Este sensor opera determinando a velocidade do som no seio do fluido e sua respectiva atenuação ao atravá-lo, a uma determinada distância e frequência definidas. Para o uso com fluidos de perfuração foi necessário uma recalibração no equipamento. Seu esquema pode ser visto na Figura 4.



**Figura 4. Esquema do medidor ultrassônico da Rhosonics.**

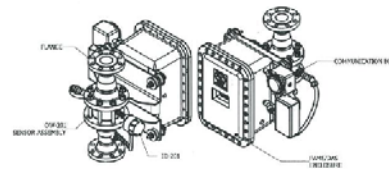
Além da concentração de sólidos, o monitoramento do tamanho dos mesmos também foi feito, utilizando o equipamento FBRM da Mettler Toledo. A partir da varredura com raio laser das partículas que tocam a janela de safira do equipamento, o mesmo é capaz de contar e classificar as partículas em faixas de tamanhos. Vide Figura 5. Devido a alta frequência de varredura do laser, a mesma partícula pode ser varrida em diversas

posições, o que resulta numa maior verossimilhança na determinação das faixas de diâmetros.



**Figura 5. Esquema do funcionamento do FBRM da Mettler Toledo.**

A determinação do teor de água em óleo é feita pelo equipamento norte americano do fabricante AGAR. Por técnicas de micro-ondas, juntamente com uma calibração em campo dos parâmetros dielétricos da fase não condutora (neste caso a parafina), o equipamento é capaz de aferir a porcentagem em volume de cada fase, estando elas dispersas ou emulsionadas. Vide esquema na Figura 6.



**Figura 6. Esquema do equipamento da AGAR.**

Na Figura 7 é apresentada a interface homem-máquina desenvolvida para o *software* de controle do *loop*.



**Figura 7. IHM desenvolvida para o *loop* de escoamento de fluidos de perfuração.**

O acompanhamento das variáveis pode ser feito ainda de forma remota em aplicativo desenvolvido em ambiente *Android*.

## RESULTADOS E DISCUSSÃO



Os resultados obtidos em tempo real foram confrontados com resultados obtidos em equipamentos de referência, de bancada, comumente encontrados nos campos de perfuração.

#### Resultados de viscosidade aparente

Na Figura pode ser observado um resultado típico de viscosidade aparente para um fluido de perfuração base óleo. Observa-se na Figura8 os dados em alta frequência de aquisição e os seis pontos de aquisição no FANN 35A. Para os fluidos menos viscosos há uma melhor concordância entre os pontos, já para os fluidos mais viscosos existem divergências maiores. No entanto, a magnitude dos desvios não é significativa operacionalmente.

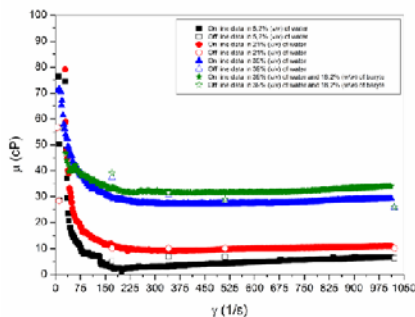


Figura 8. Dados de viscosidade aparente versus taxa para diferentes teores de água e sólidos em fluidos de perfuração base óleo.

#### Resultados de estabilidade elétrica

Na Figura9 são apresentados os resultados do protótipo e sua respectiva comparação com os dados obtidos no FANN 23D. Os dados foram coletados durante a adição de água em um fluido de perfuração base óleo. Observa-se a queda exponencial da estabilidade com a adição de água no sistema, e a comparação entre os dados *on line* e *off line* demonstraram similaridade ente os resultados. O protótipo operou utilizando parâmetros elétricos idênticos a aqueles presentes no FANN 23D. Um segundo teste foi conduzido para verificar o desempenho do protótipo operando em paralelo com o condutivímetro. O teste consistiu em induzir a quebra da emulsão existente nos fluidos à base de óleo, por meio da adição controlada de água ao fluido. Vide Figura 0 para os resultados.

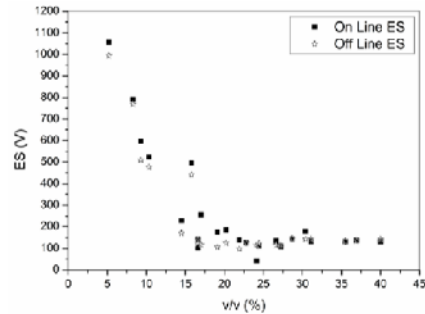


Figura 9. Valores de estabilidade elétrica versus concentração de água num fluido de perfuração base óleo.

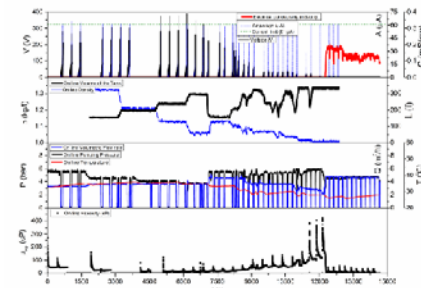


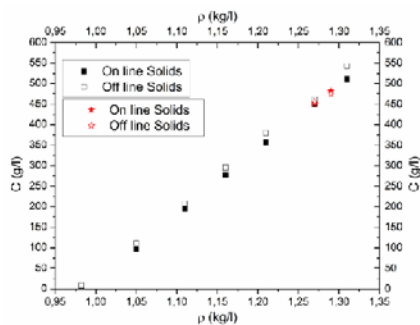
Figura 10. Múltiplas variáveis monitoradas em tempo real em função do tempo de teste.

Na Figura há quatro gráficos alinhados no mesmo tempo de teste, ou seja, todos os quatro gráficos possuem o mesmo eixo horizontal. No primeiro gráfico, de cima para baixo, estão apresentados dados de tensão, amperagem e condutividade elétrica. No gráfico abaixo há dados de densidade e volume dos tanques, no próximo dados de pressão, vazão volumétrica e temperaturas e no último curvas de viscosidade aparente. O fluido base óleo foi bombeado em *loop* até aproximadamente 3000 segundos, neste momento foi feito uma adição de parafina ao sistema, o qual diminuiu a densidade, a viscosidade aparente e aumentou o volume dos tanques. Outra adição de parafina ocorreu em 4500 segundos, aproximadamente. Em 6000 segundos a adição de água começou, logo a estabilidade elétrica começou a apresentar decréscimo. Conforme o teor de água foi aumentando a estabilidade elétrica continuou decaindo até que a emulsão foi rompida. Neste ponto, próxima 12000, segundos observou-se a brusca queda nas curvas de viscosidade aparente e o aparecimento da condutividade

elétrica, que outrora era zero. A densidade sofreu constante decréscimo devido às constantes diluições. A temperatura decresceu devido à entrada de novos fluidos, e a vazão volumétrica e pressão do sistema sofreram flutuações. Estes resultados demonstraram que o monitoramento em tempo real do sistema montado (protótipo de estabilidade elétrica associado ao condutivímetro) foi capaz de prever não somente o decréscimo da estabilidade da emulsão, mas como também o ponto da ruptura.

#### Resultados de concentração de sólidos e densidade

Os testes com concentração de sólidos, até o presente momento, foram feitos apenas com fluidos a base de água. Foi necessária uma calibração especial no equipamento, que está inserida no *software* desenvolvido, utilizando técnicas de rede neuronal. O desempenho da calibração foi comparado com os resultados obtidos no Kit Retorta. Os dados de concentração de sólidos estão traçados em função da densidade em tempo real, já que ambas as variáveis estão relacionados entre si.

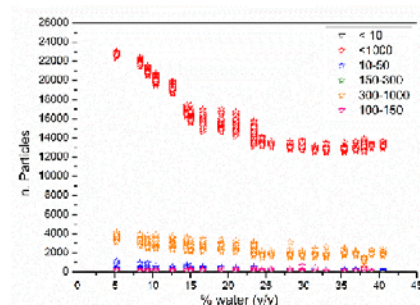


**Figura 31. Dados de viscosidade aparente versus densidade de um fluido de perfuração base água.**

Os resultados indicam que os dados calculados pela rede neuronal subestimam em até 10% os dados de concentração de sólidos. Porém, num segundo momento, a partir de uma diluição do sistema, este desvio não persistiu na mesma magnitude (em vermelho). A técnica de ultrassom ainda é prematura para uso com fluidos de perfuração, logo mais estudos ainda estão sendo conduzidos para entender e modelar parâmetros acústicos em suspensões de fluidos não Newtonianos.

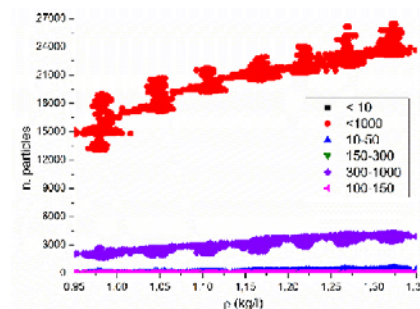
#### Resultados de monitoramento de tamanho de sólidos

Na Figura 42 são apresentados os resultados típicos obtidos durante a confecção de uma emulsão. Neste experimento havia somente parafina, água e os reagentes químicos para formação da emulsão, nenhum sólido havia ainda sido adicionado. Assim, as partículas monitoradas são as gotículas de água dispersa na fase oleosa.



**Figura 42. Número de partículas em função da quantidade de água adicionada na emulsão sem sólidos em suspensão.**

Quando há sólidos em suspensão a contagem de partículas envolve tanto as gotículas quanto os sólidos em suspensão. Um resultado típico pode ser observado na Figura 53.



**Figura 53. Contagem de partículas em função da densidade do fluido a base de óleo.**

Nos resultados com sólidos (Figura 53), é observado que à medida que é adicionado adensante ao sistema, não somente a densidade é aumentada como também a contagem total de partículas. Observa-se que este material em suspensão possui maior parte do seu diâmetro entre 300 e 1000 micrômetros.

### Resultados de monitoramento de teor de água em óleo

Resultados típicos do monitoramento de água em óleo podem ser observados na Figura 64. Os resultados deste foram obtidos no mesmo tempo cronológico da Figura. A medida que água foi adicionada ao fluido base óleo a fração foi aferida em tempo real, concomitante com aferições feitas em bancada.

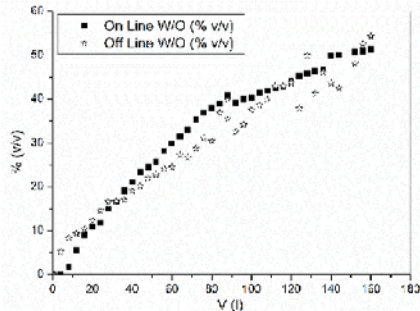


Figura 64. Teor de água em fração volumétrica em função do volume de água adicionada ao sistema.

Os resultados *on line* e *off line* apresentam desvios mais significativos na região entre 20 e 40 % de água. Prováveis fontes de erros são: o alto erro experimental do processo manual do Kit Retorta e a alta salinidade da parte aquosa do fluido que pode interferir na calibração do equipamento *on line*.

### Execução da mobilidade do loop

A capacidade técnica do *loop* foi expandida e condensada na Unidade Móvel de Pesquisa Científica, UMPC. A unidade é capaz de monitorar e controlar pressão e vazão volumétrica, além de monitorar e exportar dados de densidade, viscosidade aparente, estabilidade elétrica, condutividade elétrica, concentração de sólidos e teor de água em óleo por meio de uma rede sem fio. Esta rede pode ser configurada tanto em *notebooks* rodando em ambiente *Windows* quanto em *tablets* ou telefones rodando em ambiente *Android* ou *IOS (Apple)*. A unidade é operada via servidor embutido e armazena em um banco de dados todo o tráfego de informações existentes. Não é necessária a permanência de operadores no interior da UMPC, o servidor pode ser operado via terminais remotos em LAN. A unidade será abrigada das intempéries naturais como sol e chuva no interior de um *container* adequado. O qual também servirá de corpo de guarda na hora do transporte ou algum eventual impacto de máquinas em operação nos campos de perfuração. Este *container* possui iluminação, exaustão, refrigeração, sistema de segurança com câmeras, alarmes, sirene de emergência, detectores de fumaça e fogo, totalmente revestido com material isolante térmico e acústico e ainda um piso removível, em caso de vazamentos. Na Figura 75 podem ser vistas as fotos da unidade em seu estado atual.



Figura 75. Foto da UMPC - visão frontal e internas dos equipamentos

As próximas etapas serão os testes de monitoramento do fluido em campos de perfura-



ção *onshore*. Submetendo a unidade às intempéries e variáveis que não se consegue reproduzir em escala laboratorial.

#### CONCLUSÃO

Apesar da importância dos fluidos de perfuração nos processos de exploração, existem anos de defasagem de pesquisas e desenvolvimento de tecnologias para o monitoramento remoto de suas propriedades. Alguns trabalhos são reportados pela literatura, mas não trazem um escopo suficiente para tornar a automação da manutenção das propriedades dos fluidos uma realidade nos processos. Este trabalho visou contribuir, por meios experimentais e comparativos, para uma melhor adequação e viabilização de tecnologias existentes no mercado mundial no cenário de fluidos de perfuração. Alguns sensores foram modificados em seus *hardwares*, outros recalibrados via *software* e outros foram totalmente desenvolvidos. Os resultados demonstraram que monitorar fluidos de perfuração não é trivial, devido às características complexas de reologia, dielétrica e ao alto teor de sólidos em suspensão. Apesar de possível, o monitoramento não está isento de desvios em relação às aferições que hoje são tidas como referência. O *loop* construído foi redesenhado com sucesso em uma unidade móvel, que será abrigada no interior de um container totalmente readequado. O sistema, nomeado de UMPC (Unidade Móvel de Pesquisa Científica) permitirá a mobilização deste aparato para qualquer sonda, se tornando um potencial acessório operacional nas tomadas de decisões durante o controle das propriedades dos fluidos de perfuração. Em linhas gerais, é concluído que o constante desenvolvimento de novas tecnologias e o aperfeiçoamento das existentes é imperativo para se prosseguir na viabilização da automação da manutenção das propriedades dos fluidos em tempo real, que hoje é inexistente na maioria dos campos de perfuração brasileiros.

#### AGRADECIMENTOS

Este trabalho agradece a Petrobras pelo suporte financeiro, ao CENPES pelo suporte logístico e técnico à CAPES.

#### BIBLIOGRAFIA

- Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M. E., Young Jr., F. S., 1991. Applied Drilling Engineering, Second Printing Society of Petroleum Engineers.
- Broussard, S., Gonzalez, P., Murphy, R., Marvel, C., 2010. "Making Real-Time Fluid Decision with Real-Time Fluid Data at the Rig Site". Society of Petroleum Engineering (SPE). SPE Drilling Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. SPE 137999.
- Caenn, R., Chillingar G.V., 1996. Drilling fluids: State of the Art. Journal of Petroleum Science and Engineering. Issue 14, pages 221–230.
- Gandelman R. A., Martins A. L., Teixeira G. T., Aragão A. F. L., Neto R. M. C., Lins D. G. M., Lenz C., Guilardi P., Mari A., 2013. Real Time Drilling Data Diagnosis Implemented in Deepwater Wells - A Reality, OTC-24275-MSOTC-24275-MS, Rio de Janeiro, October 29th to 31th, Brazil.
- Magalhães S. C., Scheid C. M., Calçada L. A., Folsta M., Martins A. L., Sá C. H. M., 2014. Development of on-line sensor for automated measurement of drilling fluid properties. IADC/SPE-167978-MS.
- Miller, A., Minton, R. C., Colquhoun, R., Ketchion, M., 2011. "The Continuous Measurement and Recording of Drilling Fluid Density and Viscosity." SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands. SPE/IADC 140324.
- Oort E. V., Brady K., 2011. Case-Based Reasoning System Predicts Twist-off in Louisiana Well Based on Mideast Analog. Special Focus – Drilling Technology.
- Saasen, A., Omland, T. H., Ekrene, S., Brévière, J., Villard, E., Kaageson-loe, N., Tehrani, A., Cameron, J., Freeman, M., Growcock, F., Patrick, A., Stock, T., Jørgensen, T., Reinholdt, F., Amundsen, H. E. F., Steele, A., Meeten, G., 2009. Automatic Measurement of Drilling Fluid and Drill-Cuttings Properties. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Orlando, Florida. SPE 112687.
- Samuel G. B., Liu X., 2009. Advanced Drilling Engineering, Principles and Designs. Gulf Publishing Company.



## E<sub>2</sub> – Determinação das propriedades Físico-Químicas de Fluidos de Perfuração em Tempo Real em uma Unidade de Escoamento de Fluidos



19 a 22 de outubro de 2014  
Florianópolis/SC

### DETERMINAÇÃO DAS PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO EM TEMPO REAL EM UMA UNIDADE DE ESCOAMENTO DE FLUIDOS

S. C. MAGALHÃES FILHO<sup>1</sup>, E. V. N de NORONHA<sup>1</sup>, L. A. CALÇADA<sup>1</sup>, C. M. SCHEID<sup>1</sup>, H. L. S. DE ALMEIDA<sup>2</sup>, C. H. DE SÁ<sup>3</sup>, M. FOLSTA<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani

<sup>2</sup> Universidade Federal do Rio de Janeiro, Centro de Tecnologia da UFRJ.

<sup>3</sup> Centro de Pesquisa Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES)

E-mail para contato: sergiomagalhaes@sergiomagalhaes.eng.br

**RESUMO** – Frente aos atuais cenários de perfuração de poços de petróleo, novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas para comporem um sistema de soluções necessário para vencer os desafios técnicos. Janelas operacionais estreitas (faixa de pressão na qual o sistema de bombeio deve ser mantido) são um dos principais desafios à automação do sistema de perfuração, neste sentido, antever possíveis problemas operacionais é fundamental. Este trabalho tem o objetivo de avaliar sensores que aferem em tempo real as propriedades físico químicas dos fluidos de perfuração. Sendo estas aferições realizadas diretamente na linha de processo fica possibilitado um diagnóstico mais rápido do estado do fluido, assim como se torna possível uma construção de malha de controle para a correção de seu estado, se necessário. Por meio da comparação direta entre medidas de processo e laboratoriais de referência, ficou demonstrado que é possível se automatizar as medidas físico químicas dos fluidos de perfuração. Alguns sensores comerciais estão prontos para uso, outros necessitaram ser modificados e dois foram totalmente desenvolvidos.

#### 1. INTRODUÇÃO

Este trabalho objetivou desenvolver uma malha sensorial capaz de aferir, em tempo real, as medidas físico químicas de fluidos de perfuração. Tais medidas atualmente na indústria são feitas em instrumentos de bancada, de forma manual. Para tanto, uma unidade experimental de escoamento de fluidos com alto nível de automação foi desenvolvida, onde os sensores foram instalados. Esta unidade é capaz de produzir fluidos de perfuração e bombeá-los por linhas de escoamento, sendo possível o controle remoto da pressão, temperatura e vazão. A malha sensorial atualmente é capaz de medir reologia, densidade, condutividade e estabilidade elétrica em tempo real.

## 2. MATERIAL E MÉTODOS

### 2.1. Unidade automatizada de escoamento de fluidos

2.1.1. Estrutura Física: Para a avaliação da malha sensorial, uma unidade de escoamento de fluidos foi construída, cujas principais funções foram oferecer uma infraestrutura para fabricar fluidos de perfuração com rigor técnico e prover meios de simular perturbações semelhantes àquelas encontradas nos campos de perfuração. Na Figura 1 é demonstrado o esquema mais recente da unidade de escoamento de fluidos.

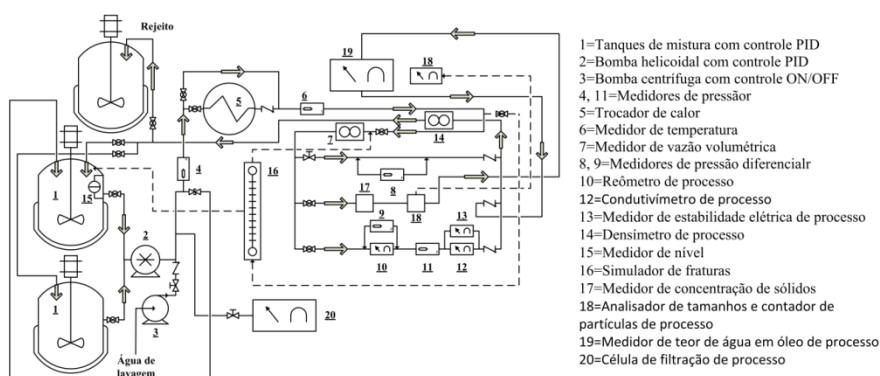


Figura 1 - Desenho esquemático da unidade de escoamento de fluidos automatizada

A unidade é capaz de produzir até 1000 litros de fluido de perfuração por batelada, podendo ser tanto fluidos a base de água quanto fluidos a base de óleo. Possui sistema de bombeio tanto para o fluido de perfuração quanto para água de limpeza; sensores de pressão, de temperatura, de vazão e sensores de nível nos tanques; possui um trocador de calor para aquecimento e resfriamento; válvulas automáticas para direcionamento de fluxo dentre outros sensores. Além destes, abriga os sensores específicos para leitura das propriedades de interesse dos fluidos de perfuração, que são: sensor para reologia, para densidade, para condutividade elétrica e para estabilidade elétrica.

2.1.2. Estrutura Virtual: Como centro de comando e processamento de dados foi construído um software com as funções de ser o supervisor, o controlador e o armazenador de todas as informações que trafegam na rede analógica montada para gerenciar os equipamentos. O software foi construído em linguagem Labview. O mesmo é capaz de receber todos os dados gerados pelos instrumentos, efetuar os cálculos convertendo os sinais analógicos nas variáveis de interesse e armazenar as informações em um banco de dados e reenviar os sinais de controle para bomba, agitador, etc.

## 2.2. Equipamentos laboratoriais, de processos, e suas metodologias

2.2.1. Reologia: O equipamento laboratorial atualmente usado pelas indústrias é o viscosímetro de bancada da *FANN Instruments*, modelo 35A. Este viscosímetro utiliza o princípio dos cones concêntricos, conhecido como *Couette*, sendo capaz de fornecer não somente viscosidade, como também tensão de cisalhamento e taxa de deformação. Devido a sua possibilidade de controle de rotação, determinando a tensão em até seis pontos diferentes de taxa, o *FANN 35A* pode ser usado para caracterização reológica de fluidos de perfuração, os quais apresentam comportamento pseudo plástico. A resposta típica desse instrumento é a medida de tensão cisalhante em seis diferentes velocidades de medição, respectivamente a 3, 6, 100, 200, 300 e 600 RPM, que correspondem a 5,1, 10,2, 170, 340, 511 e 1021 1/s, respectivamente (Fann Instruction Manual model 35A, 2009).

O instrumento de processo utilizado para aferição da reologia em tempo real foi o viscosímetro da *BROOKFIELD*, modelo TT-100. Este viscosímetro utiliza o mesmo princípio do viscosímetro de bancada, com mudança manual das velocidades. Para reverter esta característica manual, foi proposta uma modificação substituindo o sistema original do motor do fabricante por um sistema computador/servoconversor/servomotor. Desta forma, o sistema proposto é totalmente automatizado e as informações de taxa de deformação agora são geradas diretamente no *software* criado. Na Figura 2 podem ser observados os equipamentos descritos acima.

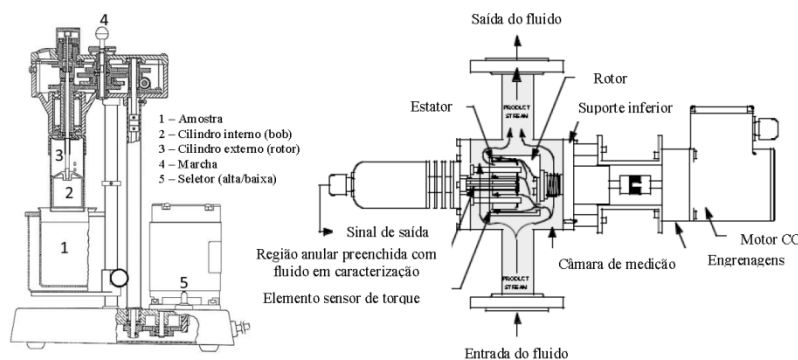


Figura 2 – À esquerda o viscosímetro FANN 35A (adptado de Fann Instruction Manual Model 35A, 2009), à direita o viscosímetro da BROOKFIELD, modelo TT-100 (adptado de Brookfield Instruction Manual and Guides Model TT-100, 1993).

2.2.2. Densidade: O equipamento de bancada possui uma escala graduada, onde é feita a leitura de densidade depois que o equilíbrio entre o peso da amostra e o peso deslizante do equipamento é atingido (Fann Instruction Manual Model 141 Mud Balance, 2013). Para medidas em tempo real foi utilizado um medidor de vazão mássica, do tipo Coriolis, especialmente

aperfeiçoado pelo fabricante para aferições de densidade.

**2.2.3. Condutividade e estabilidade elétrica:** Este par de medidas é usado para verificar o estado dielétrico de fluidos de perfuração a base de óleo. Os fluidos a base de óleo são emulsões entre fases oleosas e aquosas. O monitoramento do estado dielétrico norteia a qualidade da emulsão, baixos valores significam que existe água ‘fracamente’ blindada, ou seja, a adsorção das gotículas de água não está satisfatória. Esse preceito é válido porque a fase dispersa é água (polar), e a contínua é o óleo (apolar) (Schramm, 2000). O teste consiste em aplicar uma tensão alternada a 340 Hz entre dois eletrodos submersos no fluido. À medida que a tensão aumenta, a intensidade da corrente que trafega também o faz, até que esta última atinja 61 micro amperes. Neste ponto é feita a aferição da voltagem necessária para conduzir esta corrente (Fann Instruction Manual, Model 23D, 2013). Caso o fluido se torne instável e a emulsão se quebre, a reologia mudará drasticamente, perdendo-se o controle das pressões do poço. Para as medidas de estabilidade elétrica em tempo real foi desenvolvido um sistema de medição. O sistema é capaz de reproduzir tecnicamente os efeitos causados pelo FANN 23D, além de possuir outras versatilidades como monitoramento da voltagem e corrente em tempo real, manipulação de parâmetros elétricos como tipo de onda elétrica, frequência, amplitude da rampa de ascensão da voltagem, dentre outras.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

#### 3.1. Obtenção da reologia

Na Figura 3, são apresentados os resultados típicos para a reologia aferida no TT-100 e FANN 35A. O gráfico da esquerda demonstra os resultados para uma amostra de glicerina, e à direita para um fluido de perfuração a base de água, sem sólidos em suspensão.

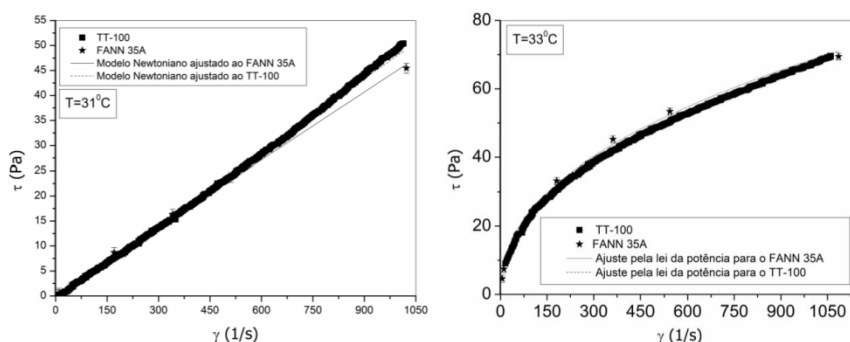


Figura 3 - Dados de tensão cisalhante em função da taxa de deformação. À esquerda, uma solução de glicerina, à direita, uma solução polimérica.

Para ambos os casos, foram encontrados convergências nas medidas de processo e de bancada. Na Figura 4 são demonstrados resultados típicos para fluidos de perfuração com sólidos em suspensão, tanto a base de água, à esquerda, quanto à base de óleo, à direita.

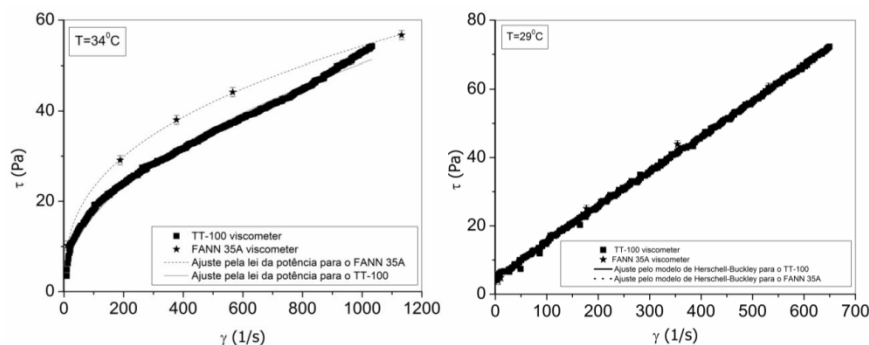


Figura 4 - Dados de tensão cisalhante em função da taxa de deformação. À esquerda, um fluido de perfuração a base de água, à direita, um fluido de perfuração a base de óleo.

Para o fluido a base de óleo, na faixa estudada, houve convergência nas medições de bancada e processo, já para os fluidos aquosos, divergências são encontradas entre as medidas. A literatura afirma que fluidos com alta concentração de sólidos em suspensão tendem a ser mais difíceis de caracterizar, pois os sólidos causam um escorregamento na parede do cilindro interno, aumentando as imprecisões nas medidas. Como o espaço anular (razão entre raios) do TT-100 é menor do que do FANN 35A ( $FANN=1,0678$ ,  $TT-100= 1,0481$ ), e quanto menor este espaço mais pronunciado é o efeito dos sólidos sobre a medição. Acredita-se que esta é a razão destas divergências (Barnes, 2000).

### 3.2. Obtenção da densidade

Os testes de densidade consistiram em preparar um fluido de perfuração base nos tanques, sem sólidos em suspensão, e adensá-los controladamente com barita ou calcário. A cada alteração no valor da densidade, uma amostra era retirada do processo e aferida no instrumento de bancada de referência. Um resultado típico de adensamento pode ser observado na Figura 5. À esquerda está o resultado para o adensamento de um fluido a base de água, e à direita para um fluido à base de óleo.

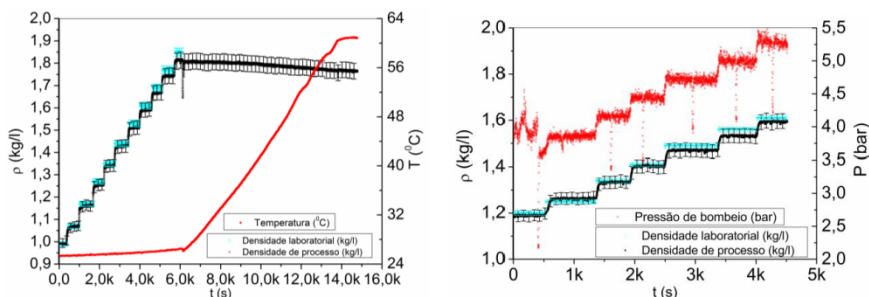


Figura 5 – À esquerda dados de densidade e temperatura por tempo de teste, à direita dados de densidade e pressão do sistema por tempo de teste, ambos durante adensamento.

Observando a Figura 5, em ambos os casos, verifica-se que houve similaridade nas aferições feitas na balança de lama (dados em azul) e as medidas do densímetro de processo (preto). As barras verticais representam os erros experimentais associados à imprecisão sensorial. Também durante o adensamento com o fluido a base de água foi feito um aquecimento (dados em vermelho) para verificar a autocorreção do densímetro com a temperatura. Como a balança de lama não possui controle térmico, somente as medidas de processo foram adquiridas.

### 3.3. Obtenção da condutividade e estabilidade elétrica

O protótipo e o FANN 23D foram colocados lado a lado na bancada para aferições em amostras padrão. Uma amostra apresentou estabilidade elétrica típica (acima de 300V), e outra, com alta concentração de água, valores abaixo de 200V. Na Figura 6 podem ser observados os resultados preliminares.

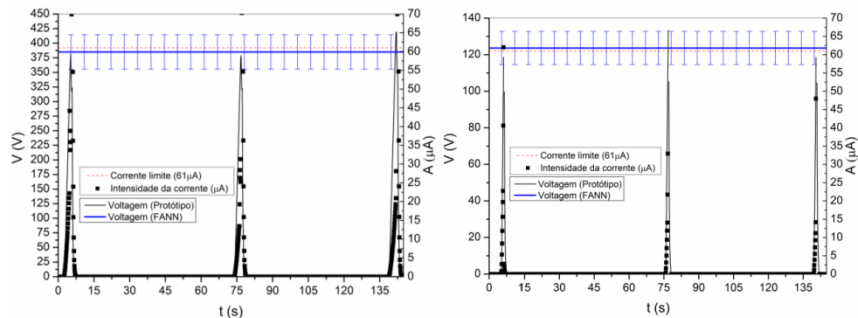


Figura 6 - Dados de voltagem e intensidade de corrente em função do tempo de teste.



Na Figura 6 as linhas contínuas são os valores de voltagem aferidos no protótipo, os pontos são os valores de intensidade de corrente, também aferidos pelo protótipo. A linha contínua em azul, horizontal, é a medida de voltagem aferida no FANN 23D. A linha tracejada vermelha é a corrente máxima que o sistema deve atingir antes de seu desligamento. Os três picos representam o teste em triplicata. É possível verificar que as medidas de voltagem do protótipo (picos das linhas pretas) estão dentro do erro experimental das medidas do equipamento de referência, em ambas as amostras. O próximo passo foi testar o sensor inserindo-o no processo. Na Figura 7 são demonstrados os resultados.

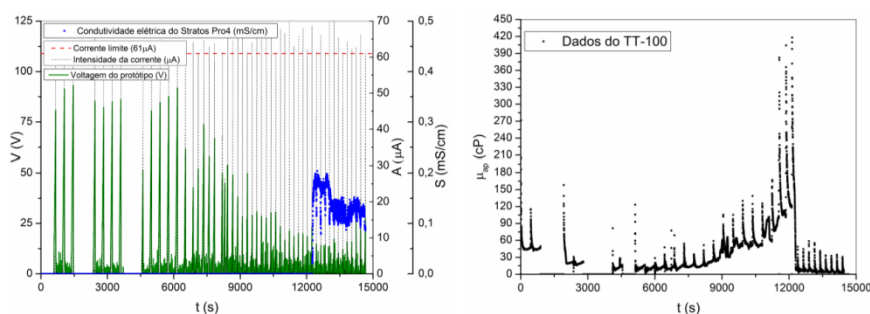


Figura 7 - À esquerda dados de voltagem, intensidade de corrente e condutividade elétrica em função do tempo de teste, à direita dados de viscosidade aparente em função do tempo de teste.

À esquerda da Figura 7 as linhas verdes contínuas representam os picos de tensão (valor de estabilidade elétrica), as linhas pontilhadas pretas os picos de corrente e os pontos em azul a condutividade elétrica do fluido. Percebe-se que à medida que a água entra no sistema, o valor de estabilidade elétrica começa a decrescer, como esperado devido ao aumento da concentração de água na emulsão. Observando à direita, é possível ver o impacto que a entrada de água tem na reologia. À medida que água é adsorvida, a viscosidade aumenta significativamente até o ponto em que sofre uma abrupta queda. Se observado o instante de tempo em que isto ocorre, sendo este transportado de volta para o gráfico da direita, é exatamente no mesmo instante em que a emulsão é rompida, onde o condutímetro deixa de marcar zero.

#### 4. CONCLUSÕES

Vários sensores foram selecionados no mercado para avaliar suas potencialidades em compor uma malha sensorial capaz de fornecer dados de reologia, densidade, estabilidade e condutividade elétrica. Muitos desses sensores não foram especificamente construídos para trabalharem com fluidos de perfuração, portanto alguns necessitaram de modificações e outros foram totalmente desenvolvidos. Os resultados obtidos em processo foram sempre confrontados com resultados laboratoriais aferidos em instrumentos de bancada que são referência para a

indústria petrolífera. Por meio desta comparação, entende-se que tal automação é possível com desvios de até 20%.

## 5. REFERÊNCIAS

BARNES, H. A., 2000. A Handbook of Elementary Rheology. Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, University of Wales.

BROOKFIELD INC., 1993. Instruction Manuals and Guides., Model TT-100.

CRAFT, HOLDEN & GRAVES, 1962. Well Design: Drilling and Production. Prentice – Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey.

FANN INSTRUMENTS, 2009, revision C, Part No. 209064, Model 23D Electrical Stability Tester, Instruction Manual.

FANN INSTRUMENTS, 2013, revision G, Part No. 100063065 TRU-WATETM, Fluid Density Balance, Model 141, Instruction Manual.

FANN INSTRUMENTS, 2013, revision N, Part No. 208878, Model 35A Viscometer, Instruction Manual.

GANDELMAN, R.A., MARTINS, A.L., TEIXEIRA, G.T., ARAGÃO, A.F.L., NETO R.M.C., LINS, D.G.M., LENZ, C., GUILARDI P., MARI, A., ESSS, 2013. “*Real Time Drilling Data*”

HALLIDAY D., RESNICK R., WALKER L., 1993. Fundamentos de Física, Volume 3, 4ª Edição, Editora LTC.

