

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

DISSERTAÇÃO

**Avaliação de medidas reológicas em
viscosímetro *online***

ELISA VILA NOVA DE NORONHA

Dezembro, 2016



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

Avaliação de medidas reológicas em viscosímetro *online*

ELISA VILA NOVA DE NORONHA

Sob a Orientação de
Cláudia Miriam Scheid

e Co-orientação de
Luís Américo Calçada

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

Seropédica, RJ
Dezembro de 2016

660.2

N852a

T

Noronha, Elisa Vila Nova de, 1989-
Avaliação de medidas reológicas em
viscosímetro *online* / Elisa Vila Nova de
Noronha - 2016.

86 f.: il.

Orientador: Cláudia Miriam Scheid.

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

Bibliografia: f. 79-84.

1. Engenharia química - Teses. 2. Poços
de petróleo - Perfuração - Teses. 3.
Viscosidade - Teses. 4. Viscosímetros -
Teses. 5. Reologia - Teses. I. Scheid,
Cláudia Miriam, 1968-. II. Universidade
Federal Rural do Rio de Janeiro. Curso de
Pós-Graduação em Engenharia Química. III.
Título.

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

ELISA VILA NOVA DE NORONHA

Dissertação submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de **Mestre em Ciências**, no Curso de Pós-Graduação em Engenharia Química, área de Concentração em Tecnologia Química.

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 21/12/2016

Cláudia Miriam Scheid, D. Sc., DEQ/UFRRJ
(Orientador)

Hélio Fernandes Machado Junior, Ph.D., DEQ/UFRRJ

Ricardo de Andrade Medronho, Ph.D., DEQ/UFRRJ

“Se pensar é o destino do ser humano, continuar sonhando é o seu grande desafio. E isto, é lógico, implica em trajetórias com riscos, em vitórias, com muitas lutas, e não poucos obstáculos pelo caminho. Apesar de tudo, seja ousado. Liberte sua criatividade. E nunca desista de seus sonhos, pois eles transformarão sua vida em uma grande aventura.”

Augusto Cury

Agradecimentos

Em primeiro lugar agradeço a Deus por nunca me abandonar, ter me abençoado, guiado e iluminado nesta longa caminhada. Aos meus pais, Luciléa e Pedro, e a toda minha família que, com muito carinho e apoio, não mediram esforços para que eu chegasse até esta etapa da minha vida. Pai e mãe, sem vocês nada disso seria possível. Amo muito, vocês são muito importantes pra mim.

Agradeço também ao meu namorado, Beto pelo companheirismo, atenção, pelo amor que me fortalece principalmente nas horas difíceis e comemorando nas conquistas.

Agradeço à minha orientadora Dr.^a Cláudia Scheid e meu co-orientador Dr. Luís Américo Calçada pelo incentivo, paciência na orientação, pelo compartilhamento de conhecimento e o principal, amor à ciência que tornaram possível a conclusão desta dissertação. A todos os professores do curso de pós-graduação, que foram tão importantes na minha vida acadêmica e no desenvolvimento deste trabalho. Agradeço ao Engenheiro Químico Sérgio Magalhães pelo ensino, apoio, conselhos, e por ter aturado meus desesperos.

Aos amigos e colegas pelos grupos de estudos, pelas gargalhadas, pelas brincadeiras saudáveis, pelo apoio constante e compartilhamento de conhecimento e dúvidas.

Por fim, obrigada a todas as pessoas que contribuíram para meu sucesso e para meu crescimento como pessoa. Sou o resultado da confiança e da força de cada um de vocês.

Dedico este trabalho a meus heróis que sempre me apoiaram, acreditaram e me fizeram acreditar em meu potencial e na realização de mais uma etapa da minha vida, me incentivando e dando todo tipo de apoio, meus pais Luciléa e Pedro.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	1
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Estrutura do Trabalho.....	3
CAPÍTULO II.....	4
2. REVISÃO DA LITERATURA.....	4
2.1. O Petróleo.....	4
2.2. A Perfuração.....	5
2.3. Os fluidos de perfuração	7
2.3.1. As características dos fluidos de perfuração	7
2.3.2. As funções dos fluidos de perfuração	8
2.3.3. As classificações dos fluidos de perfuração	8
2.3.3.1. Fluidos à base de água	9
2.3.3.2. Fluidos à base de óleo	10
2.3.3.3. Fluidos à base de ar	11
2.3.4. As propriedades dos fluidos de perfuração.....	11
2.3.4.1. Reologia	11
2.4. A atual medição da reologia do fluido de perfuração em bancada	17
2.5. A importância da medição em tempo real.....	20
2.5.1. A atual medição da reologia do fluido de perfuração em tempo real ...	20
CAPÍTULO III	37
3. MATERIAL E MÉTODOS.....	37
3.1. Material	37
3.1.1. Material <i>online</i>	37
3.1.1.1. Unidade experimental <i>online</i>	37
3.1.1.2. Unidade Móvel de Produção Automatizada de Fluido	38
3.1.1.3. Unidade Móvel de Pesquisa Científica	38

3.1.1.4.	Funcionamento da unidade experimental <i>online</i>	40
3.1.1.5.	Viscosímetro TT-100	41
3.1.1.6.	Software	44
3.1.2.	Material de bancada	46
3.1.2.1.	Reômetro <i>Haake Rheostress</i> 1	46
3.1.2.2.	Malvern – Mastersizer 2000	48
3.1.2.3.	Agitador Hamilton Beach-Fann	49
3.1.2.4.	Balança de lama FANN modelo 140	50
3.2.	Preparo dos fluidos.....	50
3.2.1.	Testes Preliminares	50
3.2.1.1.	Determinação da composição-base dos fluidos	51
3.2.1.2.	Leitura da viscosidade aparente a uma taxa de 511 s^{-1}	52
3.2.2.	Testes de validação <i>online</i> x <i>offline</i>	53
CAPÍTULO IV	54
4.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	54
4.1.	Análise Granulométrica.....	54
4.2.	Testes preliminares em bancada.....	56
4.2.1.	Determinação da composição-base dos fluidos	56
4.2.2.	Leitura da viscosidade aparente dos fluidos a uma taxa de 511 s^{-1}	59
4.3.	Testes de validação do equipamento <i>online</i>	62
4.3.1.	Fluidos com goma xantana e NaCl	62
4.3.1.1.	Curva de viscosidade aparente	62
4.3.1.2.	Curva de tixotropia com 10 minutos de repouso	64
4.3.1.3.	Curva de tixotropia em diferentes tempos de repouso	66
4.3.2.	Fluidos com goma xantana + NaCl + CaCO_3	67
4.3.2.1.	Curva de viscosidade aparente	67
4.3.2.2.	Curva de tixotropia com 10 minutos de repouso	69

4.3.3. Fluidos com bentonita.....	71
4.3.3.1. Curva de viscosidade aparente.....	71
4.3.3.2. Curva de tixotropia com 10 minutos em repouso	72
4.3.3.3. Curvas de tixotropia em diferentes tempos de repouso	73
CAPÍTULO V	76
5. CONCLUSÃO.....	76
CAPÍTULO VI.....	78
6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	78
CAPÍTULO VII.....	79
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
ANEXO – Artigo submetido e aceito em periódico internacional.....	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- À esquerda: sistema de perfuração de petróleo (Fonte: Ciência, 2015) e à direita: detalhes da coluna de perfuração (Fonte: Omland, 2009).....	1
Figura 2 - Esquema simplificado de um processo de perfuração (Fonte: desconhecida).	5
Figura 3 - Esquema ilustrativa da torre de sondagem de um poço de petróleo (Galp energia, 2016).	6
Figura 4 - Classificação dos fluidos segundo seu comportamento reológico (baseado em Brodkey, 1967).	12
Figura 5 - Curvas de escoamento de fluido Newtoniano e fluido não-Newtoniano das propriedades independentes do tempo de cisalhamento (Baseado em Skelland, 1967).	13
Figura 6 - Comparativo das curvas de escoamento de fluidos tixotrópicos e reopéticos, ou seja, fluidos dependentes do tempo (Skelland, 1967).	15
Figura 7 - Foto do viscosímetro FANN 35A (Fonte: Imagem pessoal).	18
Figura 8 - Esquema do viscosímetro FANN 35A (Fonte: Adaptado do manual FANN 35A).	19
Figura 9 - Esquema da unidade experimental (Fonte: Adaptado de Saasen et al., 2009).	21
Figura 10 - Resultado <i>in line</i> da tensão de cisalhamento e densidade versus o tempo (Fonte: Adaptado de Saasen et al., 2009).	22
Figura 11 - Foto do aparato para medição da viscosidade aparente e densidade (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).	22
Figura 12 - Esquema da estrutura de automatização (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).	23
Figura 13 - Tensão de cisalhamento em função do tempo em diferentes altas velocidades para fluido base sintética (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).	23
Figura 14 - Tensão de cisalhamento em função do tempo em diferentes baixas velocidades para fluido base sintética (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).	23
Figura 15 - Tensão de cisalhamento em função do tempo em diferentes altas velocidades para fluido base água (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).	24
Figura 16 - Tensão de cisalhamento em função do tempo em diferentes baixas velocidades para fluido base água (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).	24
Figura 17 - Instrumento utilizado para a determinação da viscosidade aparente a uma taxa fixa (Fonte: Adaptado de Miller et al, 2011).	25

Figura 18 - Foto ilustrativa do funil de Marsh (Fonte: Site Erca, acessado em 12/02/2016).....	26
Figura 19 - Foto do viscosímetro desenvolvido (Fonte: Rondon et al, 2012).....	27
Figura 20 - Esquema do viscosímetro desenvolvido (Fonte: Adaptado de Rondon et al, 2012).....	27
Figura 21 - Perfil de pressões ao longo dos três orifícios laterais do viscosímetro (Fonte: Rondon et al, 2012).	28
Figura 22 - Esquema do <i>loop</i> de fluidos para validação do método (Fonte: Adaptado de Rondon et al, 2012).	29
Figura 23 - Esquema da sonda escola utilizada para validar a proposta (Fonte: Adaptado de Carlsen et al, 2012).....	30
Figura 24 - Tensão de cisalhamento em tempo real e tensão de cisalhamento do viscosímetro de bancada FANN (Fonte: Adaptado de Carlsen et al, 2012).....	31
Figura 25 - Esquema do <i>loop</i> de fluidos (Fonte: Magalhães et al., 2014).....	32
Figura 26 - Resultados das tensões de cisalhamento obtidas em tempo real confrontados com o teste de bancada no viscosímetro FANN 35A para um fluido de perfuração aquoso e sintético (Fonte: Magalhães et al., 2014).	32
Figura 27 - Esquema do viscosímetro tubular (Fonte: Adaptado de Vajargah et al, 2015).....	33
Figura 28 - Caminho do poço e localização dos três sensores de pressão (Fonte: Adaptado de Vajargah et al, 2015).	33
Figura 29 - Perfil da pressão para os três sensores durante a perfuração (Fonte: Adaptado de Vajargah et al, 2015).	34
Figura 30 - Obtenção dos parâmetros reológicos (Fonte: de Vajargah et al, 2015).....	35
Figura 31 - Foto da unidade de automação abrigada no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ (Fonte: Imagem pessoal, 2016).....	37
Figura 32 - Foto da UMPAF abrigada no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ (Fonte: Imagem pessoal, 2016).	38
Figura 33 - Foto da UMPC abrigada no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ (Fonte: Imagem pessoal, 2016).	39
Figura 34 - Foto da linha instrumentada contida no interior da UMPC (Fonte: Imagem pessoal, 2016).....	39
Figura 35 - Foto da interface homem-máquina onde é capaz de realizar leituras das propriedades em tempo real (Fonte: Imagem pessoal, 2016).....	40

Figura 36 - Desenho esquemático da unidade de automação, produção e escoamento de fluidos de perfuração (Fonte: Desenho pessoal, 2016).....	41
Figura 37 - Foto do viscosímetro TT-100 <i>Brookfield</i> instalado na UMPC (Fonte: Imagem pessoal, 2016).	42
Figura 38 - Foto do interior do viscosímetro TT-100 <i>Brookfield</i> (Fonte: Magalhães et al., 2014).	42
Figura 39 - Esquema do funcionamento do viscosímetro TT-100 <i>Brookfield</i> (Fonte: Manual TT-100).	43
Figura 40 - Imagem da tela do operador, interface homem-máquina (Fonte: Imagem pessoal, 2016).	44
Figura 41 - Imagem da tela do operador. <i>Pop-up</i> para operação manual dos equipamentos (Fonte: Imagem pessoal, 2016).	45
Figura 42 - Foto ilustrativa do Reômetro <i>Haake RheoStress 1</i> no qual foram realizados testes de bancada para validação dos testes reológicos <i>online</i> (Fonte: www.rheologysolutions.com , acessado em 27/10/2016).	47
Figura 43 - Foto da geometria de cilindros coaxiais do equipamento <i>Haake Rheostress 1</i> (Fonte: Imagem pessoal, 2016).	47
Figura 44 - Foto do banho termostaticado de água utilizado para controle das temperaturas de ensaio (Fonte: Imagem pessoal, 2016).	48
Figura 45 - Foto ilustrativa do <i>Malvern Mastersizer 2000</i> no qual foi determinada a distribuição de tamanhos das partículas (Fonte: www.malvern.com , acessado em 27/10/2016).	49
Figura 46 - Foto ilustrativa do agitador <i>Hamilton Beach</i> no qual foram preparados os fluidos para teste de bancada (Fonte: www.eurosul.com , acessado em 27/10/2016). ...	49
Figura 47 - Foto ilustrativa do FANN Balança de Lama no qual foram determinadas as densidades dos fluidos para teste de bancada (Fonte: www.eurosul.com , acessado em 27/10/2016).	50
Figura 48 - Distribuição granulométrica da bentonita.	54
Figura 49 - Distribuição granulométrica da barita.	55
Figura 50 - Distribuição granulométrica da calcita.	55
Figura 51 - Comparativo das curvas de tixotropia com uma mesma concentração de goma xantana em diferentes concentrações de BaSO ₄	56
Figura 52 - Comparativo das curvas de tixotropia com uma mesma concentração de GX em diferentes concentrações de CaCO ₃	57

Figura 53 - Comparativo das curvas de tixotropia com uma mesma concentração de CMC em diferentes concentrações de BaSO ₄	58
Figura 54 - Comparativo das Curvas de tixotropia com uma mesma concentração de CMC em diferentes concentrações de CaCO ₃	58
Figura 55 - Curva de tixotropia da goma xantana pura 3 lb/b. Gráfico exemplificativo da baixa tixotropia da goma xantana pura utilizada.	61
Figura 56 - Curva de viscosidade aparente da bentonita 12 lb/b. Gráfico exemplificativo da leitura de viscosidade a uma taxa de 511 s ⁻¹	61
Figura 57 - Comparativo das curvas de viscosidade aparente com diferentes concentrações de goma xantana e mesma concentração de NaCl.	63
Figura 58 - Comparativo das curvas de tixotropia com diferentes concentrações de goma xantana uma mesma concentração de NaCl.	65
Figura 59 - Comparativo das curvas de tixotropia dos fluidos de goma xantana em 10 e 30 minutos em repouso.	66
Figura 60 - Comparativo das curvas de viscosidade aparente com diferentes concentrações de CaCO ₃ em uma mesma concentração de goma xantana (4 lb/b + diluição) e NaCl (110 lb/b).	68
Figura 61 - Comparativo das curvas de tixotropia com diferentes concentrações de CaCO ₃ em uma mesma concentração de goma xantana e NaCl.	69
Figura 62 - Comparativo das curvas de viscosidade aparente da bentonita com fluidos em diferentes idades.	71
Figura 63 - Comparativo das curvas de tixotropia da bentonita com fluidos em diferentes idades.	72
Figura 64 - Comparativo das curvas de tixotropia da bentonita com fluidos em diferentes idades e diferentes tempos de repouso.	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Quadro resumo dos trabalhos apresentados anteriormente.	35
Tabela 2 - Funções dos ícones das telas da interface homem-máquina.	45
Tabela 3 - Teste preliminar em bancada: determinação da composição-base do fluido.	51
Tabela 4 - Teste preliminar em bancada: composição dos fluidos para leitura da viscosidade aparente a uma taxa de 511 s^{-1} e 25°C	52
Tabela 5 - Teste de validação: <i>online</i> x <i>offline</i>	53
Tabela 6 - Leitura das viscosidades aparentes a uma taxa de 511 s^{-1}	60
Tabela 7 - Cálculo do erro percentual <i>online</i> / <i>offline</i> na taxa de 511 s^{-1} da curva de viscosidade aparente do fluido GX + NaCl (concentração constante de 110 lb/b).	63
Tabela 8 - Cálculo da tixotropia das aferições <i>online</i> e <i>offline</i> do fluido GX + NaCl. ..	65
Tabela 9 - Cálculo da tixotropia nos tempos de repouso de 10 e 30 minutos do fluido GX + NaCl.	67
Tabela 10 - Cálculo do erro percentual <i>online</i> / <i>offline</i> na taxa de 511 s^{-1} da curva de viscosidade aparente do fluido GX + NaCl + CaCO_3	68
Tabela 11 - Cálculo da tixotropia das aferições <i>online</i> e <i>offline</i> do fluido GX + NaCl + CaCO_3	70
Tabela 12 - Cálculo do erro percentual <i>online</i> / <i>offline</i> na taxa de 511 s^{-1} da curva de viscosidade aparente do fluido recém-preparado e aproximadamente 24 horas depois.	72
Tabela 13 - Cálculo da tixotropia das aferições <i>online</i> e <i>offline</i> do fluido bentonita 25 cP no dia do preparo e aproximadamente 24 horas depois.	73
Tabela 14 - Cálculo da tixotropia nos tempos de repouso de 10 e 30 minutos do fluido bentonita 25 cP no dia do preparo e aproximadamente 24 horas depois.	74

NOMENCLATURA

API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
GX	Goma xantana
CMC	Carboximetilcelulose
$^{\circ}\text{C}$	Grau Célsius
<i>on</i>	<i>online</i>
<i>off</i>	<i>offline</i>
LEF	Laboratório de Escoamento de Fluidos
UMPC	Unidade Móvel de Pesquisa Científica
UMPAF	Unidade Móvel de Produção Automatizada de Fluido

Letras gregas

μ	Viscosidade aparente
ρ	Densidade
θ	Deflexão angular
τ	Tensão de deformação
$\dot{\gamma}$	Taxa de deformação
ΔP	Queda de pressão
K	Índice de consistência do fluido
Q	Vazão volumétrica
n	Índice de comportamento do fluido
f_{slot}	Fator de geometria característico
A	Área da seção transversal da tubulação
μm	Micrometro

Conversão de unidades

1 libra (lb)	453,59 gramas
1 barril (bbl)	163650 cm^3

RESUMO

NORONHA, Elisa Vila Nova de **Avaliação de medidas reológicas em viscosímetro *online*** 2016. 86p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química, Tecnologia Química). Instituto de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2016.

Para que o processo de perfuração seja bem-sucedido, é necessário o uso de um fluido de perfuração. A medição das propriedades reológicas destes fluidos torna-se importante para permitir uma boa manutenção e gestão hidráulica do poço. Se estas medidas forem realizadas de forma *online* isso significará agilidade na tomada de decisão sobre a manutenção das propriedades do fluido e acarretará na economia de milhares de dólares durante a perfuração de um poço. É neste contexto que o presente trabalho, desenvolvido no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ, tem como objetivo avaliar o desempenho de um viscosímetro de processo modificado e calibrado, tornando-o em um equipamento exclusivo, para realizar medidas em tempo real de curva de viscosidade aparente e tixotropia. O viscosímetro de processo escolhido tem a mesma geometria de cilindros coaxiais sendo desta forma semelhante ao atual equipamento de bancada utilizado nas sondas de perfuração. O desempenho do viscosímetro modificado foi confrontado com o reômetro de bancada *Haake Rheostress 1*. Foram testadas diferentes composições de fluidos contendo concentrações variadas de polímeros viscosificantes e sólidos em suspensão. Os resultados obtidos indicaram que houve concordância nos resultados diante de um erro considerado admissível para um viscosímetro de processo. Acredita-se que o viscosímetro *online* avaliado traz uma capacidade pioneira de medição em tempo real e plotagem de curvas de comportamento reológico diante da atual tecnologia utilizada na área petroquímica.

