



DESENVOLVIMENTO DE UMA UNIDADE MÓVEL PARA MONITORAMENTO REMOTO DAS PROPRIEDADES FÍSICO QUÍMICAS DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

¹ Sérgio Magalhães, ¹ Eduardo Paraíso, ¹ Luís Américo, ¹ Cláudia Scheid, ² Alex Waldmann

¹ Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro - UFRRJ

² CENPES/PETROBRAS

¹ BR-465, km 7, Campus da UFRRJ, Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Laboratório de Escoamento de Fluidos Giulio Massarani, CEP: 23897-035

² 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 descontrole 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.

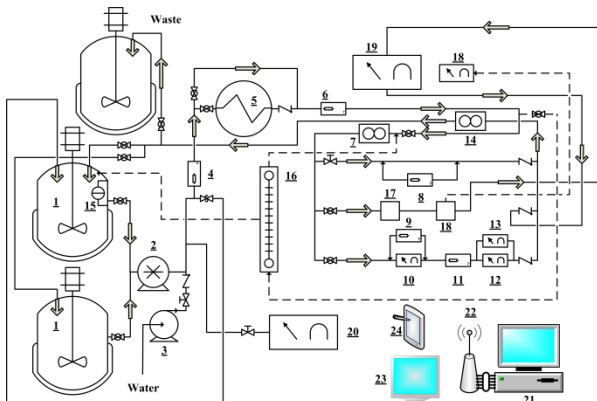


Figura 1. Esquema do *loop* de fluidos de perfuração.

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 Coutte fabricado pela Brookfield, nos EUA. O funcionamento é idêntico ao FANN 35A. Vide Figura 2.

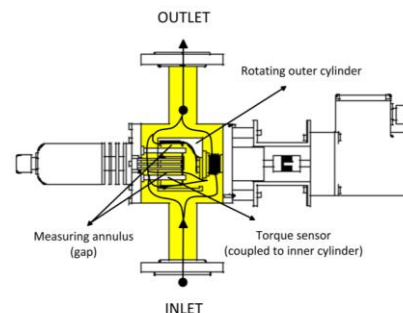


Figura 2. Esquema do viscosímetro de processo do fabricante Brookfield.

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.

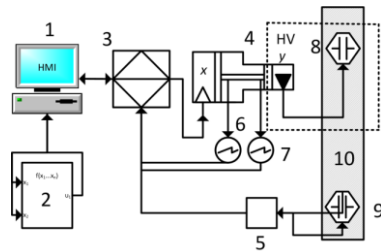


Figura 3. Esquema simplificado do protótipo de estabilidade elétrica *on line*.

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 no *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 de estabilidade elétrica. O condutímetro 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 atrasá-lo, a uma determinada distancia e frequência definidas. Para o uso com fluidos de perfuração foi necessário uma recalibração no equipamento. Seu esquema pode ser visto na Figura 4.

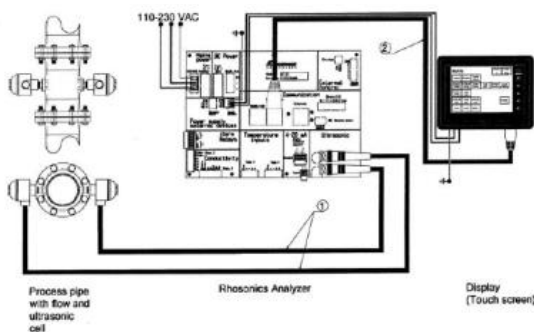


Figura 4. Esquema do medidor ultrassônico da Rhosonics.

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.

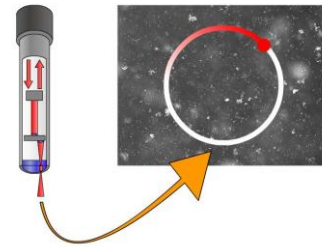


Figura 5. Esquema do funcionamento do FBRM da Mettler Toledo.

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.

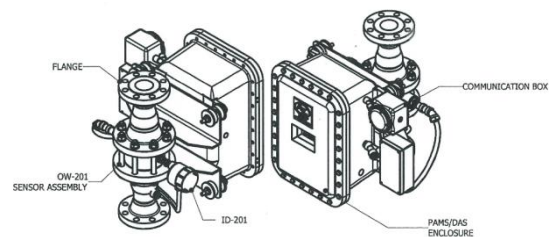


Figura 6. Esquema do equipamento da AGAR.

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.

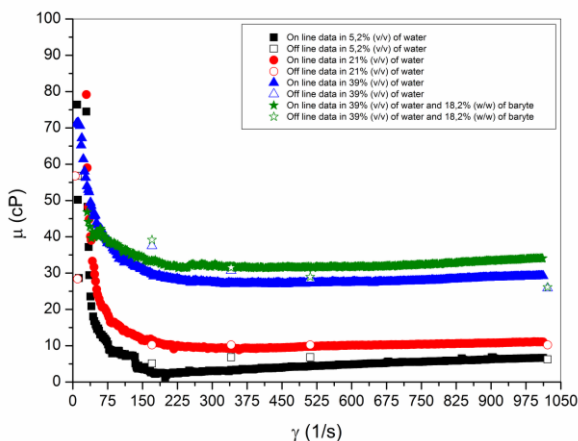


Figura 8. Dados de viscosidade aparente versus taxa para diferentes teores de água e sólidos em fluidos de perfuração base óleo.

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 condutímetro. 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.