ROCHA, L. A. S., JUNQUEIRA, P., ROQUE, J. L., 2003. “*Overcoming Deep and Ultra Deepwater Drilling Challenges. Offshore Technology Conference*”. DOI:10.4043/15233-MS

*Diagnosis Implemented In Deepwater Wells - A Reality*”, OTC-24275-MS/OTC-24275-MS, Rio de Janeiro, 29 a 31 de Outubro, 2013, Brasil.

SANFELD, A., STEINCHEN, A., 2008. “*Emulsion Stability, from Dilute to Dense Emulsions – Role of Drops Deformation*”. Faculdade de Ciências de Saint Jérôme, França. Avanços em ciências de colóides e interface, páginas 1-65, Elsevier.

SCHRAMM, L. L., 2000. Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. Imprensa universitária de Cambridge, Cambridge, 2000.





## REAL-TIME MEASUREMENTS OF THE PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS

Sérgio da Cruz Magalhães Filho<sup>1</sup>, Cláudia Miriam Scheid<sup>1</sup>, Luis Américo Calçada<sup>1</sup>, Heraldo Luis Silveira de Almeida<sup>2</sup>, Maurício Folsta<sup>3</sup>

<sup>1</sup>BR-465, km 7, Campus of UFRRJ, Institute of Technology, Chemical Engineering Department, Laboratory of Fluid Dynamics – 23890-000, sergjomagalhaes@sergjomagalhaes.eng.br

<sup>2</sup>Horácio Macedo Avenue, 2030, Cidade Universitária – 21941-972, heraldo@ufrj.br

<sup>3</sup>Horácio Macedo Avenue, 950, Cidade Universitária – 21941-915, folsta@petrobras.com.br

### Abstract

*This work has built an automated drilling fluid flow loop to evaluate the performance of commercial sensors in order to measure some properties of the drilling fluids on line. In this unit we were able to modify some of the commercial sensors due to technical requirements and build customized ones. Due to its size and engineering, we were also able to produce water and oil based drilling fluids in volumes up to 500 liters. Among all physicochemical properties inherent to drilling fluids, this work presents results of on line data of rheology, electrical conductivity, electrical stability, density and concentration of total solids suspended. All on line data were validated by the comparison with off line ones, which were obtained using commonly off line equipment found in Brazilian oilfields.*

### 1. Introduction

The drilling fluids have an important roll during the drilling operations. It is responsible for the lubrication and cooling of the drill, it transmits pressure to the wellbore in order to operate in overpressure mode, carry the solids generated by the destruction of the geological formations, promotes the cross flow filtration which minimizes the invasion towards the reservoirs, among others.

But in order to promote the actions listed before, the drilling fluid must have its physicochemical properties at its optimal level. Therefore, monitoring and controlling the drilling fluid state is imperative to obtain a safe and lucrative drilling process (Craft, 1962).

This work proposes to evaluate, modify and build sensors in order to construct a sensory mesh which is capable of monitoring in real time the state of the fluid. This is the first step towards a control design (Luyben, 1996).

To achieve this goal we built an automated drilling fluid flow loop, in where we were able to install, test and modify commercial sensors and also build customized ones. This unit is composed by several pipe lines, two pumps, three tanks, an instrumentation to automate the commands and a supervisory to be the man/machine interface. This unit is also capable of producing water and oil based fluids in volumes up to 500 liters. As basic features, the unit

controls and monitors temperature, pressure and volumetric flow rate. As advanced ones, the unit is capable of monitoring density, electrical stability, electrical conductivity, rheology and the concentration of total solids suspended.

Many works has been contributing to the literature with new techniques and technologies to automate such measurements. Saasen *et al.*, 2008, has built an automated drilling flow loop in which many on line data were obtained. Some of the sensors were developed or customized by the authors and some were acquired through vendors. In their work, they were able to measure rheology, electrical stability, fluid loss, density, hydrogen sulfide concentration, pH and particles content and size distribution. Our work has much in common when we observe their methodology towards the measurements of rheology, electrical stability and density. Both works concludes that simple viscometers based on vibration pins or ultrasound attenuation won't measure properly the viscosity at the desired shear rate range. As so, both works used a process Couette viscometer built by BROOKFIELD INC. This device was customized by both works to allow full automation and control.

It is agreed that in order to measure the electrical stability in real time it is needed a prototype. Saasen *et al.*, 2008, presented their functional one as this work has proposed its own. Both distinguish prototypes follows the same technical specifications of the off line standard meter commercialized by FANN

ENAPFE 2013

V ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS DE  
PETRÓLEO E GÁS

5 A 8 DE AGOSTO DE 2013, TERESÓPOLIS, RJ

instruments. In addition to electrical stability measurement, this work proposes a second measurement to be taken in parallel, which is the electrical conductivity. This allows observing the breakage of emulsion stability.

In order to measure density, both works used Coriolis devices, but for the concentration of solids, the methods derived. Saasen *et al.*, 2008, used an off line device to determine the suspended solids concentration, using x-ray technique, and compared the results with the API methodology, obtained by the retort kit device. This work proposes to measure the concentration on line, using acoustic technique.

Broussard *et al.*, 2010, presented a field study of the recent scenario on automation of drilling fluid. It was discussed and presented field data focusing on the strengths and limitations of the instruments. Their work also contributed with an insight of the reality of the integration of those instruments on the routine of a drilling rig. The authors pointed out the actual capacities of the drilling service companies on actually delivering this real time data.

Concerning to their experimental work, the authors prepared a sensor package where density and viscosity were measured in real time, using an oscillating u-tube technology and a Couette viscometer, respectively. Broussard *et al.*, 2010, compared the data obtained in real time with the compatible one obtained off line, on the standard instrumentation. Both measurements agree to a certain level of tolerance. The authors conclude that many efforts is still to be undertaken in order to turn this technology completely viable in the oil fields, however.

Miller *et al.*, 2011, presented real time data of density of viscosity acquired during the drilling of a well. The authors pointed that on line data is an improvement on the drilling monitor process, and instrument package is an advantage when the technology is operated and maintained by the oil rig service crew, and not dedicated engineers.

## 2. Methodology

### 2.1 Automated flow loop plant

As mentioned, we have built an automated drilling fluid flow loop to test the sensory acquired/designed. The design of the plant allowed

producing drilling fluids under constant real time monitoring. This configuration permitted to evaluate the sensors under a wide range of different operational condition, providing more opportunities to test their performance.

To measure viscosity, a BROOKFIELD INC. process viscometer were acquired and modified. To determine density, a Coriolis device was installed commercialized by METROVAL CORP., to monitor the process of emulsification and its state it was used an electrical conductivity meter model STRATOS PRO 4, along with an electrical stability prototype. The concentration of total solids suspended was also measured during flow by acoustic technique, using a sensor developed by RHOSONICS COMPANY. Figure 1 demonstrates the plant scheme.

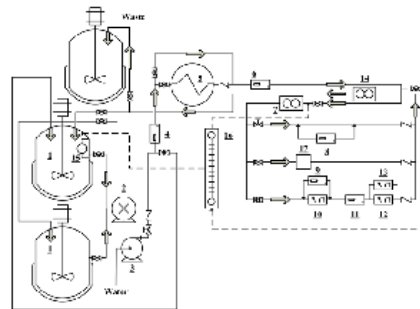


Figure 1. Scheme of the automated drilling fluid flow loop.

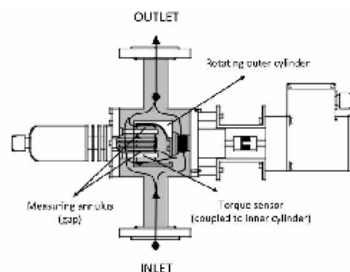
Table 1 is presented to describe each device installed on the plant.

**Table 1.** Devices installed on the automated drilling fluid flow loop.

Number	Device
1	Stirred Tank
2	Positive displacement pump
3	Centrifugal pump
4, 11	Pressure meter
5	Heat transfer
6	Main temperature meter
7	Volumetric flow meter
8, 9	Differential pressure meter
10	Process viscometer
12	Electrical conductivity meter
13	Electrical stability meter
14	Density meter
15	Level meter
16	Fracture simulator prototype

### 2.2 Rheology on line

The original process viscometer from BROOKFIELD is a Couette viscometer, designed to operate at six different shear rates, previously calculated to be the same ones existent in FANN 35A viscometer. The original gear box only allows manual change of speed; therefore to control remotely the shear rate and having it as a variable in the supervisory, it was necessary to customize the device by changing its original engine. Figure 2 presents the mounting scheme of the original viscometer.

**Figure 2.** Process viscometer model TT-100 in its original state

The fluid from process enters the measuring chamber fulfilling it driven by pressure forces. At any

moment, as desired by the user, the outer cylinder is driven to spin, causing the deflection of the inner cylinder due to drag forces. Because the outer cylinder has a special geometry, there is flow in the axial direction, allowing renewal inside gap. The torque applied in the inner cylinder is transformed into an electrical signal, which is interpreted as shear stress by the supervisory (Brookfield instruction manual, 1993).

With the customized engine, the automation system gains control over the motor speed. The feedback on this speed is an electrical signal which is interpreted as shear rate. Therefore, it is possible to know the behavior of the shear stress over a wide range of shear rate, allowing the determination of the rheological profile of the fluid; in consequence, it is possible to determine the rheological parameters in real time.

This set up also allow the user to program the viscometer to operate under a desired agenda, or to follow determined procedure. It is possible, for example, to program the viscometer to verify if the fluid possesses hysteresis (thixotropy phenomena).

The operational condition tolerances of the device are 1 to 15 bar of total pressure, temperature up to 160°C and volumetric flow rate between 1 and 3 m<sup>3</sup>/h. The limitation of the viscometer is the size of the solids suspended. The solids must have at maximum 1mm of diameter.

### 2.3 Density on line

Based on Coriolis forces, the density meter from METROVAL measures not only density but also mass flow rate. With these two measurements it is possible to determine the volumetric flow rate of the line, even if the fluid is non-Newtonian. Inside the device there is an omega tube, which is coupled to several coils. Depending on the vibrational state of this tube, an electrical signal is generated by the coils, which is interpreted into density and mass flow rate. The limitation of the equipment is also the size of particles, 1mm of diameter at maximum, and the flow must be free of gas or air bubbles.

### 2.4 Emulsion state of oil based fluids on line

We have designed a sensor to determine the electrical stability of the emulsion following the same technical designs from the off line standard device, which is FANN 25D. The electrical stability indicates,

ENAPFE 2013

ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS DE  
PETRÓLEO E GÁS

5 A 8 DE AGOSTO DE 2013, TERESÓPOLIS, RJ

qualitatively, the nonpolar level of the fluid, and quantitatively, the voltage needed to transpose a current of 61 micro amps of intensity between probes. Technically, the higher the voltage is the higher is the non-polarity of the fluid (Fann instruction manual, 2009).

The prototype built works basically like this: we generate the specific signal in the supervisory, this signal is sent to be amplified. The amplified one is sent to the immersed probe in the flow line, and as the voltage and current arises, the prototype informs back to the supervisory, by analogical signal, the values of each one in real time.

The prototype constructed is flexible to modulate and change various aspects of the signal, such as form, frequency, amplitude, rate of voltage increase etc. This allows the user to explore the effects of the different type of electrical signals on the final value of voltage.

We also installed a process electrical conductivity meter in parallel to provide more information about the emulsion state of the fluid. If there is only one phase (oil), the sensor should read zero. Tests incorporating water into the oil based fluid showed that when the emulsion is broken the conductivity meter exits zero and exponentially arises.

#### 2.5 Concentration of suspended solids on line

Many techniques have been studied over the years to determine such variable. The most prominent ones are based on x-ray and acoustic (Motz *et al.*, 1998 and Saasen *et al.*, 2008). We installed an acoustic device that is capable of determining the ultrasound attenuation and sound speed existent between two parallel probes. These probes have a design in such manner that flow of a fluid is allowed between them. Therefore, the measurements are done on line during flow. It is possible to correlate the sound properties with the quantity of solids suspended if all other properties of the solid and fluid are known (Koltzova *et al.*, 2001).

The ultrasound attenuation depends on many aspects of the system, but the ones that most impact it are the quantity of solids suspended, the rheology of the fluid and air or foam dispersed on the liquid phase. Because of that, the first requirement to use this technique is that the liquid phase must be absent of foam or air. Usually this type of measurement is

widely employed when the fluid is Newtonian, where the viscosity does not change over shear rate (McClements, 2006).

The drilling fluid, oil based or water based, is typically pseudo plastic (Craft, 1962). Thus, some improvement in the instrument must be done to have accurate measurements of solids suspended. On top of that, many others additives are used in drilling mud which were not predicted by the factory calibration.

This work has proposed a neural artificial network to predict the correct concentration of solids. Acquiring on line data of apparent viscosity at  $1021\text{ s}^{-1}$ , density, ultrasound attenuation and sound speed, we created a special calibration that allowed the instrument to be used with water based drilling fluids. Next step will be to extend the methodology to oil based drilling fluids.

### 3. Results and Discussion

#### 3.1 Typical results for rheology on line

In order to verify the calibration of the process viscometer, it was used a Newtonian fluid. The on line data were compared against the one obtained in the FANN 35A, which is the off line viscometer typically used in Brazilian oil fields. Figure 3 presents the rheology results of glycerin, at  $32^{\circ}\text{C}$ .

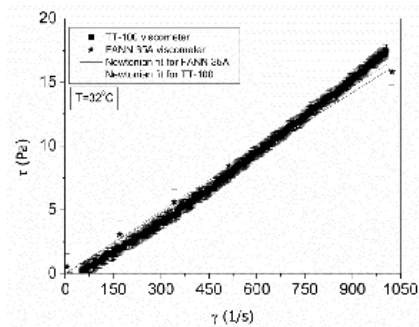


Figure 3. Shear rate versus shear stress of glycerin at  $32^{\circ}\text{C}$ .

It is observed in Figure 3, that both instruments provided a linear relation between shear



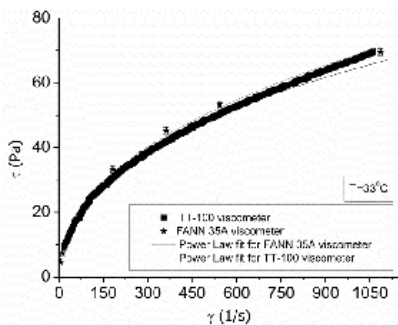
rate and shear stress, classifying the glycerin is a Newtonian fluid, as expected. The six points represented by the stars are the six shear rates provided by FANN 35A, and the high frequency points are the ones provided by the on line instrument. The vertical bars are the experimental uncertainties based on the accuracy of each sensor. Both measurements agree statically. Table 2 provides the values for the curve fitting of both data, using the Newtonian model.

**Table 2.** Results for the Newtonian fit of glycerin, at  $32^{\circ}\text{C}$ .

Device	$\mu$ (cP)	R2
TT-100	$16.3 \pm 5.5 \cdot 10^{-5}$	0.98
FANN 35A	$15.8 \pm 3.2 \cdot 10^{-4}$	0.99

Results in Table 2 demonstrated that both instruments provided statistically the same viscosity.

To test the performance of a Non-Newtonian fluid, a CMC solution was prepared with a concentration of 1% in mass. Figure 4 demonstrates the results obtained.



**Figure 4.** Shear rate versus shear stress of a 1% CMC solution at  $33^{\circ}\text{C}$ .

Figure 4 presented a nonlinear relation between shear rate and shear stress. The characteristics of this curve classify the CMC solution as a pseudo plastic fluid, as expected (Morrison, 2001). Observing the performance of both instruments, together with the degree of each error bar, we conclude that some minimal divergences were

found. The possible main cause of these divergences is the size of the gap of each instrument. The larger the gap is the larger is the error due to numerical approximation during the calculus of shear rate for non-Newtonian fluids (Billon, 1996).

Table 3 presents the results for the curve fitting done over the data of Figure 4. Power law model was used to fit the data.

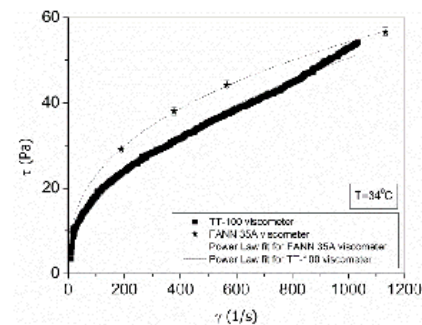
**Table 3.** Results for the non-Newtonian fit of CMC solution, at  $33^{\circ}\text{C}$ .

Device	$K$	$n$	$R^2$
TT-100	$2.72 \pm 9.97 \cdot 10^{-3}$	$0.46 \pm 5.63 \cdot 10^{-4}$	0.99
FANN 35A	$3.24 \pm 0.52$	$0.44 \pm 2.46 \cdot 10^{-2}$	0.99

In Table 3,  $K$  and  $n$  are the power law experimental parameters.

It can be observed in this table that both the behavior index ( $n$ ) and the index of consistency ( $K$ ) are statically the same, although for the behavior index the average value is more similar. Qualitatively, both instruments provided the same intensity on the nonlinearity of the relation between shear rate and stress, but for TT-100, the fluid seems to be less viscous than for FANN 35A.

To test drilling fluids, we prepared a water based mud in the drilling flow loop. We also used an oil based mud, provided by an oil field company. Figure 5 presents the results for the water based mud.



**Figure 5.** Shear rate versus shear stress of water based mud at  $34^{\circ}\text{C}$ .

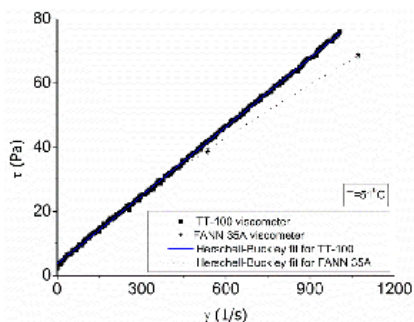
It can be seen in Figure 5 that the shape of the curves provided by both viscometers is not the same, although the tendencies are as expected, pseudo plastic. The probable causes for this divergence may be pointed as the gap size effect associated with the slippery effect. This last one is present when solids are suspended inside the gap. Slippery causes errors during measurements because the velocity of the fluid at the wall of the inner cylinder may fluctuate. Especially with fluids that have lower lubricity, as water based (Barnes, 2000). Table 4 presents the values for the power law parameters.

**Table 4.** Results for the non-Newtonian fit of water based mud, at 34°C.

Device	$K$	$n$	$R^2$
TT-100	1.85 ±	0.48 ±	0.99
	3.51.10 <sup>-2</sup>	2.90.10 <sup>-3</sup>	
FANN 35A	4.20 ±	0.37 ±	0.99
	8.91.10 <sup>-2</sup>	3.28.10 <sup>-3</sup>	

The disagreement on the curves found in Figure 5 is found on the experimental parameters  $K$  and  $n$ . They are not the same, not even statistically.

Figure 6 demonstrates the results obtained for the rheology of oil based drilling fluid.



**Figure 6.** Shear rate versus shear stress of oil based mud at 51°C.

During the measurement of the oil based fluid, it can be seen that after 500 s<sup>-1</sup> the curve started to deviate from the off line one. Because the oil based fluid has higher lubricity when compared to water

based fluids, the behavior during measurement found in Figure 6 is the opposite found in Figure 5. In the first TT-100 tends to underestimate the shear stress, when compared to FANN measurements, in the last one, it overestimates.

To evaluate the rheological model, we used the generalized power law model, also known as Herschel-Buckley model. Table 5 shows the results of the parameters.

**Table 5.** Results for the non-Newtonian fit of oil based mud, at 51°C.

Device	$\tau_0$	$K$	$n$	$R^2$
TT-100	3.69 ±	0.07 ±	1.00 ±	0.99
	0.07	1.16.10 <sup>-3</sup>	2.44.10 <sup>-3</sup>	
FANN 35A	2.57 ±	0.17 ±	0.85 ±	0.99
	0.44	0.02	0.02	

The divergences found in the parameters in Table 5 are a consequence of the divergence found in the curves presented in Figure 6. Because the profile provided by TT-100 is a very flatten curve,  $n$  is 1, differently from FANN 35A, which is 0.85.

Usually drilling fluids have thixotropy characteristics, useful to maintain the solids suspended when the circulating process has stop, i.e., during the connection of more drilling columns. Therefore, API describes a methodology to characterize this coercion forces, known as jellification (Macosko, 1994). Many on line experiences of jellification were done trying to correlate the results with off line ones, but due to geometrical and physical differences existent between the viscometers, the comparison led to no conclusions. One of the causes of these divergences may reside on the difference of the spring constant of each viscometer. The torsion element of TT-100 is approximately 930 times greater than the spring constant of FANN 35A.

To overcome this, we proposed another methodology to evaluate the jellification. We created a virtual controller box that will make the viscometer work as a rheometer. It creates a controlled ramp upwards and downwards, with constant rate, beginning in zero, passing through the desired maximum shear rate and then returning to zero. If both profiles do not superimpose each other, that means the fluid has thixotropy characteristics. This methodology is widely used on off line standard rheometers, and is



found in literature as the method of the hysteresis (Schramm, 1995).

In order to test the virtual controller, we made an experiment with a fluid that we know previously that has no jellification. We used a mineral oil, a Newtonian fluid. Figure 7 presents the results for the methodology.

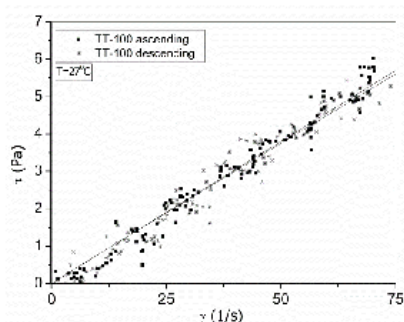


Figure 7. Shear rate versus shear stress of mineral oil during thixotropy at 27°C.

After the test, the program automatically fit a power law curve on the ascending and descending data, and then calculates the area existent between them. This allows the user to compare the parameters of both curves and the size of the area. The more similar the parameters are the less thixotropy is detected; consequently the area tends to zero.

It is observed in Figure 7 that both profiles are superimposed. This can be confirmed observing the values of the parameters in Table 6.

Table 6. Results for the non-Newtonian fit of the ascending and descending curves of mineral oil, at 27°C.

Curve	$K$	$n$	Area ( $\text{Pa}\cdot\text{s}^{-1}$ )
Ascending	0.076	1	20
Descending	0.078	0.99	

The mineral oil has 76cP of viscosity during ascending curve and 78cP during descending curve. The index behavior shows that the fluid is Newtonian,  $n=1$ . The difference of both curves is inside the

experimental error and was considered similar. The area between the curves is  $20 \text{ Pa}\cdot\text{s}^{-1}$ , which is not considered a significant value; this value can achieve more than  $1000 \text{ Pa}\cdot\text{s}^{-1}$ . Therefore, we validated our virtual controller.

It is known that the xanthan gum (GX) is the substance responsible for the thixotropy characteristics of water based fluids. Thus, Figure 8 demonstrates the results obtained on water based mud.

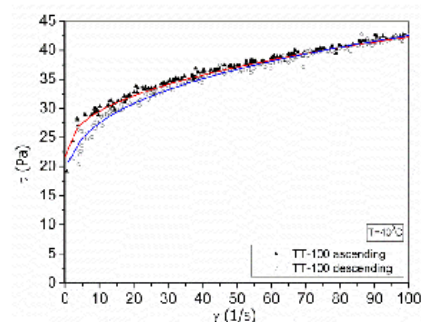


Figure 8. Shear rate versus shear stress of water based mud during thixotropy at 40°C.

Observing both curves, it can be seen that the fluid is more viscous during the ascending curve and less viscous during the descending one. The viscosity is the rate of shear stress by shear rate. In example, if the shear rate of  $5 \text{ s}^{-1}$  is observed, one can draw a vertical line of reference over the data, it will be noticed that there are two different shear stresses associated to the same value of shear rate. This characteristic is called hysteresis, and it is reversible thermodynamically.

During the first few seconds of flow inside the gap, the fluid molecules are changing geometry, which is the main cause why the fluid is more viscous. After a while, the molecules reach equilibrium between flow forces and inner interaction forces, staying in its final stage. For this type of fluids, the shear stress not only depends on shear rate, but also on time. Depending on time, means in another words, that the jellification state of the fluid is a function of its shear history. Because the fluid under measurement was constant being pumped, in every thixotropy test the system had to be stop automatically. This would





allow the polymer to recover its folding state, gaining viscosity over time. The time used of rest was the same time suggest by the API test, 10 minutes. Only after this time the viscometer started measuring.

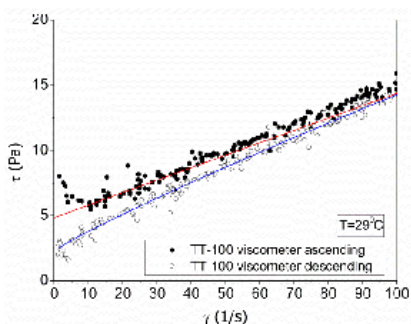
To confirm numerically the hysteresis, Table 7 is presented with the curve fitting parameters. In this case it was used the generalized power law model, with an extra parameter, due to an extra force needed to put the fluid into motion.

**Table 7.** Results for the non-Newtonian fit of the ascending and descending curves of water based mud, at 40<sup>o</sup> C.

Curve	$\tau_0$	$K$	$n$	Area (Pa.s <sup>-1</sup> )
Ascending	26.34	1.29	0.55	281
Descending	20.23	3.10	0.43	

Observing the parameters and the calculated area in Table 7, one may confirm the hysteresis presented in Figure 8. Both curves presented distinct coefficients and the area is more than ten times greater than the area presented in Table 6.

Figure 9 presents the results for thixotropy characterization of an oil drilling mud.



**Figure 9.** Shear rate versus shear stress of oil based mud during thixotropy test at 40<sup>o</sup>C.

Due to differences on the substance that causes the thixotropy effect, TT-100 ascending curve, demonstrated in Figure 9, presented a pick on the shear stress when the system was immediately put into motion. Probably the forces of coercion present in this

polymer are much more intense than the one existent in xanthan gums.

The fit was not capable of predicting this behavior, thus, for measurement purpose, this part of the curve was not considered during the calculus. We are implementing improvements in this sense to correct this issue.

There is hysteresis in Figure 9. The profiles are not superimposed. Table 8 corroborates this affirmative.

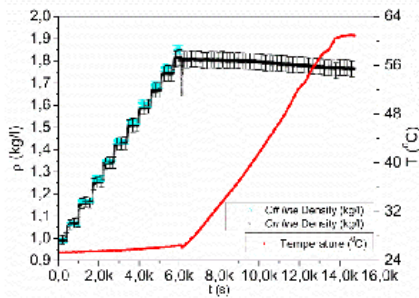
**Table 8.** Results for the non-Newtonian fit of the ascending and descending curves of oil based mud, at 29<sup>o</sup> C.

Curve	$\tau_0$	$K$	$n$	Area (Pa.s <sup>-1</sup> )
Ascending	4.83	0.11	0.99	242
Descending	2.29	0.19	0.90	

Although we have done an approximation to perform the calculus, the parameters are different when Table 8 is observed and the area is sufficient large to corroborate the hysteresis.

### 3.2 Typical results for density on line

The constant monitoring of density is imperative to maintain the drilling operations under control, especially if overbalance technique is being used (Craft, 1962). We compared the density acquired on line against the results obtained in the off line mud balance, instrument commonly used to measure density of drilling fluids at rigs. Figure 10 demonstrates the first result, which was to monitor the densification of a water based drilling fluid.

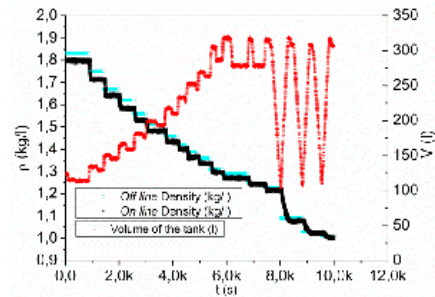


**Figure 10.** Density and temperature as a function of time during the test of densification of water based mud.

In Figure 10 each step upwards means that barite was added to the tank. The discontinued horizontal points in blue are the off line measurements, as the high frequency ones on the on line. The other high frequency data is the temperature of the test. The vertical bars are the experimental error (if off line) or the device accurateness (if on line).

Isothermally we added known quantities of barite to the tank and the device provided statistically the same density as the off line one. After this addition, we heat up the fluid to test if the on line device was capable of correcting the density due an increase on the temperature. Observing the temperature curve, referenced on the right vertical axis of Figure 10, it can be seen a decrease on the density as the temperature arises. Because the off line instrument do not have temperature control, this measurement was only done in the on line device.

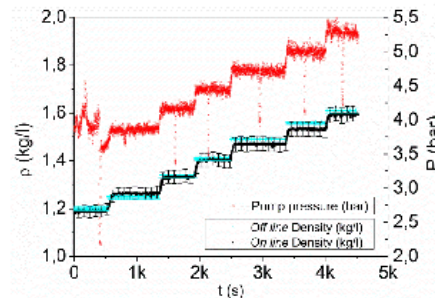
The next experiment was done over the previously dense fluid, but this time we made a controlled dilution. We added quantities of water and verified the new density after each step. There was a point that the tank was at its maximum capacity, therefore we purged it to allow more dilution. It can be seen in Figure 11 the black and blue data, they are the on line and off line density respectively, the error bars were omitted this time. The red data is the volume of tank, referenced at the right axis.



**Figure 11.** Density and volume of the tank as a function of time during the test of dilution of water based mud.

It can be observed in Figure 11 that both on line and off line data of density agrees statistically over a large range of density.

To verify the performance of the on line device when oil fluid is used, we added barite to an emulsion in the same methodology used in Figure 10.



**Figure 12.** Density and pressure of the pump as a function of time during the test of densification of oil based mud.

We could not dense more the oil mud because the safe operational limit of pressure is approximately 6 bars. The performance with oil based muds was similar to the one observed for water based muds. This is an advantage because confers versatility to the device.

3.3 Typical results for monitoring emulsion state of oil based fluids on line

These tests are exclusively applied to oil based muds. Although it receives this name, oil muds are in fact an emulsion between oil and water. Depending on the chemistry of the emulsifier, it can be obtained water in oil emulsions or oil in water emulsion (Schramm, 2000).

An emulsion state is unstable thermodynamically, therefore it is needed a third agent to sustain such condition (Pal, 1993). Thus it is necessary to monitor constantly its state. If an emulsion is broken, the safety of the drilling process will be compromised, because all physicochemical properties rely on the emulsion condition, mostly rheology (Fingas and Fieldhouse, 2003), which is related directly to the pressure applied over the well (Craft, 1962).

API describes an electrical method to quantify how stable is the emulsion and there is an off line device constructed by FANN which performs such measurements. We used our prototype to acquire on line measurements of this stability and compared against the ones provided by the off line instrument. To evaluate our installation and calibration, we did batch tests in a Becker using three different emulsion samples with different rates of oil and water.

The first result was obtained in an emulsion of 50/50 (oil/water), demonstrated in Figure 13. In this Figure, the voltage and amperage is demonstrated in the left and right vertical axis, respectively. As the voltage increases the current maintains its value at low levels until it rapidly increases exponentially. At this point, the electrical barrier provided by the oil phase is broken and the polar part of the system, in this case water, is exposed. This causes the electrical resistance to low its value, and according to ohms law, the current generated is direct proportional to the voltage applied and inversely proportional to the electrical resistance. Each fluid has its own voltage reference, which is the voltage peak when the current reaches 61  $\mu\text{A}$  (Fann instruction manual, 2009).

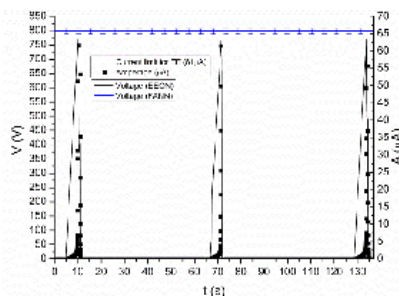


Figure 13. Voltage and current in function of time during electrical stability test, sample 50/50.

The voltage on line is represented by the continuous line, the off line one by the continuous blue horizontal one. The on line data is called EON (Electrical Stability ON line) and off line is FANN. The points are the on line electrical current monitored. The voltage measurement is done synchronously to the current measurements, we used a line to help identify the voltage peak. The red dots at 61  $\mu\text{A}$  mark the current limit of the test, as specifies API. In this case, the off line measurement of electrical stability was around 800V. This value is in fact the average value of several replicates, and the standard deviation is showed by the vertical bars on top of the line. It can be observed that the on line data (done in triplicate) is slightly below the off line one, for this case 775V. The next sample is a 40/60 (oil/water) emulsion, the results are presented in Figure 14.

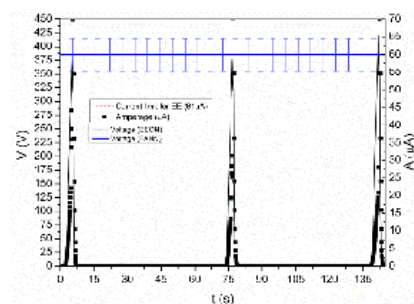


Figure 14. Voltage and current in function of time during electrical stability test, sample 40/60.



As the ratio of water increases, the electrical stability decreases, as expected. This can be observed in Figure 14 when one compare the voltage peak presented in this Figure with the one presented in Figure 13. Qualitatively it is needed less energy to brake the dielectric barrier, or in another words, it is needed a lower potential to achieve the current limit.

In this case the voltage peak for both instruments is statistically the same.

The third batch experiment were done in an emulsion of 30/70 (oil/water). Figure 15 presents the results.

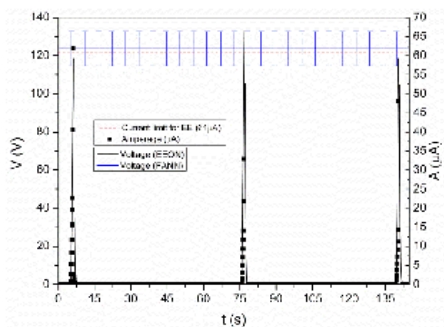


Figure 15. V voltage and current in function of time during electrical stability test, sample 30/70.

The peak voltage in Figure 15 is the smallest one presented so far, due to the addition of more water into the emulsion. The on line prototype presented statistically the same results as the off line standard one.

The last experiment done was to simulate a real process condition. The system was submitted to some controlled water invasion and controlled oil addition. The state of the emulsion was monitored only on line, and rheology was monitored as well. After a while we submitted the system to an emulsion breakage and observed the results. We will present in the next Figures the operational conditions of the test.

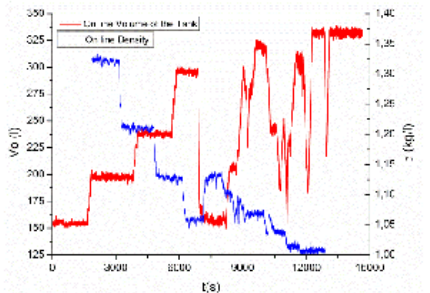


Figure 16. V volume of the tank and density of the oil mud during drilling simulation experiment.

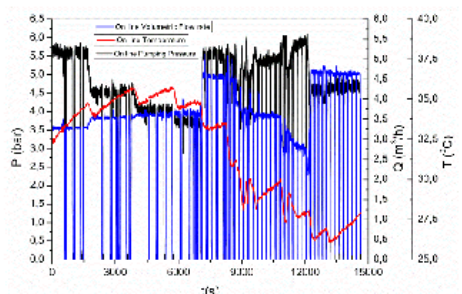


Figure 17. Flow rate, pressure and temperature of the oil mud during drilling simulation experiment.

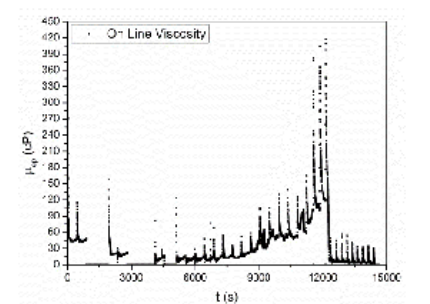


Figure 18. Apparent viscosity profile of the oil mud during drilling simulation experiment.



ENAPPE 2013

V ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS DE  
PETRÓLEO E GÁS

5 A 8 DE AGOSTO DE 2013, TERESÓPOLIS, RJ

Starting with the oil at its original characteristics of density, rheology and emulsion state, we added controlled portions of pure oil. This addition caused the volume of the tank to rise up and consequently the original value of density started to decrease. Reaching the capacity of the tank, it was done a purge, decreasing its volume to a minimum required for continuing the pumping process. At this stage, we started to add water, until the tank is full again. We kept purging it to the minimum level and fulfilling it with water again. We repeated it until the emulsion was broken. This process is demonstrated in Figure 16.

Figure 17 shows the pressure, flow rate and temperature of the whole system. The constant drop to zero on pressure and flow rate is due to the stop of the pump every time an electrical stability test was performed. It is known that this test must be done at static system, as API describes. Relative velocity between the probe and sample may cause different results (Saasen, 2009).