Palavra-chave: fluidos de perfuração, medida em tempo real, curva de viscosidade aparente, tixotropia, propriedade reológica, viscosímetro *online*.

ABSTRACT

NORONHA, Elisa Vila Nova de *Evaluation of rheological measurements in online viscometer* 2016 86p. Thesis (Master of Science in Chemical Engineering, Chemical Technology). Institute of Technology, Department of Chemical Engineering, Federal Rural University of Rio de Janeiro, Seropédica, RJ, 2016.

For the drilling process to succeed, it is necessary the use of a drilling fluid. The measurement of rheological properties from these fluids becomes important in order to allow good hydraulic gusher maintenance and management. If these measures are taken in an on-line order that will mean agility in decision-making about the maintenance of the properties of the fluid and it will result in savings of thousands of dollars during the drilling of a well. It is in this context that this current report, developed in the UFRRJ laboratory of fluid flow, aims to evaluate the performance of a modified and calibrated process viscometer, making it a unique equipment for conducting real-time measures of apparent viscosity and thixotropy curve. The process viscometer chosen has the geometry of coaxial cylinders being, thus similar to the current workbench equipment used in drilling rigs. The modified viscometer performance was confronted with the rheometer benchtop Haake Rheostress 1. Different compositions of fluids, containing assorted concentrations of viscosifier polymers and suspension solid have been tested. The results indicated that there was an agreement on the results towards a considered error permissible for a viscometer process. The online viscometer brings a pioneering real-time measuring capacity and plotting of rheological behavior curves towards the current technology used in drilling operation.

Keywords: Drilling fluid, real time measurement, apparent viscosity curve, thixotropy, rheological property, online viscometer.

CAPÍTULO I

1. INTRODUÇÃO

Quando detectada uma rocha reservatório de óleo, a forma de se extrair este óleo é perfurando a rocha e esta técnica é realizada através de uma sonda, vide Figura 1. Na perfuração rotativa, método normalmente utilizado, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comando e tubos de perfuração. Os fragmentos da rocha são removidos continuamente com o auxílio de um fluido de perfuração.

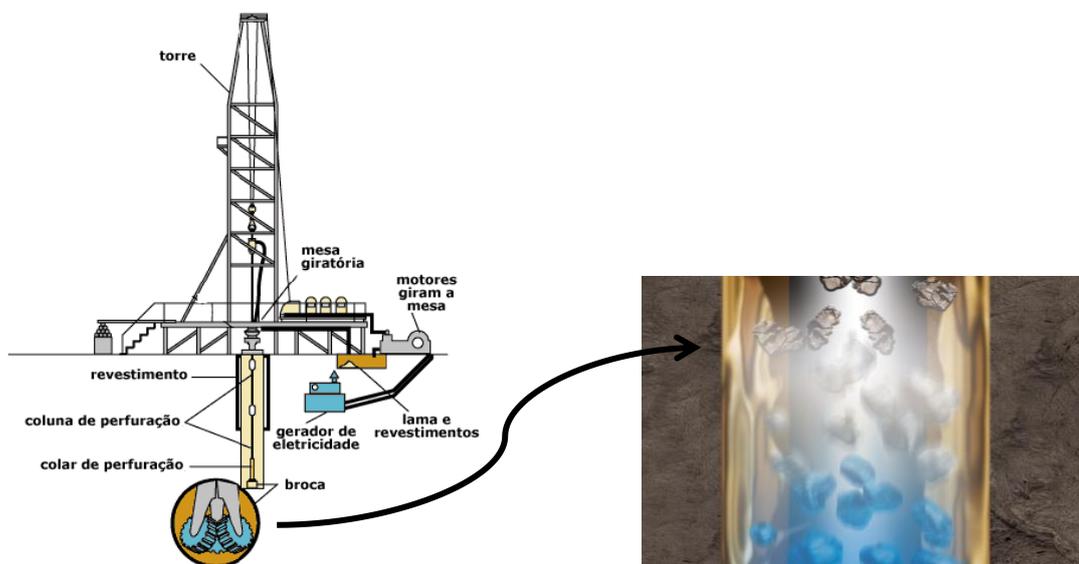


Figura 1- À esquerda: sistema de perfuração de petróleo (Fonte: Ciência, 2015) e à direita: detalhes da coluna de perfuração (Fonte: Omland, 2009).

Uma das tarefas mais importantes durante o processo de perfuração é a medição das propriedades reológicas dos fluidos de perfuração para permitir uma boa manutenção e gestão hidráulica do poço. Na atual prática de perfuração, tal medição é rotineiramente realizada, porém poucas vezes ao dia, por um engenheiro na plataforma utilizando protocolos e equipamentos de bancada que quantificam a relação entre a tensão de cisalhamento e taxa de cisalhamento, como padronizada pelo API (Americam

Petroleum Institute). Geralmente, estas medições são realizadas à temperatura ambiente e pressão atmosférica, o que não representa de fato as condições reais do fundo do poço perfurado. Devido a isto, tais dados geralmente não são representativos já que as propriedades estão sujeitas a alterações, durante as operações de perfuração devido à variação na manutenção do fluido e da introdução de sólidos de perfuração e contaminações (VAJARGAH, 2015).

Em poços *off shore* ultra profundos, o intervalo disponível da janela operacional de pressão (estreita margem poros-fratura) encontra-se mais reduzido e as operações tornam-se de alto risco. Como a margem de erro deve ser minimizada, é relevante monitorar e determinar em tempo real as propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração de forma a otimizar o controle, já que este está diretamente relacionado à pressão do poço. Ou seja, atualmente, frente aos cenários críticos encontrados pela indústria petrolífera, o controle e monitoramento remoto das propriedades físico-químicas destes fluidos pode ser uma ferramenta para aumentar a segurança e produtividade das operações, visto que este controle é feito, hoje em dia, de forma manual. Além disso, estas medidas ao serem realizadas de forma *online* possibilitaria ganho de tempo na detecção de problemas de reologia e na correção dos mesmos acarretando grande economia financeira.

Portanto, este trabalho teve como objetivo validar a capacidade de um viscosímetro modificado e calibrado, tornando-o exclusivo no mercado, em aferir remotamente e em tempo real a curva de viscosidade aparente e tixotropia. De acordo com as experiências publicadas na literatura e com a atual prática utilizada nas sondas em aferir viscosidade em uma única taxa, esta proposta de um equipamento em realizar aferição e plotagem de curvas em tempo real se torna pioneira.

Oort (2011) afirma que problemas operacionais drásticos podem ser evitados se um diagnóstico adequado é feito precocemente durante os processos de perfuração. O autor afirma que a planta operacional apresenta sintomas antes de efetivamente ocorrer um problema. Se estes sintomas são adequadamente classificados e medidos, é possível resolvê-los antes de ocorrerem. É neste sentido que este trabalho desenvolve suas atividades.

1.1. Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- Capítulo I: Introdução ao tema juntamente com o objetivo da dissertação;
- Capítulo II: Revisão Bibliográfica salientando publicações científicas no escopo do trabalho;
- Capítulo III: Material e Métodos utilizados no desenvolvimento da pesquisa;
- Capítulo IV: Resultados e Discussão validando a proposta inicial;
- Capítulo V: Conclusões;
- Capítulo VI: Sugestões para trabalhos futuros;
- Capítulo VII: Referências bibliográficas que foram utilizadas para embasamento da dissertação;
- Anexo

CAPÍTULO II

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. O Petróleo

A *American Society for Testing and Materials* (ASTM) define o petróleo como “uma mistura de hidrocarbonetos, de ocorrência natural, geralmente no estado líquido, contendo ainda compostos de enxofre, nitrogênio, oxigênio, metais e outros elementos”. O seu aspecto natural é viscoso com coloração variando entre preto, marrom e verde.

Segundo o Dicionário do Petróleo, “as principais etapas do processo de formação do petróleo são: transformação dos sedimentos soterrados em rocha, soterramento, transformação do material orgânico em querogênio, transformação do querogênio em petróleo e migração do petróleo para a rocha-reservatório”. Portanto, a formação do petróleo é o resultado da transformação da matéria orgânica submetida a alta pressão e temperatura durante um longo período de tempo, em sedimentos soterrados a grandes profundidades na crosta terrestre.

O registro da participação do petróleo na vida do homem remota a tempos bíblicos. Na antiga Babilônia, os tijolos eram assentados com asfalto e o betume era largamente utilizado pelos fenícios na calefação de embarcações. Enquanto os egípcios o usaram na pavimentação de estradas, os gregos e romanos dele lançaram mão para fins bélicos. No Novo Mundo, o petróleo era conhecido pelos índios pré-colombianos, que o utilizavam para decorar e impermeabilizar seus potes de cerâmica. Em 1859, quando foi iniciada a exploração comercial nos Estados Unidos (Pensilvânia), foi o início e a sustentação do processo de busca do produto que era extraído com um sistema de percussão movido a vapor (THOMAS, 2004).

O petróleo se tornou fonte de milhares de produtos petroquímicos. Hoje em dia, o petróleo fornece uma grande parte da energia mundial no transporte e é a principal fonte de energia para diversas finalidades, portanto, ele possui grande relevância para a vida do homem.

2.2. A Perfuração

Até o fim do século passado os poços se multiplicaram e a perfuração com o método de percussão viveu o seu período áureo. Neste período, entretanto, começa a ser desenvolvido o processo rotativo de perfuração. Já no Brasil, o primeiro poço com o objetivo de encontrar petróleo foi perfurado somente em 1897, por Eugênio Ferreira Camargo, no município de Bofete, no estado de São Paulo (THOMAS, 2001).

A verificação da existência de petróleo começa com estudos geológicos com a finalidade de determinar possíveis reservatórios. Poços pioneiros são aqueles utilizados com o objetivo de sondar e verificar a existência de reservatórios em áreas que ainda não foram exploradas (PETROBRAS, 2016). Uma vez detectada a rocha reservatória de óleo, a maneira de se extrair este óleo é perfurando. O método normalmente utilizado na perfuração de poços petrolíferos é o método rotativo. Neste método, a perfuração é realizada através da rotação de uma coluna de perfuração que possui em sua extremidade uma broca. A combinação do peso e da rotação da broca causa a destruição da formação geológica acima do reservatório, vide Figura 2.

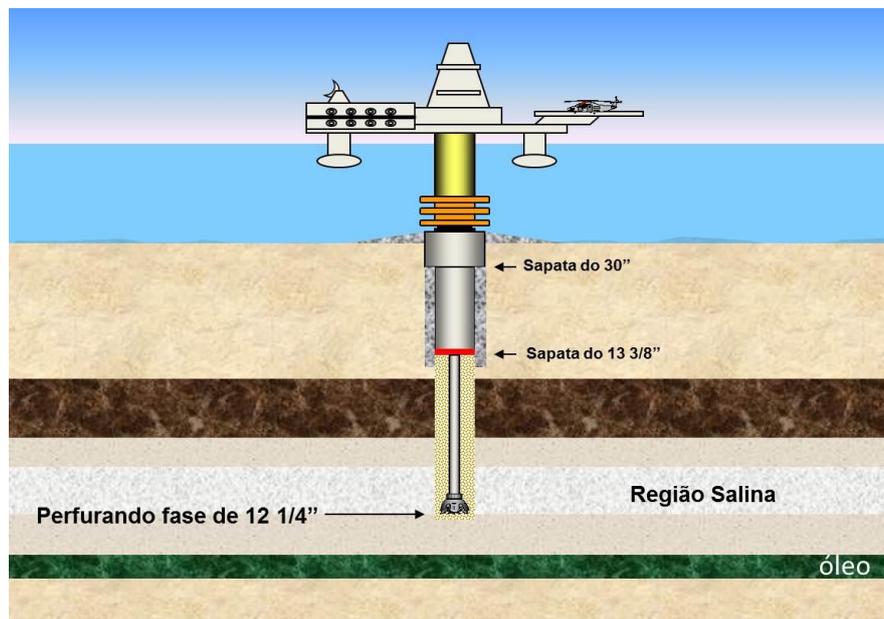
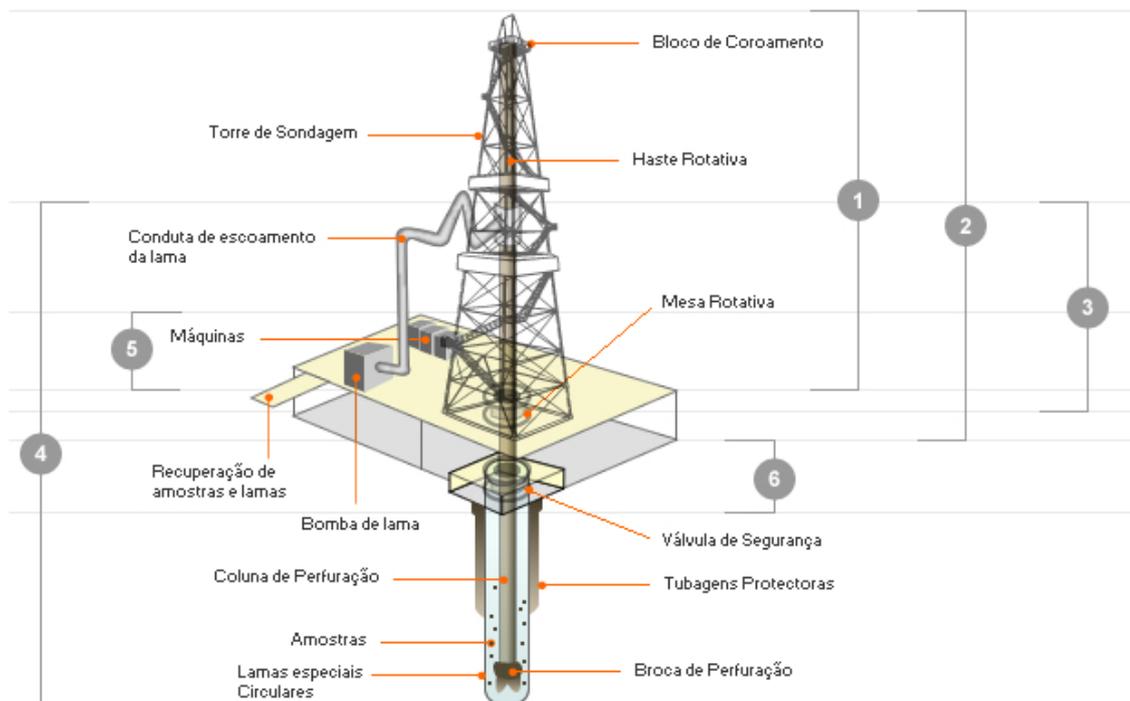


Figura 2 - Esquema simplificado de um processo de perfuração (Fonte: desconhecida).

Durante o processo de perfuração utiliza-se uma bomba de lama com a finalidade de circular fluidos a partir dos tanques, onde os mesmos são produzidos, para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou *swivel*. O fluido

injetado retorna à superfície através do espaço anular formado entre a coluna e a parede do poço carregando consigo os cascalhos oriundos da destruição da formação geológica.

Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O anular entre os tubos de revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração. Do exposto, percebe-se que um poço é perfurado em diversas fases caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas (THOMAS, 2004), vide Figura 3.



1. **Sistema de sustentação de cargas:** Sustenta a coluna de perfuração e as tubagens de proteção (*casing*).
2. **Sistema de movimentação de cargas:** Através de cabos, permite a movimentação da coluna de perfuração e do *casing*.
3. **Sistema de rotação:** Induz a rotação da broca, que contribui para perfurar a formação.
4. **Sistema de circulação:** Permite a circulação e o tratamento do fluido de perfuração.
5. **Sistema de geração e transmissão de energia:** A energia, proveniente de motores a diesel ou energia elétrica, aciona todos os equipamentos da sonda.
6. **Sistema de segurança do poço:** Permite o controlo e fecho do poço, quando ocorre um influxo indesejável da formação para o poço.

Figura 3 - Esquema ilustrativa da torre de sondagem de um poço de petróleo (Galp energia, 2016).

A perfuração de poços de petróleo pode ser de dois tipos: *on shore*, ocorre em plataformas terrestres e possui custos inferiores demandando uma engenharia menos complexa; *off shore*, ocorre em plataformas marítimas demandando uma engenharia mais complexa e seus custos diários podem chegar até R\$ 1,5 milhão (SHAUGHNESSY *et al.*, 2007).

De forma geral, a perfuração de poços de petróleo, especialmente em ambientes marinhos, é uma operação de custos elevados, onde a minimização do tempo de perfuração e do dano ao reservatório produtor é fundamental (WALDMANN, 2005).

2.3. Os fluidos de perfuração

Para que a técnica de perfuração seja bem-sucedida, é necessário o uso de um fluido de perfuração. O *American Petroleum Institute* – API define fluido de perfuração como um fluido de circulação usado em perfurações rotativas para desempenhar as funções requeridas durante a operação de perfuração. A partir dessa definição, não é possível a perfuração rotativa sem um fluido de circulação, o que torna um dos elementos mais importantes na operação de perfuração (LUMUS & AZAR, 1986).

2.3.1. As características dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Assim, é desejável que o fluido apresente as seguintes características:

- ser estável quimicamente;
- estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- facilitar a separação dos cascalhos na superfície;
- manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- aceitar qualquer tratamento, físico e químico;
- ser bombeável;
- facilitar as interpretações geológicas do material retirado do poço;
- apresentar custo compatível com a operação;
- apresentar baixo grau de corrosão e de abrasão em relação à coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação.

2.3.2. As funções dos fluidos de perfuração

Muitos requisitos são exigidos dos fluidos de perfuração. Historicamente, o propósito primordial dos fluidos de perfuração era servir como um veículo para a remoção dos cascalhos do poço, mas hoje as diversas aplicações dos fluidos de perfuração dificultam a atribuição de funções específicas (CAENN *et al.*, 2014).

Na perfuração rotativa, as principais funções executadas pelo fluido de perfuração são:

- carrear os cascalhos gerados na broca, transportá-los pelo espaço anular e permitir sua separação na superfície;
- resfriar, limpar e lubrificar a broca;
- manter a estabilidade das seções não revestidas do poço;
- reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as laterais do poço;
- formar um reboco (*filter cake*) fino e de baixa permeabilidade que sele os poros e outras aberturas nas formações penetradas pela broca;
- prevenir a entrada de fluidos – óleo, gás ou água – a partir das rochas permeáveis penetradas;
- auxiliar na coleta e na interpretação das informações disponíveis a partir dos cascalhos provenientes da perfuração, de testemunhos e do perfil elétrico;
- além de, segundo Thomas (2004), exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar influxo de fluidos indesejáveis (*kick*).

2.3.3. As classificações dos fluidos de perfuração

Segundo Oton (2011), para manter as características e funções dos fluidos na perfuração existem diversos tipos dos mesmos, dependendo das propriedades das formações geológicas a serem perfuradas, principalmente variando nos produtos químicos que irão construir a sua base química.

Os fluidos de perfuração, também chamados lamas, são tradicionalmente classificados de acordo com o seu constituinte principal em fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de gás. Recentemente, uma nova classe foi desenvolvida, são os chamados fluidos sintéticos. Esse tipo de fluido é aplicado em situações mais severas de perfuração, em substituição aos fluidos à base de óleo, mas os

fluidos à base de água são os utilizados na maioria das perfurações em todo o mundo sendo considerados ecologicamente seguros (CAENN & CHILLINGAR, 1995).

Mesmo com o desenvolvimento de novos tipos de fluidos, as principais empresas de sondagem do Brasil dão preferência aos tradicionais fluidos à base de água e argilas bentoníticas (AMORIM *et al.*, 2005).

A composição do fluido depende das exigências particulares de cada perfuração. Em situações de difícil perfuração e/ou em grandes profundidades é necessário um fluido mais complexo, com introdução de aditivos.