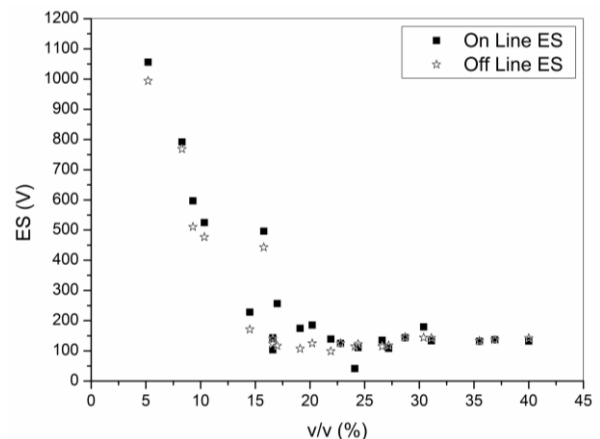


Figura 9. Valores de estabilidade elétrica versus concentração de água num fluido de perfuração base óleo.

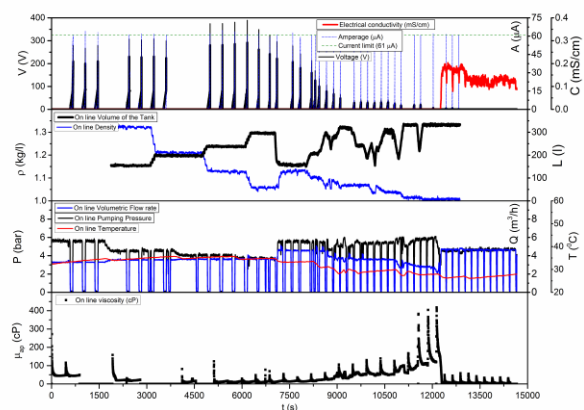


Figura 10. Múltiplas variáveis monitoradas em tempo real em função do tempo de teste.

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 voltagem, 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 feita 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 a 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 constante 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.

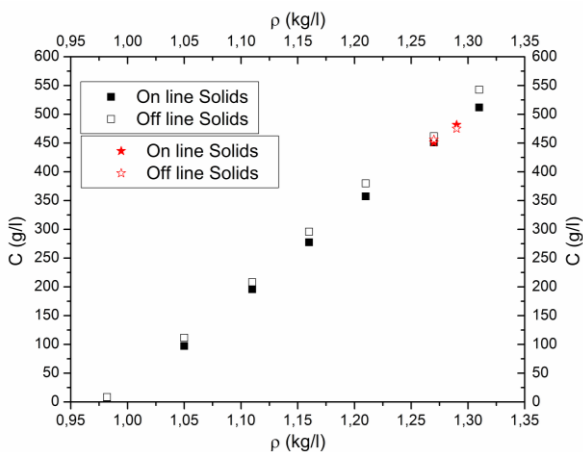


Figura 31. Dados de viscosidade aparente versus densidade de um fluido de perfuração base água.

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.

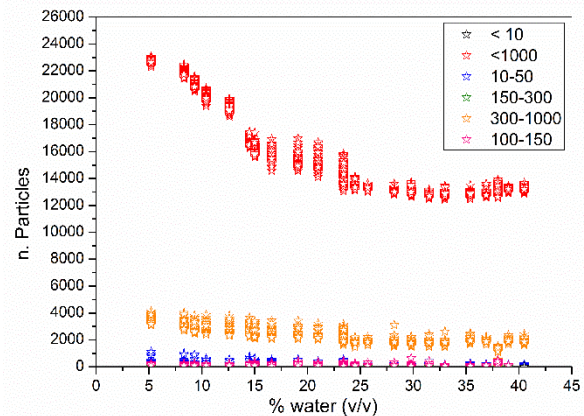


Figura 42. Número de partículas em função da quantidade de água adicionada na emulsão sem sólidos em suspensão.

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.

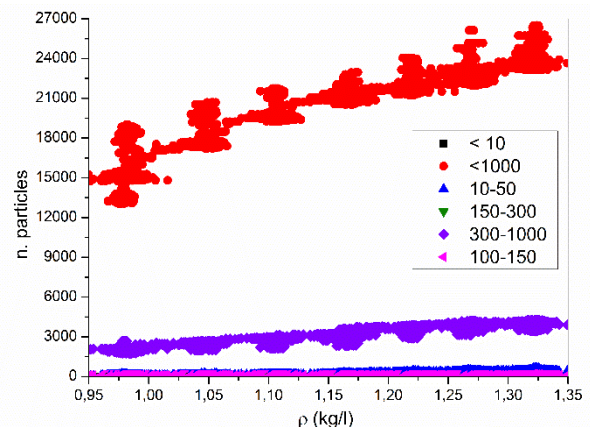


Figura 53. Contagem de partículas em função da densidade do fluido a base de óleo.

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.

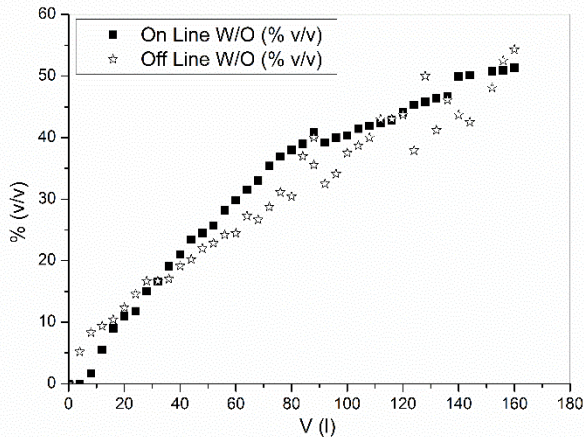


Figura 64. Teor de água em fração volumétrica em função do volume de água adicionada ao sistema.

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., Reinhold, 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.