Still in Figure 17, it can be seen that flow rate was kept at a minimum level in order to maintain a renewal of the fluid inside the electrical stability and conductivity measuring chamber, when the electrical stability test was not active. When oil was being added, it decreased the apparent viscosity and density, causing the pressure to also decrease. When water was being added, although the density still kept decreasing, there was a significant increase on the apparent viscosity, causing the pressure to rise. At the end of the test, when the emulsion was broken, there was an abrupt decrease on the apparent viscosity, which caused a decrease on pressure. Also in this Figure is demonstrated the temperature profile of the test. It is possible to see that every time a perturbation was done the system was cooled, as it recovers the steady state, it started to warm up again. The heat exchanger was not used; the heating was caused exclusively by friction between the hydraulic parts and the fluid.

The behavior of the apparent viscosity can be seen in Figure 18. Because the viscometer acquires the rheological profile, the viscosity demonstrated in this Figure is also a profile, due to the non-Newtonian behavior of the fluid. Observing Figure 18 we see in the first measurement the original viscosity profile of the oil mud. From the second one, oil was already added to the system, one can note that the second profile has lower values of viscosity, in general. From instant 4000s to 7000s the constant addition of oil did

not change considerably the rheology of the fluid, but from 7000s, when water started to be added, the apparent viscosity started to increase exponentially. The increase reaches its maximum point at 12000s, proximately, and from there an abrupt decrease is observed. At this stage the emulsion was broken.

Figure 19 shows the general electrical monitoring of the emulsion state during the described test.

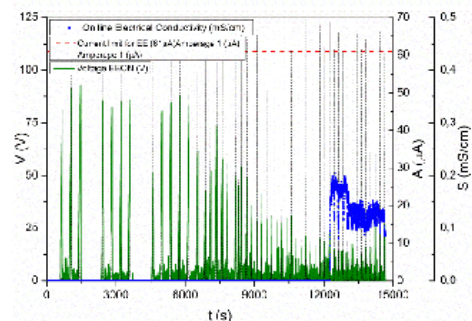


Figure 19. General electrical behaviour of the oil mud during drilling simulation experiment.

The olive lines are the voltage picks as the black ones are the current picks. The blue dots are the on line data of electrical conductivity.

According to Figure 16, we added oil until proximately 6000s. Observing Figure 19 we understand that oil alone does not change the electrical stability of the system significantly, but the addition of water after that immediately starts to decrease the voltage picks. As water went into the system, the voltage picks kept decreasing. It was observed in all Figures that proximately at 12000s the system changed its state drastically due to the breakage of the emulsion; this is confirmed looking at the same moment in Figure 19. Not only the voltage picks are less than 25V but the electrical conductivity deviates from 0. When the emulsion was stable, the conductivity meter marked 0.

Therefore, the electrical stability meter is a tool that can indicate the state of the emulsion while there is one phase only, and the conductivity meter can be used as an auxiliary tool that detects the breakage of it (phase separation).

### 3.4 Typical results for monitoring suspended solids

This work used an ultrasonic sensor to calculate such measurement. It is not possible to calculate this variable directly from measurements of volume and density, at least not in real time. But only the ultrasonic sensor is not sufficed to determine the concentration of the solids suspended in drilling muds. This is because drilling fluids are more complex in rheology. Ultrasonic attenuation and sound speed depend not only on the quantity of the solids suspended, but also on the quantity of solids dissolved, like salts and mainly on rheology. Therefore, to determine the total solids suspended it was acquired not only the ultrasound attenuation and sound speed, but also apparent viscosity at  $1021 \text{ s}^{-1}$  and density. We classified, for better understanding, the measurements of ultrasound attenuation and sound speed as main variables and the measurement of density and apparent viscosity as auxiliary ones. These auxiliary measurements help the software made to discern when an increase of attenuation is due to the increase of viscosity or solids. In example, if an increase on attenuation is due to the entrance of solids into the system the density should also increase, and maybe some increase may be observed on viscosity. In other hand, if an increase on the attenuation is observed due addition of polymers (viscosity agent), the density may change slightly or not even change. The sound speed is also important because it helps the system to discern when the density is rising due to solids suspended or solids dissolved. In example, some water drilling fluids have high densities not only due to the solids suspended, like barite, but also for large amounts of salt dissolved.

The mentioned software is capable of receiving these four measurements and calculating the concentration of solids suspended. The mathematical methodology to relate those variables was based on an artificial neural network, trained from the cumulated experimental results over the past few years.

The experiments were done during the production of many different types of water based muds and also from simulations of disturbances.

To validate the on line results of concentration, samples were taken during the tests and using gravimetric technique, the off line concentration was determined. During the network training concentration of the suspended solids was the target

variable, and density, viscosity, ultrasound attenuation and sound speed were the independent variables. The next Figures are a demonstration of the some experiments that were done to train the artificial neural network.

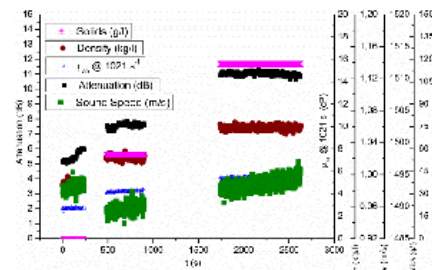


Figure 20. Experimental concentration of solids suspended, density, viscosity, ultrasound attenuation and sound speed during making water based mud 1.

It can be seen in Figure 20 that we started the system without solids, just industrial water. Initial configurations of the other variables were at its stages: viscosity was about 2 cP at  $1021 \text{ s}^{-1}$ , density was about 1,00 kg/l, the sound speed was 1495 m/s and attenuation was proximately 5,5 dB. When the first kind of solid was added to the system, the concentration raised to proximately 60 g/l (off line measurement), the attenuation raised to 8 dB, the apparent viscosity raised to 5,5 cP, density was up to 1,02 kg/l and sound speed decreased to 1490 m/s. When we added the second kind of solid the system changes all its stage again. In this manner, the software started to "learn" how the system behaves. The empty spaces between the measurements are the transient stages, and does not interest to the network training because the experimental concentration of solids in this period is unknown. Figure 21 demonstrates the fabrication of a second type of water drilling fluid.

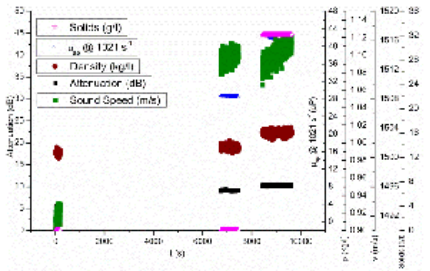


Figure 21. Experimental concentration of solids suspended, density, viscosity, ultrasound attenuation and sound speed during making water based mud 2.

In this fluid we also started from industrial water, but this time we added at first a polymer to increase viscosity. Due to the very small quantities applied (less than 1%), density practically doesn't change, only viscosity. It can be seen in Figure 21 that the solids were zero in the beginning and is still zero during the dissolution of the polymer, as it should be. It can also be observed that after the polymer is dissolved the viscosity increased significantly, as the density practically didn't change. The attenuation increased from 5 to 10 dB. Because the polymer goes to the dissolved phase, the sound speed also changes significantly. After 7000s we added the solids, the system reacts accordingly.

We shall demonstrate one result obtained during the simulation of operational disturbances, such as solid invasion, in the next Figures.

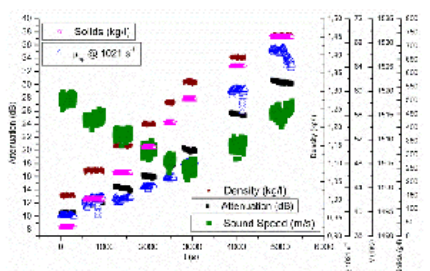


Figure 22. Experimental concentration of solids suspended, density, viscosity, ultrasound attenuation and sound speed during making water based mud 2.

In Figure 22 the initial state was a water drilling fluid with low concentration of solids suspended. We added a solid of kind A to the fluid simulating an invasion into the fluid. This increased all the properties except for the sound speed, which decreased. Next step we added a solid of kind B to the system, this solid is heavy, it increased significantly the density and slightly the viscosity. The sound speed kept decreasing as attenuation and concentration increased. In the final two steps we simulated an invasion of carbonate rocks. The system kept the same tendency except for the sound speed, which started to increase instead of decreasing. All those results in addition with much more data were used to train the neural network. Figure demonstrates the general performance of the prediction capacity of the architecture made.

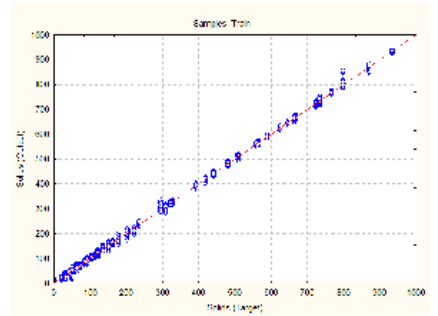


Figure 23. Concentration of solids suspended predicted by the artificial neural network (Output) against experimental one (Target).

Figure 23 presents the comparison between the concentrations of solid predicted by the network, named "Output", and the ones determined experimentally, named "Target". In this kind of graphic, if the points are superimposed on the 45 degree line, it means  $x=y$ . Therefore, the closest the points are to the line the best was the performance of the network. Of all the points presented in Figure 23, 80% were used during training and 20% were used for validation. Validation points are not used during training and their performance indicates the predictive capacity of the network. To accomplish such performance we used MLP architecture, 50 neurons,



ENAPFE 2013

V ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS DE  
PETRÓLEO E GÁS

5 A 8 DE AGOSTO DE 2013, TERESÓPOLIS, RJ

exponential function in the inner layer and identity function in the outer layer.

This methodology will be extended to oil drilling muds in future.

#### 4. Conclusion

This work has built an automation drilling flow loop not only do make drilling fluids but also to test and develop drilling fluid sensors. We demonstrated results of rheology, density, electrical stability and electrical conductivity and concentration of solids measured in real time. We acquired sensors from vendors, some were modified, methodologies were proposed and one sensor was totally developed. The results has shown that is possible to measure the properties on line based on the agreement found between the on line data and off line one, in most cases. Although much effort is found in literature focusing on automation of the drilling fluid physicochemical properties, their complexities and the harsh oil field scenarios are still challenges for today's technologies.

#### 5. References

CRAFT, Holden and Graves, 1962. Well Design: Drilling and Production. Prentice - Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey.

LUYBEN, W. L., 1996. Process Modeling, Simulation, and Control for Chemical Engineers. McGraw-Hill, Inc. Lehigh University, US.

SAASEN, A., OMLAND, T. H., EKRENE, S., BRÉVIÈRE, J., VILLARD, E., KAAGESON-LOE, N., TEHRANI, A., CAMERON, J., FREEMAN, M., GROWCOCK, F., PATRICK, A., STOCK, T., JØRGENSEN, T., REINHOLT, F., AMUNDSEN, H. E. F., STEELE, A., MEETEN, G., 2009. "Automatic Measurement of Drilling Fluid and Drill-Cuttings Properties". SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Orlando, Florida. SPE 112637.

BROUSSARD, S., GONZALEZ, P., MURPHY, R., MARVEL, C., 2010. "Making Real-Time Fluid Decision with Real-Time Fluid Data at the Rig Site". Society of Petroleum Engineering (SPE). SPE

Drilling Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. SPE 137999.

MILLER, A., MINTON, R. C., COLQUHOUN, R., KETCHION, M., 2011. "The Continuous Measurement and Recording of drilling Fluid Density and Viscosity. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands. SPE/IADC 140324.

MOTZ, E., CANNY, D., EVANS E., BAKER HUGHES INTEQ., 1998. "Ultrasonic Velocity and Attenuation Measurements in High Density Drilling Muds". Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. ID 1998-F, Conference Paper.

KOLTZOVA, I. S., MUKEL M., DYATLOVA E. N., 2001. "Velocity and Attenuation of Ultrasonic Waves in Suspensions". XI Session of the Russian Acoustical Society. Moscow, Russia. Institute of Physics, St-Petersburg State University.

FANN INSTRUMENTS, revision C, Part No. 209064, Model 23D Electrical Stability Tester, Instruction Manual.

BROOKFIELD INC., 1993. Instruction Manuals and Guides.

MCCLEMENTS, D. J., 2006. Ultrasonic Measurements in Particle Size Analysis. Encyclopedia of Analytical Chemistry, ISBN 0471 97670 9.

BARNES, H. A., 2000. A Handbook of Elementary Rheology. Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, University of Wales.

BILLON, H.H., 1996. "Shear Rate Determination in a Concentric Cylinder Viscometer". DSTO Aeronautical and Maritime Research Laboratory, Melbourne. Publication track AR-009-701, DSTO-GD-0093.

MORRISON, F. A., 2001. Understanding Rheology, Oxford University Press, Inc. ISBN 0-19-514166-0.

MACOSKO, C. W., 1994. Rheology: Principles, Measurement and Applications. Wiley-VCH - Inc. Originally publish as ISBN 1-56081-579-5.

ENAPFE 2013

VI ENCONTRO NACIONAL DE HIDRÁULICA DE POÇOS DE  
PETRÓLEO E GÁS

5 A 8 DE AGOSTO DE 2013, TERESÓPOLIS, RJ

SCHRAMM, G., 1995. A Practical Approach to Rheology und Rheometry. Thermo Haake GmbH, Karlsruhe.

PAL, R., 1993. "Techniques for Measuring the Composition (Oil and Water Content) of Emulsions – a State of the Art Review". Colloids and Surface A: Physicochemical and Engineering Aspects, 84 (1994) 141-193, Elsevier Science B.V. Department of Chemical Engineering, University of Waterloo, Canada.

FINGAS, M., FIELDHOUSE, B., 2003. "Studies of the Formation Process of Water-in-Oil Emulsions". Marine Pollution Bulletin 47 (2003) 369-396. Emergencies Science and Technology Division, Environment Technology Centre, Canada.

SCHRAMM, L. L., 2000. Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry. Cambridge University Press, Cambridge, 2000.

ANEXO F – Artigos em processo de submissão em periódicos internacionais

F<sub>1</sub> – *Study of Continuous Rheological Measurements in Drilling Fluids*

Brazilian Journal of Chemical Engineering

**Brazilian Journal of  
Chemical Engineering**

**Study of Continuous Rheological Measurements in Drilling  
Fluids**

Journal:	<i>Brazilian Journal of Chemical Engineering</i>
Manuscript ID:	BJCE-2015-0490
Manuscript Type:	Original Article
Date Submitted by the Author:	04-Aug-2015
Complete List of Authors:	Magalhães, Sérgio; UFRRJ, Chemical Engineering Folsta, Maurício; PETROBRAS, CENPES Noronha, Elisa; UFRRJ, Chemical Engineering Scheid, Cláudia; UFRRJ, Chemical Engineering Calçada, Luís; UFRRJ, Chemical Engineering
Keyword:	Rheology on line, Viscosity sensor, Automation

SCHOLARONE™  
Manuscripts

Only

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

## Study of Continuous Rheological Measurements in Drilling Fluids

Sérgio da Cruz Magalhães Filho<sup>1</sup>, Maurício Folsta<sup>2</sup>, Elisa Vila Nova Noronha<sup>1</sup>, Cláudia Miriam Scheid<sup>1</sup>, Luis Américo Calçada<sup>1</sup>.

<sup>1</sup>Department of Chemical Engineering, Federal Rural University of Rio de Janeiro, BR 465, km 7, 23890-000, Seropédica, Brazil, E-mail:

sergiomagalhaes@sergiomagalhaes.eng.br

<sup>2</sup>PETROBRAS S.A./CENPES/PDP/TEP, Hum avenue, Square 07, Ilha do Fundão, 21494-000, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.

### 1. Introduction

During the drilling of petroleum oil wells in ultra-deep water, the industries are facing a technological gap where the operation window is very narrow (Shaughnessy et al., 2007). In this case, the window is between the porous pressure and the rock fracture pressure, which are, respectfully, the lowest value and the highest one permissible for the operating pressure. This configuration of drilling occurs when one chooses to drill based on overbalanced technique. Overbalanced means that the operating pressure is always higher than the porous pressure, which is the pressure of fluids in the porous of the geological formations. It also must not exceed the fracture pressure, or else the invasion of the drilling fluid towards the geological formation may cause irreversible damage to the well.

The operational window tends to be narrower as the depth increases. Therefore, it's imperative to control pressure more precisely in this scenario. The drilling fluid is responsible for transmitting this pressure to the well bore, mostly by its density when the system is static, and also by its rheology, when the system is circulating.

In general, the rheological behavior of a drilling fluid is pseudoplastic. It has high apparent viscosity when the system is at low flow rate, to maintain the solids suspended, and has low apparent viscosity at high flow rate, to maintain the viability of pumping process.

Actually, in oilfields, rheology measurements are commonly done by offline viscometers, which may not be representative, due to the time taken to sample, carry, measure and result (Craft, 1962). Online measurement can enhance the quality of the

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

1  
2  
3 measurement and make possible to monitor the rheology in process from distant land  
4 control base, dispensing high costs with locomotion. This work aims to study the  
5 applicability of online instruments to improve the performance of the drillings  
6 processes.  
7  
8

9  
10 In this study we build a drilling fluid flow loop to evaluate rheology during flow  
11 in real time. We used two online and one offline viscometers and compared their  
12 performance. In a case of study, we calculated the pressure loss using online and offline  
13 rheology data.  
14  
15

## 16 17 18 2. Mathematical models review

### 19 20 2.1. Online/offline concentric cylinders viscometers (Couette viscometers)

21  
22 A Couette viscometer calculates shear stress by measuring the drag force in the  
23 inner cylinder, transferred by the fluid contained in the gap. This force is originated in  
24 the outer cylinder, which is rotated by a motor. Gap is the annulus space formed  
25 between the two concentric cylinders (inner and outer); see Fig. 1 for illustration  
26 (Barnes, 2002).  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

34  
35 (Fig. 1)  
36

37 The shear stress for online or offline Couette viscometers, for Newtonian and  
38 non-Newtonian fluids, is calculated by (Barnes, 2000),  
39  
40

$$41 \tau = \left( \frac{k}{2\pi r_1^2 H} \right) \theta, \quad (1)$$

42  
43 where  $k$  is the elastic constant of the spring or torque sensor,  $r_1$  is the inner cylinder  
44 radius,  $H$  is the height of the inner cylinder and  $\theta$  is the deflected angle of the torsion  
45 spring or sensor.  
46  
47

48 The shear rate for online/offline Couette viscometers, for Ostwald-de-Wale  
49 fluids, is determined by (Barnes, 2000),  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

$$\dot{\gamma} = \Psi \left( \frac{2r_2^2}{r_2^2 - r_1^2} \right) \omega, \quad (2)$$

where  $\Psi$  is a dimensionless factor,  $r_2$  is the radius of the outer cylinder,  $r_1$  is the radius of the inner cylinder and  $\omega$  is the angular velocity of the rotating cylinder (outer one if the viscometer is a Couette system).

Ostwald-de-Wale fluids has a nonlinear relation between shear rate and shear stress, being this relation described as follows,

$$\dot{\tau} = K(\dot{\gamma})^n, \quad (3)$$

where  $K$  and  $n$  are the parameters of the model.  $K$  is the consistency index, which characterizes how viscous the fluid is, and  $n$  is the behavior index, which determines the intensity of the nonlinear relationship.

The dimensionless factor is a coefficient to correct the shear rate when the fluid is non-Newtonian, consequently for Newtonian fluids,  $\Psi = 1$ . For Ostwald-de-Wale fluids, this coefficient is calculated by (Barnes, 2000),

$$\Psi = \left( \frac{\beta^{\frac{2}{n}}}{n \cdot \beta^2} \right) \left( \frac{\beta^2 - 1}{\beta^{\frac{2}{n}} - 1} \right). \quad (4)$$

where  $n$  is the behavior index of the fluid.

Many works uses  $\beta$  as the ratio between the radiuses of both cylinders (Barnes, 2000),

$$\beta = r_2/r_1. \quad (5)$$

It can be seen in Eq. (2) that the shear rate for non-Newtonian fluids depends on the behavior index and ratio of the radiuses (the ratio is the gap of each instrument). Barnes, 2000, showed that the behavior index can be calculated using the approximation,

$$n = n' = \frac{d \ln(\tau)}{d \ln(\omega)} \quad (6)$$

where data of  $\tau$  and  $\omega$  are determined experimentally.

## 2.2. Online capillary or pipe viscometers

During the flow of a fluid inside a straight circular pipe at laminar flow, the only non-zero components of the Navier-Stokes equation are (Bird, Steward and Lightfoot, 2001),

$$\frac{-\partial P}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \tau_{rz}(r)) \quad (7)$$

Eq. (7) is integrated by parts with limits given at the ends of the pipe and knowing that there is a finite shear stress (although its 0) at the center of the pipe, where  $r=0$ . The result is,

$$\tau_{rz}(r) = \frac{\Delta P \cdot r}{2 \cdot L} \quad (8)$$

Eq. (8) represents the shear stress of the fluid according to the position  $r$ . To calculate the shear stress at the wall of the pipe, which is the one of interest, it must be done  $r = R$ . Note that Eq. (8) is valid for Newtonian and non-Newtonian fluids.

To obtain the shear rate in this system in function of  $r$ , the commonly method used, according to literature, is to take the derivative of the velocity profile. For a Newtonian fluid at laminar flow, the Poiseuille's equation is (Bird, Steward and Lightfoot, 2001)

$$v_z(r) = \frac{2Q}{\pi R^2} \left[ 1 - \left( \frac{r}{R} \right)^2 \right] \quad (9)$$

The derivative of  $v_z(r)$  with respect to  $r$  yields,



$$\dot{\gamma}_{rz} = \frac{4Q}{\pi R^3} \left( \frac{r}{R} \right) \quad (10)$$

Eq. (10) represents the shear rate for Newtonian fluids during laminar flow inside a cylindrical pipe, according to the position  $r$ . To calculate the shear rate at the wall of the pipe, again it must be done  $r=R$ , which produces,

$$\dot{\gamma}_R = \frac{4Q}{\pi R^3}. \quad (11)$$

To determine the shear rate of Ostwald-de-Wale fluids during flow at laminar regime, in cylindrical coordinates, at the wall of the well, we use (Morrison, 2001),

$$\dot{\gamma}_R = \frac{4Q}{\pi R^3} \left[ \frac{3 + (1/n)}{4} \right]. \quad (12)$$

which is an alternative form of the Rabinowitsch equation combined with the constitutive equation for power law fluids (Eq. (3)). Note that if  $n = 1$ , Eq. (12) becomes Eq. (11), which is for Newtonian behavior.

### 3. Materials and Methods

#### 3.1. Flow loop

The drilling fluid flow loop was built not only to shelter the online equipment, but also to make and produce the necessary drilling fluids, being oil based or water based. A brief description of the components of the apparatus is:

- A tank with 500 liters of capacity coupled with a high power and speed mixer, where we make and prepare the fluid to be studied;
- A three horse power positive displacement pump which drives the fluid to the pipe lines;
- A centrifugal pump in parallel to flush the system during or after experiments;

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

- A heat exchanger to heat up or cool down the fluid;
- An online instrumentation to measure the desired fluid properties and control operational conditions such as flow rate, discharge pressure, pressure drop and temperature;
- To communicate with the equipment we used hardware provided by National Instruments, along with their software LabVIEW®, where we constructed the human-machine interface. Fig. 2 contains the sketch of the loop.

(Fig. 2)

The online viscometers TT-100 and pipe can be identified in Fig. 2 by numbers 10 and 8, respectively. TT-100 performs both shear rate and shear stress measurements. Pipe viscometer generates shear stress by pressure drop measured in the instrument numbered as 8 and shear rate is calculated by the determination of the volumetric flow rate, which is provided by the instrument represented by number 7, a coriolis mass flow meter.

### 3.2. Viscometers

#### 3.2.1. Couette viscometer, online and offline.

The Couette measurement system is present in TT-100, online viscometer, and in FANN 35A, offline one. Fig. 3 illustrates the mechanical parts of TT-100 (Brookfield manual, 1993).

(Fig. 3)

Observe in Fig. 3 that the gap for TT-100 is formed when the pieces represented by number 2 and 4 are assembled.

The original TT-100 comes along with a DC motor with seven fixed velocities, manually controlled. Note that this configuration of motor allows the obtainment of the rheological profile of the fluid, as we are capable of measuring the shear stresses at different shear rates.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

Our objective was not only to determine rheology online, but to remotely control the equipment. So we modified the original instrument by replacing the DC motor by an AC brushless servomotor. These types of motors are controlled by special vector inverter device, which allows full access to several motor parameters, such as speed, torque and spin control. The motor replacement also permitted to acquire the velocity of the motor (RPM) in real time.

The operating principles of TT-100 are the same of any default Couette viscometer, with exception of the fluid renewal inside the measurement chamber, which is a consequence of the online configuration. If the fluid changes its rheological characteristics, TT-100 will report it as soon as this fluid arrives in the gap. A representation of the operational principles of this instrument is shown in Fig. 4 (Brookfield manual, 1993).

(Fig. 4)

For FANN 35A, the offline Couette viscometer, we present in Fig. 5 a sketch of the instrument assembled (Fann instruction manual, revision J 208878).

(Fig. 5)

Note in Fig. 5 that the gap is formed when the pieces number 2 and 3 are assembled.

The offline instrument evaluates the shear stresses at six different shear rates. The velocities of the outer cylinder can be selected by manipulating simultaneously the speed selector along with the gear shift. The velocities are 3, 6, 100, 200, 300 and 600 RPM. The shear stresses, in each motor velocity, are calculated from the values of deflected angle, which can be read in the analogical display on the top of the instrument.

### 3.2.2. Pipe viscometer

From experimental data of volumetric flow rate and pressure drop we can estimate shear rate and shear stress, respectively, using the mathematical models illustrated previously. Fig. 6 shows the constructed viscometer with more details (Barnes, 2000).

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

(Fig. 6)

### 3.3. Experimental design

#### 3.3.1 Fluids and experimental procedure

Three different fluids were used to study rheology online, one of Newtonian behavior and two of Non-Newtonian behavior. The Newtonian fluid was used to calibrate and validate the installed equipment. Because the fluid has less rheological complexities, it is expected that all viscometers provide similar data. After validation, we used polymeric solution to evaluate the performance of each viscometer against non-Newtonian fluid behavior. As final, and of most interest, we tested all instruments with a water based mud used in drilling process, which has solids in suspension, in a medium concentration range (30 to 60 % in mass). In Table 1 is presented the properties of these fluids, such as composition and density.

(Table 1)

The basic composition of the water based mud was water, bentonite, barite, calcium carbonate, sodium hydroxide, xanthan gum, glutaraldehyde and rheological modifier.

The experimental procedure consisted in acquiring the rheological profile of the chosen fluid at the same temperature in all three instruments, TT-100, FANN 35A and pipe viscometer, at the same time.

#### 3.3.2 Mathematical procedure

According to Billon (1996), many viscometers are sold to be used on Non-Newtonian fluids containing in their manuals correlations which are only valid for Newtonian fluids. Literature shows that the velocity gradient formed in a gap or during flow in a tube, for non-Newtonian fluids, are not as parabolic as for Newtonian fluids. The smaller the value of  $n$  the more non-linear is the profile formed by the gradient velocity. Hence the shear rate for non-Newtonian fluids, regardless the geometry of the

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

flow, depends directly on the behavior index and size of gap. Ignoring these terms lead to a miscalculation (Barnes, 2000). As a result, an algorithm was built in LabVIEW<sup>®</sup> environment to solve Eq. (6); it applies a linear fit into the logarithm of the income data of shear stress and motor speed. Through this algorithm we can determine the slope of the line formed between those logarithms, which is  $n'$  (Eq. (6)). This calculation allows the prompt determination of the dimensionless coefficient (Eq. (4)) necessary to calculate the shear rate of Ostwald-de-wale fluids.

The linear fit is based in an iterative process, which is described in Fig. 7. The residue is calculated by (LabVIEW<sup>®</sup> instruction manual),

$$residue = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} w_i (f_i - y_i)^2, \quad (13)$$

(Fig. 7)

where  $N$  is the number of data received,  $w_i$  is the  $i^{\text{th}}$  element of weight,  $f_i$  is the  $i^{\text{th}}$  element of best linear fit and  $y_i$  is the  $i^{\text{th}}$  element of incoming data (dependable variable). For this study we considered the weight equal 1 and the tolerance equal to 0.0001.

For the offline viscometer, the linear fit was done using a native algorithm of the software ORIGIN<sup>®</sup>, which is also based on least square method. Because this fit is offline, it is showed as a single mean value in the labels of the respective graphics.

#### 4. Results and Discussion

##### 4.1 Online rheology results

Fig. 8 presents the rheological profiles of the first fluid evaluated, in this case glycerin at 32<sup>o</sup>C, a Newtonian fluid.

(Fig. 8)

1  
2  
3 The behavior of the plotted shear stress *versus* shear rate was a straight line,  
4 which is Newtonian behavior, as expected. TT-100 presented some divergence above  
5 750 s<sup>-1</sup>. Besides that, all equipment presented similar data.  
6  
7

8 The measurement range of the pipe viscometer was limited by pump rotation  
9 and flow regime. Its inferior limit was the minimum rotating speed of the pump, and the  
10 superior limit was the maximum flow rate to maintain laminar regime.  
11

12 One may also note the errors bars, which represent the error propagation caused  
13 by sensor imprecision. Table 2 presents all imprecisions accounted for this error  
14 propagation. The mathematical method used was the derivative method (Meyer, 1975).  
15  
16  
17

18  
19  
20 (Table 2)  
21

22 For the statistics results, it can be observed in Fig. 9 the estimated  $n'$  and its  
23 residue.  
24  
25

26  
27  
28 (Fig. 9)  
29  
30

31 In Fig. 9, we note that the residue of TT-100 was larger than pipe viscometer in  
32 the beginning of operation, but it was smaller until the end of the experiment. Thereby it  
33 is possible to infer that the income data ( $\ln(\tau)$  and  $\ln(\omega)$ ) of TT-100 was more accurate  
34 than pipe viscometer. This is acceptable because the pump vector inverter is not as  
35 precise as servomotor vector inverters. Despite the larger residue at the beginning of the  
36 operation, TT-100 converged its slope faster than pipe viscometer.  
37  
38

39 To obtain the parameter  $\mu$  of the Newtonian model, it was applied another linear  
40 fit, but now using data of shear rate and shear stress. This fit was done using the  
41 software ORIGIN<sup>®</sup>, which received the exported data from LabVIEW<sup>®</sup>.  
42  
43

44 The obtained results for the viscosity of the fluid are presented in Table 3.  
45  
46

47  
48  
49 (Table 3)  
50  
51

52 The results presented for  $n$  and  $n'$ , in Table 3, allows to conclude that the  
53 hypothesis of  $n = n'$  was acceptable.  
54

55 The effect of temperature over the fluids was also investigated. Figs. 10 and 11,  
56 and also Table 4 present the results.  
57  
58  
59  
60

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

(Fig. 10)

Fig. 10 and 8 show similar results, including the divergence in TT-100 after  $750 \text{ s}^{-1}$ . However, in this case, the pipe viscometer presented results closer to TT-100 and its range of measuring has changed. As the fluid becomes less viscous, the superior limit goes narrow for pipe viscometer because of the drop on Reynolds number. We also observe in Fig. 10 that it was not possible to obtain data at low shear rates. For the online linear fit, the results are presented in Fig. 11.

(Fig. 11)

In this plot we observe the results for  $n'$ , which was overall 1, as expected, except in the beginning of TT-100 operation. This behavior is comprehensive because at low shear rate with a low viscosity fluid the torque is too low to deflect the sensor.

Also in Fig. 11 we notice more spread residues for both instruments, this means that the fit was less accurate than the other presented in Fig. 9.

For the Newtonian model, we observe in Table 4 that all equipment presented once more similar values of viscosity.

(Table 4)

To evaluate data for non-Newtonian, we started with a dilute solution of CMC, approximately 0.25% in mass at  $30^{\circ}\text{C}$ . In Fig. 12 is shown the data obtained for this fluid.

(Fig. 12)

We observe in Fig. 12 that the behavior of the curve is characteristic of an Ostwald-de-Whale fluid, more precisely pseudoplastic. We used Power Law model to represent the curve. One may notice once more the deviance for TT-100 rheological behavior after  $750 \text{ s}^{-1}$ . Besides that, all equipment generated similar data.

We shall observe in Fig. 13 the statistics for the linear fit to obtain  $n'$ .



(Fig. 13)

The linear fit results presented in Fig. 13 are accurate, since the residue values were small. We also notice that the slope is more dynamical than it was for Newtonian fluids. Usually rheological behavior measured online is usually subject to effects that are not present in batch offline systems, because in process the system never achieves a perfect steady state (Himmelblau and Rigs, 2003). Evaluating the results in Fig. 13, we can see that these effects are more pronounced with non-Newtonian fluids than Newtonian fluids. The objective of having a dynamical  $n'$  was to see how it impacts the final rheological profiles.

For TT-100,  $n'$  kept close enough to the  $n'$  of FANN 35A, until it started to deviate to approximately 0.87. The slope of pipe viscometer did not maintain a constant value and diverged from TT-100. Bottom line, we have two Couette viscometers generating similar slopes and pipe viscometer diverging from them. In Table 5 we show the results for the non-linear fit of shear rate and shear stress, using Power Law model, to represent the rheological profiles.

(Table 5)

Observing Table 5, we can see that the values of the parameters  $K$  and  $n$ , for TT-100 viscometer, diverged from other instruments, probably because of its divergence at high shear rates (Fig. 12). When we compare the assumption  $n = n'$  we see it's acceptable.

In Figs. 14 and 15 we demonstrate the results of rheology and fit, at 50°C, of the same CMC solution. In Table 6 can be seen the values of  $K$  and  $n$ .

(Fig. 14)

We see again, in Fig. 14, the divergence at high shear rate for TT-100, and comparing this data against one presented in Fig. 12, we see similar behavior. Note that the effect of temperature on CMC solutions is not as drastic as in glycerin, if values of shear stress range are compared. The online linear fit results are in Fig. 15.

(Fig. 15)

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

1  
2  
3  
4  
5 We note that the behavior of the slope for TT-100 and pipe viscometer did not  
6 diverge, as it did in Fig. 13. The estimated parameters of Power Law are demonstrated  
7 in Table 6.  
8  
9

10  
11 (Table 6)  
12  
13

14 Data on Table 6 shows that the parameters of pipe viscometer and FANN 35A  
15 are similar, but TT-100 diverge, as it did in Table 5. Now comparing Table 6 with Table  
16 5 we see that the increase of temperature decreases the values of the parameter  $K$ , which  
17 is expected as  $K$  is the number related to the viscous aspect of the fluid. We see that the  
18 behavior index of FANN 35A and pipe viscometer remains close enough, but rises  
19 significantly for TT-100. This increase happened because the slope did not diverge as it  
20 did in the previously experiment with low temperature. Any changes in the rheological  
21 profile affects directly the parameters estimated.  
22  
23

24 We have seen in most cases a divergence at a certain point for TT-100, and this  
25 deviance must be related to shear stress, which depends directly on the torque sensor  
26 engineering. We investigated this behavior to see if it is present during high range  
27 viscosity measurements. The results of CMC 1%, at 33°C, are presented in Figs. 16, 17  
28 and Table 7.  
29  
30

31  
32 (Fig. 16)  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40

41 Fig. 16 shows no more deviances at high shear rate for TT-100 viscometer. So  
42 we conclude that the torque sensor of the studied instrument is more adequate and  
43 accurate for high range viscosity measurements. This is a disadvantage of Couette  
44 systems; one should make preliminary tests to choose a torsion element adequate to the  
45 viscosity range of interest (Brookfield instruction manual, 1993 and Fann instruction  
46 manual, revision J 208878). In Fig. 17 is demonstrated the results for the estimation of  
47  $n'$ .  
48  
49  
50  
51  
52

53  
54 (Fig. 17)  
55  
56  
57  
58  
59  
60

1  
2  
3 The linear fit was once more accurate due its low residue, on Fig. 17. The  $n'$  for  
4 TT-100 is very steady but for pipe viscometer is not.

5  
6 It is possible to observe the Power Law parameters for this system in Table 7.

7  
8  
9 (Table 7)

10  
11  
12 The parameter  $n'$  for pipe viscometer and FANN 35A diverged from  $n$ , but for  
13 TT-100 was accurate, according to Table 7. We also see when comparing data on Table  
14 7 and 5 (quite the same temperature, but Table 5 is 0.25% CMC and Table 7 is 1%  
15 CMC) that an increase in the polymer concentration makes  $K$  to rise (becoming more  
16 viscous) and  $n$  to drop (becoming more non-Newtonian), which is expected.

17  
18 Becoming the fluid more non-Newtonian, with lower values of  $n$ , some effects  
19 start to be more pronounced, such as gap size, border effects and pressure drop effects.  
20 This is an experimental evidence which explains why  $n$  and  $n'$  diverged for FANN 35A  
21 and pipe, for FANN 35A its gap is wider than the gap of TT-100, the more widely the  
22 gap, the more present is the associated error. For pipe, the more non-Newtonian the  
23 fluid is, the more difficult is to achieve the steady state of the flowing fluid, which  
24 aggregates difficulties to measure volumetric flow rate (Barnes, 2000).

25  
26 As planned, we investigated the temperature effects on the CMC 1%, heating the  
27 solution to 50°C. The results are shown in Figs. 18 and 19, along with Table 8.