Segundo Lumus e Azar (1986), os aditivos para fluidos de perfuração são classificados em agentes densificantes, viscosificantes, redutores de viscosidade (defloculantes), aditivos especiais e redutores de filtrado. Os agentes adensantes aumentam a densidade da lama, sendo a barita, que tem como substância básica o sulfato de bário ($BaSO_4$), embora hajam outros, o sólido mais utilizado para tal finalidade são calcita e hematita. Os viscosificantes têm como função aumentar a viscosidade do fluido, como por exemplo a bentonita e polímeros. Os redutores de viscosidade (defloculantes ou dispersantes) e de perda de fluido são adicionados aos fluidos com a função de reduzir a viscosidade e o volume do filtrado, respectivamente. Como aditivos especiais estão incluídos os floculantes, como o cloreto de sódio, a cal, o gesso e a soda caustica, como os sais amínicos, inibidores de folhelho, como o cloreto de potássio e certos tipos de polímeros, dentre outros.

A classificação de um fluido de perfuração é dependente dos componentes dispersantes, dispersos e dos aditivos químicos contidos em sua composição. O fluido de perfuração é composto pela fase líquida contínua (dispersante) e pela fase dispersa. Os fluidos podem ser divididos em três classes que são os fluidos base água, fluidos base óleo e fluidos base ar.

2.3.3.1. Fluidos à base de água

A definição de um fluido à base de água considera principalmente a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do fluido. As partículas sólidas ficam suspensas em água ou em salmoura. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provocam sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Conseqüentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle das suas propriedades.

O óleo pode estar emulsionado em água, caso em que a água é chamada de fase contínua. A água é o principal componente de qualquer fluido à base de água, podendo ser doce, dura (rica em sais Ca^{2+} e Mg^{2+}) ou salgada. A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais. Estes, principalmente argilas e polímeros, controlam a viscosidade, limite de escoamento, forças géis e filtrado em valores adequados para conferir ao fluido uma boa taxa de remoção dos sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço.

2.3.3.2. Fluidos à base de óleo

As partículas sólidas ficam suspensas em óleo. A água ou salmoura é emulsionada no óleo, isto é, o óleo é a fase contínua ou dispersante, geralmente composta de hidrocarbonetos líquidos. Pequenas gotículas de água ou de solução aquosa constituem a fase descontínua desses fluidos. Alguns sólidos coloidais, de natureza inorgânica e/ou orgânica, podem compor a fase dispersa (THOMAS, 2004).

Devido ao alto custo inicial e grau de poluição, os fluidos à base de óleo são empregados com menos frequência do que os fluidos à base de água.

Segundo Bourgoyne *et al.* (1984), os fluidos base óleo possuem vantagens e desvantagens:

Vantagens:

1. permitem operabilidade com baixas densidades da lama de perfuração;
2. propriedades reológicas boas e controláveis a temperaturas acima de 500° F;
3. possuem grau de lubricidade superior às do fluido base água.

Desvantagens:

1. alto custo inicial;
2. dificuldade no controle da perda de circulação;
3. requerem mais operações de controle da poluição;
4. dificuldade na detecção de gás no poço devido à solubilidade do gás na fase óleo.

2.3.3.3. Fluidos à base de ar

Os cascalhos da perfuração são removidos por um fluxo de alta velocidade de ar ou gás natural. Agentes espumantes são adicionados para remover pequenos influxos de água. Segundo Caenn & Chillingar (1995), essa técnica possui limitações quanto à formação a ser perfurada. A perfuração utilizando fluidos base ar, normalmente, é realizada em formações muito rígidas, com alto índice de zonas com perda de circulação, formações com elevada susceptibilidade a danos estruturais e que não produzam quantidades elevadas de água, além de não conter hidrocarbonetos. O motivo é a baixa densidade apresentada por esse tipo de fluido.

2.3.4. As propriedades dos fluidos de perfuração

Para que o fluido de perfuração exerça suas funções, as principais características físico-químicas devem ser mantidas dentro de uma faixa operacional de projeto. São elas:

- viscosidade aparente;
- densidade;
- pressão;
- teor de sólidos totais;
- razão óleo e água;
- condutividade elétrica;
- estabilidade elétrica.

Diante do escopo do trabalho e dentre as propriedades físico-química listadas, o foco é no conceito da reologia.

2.3.4.1. Reologia

Fernández *et al.* (2014) definiram reologia como a ciência que estuda a deformação e o escoamento de matéria. O termo é utilizado também para indicar as propriedades reológicas de um fluido, caracterizando seu comportamento sob condições que incluem os efeitos de temperatura, pressão e taxa de deformação.

Na indústria do petróleo é extremamente importante o comportamento reológico dos diversos tipos de fluidos empregados nas etapas da perfuração, pois é através desta análise reológica que se obtém propriedades como viscosidade, elasticidades,

plasticidade e o escoamento da matéria, ou seja, o comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos seus parâmetros reológicos. Para isto considera-se que o fluido segue um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de carga na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (THOMAS, 2004).

Segundo Steffe (1996), os fluidos são classificados de acordo com o seu comportamento reológico quanto à relação entre taxa de deformação e a tensão de cisalhamento para condições de temperatura e pressão estabelecidas. Reologicamente, os fluidos são divididos em duas categorias: Fluidos Newtonianos e Fluidos não-Newtonianos, vide Figura 4:

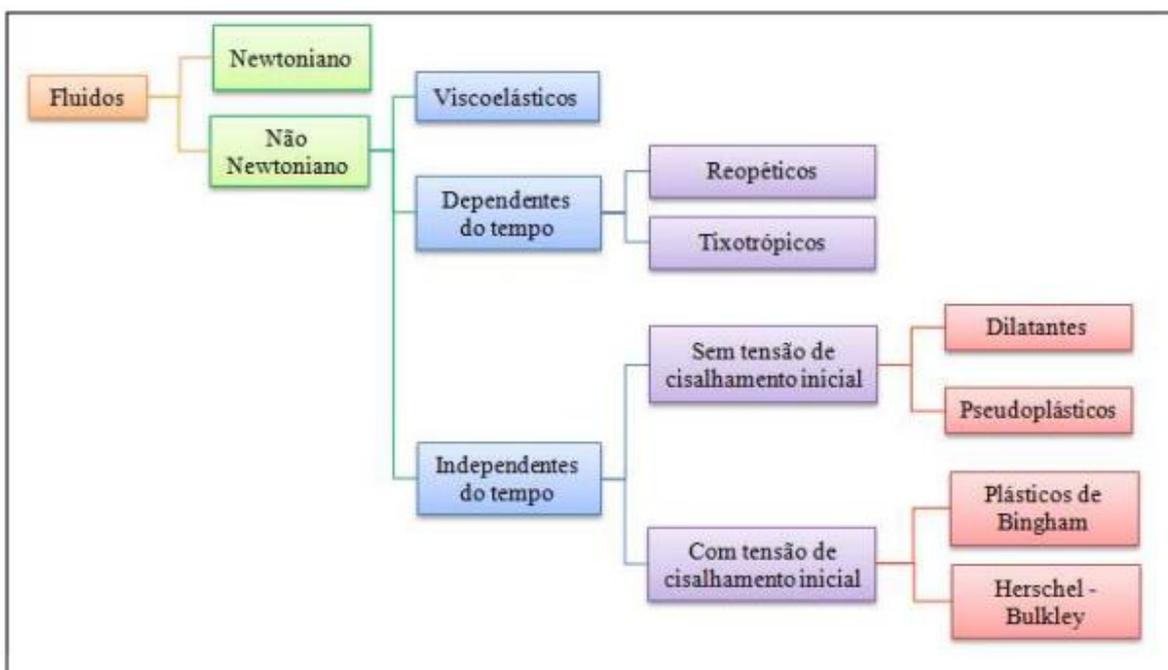


Figura 4 - Classificação dos fluidos segundo seu comportamento reológico (baseado em Brodkey, 1967).

a) Fluidos Newtonianos

Um fluido Newtoniano é aquele em que a viscosidade se mantém constante com a variação da taxa de cisalhamento. A viscosidade é afetada pela temperatura e pressão, porém não possui variação com a taxa de deformação ou tensão de cisalhamento.

b) Fluidos não-Newtonianos

Tratam-se de fluidos cuja viscosidade varia com a magnitude da taxa de cisalhamento, ou seja, a relação entre tensão de cisalhamento e taxa de deformação não é linear, considerando temperatura e tensão constante.

b.1) Fluidos Viscoelásticos

Fox *et al.*, 1998, definiram fluidos viscoelásticos como fluidos que, após serem deformados, retornam parcialmente a sua forma original, quando cessada a tensão aplicada. São fluidos que possuem características de líquidos viscosos com propriedades elásticas ou sólidos com propriedades viscosas, ou seja, são materiais que possuem propriedades elásticas e viscosas concomitantemente. Segundo Bennett e Meyers (1982), estas substâncias possuem resistência à deformação proporcional ao efeito usual, viscoso, acrescido de um efeito adicional, elástico, que é função do tempo.

b.2) Fluidos Independentes do Tempo

Esta subcategoria de fluido são os que mantêm a viscosidade aparente constante sem depender do tempo em que é submetido a uma determinada taxa de deformação, vide Figura 5.

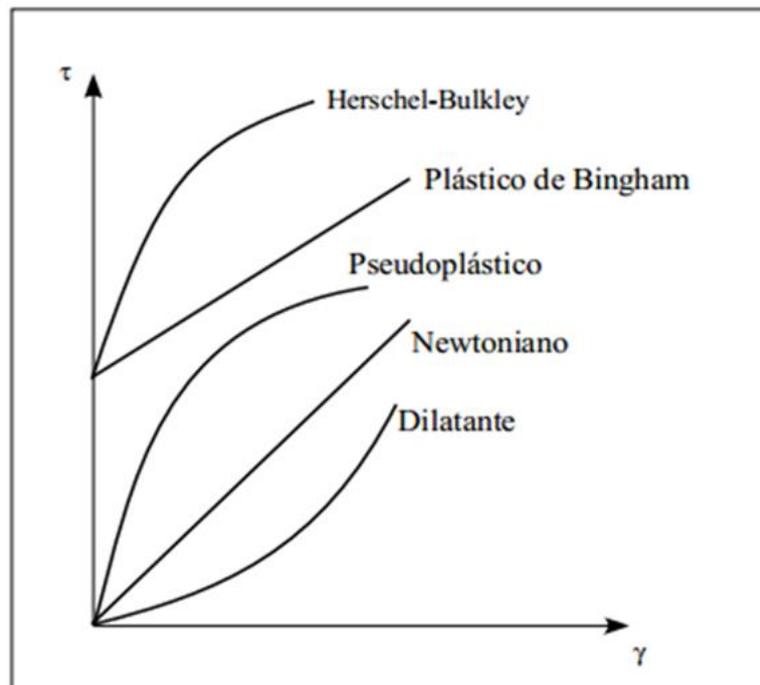


Figura 5 - Curvas de escoamento de fluido Newtoniano e fluido não-Newtoniano das propriedades independentes do tempo de cisalhamento (Baseado em Skelland, 1967).

b.2.1) Sem tensão de cisalhamento inicial

Não necessitam de uma tensão de cisalhamento inicial para iniciarem o escoamento e compreendem a maior parte dos fluidos não-Newtonianos.

- **Dilatante** – viscosidade aparente aumenta com o aumento da taxa de cisalhamento. De acordo com Bennett e Meyers (1982), um fluido dilatante é imaginado como contendo somente líquido suficiente para encher os espaços vazios entre as partículas em repouso ou submetidas a velocidades de cisalhamento muito baixas. Para estes casos, o fluido é quase Newtoniano. Como as partículas se movem uma sobre as outras rapidamente, elas necessitam de mais espaço e o fluido como um todo dilata. Como não existe líquido suficiente para preencher os espaços vazios maiores, a viscosidade aparente aumenta;
- **Pseudoplástico** – viscosidade aparente diminui com o aumento da taxa de cisalhamento. Geralmente são misturas contendo substâncias que, em repouso, apresentam suas moléculas em um estado desordenado, e em elevadas velocidades de cisalhamento, as moléculas ficam aproximadamente alinhadas, diminuindo a viscosidade aparente. E quanto maior essa força, maior será a ordenação e, conseqüentemente menor será a viscosidade aparente.

b.2.2) Com tensão de cisalhamento inicial

São os que necessitam de uma tensão de cisalhamento inicial para iniciar o escoamento.

- **Bingham** – possui tensão mínima para escoamento (limite de escoamento) e posterior relação linear entre a taxa de deformação e tensão de cisalhamento;
- **Herschel-Bulkley** – também conhecido como fluido de potência com limite de escoamento ou fluido de potência modificado, possui tensão mínima para escoamento e posterior relação não-linear entre taxa de

deformação e tensão de cisalhamento. Esta relação depende do expoente adimensional n que é característico para cada fluido.

b.3) Fluidos Dependentes do Tempo

Esta subcategoria de fluido possui comportamento de dependência da tensão de cisalhamento com o tempo para uma velocidade de cisalhamento constante, vide Figura 6.

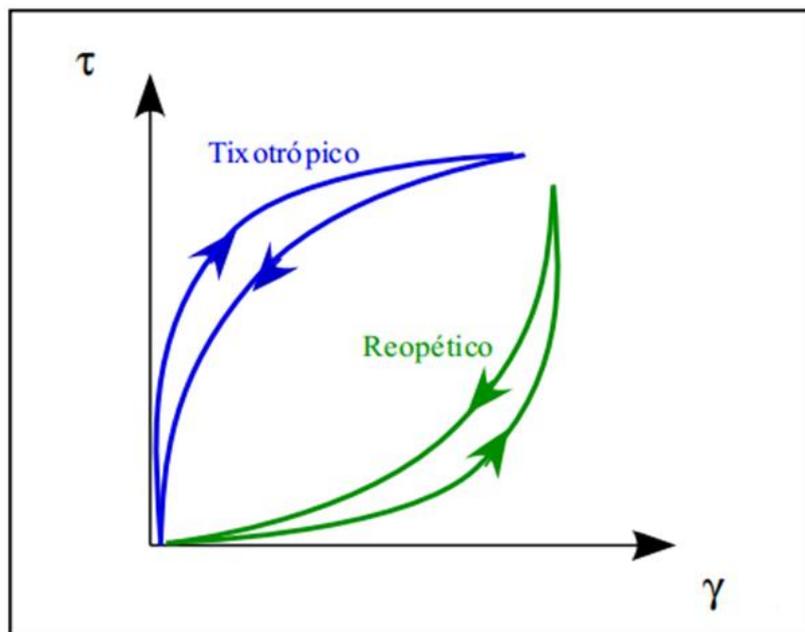


Figura 6 - Comparativo das curvas de escoamento de fluidos tixotrópicos e reopéticos, ou seja, fluidos dependentes do tempo (Skelland, 1967).

b.3.1) Fluidos Reopéticos

Os fluidos são considerados reopéticos quando a tensão de cisalhamento ou a viscosidade aparente cresce com o tempo a uma mesma taxa de deformação, ou seja, são caracterizados pelo aumento da viscosidade relacionado com o tempo de duração do cisalhamento. Quando fluidos reopéticos são submetidos ao repouso, estes recuperam sua viscosidade original, isto é, atingem baixos níveis de viscosidade.

A reopetia também pode ser identificada por meio da histerese das curvas de fluxo ou de viscosidade aparente, ou seja, por análise do posicionamento das curvas ascendente e descendente, em relação ao aumento e redução da taxa de cisalhamento. A

histerese é definida por um comportamento cíclico entre a variação de viscosidade e o tempo de duração do cisalhamento. Para fluidos reopéticos, a curva descendente de viscosidade se posiciona acima da curva ascendente. A reopetia é um fenômeno raríssimo de acontecer em aplicações reais (MACHADO, 2002).

b.3.2) Fluidos Tixotrópicos

A tixotropia é o fenômeno de diminuição da viscosidade aparente com o tempo de cisalhamento, a uma taxa de deformação constante. Como na pseudoplasticidade, a diminuição da viscosidade aparente com o tempo é também devido à quebra de uma estrutura organizada do fluido.

Para fluidos pseudoplásticos, por exemplo, o “afinamento” sob influência da taxa de cisalhamento, atribuído ao alinhamento ou orientação das partículas na direção do fluxo, supera o efeito aleatório do movimento Browniano. Assim ocorre, por exemplo, com a maioria das tintas que devem apresentar facilidade de aplicação através de rolo ou pincel e dificultar o seu escoamento quando aplicada sobre a superfície vertical.

De acordo com Machado (2002), muitas dispersões não apresentam apenas um potencial de orientação das partículas com o repouso, como também uma dependência da interação interpartículas com o tempo. A geração de uma estrutura tridimensional, denominada gel, suportada por ligações iônicas e pontes de hidrogênio, é a responsável pelo aumento da viscosidade do fluido tixotrópico, em repouso ou a baixas taxas de cisalhamento. Esta estrutura pode ser facilmente rompida, uma vez que estas ligações atrativas são fracas. Na indústria petrolífera, as dispersões aquosas de bentonita são um exemplo, pois aumentam a tensão de cisalhamento quando são submetidas ao repouso dando lugar à formação de um gel. Porém, estas recuperam sua fluidez, retornando ao estado sol, quando submetidas a condições dinâmicas, caracterizando a tixotropia como um fenômeno isotérmico e reversível.

A viscosidade dos materiais tixotrópicos não segue o mesmo caminho na quebra e recuperação da estrutura. Na maioria dos casos, quando a velocidade de cisalhamento é retardada, o percurso de tensão desacelera formando um ciclo de histerese, o qual retorna então a um ponto mais baixo do que o esforço de cisalhamento crítico inicial. A área dentro do ciclo de histerese representa a energia consumida na desagregação da estrutura.

A Tixotropia, além de ser desejável para muitas indústrias que utilizam ou comercializam certos fluidos que necessitam desta característica, é um fenômeno de grande importância industrial, principalmente para o setor petrolífero (Silva, 2010).

Durante a operação de poços petrolíferos, é desejável manter o escoamento de fluido sem interrupção, porém períodos de parada são passíveis de acontecer e, devido a isto, utilizam-se fluidos de perfuração que têm como característica formar gel quando não são submetidos a uma tensão de cisalhamento (Oliveira *et al*, 2004). Tal medida é tomada pelo fato de que os fluidos gelificados impedem a precipitação dos cascalhos formados pela perfuração, evitando que este material se acumule em cima da broca, o que pode provocar avarias no equipamento (Lagaly, 1989).

Segundo Oliveira (2004) o reinício do escoamento é um grande problema, pois a fratura do gel exige uma pressão muito maior que a usual de operação contínua. Além disso, a reologia do fluido é complexa, com propriedades dependentes do tempo.

Os fluidos de perfuração possuem comportamento não-Newtoniano e são projetados para possuírem característica tixotrópica, ou seja, o fluido de perfuração é projetado para gelificar gradativamente quando não há cisalhamento aplicado sobre ele, tal fenômeno se faz necessário para impedir que os cascalhos provenientes da perfuração precipitem durante as paradas, para encaixe de uma nova coluna de perfuração, por exemplo, o que levaria a uma obstrução da broca e o sistema a um colapso.

Apesar de a característica tixotrópica ser de suma importância durante a perfuração, atualmente a mesma não é medida devido à ausência de equipamento na sonda que permita plotagem de curvas de fluxo ou viscosidade aparente ascendente e descendente, já que a tixotropia é a área formada dentro do ciclo de histerese.

2.4. A atual medição da reologia do fluido de perfuração em bancada

A atual técnica de aferição em bancada da reologia na indústria do Petróleo é realizada no equipamento FANN INSTRUMENTS, modelo 35A, vide Figura 7.



Figura 7 - Foto do viscosímetro FANN 35A (Fonte: Imagem pessoal).

O princípio de funcionamento do viscosímetro consiste em verter a amostra no copo de aferição, a seguir suspende-se a base do copo até que os dois furos existentes no cilindro externo estejam completamente submersos. Manipula-se a manopla nas posições “Alta” ou “Baixa” juntamente com a marcha para realizar combinações que geram seis diferentes velocidades de giro do cilindro externo (3, 6, 100, 200, 300 e 600 rpm). Cada velocidade gera uma determinada taxa de deformação. O giro do cilindro externo gera uma força de arraste no fluido localizado no espaço anular formado entre os dois cilindros. A medição dá-se ao ler o valor de cada deflexão angular, em graus, a cada velocidade correspondente, vide Figura 8.