28  
29 (Fig. 18)

30  
31 Fig. 18 and 19 shows similar data behavior, except for the shear stress range of  
32 the pipe viscometer, which is smaller due the increase of temperature. We also noticed  
33 that data from FANN 35A has increased the distance from others slightly.

34  
35 In Fig. 19 is shown the online fit results.

36  
37 (Fig. 19)

38  
39 The linear fit is once more accurate; TT-100 is more accurate than pipe  
40 viscometer in all measured range. The same steady state for the slope of TT-100  
41 demonstrated in Fig. 17 is present in Fig. 19. We also see that, although the slope of  
42 pipe viscometer is now closer to TT-100, it still maintained its unsteady behavior.

43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60  
<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

Table 8 presents the parameters and statistics of Power Law rheological model.

(Table 8)

Comparing Table 8 and 7 we see that the increment of temperature causes a decrease in parameter  $K$ , which is expected. The parameter  $n$  does not vary significantly, also expected. We note that for this high range viscosity system, TT-100 is the instrument that provided the closest values of  $n'$  and  $n$ .

Once the effects of viscosity range and temperature over the instruments were investigated, the next step was to evaluate the effects of suspended solids during flow and in batch measurements. In Fig. 20 is presented the rheological behavior of the water based mud, density of  $1.5 \text{ g/cm}^3$ .

(Fig. 20)

After  $750 \text{ s}^{-1}$  the curve of TT-100 started to diverge, as it was observed previously with low viscosity range fluids. This was not expected because the water based mud is a high range viscosity fluid.

Although the divergence pattern is similar to the ones occurred in previously experiments, the root of this divergence is distinct.

Literature shows that Couette viscometers accurateness can be susceptible to fluids with solids suspended; the more homogeneous the fluid is the more accurate the measurement will be.

It is also known that slippery effect can affect viscometers readings when solids are suspended. Slippery reduces measurement precision because the hypothesis that the velocities of the wall and fluid at wall are equal starts to be less precise. Summarizing, we believe that there are at least two concomitants different effects on Couette instruments when fluids with suspended solids are being evaluated: homogeneity and slippery (Barnes, 2000).

For TT-100, the sample tend to be more homogeneous than FANN 35A due flowing, but for slippery, this effect is more present. The  $\beta$  ratio (Eq. (5)) for TT-100 is 1.04 and for FANN it is 1.06. The narrower the gap, the more present is slippery, which decreases shear stress, consequently decreases apparent viscosity. This may explains why FANN 35A presented the highest values of shear stress and TT-100 the lowest

1  
2  
3 (note that this impacts directly the value of the parameter  $K$ ). In addition, slippery is  
4 more pronounced in lower shear rate, which explains why TT-100 tend to converge its  
5 rheological behavior to FANN 35A at high shear rates (Barnes, 2000).  
6  
7

8 The results for the estimation of  $n'$  are demonstrated in Fig. 21.  
9

10  
11 (Fig. 21)  
12  
13

14 The linear fit is accurate due its low residuals, but the slope for TT-100 is not  
15 steady at a common average point, this may be attributed to the slippery effect. The  
16 rheological parameters are demonstrated in Table 9.  
17  
18

19  
20 (Table 9)  
21  
22

23 The best assumption for  $n' = n$  was found using TT-100 and FANN 35A  
24 viscometers. Water base mud was also tested at higher temperature (50°C) and the  
25 results obtained from three instruments are shown in Fig. 22.  
26  
27

28  
29 (Fig. 22)  
30  
31

32 At higher temperature, pipe viscometer rheological profile is closer to TT-100  
33 profile most of the time. In Fig. 23 we can see the results for  $n'$  estimation.  
34  
35

36  
37 (Fig. 23)  
38  
39

40 The online linear fit for TT-100 was accurate, although the slope had increased  
41 its unsteady behavior. The residue for pipe viscometer is higher than the one found in  
42 Fig. 21, but its slope is similar. In Fig. 23 we also see that TT-100 slope value is close to  
43 FANN 35A slope, which is 0.4, and then deviate after 750  $s^{-1}$  to approximately 0.7.  
44  
45

46 The parameters for the Power Law model obtained from the experimental data  
47 of shear stress and shear rate are presented in Table 10.  
48  
49

50  
51 (Table 10)  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

We see in tables 10 and 9 the expected drop in the values of  $K$  due the increase of temperature. We also see that the assumption of  $n' = n$  is better met by TT-100 viscometer in this case.

#### 4.2. Investigation of the measured rheology on friction loss determination.

One of the major rolls during the drilling of petroleum wells is to determine the friction loss for pressure control. The rheological parameters influence this calculus directly. Thus to evaluate the impact of the different rheological behaviors obtained over the calculus of friction loss, we did a case study. We used the experimental data of pressure loss, for water based mud, and compared it against calculated ones. The operational condition is at 50°C, in a straight pipe line with 30 cm length, 11.5 mm of diameter, made of CPVC, with flow rate of 0.26 m<sup>3</sup>/h (laminar regime). To calculate the pressure loss, we used,

$$P_d = f \left( \frac{L}{D} \right) \left( \frac{\bar{v}^2}{2} \right) \left( \frac{\rho}{10^2} \right), \quad (14)$$

where

$$f = \frac{64}{Re_{PL}}, \quad (15)$$

and

$$Re_{PL} = \frac{D \bar{v} \rho}{K \left( \frac{8\bar{v}}{D} \right)^{n-1} \left( \frac{3n+1}{4n} \right)^n}, \quad (16)$$

being  $P_d$  the calculated pressure drop,  $L$  is the length of the pipe,  $D$  the internal diameter,  $\bar{v}$  the average velocity of the fluid,  $g$  is gravity,  $\rho$  the specific mass of the fluid, and  $K$  and  $n$  the Power Law parameters provided by the online and offline instruments.

The results are shown in Table 11.

(Table 11)

It can be seen that the viscometer that provided the smallest error was TT-100, even with its deviance after  $750 \text{ s}^{-1}$ . Pipe viscometer provided small error, as FANN 35A the highest one, although the steadiest curve.

#### 5. Conclusion

In this work we compared three viscometers to measure drilling fluid rheology in well drilling operations, using an experimental drilling fluid loop. In this loop, we installed a TT-100 viscometer (Couette viscometer) and constructed a pipe one. The performance of both instruments were compared against FANN 35A, which is an offline viscometer commonly used as reference in the petroleum industry.

For Newtonian fluid, agreement was found in all instruments between data of viscosity. For non-Newtonian fluids, there were small divergences in the Power Law parameters provided by each instrument, both for the drilling fluid (with suspended solids) and to the polymeric solution. Those divergences were investigated and the probable main reasons for that to exist were pointed. In addition, it was done a case of study which demonstrated that those divergences are not significant if the parameters are used for pressure drop calculations. As an overall conclusion, one can use online Couette viscometers or even a pipe viscometer to obtain online measurements of drilling fluid rheology.

#### 6. Acknowledgements

This work is developed by a partnership between PPGEQ/UFRRJ and CENPES/PETROBRÁS under the thematic network of research and engineering. The authors wish to acknowledge CENPES for their financial and service support.



7. Symbology

Symbol	Description	Unit (SI)
$\tau$	Shear stress	Pa.s
$k$	Elastic constant	N.m/degree
$K$	Consistency index	$(\text{kg/m}) \cdot (\text{l/s})^{2-n}$
$H$	Height of the inner cylinder	m
$\theta$	Deflected angle	Degree
$\dot{\gamma}$	Shear rate	1/s
$\Psi$	Correction factor	Dimensionless
$r_2$	Outer cylinder radius	m
$r_1$	Inner cylinder radius	m
$\omega$	Angular velocity	rad/s
$\beta$	Radius ratio	Dimensionless
$n$	Behavior index	Dimensionless
$n'$	Pseudo behavior index	Dimensionless
$P$	Pressure	Pa
$z$	Orientation index (Cartesian)	-
$x$	Orientation index (Cartesian)	-
$r$	Tube or pipe position on radius	m
$L$	Tube or pipe length	m
$v$	Velocity of the fluid	m/s
$\bar{v}$	Average velocity of the fluid	m/s
$R$	Tube or pipe radius	m
$h_d$	Friction loss in a straight pipe line	m
$Q$	Volumetric flow rate	$\text{m}^3/\text{s}$
$f$	Friction factor	Dimensionless
$H$	Height of the inner cylinder	m
$D$	Tube or pipe diameter	m
$g$	Gravity	$\text{m}/\text{s}^2$
$Re_{PL}$	Reynolds for Power Law fluids	Dimensionless
$w_i$	$i^{\text{th}}$ element of the array or matrix weight	Dimensionless
$f_i$	$i^{\text{th}}$ element of the array or matrix best fit	According to

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

		data
$y_i$	$i^{\text{th}}$ element of the array or matrix observed values	According to data
$N$	Size of the array or matrix	Dimensionless

## 8. References

BARNES, H. A., 2000. A Handbook of Elementary Rheology. Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, University of Wales.

BILLON, H.H., 1996. Shear Rate Determination in a Concentric Cylinder Viscometer. DSTO Aeronautical and Maritime Research Laboratory, PO Box 4331, Melbourne Victoria 3001. Publication track AR-009-701, DSTO-GD-0093.

BIRD, R.B, STEWART, W.E & LIGHTFOOT, E.N., 2001. Transport Phenomena. Second Edition. Chemical Engineering Department. University of Wisconsin-Madison.

Brookfield viscometers, 1993. Instruction Manuals and Guides.

CRAFT, Holden and Graves, 1962. Well Design: Drilling and Production. Prentice – Hall, Inc. Englewood Cliffs, New Jersey.

Fann instruments, revision J 208878. Model 35 Viscometer Instruction Manual.

HIMMELBLAU, D.M., RIGGS, J. B., 2003. Basic Principles and Calculations in Chemical Engineering: International Edition, 7/E. Pearson Education. University of Texas, Austin.

LabVIEW® instruction manual and online Help, 2011.

MACOSKO, C. W., 1994. Rheology: Principles, Measurement and Applications. Wiley-VCH – Inc. Originally publish as ISBN 1-56081-579-5.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

MEYER, S. L., 1975. Data Analysis for Scientists and Engineers, Wiley ISBN 0-471-59995-6.

MORRISON, F. A., 2001. Understanding Rheology, Oxford University Press, Inc. ISBN 0-19-514166-0.

SHAUGHNESSY, J., DAUGHERTY, W., GRAFF, R., DURKEE, T., 2007. More Ultra-Deepwater Drilling Problems. SPE/IADC Drilling Conference, ID: 105792-MS. ISBN 978-1-55563-158-1.

For Review Only

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

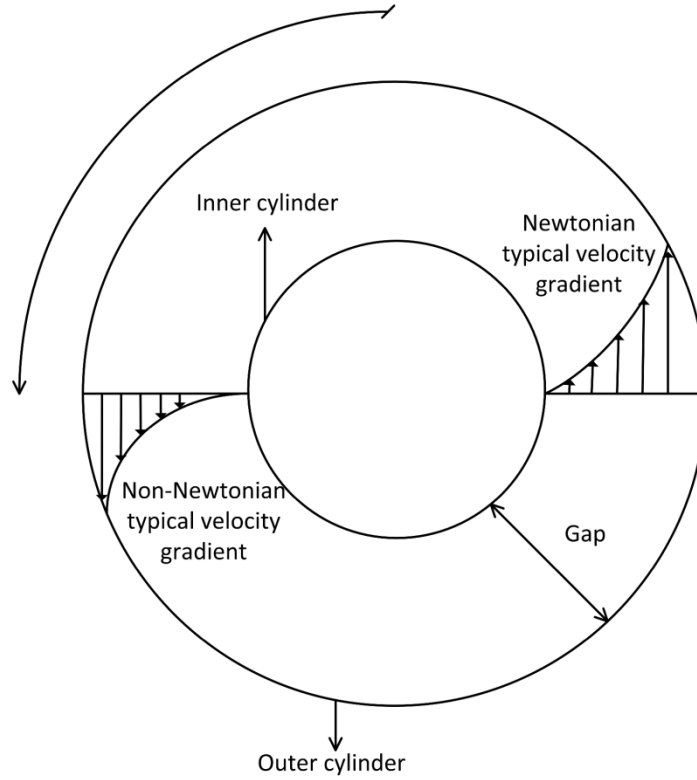


Fig. 1. Couette scheme.  
182x202mm (600 x 600 DPI)

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

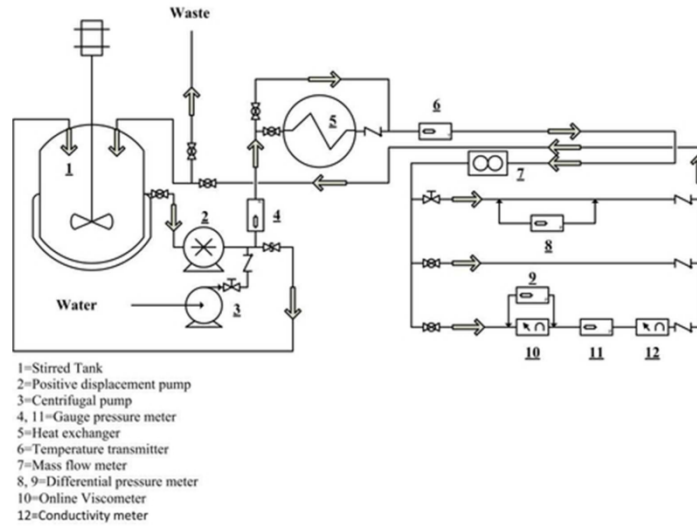


Fig. 2. Flow loop design.  
21x16mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

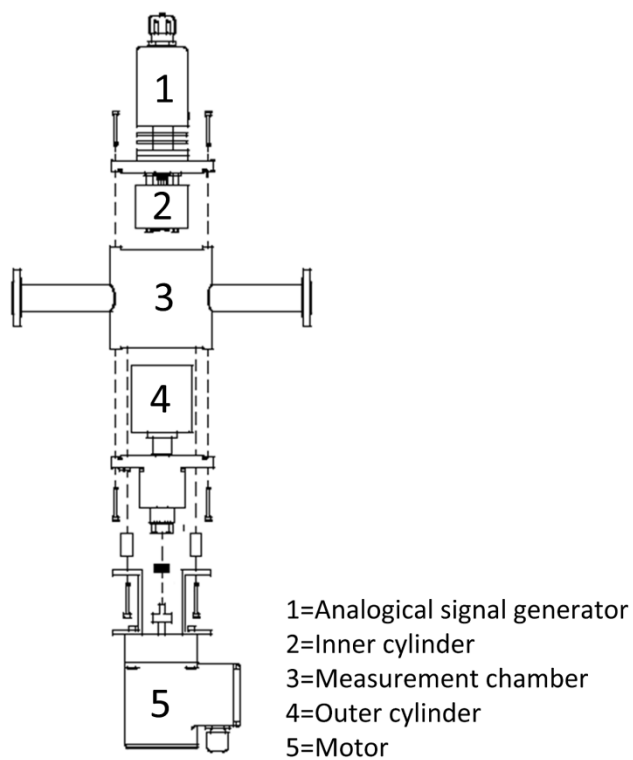


Fig. 3. Viscometer BROOKFIELD, model TT-100, original motor.  
164x210mm (600 x 600 DPI)

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31

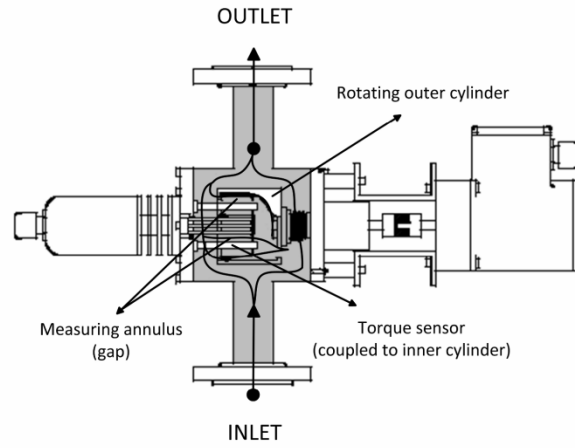


Fig. 4. Operational principles of TT-100.  
124x83mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48

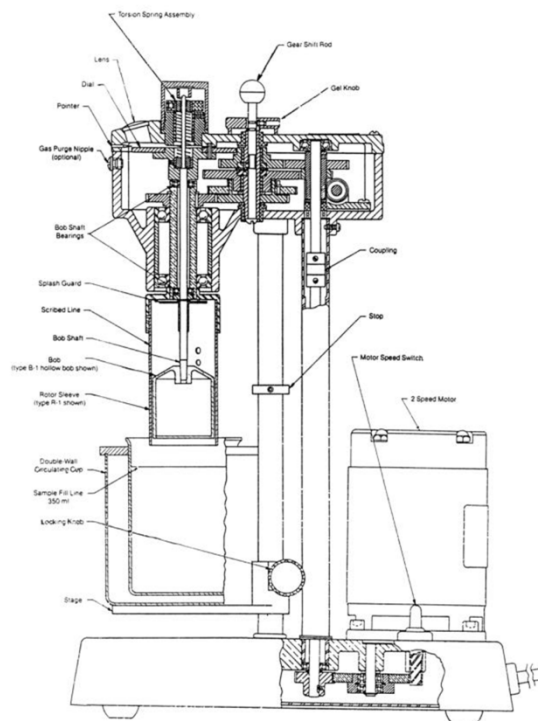


Fig. 5. Viscometer FANN, model 35A.  
165x221mm (96 x 96 DPI)



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20

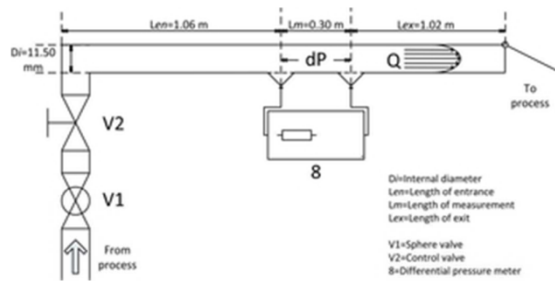


Fig. 6. Operational principles of tubular viscometer. 14x7mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42

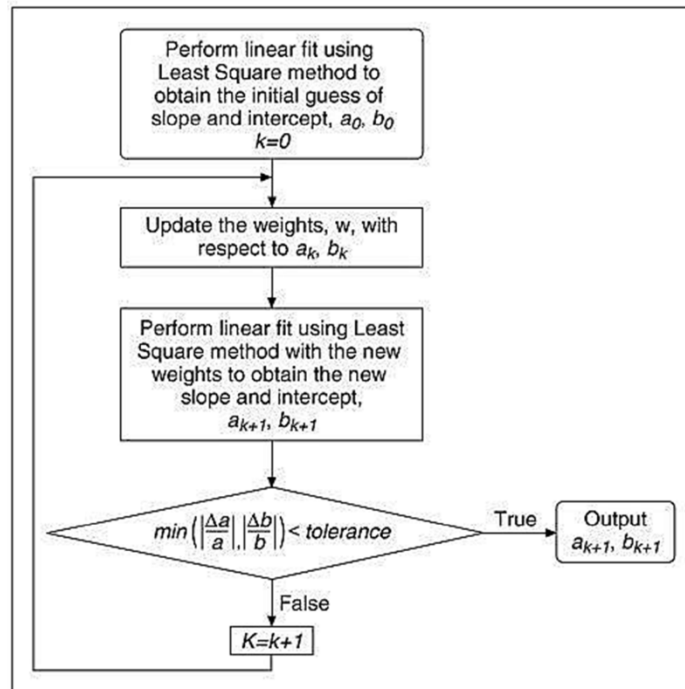


Fig. 7. Step by step iterative process used for linear fit. 132x132mm (96 x 96 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

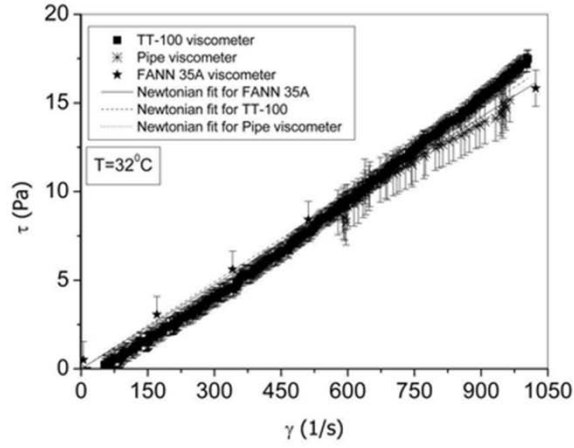


Fig. 8. Shear stress versus shear rate for glycerin 50%, at 32°C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

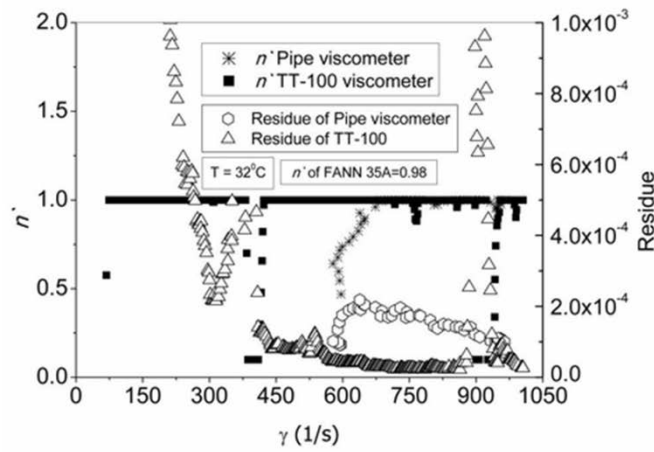


Fig. 9. Estimated  $n'$  and residue for linear fit of glycerin 50%, at 32°C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

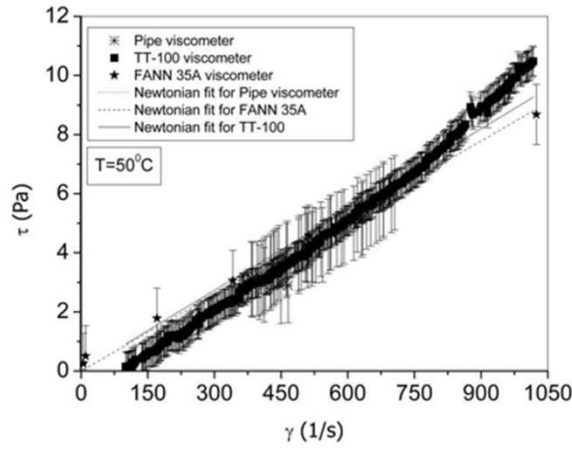


Fig. 10. Shear stress versus shear rate for glycerin 50%, at 500C. 20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

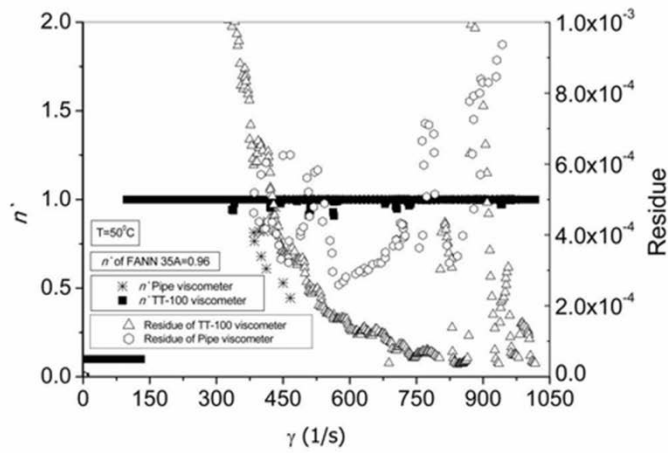


Fig. 11. Estimated  $n'$  and residue for linear fit of glycerin 50%, at 500C. 20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

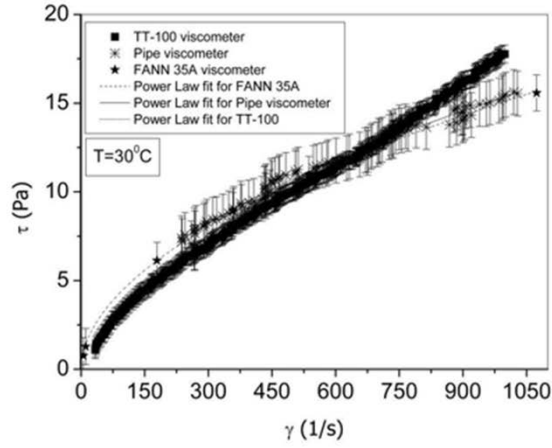


Fig. 12. Shear stress versus shear rate for dilute CMC 0.25%, at 300C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

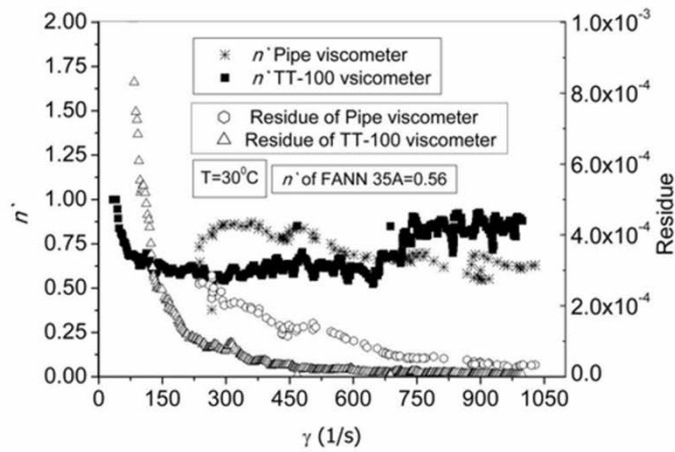


Fig. 13. Estimated  $n'$  and residue for linear fit of dilute CMC 0.25%, at 300C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

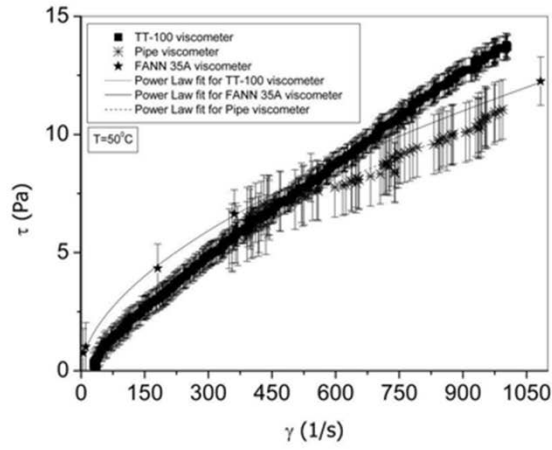


Fig. 14. Shear stress versus shear rate for dilute CMC 0.25%, at 500C. 20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

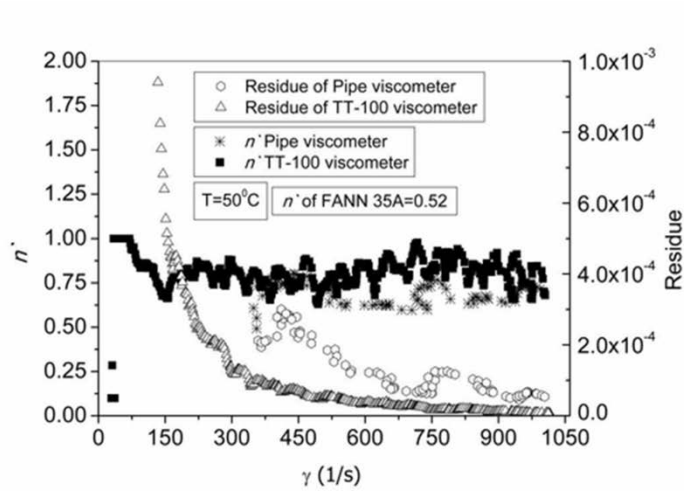


Fig. 15. Estimated  $n'$  and residue for linear fit for dilute CMC 0.25%, at 500C. 20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

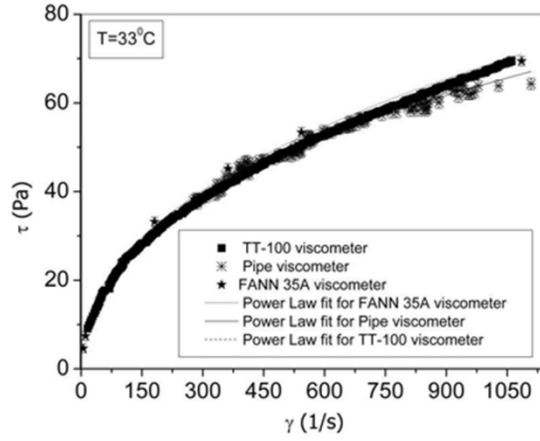


Fig. 16. Shear stress versus shear rate for CMC 1%, at 33°C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

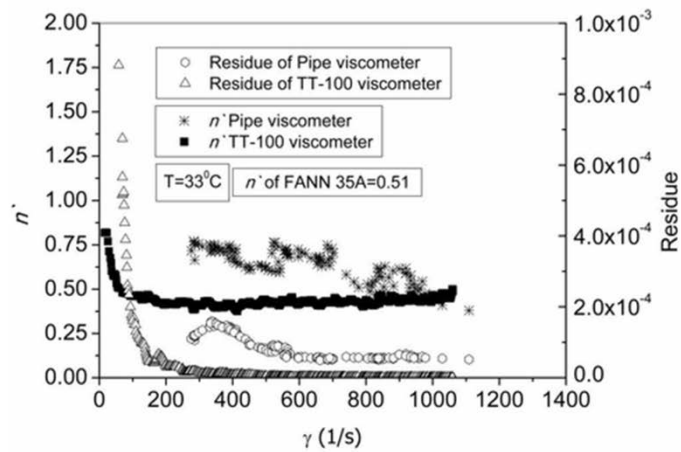


Fig. 17. Estimated  $n'$  and residue for linear fit for CMC 1%, at 33°C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

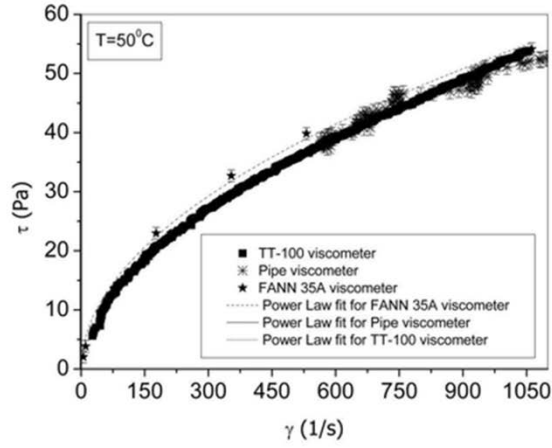


Fig. 18. Shear stress versus shear rate for CMC 1%, at 50°C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

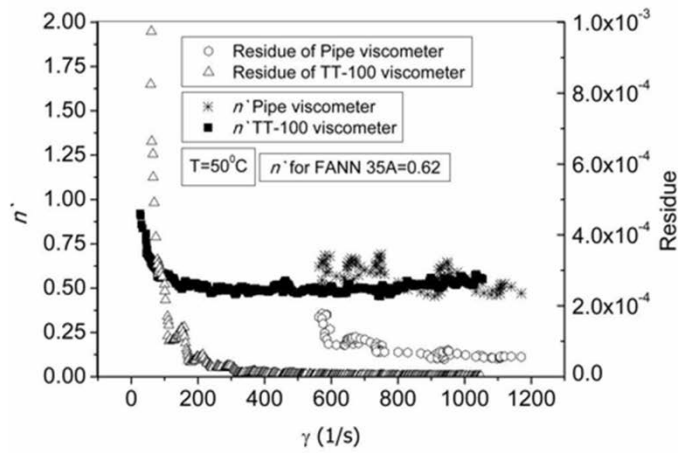


Fig. 19. Estimated  $n'$  and residue for linear fit for CMC 1%, at 50°C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

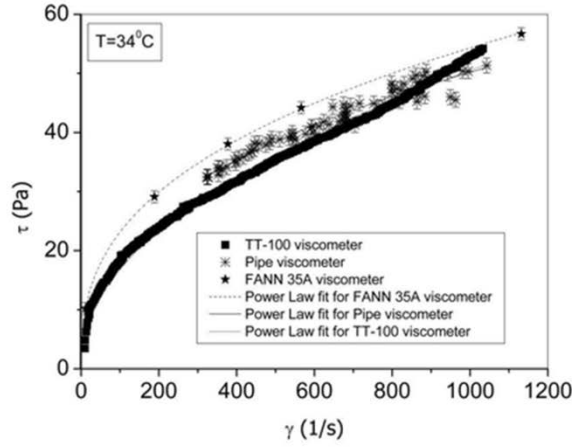


Fig. 20. Shear stress versus shear rate for water based mud, at 34°C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

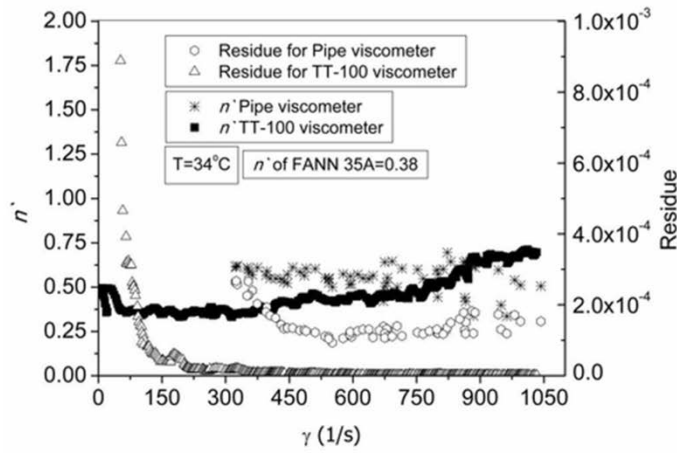


Fig. 21. Estimated  $n'$  and residue for linear fit of water based mud, at 34°C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

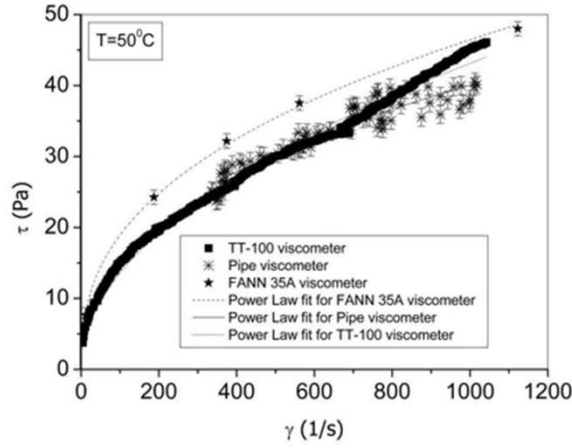


Fig. 22. Shear stress versus shear rate for water based mud, at 500C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

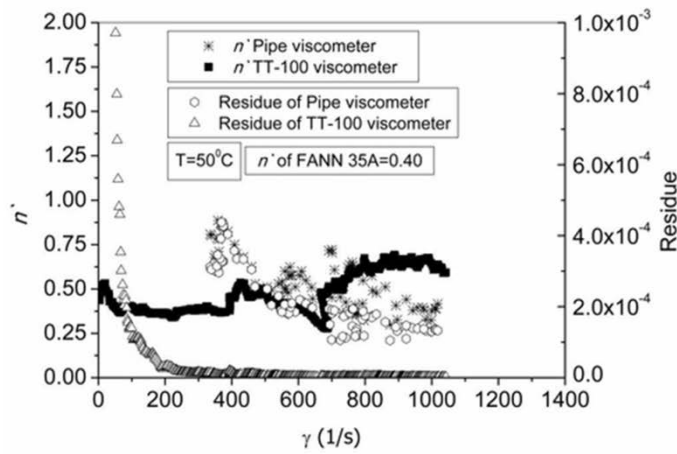


Fig. 23. Estimated  $n'$  and residue for linear fit of water based mud, at 500C.  
20x15mm (600 x 600 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13

Type	Viscosity	Substance	Density (g/cm <sup>3</sup> , 25 <sup>o</sup> C)
Newtonian	Constant	Glycerin 75%	~ 1,0
Non-Newtonian	Low range	CMC* solution 0,25% p/p	~ 1,0
Non-Newtonian	High range	CMC solution 1% p/p	~ 1,0
Non-Newtonian	High range	Water based mud	~ 1,5

\*CMC = Carboxyl Methyl Cellulose

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13

Instrument	Imprecise measure	dimension	range
TT-100	Deflected angle	degree	± 1%
	Motor velocity	RPM	± 1
FANN 35A	Deflected angle	degree	± 1
pipe	Pressure	Pa	± 1%
	Flow rate	m <sup>3</sup> /s	± 1%

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

Instrument	$\mu$ (cP)	R <sup>2</sup>	n
TT-100	16.3 ± 5.5.10 <sup>-5</sup>	0.98	1
FANN 35A	15.8 ± 3.2.10 <sup>-4</sup>	0.99	1
pipe	15.5 ± 5.4.10 <sup>-5</sup>	0.98	1

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

Instrument	$\mu$ (cP)	R <sup>2</sup>	n
TT-100	9.1 ± 5.2.10 <sup>-5</sup>	0.95	1
FANN 35A	8.6 ± 2.3.10 <sup>-4</sup>	0.99	1
pipe	8.2 ± 6.2.10 <sup>-5</sup>	0.94	1

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

Instrument	K	n	n <sub>avg</sub>	R <sup>2</sup>
TT-100	0.10 ± 1.90.10 <sup>-3</sup>	0.75 ± 2.99.10 <sup>-3</sup>	0.69	0.99
FANN 35A	0.40 ± 2.70.10 <sup>-2</sup>	0.52 ± 1.02.10 <sup>-2</sup>	0.56	0.99
pipe	0.43 ± 1.80.10 <sup>-2</sup>	0.52 ± 6.32.10 <sup>-3</sup>	0.58	0.99

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

Instrument	$K$	$n$	$n'_{avg}$	$R^2$
TT-100	$0.03 \pm 3.35.10^{-4}$	$0.88 \pm 1.62.10^{-3}$	0.78	0.99
FANN 35A	$0.24 \pm 1.80.10^{-2}$	$0.56 \pm 1.15.10^{-2}$	0.52	0.99
pipe	$0.16 \pm 1.13.10^{-2}$	$0.60 \pm 1.03.10^{-2}$	0.57	0.98

Page 51 of 55

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

Instrument	$K$	$n$	$n'_{avg}$	$R^2$
TT-100	$2.72 \pm 9.97.10^{-3}$	$0.46 \pm 5.63.10^{-4}$	0.44	0.99
FANN 35A	$3.24 \pm 0.52$	$0.44 \pm 2.46.10^{-2}$	0.51	0.99
pipe	$3.96 \pm 0.13$	$0.40 \pm 4.96.10^{-3}$	0.58	0.98

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

Instrument	$K$	$n$	$n'_{avg}$	$R^2$
TT-100	$1.19 \pm 6.85.10^{-3}$	$0.55 \pm 8.76.10^{-4}$	0.53	0.99
FANN 35A	$1.66 \pm 0.30$	$0.50 \pm 2.76.10^{-2}$	0.62	0.99
pipe	$2.08 \pm 0.14$	$0.46 \pm 1.00.10^{-2}$	0.54	0.96

Page 53 of 55

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

Instrument	$K$	$n$	$n'_{avg}$	$R^2$
TT-100	$1.85 \pm 3.51.10^{-2}$	$0.48 \pm 2.90.10^{-3}$	0.46	0.99
FANN 35A	$4.20 \pm 8.91.10^{-2}$	$0.37 \pm 3.28.10^{-3}$	0.38	0.99
pipe	$3.55 \pm 0.26$	$0.38 \pm 1.11.10^{-2}$	0.51	0.95

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

Instrument	$K$	$n$	$n'_{avg}$	$R^2$
TT-100	$1.34 \pm 2.88.10^{-2}$	$0.50 \pm 3.29.10^{-3}$	0.48	0.99
FANN 35A	$3.15 \pm 0.18$	$0.39 \pm 9.07.10^{-3}$	0.40	0.99
pipe	$2.60 \pm 0.26$	$0.40 \pm 1.55.10^{-2}$	0.52	0.90

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12

Instrument	$K$	$n$	$P_d$ (mBar) calculated	$P_d$ (mBar) experimental	Error
TT-100	1.34	0.50	34.39		0.41%
FANN 35A	3.15	0.39	41.67	34.25	17.81%
pipe	2.60	0.40	36.54		6.27%

*F<sub>2</sub> – Prediction of solids content into suspension in drilling fluids from real time data of ultrasonic attenuation, sound velocity, density and apparent viscosity using statistic model*

Chemical Engineering & Technology



Chemical Engineering & Technology

**Prediction of solids content into suspension in drilling fluids from real time data of ultrasonic attenuation, sound velocity, density and apparent viscosity using statistic model**

Journal:	<i>Chemical Engineering &amp; Technology</i>
Manuscript ID:	ceat.201500496
Wiley - Manuscript type:	Research Article
Date Submitted by the Author:	21-Aug-2015
Complete List of Authors:	Magalhães, Sérgio; UFRRJ, Chemical Engineering Scheid, Cláudia; UFRRJ, Chemical Engineering Calçada, Luís; UFRRJ, Chemical Engineering Rezende, Rafael; UFRRJ, Chemical Engineering Lutterbach, Leandro; PETROBRAS, GIOP Waldmann, Alex; PETROBRAS, CENPES
Keywords:	Ultrasonic apparatus, Slurries, Suspensions, Sensors

SCHOLARONE™  
Manuscripts

Wiley-VCH

**Prediction of solids content into suspension in drilling fluids from real time data of ultrasonic attenuation, sound velocity, density and apparent viscosity using statistic model**

Magalhães S. C.<sup>1\*</sup>, Scheid C. M.<sup>1</sup>, Caçada L. A.<sup>1</sup>, Lutterbach L. M. M.<sup>1</sup>, Rezende R. S.<sup>1</sup>, Waldmann A. T. A.<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Department of Chemical Engineering, Rural Federal University of Rio de Janeiro, BR-467, Km7, Campus of UFRRJ, zip code 23890-000, Seropédica, Rio de Janeiro, Brazil

<sup>2</sup> PETROBRAS S.A./CENPES/PDP/TEP, Hum avenue, block 07, Ilha do Fundão, zip code 21494-900, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.

\* [sergio1412@gmail.com](mailto:sergio1412@gmail.com); [sergiomagalhaes@sergiomagalhaes.eng.br](mailto:sergiomagalhaes@sergiomagalhaes.eng.br)

### Abstract

This work measured in real time data of ultrasonic attenuation, sound velocity, density and apparent viscosity aiming to determine the solids content on drilling fluids using a statistic model. The results have shown that ultrasonic attenuation and density were proportional to the quantity of suspended solids. Likewise, apparent viscosity presented great influence over ultrasonic attenuation, while velocity of sound was proportional to the quantity of dissolved solids. Results have also shown that Newtonian and non-Newtonian suspensions vary from the fact that shear rate must be known for non-Newtonian fluids in order to correctly determine the solids content.

**Keywords:** Drilling fluids, acoustic parameters, ultrasonic attenuation, velocity of sound, real time data

### 1. Introduction

Today the rotary method is the only one to be used to drill, and consists on applying weight over a drill linked to the surface by drilling columns. This technique is only possible if drilling fluids are used during the process [1].

The drilling fluid enters the drill column, exits through the roles present in the drill bit and return to surface configuring a closed loop. Thus, the drilling fluid chills the drill, transmits pressure to the well, guarantees structural stability, transmits electrical signals from downhole devices and carries the gravels generated at the drill bit [2].

Drilling fluids can be divided basically into two groups, water based fluids and oil based fluids. Water based fluids are basically made of water, chemical additives and high quantities of suspended solids (weighting material). Oil based fluids differs from water based fluids mostly on its liquid part, which is a stable emulsion of water in oil, instead of pure water. When compared to fluids commonly used in industrial processes, drilling fluids tend to show higher viscosity and density, and imperatively, present non-Newtonian behavior) [3].

The solids content suffers disturbances inherent to the drilling process, therefore its concentration into suspension must be must be controlled. A quantity of suspended solids out of the optimal range may cause damage to the drilling process [4].

It is common to find the usage of acoustic parameters in process control [5]. The authors demonstrated that it is possible to monitor the characteristics of multiphase flow using such parameters.

Theory and mathematical modeling can be found in literature for more than fifty years [6 – 10]. The disadvantage of using complex models is that in real systems the multiphase



1 flow usually forms a complex pattern. The solution using those models becomes limited  
2 due to a lack of physicochemical data or by long periods of calculation.

3 Therefore, ultrasonic parameters have been explored empirically to characterize  
4 multiphase flow systems [11 -14]. Usually ultrasonic attenuation and velocity of sound are  
5 used to determine solids content into suspensions. Sometimes even properties such as  
6 viscosity and density may be calculated from those parameters. Depending on the scenario,  
7 acoustic techniques are the only viable methods.

8 This work aimed to provide a methodology to estimate the solids content into  
9 suspension in drilling fluids from real time data of ultrasonic attenuation, sound velocity,  
10 density and apparent viscosity. A statistical approach was used for solids calculation  
11 because drilling fluids tend to create a complex medium to be theoretically modelled. Most  
12 difficult relies on the fact that drilling fluids have non-Newtonian behavior, causing  
13 viscosity not only to change with shear rate but also in time. In addition, those fluids have  
14 high concentrations of a mix of solids, which usually interacts with the liquid phase with  
15 water absorption. These facts alone turn the usage of phenomenological models almost  
16 impracticable. Many works estimated solids content using only acoustic parameters, but  
17 this was found possible solely with Newtonian fluids. In order to calculate correctly the  
18 solids content in drilling fluids, it was necessary additional and concomitant measurements  
19 of density and apparent viscosity. In this way, the statistical model parameters could  
20 moderate when ultrasonic attenuation was changed due changes in viscosity or quantity of  
21 solids. For drilling industries, the possibility of determining the solids content using real  
22 time data along with a simple mathematical model represents a great tool for optimization  
23 and safety during drilling operations [15].

## 27 2. Material and Method

### 28 2.1. Flow loop units and ultrasonic device

29 Two flow loop units were used to produce the suspensions and solutions. The first one  
30 is capable of producing more than 1000 liters of fluid per day. It also has automatic  
31 controllers on all operational condition, as well as possesses the automated sensors for  
32 measuring the physicochemical state of drilling fluids. All devices are controlled by  
33 software developed in LabVIEW® environment.

34 The second one was developed to produce the oily suspension, in a minor scale. The  
35 operation for the second one is fully manual. In both loops it was installed the ultrasonic  
36 transducer produced by Rhosonics, model 9670, which provided the measurements of  
37 ultrasonic attenuation and sound velocity.

#### 38 2.1.1. Automated flow loop and ultrasonic device

39 In Fig. 1 a simplified scheme of the automated flow loop and its installed devices can be  
40 observed, with details on the ultrasonic device.

41 Fig. 1

42 For tests performed in this unit the ultrasonic attenuation, sound velocity, density and  
43 apparent viscosity were monitored in real time. The unit also controlled flow rate,  
44 temperature and pressure.

45 The ultrasonic waves produced by the Rhosonics device are pulsed, similarly to the device  
46 presented by [9]. The ultrasonic signal is emitted at one side and received in the other. During  
47 each measurement (0.05s), the device determines the temperature, the speed of sound (phase  
48 differences), the absorbance (attenuation) and the ultrasonic impedance in the measured

1 medium in the frequency range between 0.7 and 12.5 MHz. The piezoelectric transducers were  
2 mounted in a way which permitted data acquisition directly from the process (see details on  
3 Fig. 1)  
4

### 5 2.1.2. Manual flow loop

6  
7 The manual loop was composed by a 100 liter stirred tank, a pump, a pressure gauge, an  
8 analogic temperature meter and the ultrasonic transducer. For its simplicity, its schematic  
9 was omitted.  
10

## 11 2.2. Characterization of solids and liquids

### 12 2.2.1. Solids size distribution and density

13  
14 To characterize the solids it was used the instrument from Malvern, model Master Sizer  
15 2000. The results can be observed in Tab. 1.  
16

17 Tab. 1.

18 The solids density presented in Tab. 1 were informed by the manufacturer. Size  
19 distribution for sodium Chloride is irrelevant due to its solubility in water.  
20

### 21 2.2.2. Viscosity profiles

22 Four different matrices were used in the make of suspensions: water, oil and two  
23 different polymeric solutions of XG and CMC. Water and oil are Newtonian fluids and  
24 their viscosities measured 1 cP and 130 cP at 25°C.  
25

26 The polymeric solutions are non-Newtonian fluids; therefore their viscosities are a  
27 function not only of temperature, but also of shear rate. The concentration of the polymers  
28 in the solutions was 4.26 g/L because it is the one typically found in drilling fluids. The  
29 results of the apparent viscosity in function of the shear rate, at 25°C, are presented in Tab.  
30 2.  
31

32 Tab. 2.

33 It can be observed in Tab. 2 that for the XG solution, apparent viscosity decreases from  
34 750 cP to 11.5 cP, respectively when shear rate was 5.1 and 1021.4 s<sup>-1</sup>. For CMC the result  
35 was from 300 cP to 25.5 cP. Both fluids presented pseudo plastic behavior.  
36

## 37 2.3. Tests procedure

### 38 2.3.1. Automated flow loop: using water and polymeric solutions

39 The automated flow loop was used for tests with suspensions in water and aqueous  
40 polymeric solutions.  
41

42 The experimental approach consisted in adding samples of solids such as barite,  
43 sodium chloride or calcite into a stirred tank containing 200 liters of water or polymeric  
44 solution. The physicochemical properties of the suspensions, including the acoustic  
45 parameters, were monitored in real time during the entire process of dispersion of solids.  
46 Each addition was done only when the previous dispersion reached steady state. The  
47 number of samples added was that enough to take the unit to its operational pressure limit.  
48 In some cases, the addition reached concentrations of 900 g/L of solid.  
49

### 50 2.3.2. Manual flow loop

51 Wiley-VCH

1  
2 The same procedure used in the automated flow loop was extended to the manual flow  
3 loop. But the volume of the stirred tank was 50 liters of oil and each sample of solids had  
4 no more than 1.4 kg. For this case, only barite were used, as calcite and bentonite were  
5 chemically incompatible with the oil used  
6

### 7 8 3. Results and discussion 9

#### 10 3.1. Effect of the presence of barite, calcite and sodium chloride over the 11 ultrasonic attenuation and sound speed in water 12

13 In Fig. 2 the experimental results regarding ultrasonic attenuation and velocity of  
14 sound in function of time can be observed. It also demonstrates real time measurements of  
15 density and apparent viscosity. The solids concentration through time is also present in the  
16 graphic, but it was calculated by mass balance.  
17

18 Fig. 2.  
19

20 In Fig. 2 the left axis is attenuation, the four axes to the right represent, respectively, the  
21 density, apparent viscosity at  $1021 \text{ s}^{-1}$ , velocity of sound and solids content. Every axis is  
22 linked with the horizontal one, which is time. Thus, it is possible to observe all the  
23 properties at the same time.  
24

25 In the first additions of barite, the mass added was proximately 5 kg, later the mass  
26 additions were raised to 25 kg each addition. The results demonstrated that the ultrasonic  
27 attenuation is directly proportional to the quantity of solids suspended, which is in  
28 agreement with the experimental results reported by [5], [8] and [10 – 12]. Apparent  
29 viscosity changes slightly due to the addition of barite. There were no significant changes  
30 in the fluid sound velocity, because the liquid part kept unchanged, similar behavior was  
31 reported by [6]. In Fig. 3 it is observed the same results now for the suspensions of calcite  
32 in water.  
33

34 Fig. 3.  
35

36 The same variables presented in Fig. 2 are present in Fig. 3. The apparent viscosity kept  
37 increasing proportionally to the solids addition. The tendencies of density, solids  
38 concentration and ultrasonic attenuation were equal to the ones found for barite  
39 suspensions, as expected.  
40

41 A slight increment on the sound velocity value was observed during the addition of  
42 calcite. This relates to the dissolution of the calcite in water. While used as a weighting  
43 material and considered insoluble, the device was sensitive enough to detect the dissolution  
44 of less than 1% in mass of calcite. Calcite is mostly composed by  $\text{CaCO}_3$ , which  
45 dissociates into  $\text{Ca}^{+2} + \text{CO}_3^{-2}$ ; eventually  $\text{CO}_3^{-2}$  becomes  $\text{HCO}_3^-$ , which is more stable than  
46 the  $\text{CO}_3^{-2}$ . These also show that suspensions of calcite tend to be basic. The pH of the  
47 suspension was measured as 10 at the end of the tests.  
48

49 Fig. 2 and Fig. 3 demonstrated well defined tendencies for ultrasonic attenuation of  
50 barite and calcite in water. It also proved the proposition found in [6] that the sound  
51 velocity is only subject to changes in the liquid matrix. In order to investigate that,  
52 experiments with sodium chloride were implemented. Sodium chloride is typically used to  
53 improve the performance of some additives during the preparation of a water based drilling  
54 fluid. The solids content in this case represent the concentration of the dissolved salt. Fig. 4  
55 demonstrates the experimental results for sodium chloride.  
56

57 Fig. 4.  
58

1 The results contained in Fig. 4 showed no variations for apparent viscosity, which was  
2 expected. The velocity of sound greatly increased when the concentration of solids in the  
3 dissolved phase also increased. Nevertheless, the ultrasonic attenuation did not change.  
4 Analyzing Fig. 2, Fig. 3 and Fig. 4, it can be inferred that ultrasonic attenuation is  
5 proportional to the density of the suspensions while the sound velocity is to the density of  
6 the solution. Although the concept of density is similar, the composed physical systems are  
7 different.  
8

### 9 10 11 3.2. Effect of changing liquid matrix and the presence of barite over the ultrasonic 12 attenuation

13 Mineral oil was used to investigate the role of viscosity over the ultrasonic attenuation.  
14 Barite suspensions were used in the oil while calcite suspensions were not evaluated due to  
15 their chemical interaction  
16

17 In Tab. 3 the results of addition of barite in oil are demonstrated. The data on the water  
18 experiments (previously done) was also shown for pattern comparison purposes.  
19

20 Tab. 3.

21  
22 Observing Tab. 3 at solids concentration equal 0 ( $C = 0$ ), ultrasonic attenuation  
23 increased from 6 to 22 dB/cm. This point represents the direct comparison between the  
24 existent ultrasonic attenuation in water and oil without solids into suspension. This  
25 demonstrated the impact of viscosity over the acoustic parameter.  
26

27 The addition of barite caused a well-defined tendency on the ultrasonic attenuation.  
28 This demonstrated that the total ultrasonic attenuation is a contribution of liquid and solid  
29 phases.

30 Regarding the solid phase, parameters such as particle size distribution and the solids  
31 density will affect the attenuation. In liquids, viscosity is the preponderant parameter.  
32

### 33 3.3. Effect of viscosity over ultrasonic attenuation and velocity of sound

34  
35 This work wanted to evaluate the whole of viscosity in suspensions which have non-  
36 Newtonian behavior. In such systems, viscosity varies with shear rate, characterizing a  
37 more complex system to be studied.  
38

39 Two different batches of polymeric solutions were studied: one with an aqueous  
40 solution of XG and the other with CMC. XG and CMC are both soluble in water and  
41 typically used in drilling fluids. As the polymer dissolves it changes viscosity with pseudo  
42 plastic behavior.

43 The experiment consisted in a controlled addition of polymer, increasing its  
44 concentration and by consequence increasing the fluid viscosity. A viscosity of reference,  
45 also denominated apparent viscosity of reference, was created at  $1021 \text{ s}^{-1}$ . The results can  
46 be observed in Fig. 5 and Fig. 6.  
47

48 Fig. 5.

49 Fig. 6.

50  
51 It can be seen in Fig. 5 and Fig. 6 that the addition of such polymers does not affect  
52 density and solids concentration, since each addition of polymer had no more than 0.5% in  
53 mass.  
54

55 The velocity of sound fluctuated around an average value of 1510 m/s for both  
56 solutions. Since no changes on the density of the liquid phase were causes, the velocity  
57 parameter behaved as expected.  
58  
59  
60

1 The ultrasonic attenuation, on other hand, behaved directly proportional to the viscosity  
2 measured. This was also observed when water was exchanged with oil.

3 It must be pointed that two different solutions with the same viscosity caused different  
4 levels of ultrasonic attenuation. This was also observed with regards to the solids phase.  
5 Two suspensions with the same quantity of solids suspended did not present the same level  
6 of attenuation (comparing Fig. 2 and Fig. 3). Therefore, it can be highlighted that the sound  
7 propagation depends on the interface properties between the solid and liquid phase.  
8 Therefore, each system will have its inherent acoustic parameters. This complexity  
9 validates the necessity of experimental data in order to model acoustic behavior in drilling  
10 fluids.  
11

#### 12 3.4. Acoustic parameters behavior on non-Newtonian suspensions.

13 Typical concentrations of polymers in drilling fluids vary from 2.86 g/L to 5.72 g/L.  
14 This work has employed a concentration of 4.29 g/L. Also a typical combination is CMC  
15 with barite. Fig. 7 demonstrates the results of ultrasonic attenuation and velocity of sound  
16 in a suspension of barite into a CMC solution.  
17

18 Fig. 7.

19 In the beginning of the test viscosity was 45 cP with 11 dB of attenuation, which seems  
20 adequate since water with 1 cP caused 5 dB and oil with 133 cP caused 22 dB. Ultrasonic  
21 attenuation also increased proportionally to the mass of barite into suspension. Each  
22 sample added also contributed slightly to increase viscosity, as it did previously.

23 But the sound velocity showed a small decrease, which was not expected. This tendency  
24 on the velocity of sound pointed that some chemical interaction between CMC and barite  
25 occurred.  
26

27 The analysis of the data contained in Fig. 7 led to the assumption that the behavior of  
28 the acoustic parameters in Newtonian fluids is similar to what was observed in non-  
29 Newtonian fluids. But this is only valid as long as there is a correct determination of the  
30 apparent viscosity. Therefore, the evaluation of acoustic parameters in non-Newtonian  
31 suspensions enforces the determination of rheological parameters concomitant with  
32 measurements of density, which is not necessary for suspensions with Newtonian behavior.  
33 This implies that the flow rate of the system must be the one that prints sets the shear rate  
34 in which the viscosity of reference was measured. If not, the viscosity present inside the  
35 ultrasonic transducer will not be equal to the viscosity of reference. This will lead to a  
36 miscalculation.  
37

#### 38 3.5. Proposal of a statistical model to predict solids content

39 It was also proposed a statistical model to predict solids content. No phenomenological  
40 terms were yet considered due to the necessity of knowing material properties and solving  
41 complex mathematical models, which are not known for drilling fluids and undesirable to  
42 be done at drilling sites. Instead, a simplistic algebraic statistical model was used to allow  
43 the prediction of the solids content from the variables actually being measured in real time.  
44 This approach is widely used when phenomenological equations turn to be impracticable  
45 due to a lack of information or computational capability.

46 The mathematical approach used in this work was a factorial regression with combined  
47 effects. It used the software STATISTICA® as a computational tool. The model which  
48 correlates the suspended solids concentration with real time data of density, ultrasonic  
49 attenuation, sound velocity and apparent viscosity can be observed in Eq. 1.  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60



$$C = A + B\alpha + C\rho + D\mu + E\nu + F\alpha\rho + G\alpha\mu + H\rho\mu + I\alpha\nu + J\rho\nu + L\mu\nu + M\alpha\rho\mu + N\alpha\rho\nu + O\alpha\mu\nu + P\rho\mu\nu + Q\alpha\rho\mu\nu \quad (1)$$

where  $\alpha$  is the ultrasonic attenuation,  $\rho$  is density,  $\mu$  is the apparent viscosity and  $\nu$  is the velocity of sound.  $A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, L, M, N, O, P$  and  $Q$  are the predictors to be estimated.

The performed regression generated a correlation coefficient greater than 0.99 and the whole statistics is presented ahead. In Tab. 4 are the calculated values for the predictors.

Tab. 4.

The interactions which generated the predictors  $P$  and  $Q$  were not considered statistically relevant, therefore the regression found zero for these ones. The relevance of every interaction and to map which one is more relevant, a Pareto chart was built. Such graphic can be observed in Fig. 8.

Fig. 8.

The Pareto chart observed in Fig. 8 has been plotted against the t-value; this means that every occurrence above 5% is statistically relevant. Therefore, the combined effect  $P\rho\mu\nu + Q\alpha\rho\mu\nu$  is not present in the graphic. The combination of attenuation, density and viscosity effects was the most relevant interaction to the model. This tendency confirms what has been observed experimentally. It was observed that the quantity of solids greatly altered density and attenuation, and viscosity is part of it as well because it also changed the suspension attenuation considerably. The combination of attenuation and density effects was statistically weaker than the effect of the two separated. The analysis ended showing that the combination of density and velocity of sound effects was the less relevant to the model.

The overall performance considering the capacity of predicting the solids content is demonstrated in Fig. 9.

Fig. 9.

The histogram demonstrated that the great majority of the residuals are inside the range of -20 to + 20 g/l. This demonstrates that the predictors miscalculate the concentration in a range up to 10%. It also can be seen through the histogram that more than 65,000 combinations of values of density, apparent viscosity, ultrasonic attenuation and sound velocity were used.”)

### 3.6. Case study: Predicting solids content during the preparation of a water based drilling fluids

The data contained in Fig. 10 was not used to calculate the predictors shown in Tab. 4. Therefore, this data can be used to test the statistical model accuracy in predicting the fluid behavior. Fig. 10 demonstrates results of on line monitoring of the same operational conditions presented so far, with addition of the predicted solids. A direct comparison has been created between the solids content of reference, calculated by mass balance, and the predicted one.

Fig. 10.

The drilling fluid that was built was one of simplest ones, constituted basically by water, lubricant and limestone (rich in calcite). It was observed that for this case in particular there was agreement on experimental and predicted data.

#### 4. Conclusion

The general overview of the results demonstrated that ultrasonic attenuation is directly proportional to the quantity of solids suspended and viscosity, as the velocity of sound is proportional to the quantity of solids dissolved. It also showed that different suspensions with the same solids quantity may have different levels of attenuation, as well as two fluids with same viscosity may also present divergent attenuation values. All those pointed tendencies were similar to the ones found in related works.

This work also evaluated suspensions with Newtonian and non-Newtonian behavior. The results obtained demonstrated that the non-Newtonian behavior of the fluids did not change the qualitative tendencies of the acoustic parameters. For such suspensions it is necessary to know the rheological parameters in order to accurately determine the actual viscosity of the fluid. Consequently, the flow rate of non-Newtonian suspensions inside the ultrasonic transducer must be controlled in order to produce the same shear rate which was adopted to determine the viscosity of reference.

From all experimental data, it was proposed a statistical model to predict the solids content on water based drilling fluids. It was also conducted a case study in which the performance of the model was tested. During the preparation of the water based drilling fluid, the model was capable of predicting the solids content in agreement with the solids calculated.

Through the methodology addressed by this work, it is possible to monitor solids content in water based drilling fluids in real time. This requires on line data of ultrasonic attenuation, velocity of sound, density and apparent viscosity.

#### Acknowledgment

The authors appreciate the financial support offered by CENPES (PETROBRAS Research Center) (4600293210) and give thanks to the scientific cooperation provided by CAPES and PPGEQ/UFRRJ.

#### Symbols used

$A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, L, M, N, O, P$  and  $Q$  [dimensionless] parameters  
 $v$  [m.s<sup>-1</sup>] velocity of sound

#### Greek symbols

$\alpha$  [dB.cm<sup>-1</sup>] ultrasonic attenuation  
 $\mu$  [cP] = [10<sup>-2</sup>.g.cm<sup>-1</sup>.s<sup>-1</sup>] apparent viscosity  
 $\rho$  [kg.l<sup>-1</sup>] density

#### Abbreviations

HMI Human Machine Interface

#### References

- [1] G. B. Samuel, X. Liu, *Advanced Drilling Engineering, Principles and Designs*. Gulf Publishing Company, 2009.



- 1 [2] A.T. Bourgoyne Jr, K.K. Millheim, M. E. Chenevert, F. S. Young Jr, *Applied*  
 2 *Drilling Engineering*, Second Printing, Society of Petroleum Engineers, USA,  
 3 **1991**.  
 4 [3] R. Caenn, G.V. Chillingar, *J. of Petrol. Sci. and Eng.* **1996**, 14, 221–230.  
 5 [4] R. A. Gandelman, A. L. Martins, G. T. Teixeira, A. F. L. Aragão, R. M. C. Neto, D.  
 6 G. M. Lins, C. Lenz, P. Guilardi, A. Mari, *OTC-24275-MSOTC-24275-MS*, Rio de  
 7 Janeiro, Brazil, October **2013**.  
 8 [5] L. J Bond, M. Morra, M. S. Greenwood, J. A. Bamberger, R. A. Pappas, *IMTC*,  
 9 Vail, CO, USA, May **2003**.  
 10 [6] R. J. Urick, *Journal of Applied Physics* **1947**, 18 (983), 983 – 987. DOI:  
 11 10.1063/1.1697584.  
 12 [7] J. R Allegra, S. A Hawley, *J. Acoust. Soc. Amer.* **1972**, 51 (5) part 2, 1545-1564.  
 13 [8] G Eska, K. Neumaier, W. Schoepe, K. Uhlig, W. Wiedemann, *Physical Review*  
 14 *Letters* **1980**, 44 (20), 1337-1340.  
 15 [9] L. A. Xu, R. G. Green, A. Plaskowski, M. S. Beck, *J. Phys. E: Sci. Instrum.* **1988**,  
 16 *21*, 406-414.  
 17 [10] P. D. M. Spelt, M. A. Norato, A. S. Sangani, M. S. Greenwood, L. L. Tavlarides, *J.*  
 18 *Fluid Mech.* **2001**, 430 (paper 17), 51 – 86.  
 19 [11] Y. Zheng, Q. Zhang, *Chem. Eng. Sci.* **2004**, 59, 3505 – 3514.  
 20 [12] A. Q. Chen, S. Freear, D. M. J. Cowell, *5th World Congress on Industrial Process*  
 21 *Tomography*, Bergen, Norway, **2007**.  
 22 [13] R. L. Powell, *Physics of Fluids* **2008**, 20 (040605), 1-20. DOI: 10.1063/1.2911023  
 23 [14] L. Kai, Y. Taining, *Global Geology*, **2009**, 12 (3), 174-178. DOI: 10.3969 / j.  
 24 ISSN. 1673-9736.2009.03.09.  
 25 [15] S. C. Magalhães, C. M. Scheid, L. A. Calçada, M. Folsta, A. L. Martins, C. H. M.  
 26 SÁ, *IADC/SPE-167978-MS*, Texas, EUA, **2014**.

## Tables

Table 1. Size distribution and density of barite, calcite and sodium chloride.

Solid	$\rho$ (g/cm <sup>3</sup> )	D (0.1) $\mu\text{m}$	D (0.5) $\mu\text{m}$	D (0.9) $\mu\text{m}$
Barite	4.3	3.58	23.95	63.56
Calcite	2.7	2.45	13.84	30.70
Sodium Chloride	2.2	-	-	-

Table 2. Apparent viscosity profile for the polymeric solutions of GX and CMC, at 4.26 g/L of concentration.

Shear rate (s <sup>-1</sup> )	Apparent viscosity (cP)	
	CMC	GX
5.1	300	750
10.2	225	400
170.2	67.5	39
340.5	48	24
510.7	38	18

1021.4                      25.5                      11.5

Table 3. Ultrasonic attenuation behavior during change of water to oil and during addition of barite.

<i>C</i> of Barite (g/L)	<i>Attenuation</i> (dB.cm <sup>-1</sup> )	
	Water	Oil
0	6.96	22.46
28	7.85	37.40
50	8.72	51.66
72	9.94	54.83
92	10.58	56.73
103	11.01	58.83
204	13.44	65.78

Table 4. Values calculated for the predictors.

Predictor	Value	Predictor	Value
<i>A</i>	1382.06	<i>I</i>	0.108
<i>B</i>	-140.94	<i>J</i>	0.291
<i>C</i>	1677.21	<i>L</i>	-0.019
<i>D</i>	38.96	<i>M</i>	0.397
<i>E</i>	-2.32	<i>N</i>	0.045
<i>F</i>	-87.36	<i>O</i>	0.001
<i>G</i>	-2.09	<i>P</i>	0.00
<i>H</i>	-7.56	<i>Q</i>	0.00

#### Figures Legends

Fig. 1. Simplified scheme of the automated flow loop with details on the ultrasonic device. 1 – Stirred tanks, 2 – Main pump, 3 – Auxiliary pump, 4 – Pressure meter, 5 – Heat exchanger, 6 – Temperature meter, 7 – Flow meter, 8 – Tubular viscometer, 9 – Pressure drop sensor – 10 – Coaxial cylinders viscometer, 12 – Electrical conductivity meter, 13 – Electrical stability meter, 14 – Density meter, 15 – Level meter, 16 – Flow in facture testes, 17 – Ultrasonic sensor, 18 – Particle size sensor, 19 – Water in oil sensor, 20 – HTHP on line cell, 21 – Host computer (main HMI), 22 – Wireless router, 23/24 – Remote terminal (secondary HMI)

Fig. 2. Operational variables in function of time during addition of barite in water.

Fig. 3. Operational variables in function of time during addition of calcite in water.

Fig. 4. Operational variables in function of time during addition of sodium chloride in water.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60

Fig. 5. Operational variables in function of time during addition of CMC in water.

Fig. 6. Operational variables in function of time during addition of GX in water.

Fig. 7. Operational variables in function of time during addition of barite in a CMC solution.

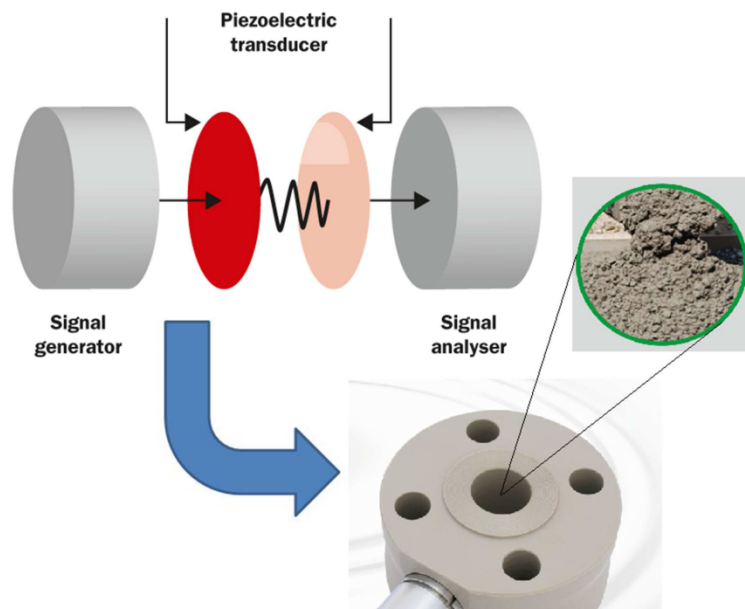
Fig. 8. Pareto chart for the results of the regression proposed.

Fig. 9. Frequency of the residuals (experimental – calculated) and their magnitudes.

Fig. 10. Operational variables in function of time during the preparation of a water based drilling fluid.

**Table of Contents**

This work proposed a methodology to determine the solids content in water based drilling fluids. It consisted in a statistical model which receives real time data of ultrasonic attenuation, velocity of sound, density and apparent viscosity from on line sensors. The model responds, via software, with a prediction on what the solids concentration should be, based on the incoming data.