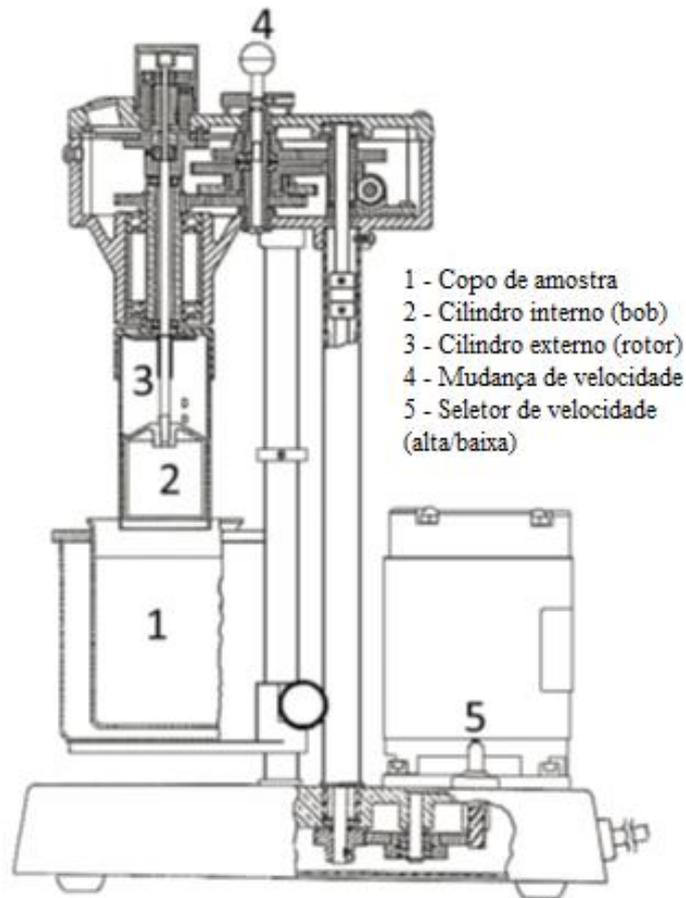


Figura 8 - Esquema do viscosímetro FANN 35A (Fonte: Adaptado do manual FANN 35A).

De acordo com o manual, o cálculo da tensão de deformação é:

$$\tau = 0,51 \times \theta \quad \text{Equação 1}$$

sendo θ a deflexão angular lida no equipamento e a unidade de τ é Pa.

E o cálculo da taxa de deformação é:

$$\dot{\gamma} = 1,703 \times RPM \quad \text{Equação 2}$$

sendo a unidade de $\dot{\gamma}$ em s^{-1} .

Atualmente, nas sondas os engenheiros não plotam curva de viscosidade aparente, apenas aferem a propriedade em uma única taxa. Para tal aferição, eles utilizam o viscosímetro FANN modelo 35A para aferir viscosidade aparente a uma taxa

de 300 rpm. Esta taxa é utilizada, pois a leitura do ângulo que se faz no instrumento corresponde exatamente ao valor da viscosidade aparente do fluido.

2.5. A importância da medição em tempo real

No processo de perfuração estão cada vez mais sendo implementados novos materiais e tecnologias. No controle do processo de perfuração em tempo real é necessário medir diversos parâmetros referentes ao fluido de perfuração automaticamente. Isso implicará no aumento da objetividade das medições assim como tornará possível reagir imediatamente a mudanças nas condições de operação (SAASEN *et al.*, 2008).

Para que um melhor controle do fluido de perfuração suas características físico-químicas devem ser medidas automaticamente em tempo real (*online*). Tais características físico-químicas inclui a reologia.

Uma das vantagens do método *online* é a possibilidade de exportar os resultados obtidos através de uma interface sem fio, tornando possível monitorar as propriedades do fluido no processo de uma base de controle em terra à distância, dispensando custos altos com locomoção (CRAFT *et al.*, 1962).

2.5.1. A atual medição da reologia do fluido de perfuração em tempo real

Se tratando de estudos mundiais em termos de aferição em tempo real das propriedades físico-químicas, em 2009, Saasen *et al.* desenvolveram sensores *in line* (medição em que não é necessário remover amostra da linha de processo enquanto este ocorre de forma invasiva ou não invasiva) e *at line* (coleta de amostra e análise em local próximo à linha de processo) para medição das propriedades dos fluidos de perfuração. Uma das propriedades foi a aferição da viscosidade em diferentes taxas de deformação. O objetivo do trabalho era automatizar o processo de perfuração. A Figura 9 ilustra o esquema da unidade experimental. Além dos tanques e diversos sensores, a unidade é composta por viscosímetro de cilindros coaxiais o qual sofreu modificação para permitir total automação do instrumento. Os autores optaram por esta geometria de viscosímetro porque os fluidos preparados eram de alta concentração de sólidos e não-Newtonianos.

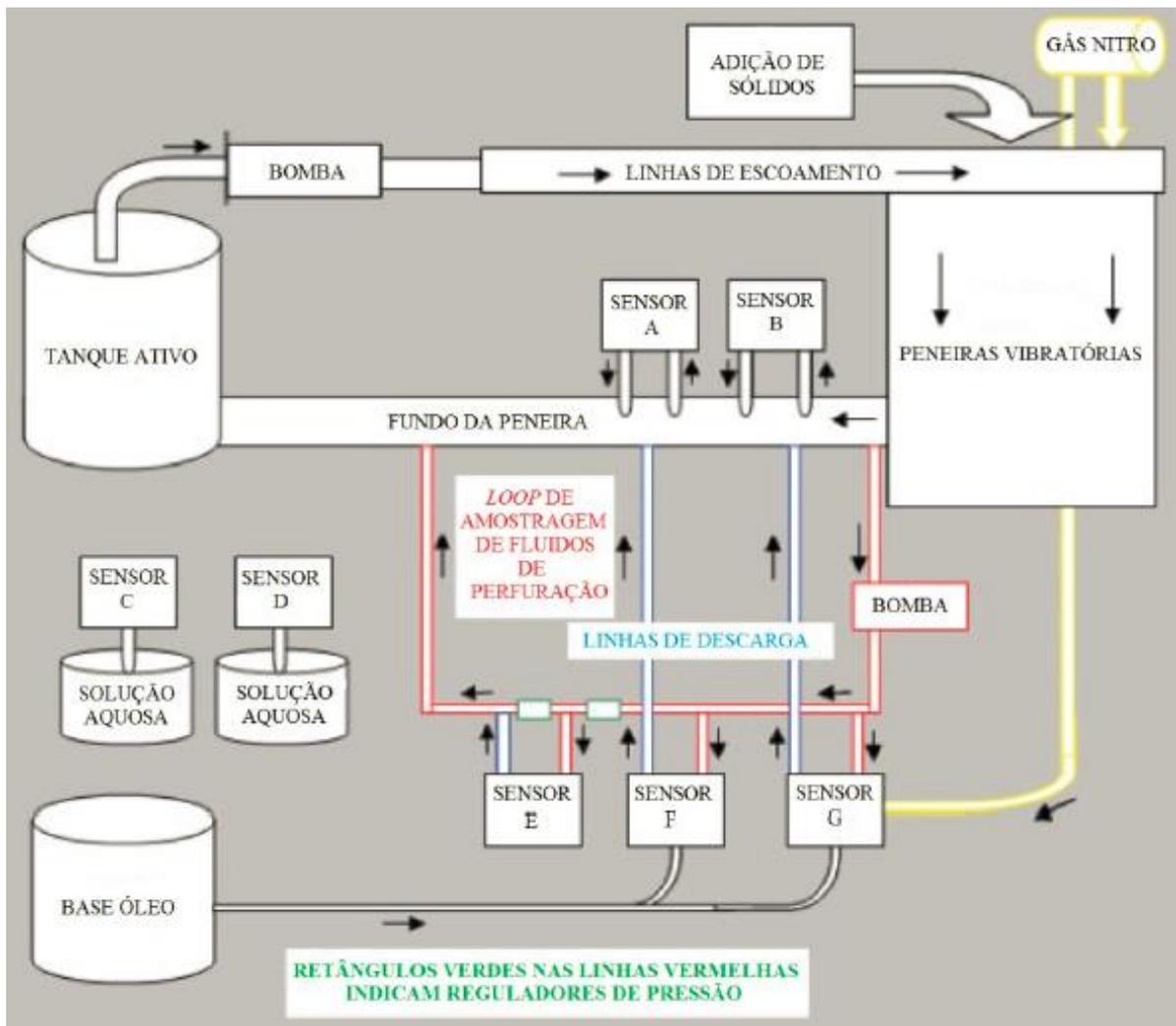


Figura 9 - Esquema da unidade experimental (Fonte: Adaptado de Saasen et al., 2009).

Os autores aferiram a viscosidade a partir das tensões de cisalhamento e confrontaram a medição com um viscosímetro de bancada. Apesar dos autores relatarem que os resultados foram similares, os mesmos não apresentaram gráfico comparativo apenas resultados *in line* da tensão de cisalhamento e densidade *versus* o tempo, como ilustra a Figura 10.

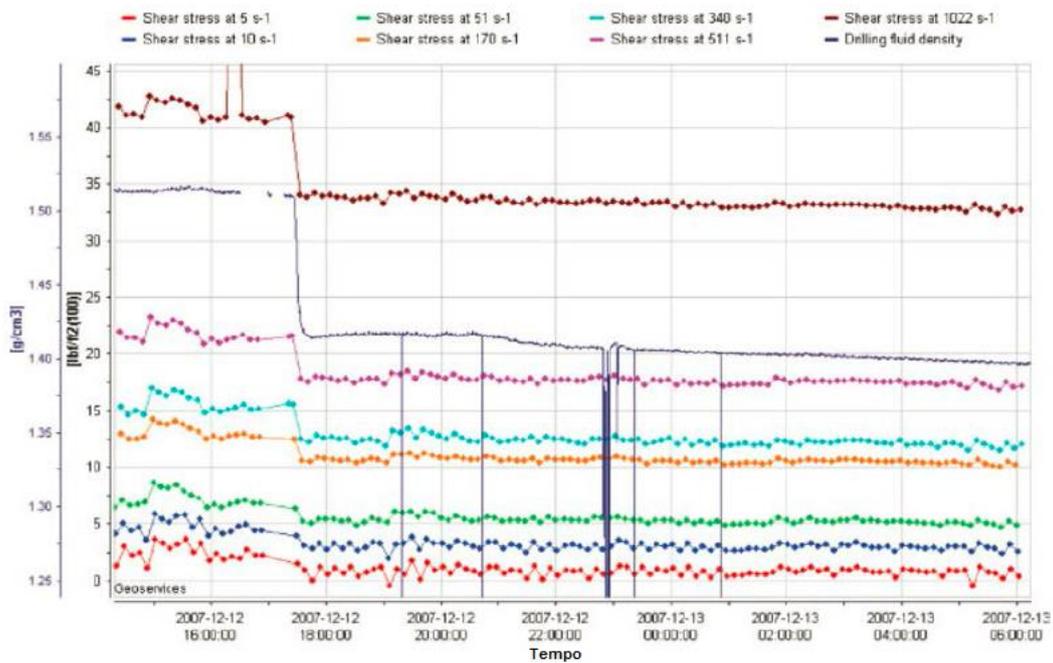


Figura 10 - Resultado *in line* da tensão de cisalhamento e densidade versus o tempo (Fonte: Adaptado de Saasen et al., 2009).

No viscosímetro desenvolvido houve acúmulo de sólidos na câmara de medição gerando como consequência a contínua limpeza do equipamento, porém esta limpeza ocorria de forma automatizada. De maneira geral, os autores consideraram os resultados satisfatórios.

Em 2010, Broussard *et al.* desenvolveram medição de viscosidade em tempo real também com a técnica de cilindros coaxiais. Entretanto, os autores não detalharam o esquema de unidade utilizada, apenas relataram o sistema supervisorio utilizado, como seguem as Figuras 11 e 12.



Figura 11 - Foto do aparato para medição da viscosidade aparente e densidade (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).

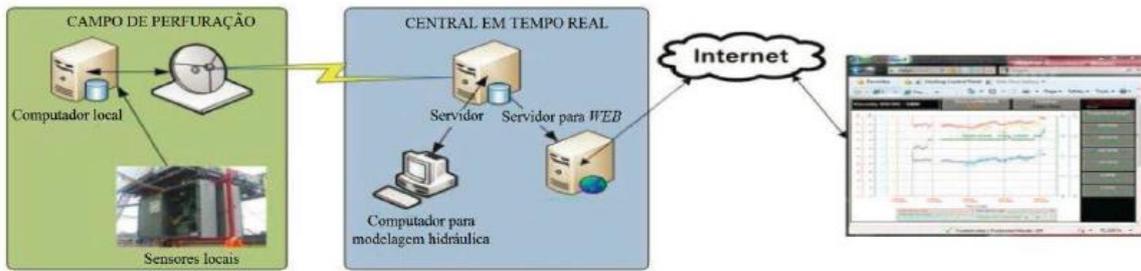


Figura 12 - Esquema da estrutura de automatização (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).

No primeiro poço explorado para execução do trabalho utilizou-se fluido à base sintética e obtiveram-se dois gráficos, o primeiro à alta velocidade (Figura 13) e outro à baixa velocidade (Figura 14). Ambos apresentaram resultados semelhantes ao viscosímetro FANN modelo 35A.

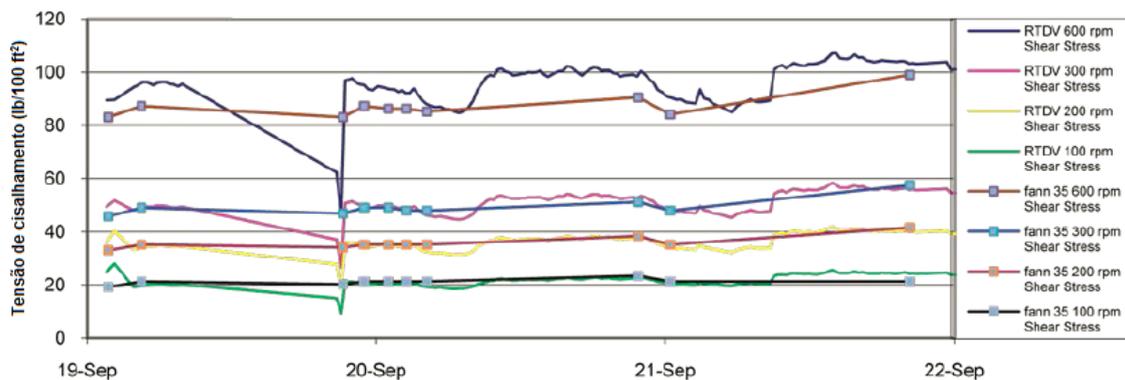


Figura 13 - Tensão de cisalhamento em função do tempo em diferentes altas velocidades para fluido base sintética (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).

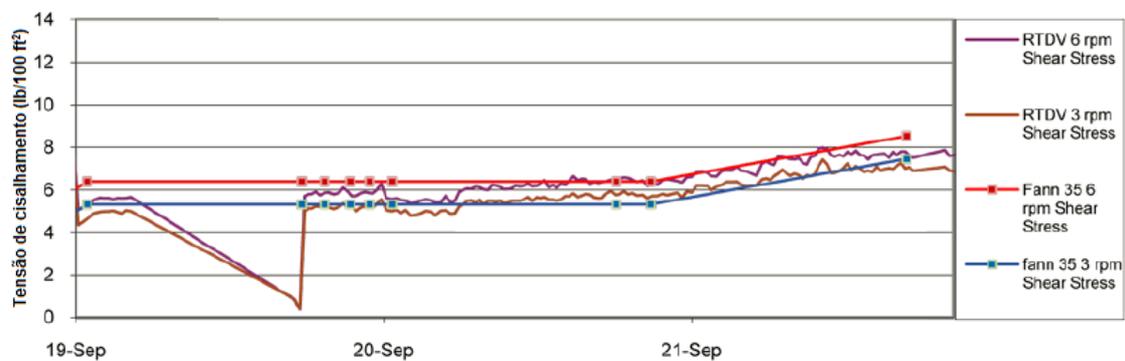


Figura 14 - Tensão de cisalhamento em função do tempo em diferentes baixas velocidades para fluido base sintética (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).

Em ambos os gráficos, os pontos são medições realizadas no instrumento de bancada FANN 35A enquanto que as linhas contínuas são medições realizadas em tempo real. Os autores observaram que tanto os desvios das altas quanto das baixas velocidades apresentaram-se semelhantes.

No segundo poço explorado utilizou-se fluido base água e novamente geraram-se dois gráficos à altas e baixas velocidades, Figuras 15 e 16, respectivamente.

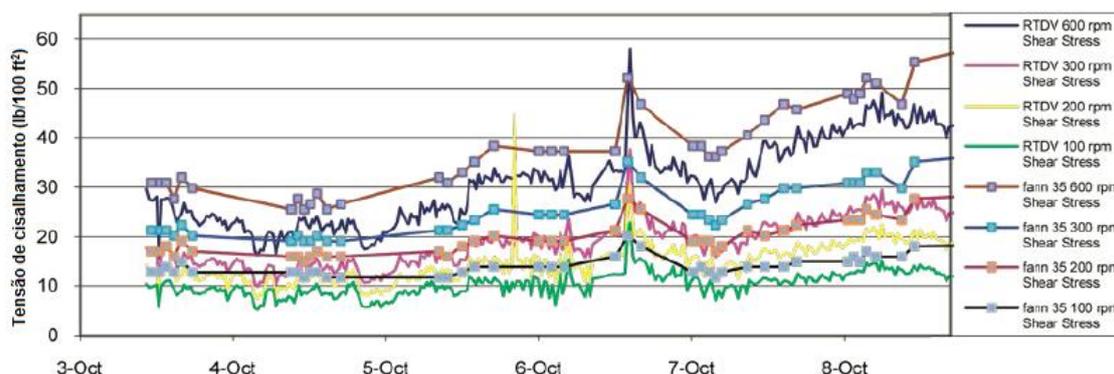


Figura 15 - Tensão de cisalhamento em função do tempo em diferentes altas velocidades para fluido base água (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).

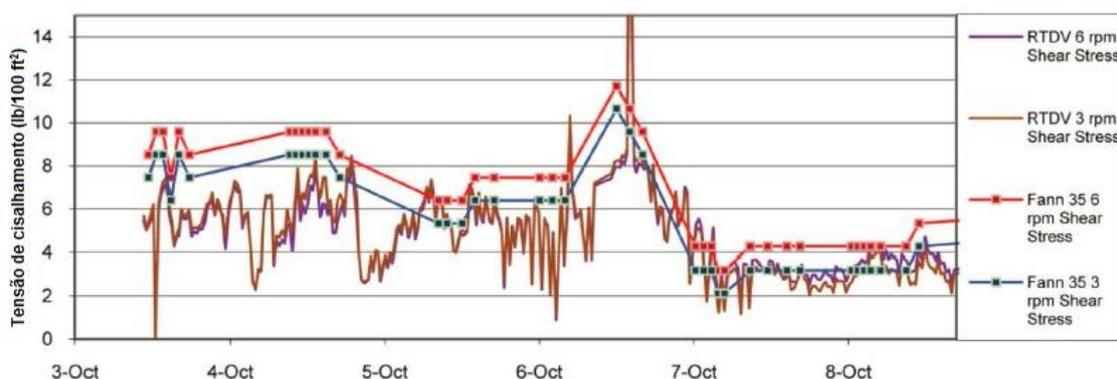


Figura 16 - Tensão de cisalhamento em função do tempo em diferentes baixas velocidades para fluido base água (Fonte: Adaptado de Broussard et al, 2010).

Na Figura 16 (baixas velocidades) obteve-se maior divergência, quando comparados todos os gráficos apresentados pelos autores, os mesmos justificaram tal divergência como problema operacional.