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25

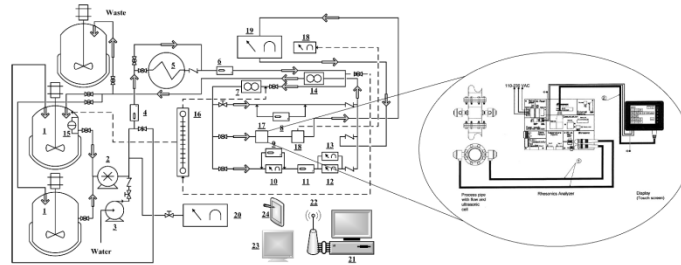


Fig. 1. Simplified scheme of the automated flow loop with details on the ultrasonic device. 1 - Stirred tanks, 2 - Main pump, 3 - Auxiliary pump, 4 - Pressure meter, 5 - Heat exchanger, 6 - Temperature meter, 7 - Flow meter, 8 - Tubular viscometer, 9 - Pressure drop sensor - 10 - Coaxial cylinders viscometer, 12 - Electrical conductivity meter, 13 - Electrical stability meter, 14 - Density meter, 15 - Level meter, 16 - Flow in facture testes, 17 - Ultrasonic sensor, 18 - Particle size sensor, 19 - Water in oil sensor, 20 - HTHP on line cell, 21 - Host computer (main HMI), 22 - Wireless router, 23/24 - Remote terminal (secondary HMI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

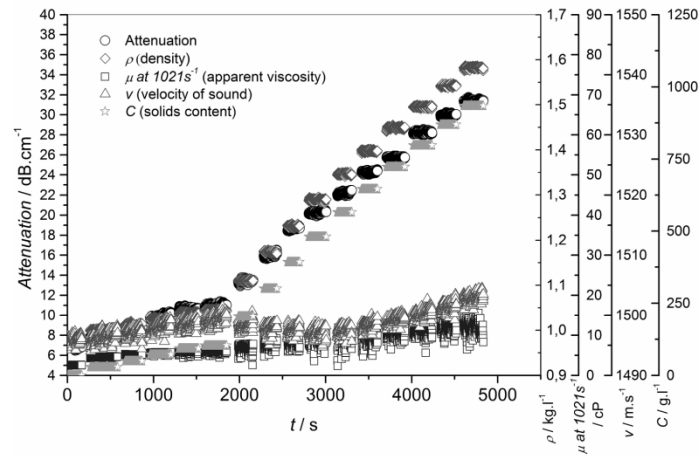


Fig. 2. Operational variables in function of time during addition of barite in water. 203x147mm (300 x 300 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

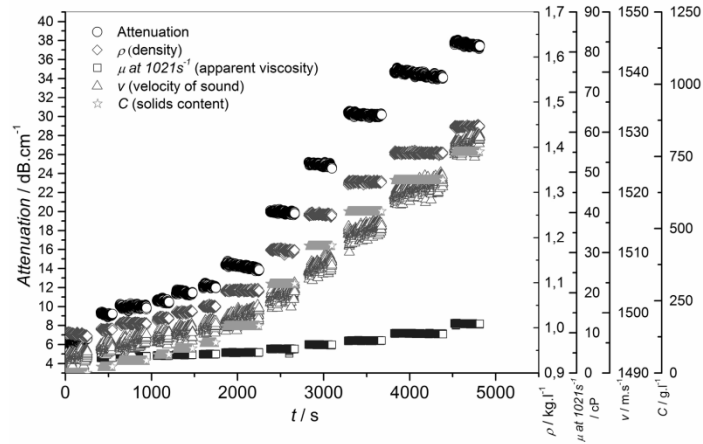


Fig. 3. Operational variables in function of time during addition of calcite in water. 203x147mm (300 x 300 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

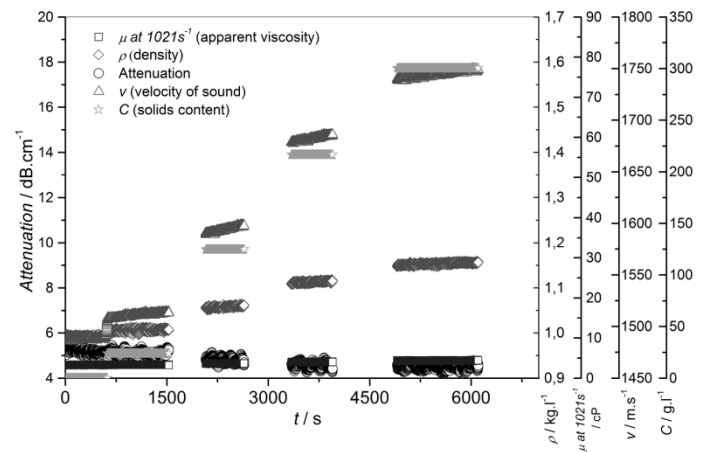


Fig. 4. Operational variables in function of time during addition of sodium chloride in water. 203x147mm (300 x 300 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

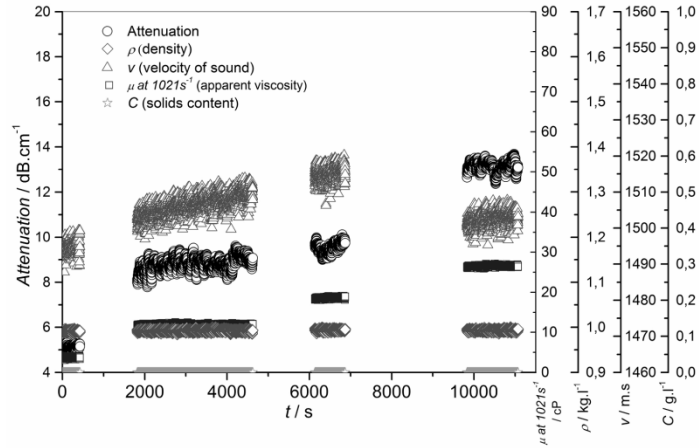


Fig. 5. Operational variables in function of time during addition of CMC in water. 203x147mm (300 x 300 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

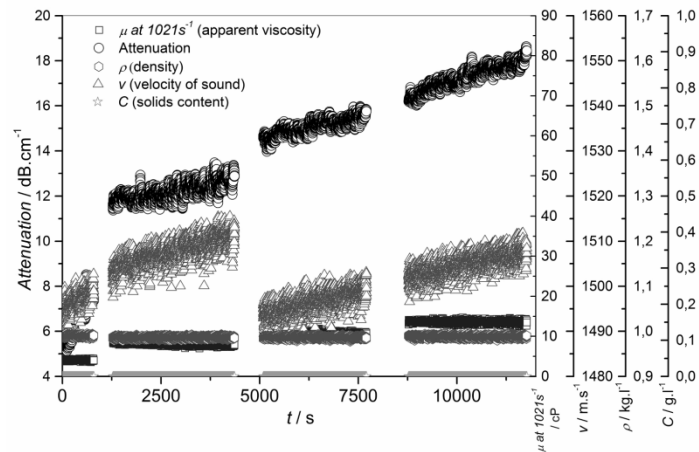


Fig. 6. Operational variables in function of time during addition of GX in water. 203x147mm (300 x 300 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

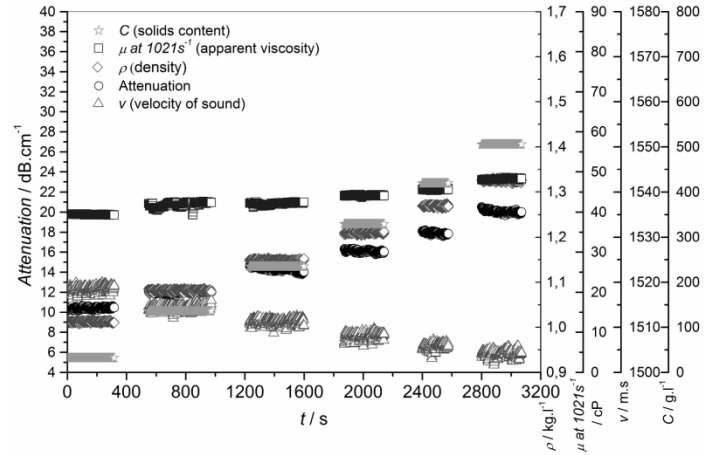


Fig. 7. Operational variables in function of time during addition of barite in a CMC solution. 203x147mm (300 x 300 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32

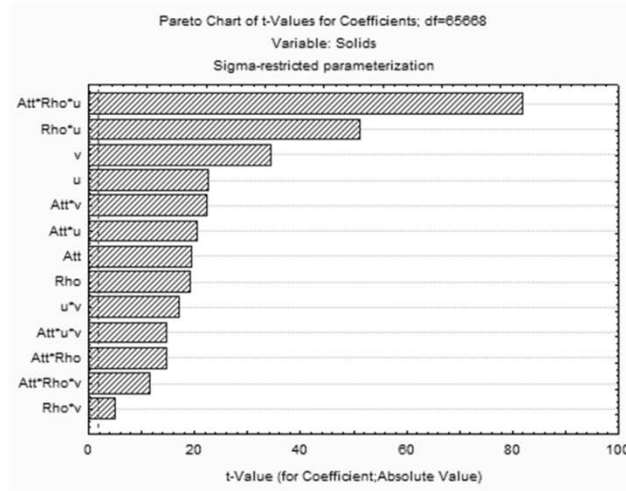


Fig. 8. Pareto chart for the results of the regression proposed 119x93mm (96 x 96 DPI)



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32

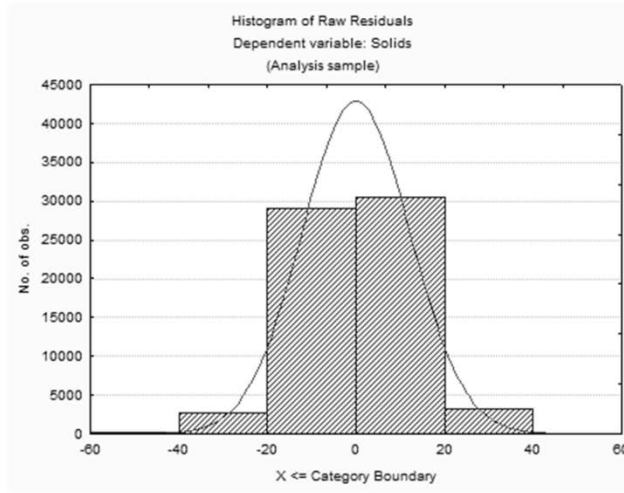


Fig. 9. Frequency of the residuals (experimental – calculated) and their magnitudes. 119x93mm (96 x 96 DPI)

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

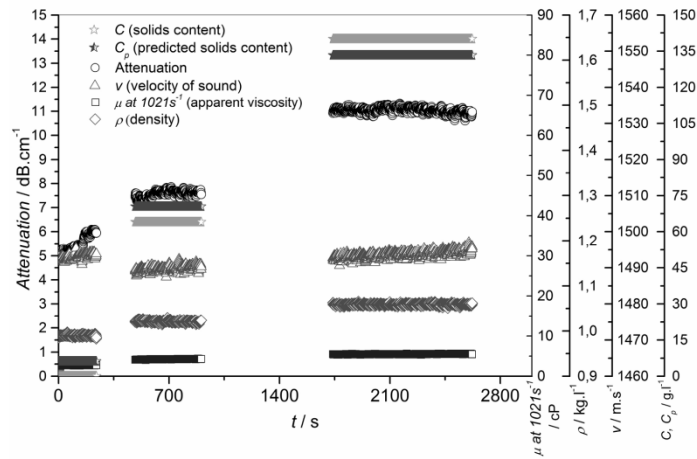


Fig. 10. Operational variables in function of time during the preparation of a water based drilling fluid. 203x147mm (300 x 300 DPI)

Elsevier Editorial System(tm) for Journal of Process Control  
Manuscript Draft

Manuscript Number: JPROCONT-D-15-00369

Title: Robust automated software using hybrid method for process control

Article Type: Research Paper

Keywords: classic control; PID; adaptive gain approach; automated software

Corresponding Author: Mr. Sérgio Cruz Magalhães, M. Sc

Corresponding Author's Institution: UFRRJ - Rural Federal University of Rio de Janeiro

First Author: Sérgio Cruz Magalhães, M. Sc

Order of Authors: Sérgio Cruz Magalhães, M. Sc; Márcia Vega, D. Sc; Gabrielle Fontella, M.Sc; Luís A Calçada, D. Sc; Cláudia M Scheid, D. Sc; André L. Martins, D. Sc

Abstract: This work has developed an application in LabView® environment not only capable of doing Single Input Single Output control based on feedback response, but it was also embedded three self-developed features: Automatic Plant Identification (API), Auto-Tuning (ABAP) and Controllers Auto-Switch (CAS). A performed case study has shown that the embedded features turned classic control more attractive, maintaining simplicity with high performance. This software is adequate for petroleum industries due to its high level of automation and minimum requirement for human interaction. This work validates the importance of automated software to improve performance, profitability and reliability in process control.

### Highlights (for review)

- It was produced automated software for process control
- The software performs Single Input Single Output Control
- It was used a hybrid method which combined classical models with advanced control techniques
- A case study was conducted in a drilling fluid production plant where flow rate was successfully controlled
- The software proved to be adequate on complex nonlinear systems

## Robust automated software using hybrid method for process control

**Headline:** Improved classical control using auto tuning algorithm based on heuristic rules.

Magalhães\* S. C.<sup>1</sup>, Vega M.<sup>1</sup>, Fontella G.<sup>1</sup>, Caçada L. A.<sup>1</sup>, Scheid C. M.<sup>1</sup>, Martins A. L.<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Department of Chemical Engineering, Rural Federal University of Rio de Janeiro, BR-467, Km7, Campus of UFRRJ, zip code 23890-000, Seropédica, Rio de Janeiro, Brazil

<sup>2</sup> PETROBRAS S.A./CENPES/PDP/TEP, Hum avenue, block 07, Ilha do Fundão, zip code 21494-900, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.

\* [sergio1412@gmail.com](mailto:sergio1412@gmail.com) / [sergiomagalhaes@sergiomagalhaes.eng.br](mailto:sergiomagalhaes@sergiomagalhaes.eng.br)

### Abstract

This work has developed an application in LabView® environment not only capable of doing Single Input Single Output control based on feedback response, but it was also embedded three self-developed features: Automatic Plant Identification (API), Auto-Tuning (ABAP) and Controllers Auto-Switch (CAS). A performed case study has shown that the embedded features turned classic control more attractive, maintaining simplicity with high performance. This software is adequate for petroleum industries due to its high level of automation and minimum requirement for human interaction. This work validates the importance of automated software to improve performance, profitability and reliability in process control.

**Keywords:** automatic control, auto tuning, feedback adaptive control, PID, heuristic rules, drilling fluid control

### 1. Introduction and literature review

During the exploitation process of oil wells, drilling operations are a critical stage and require high investments due to its complexity. This step involves the application of a weight on a rotating drill string, which cause the destruction of the geological formation linking the surface to the oil reservoir. In order to succeed, the use of a drilling fluid is necessary to mainly chill the drill system, transmit pressure to maintain the integrity of the well and clean it from the drill cuttings (Bourgoyne *et al.*, 1991).

In the past fifty years, an increasing necessity of improvement in product quality, large production and safeness has emerged. Supported by the advances made in computational tools, process control in the petroleum industries has been suffering a process intensification in order to automate operations which nowadays are mostly manual (Galdeman *et al.*, 2013). Some efforts have been found in literature towards drilling process automation.

Navarro-López and Cortés (2007) presented two different PID control strategies to maintain the velocities of the drill string components at a positive constant rate. According to the authors, this avoided different bit stick problems along the drilling process of a conventional vertical well.

GirirajKumar *et al.* (2010) presented an optimal PID tuned control to improve performance of drill system machinery. They modeled the process empirically and proved experimentally that the standard Ziegler-Nichols method for tuning parameters had a worse performance than the method proposed by the authors.

Oh *et al.* (2004) demonstrated in their work that using a PID strategy to control drilling torque manipulating indirectly spindle motor current had reduced the risk of costly problems such as drill failure and drill flank wear.

Haber *et al.* (2010) demonstrated that using fuzzy control based on the cross-entropy mathematical framework has reduced the risk of catastrophic drill breakage and wear when the oscillatory cutting forces increased with the depth of the well. He based his conclusion comparing his fuzzy control performance with other simulated strategies such as annealing, the Nelder–Mead method and genetic algorithms.

Godhavn *et al.* (2011) published an interesting and deep discussion of the use of classical PID feedback strategy and nonlinear techniques during drilling. In their work they demonstrated experimental results obtained from an oil rig owned by worldwide drilling company. The authors presented various explanations which enlighten how process control could act and improve drilling routines. In their results, it was pointed that the nonlinear strategies were more satisfactory than the standard PID one, when pressure of the well was being controlled via manipulation of choke valve. Their work also mentioned the importance of the drilling fluid along the process. Actually, in their experiment, the pressure was being generated by the drilling fluid which was being pumped through the whole system. The authors pointed in agreement with Magalhães *et al.* (2014) that automation on controlling the state of these fluids is also necessary, since its properties such as viscosity and density may affect as well the pressure control.

Despite the cited articles and many more which were omitted due space limitations, Astrom (1985) pointed out that P, PI and PID control strategies were already being used in the middle of 1930s. Considering the time line, it is possible to agree with Haber-Haber *et al.*, (2007) that drilling process has been insufficiently addressed from the control standpoint despite the great contribution it can give to improve overall performance. Quoting Godhavn *et al.* (2011), drilling fluids are the blood of drilling operation, if the blood goes bad, the whole operation can be in danger, even with robust drilling controllers on command. Magalhães *et al.* (2014) agreed when demonstrated with experimental results that there is a lack of process control studies in such field.

Drilling fluids are not similar to industrial common fluids; they tend to be heavy, opaque and abrasive. They are basically divided into two large groups: water based and oil based. Along with their bases there are many chemical additives, viscosity agents and high amount of solids into suspension as weighting material (Caenn and Chillingar, 1996). Drilling fluids have complex rheological behavior and tend to cause failure in most on line sensors due to the large quantity of solids and high dialectical barrier in case of oil (Magalhães *et al.*, 2014). Usually due to its rheological behavior systems with drilling fluids tend to be highly non-linear, as Godhavn *et al.* (2011) observed when implemented pressure control. Monitoring and controlling such fluid is not trivial (Broussard *et al.* 2010).

This paper developed software to supply an urgent need of drilling fluid control, because early diagnoses and interventions in such fluids can prevent costly and even deadly drilling disaster (Oort *et al.* 2011).

Guided by the notion that in drilling scenarios human resource can be costly to maintain full time (Miller *et al.* 2011), the primary objective of the software was to minimize human interactivity and to automated the laborious procedures of plant and

parameters calculations. Therefore, it is presented not only software capable of doing Single Input Single Output (SISO) control in drilling fluids, but also capable of automating every calculation done to determine the parameters needed to make the system work.

Besides the equations of the three classical controllers (P, PI, and PID) the software has embedded three self-designed algorithms: Automatic Plant Identification (API), Auto Tuning (ABAP) and Controller Auto Switch (CAS).

Real applications usually are impractical to be theoretically modeled, due to its various coupled dynamics where several of them are usually unknown. This project used the empirical method proposed by Sundaresan and Krishnaswamy (1971) to model any kind of industrial process that present first order behavior with dead time responses, which drilling fluids usually have (Vega *et al.*, 2012 and Ruiz *et al.*, 2013).

This method is based on the steps of identification, and has been shown to be robust and adequate for the majority of the industrial processes (Jeng *et al.* 2014).

Once the parameters of the system are calculated following Sundaresan and Krishnaswamy (1971) theory, tuning the controllers is the last step to be achieved. According to Shahri and Balochian (2012), Seborg *et al.*, (2011) and Ogata 2004, two methods are often used to tune the controllers: the Cohen-Coon (1953) (CC) and Ziegler-Nichols (1942) (ZN).

Although the mathematical models applied in classical control strategies are simple algebraic ones, the calculations can be a laborious task when done manually. If the system under evaluation is linear, one routine of calculation will be required, but if not, and depending on the level of nonlinearity, such described routine will be repeated several times (Seborg *et al.*, 2011). The Automatic Plant Identification (API) was developed to be capable of doing the entire cited calculation by its own.

Even with optimum tuned controllers, unknown disturbances may occur or major changes in the process. This may lead to a necessity of re-adjustment in the previous calculated parameters. The Auto-Tuning feature is capable of recalculating in real time the parameters avoiding the necessity of the re-evaluation of the entire system. This is most important for control in drilling fluids mostly because there are many different drilling fluids with distinct chemical physical properties. If auto tuning is off, a controller once tuned for water based mud may failure for an oil based mud, in example.

Various work reported the necessity of auto tuning techniques in order to improve performance. Soyguder *et al.* (2009) applied a self-tuning PID controller based on fuzzy logic to successfully control an HVAC system (heating, venting and air-conditioning). The authors demonstrated that auto-tuned PID had the best performance when compared to standard PD and PID controllers. Similar work was developed by Lim and Chatwin (1995), where the authors noted that auto tuning the parameters of a PID controller was necessary to successfully control a CO<sub>2</sub> laser manufacturing system. Oh *et al.* (2006) presented a tuning technique for their PID strategy using genetic algorithm. The author demonstrated that the model worked well for a sewing commercial machine.

The auto tuning presented by this work was based on heuristic rules, which means that there is no necessity for complex mathematical solving. The heuristic rules apply themselves based on the responses of the system, and its core is to optimize the performance of the controller.

Similar technique was used by Reznik *et al.* (2000) in their study. The authors presented a table where rules were applied according to the response being observed in the controlled variable. They also affirmed and proved experimentally that the combination between PID and fuzzy controllers can produce better results instead of

using only one or another. They concluded that similarities between controllers can create a synergy which may be exploited to produce better ones. Lagerberg and Breitholtz (1997) also implemented similar technique in controlling an exothermic CSTR.

This work also developed a similar feature, but instead of a hybrid controller it was created the Controllers Auto Switch (CAS). The CAS switches in real time the parameters of the controllers or even the controllers themselves in order to mitigate overshoots and damping responses. When this feature is used in combination with auto tuning, the result is a system working in a closed loop, presenting fast response, rejecting disturbances without damping or overshoots responses.

A case study was conducted to demonstrate experimentally the performance of the software and its optimization tools. Flow rate was controlled manipulating the pump power via a frequency inverter. The control of such variable is important for quality control purposes.

## 2. Material and methods

### 2.1. Drilling fluid flow loop

In Figure 1 it can be observed a simplified scheme of the automated drilling fluid flow loop plant and its installed devices. The plant has the capability of producing 4000 liters of water or oil based fluid, and also monitors in real time the chemical physical state of it for quality control purposes. It monitors pressure, flow rate, temperature, viscosity, density, electrical stability and conductivity, solids content, size distributions of the solids suspended, filtrate control and ratio of water in oil. Flow rate control is important because it is based on it that many calculations are done. In this sense, the software was tested in this plant not only to be validated, but also to improve its performance, increasing the final quality of the drilling fluid.

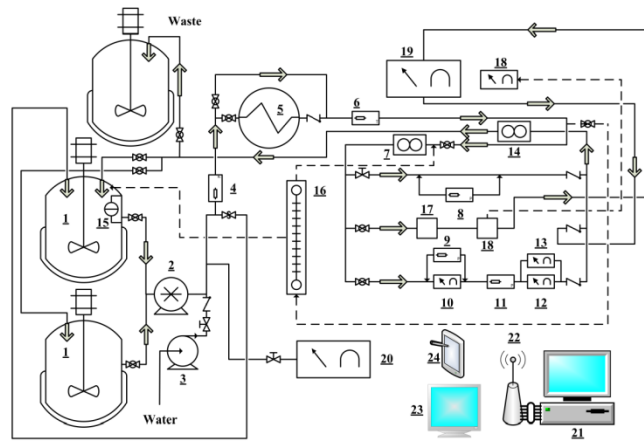


Figure 1. Simplified schematic of the drilling fluid flow loop.

1 – Stirred tanks, 2 – Main pump, 3 – Auxiliary pump, 4 – Pressure meter, 5 – Heat exchanger, 6 – Temperature meter, 7 – Flow meter, 8 – Tubular viscometer, 9 – Pressure drop sensor – 10 – Coaxial cylinders viscometer, 12 – Electrical conductivity meter, 13 – Electrical stability meter, 14 – Density meter, 15 – Level meter, 16 – Flow in facture testes, 17 – Ultrasonic sensor, 18 – Particle size sensor, 19 – Water in oil sensor, 20 – HTHP on line cell, 21 – Host computer (main HMI), 22 – Wireless router, 23/24 – Remote terminal (secondary HMI)



## 2.2. Design of the developed software

From theories found in literature for classical process control based on feedback response, it was written an application which follows basically the sequence described in Figure 2.

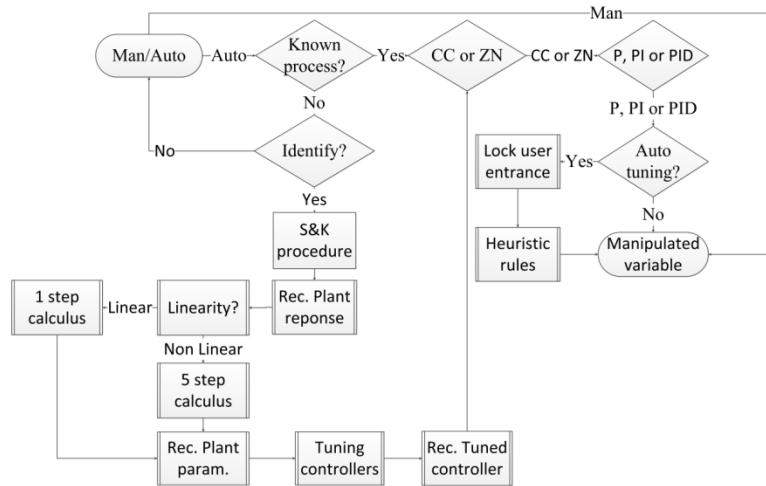


Figure 2. Simplified schematic of the software design.

The first step in the code was the selection of the Manual or Automatic mode, in other words, choosing to turn on the application or not. If manual mode is selected, the manipulated variable will be controlled manually by the user, configuring an opened loop system. If automatic mode is selected, a series of requests will be demanded by the application in order to allow the automatic control, configuring a closed loop.

Once automatic mode is selected, the program will search for the parameters of the controllers. If found, the user may proceed to choose which set of parameters he would like to use, the set calculated from Ziegler-Nichols (ZN) or Cohen-Coon (CC). Once done, he must choose which controller the application should use to close the loop: P, PI or PID. Automatically the program recognizes the compatible parameters previously chosen and loads into memory. If CAS is configured, one may use PI-ZN for changes in set point and PI-CC during minimization of disturbances, or P-CC until off set is reached and then triggers a change to PID-ZN.

### *Detailing the Automatic Plant Identification (API)*

In case of failure during search, the user may procedure to identify the plant. This happens when the application is being installed for the first time in the computer or when the user wants to reevaluate the previously record parameter because process has been changed and the actual parameters do not represent it anymore. This feature was developed not only to minimize the time lost during manual calculation, but also to dismiss the presence of dedicated engineers, making it accessible to lower levels of

qualified hand labor, which generally are at the front line of the process. (Miller *et al.*, 2011).

Before the “Identify” button is hit, the user must inform in what range the controlled variable should work. In example, it can be desired to limit the valve opening between 30 to 100%, or limit the engine power between 0 to 80%.

To enlighten how the identification algorithm works, let’s set an example of controlling flow rate by manipulation of pump power in a range of 0 to 80%. When the button “Identify” is hit, the system is put at 40% and 10 steps will be equally divided above and below the half point. Table 1 demonstrates how the software would proceed.

Table 1. Automated procedure developed based on SK technique.

Stage (% of pump power)	Status
40% standing by	Not recording data
40 to 48% (starting identification)	Recording data
48% back to 40%	Not recording data
40 to 56%	Recording data
56% back to 40%	Not recording data
40 to 64%	Recording data
64% back to 40%	Not recording data
40 to 72%	Recording data
72% back to 40%	Not recording data
40 to 80%	Recording data
80% back to 40%	Not recording data
40 to 32%	Recording data
32% back to 40%	Not recording data
40 to 24%	Recording data
24% back to 40%	Not recording data
40 to 16%	Recording data
16% back to 40%	Not recording data
40 to 8%	Recording data
8% back to 40%	Not recording data
40 to 0%	Recording data
0% back to 40% (end of identification)	Not recording data
40% standing by	Not recording data

Once the procedure is done, the program takes less than one second to plot all the recorded data (demonstrated in Table 1) and compare the responses obtained in each step, reporting if the system is linear or nonlinear.

Immediately after, the system proceeds to re-identify the plant accordingly to its linearity. This procedure is described in Table 2.

Table 2. Procedure adopted after the linearity is determined based on SK technique in open loop.

Response from linearity test	Next step is...	Stage (% of pump power)	Status
Linear	1 step calculus	0% (standing by)	Waiting steady state
		0 to 80%	Recording data
		80% back to 0%	Not recording data
		0% (standing by)	Proceeding to calculation
Nonlinear	5 step calculus	0% (standing by)	Waiting steady state
		0 to 16%	Recording data
		16% back to 0%	Not recording data
		0 to 32%	Recording data
		32% back to 0%	Not recording data
		0 to 48%	Recording data
		48% back to 0%	Not recording data
		0 to 64%	Recording data
		64% back to 0%	Not recording data
		0 to 80%	Recording data
80% back to 0%	Not recording data		
		0% (standing by)	Proceeding to calculation

If the system is linear, one set of parameters is enough to control the plant over the entire range of operation. In case of nonlinearity, the 5 step calculus is made dividing the plant into 5 different parts, as showed in Table 2. Therefore, a nonlinear plant will have 5 different sets of parameters to control the entire range of pump power, but to avoid switching parameters constantly the program uses the weight average regarding the magnitude of each step.

*Detailing the Auto Tuning (ABAP)*

Unexpected changes in process may lead to a necessity of reevaluation of the parameters of the controllers. Instead of keeping re-identifying the plant every time the controllers do not act as expected, the ABAP feature can do minor changes in real time in the parameters.

The changing of the parameter is based on heuristic rules based on experiences reported by literature. When the feature is on, the entrance by user is locked and the application now is responsible for informing such numbers for the controllers. Every change in the parameter is reversible through the button "reset". The heuristic rules are described in table 3.

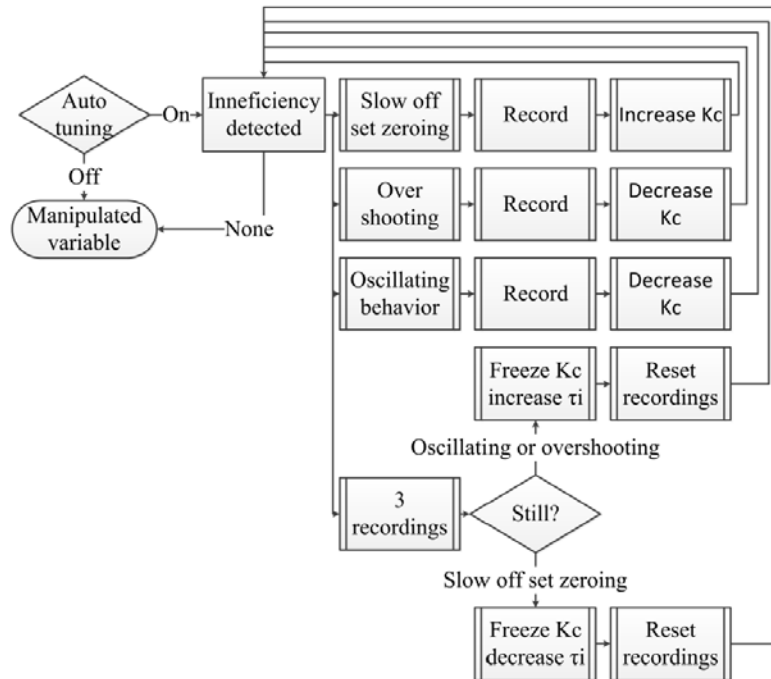


Figure 3. Simplified schematic of the application design.

It can be seen in Figure 3 that the algorithm was developed to search for three types of inefficiency: Slow off set elimination, overshooting (or dumping) and oscillatory behavior. For slow off set elimination, the application automatically increase  $K_C$ , which increase the gain of the controller as well as its integral action. The side effect is that the system may become unstable, with high overshooting (dumping) effects or oscillation. In case that happens, the action to take is to decrease  $K_C$ . This cycle of attempts is maintained until three recordings are made, this recording prevent the system to get stuck in an endless loop. After the third record, the application freezes the value of  $K_C$  and starts tuning the integral parameter.

After  $\tau_i$  is changed, the recording are reset and the algorithm starts over again. This cycle is repeated until no inefficiency is detected, which causes the auto tuning to enter in standby mode.

Secondary parameters exist in order to make the auto tuning work correctly. Such parameters are required to set the confidence levels of off set, range of actuation, oscillatory frequency tolerance and others. Confidence level of off set, for instance, will inform the application which values of  $K_C$  and  $\tau_i$  are allowed to be chosen (sets maximum and minimum values possible). This will prevent the auto tuning feature to adjust parameters which will make the plant unstable, like  $\tau_i = 0$  or  $K_C \sim$  infinite.

The range of actuation informs the application the tolerance to actually start changing parameters. For example, if tolerance is chosen in 5%, although the auto

tuning is on, if the controlled variable is distant from set point in 5% or less, the parameters will not be changed. This is fundamental because no industrial process is capable of maintaining the controlled variable exactly with 0% of off set.

When the offset is minimized, the controlled variable may vary around the set point due to sensor or/and process noise, the oscillation frequency tolerance was created to distinguish between instability and natural oscillation. Usually oscillation has a frequency well defined, the controlled variable cross the set point line in intervals of time generally similar, noise do not present such a mappable behavior.

### 2.3. Layout of the developed application

The HMI of the main application has the layout demonstrated in Figure 4. It is in this main program where the user most interacts.

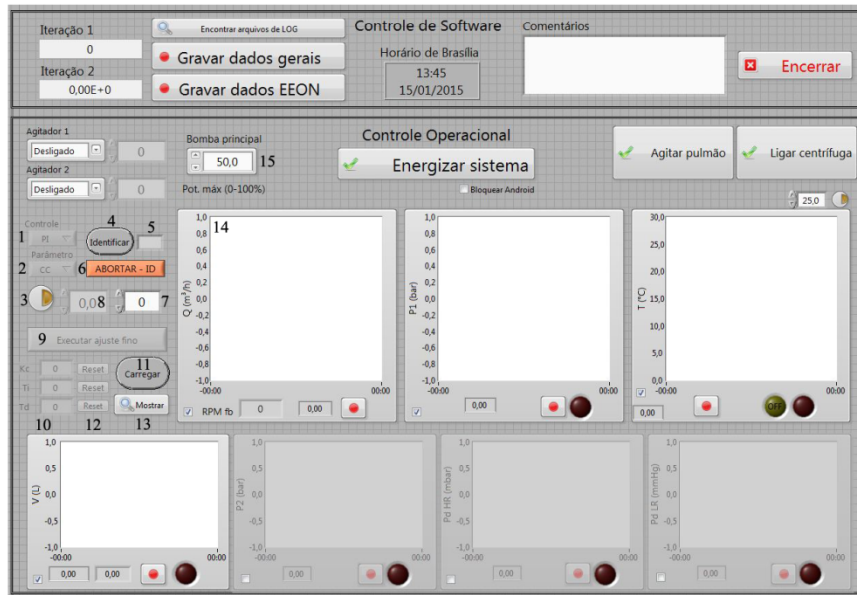


Figure 4. Photo of the main HMI interface.

The caption of the number showed in Figure 4 can be observed in Table 3.

Table 3. Caption of Figure 4.

Number	Description
1	To choose the type of controller
2	To choose parameters calculated by CC or ZN theory
3	To turn on automatic control (closed loop)
4	To start plant identification
5	Indicator of plant linearity

continuation of Table 3

6	To abort plant identification (return to manual)
7	To inform set point
8	To inform pump power (manual mode)
9	To turn on auto tuning
10	Indicator of the values of the parameters being used by the controller
11	Enforce parameters load into memory
12	Reset parameters to its original value (ZN or CC)
13	Load slave HMI to check the history of all parameters calculation
14	Graphic indicator of the set point and controlled variable behavior
15	Range limitation during identification test

The main HMI is load on the screen when the application is executed. From it, the user is capable of performing the plant identification, turning on and off the automatic control as well as the auto tuning feature. The CAS feature is configurable only programmatically. If more detailed information is required, the user may load into the screen the second HMI, which contains more technical information and it is where the whole system algorithm resides. The relation between both HMI is a relation MASTER/SLAVE, where the information entered by the user in the main HMI is passed down to the secondary HMI, which performs the tests and calculations returning them to the main HMI. A photo of the secondary HMI can be observed in Figure 5.

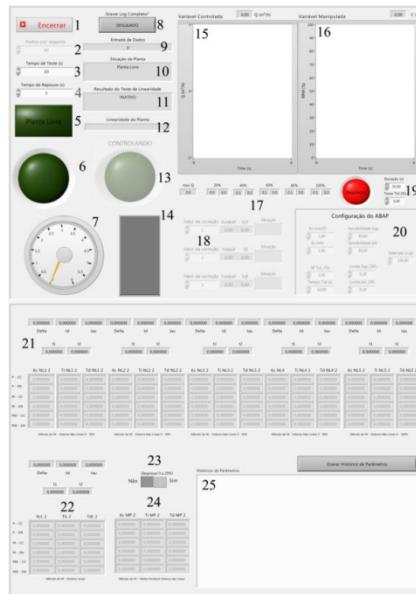


Figure 5. Photo of the slave HMI interface.

The caption of the number showed in Figure 5 can be observed in Table 4.

Table 4. Caption of Figure 5

Number	Description
1	To terminate slave HMI (this will lead to manual operation only)
2	To change rate of communication between software and hardware
3	Parameter to determine when the system should record data
4	Parameter to determine when the system should not record data
5	Indicator of plant usability (standby or during plant identification)
6	To indicate if application is recording data or not
7	To indicate the state of a second variable (i.e system pressure)
8	To record every value on the screen
9	To inform how many times the system has interacted with hardware
10	To indicate what the application is doing (standby, identification, etc.)
11	To indicate the subroutine during plant identification
12	To inform what was the result of the linearity test
13	To visual inform if the plant is operation in closed or open loop
14	To visual indicate the actual state of the manipulated variable (in %)
15	To graphically indicate the history of the controlled variable
16	To graphically indicate the history of the manipulated variable
17	To indicate how the system was divided during the 5 step calculus
18	To indicate the proceeding being done by the auto tune feature
19	To set up the tool which detects servo and regulator events
20	To regulate the set of parameters needed for the auto tuning feature
21	To indicate the history of all calculated parameters
22	Parameters actually being used in linear system
23	To give an option to discard the first set of parameters (5 step calculus)
24	Parameters actually being used in nonlinear system
25	To enter and record general comments



### 3. Case study: controlling flow rate manipulating the power of the pump engine

#### 3.1. Results obtained using the API feature

When the produced software is freshly installed in Windows environment, no parameters of plant and controller are recorded in data base. Therefore the only action possible was to use the API feature. Figure 6 demonstrates how the application commanded the pump engine and how the flow rate was reported by the mass flow meter while API was in action.

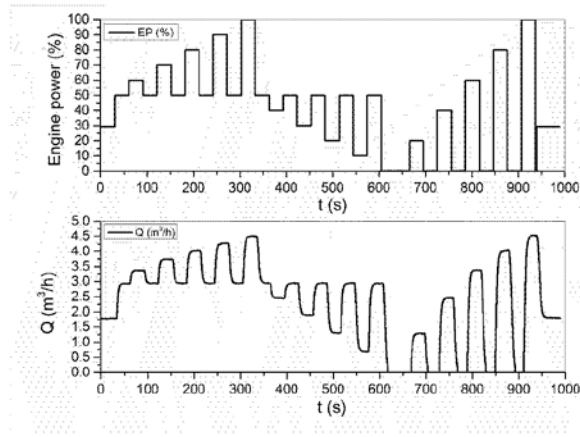


Figure 6. Flow rate and engine power in function of test time.

In Figure 6 both charts of engine pump power and flow rate are aligned in time. In this manner it can be observed easily the action and the reaction. As illustrated in section 0 and Table 1, the plant was divided into five forward and downward steps; as it can be observed during the first 600 seconds.

The plant was in manual mode operating at 29 % of power, proximately, when the “Identify” button was pressed. From this time on the power of the pump engine was raised automatically to half way of the 5 steps, which was 50 % because the power limit was set to 100%. In black it can be observed the response of the flow rate for each step of power.

The procedure took proximately 600 seconds to be done. At this stage the application started to compare the magnitudes of the responses at each equal engine power step. In the case under evaluation demonstrated in Figure 6, the system dynamics was nonlinear.

The next step was to calculate the parameters of the plant automatically dividing the plant into five steps forward (see section 0 and Table 2). These steps can be seen in Figure 6 after 650 seconds of test.

The five steps forward were performed in proximately 300 seconds and the system was switched back to manual mode. Figure 7 demonstrates typically what the user may see after API is done and the button “Load” is pressed.



Figure 7. Typical calculated parameters for a nonlinear system.

In Figure 7 it can be seen the five plant parameters ( $\Delta$ ,  $t_d$ ,  $\tau$ ,  $t_1$  and  $t_2$ ) for each step done. Also can be observed all the combinations between the control strategy and its tuning method: P-CC, P-ZN, PI-CC, PI-ZN, PID-CC and PID-ZN.

It can be seen in the bottom of Figure 7 the weighted averages which were used to tune the controllers. The dimmed region would be used if the plant was linear. The whole process took no more than 16 minutes to be done.

### 3.2. Results of the performance of the controllers calculated by API feature

It was preceded to evaluate the performance of the parameters calculated by the AIP feature. Figure 8 demonstrates the comparison between the performance of PI-CC and PI-ZN. PI controllers were chosen because it is the most popular one found in petroleum industries (Ruiz *et al.*, 2013).

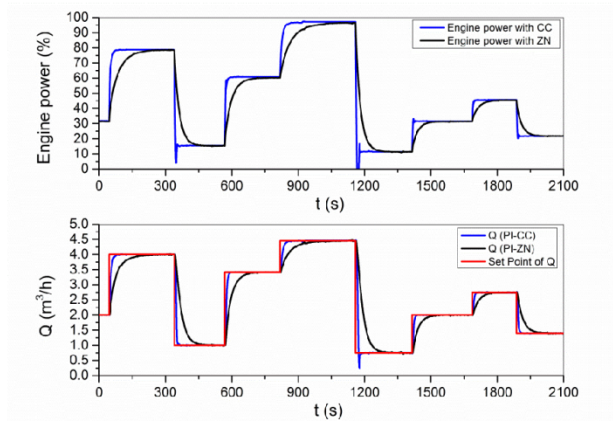


Figure 8. Flow rate and pump power in function of time during test of setting point manipulation.

Figure 8 demonstrates that CC parameters made the controller faster (in blue) to respond to a variation of set point (in green). This is mostly because the integral action of the controller with CC parameters is higher than with ZN parameters. Similar results were observed experimentally by GirirajKumar *et al.* (2010).

Observing Figure 7 it can be seen that CC parameters were 15.16 and 3.39, for  $K_c$  and  $\tau_i$ , respectively, while for ZN the parameters were 13.49 and 12.05. The integral action for CC was almost 4 times greater than the one found for ZN. High integral action contributes for a faster response, but also may cause instability in some scenarios, which happened when an abrupt decrease on set point was requested. Set point was in  $4.45 \text{ m}^3/\text{h}$  and a new one was requested to be  $0.75 \text{ m}^3/\text{h}$ , for PI-CC there was damping response, which caused the flow rate to go under the set point and then go back to it. This behavior was not observed when PI-ZN was applied.

### 3.3. Results using the auto-switch option

The auto switch option was developed specifically to improve performance in such scenarios, where it is need performance but overshoots or dumping responses are not allowed. Once the regions where such behaviors are identified, the user may trigger to switch the controller or the parameters of the controller. In Figure 9 it is demonstrated the results of a test where it was triggered a switch from PI-CC to PI-ZN when two concomitant situations occurred: delta on set point is  $\geq -3.7$  and controlled variable is at 10% or less from it. After the variable is controlled within a tolerance of 2% around the set point, the application switched back to PI-CC, ready to arm the trigger again if necessary

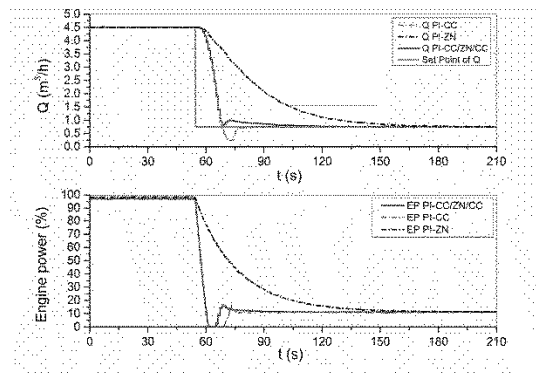


Figure 9. Flow rate and pump power in function of time during test with auto switch option on.

It was applied the same delta of set point where it was observed the dumping response. It can be seen at Figure 9 the comparison of the performance of the three controllers: PI-CC, PI-ZN and PI-CC/ZN/CC (which means PI-CC than PI-ZN than PI-CC). It is proved by the results that the overall performance of the auto-switch feature (in blue) is better than the other controllers, it is as fast as PI-CC and do not cause dumping as PI-ZN. This is so because PI-CC/ZN/CC recovers faster from the dumping behavior compared to PI-CC, when the orange and blue lines are observed in the engine power measurements.

### 3.4. Results obtained using the ABAP feature without CAS on

The last self-design feature tested was the auto-tuning one (ABAP). It was done a test where it was requested a series of variations of set point, comparing the performance of the fastest controller (PI-CC) with the PI-CC auto tuned. See Figure 10 for the results.

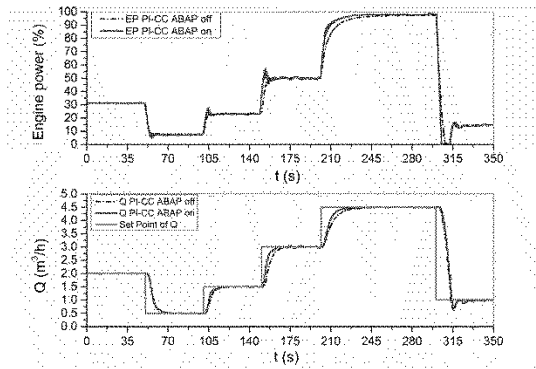


Figure 10. Flow rate and pump power in function of time during test of variation of set point with auto tuning feature on/off.

It can be seen Figure 10 that the performance of both controllers were similar in the first change of set point (blue and black), but from the second one forward the auto tuning feature has learned from the last change and started to act. From the second set point request, the performance of the PI-CC auto tuned was better than the standard one.

It was also performed disturbance rejection tests to prove that auto tuning feature is essential in such extreme and non-predictable situations. Figure 11 demonstrates the comparison results between the standard PI-CC and the PI-CC auto tuned.

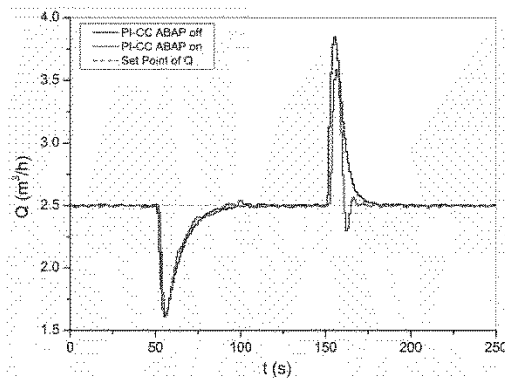


Figure 11. Flow rate and pump power in function of time during test of disturbance rejection with auto tuning feature on/off.

The first disturbance showed in Figure 11 was an opening of a valve, which decreased the flow rate, simulating a leak or even an inadequate valve manipulation. The controllers actuated and the flow rate was reestablished to its set point. The second disturbance was the closing of the same valve, which can represent an undesirable influx or again an inadequate valve manipulation. Because of the auto tuning feature, the second disturbance was controlled faster, if compared to standard PI-CC. The peak of flow rate was better contained and the dumping response was mitigated by the tool.

Two extremes can be reached depending on the sensitivity of the regulation parameters of the ABAP feature. It can be less sensitive so there will be no difference between auto tuning and standard PI-CC, or it can be so sensitive that every change in the process will be handled as fast as possible at a cost of a possible oscillation behavior. The limits on the changing of parameters of the controllers will be formed automatically. In case of less sensitiveness, no changes will be made. In case of extremely high sensitiveness, the  $K_c$  parameter will be raised to a point where oscillation behavior will occur, at this point the auto tuning group of rules will mitigate it as soon as possible, ending in a maximum allowable value. In practical manners, the more the auto tuning is used, the more it converges to an average optimum set of parameters. So, if there are no changes in the plant, unlikely auto tuning will actuate, while the opposite is true, the more "changes" the tool experiences, the more prepared the parameters will be to mitigate future similar disturbances.

In Figure 12 we demonstrated a result where high sensitiveness was chosen and an oscillatory behavior has happened (CAS was kept off to demonstrate the performance of ABAP alone). The results of this test shows how fast the oscillation was mitigated and demonstrated that the ABAP tool is not only an optimizer, but also a guarantee that the controllers will never lead the plant to instability, contributing to safety.

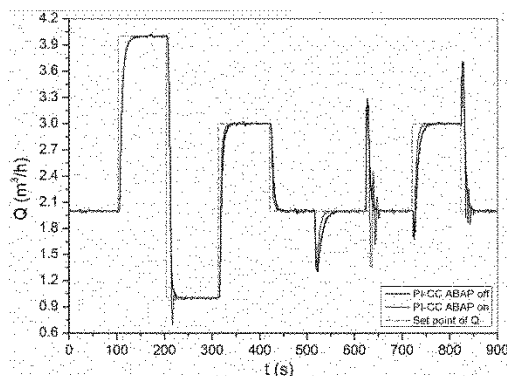


Figure 12. Flow rate and pump power in function of time during a test with ABAB configured as sensitive and CAS turned off.

It can be seen in Figure 12 that the performance of standard PI-CC and auto tuned PI-CC is similar during the first change in the process. In the second one, the auto tuned control was slightly faster but with a dumping response. This behavior was registered and  $K_c$  was regulated again to avoid future ones. It can be seen that auto tuned PI-CC was slightly faster in the next two changes of set points. Then an unknown disturbance occurred leading to major changes in  $K_c$  (due to the sensitiveness choice), which allowed the controller to be much faster than standard PI-CC. For the next disturbance,

an oscillatory behavior was detected. The oscillation was mitigated in seconds according to the algorithm explained in 0, changing  $K_c$  to minor levels. To prove that this new  $K_c$  was still better than the one found for standard PI-CC, a new disturbance was done not only changing the set point of flow rate, but also provoking a leakage at the same time. The auto tuned PI-CC in the next two disturbances proved to be faster than PI-CC. ABAP not only optimizes the controller, but also prevents instability.

#### 4. Conclusion

Although many innovative methods of process control have been developed in the past fifty years, classic control based on feedback response continues to be adequate and preferred in many industrial processes, including petroleum industries. Their great advantage is due to its simplicity and robustness. This work developed an application where process control based on feedback response can be done effortless mainly for drilling fluids. Three self-design features were embedded into the application, the Automatic Plant Identification (API), the Auto Tuning (ABAP) and the Controllers Auto Switch (CAS). The API feature identified and calculated, successfully and respectively, the linearity and the parameters existent in a drilling fluid flow loop production plant. The ABAP tuned in real time the parameters of the fastest controller making it even faster. This tool, along with the CAS feature, proved to be capable of mitigating oscillatory, overshooting and dumping behaviors, increasing profitability and safety for the drilling fluid production plant. The three self-designed features combined were capable of turning the application into a powerful tool, due to its high level of automation and minimum requirement of human interaction. This is adequate for petroleum industries where it is needed a robust process controller and dedicated engineers in sight may be expensive to maintain full time. This scenario validates the importance of such automated software.

#### Acknowledgment

The authors appreciate the financial support offered by CENPES (PETROBRAS Research Center) (4600293210) and give thanks to the scientific cooperation provided by CAPES and PPGEQ/UFRRJ.

#### References

- Astrom K. J., 1985. Process Control – Past, Present and Future. IEEE Control and Systems Magazine. 6, number 4, pages 3 – 9.
- Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M. E., Young Jr., F. S., 1991. Applied Drilling Engineering, Second Printing Society of Petroleum Engineers.
- Broussard S., Gonzalez P., Murphy R., Marvel C., 2010. Making Real-Time Fluid Decision with Real-Time Fluid Data at the Rig Site. Society of Petroleum Engineering (SPE). SPE Drilling Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. SPE 137999.
- Caenn, R., Chillingar G.V., 1996. Drilling fluids: State of the Art. Journal of Petroleum Science and Engineering. Issue 14, pages 221–230.
- Cohen G. H., Coon G. A., 1953. Theoretical Considerations of Retarded Control. Transactions of ASME, pages 827 – 834.
- Gandelman R. A., Martins A. L., Teixeira G. T., Aragão A. F. L., Neto R. M. C., Lins D. G. M., Lenz C., Guilardi P., Mari A., 2013. Real Time Drilling Data Diagnosis

- Implemented In Deepwater Wells - A Reality, OTC-24275-MSOTC-24275-MS, Rio de Janeiro, October 29th to 31th, Brazil.
- GirirajKumar S. M., Jayaraji D., Kishan A. R., 2010. PSO based Tuning of a PID Controller for a High Performance Drilling Machine. *International Journal of Computer Applications* (0975 – 8887), volume 1, number 19.
- Godhavn J-N., Pavlov A., Kaasa G-O., Rolland N. L., 2011. Drilling seeking automatic control solutions. Preprints of the 18th IFAC World Congress, Milano (Italy).
- Haber R E., del Toro R. M., Gajate A., 2010. Optimal fuzzy control system using the cross-entropy method. A case study of a drilling process. *Information Sciences* (180), pages 2777 – 2792.
- Haber – Haber R., Haber R., Schimittiel M., del Toro R. M., 2007. A classic solution for the control of a high-performance drilling process. *International Journal of Machine Tools and Manufacturer* (47), pages 2290 – 2297.
- Jeng J-C., Tseng W-L., Chiu M-S., 2014. A one-step tuning method for PID controllers with robustness specification using plant step-response data. *Chemical Engineering Research and Design*. 92, pages 545 – 558.
- Lim S. Y., Chatwin C. R., 1995. A PID – Knowledge – Based System for Nonlinear Process Control. *Integrated Computer – Aided Engineering*, 2 (4) pages 291 – 298.
- Magalhães S. C., Scheid C. M., Caçada L. A., Folsta M., Martins A. L., SÁ C. H. M., 2014. Development of on-line sensor for automated measurement of drilling fluid properties. IADC/SPE-167978-MS.
- Miller A., Minton R. C., Colquhoun R., Ketchion M., 2011. The Continuous Measurement and Recording of Drilling Fluid Density and Viscosity. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam, Netherlands. SPE/IADC 140324.
- Navarro-Lopéz E M., Cortés D., 2007. Sliding-mode control of a multi-DOF oilwell drillstring with stick-slip oscillations. Proceedings of the 2007 American Control Conference, Marriott Marquis Hotel at Times Square, New York City, USA.
- Ogata K., 2004. *System Dynamics*, 4th Edition. Pearson Education, Inc.
- Oh Y. T., Kwon W. T., Chu C. N., 2004. Drilling torque control using spindle motor current and its effect on tool wear. *Int. J. Adv. Manuf. Technol.* 24 pages 327–334.
- Oh T-S., Lee W-H., Kim I-H., 2006. Parameter optimization of 2-DOF-PID controller using genetic algorithm. *International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics*, 24 pages 131–145
- Oort E. V., Brady K., 2011. Case-Based Reasoning System Predicts Twist-off in Louisiana Well Based on Mideast Analog. *Special Focus – Drilling Technology*.
- Reznik L., Ghanayem O., Bourmistrov A., 2000. PID plus fuzzy controller structures as a design base for industrial applications. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*. Volume 13, Issue 4, pages 419 – 430.
- Ruiz A., Jiménez J. E., Sánchez J., Dormido S., 2014. A practical tuning methodology for event-based PI control. *Journal of Process Control*, 24, pages 278 – 295.
- Seborg D. E., Edgar T. F., Mellichamp D. A., Doyle III F. J., 2011. *Process Dynamics and Control*. 3<sup>rd</sup> Edition. John Wiley & Sons, Inc.
- Shahri M. E., Balochian S., 2012. Fractional PID controller for a High performance Drilling Machine. *Advances in Mechanical Engineering and its Applications* (AMEA), Vol. 2, No. 4.
- Soyguder S., Karakose M., Alli H., 2009. Design and simulation of self-tuning PID-type fuzzy adaptive control for an expert HVAC system. *Expert Systems with Applications*, 36, pages 4566 – 4573.

- Sundaresan K. R., Krishnaswamy P. R., 1977. Estimation of Time Delay, Time Constant Parameters in Time, Frequency and Laplace Domains. *Can. J. Chem. Eng.*, 56, pages 257 – 262.
- Vega M. P., Freitas M. G., Folsta M. G., Gandelman R. A., Martins A. L., 2012. Experimental Control of Annulus Pressure While Drilling Oil Wells. Proceedings of the 2012 IFAC Workshop on Automatic Control in Offshore Oil and Gas Production, Norwegian, University of Science and Technology, Trondheim, Norway.
- Ziegler J. B., Nichols N. B., 1942. Optimum Settings for Automatic Controllers. *ASME Transactions*, volume 64, pages 759 – 768.



## *F<sub>4</sub> – Improving drilling performance with continuous Online Measurements of Electrical Stability and Conductivity in Oil Based Drilling Fluids*

Elsevier Editorial System(tm) for Journal of Petroleum Science and Engineering  
Manuscript Draft

Manuscript Number: PETROL7256

Title: Improving drilling performance with continuous online measurements of electrical stability and conductivity in oil based drilling fluids

Article Type: Full Length Article

Keywords: drilling fluid quality; emulsion stability; electrical stability; electrical conductivity; on line sensor

Corresponding Author: Mr. Sérgio Cruz Magalhães, M. Sc

Corresponding Author's Institution: UFRRJ - Rural Federal University of Rio de Janeiro

First Author: Sérgio Cruz Magalhães, M. Sc

Order of Authors: Sérgio Cruz Magalhães, M. Sc; Luís A Caçada, D. Sc; Cláudia M Scheid, D. Sc; Heraldo Almeida, D. Sc; Alex T Waldmann, M.Sc

Abstract: Water-in-oil emulsions are commonly used as oil drilling fluids during drilling operations, therefore preventing emulsion breakage is imperative to maintain its viability and safety. An electrical stability test is able to provide important information regarding the emulsion state. While this is a common test performed by technicians in oil rigs, no technology has officially emerged on the market to perform such measurements in real time. In this work, experimental results of electrical stability were continuously acquired using a self-designed device and compared against results from bench tests according to API (American Petroleum Institute). Direct comparison with experimental results previously published by other authors was also used to validate its performance. The device was installed and tested in an automated drilling fluid production plant capable of making more than 4000 liters/day of water or oil based fluids. In this plant, not only electrical stability was measured on line, but also pressure, flow rate, temperature, viscosity, density, solids content and size and water-in-oil ratio. Different oil/water compositions were tested as well as different values for oil based muds densities. The on line and bench test data showed agreement, as well as the tendencies observed in this work were in agreement with other authors results. A case study was undertaken where an uncontrolled water invasion was done simulating an operational problem commonly faced by drilling engineers during process. The outcomes of the case study proved and validated the importance of automation not only to improve overall performance, but also to predict and avoid costly operational problems due to early diagnosis.

August 23<sup>th</sup>, 2015

Dear editors,

This paper summarizes an ongoing effort to measure continuously the electrical stability of oil based drilling fluids. In order to do that, a prototype was developed since there is no such device available on the global market.

During validation and performance tests, scientific discussion has been raised based on a previous scathing literature review.

We believe that this project will contribute greatly to the quality control of oil based drilling fluids, which is widely used to perform drilling operations. Therefore, this paper might present a solution to improve overall performance and safety. This developed device is ready to be used on any oilfield as it meets all technical requirements.

Best Regards,

Sérgio Magalhães  
Chemical Engineering Department  
Laboratory of Fluid Dynamics

**\*Abstract**

[Click here to download Abstract: Abstract.docx](#)

Abstract

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60  
61  
62  
63  
64  
65

Water-in-oil emulsions are commonly used as oil drilling fluids during drilling operations, therefore preventing emulsion breakage is imperative to maintain its viability and safety. An electrical stability test is able to provide important information regarding the emulsion state. While this is a common test performed by technicians in oil rigs, no technology has officially emerged on the market to perform such measurements in real time. In this work, experimental results of electrical stability were continuously acquired using a self-designed device and compared against results from bench tests according to API (American Petroleum Institute). Direct comparison with experimental results previously published by other authors was also used to validate its performance. The device was installed and tested in an automated drilling fluid production plant capable of making more than 4000 liters/day of water or oil based fluids. In this plant, not only electrical stability was measured on line, but also pressure, flow rate, temperature, viscosity, density, solids content and size and water-in-oil ratio. Different oil/water compositions were tested as well as different values for oil based muds densities. The on line and bench test data showed agreement, as well as the tendencies observed in this work were in agreement with other authors results. A case study was undertaken where an uncontrolled water invasion was done simulating an operational problem commonly faced by drilling engineers during process. The outcomes of the case study proved and validated the importance of automation not only to improve overall performance, but also to predict and avoid costly operational problems due to early diagnosis.

## Improving drilling performance with continuous online measurements of electrical stability and conductivity in oil based drilling fluids

Magalhães\* S. C<sup>1</sup>., Calçada L. A<sup>1</sup>., Scheid C. M<sup>1</sup>., Almeida H<sup>2</sup>., Waldmann A. T. A<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Department of Chemical Engineering, Rural Federal University of Rio de Janeiro, BR-467, Km7, Campus of UFRRJ, zip code 23890-000, Seropédica, Rio de Janeiro, Brazil

<sup>2</sup> Department of Electronic Engineering, Federal University of Rio de Janeiro, Hum avenue, block 07, Ilha do Fundão, zip code 21494-900, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.

<sup>3</sup> PETROBRAS S.A./CENPES/PDP/TEP, Hum avenue, block 07, Ilha do Fundão, zip code 21494-900, Rio de Janeiro, RJ, Brazil.

\* [sergio1412@gmail.com](mailto:sergio1412@gmail.com) / [sergiomagalhaes@sergiomagalhaes.eng.br](mailto:sergiomagalhaes@sergiomagalhaes.eng.br)

**Keywords:** drilling fluid quality, emulsion stability, electrical stability, electrical conductivity, on line sensor

### Abstract

Water-in-oil emulsions are commonly used as oil drilling fluids during drilling operations, therefore preventing emulsion breakage is imperative to maintain its viability and safety. An electrical stability test is able to provide important information regarding the emulsion state. While this is a common test performed by technicians in oil rigs, no technology has officially emerged on the market to perform such measurements in real time. In this work, experimental results of electrical stability were continuously acquired using a self-designed device and compared against results from bench tests according to API (American Petroleum Institute). Direct comparison with experimental results previously published by other authors was also used to validate its performance. The device was installed and tested in an automated drilling fluid production plant capable of making more than 4000 liters/day of water or oil based fluids. In this plant, not only electrical stability was measured on line, but also pressure, flow rate, temperature, viscosity, density, solids content and size and water-in-oil ratio. Different oil/water compositions were tested as well as different values for oil based muds densities. The on line and bench test data showed agreement, as well as the tendencies observed in this work were in agreement with other authors results. A case study was undertaken where an uncontrolled water invasion was done simulating an operational problem commonly faced by drilling engineers during process. The outcomes of the case study proved and validated the importance of automation not only to improve overall performance, but also to predict and avoid costly operational problems due to early diagnosis.

### 1. Introduction

Once the petroleum reservoir is detected, it is necessary to conduct drilling operation in order to extract it. The technique widely used is the rotating method, which consists in applying a weight over drill that will remove the geological formation until the reservoir is

reached. Drilling fluids are used to make this method viable. Among its functions, the most important ones are cooling the system, maintain pressure for structural stability, transmit signals to surface from downhole devices and carry the drill cuttings to surface, cleaning the hole. There are two main groups of drilling fluids, water based (WBM) and oil based (OBM).

WBM are constituted by water, chemical additives and solids into suspension as weighting material. OBM have similar structure, but instead of water, it is constituted by an inverted emulsion of water-in-oil. (Bourgoyne *et al.*, 1991)

Peculiarities in Brazilians reservoirs have been demanding special well projects, mostly because complex geometries are needed allied to extremes conditions of pressure and temperature (Dias *et al.*, 2015). Usually in such scenarios the performance of WBM is not satisfactory and OBM must be used. OBM are known as less sensitive to variations of rheology, density and other chemical physical properties (Caenn *et al.*, 1996 and Apaleke *et al.*, 2012). The overall performance, profitability and even viability greatly rely on the capacity of maintaining the properties of the fluid inside an optimum range (Aadnoy and Bernt, 1996 and Oort *et al.*, 2011).

In case of OBM, monitoring the emulsion state is necessary, mostly because its state is related directly to rheology, and rheology mainly to the well pumping pressure and drill cuttings carrying capacities (Magalhães *et al.*, 2014). Techniques and studies on how to qualify and quantify the state of the inverted emulsions dates from works published in the 1960s. Messenger (1965) pointed that the inverted emulsion is a non-conductive fluid; therefore applying an electrical potential within the fluid will produce electrical current only when a threshold of voltage is achieved. Values of voltage above this limit break the emulsion state. The author concludes that the more stable is the emulsion, the higher the required voltage.

Ali *et al.*, (1987) carried out a series of tests pointing that the previously Electrical Stability Tester (EST) which was used by Messenger (1965) had several deficiencies. A more advanced tester was developed and experimental results of the effect of ratio of water, density and concentrations of emulsifier over the electrical stability were demonstrated.

Growcock *et al.*, (1994) brings a more scathing study about inverted emulsions, thus discuss the singular complexity existent in drilling fluids because it is not only emulsions that are being studied, but emulsions with solids into suspensions that interferes on the results, such as fine organophilic clay, barite or hematite as weighting material. The authors also pointed that the aqueous phase usually has dissolved salts, which seems to not alter the overall conductance during the formation of the conductive bridge at the threshold voltage. Emulsifiers play a great role to create the stability of the inverted emulsions condition. It is its chemical nature that will specify if oil will be on continuous phase and water shielded into a spread phase or vice-versa. In oil drilling fluids solids must have oil-wettability in order to contribute to stability.

The authors built an experimental electrode coupled to a computer system which was capable of monitoring the behavior of the voltage and current within the fluid. Moreover, combined with the electrode there was a camera which took microscopic pictures of the formed conductive bridge at the voltage threshold. It was clearly demonstrated that, during the raise of voltage, the solids started to form streamers between the electrodes, and this orientation kept changing until the formation of a physical bridge that conducted the current.

The behavior of the electrical parameters during the test was a linear ramp on voltage until the bridge was formed, and, from that point forward, current started to increase exponentially. It was noted by the authors that unweight fluid (without solids into suspension) formed a bridge composed mostly by brine foam, brine droplets and organophilic clay. In the presence of barite, the conductive bridge was formed predominantly by barite particles. Although the optical technique applied did not allow to clearly discerning barite from clay, it was concluded that water itself had the smallest role in the bridge.

Many other important investigations and explanations were provided by Growcock's work. The most important highlights of Growcock's legacy were:

- Voltage threshold ( $E_0$ ) was not always a conclusive measurement of the emulsion stability. Therefore, other properties might be taken into consideration to determine wherever the emulsion is stable or not, such as fluid loss (FL) and yield point (YP);
- As voltage increased, molecular organizations within the fluid took place near the electrical field generator until  $E_0$  (voltage threshold) is reached. At this point there was formation of a bridge in which current flows from one electrode to another. In presence of barite this solid was dominant during bridge formation, without it, the bridge was formed by droplets of brine, foam and organophilic clay;
- The characteristics of the bridge such as time of relaxing (dissolving) and rigidity are intrinsically linked to how the voltage is applied. Constant voltage created a rigid, time lasting bridge, voltages applied as ramp formed a soft, fragile one.
- $E_0$  tends to decrease with increases in water concentration, with or without weighting material (barite or hematite);
- $E_0$  did not alter with addition of dissolved salts into the water phase;
- $E_0$  presented an inflection point on its trend during addition of emulsifier. The  $E_0$  was at its maximum value when the concentration of emulsifier was at its minimum allowed value. From that point forward, an increase on emulsifier concentration caused a decrease on  $E_0$ . This evaluation was done considering an emulsion with organophilic clay only.
- $E_0$  slightly increased, FL decreased and YP increased with the addition of organophilic clay into emulsion without the presence of weighting material, at a constant concentration of primary and secondary emulsifiers;
- $E_0$  decreased, FL increased and YP increased with the addition of bentonite into emulsion with constant concentrations of organophilic clay, primary and secondary emulsifiers;
- The effect of barite over  $E_0$  depends on the total concentration of emulsifier. The authors reported an increase on  $E_0$  when the emulsifiers were highly concentrated. At low concentrations, barite caused no variation for the first addition, but as density rises the  $E_0$  decreased. At medium concentrations, a non-conclusive behavior was reported. Initially an increase of barite increased  $E_0$ , and then, from an arbitrary point onward, the addition of barite caused a decrease on  $E_0$ ,

sometimes this decrease was mild, sometimes abrupt. In the other hand, the effect of barite over FL an YP is quite mappable. An increase on barite concentration caused an increase on both properties. The analysis of the barite effect was done in an emulsion in presence of organophilic clay.

- Finally, the  $E_0$  has an inversely proportional tendency with the size of particles into suspension. Minor solids produce higher values of  $E_0$ .

Growcock *et al.*, (1994) also pointed that if a different weighting material is used instead of barite, the results vary. According to the authors, all relies in the electrical properties of those solids and on how it interacts with the adsorption process of the emulsifiers. Barite presents a resistivity of 10.2 M $\Omega$ .m according Touloukium and Yo (1981), the barite used by the author presented an experimental value of 1.5 M $\Omega$ .m. Hematite presents a resistivity of 100  $\Omega$ .m according to Touloukium and Yo (1981), the authors measured 85  $\Omega$ .m for theirs. Although it was expected that emulsions with hematite would present lower values of  $E_0$  due to its higher capacity in conducting electrical current, Growcock *et al.*, (1994) did not observed this experimentally. In fact, emulsions with hematite did not present breakage over 2000V. Breakage was only observed when a secondary emulsifier was added. This proved that the emulsifiers itself cannot carry charge, but has a great role during bridge formation. During the raise of voltage, the authors observed movement in the particles of hematite between the electrodes, but no alignment was reached as it was observed with barite.

Zanten *et al.*, (2012) studied a clay-free inverted emulsion, affirming that stability can be achieved by the use of robust emulsifiers, colloidal solids and mostly shear time, discarding organophilic clay. The authors called a “seed” fluid the fluid which has been sheared for many times through the drilling bit. This seed fluid has great stability, according to the authors; therefore maneuvering part of this fluid to the liquid mud plant can help freshly built fluids gain stability. By removing the organophilic clay, according to the authors, several advantages are obtained, such as an oil drilling fluid that has lower potential for barite sag, higher rate of penetration, lower equivalent circulating density and substantial decreases in surge/swab pressures. The authors report that a series of field cases has been demonstrating that such technique improves the overall performance of freshly built fluids, making initial steps of drilling more smooth.

In agreement with Growcock *et al.*, (1994), Zanten *et al.*, (2012) pointed that the drilling fluid stability is related to emulsion stability, which, in general, is related to the viscosity of the external phase, the performance of the emulsifiers and the characteristics of the solids content. Zanten *et al.*, (2012) contributes to the collection data when demonstrated that shear history is also an important factor to be considered. Oil based drilling fluids that has been sheared for many times tend to present smaller droplets of water, which contributes to stability. He also pointed that the results of field cases demonstrated that fine solids incorporated during drilling also helps improving stability. Both results agree with previously data published by Growcock *et al.*, (1994).

This work is aimed to produce an online electrical stability meter, based on the results published by Messenger (1965), Ali *et al.*, (1987), Growcock *et al.*, (1994) and Zanten *et al.*, (2012). The self-designed meter contains all the developments suggested by the authors and

is capable of monitoring in real time the voltage, current, frequency and shape of the voltage signal. The meter was installed in a drilling fluid production plant, where it was controlled remotely. On line monitoring of  $E_0$  improves drilling performance and profitability due to early diagnostics of the emulsion state. It will also contribute to new possibilities of studies on electrical stability trends due to its high level of automation. If desired, a test can be done at every minute, without any human intervention. This minimizes the labor between measurements, allowing a great number of variations of conditions, variations of chemical additives, etc. It even allows monitoring of transient stages during preparation of fluids. Until this moment, no company has emerged with such test on line. In this sense, this work is among the first ones to develop such device. Saasen *et al.*, (2009) have developed a similar on line device in their work, but the authors did not present extensive experimental data. The present work reports results of electrical stability trends that are in agreement with previously published data, validating the proposed device. The reported results are enriched by on line measurements such as density, water content and solids content. This paper is expected to help drilling engineers to better understand electrical stability trends and contribute for a better fluid formulation, since the common practice nowadays is to use emulsifiers in excess and measure electrical stability a couple of times a day, by manual intervention (Galdmann *et al.*, 2013).

## 2. Material and Methods

This section describes the electrical stability device developed in this work, as well as the drilling fluid production plant in which the device was tested and the experimental results reported in this paper were obtained.

### 2.1. Electrical stability device components

The structure of the electrical stability device is depicted in Figure 1.

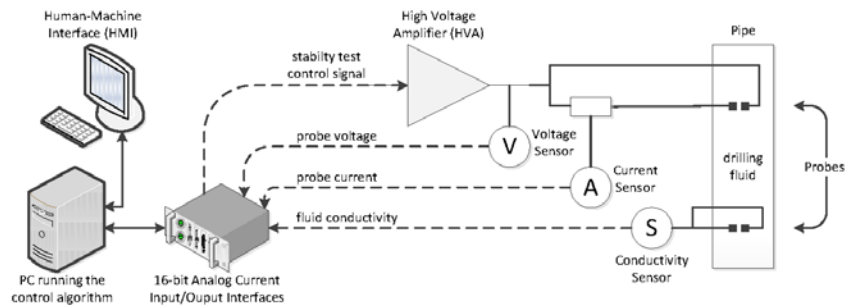


Figure 1. Illustration of the electrical stability device.



The main component of the device is a computer (PC), which provides the Human-Machine Interface (HMI) and runs the algorithms responsible for controlling the electrical stability test and collecting measurements from sensors.

The PC is connected to the analog hardware through 4-20 mA current loop links, represented in Figure 1 by dashed arrows. Analog current input/output interfaces provided with 16-bit analog-to-digital and digital-to-analog converters are responsible for conversion between the PC's digital signals and the 4-20 mA current loop analog signals.

The control algorithm generates a digital control signal, corresponding to the voltage level to be applied to the probe during the electrical stability test. The HMI allows the user to choose the frequency (in Hz) and the waveform (sinusoidal, squared or triangular) of the base signal, the slope of the ramp that modulates the amplitude of the base signal (in V/s) and the test termination criterion (the upper bound for the probe current, in  $\mu\text{A}$ ). Typical values for frequency, waveform, ramp slope and probe current threshold, which are preset as default values, are 340 Hz, sinusoidal, 150 V/s and 61  $\mu\text{A}$ , respectively. The user may eventually set up the wave frequency to zero, which corresponds to a DC base signal and generates a control signal in the form of a pure ramp.

The software-generated digital control signal is converted to a 4-20mA current loop analog signal by the 16-bit digital-to-analog converter located in the PC's analog output interface. The 4-20 mA control signal is sent to the High Voltage Amplifier (HVA), which produces an output voltage in the range from -2000V to 2000V, proportional to the original digital control signal synthesized by software. The amplifier output is connected to a probe immersed in the drilling fluid.

Voltage and current sensors measure the voltage across the ends of the probe (in the range from -2000 V to +2000 V) and the current that flows through the drilling fluid between them (in the range from -250  $\mu\text{A}$  to +250  $\mu\text{A}$ ).

In addition, an online conductivity sensor measures the instantaneous drilling fluid conductivity, in order to determine whether the external phase of the drilling fluid is oil or water (when external phase is oil, which is inverted emulsion, electrical conductivity is zero).

The sensors convert the three measures (probe voltage, probe current and fluid conductivity) to 4-20 mA analog signals, which are fed back to the PC through the 16-bit analog-to-digital converter located in the PC's analog input interface.