De forma geral, os autores relataram que houve acúmulo de sólidos no interior da câmara de medição do viscosímetro. Eles concluíram que houve sucesso ao medir as

grandezas, mas que haveria necessidade de modificações para o melhoramento da aferição.

Miller *et al.* (2011) desenvolveram um sistema que mede viscosidade com o método de garfos vibrantes, como ilustra a Figura 17.

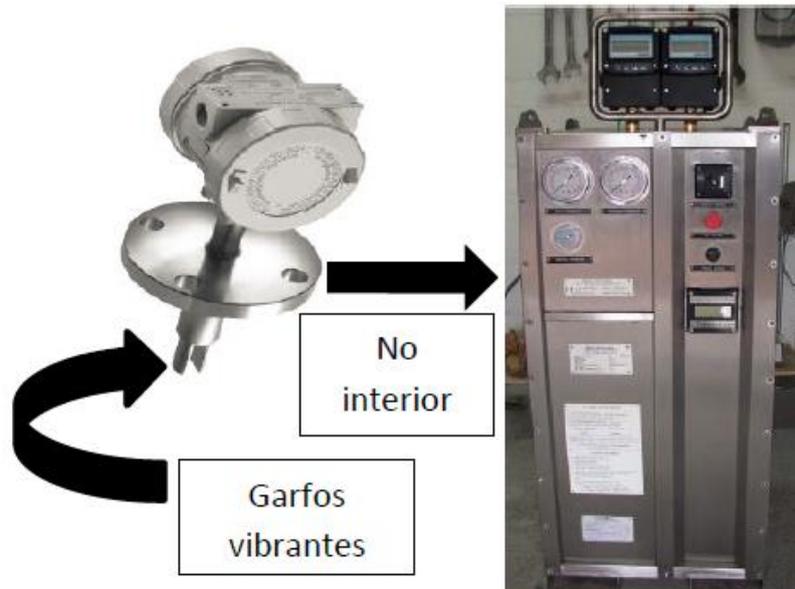


Figura 17 - Instrumento utilizado para a determinação da viscosidade aparente a uma taxa fixa (Fonte: Adaptado de Miller et al, 2011).

Os garfos do sensor ficam submersos no fluido e através da frequência os mesmos sofrem atenuação, ou seja, a partir de calibrações prévias é possível correlacionar a viscosidade dos fluidos com a atenuação da vibração. A desvantagem da técnica é que a frequência da vibração é fixa, portanto a viscosidade aparente é aferida somente a uma única taxa, o que impossibilita a construção do reograma (tensão de cisalhamento x taxas de deformação).

Os autores não desenvolveram infraestrutura de comunicação, o equipamento possui protocolos analógicos para exportar os dados de viscosidade aparente.

A medição da viscosidade aparente obtida no sistema desenvolvido foi confrontada com a Viscosidade aferida no funil de Marsh, Figura 18.



Figura 18 - Foto ilustrativa do funil de Marsh (Fonte: Site Erca, acessado em 12/02/2016).

No Funil de Marsh, a viscosidade aparente é determinada em função da vazão de saída do fluido no orifício inferior do funil.

De acordo com os autores, o equipamento é eficaz nas aferições, porém possui a desvantagem de não ser possível gerar o reograma do fluido devido ao método de garfos vibrantes a uma taxa fixa.

Rondon *et al.* (2012) desenvolveram um viscosímetro baseando-se nas Equações do Movimento e da Continuidade para determinação dos parâmetros reológicos do fluido. Primeiramente, desenvolveram modelos considerando fluido Newtoniano para validação das medidas em tempo real e depois incorporaram a Equação Constitutiva da Lei da Potência, pois admitiram que o fluido de perfuração apresenta tal comportamento.

O instrumento, vide Figura 19, foi desenvolvido para ser instalado no fundo do poço sendo assim possuindo a vantagem da representatividade das condições reais do poço. O princípio de funcionamento (Figura 20) consiste no escoamento do fluido no interior da geometria e entra na câmara que conseqüentemente empurra a mola deixando o canal, com geometria definida, livre e então cria-se um perfil de pressão. O diferencial de pressão somado com a vazão possibilita a determinação dos parâmetros reológicos do fluido a partir dos modelos propostos pelos autores. De posse dos parâmetros, obtém-se a viscosidade aparente ou tensão de cisalhamento à qualquer taxa.



Figura 19 - Foto do viscosímetro desenvolvido (Fonte: Rondon et al, 2012).

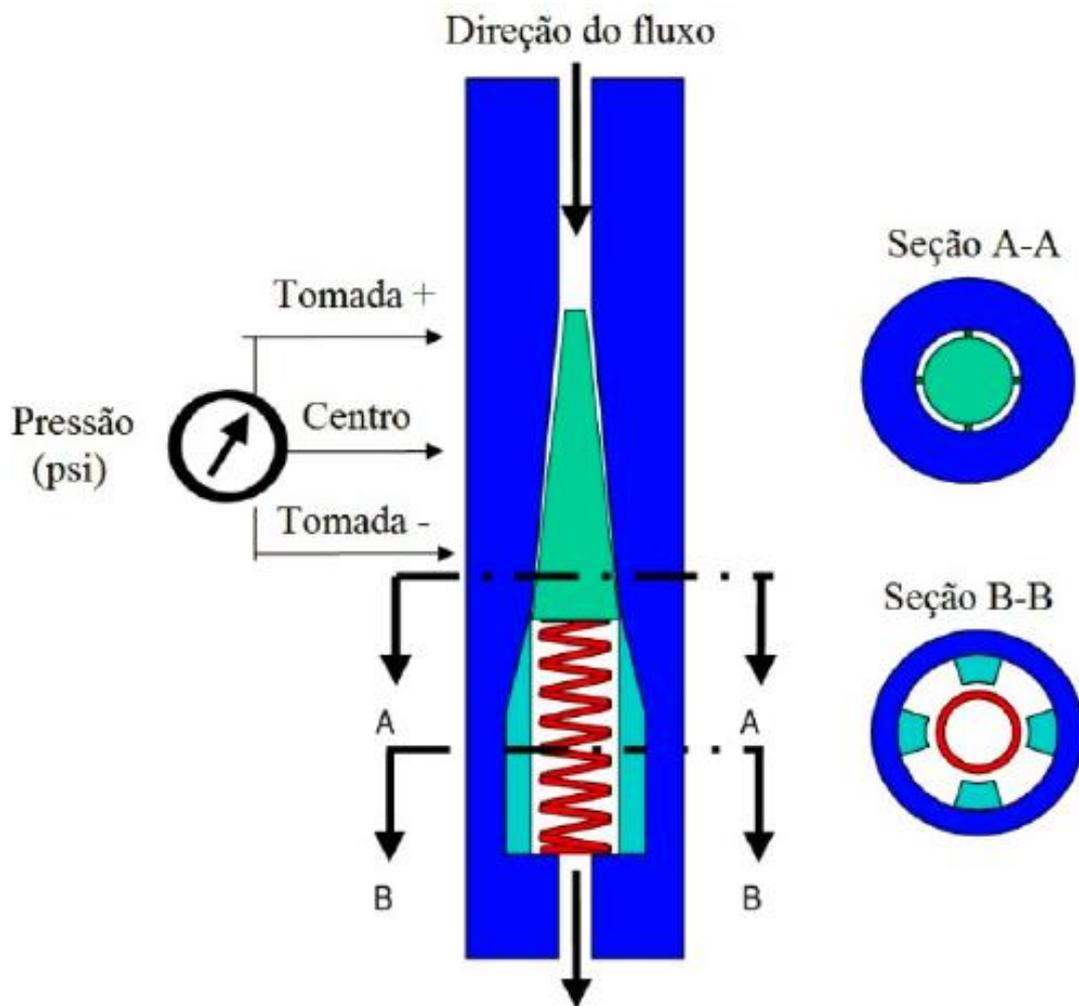


Figura 20 - Esquema do viscosímetro desenvolvido (Fonte: Adaptado de Rondon et al, 2012).

Ao longo dos três orifícios laterais do viscosímetro é possível obter o perfil de pressões como mostra a Figura 21.

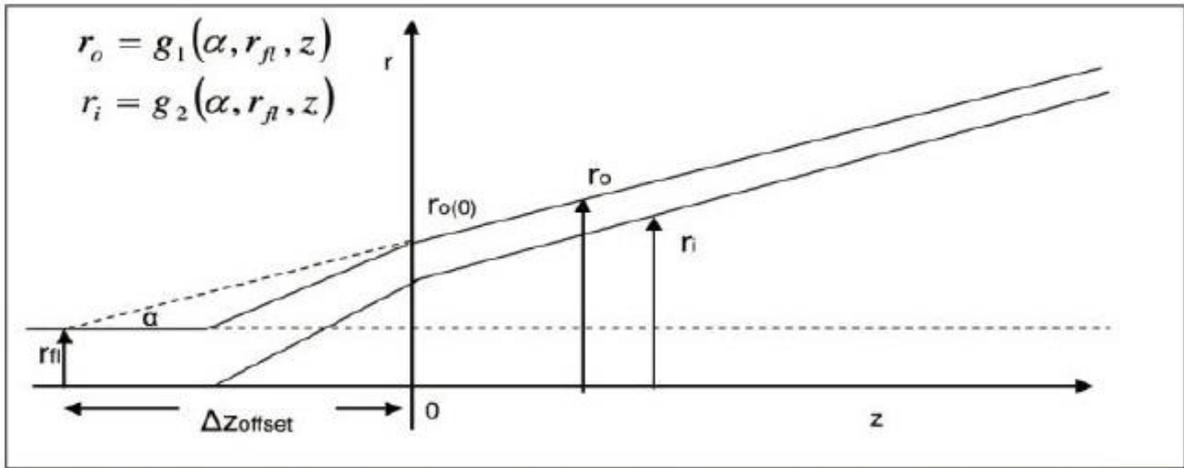


Figura 21 - Perfil de pressões ao longo dos três orifícios laterais do viscosímetro (Fonte: Rondon et al, 2012).

A equação desenvolvida que determina a perda de carga, ao escoar fluido pela geometria, em função da vazão, dos parâmetros reológicos e do fator geométrico específico é:

$$\Delta P = \frac{K}{72} x (3,85xQ)^n f_{slot} \quad \text{Equação 3}$$

onde ΔP é a queda de pressão, K índice de consistência do fluido, Q vazão volumétrica, n índice de comportamento do fluido e f_{slot} fator de geometria característico. Sendo:

$$f_{slot} = \frac{1}{\cos(\alpha)} \int_0^L \left\{ \frac{(4+\frac{2}{n})}{\pi x [r_o(z)^2 - [r_i(z)]^2] x [r_o(z) - [r_i(z)]^{1+\frac{1}{n}}]} \right\}^n \quad \text{Equação 4}$$

Para validação do método, os autores construíram um *loop* de fluidos, como ilustra a Figura 22.

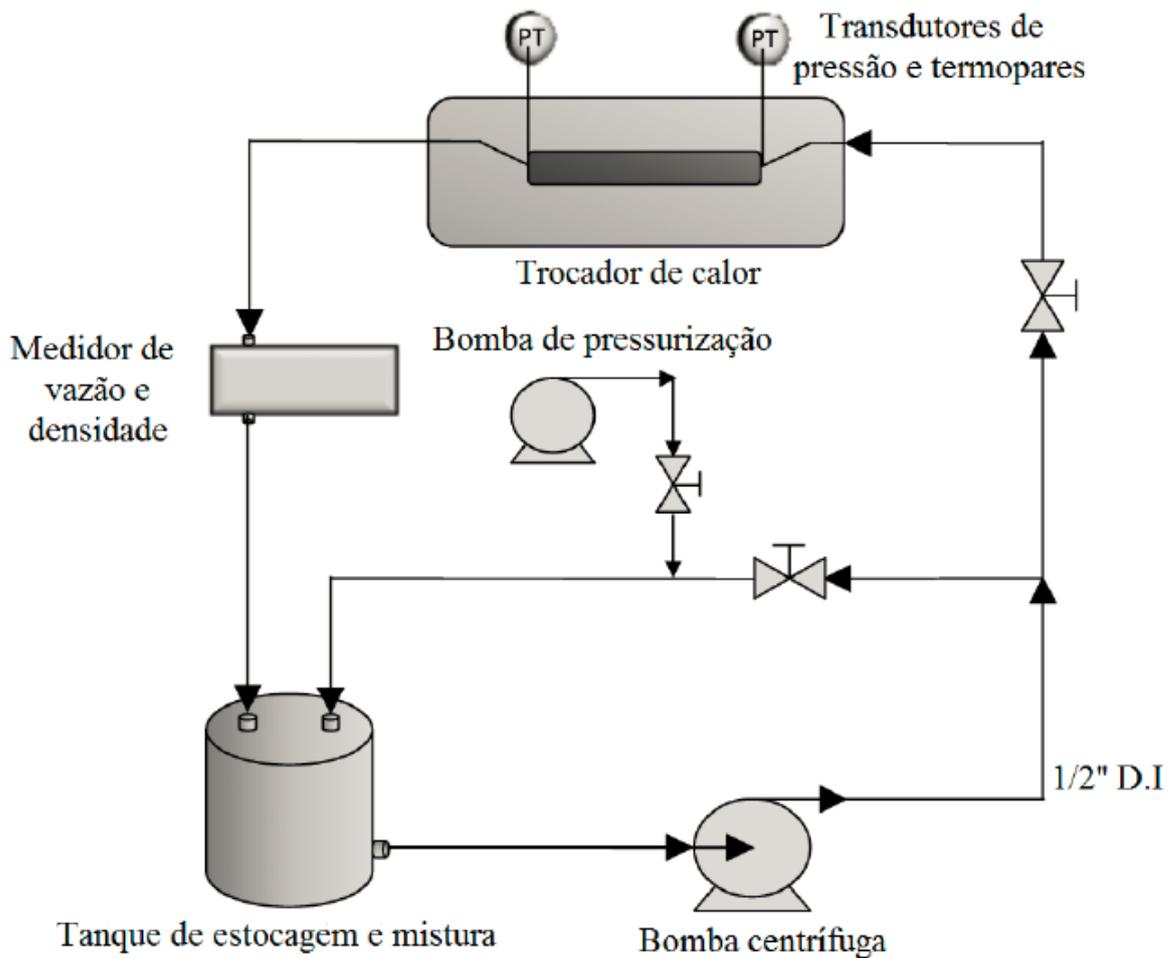


Figura 22 - Esquema do *loop* de fluidos para validação do método (Fonte: Adaptado de Rondon et al, 2012).

Os autores ressaltaram que o desenvolvimento do instrumento é preliminar e a complexidade matemática acarretou nas simplificações no desenvolvimento das equações.

Ainda em 2012, Carlsen *et al*, aferiram a viscosidade aparente em tempo real a partir de Equações por meio de aferições de pressão hidráulica de escoamento e vazão volumétrica. Os autores utilizaram uma sonda escola para validar a proposta, como mostra a Figura 23.

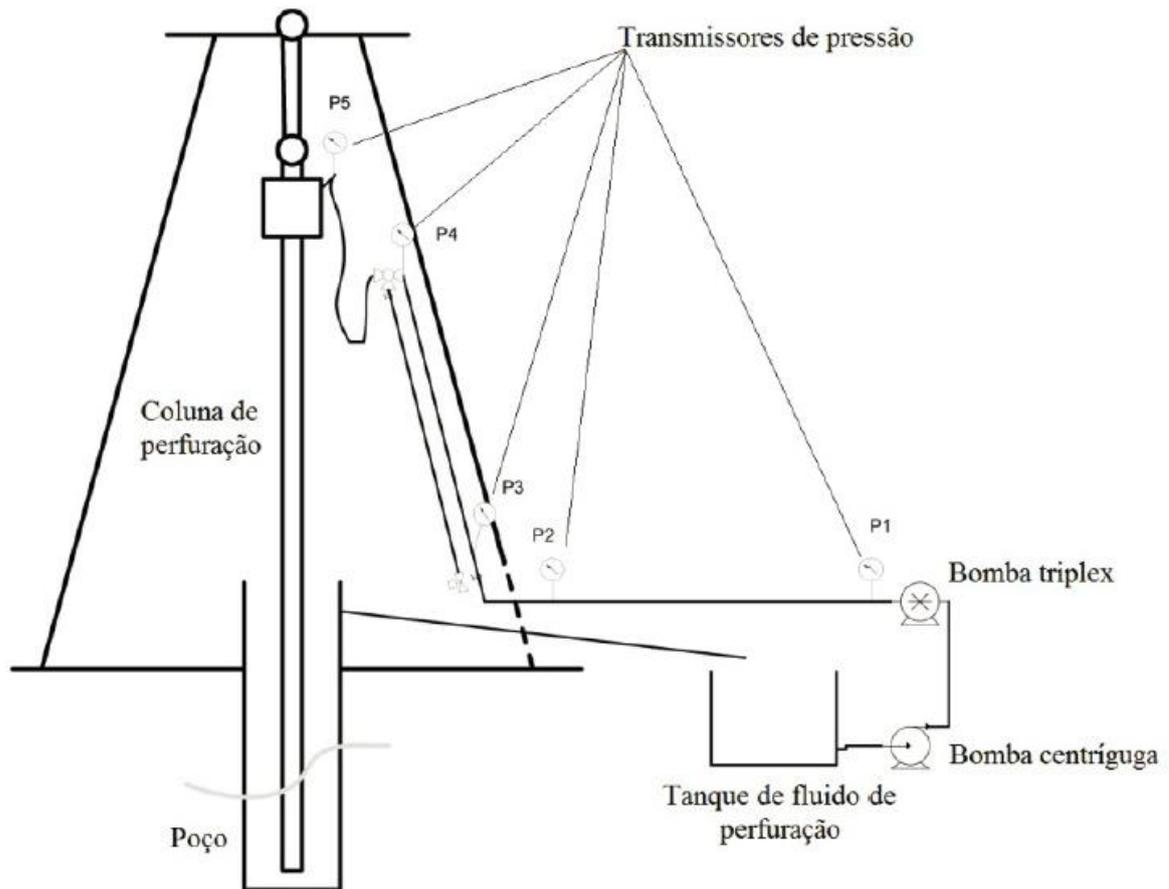


Figura 23 - Esquema da sonda escola utilizada para validar a proposta (Fonte: Adaptado de Carlsen et al, 2012).

Os autores desenvolveram o seguinte equacionamento para o cálculo da viscosidade aparente em regime laminar:

$$\mu_{ap} = \frac{1}{32} x \frac{[d^2 x (P_1 - P_2)]}{\vartheta x l} \quad \text{Equação 5}$$

onde $d = \frac{(P_3 - P_4 - P_1 + P_2)}{hxg}$ e $\vartheta = \frac{Q}{A}$

sendo Q a vazão volumétrica e A a área da seção transversal da tubulação.

Os autores salientaram que para o regime turbulento não é possível utilizar a Equação 5, deve-se ajustar a Equação calculando o fator de atrito nos passos que antecedem a Equação final.

Da Equação 5 obtém-se a viscosidade aparente como parâmetro primário e, então, foi necessário converter estes dados para tensão de cisalhamento para confrontar

estes resultados em tempo real com os resultados do viscosímetro de bancada FANN. Desta forma, foi possível gerar o gráfico da tensão de cisalhamento tanto em tempo real quanto a do viscosímetro de bancada *versus* a velocidade, como mostra a Figura 24.