The algorithm for controlling the electrical stability test proceeds as follows:

1. The control signal is generated by software, according to the frequency (typically 340 Hz) and waveform (typically sinusoidal) set up by the user.
2. The amplitude of the signal is gradually increased from 0 V up to +2000 V, modulated by the ramp slope set up by the user (a typical value is 150 V/s).
3. Probe current, probe voltage and fluid conductivity are continuously sampled and recorded.
4. As soon as the probe current reaches 61  $\mu\text{A}$  (or any other threshold set up by the user), the test is immediately stopped and the current probe voltage value is recorded as the voltage threshold.

Figure 2 illustrates the typical electrical response that the device offers to user while it is under test. Two graphics are shown, aligned in time. The lower graphic shows the base control signal that was passed to the low voltage side of the amplifier, while the upper graphic shows the corresponding voltage and current at the high voltage side.

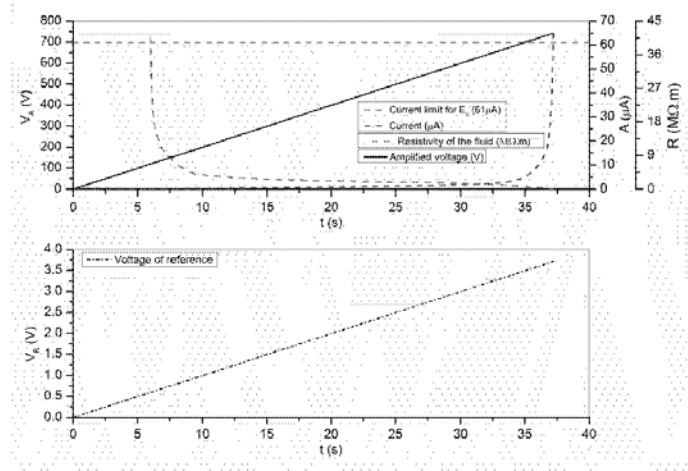


Figure 2. Typical electrical response during electrical stability test in oil based drilling fluids.

For this test, an inverted emulsion was used, with the following properties: 25.75 g/l of emulsifier, 5.72 g/l of bentonite, 30% of water ratio and 572 g/l of hematite as weighting material. The oil part was light paraffin of linear molecular chain and the water part was saturated in sodium chloride. The electrical configuration was a sinusoidal wave, with 340 Hz, rate of increase of 20 volts per second, approximately. The values presented for voltage and current in Figure 2 are the positive peak of the wave, not RMS. This is in compliance with API (American Petroleum Institute) bench device (except for the rate of increase, which API is 150 V/s).

At the beginning, the resistivity presented by the fluid is maximum (in green), but as voltage increases (in black); resistivity rapidly decreases due to particles rearrangements within the fluid (Growcock *et al.*, 1994). As soon as the system reaches a fairly ohmic regime, the current (in blue) started to rise slightly. At approximately 33 seconds of test, a new decrease is observed in the resistivity of the fluid, which causes a significant increase in current. At this moment, data suggests that a bridge was almost formed and, approximately at 37 seconds, full charge flowed between the electrodes, reaching rapidly 61  $\mu\text{A}$  at approximately 742 V. This can be inferred by observing the resistivity converging to zero. The trigger stop is then pressed automatically.

The resistivity was calculated using Ohm's equation, in agreement with Growcock *et al.* (1994),

$$\rho = \left(\frac{V}{I}\right) \left(\frac{A}{L}\right), \quad (1)$$

where  $\rho$  is the resistivity in  $\Omega \cdot m$ ,  $V$  is voltage in volts,  $I$  is the intensity of the current in amperage,  $A$  is the surface area of each electrode ( $6.45e^{-6} m^2$ ) and  $L$  is the gap width between electrodes ( $1.52e^{-3} m$ ).

## 2.2. Drilling fluid production plant

To conduct several tests under process, the device was installed in the drilling fluid production plant previously built, capable of producing 4000 liter of water or oil based fluids. The unit has high level of automation and works remotely. The only manual action required is the addition of chemicals to the stirred tanks. In this plant, pressure, flow rate and temperature are controlled via PID strategies, while real time density, viscosity, solids contents and size, water ratio and electrical stability and conductivity are monitored in real time.

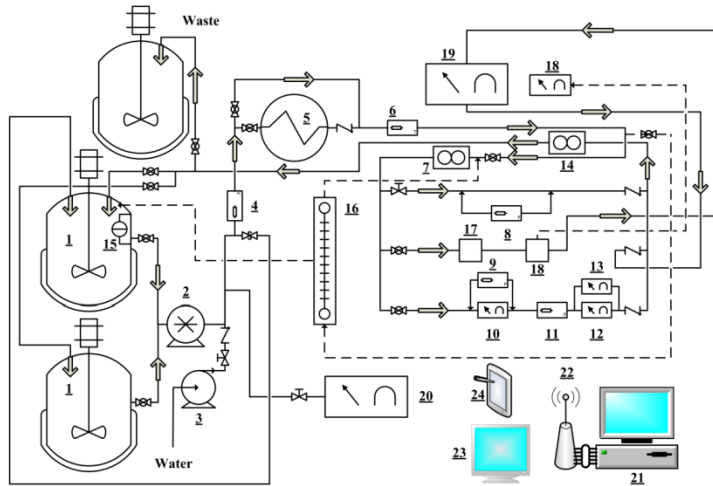


Figure 3. Sketch of the drilling fluid production plant.

Table 1. Caption of Figure 3.

Number	Description	Number	Description
1	Stirred tanks	13	Electrical stability meter

2	Main pump	14	Density meter
3	Auxiliary pump	15	Level meter
4	Pressure meter	16	Flow in fracture
<i>Continuation of Table 1</i>			
5	Heat exchanger	17	Ultrasound transducer sensor
6	Temperature meter	18	Particle size sensor
7	Flow meter	19	BSW analyzer
8	Tubular viscometer	20	HTHP on line cell
9	Pressure drop sensor	21	Host computer (main HMI)
10	Cylindrical Viscometer	22	Wireless router
11	Pressure meter	23	Remote terminal
12	Electrical conductivity meter	24	Remote terminal

Inserting the device into the automated plant permitted not only to perform tests in several different conditions, like varying density, water ratio, temperature, but also simulate process disturbances, such as water invasion. The device also contributed to optimize the preparation of new oil based fluid by monitoring electrical stability in real time during the whole process of mixture.

### 3. Results and discussion

#### 3.1. Results for validation of the proposed device. Data acquired in bench tests.

The first test performed by the device was already exposed in Figure 2, where the qualitative trends were proven correctly when compared to the results obtained by Messenger (1965), Ali *et al.*, (1987), Growcock *et al.*, (1994) and Zanten *et al.*, (2012). The next step was comparing on line data with off line ones obtained from the standard bench device.

This experiment used the same inverted emulsion used during the test of Figure 2, and the same electrical configuration except for the rate of increase, which was raised to 150V/s, to meet the same technical design of the off line device. The results can be seen in Figure 4.

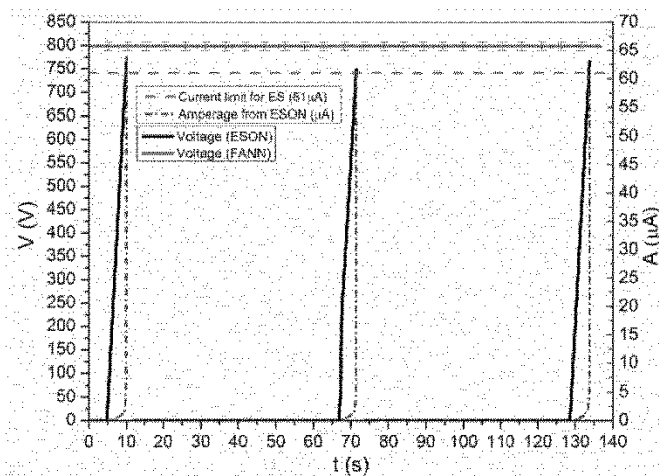


Figure 4. Voltage and current trends during electrical stability test. Electrical conditions was sinusoidal wave, 340 Hz, 150 V/s. Emulsion state was paraffin/water saturated in NaCl with 25.75 g/l of emulsifier, 5.72 g/l of bentonite, 30% of water ratio and 572 g/l of hematite.

In the legend of Figure 4, ESON stands for Electrical Stability On line, and FANN is the data obtained from the 23D model stability tester, made by the company Fann Instruments. Both measurements were done in triplicate. For the online one, it can be seen three peaks (in black), marking the voltage threshold at 61  $\mu\text{A}$  (in blue crossing the reference line in red). The off line measurements are represented by the horizontal green line and the standard error of the triplicate is demonstrated by the vertical bars. Off line  $E_0$  was registered around 800V, on line around 760V.

In this same sample an addition of water were done, the new results obtained can be seen in

Figure 5.

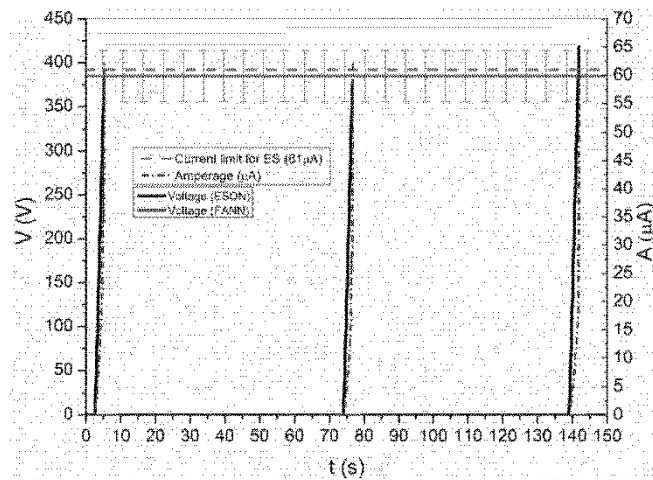


Figure 5. Voltage and current trends during electrical stability test. Electrical conditions was sinusoidal wave, 340 Hz, 150 V/s. Emulsion state was paraffin/water saturated in NaCl with 23.91 g/l of emulsifier, 5.31 g/l of bentonite, 35% of water ratio and 531.54 g/l of hematite.

The water was added directly into the stirred tank, in a volume of 15.38 liters. The new concentrations of the additives were recalculated since no corrections were made in the stoichiometry. Average off line  $E_0$  was around 385V and on line average around 392V. The measurements in this case are equal from statistical point; since on line data is within the off line standard error.

One more addition of water was made, 14.38 liters, raising the water ratio to 40%. The results can be seen in Figure 6.

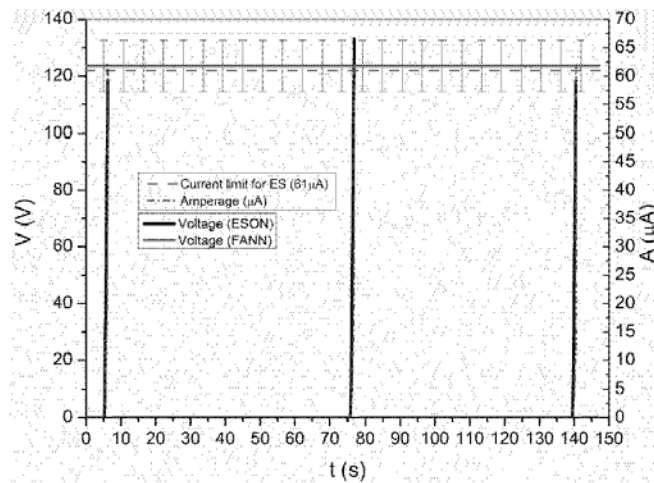


Figure 6. Voltage and current trends during electrical stability test. Electrical conditions was sinusoidal wave, 340 Hz, 150 V/s. Emulsion state was paraffin/water saturated in NaCl with 22.07g/l of emulsifier, 4.91 g/l of bentonite, 40% of water ratio and 490.98 g/l of hematite.

The new addition of water decreased every additive concentration, including  $E_0$ . The qualitative behavior of the on line data is in agreement with Messenger (1965), Ali *et al.*, (1987), Growcock *et al.*, (1994), Zanten *et al.*, (2012) and the quantitative values in agreement the off line ones.

### 3.2. Role of frequency and rate of voltage increase over the voltage threshold. Data acquired in bench tests using the proposed device.

Growcock *et al.*, (1994) mentioned that the bridge formed between the electrodes have its physical characteristics depending on how the voltage is applied within the fluid, i.e., if it is a steady or a ramped voltage. But no results have yet been found about the role of rate of voltage increase and frequency over the voltage threshold. Figure 7 demonstrates a result obtained when all parameters were kept the same except the rate of voltage increase. It was used the same fluid which generated the results in Figure 2.

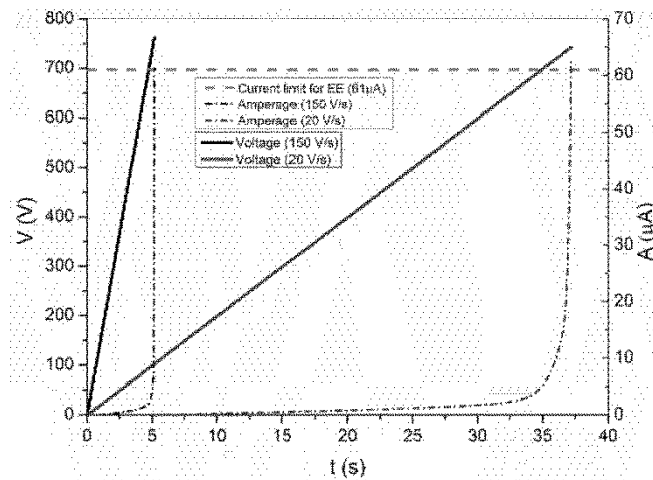


Figure 7. Voltage and current trends when rate of voltage increase is changed from 20 V/s (in blue) to 150 V/s (in black)

The results in Figure 7 suggest that slow ramps tend to create smaller voltage threshold. At 150 V/s,  $E_0$  is approximately 762V; while at 20 V/s  $E_0$  is approximately 742V. Electrical stability tests usually fail to reproduce the exactly same value at replicates (Growcock *et al.*, 1994). The manual of the FANN 23D also pointed that error may occur in a range of  $\pm 15$  V during replicates, therefore considering that 150 V/s is approximately 750% greater than 20 V/s, and 762 V is approximately 2.7% greater than 742 V, we can conclude that the rate of voltage increase has minor effects over  $E_0$ .

Figure 8 shows results of  $E_0$  maintaining every parameter equal from one test to other, with exception of frequency. This test used an oil based drilling fluid received from a Brazilian oilfield, more specifically from São Francisco Bay.



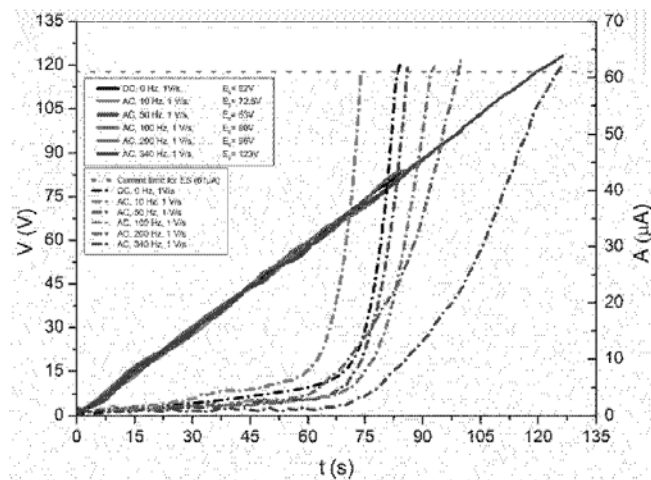


Figure 8. Voltage and current trends during variation of frequency. Fluid used was a commercial one received from Brazilian oilfields process, known parameters were 40% of water in emulsion, 25.75 g/l of emulsifiers in total, 5.72 g/l of bentonite and 200 g/l of barite.

Every result presented in Figure 8 was done in triplicate. Therefore, the presented results are an average response. The standard deviation was below 1%; consequently the error bars were omitted. The first test used a DC ramp at 1 V/s (in black) and the resulting value for  $E_0$  was 82V, approximately. The second test raised a sinusoidal voltage at 10 Hz, at 1 V/s, which presented  $E_0$  of 72.5 V. From that point forward, higher frequencies presented higher voltage thresholds. A frequency of 10 Hz generated 72.5 V, 50 Hz generated 83 V, 100 Hz generated 90 V, 200 Hz generated 96 V and 340 Hz (API) generated 123 V. Frequency altered voltage threshold, but presented a clear tendency only above 50 Hz. Although no other works have been found yet which evaluates the difference between DC/AC signals over voltage threshold, the results in Figure 8 suggests that such difference has minor effects in comparison with frequency, otherwise the DC signal would not have presented an  $E_0$  which was close enough to the others.

### 3.3. Device performance test during real time data acquisition in the automated drilling fluid production plant

The procedure was aimed to prepare the fluid in the automated drilling production plant, monitoring in real time every change at the state of the fluid as new additives were added. On line data of  $E_0$  was always compared against off line one and were measured statically, as it is previously known that relative velocities between fluid and probe alters the value of voltage threshold (Saasen *et al.*, 2008).

Figure 9 demonstrates the online measurements of  $E_0$  in function of water ratio. It also demonstrates how density was altered during emulsion formation. At this stage, no solids were added to the system yet.

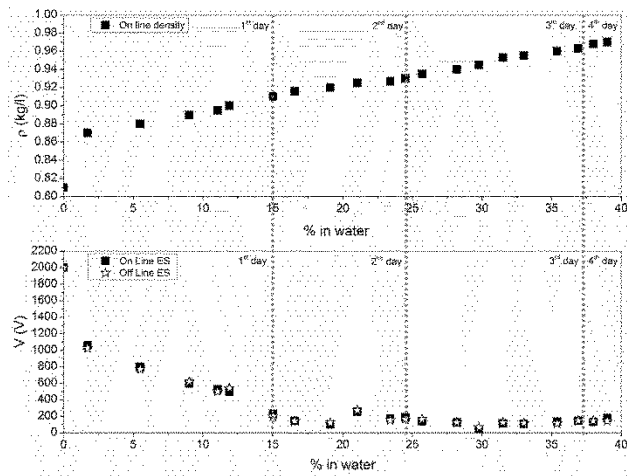


Figure 9. Voltage threshold and emulsion density in function of water ratio during addition of water into paraffin. Emulsion with no solids.

It can be seen that, in pure oil, there was no electrical breakdown over 2000V, as expected. The density of the pure oil is 0.81 kg/l. The water phase is always saturated in NaCl.

The first addition of water decreased  $E_0$  sharply. Increasing water content up to 15% decreased  $E_0$  linearly, until an average limit of 142 V was reached. It seems that, from this point forward, the raise on water concentration does not interfere on bridging mechanisms anymore and the water itself is being immediately shielded into the spread phase by the emulsifier. This behavior is probably caused by the excess of emulsifier, intentionally employed in order to simulate oilfield process (see Figure 13).

After four days, bentonite and barite were added to the system. The results of electrical stability can be observed in Figure 10.

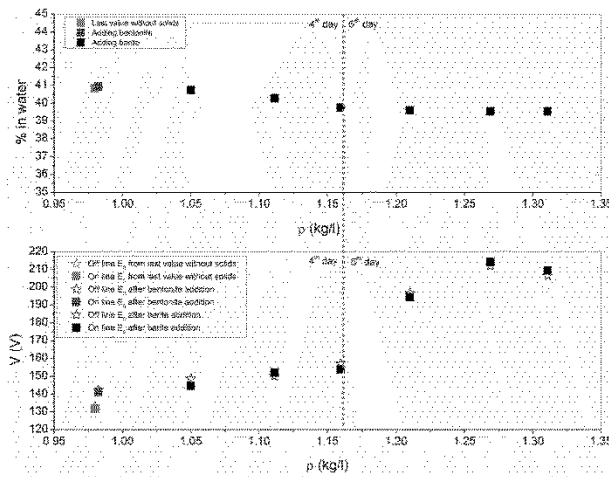


Figure 10. Voltage threshold and water ratio in function of suspension density during addition of bentonite and barite.

It can be observed in Figure 10 the last value of density, voltage threshold and water ratio without solids, in red, which are exactly the last values demonstrated in Figure 9. The results of the three variables after addition of bentonite are shown in blue. This solid caused and slightly increase on density as well as in  $E_0$ , and did not alter the water content significantly. The next additions were barite, which caused an increase in density, as well as in  $E_0$ . The online measurements of water ratio kept the average value of 40%. Observing Figure 13, we see that over the entire operation the concentration of emulsifier was maintained in excess, which justifies why an increased on barite concentration caused an increase on  $E_0$ . Growcock *et al.*, (1994) observed similar results with excess of primary and secondary emulsifiers.

Water was added after solids addition, in order to test the performance of the on line device under high water concentration. The results can be seen in Figure 11.

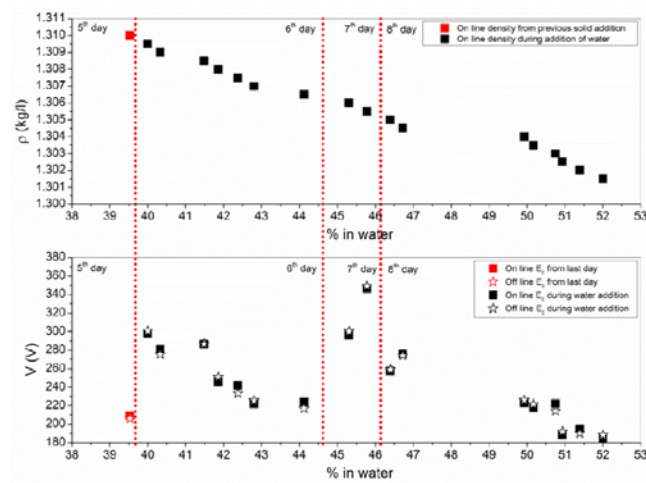


Figure 11. Voltage threshold and suspension density in function of water ratio during addition of more water.

In Figure 11, the previous values of the variables, which were the state of fluid right after the end of addition of solids, are shown in red. An increase on  $E_0$  after the first addition of water can be observed. Although addition of water should decrease  $E_0$  or at least maintain it at the same level (as observed in Figure 9), it is speculated that the rest of the fluid between days have raised the fluid stability, mostly because solids have recently entered the fluid. After the fluid suffered continuous shear over the day, an increase of water content have diminished  $E_0$ . The same effect was observed from another day interval and, at this time (within seventh day), only two additions of water were done, and in both cases it was observed an increase on  $E_0$ . In the eighth day, after another 17 hours of rest, again an addition of water has raised  $E_0$ . These results may be the experimental confirmation of Zanten *et al.*, (2012). Considering that every day the fluid has been sheared for 8 hours, seems that after the addition of solids the shear process started to be prominent in its effects over the electrical stability. Therefore, although water content tend to decrease  $E_0$ , the experimental results suggests concomitant effects such as shear history, rest of the fluid, the interaction between solids over time and how excess of emulsifier participates in this complex system.

The ratio of water recommended for operation should be between 60/40 and 70/30, paraffin/water, respectively. Therefore, more oil was added in order to decrease the water ratio to 35 per cent. Results can be observed in Figure 12.

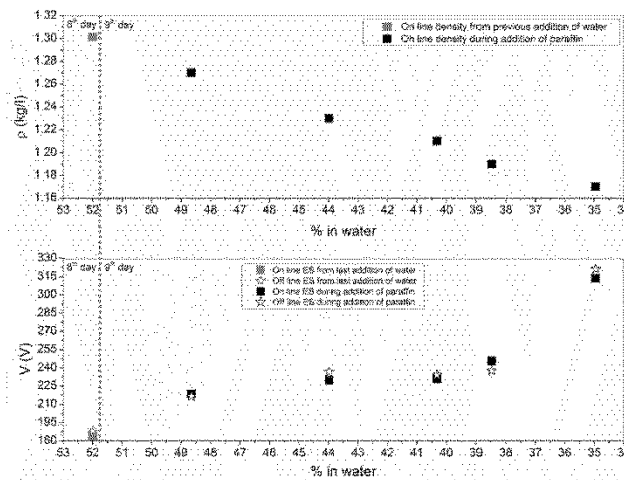


Figure 12. Voltage threshold and suspension density in function of water ratio during addition of paraffin.

Figure 12 shows, in red, the last value from previous day, which is the state of the fluid after the last addition of water (Figure 11). From that point forward, paraffin was added to the system, which caused a decrease on water concentration, raising  $E_0$ . The continuous addition of external oil phase increased  $E_0$  as well as kept diminishing suspension density.

Figure 13 shows the history trend of the concentration of emulsifier, bentonite and barite, from top to bottom, along the days of test. It can be observed that, during all the process, the emulsifier concentration was kept in excess of the reference line in red, which is the minimum required concentration. This is the common practice in oilfield fluids plant production. Bentonite was kept above the minimum recommended (in green) for the majority of the time, and barite was added according to quantities commonly found in Brazilian oilfields.

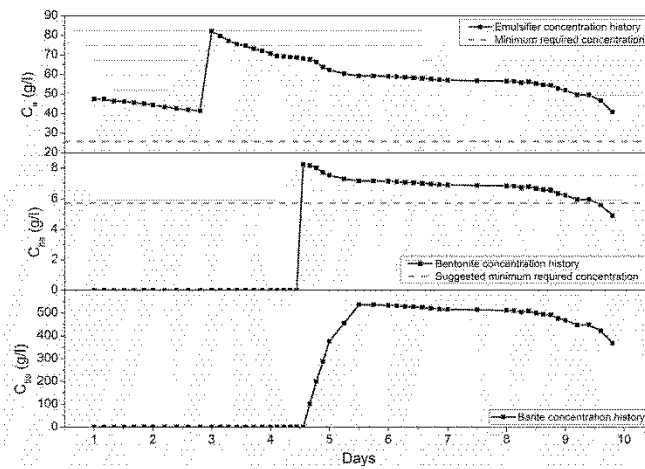


Figure 13. History of the concentration of emulsifiers, bentonite and barite, from top to bottom respectively, during the days of test.

The rheological behavior of the fluid was also monitored, as it is related to  $E_0$  as well. Typical apparent viscosity trends are shown in Figure 14.

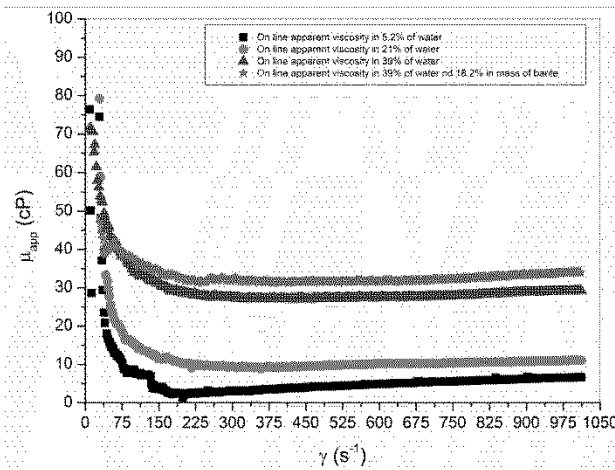


Figure 14. On line apparent viscosity in function of shear rate varying according to water content and solids in suspension.

Every change in the fluid due to water addition, oil addition or solids addition generated a different trend of viscosity. Water as spread phase, behaves like a solid, which

causes the viscosity to increase value. At high shear rate, 5.2% of water (in black) had an average apparent viscosity of 5.5 cP, as water content raised to 21% (in red), apparent viscosity increased to 10 cP and when it was 39% (in blue), apparent viscosity increased to 28 cP. The addition of barite also increased viscosity, as expected, from 28 cP to 32 cP, approximately. The apparent viscosity peaks of each trend demonstrated in Figure 14 were omitted due to scale matters, but its values were recorded as 732 cP, 605 cP, 738 cP and 1591 cP, respectively. These results are similar to the ones observed by Growcock's work, where the authors claimed that yield point rises with increases in solid content and is related to electrical stability.

As a final result, a case study was proposed, in which an oil based drilling fluid was submitted to an uncontrolled water invasion, simulating operational problems during drilling process. The results are shown in Figure 15.

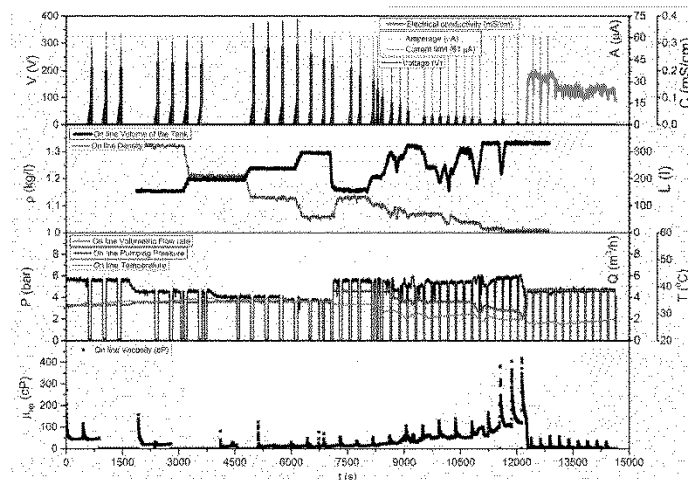


Figure 15. On line monitoring of electrical stability, electrical conductivity, density, level of fluid inside the feed tank, flow rate, temperature, pressure and viscosity in function of time during an uncontrolled water invasion.

The fluid used for this test was provided by an oil company. This fluid was a direct sample taken from a feed tank actually being used for drilling process. Approximately 200 liters were used. After being moved from the barrels to the tank, the fluid was kept circulating into the system for several minutes, while the sensors monitored the actual state of the fluid. As Figure 15 shows, the fluid had approximately 200V of electrical stability, at 30°C. Electrical conductivity was zero demonstrating that no water was spread into external phase. Viscosity trends were measured and in low shear rates the fluid presented 130 cP and at high shear rates an average value of 70 cP. Density was around 1.32 g/l and the water ratio was 60/40 (paraffin/water, measured off line at this time). At approximately 2500 seconds, more oil was added to the stirred tank. There were three additions, as can be seen in the second graph regarding the level of the tank, from top to bottom, in Figure 15. This addition causes a

decreasing trend on viscosity and an increase in electrical stability. Density and pump pressure decrease as well. After the oil addition, which ended at approximately 6750 seconds, a purge on the tank was done to start adding water.

From approximately 8000 seconds forward, a second pump was turned on, causing a water invasion into the system pipes, at a constant flow rate. As water went in and mixture with the emulsion, electrical stability decreased as well as density and temperature. Apparent viscosity, pump pressure and level of fluid inside the tank increased. No actions were made to control the emulsion state; the objective was to see how the electrical stability device would work in breakage limits with a high viscous fluid. At approximately 12200 seconds the state of the emulsion were broken, decreasing the viscosity peaks of 400 cP to 44 cP. The electrical stability device, along with the electrical conductivity meter, determined clearly the point of breakage, presenting 12 V for electrical stability and a non-zero value for conductivity.

These results proved that even with very low values of electrical stability the emulsion state can persist. At breakage, a multiphase flow takes place instead of an emulsified monophasic one. This condition was well marked by the raise of electrical conductivity. This case study validates and reinforces the importance of on line constant survey.

#### **4. Conclusions**

Oil based drilling fluids are widely used across Brazilian oilfield to enable drilling process in extreme difficult scenarios. Such fluids possess chemical physical properties that turn them less susceptible to changes, accomplishing tasks where water based fluid fails. Oil drilling fluids are made of an inverted emulsion of water in oil, therefore monitoring of such thermodynamically state is imperative. A simple bench test called electrical stability is made in order to check the emulsion stability. This work has built an on line device capable of reproducing the same technical design found in the standard off line device, and validated it by the direct comparison between on line, off line (reference) and previously published data. During the experiments, an automated drilling fluid plant was used, and on line data of electrical stability was enriched by on line monitoring of apparent viscosity, density, water content, temperature, flow rate, pressure and level of the tank. Part of the experimental results was to validate the concept of the device, while the other part was to demonstrate the performance of the device during the preparation of a freshly oil drilling fluid, proving that it performs correctly under various and extreme conditions. The case study outcomes reinforced that the device has come to meet a real need in drilling automation, since no technology has yet emerged to proper measure electrical stability on line. The qualitative tendencies observed in this work and even some quantitative, when proportion was applied, were in agreement with literature. Some new appointments were made which has not been covered yet; such has the role of frequency and rate of the voltage increase over the electrical stability. Results demonstrated that the frequency affects the voltage threshold, some setbacks are found in low regions but the overall tendency is that an increase on frequency tends to increase voltage threshold. During those tests were clear that geometry of the wave has minor effects over voltage threshold as well as the rate of voltage increase. During the experiments of performance, it was observed that shear history started to be a prominent variable when there were solids into suspension. Summarizing, major conclusions were:



- Electrical set up may interfere in the results: frequency has major effects over the voltage thresholds, while the waveform and the amplitude slope presented minor influence;
- Emulsifier plays a great role to maintain the emulsion state, but their influence, alone, does not interfere on electrical stability;
- Solids into suspension greatly interfere on electrical stability. An emulsion without solids has a distinct dynamic from the one with solids;
- In an emulsion without solids, addition of a conductive phase may decrease electrical stability, but it depends on its concentration. It was observed that, from a certain point forward, it did not interfere anymore. This case was observed with emulsifier in excess;
- Bentonite and barite increased electrical stability, as well as the addition of a non-conductive phase. This case was observed with emulsifier in excess;
- It was noted that shear history interfered in the electrical stability of the fluid when there were solids into suspension. This case was observed with emulsifier in excess;

This work has dealt with two parallel lines, in one hand were the technical design and its requirements to properly work, in the other the confrontation of the experimental results with science. It was concluded that both lines point that the device should proceed to long period of trial tests in oilfields process.

#### **Acknowledgment**

The authors appreciate the financial support offered by CENPES (PETROBRAS Research Center) (4600293210) and give thanks to the scientific cooperation provided by CAPES and PPGEQ/UFRRJ.

#### **References**

- Aadnoy B. S., Bernt S. A., 1996. *Modern Well Design*. Second Edition. Taylor & Francis Group.
- Ali A., Schmidt D. D., Harvey III J., 1987. Investigation of the Electrical Stability Test for Oil Muds. SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, SPE 16077-MS
- Apaleke A. S., Al-Majed A., Hossain M. E., 2012. Drilling fluid: state of the art and future trend. In: North Africa technical conference and exhibition, Cairo, Egypt. SPE 149555.
- Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M. E., Young Jr., F. S., 1991. *Applied Drilling Engineering*, Second Printing Society of Petroleum Engineers.
- Caenn, R., Chillingar G.V., 1996. Drilling fluids: State of the Art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Issue 14, pages 221–230.
- Dias F. T. G., Souza R. R., Lucas E. F., 2015. Influence of modified starches composition on their performance as fluid loss additives in invert-emulsion drilling fluids. *Fuel*, 140, pages 711 – 716.
- Gandelman R. A., Martins A. L., Teixeira G. T., Aragão A. F. L., Neto R. M. C., Lins D. G. M., Lenz C., Guilardi P., Mari A., 2013. Real Time Drilling Data Diagnosis

- Implemented In Deepwater Wells - A Reality, OTC-24275-MSOTC-24275-MS, Rio de Janeiro, October 29th to 31th, Brazil.
- Growcock F. B., Ellis C. F., Schmidt D. D., 1995. Electrical Stability, Emulsion Stability, and Wettability of Inverted Oil-Based Muds. SPE Annual Technical Conference Exhibition in New Orleans. SPE 20435.
- Magalhães S. C., Scheid C. M., Calçada L. A., Folsta M., Martins A. L., Sá C. H. M., 2014. Development of on-line sensor for automated measurement of drilling fluid properties. IADC/SPE-167978-MS.
- Messenger J. U., 1965. Emulsion Control Using Electrical Stability Potential. Journal of Petroleum Technology, volume 17, issue 10. SPE 1267-PA.
- Oort E. V., Brady K., 2011. Case-Based Reasoning System Predicts Twist-off in Louisiana Well Based on Mideast Analog. Special Focus – Drilling Technology.
- Saasen, A., Omland, T. H., Ekrene, S., Brévière, J., Villard, E., Kaageson-loe, N., Tehrani, A., Cameron, J., Freeman, M., Growcock, F., Patrick, A., Stock, T., Jørgensen, T., Reinholt, F., Amundsen, H. E. F., Steele, A., Meeten, G., 2009. Automatic Measurement of Drilling Fluid and Drill-Cuttings Properties. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Orlando, Florida. SPE 112687.
- Touloukium and C.Y. Yo. 1981. Data Series on Material Properties. McGraw-Hill Book Co. Inc., New York City. II-2, 300-02.
- Zanten R. V., Miller J. J., Baker C., 2012. Improved Stability of Inverted Emulsion. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition in San Diego, California. SPE 151404.

## \*Highlights

### Highlights

- It was developed an online device capable of measuring online and continuously the electrical stability of oil based drilling fluids;
- The online device might bring advances to drilling operators and companies since there is no similar available technology on the global market;
- Scientific discussion showed that electrical stability is directly related to the stability of oil based drilling fluid;
- Modeling the phenomena is quite impractical due to many factors. Therefore, the importance of this paper is justified, once electrical stability values are only possible to be acquired via experimental measurements;
- The results obtained during performance tests demonstrated that the online device is adequate, operational, and experimentally predicted an emulsion breakdown;