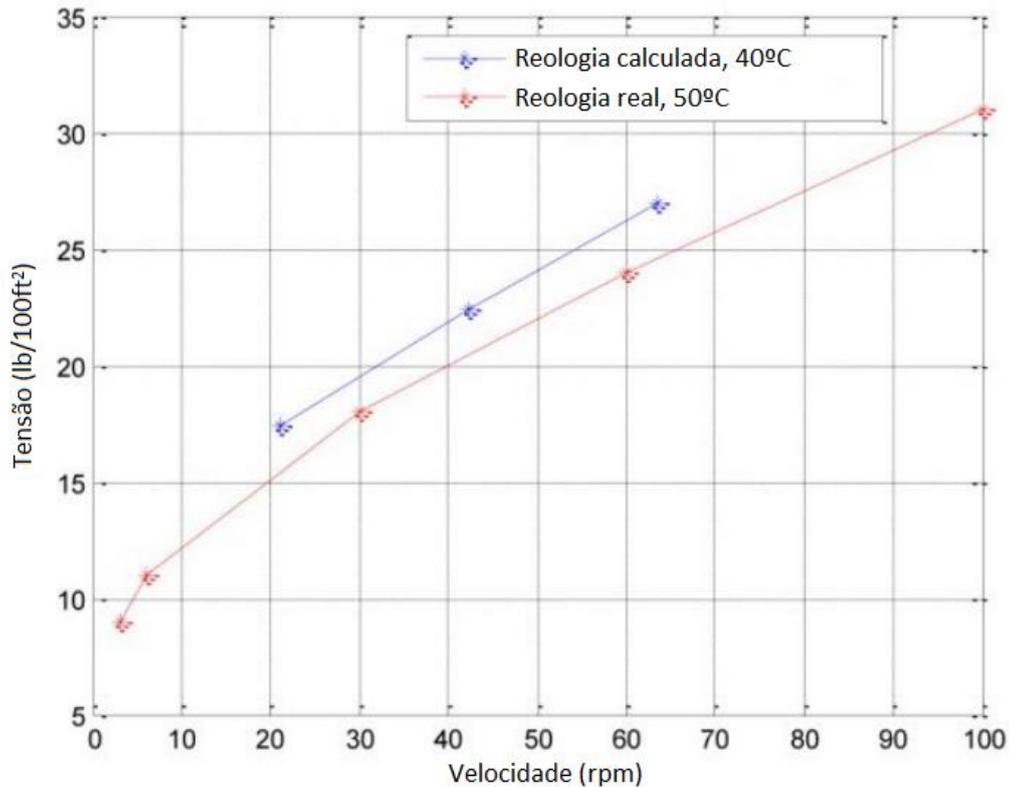


Figura 24 - Tensão de cisalhamento em tempo real e tensão de cisalhamento do viscosímetro de bancada FANN (Fonte: Adaptado de Carlsen et al, 2012).

De acordo com os autores, o desvio observado na Figura 24 é justificado pela diferença de temperatura no momento do experimento. A vantagem do método proposto é o baixo custo. Porém, caso o sensor seja mal posicionado, os efeitos de entrada e saída podem inviabilizar os cálculos, ou seja, para medir a pressão de forma precisa é necessário conhecimento especializado para instalação do equipamento.

Magalhães *et al.* (2014) foram os pioneiros na divulgação de trabalhos brasileiros no desenvolvimento de um sistema automatizado para aferição em tempo real das propriedades físico-químicas dos fluidos de perfuração.

Os autores construíram um *loop* de fluidos para desenvolver uma malha sensorial, vide Figura 25. Além dos tanques e diversos sensores, a unidade é composta por viscosímetro de cilindros coaxiais o qual sofreu modificação para permitir

automação do instrumento. Os autores mediram em tempo real, além da densidade, estabilidade elétrica, condutividade elétrica e concentração de sólidos, a tensão cisalhante e confrontaram os dados obtidos com dados de referência aferidos em bancada.

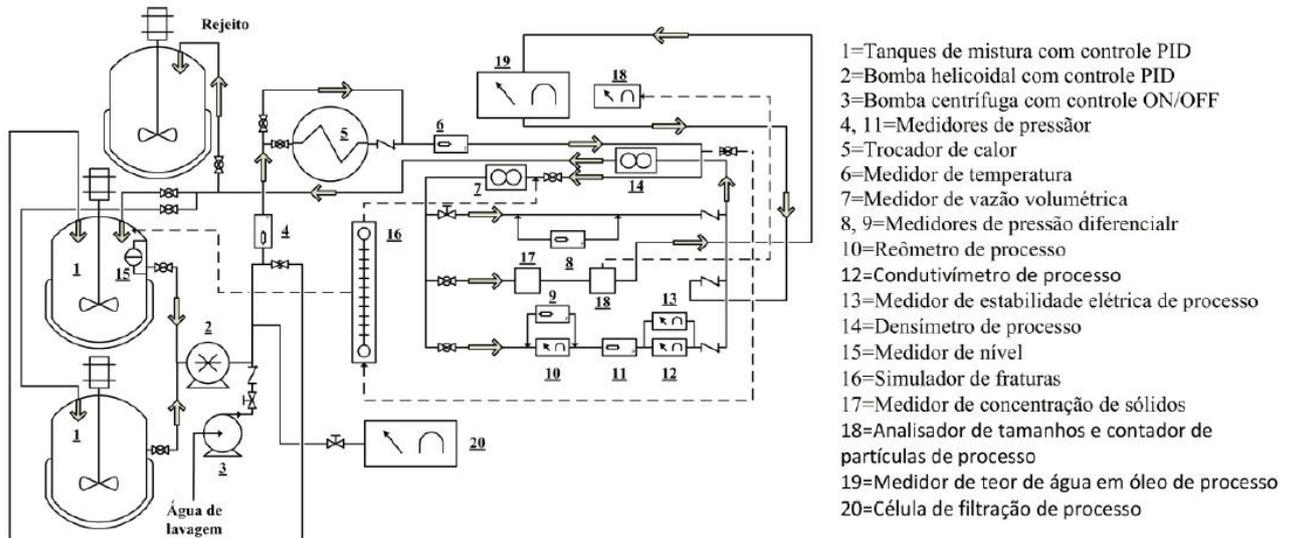


Figura 25 - Esquema do *loop* de fluidos (Fonte: Magalhães et al., 2014).

Demonstrou-se o comparativo das leituras *online* e *offline* através das curvas de reologia obtidas para um fluido de perfuração aquoso e sintético, de acordo com a Figura 26.

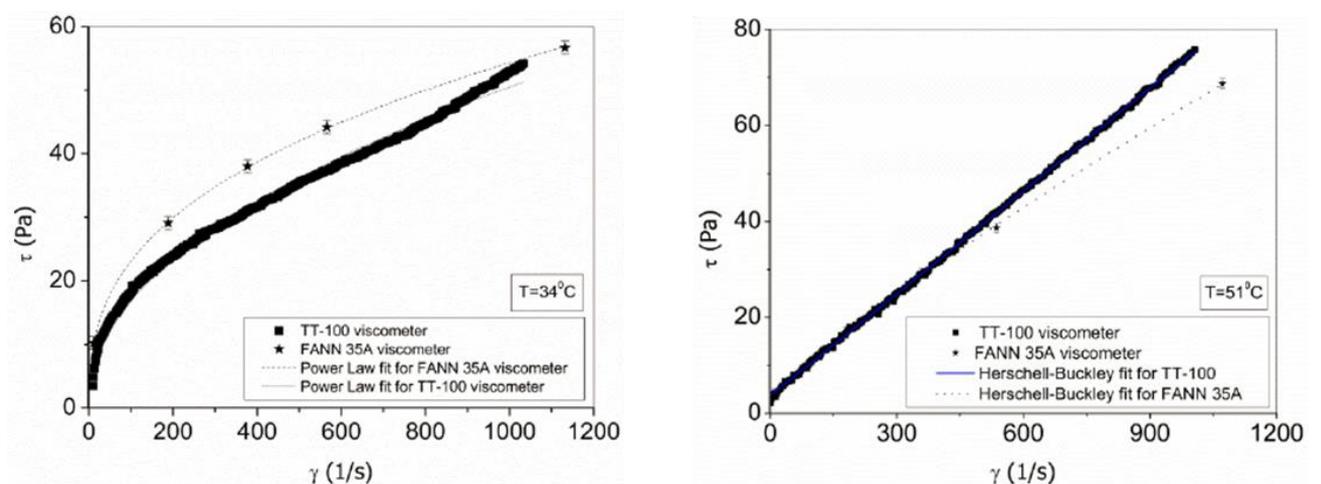


Figura 26 - Resultados das tensões de cisalhamento obtidas em tempo real confrontados com o teste de bancada no viscosímetro FANN 35A para um fluido de perfuração aquoso e sintético (Fonte: Magalhães et al., 2014).

Os autores apontam que os desvios são causados devido aos efeitos de homogeneidade, escorregamento e a diferença entre o *gap* do instrumento de bancada e o de processo.

Segundo Magalhães *et al.* o processo apresentou razoável concordância com as medições convencionais e que desta forma os sensores *online* parecem ser adequados para o uso em campo detectando possíveis problemas.

Em 2015, Vajargah *et al.*, obtiveram a determinação em tempo real dos parâmetros reológicos utilizando dados de sensores de pressão colocados no fundo do poço. O modelo de viscosímetro tubular tradicional, vide Figura 27, foi modificado e o modelo equivalente é então aplicado para determinar os parâmetros reológicos, portanto, o próprio poço foi utilizado como um viscosímetro tubular.

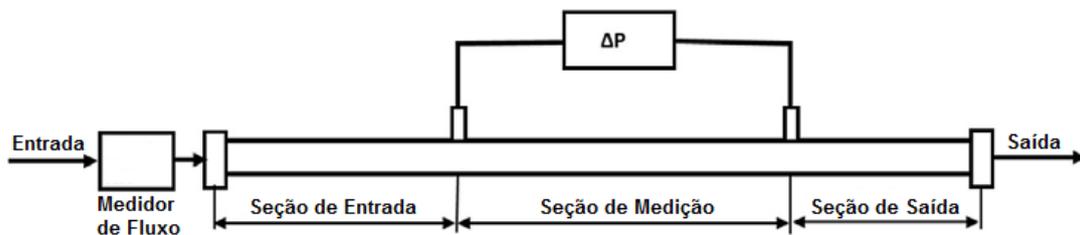


Figura 27 - Esquema do viscosímetro tubular (Fonte: Adaptado de Vajargah et al, 2015).

A pressão é medida ao longo do comprimento do poço através de sensores que foram colocados em posições estratégicas na coluna de perfuração. A Figura 28 ilustra o caminho do poço e a localização dos três sensores de pressão.

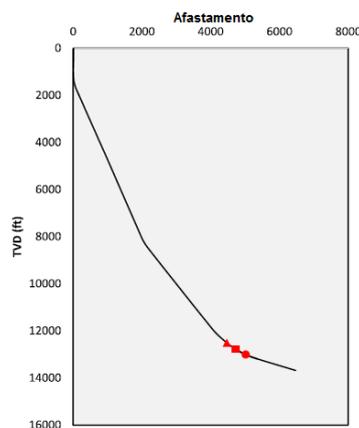


Figura 28 - Caminho do poço e localização dos três sensores de pressão (Fonte: Adaptado de Vajargah et al, 2015).

A fim de validar no campo a aplicabilidade do método proposto, um caso de estudo foi realizado utilizando dados de uma pressão no fundo do poço fornecidos pelo tubo de perfuração com fio durante as operações de perfuração. A Figura 29 mostra o perfil de pressão para os três sensores durante a perfuração.

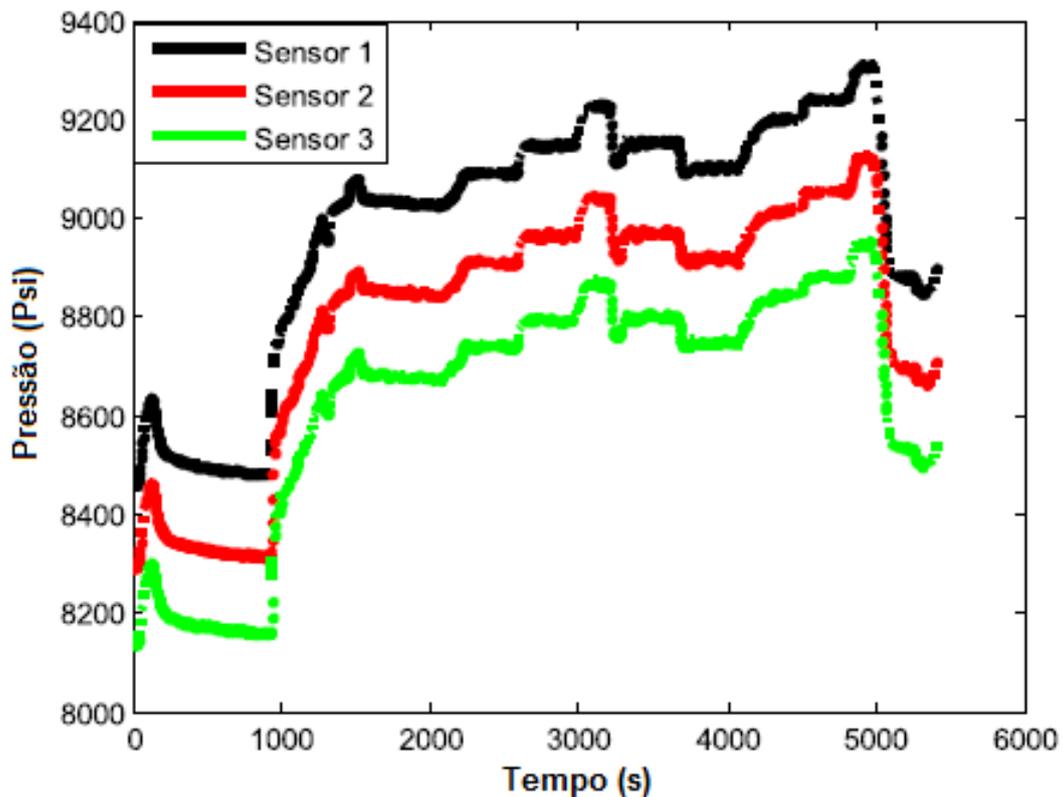


Figura 29 - Perfil da pressão para os três sensores durante a perfuração (Fonte: Adaptado de Vajargah et al, 2015).

Estes sensores transmitem os dados de pressão anular e em tempo real, permitindo assim que o poço funcione como um viscosímetro tubular contínuo.

A fim de determinar os parâmetros reológicos dos fluidos, foi plotada a tensão de cisalhamento versus taxa de cisalhamento e um modelo reológico apropriado é ajustado aos pontos de dados, como mostra a Figura 30.

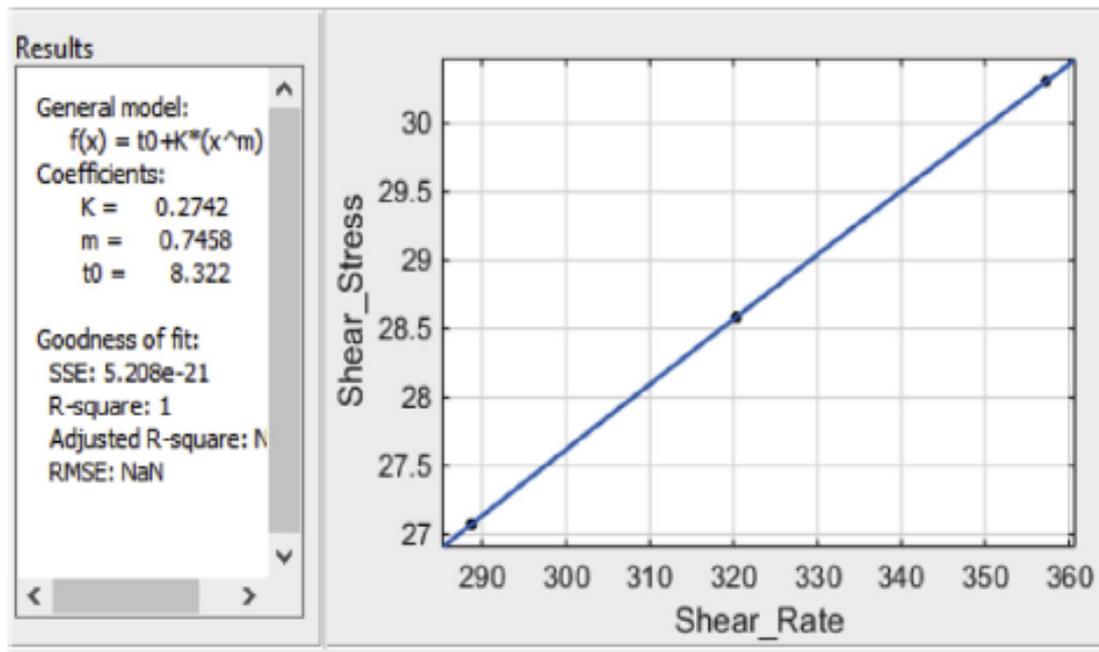


Figura 30 - Obtenção dos parâmetros reológicos (Fonte: deVajargah et al, 2015).

Segundo os autores, este processo é aplicável para automação.

A Tabela 1 resume os trabalhos apresentados anteriormente.

Tabela 1 - Quadro resumo dos trabalhos apresentados anteriormente.

Autores	Método	Fluido	Resultado	Desvantagem	Vantagem
Saasen et al 2009	Tecnologia de cilindros coaxiais	Perfuração	Similar	Acumulo de sólidos	Resultados satisfatórios
Broussard et al 2010	Tecnologia de cilindros coaxiais	Perfuração	Similar	Acumulo de sólidos	Resultados satisfatórios
Miller et al 2011	Tecnologia de garfos vibrantes	Perfuração	Limitado	Ausência do reograma	Aferição eficaz
Rondon et al 2012	Equacionamento	Newtonianos e soluções poliméricas	? (não utilizou fluido de perfuração)	Aproximações	Condições reais do fundo do poço

Carlsen <i>et al</i> 2012	Equacionamento	Perfuração	? (temperaturas diferentes)	Sensores mal posicionados erro de cálculo	Baixo custo
Magalhães <i>et al</i> 2014	Tecnologia de cilindros coaxiais	Perfuração	Considerável concordância	Necessidade de melhorias	Resultados satisfatórios
Vajargah <i>et al</i> 2015	Sensores de pressão no poço (viscosímetro tubular)	Perfuração	? (sem resultado comparativo)	Ausência de resultados comparativos	Resultados satisfatórios

Vale ressaltar que as medições de viscosidade aparente em tempo real não são estudadas apenas com fluidos de perfuração, outras áreas também estão em busca de avanços tecnológicos, por exemplo, polímeros.

Como visto, Magalhães *et al.* (2014) realizaram alguns experimentos com diferentes fluidos para avaliar o desempenho do viscosímetro *online*. Então, esta dissertação tem como objetivo aprofundar os estudos de reologia, através da avaliação de curva de viscosidade aparente e tixotropia, investigar o desempenho deste viscosímetro com outros fluidos que ainda não foram avaliados.

CAPÍTULO III

3. MATERIAL E MÉTODOS

Este capítulo apresenta técnicas e métodos utilizados para conduzir o trabalho experimental de validação do viscosímetro de processo modificado instalado na estrutura de Magalhães *et al.* (2014). A validação foi feita por meio da medição de curva de viscosidade aparente e tixotropia *online*, desta forma atribuindo ao equipamento grande valor transformando-o em um produto que possa ser utilizado nos testes em sonda.

3.1. Material

3.1.1. Material *online*

3.1.1.1. Unidade experimental *online*

Para a aferição em tempo real da curva de viscosidade aparente e tixotropia dos fluidos de perfuração foi utilizada uma unidade de automação abrigada no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ, vide Figura 31.

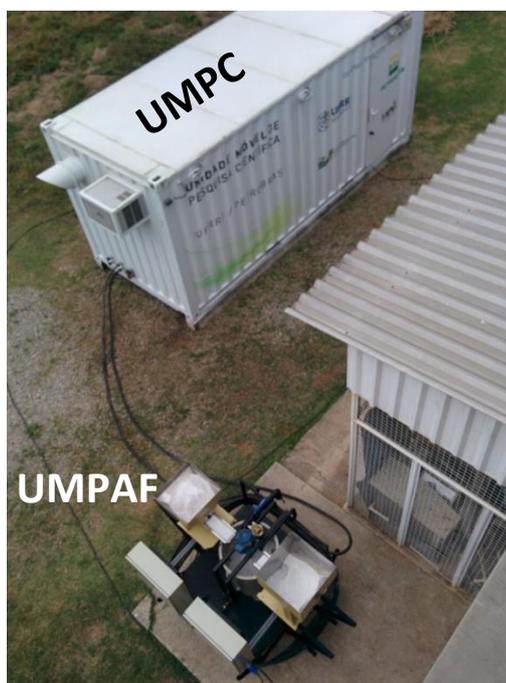


Figura 31 - Foto da unidade de automação abrigada no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ (Fonte: Imagem pessoal, 2016).

De acordo com a figura anterior pode-se observar que a estrutura onde se trabalhou é composta por duas unidades. A unidade produtora dos fluidos é denominada Unidade Móvel de Produção Automatizada de Fluido, UMPAF. Ela é responsável pela mistura e dosagem dos fluidos. O *container* é a Unidade Móvel de Pesquisa Científica, UMPC, cuja responsabilidade é a aferição das propriedades físico-químicas dos fluidos produzidos. Estas duas unidades estão conectadas por interconexões hidráulica e elétrica. Portanto, de acordo com a medição executada na UMPC é possível dosar o fluido na UMPAF para atingir a propriedade físico-química desejada.

3.1.1.2.Unidade Móvel de Produção Automatizada de Fluido

Para a proposta do trabalho foi utilizada uma unidade móvel e compacta com estrutura hidráulica e elétrica que tem a finalidade de otimizar a produção dos fluidos, a UMPAF. Esta é composta por dois dosadores vibrantes, além de um tanque de 100 litros, como ilustra a Figura 32.



Figura 32 - Foto da UMPAF abrigada no Laboratório de Escoamento de Fluidos da UFRRJ (Fonte: Imagem pessoal, 2016).

3.1.1.3.Unidade Móvel de Pesquisa Científica

A UMPC é constituída por uma linha instrumentada que é capaz de realizar medições em tempo real de viscosidade aparente, densidade, temperatura, pressão, vazão, razão óleo e água, condutividade elétrica, estabilidade elétrica, como pode ser

visualizado nas Figuras 33 e 34. Porém, esta dissertação manterá seu foco apenas na medição de viscosidade aparente.

Dentre as propriedades medidas, é importante ressaltar que a temperatura é apenas aferida, não é possível controlá-la.



Figura 33 - Foto da UMPC abrigada no Laboratório de escoamento de Fluidos da UFRRJ (Fonte: Imagem pessoal, 2016).



Figura 34 - Foto da linha instrumentada contida no interior da UMPC (Fonte: Imagem pessoal, 2016).

Magalhães *et al.* (2014) construíram um sistema supervisorio utilizando a plataforma *LabView®*, da *National Instruments*, para viabilizar a comunicação entre homem e a unidade de escoamento com os sensores instalados. Esta mesma plataforma

foi utilizada no presente trabalho, vide Figura 35, na qual estão contidos os algoritmos para os cálculos das grandezas em aferição tornando possível a dosagem dos fluidos na UMPAF e exibição em tempo real dos dados na tela do operador.



Figura 35 - Foto da interface homem-máquina onde é capaz de realizar leituras das propriedades em tempo real (Fonte: Imagem pessoal, 2016).

3.1.1.4. Funcionamento da unidade experimental *online*

A Figura 36 mostra o funcionamento de toda a unidade experimental desde a produção do fluido até sua medição. A unidade experimental consiste em um *loop* de escoamento fechado sendo o fluido de perfuração produzido na UMPAF. Portanto, a UMPAF, como dito anteriormente, é equipada por dois dosadores que vibram vertendo sólidos adensantes e viscosificantes, um tanque onde os fluidos são produzidos e acima dele está localizado um sensor de nível que envia informação para UMPC. Na parte inferior do tanque o fluido deixa a UMPAF em direção à UMPC com auxílio da bomba central. No interior da UMPC, a linha tracejada indica o trajeto do fluido onde as propriedades físico-químicas são aferidas e a seguir retorna para a UMPAF, o retorno do fluido é representado pelos círculos cinza localizados na saída da linha e no topo do tanque. Com a finalidade de preparo de fluido e limpeza das unidades existe um reservatório de água que com auxílio de uma segunda bomba alimenta o tanque da UMPAF.

Quando o sensor de nível acusa que o fluido atingiu o nível limite do tanque, ao invés do mesmo seguir pela linha tracejada, a UMPC executa inversão de válvulas

automaticamente e o fluido é desviado para o rejeito até que o nível do tanque diminua a um nível específico.

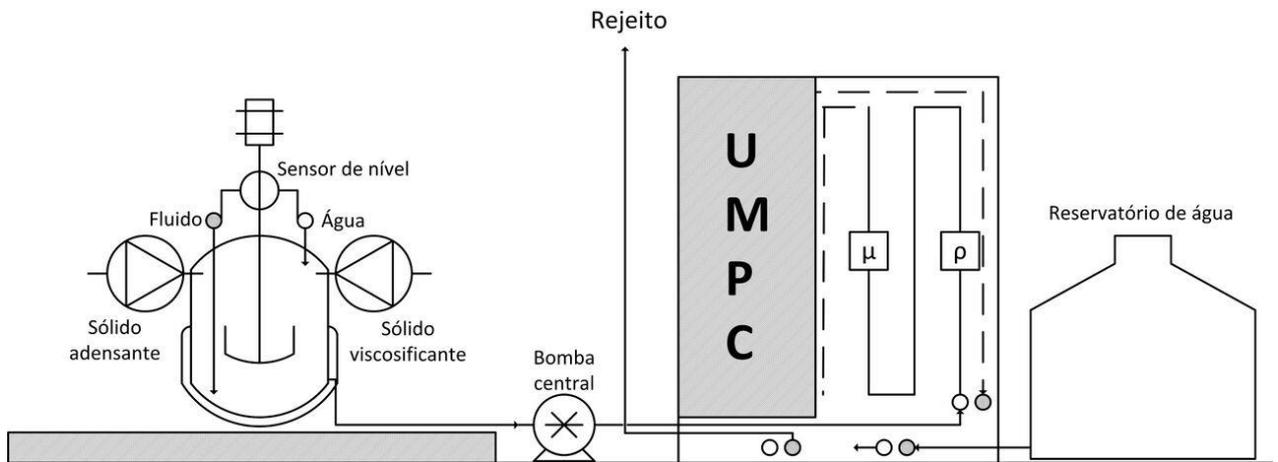


Figura 36 - Desenho esquemático da unidade de automação, produção e escoamento de fluidos de perfuração (Fonte: Desenho pessoal, 2016).

3.1.1.5. Viscosímetro TT-100

Dentre os instrumentos instalados na UMPC tem-se o viscosímetro TT-100 *Brookfield*, vide Figura 37. O TT-100 é responsável pela aquisição da viscosidade aparente do fluido através de sinais de corrente que serão convertidos em valores de tensão de cisalhamento. O TT-100 possui geometria de cilindros coaxiais semelhante ao equipamento de bancada utilizado atualmente nas sondas. A principal modificação introduzida no equipamento comercial foi a alteração do motor e do gerador de sinal elétrico que possibilita a variação da taxa de deformação de forma contínua. Para que isso fosse possível, uma interface de automação das medidas reológicas foi preparada. Desta forma, o viscosímetro foi modificado e calibrado para permitir total controle do equipamento remotamente e transformando-o, então, em um equipamento exclusivo no mercado, quando comparado com os instrumentos dos trabalhos publicados até o momento.



Figura 37 - Foto do viscosímetro TT-100 *Brookfield* instalado na UMPC (Fonte: Imagem pessoal, 2016).

Devido à engenharia de montagem do instrumento, o fluido é constantemente renovado dentro da câmara de medição o que agrega vantagem operacional já que a medida reológica se torna mais próxima da realidade de processo, vide Figura 38.



Figura 38 - Foto do interior do viscosímetro TT-100 *Brookfield* (Fonte: Magalhães et al., 2014).

À medida que o rotor gira, o fluido que está passando pela região anular formada entre os cilindros concêntricos é deformado transferindo um torque para o estator. A partir desse torque há uma deflexão no elemento sensor gerando um sinal de referência que é levado a uma placa eletrônica e convertido em corrente contínua de 4 a 20 mA, sendo esta corrente o sinal de referência interpretado pelo PLC. O giro do rotor juntamente com a sua geometria fornece a taxa de deformação.

O motor, originalmente, é programado para duas velocidades distintas. Porém, o viscosímetro FANN 35A, equipamento de bancada utilizado atualmente nas sondas, possui capacidade de aferir a tensão de cisalhamento em seis diferentes taxas de deformação. Então, primeiramente o TT-100 foi configurado para avaliar a tensão de cisalhamento nestas mesmas seis taxas, mas posteriormente se optou por reconfigurar o TT-100 para que o mesmo fosse capaz de imprimir mais pontos de tensão além das seis pré-fixadas. Desta forma, era possível realizar o levantamento do reograma do fluido.

O funcionamento do viscosímetro TT-100 descrito anteriormente é ilustrado na Figura 39.

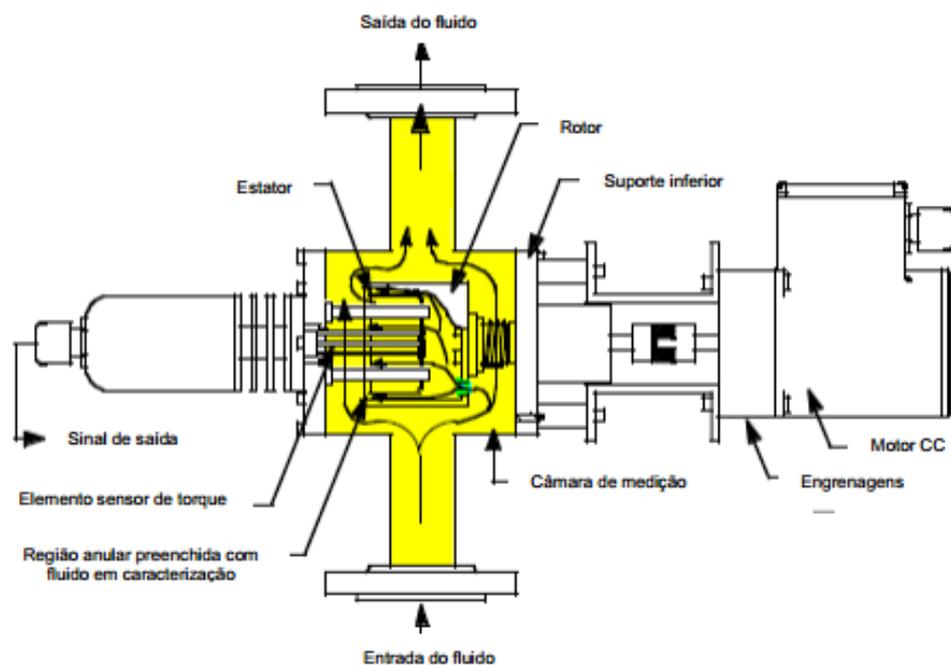


Figura 39 - Esquema do funcionamento do viscosímetro TT-100 *Brookfield* (Fonte: Manual TT-100).

3.1.1.6. Software

Para haver a interação homem-máquina, a unidade piloto foi equipada com um *software* escrito em linguagem *LabView*® para gerenciar e modelar os dados gerados.

A Figura 40 apresenta a tela do operador constituído pelo sistema supervisorío para viabilizar a comunicação entre homem e a unidade de escoamento. Esta tela possibilita monitorar os dados das aferições ocorridas nos equipamentos contidos da linha instrumentada. Além disso, ela também permite administrar o fluido produzido, por exemplo, dosando-o de acordo com a vibração dos dosadores. De acordo com a interface desenvolvida, é possível monitorar os dados e administrar os fluidos em tempo real.

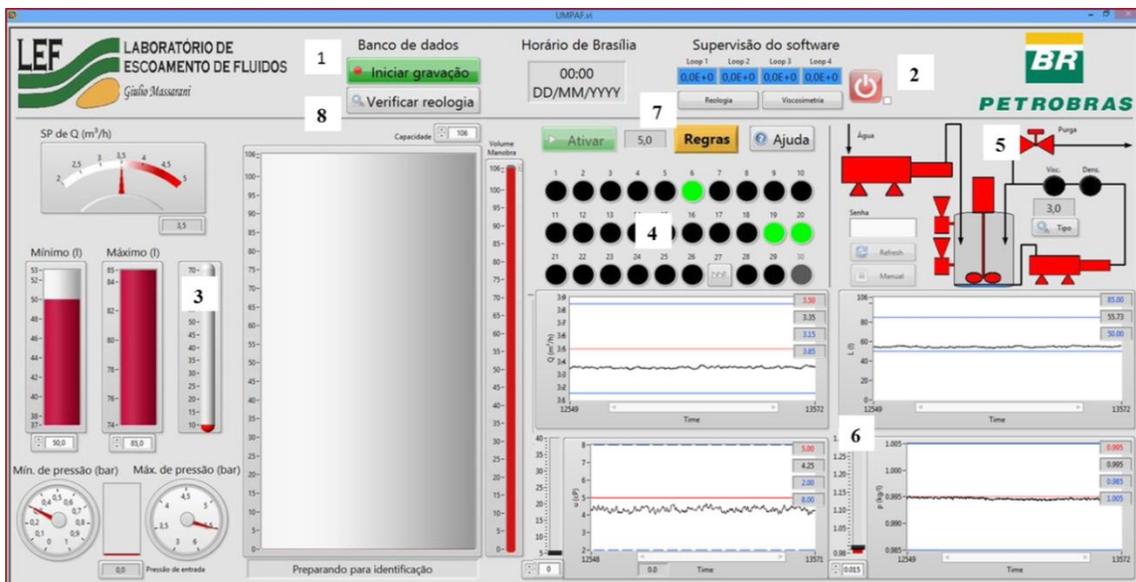


Figura 40 - Imagem da tela do operador, interface homem-máquina (Fonte: Imagem pessoal, 2016).

Também foi criada uma interface secundária, ilustrada pela Figura 41, para interação manual com os dispositivos, caso seja necessário. Esta segunda interface pode ser utilizada para lavagem da unidade, por exemplo.

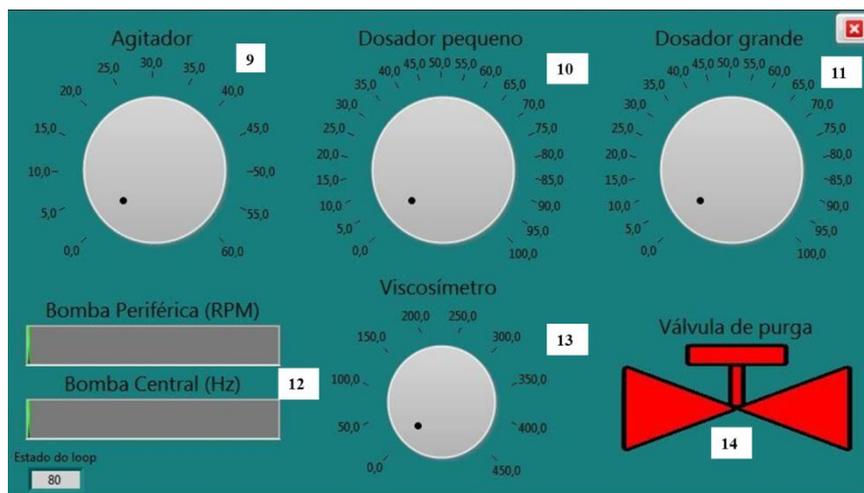


Figura 41 - Imagem da tela do operador. *Pop-up* para operação manual dos equipamentos (Fonte: Imagem pessoal, 2016).

A Tabela 2 apresenta as funções por grupamento de ícones das telas desenvolvidas (Figuras 40 e 41).

Tabela 2 - Funções dos ícones das telas da interface homem-máquina.

Número	Função
1	Solicitação de registro de todos os dados na tela
2	Verificação das iterações dos <i>loops</i> e desativação do <i>software</i>
3	Observação do ponto de ajuste automático de vazão, ajuste dos níveis máximo e mínimo do tanque, observação das pressões máxima e mínima para bombeio, observação do nível real do tanque
4	Verificação das regras que estão sendo aplicadas
5	Esboço dinâmico para verificar qual dispositivo está ligado
6	Verificação dos dados em tempo real da vazão, do nível do tanque, da viscosidade, da densidade e do seu respectivo intervalo de funcionamento em função do tempo
7	Início dos testes e plotagem das curvas de viscosidade aparente e tixotropia

-
- | | |
|----|---|
| 8 | Verificação das curvas plotadas |
| 9 | Controle da velocidade do misturador acoplado ao tanque, em circuito aberto |
| 10 | Controle da vibração do primeiro dosador de sólidos, em circuito aberto |
| 11 | Controle da vibração do segundo dosador de sólidos, em circuito aberto |
| 12 | Controle sobre a bomba principal e de água, em circuito aberto |
| 13 | Manipulação da taxa de cisalhamento no viscosímetro |
| 14 | Abertura ou fechamento da válvula de purga |
-

Vale lembrar que no escopo do atual trabalho não foram englobados montagem da unidade experimental e desenvolvimento de *software*. Como já dito, o objetivo da dissertação é avaliar e validar as medidas *online* realizadas pelo viscosímetro, modificado e calibrado, TT-100 *Brookfield*, através de curvas de viscosidade aparente e tixotropia.

3.1.2. Material de bancada

3.1.2.1. Reômetro *Haake Rheostress 1*

Diversos modelos de viscosímetros e reômetros podem ser utilizados na determinação das propriedades reológicas. Então para execução dos testes preliminares e validação das aferições *online* da curva de viscosidade aparente e tixotropia dos fluidos produzidos optou-se por trabalhar com o equipamento de bancada reômetro *Haake Rheostress 1*, vide Figura 42, pois o mesmo além de apresentar geometria igual ao TT-100 (cilindros coaxiais) e ser um equipamento consagrado em medição de reologia, apresenta baixo erro de leitura, de acordo com o fabricante.



Figura 42 - Foto ilustrativa do Reômetro *Haake RheoStress 1* no qual foram realizados testes de bancada para validação dos testes reológicos *online* (Fonte: www.rheologysolutions.com, acessado em 27/10/2016).

O instrumento é equipado com geometria de cilindros coaxiais, como mostra a Figura 43. Um banho termostaticado de água foi utilizado para o controle das temperaturas de ensaio, como mostra a Figura 44. Este banho foi importante para garantir que as propriedades dos fluidos fossem aferidas a uma mesma temperatura, já que na estrutura *online* o controle de temperatura não é possível, apenas o seu monitoramento.



Figura 43 - Foto da geometria de cilindros coaxiais do equipamento *Haake Rheostress 1* (Fonte: Imagem pessoal, 2016).



Figura 44 - Foto do banho termostatzado de água utilizado para controle das temperaturas de ensaio (Fonte: Imagem pessoal, 2016).

3.1.2.2. Malvern – Mastersizer 2000

Para caracterização das faixas de tamanho de partículas foi utilizado o equipamento Malvern – Mastersizer 2000, como mostra a Figura 45, um analisador de partículas. A amostra permanece em suspensão enquanto é homogeneizada e circula continuamente através da janela de medição na qual a determinação de tamanho de partículas é executada pela técnica de difração a laser. O equipamento permite analisar uma faixa de 0,04 a 2.000 μm .



Figura 45 - Foto ilustrativa do *Malvern Mastersizer 2000* no qual foi determinada a distribuição de tamanhos das partículas (Fonte: www.malvern.com, acessado em 27/10/2016).

3.1.2.3. Agitador Hamilton Beach-Fann

Para homogeneização dos componentes dos fluidos a serem produzidos utilizou-se o agitador *Hamilton Beach-Fann*, como ilustra a Figura 46, composto por duas velocidades de agitação.



Figura 46 - Foto ilustrativa do agitador *Hamilton Beach* no qual foram preparados os fluidos para teste de bancada (Fonte: www.eurosul.com, acessado em 27/10/2016).

3.1.2.4. Balança de lama FANN modelo 140

Com a finalidade de conhecer a densidade dos fluidos preparados utilizou-se a balança de lama FANN modelo 140, vide Figura 47.



Figura 47 - Foto ilustrativa do FANN Balança de Lama no qual foram determinadas as densidades dos fluidos para teste de bancada (Fonte: www.eurosul.com, acessado em 27/10/2016).

3.2. Preparo dos fluidos

3.2.1. Testes Preliminares

A UMPAF é composta por um tanque de 100 litros, portanto decidiu-se realizar testes preliminares em bancada para garantir que a composição dos fluidos reproduzidos no tanque apresentasse característica não-Newtoniana tixotrópica que é objeto de estudo do trabalho, assim, anulando o grande desperdício de material caso o fluido fosse preparado diretamente na UMPAF e não atingisse a característica desejada.

Se tratando de preparo de fluido de perfuração, para os testes preliminares optou-se trabalhar com os seguintes componentes:

- goma xantana;
- carboximetilcelulose;
- bentonita;
- sulfato de bário;
- carbonato de cálcio;
- cloreto de sódio.

3.2.1.1. Determinação da composição-base dos fluidos

Este primeiro teste preliminar tem como objetivo determinar a composição-base do fluido a ser produzido. A determinação será baseada na característica do fluido que seja capaz tanto de realizar curva de viscosidade aparente quanto apresentar comportamento tixotrópico significativo.

No preparo dos fluidos, tanto com goma xantana (GX) quanto com carboximetilcelulose (CMC), optou-se por trabalhar com três densidades diferentes. A partir da densidade típica de fluido de perfuração, $1,14 \text{ g/cm}^3$, decidiu-se preparar fluidos com esta densidade, uma densidade superior ($\rho \sim 1,25 \text{ g/cm}^3$) e outra inferior ($\rho \sim 1,05 \text{ g/cm}^3$) a esse valor específico. Desta forma, fixou-se a concentração de GX e CMC em 2 lb/b, uma das concentrações utilizada nos fluidos de perfuração, e calculou-se as concentrações de barita e calcita, como é apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 - Teste preliminar em bancada: determinação da composição-base do fluido.

	GX	CMC	BaSO₄	CaCO₃	ρ fluido
Fluido 1	2 lb/b	-	-	-	-
Fluido 2	2 lb/b	-	-	130,00 g	1,08 g/cm ³
Fluido 3	2 lb/b	-	78,24 g	-	
Fluido 4	2 lb/b	-	-	195,90 g	1,14 g/cm ³
Fluido 5	2 lb/b	-	117,49 g	-	
Fluido 6	2 lb/b	-	-	260,00 g	1,25 g/cm ³
Fluido 7	2 lb/b	-	156,40 g	-	
Fluido 8	-	2 lb/b	-	-	-
Fluido 9	-	2 lb/b	-	111,49 g	1,02 g/cm ³
Fluido 10	-	2 lb/b	67,10 g	-	
Fluido 11	-	2 lb/b	-	167,00 g	1,14 g/cm ³
Fluido 12	-	2 lb/b	100,80 g	-	

De acordo com a tabela anterior, pode-se observar que não se trabalhou com CMC como composição-base à uma densidade de $1,25 \text{ g/cm}^3$, este ocorrido é explicado pelo fato do fluido ter apresentado grande viscosidade dificultando a sua inserção no estreito *gap* do recipiente do reômetro, como mostrado na Figura 43. Apesar deste ocorrido, é importante lembrar que o reômetro *Haake Rheostress 1* foi escolhido pelo

fato de ser um equipamento de bancada consagrado, além de possuir geometria de cilindros coaxiais e baixo erro de leitura.

3.2.1.2. Leitura da viscosidade aparente a uma taxa de 511 s^{-1}

Determinada a composição-base, o próximo passo foi realizar leitura de viscosidade aparente dos fluidos trabalhados a uma taxa de 511 s^{-1} (taxa utilizada atualmente nas sondas para verificação da reologia do fluido, ou seja, 300 rpm), como apresentada na Tabela 4. Esta etapa fez-se necessária porque o *online* não é capaz de medir concentração já que na UMPAF não contém sensor com capacidade de medir a quantidade de massa vertida pelo dosador. Portanto, para reproduzir o fluido na UMPAF seria necessário o conhecimento da viscosidade aparente em testes preliminares de bancada.

Tabela 4 - Teste preliminar em bancada: composição dos fluidos para leitura da viscosidade aparente a uma taxa de 511 s^{-1} e 25°C .

	GX	NaCl	Bentonita	ρ fluido
Fluido 13	2 lb/b	-	-	-
Fluido 14	3 lb/b	-	-	-
Fluido 15	4 lb/b	-	-	-
Fluido 16	2 lb/b	110 lb/b	-	$1,83 \text{ g/cm}^3$
Fluido 17	3 lb/b	110 lb/b	-	$1,88 \text{ g/cm}^3$
Fluido 18	4 lb/b	110 lb/b	-	$1,94 \text{ g/cm}^3$
Fluido 19	-	-	12 lb/b	-
Fluido 20	-	-	15 lb/b	-
Fluido 21	-	-	18 lb/b	-

Pode-se observar que, apesar dos testes de definição da composição-base terem sido feitos a uma concentração constante de goma xantana, para leitura de viscosidade aparente variou-se a concentração de goma xantana e bentonita com o objetivo de confrontar as medidas reológicas *online* e *offline* das curvas de viscosidade aparente e tixotropia diante do aumento da concentração do polímero e da argila, respectivamente.

O NaCl foi trabalhado em uma concentração constante de 110 lb/b representando a salmoura.

3.2.2. Testes de validação *online* x *offline*

Executada a triagem nos testes preliminares, o planejamento experimental para validação do viscosímetro de processo foi dado pela execução dos seguintes fluidos apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 - Teste de validação: *online* x *offline*.

	GX	NaCl	CaCO₃	Bentonita
Fluido 20	40 cP* (2 lb/b GX + 110 lb/b NaCl)		-	-
Fluido 21	53 cP* (3 lb/b GX + 110 lb/b NaCl)		-	-
Fluido 22	100 cP* (4 lb/b GX + 110 lb/b NaCl)		-	-
Fluido 23	100 cP* + diluição (4 lb/b GX + 110 lb/b NaCl + diluição)		X	-
Fluido 24	100 cP* + diluição (4 lb/b GX + 110 lb/b NaCl + diluição)		X+Y	-
Fluido 25	100 cP* + diluição (4 lb/b GX + 110 lb/b NaCl + diluição)		X+Y+Z	-
Fluido 26	-	-	-	25 cP

*Viscosidade aparente a uma taxa de 511 s^{-1} e 25°C .

De acordo com a tabela anterior, os três primeiros fluidos possuem viscosidade aparente pré-definida em testes preliminares de bancada, como apresentado anteriormente. Porém, antes de adicionar sólidos (CaCO_3), diluiu-se o fluido, cuja viscosidade já era de 100 cP, evitando, desta forma, que o fluido apresentasse viscosidade aparente muito elevada prejudicando a circulação do mesmo na linha instrumentada. Então, os fluidos 23, 24 e 25 tem como objetivo confrontar as leituras *online* e *offline* das curvas de viscosidade aparente e tixotropia diante do aumento da concentração de sólidos à uma mesma concentração de goma xantana e NaCl.

Em resumo, para execução dos testes de validação *online* x *offline* os fluidos foram produzidos na UMPAF com testes de reologia executados tanto na UMPC quanto no reômetro de bancada. Para execução neste último, a cada fluido produzido na UMPAF foi retirada uma alíquota para o teste em bancada.

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo serão apresentados os resultados da validação do viscosímetro de processo TT-100 calibrado e modificado com capacidade exclusiva de medição em tempo real de curva de viscosidade aparente e comportamento tixotrópico. Também serão apresentados os resultados das análises adicionais referentes ao comportamento tixotrópico dos fluidos e a influência da variação das concentrações de seus componentes.

4.1. Análise Granulométrica

Para caracterização das faixas de tamanho das partículas de bentonita, barita e calcita foi utilizado o Malvern - Mastersizer 2000 como analisador de partículas.

Na Figura 48 é apresentado o resultado da caracterização granulométrica da bentonita. Como observado, o intervalo de tamanho é 0,3 – 90 μm .

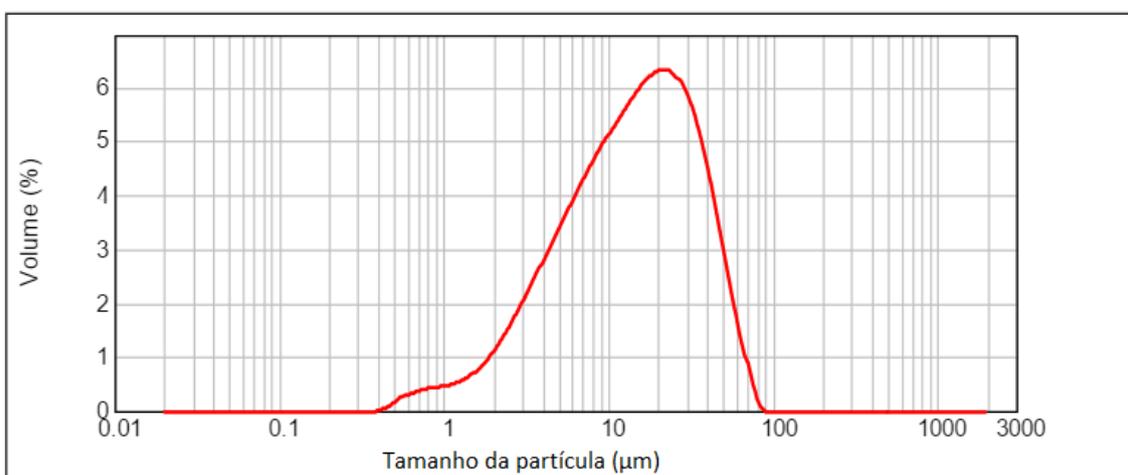


Figura 48 - Distribuição granulométrica da bentonita.

Na Figura 49 se observa que o intervalo de tamanho da barita apresentado pela caracterização granulométrica é 0,2 – 102 μm .

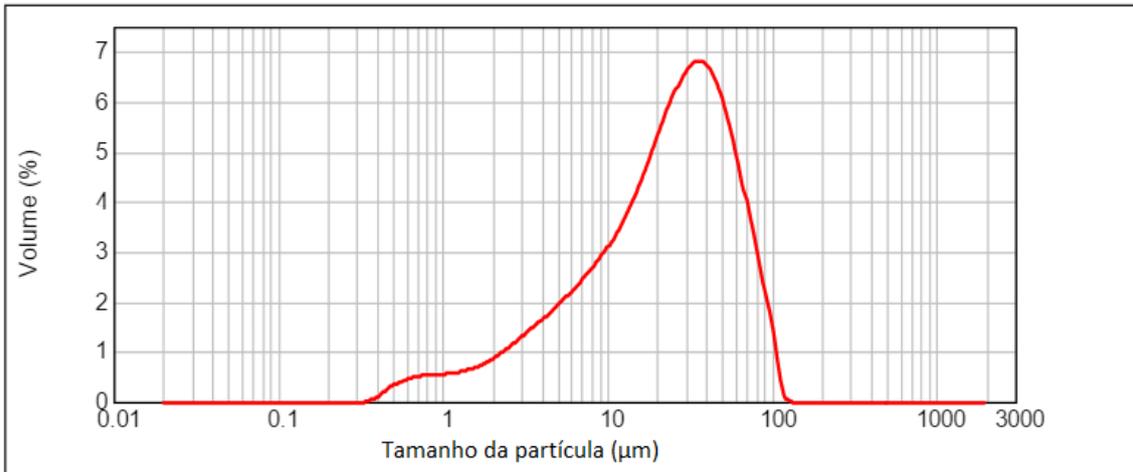


Figura 49 - Distribuição granulométrica da barita.

Na Figura 50 mostra-se que o resultado da caracterização granulométrica da calcita com intervalo de tamanho de 0,5 – 9 µm.

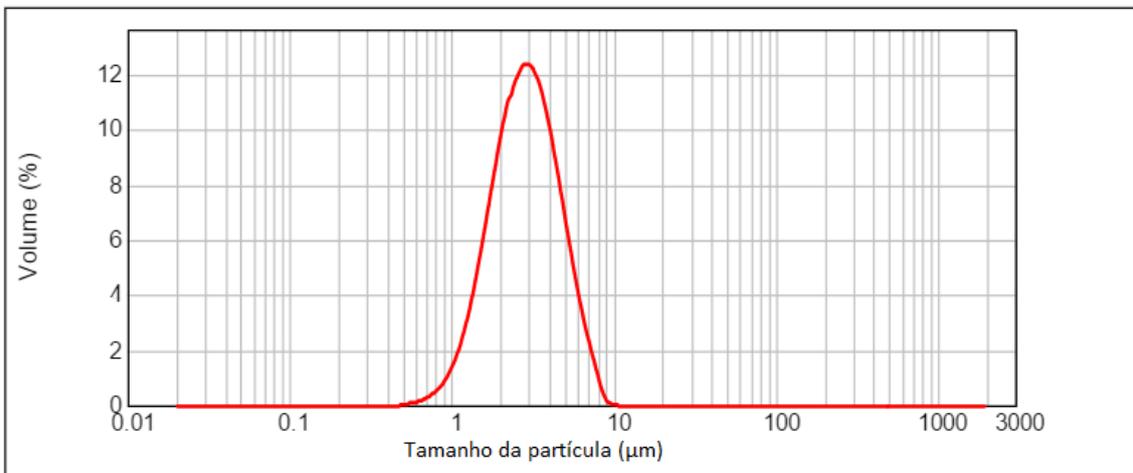


Figura 50 - Distribuição granulométrica da calcita.

De uma forma geral, os diâmetros médios das partículas encontrados pelo equipamento foram de 14 µm para bentonita, 24 µm para barita e 3 µm para calcita, como mostraram as Figuras 48, 49 e 50, respectivamente.

4.2. Testes preliminares em bancada

4.2.1. Determinação da composição-base dos fluidos

Este primeiro teste preliminar em bancada foi executado no reômetro *Haake Rheostress 1* (apresentado na Figura 42) para caracterização dos fluidos produzidos, tanto em termos de curva de viscosidade aparente quanto tixotropia. Os resultados orientaram quais as melhores composições para serem reproduzidas na unidade de preparo automatizada, maximizando a logística de gasto de insumos.

Para execução dos testes de determinação da composição-base dos fluidos foram plotadas curvas de viscosidade aparente ascendente e descendente. De posse dessas curvas plotadas em um mesmo gráfico foi possível avaliar a tixotropia dos fluidos.

A Figura 51 apresenta o comparativo das curvas de tixotropia dos fluidos com goma xantana pura, ou seja, na ausência de sólidos, e com o polímero na presença de três concentrações diferentes de BaSO_4 . Estas concentrações foram determinadas da seguinte forma, a partir da densidade principal dos fluidos de perfuração, $1,14 \text{ g/cm}^3$, decidiu-se também preparar fluidos com uma densidade superior ($\rho \sim 1,25 \text{ g/cm}^3$) e outra inferior ($\rho \sim 1,05 \text{ g/cm}^3$) a esse valor específico.

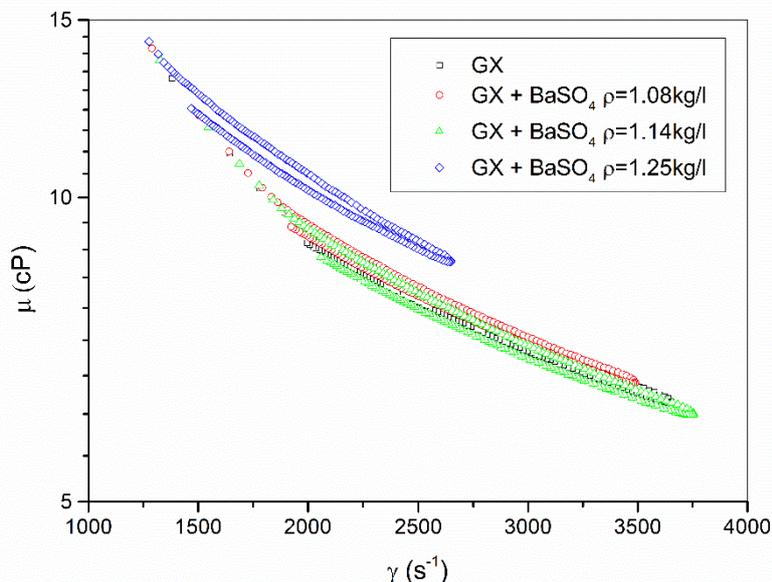


Figura 51 - Comparativo das curvas de tixotropia com uma mesma concentração de goma xantana em diferentes concentrações de BaSO_4 .

Na mesma lógica, a Figura 52 apresenta o comparativo das curvas de tixotropia dos fluidos com goma xantana pura e com o polímero na presença de três concentrações diferentes de CaCO_3 .

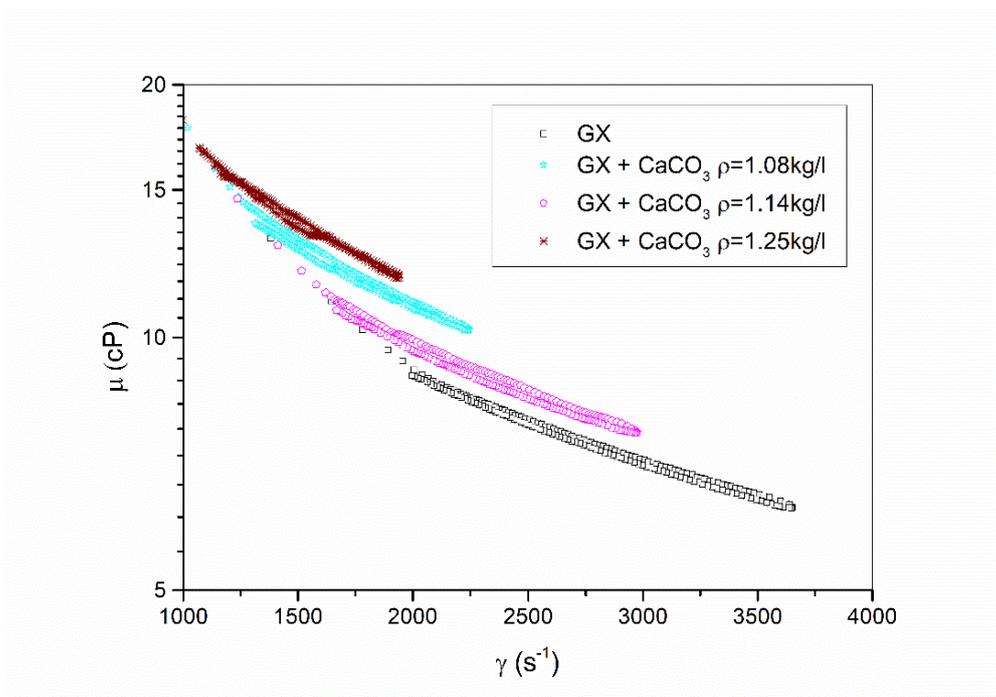


Figura 52 - Comparativo das curvas de tixotropia com uma mesma concentração de GX em diferentes concentrações de CaCO_3 .

Durante o preparo dos fluidos com carboximetilcelulose como composição-base, ao executá-los a uma densidade de aproximadamente $1,25 \text{ g/cm}^3$ o fluido se apresentou muito viscoso o que dificultou sua inserção no estreito *gap* (observado na Figura 43) do recipiente do reômetro. Como abordado anteriormente, apesar das eventuais restrições de medição devido ao estreito *gap*, é importante lembrar que o reômetro *Haake Rheostress 1* foi escolhido pelo fato de ser um equipamento de bancada consagrado, além de possuir geometria de cilindros coaxiais (assim como o FANN 35A utilizado atualmente nas sondas e o viscosímetro TT-100 instrumento de validação), possui baixo erro de leitura.

Desta forma, a Figura 53 apresenta o comparativo das curvas de tixotropia dos fluidos carboximetilcelulose puro, ou seja, na ausência de sólidos, e com o polímero na presença de duas concentrações diferentes de BaSO_4 . Enquanto que a Figura 54

apresenta as curvas do carboximetilcelulose puro e com o polímero na presença de duas concentrações diferentes de CaCO_3 .

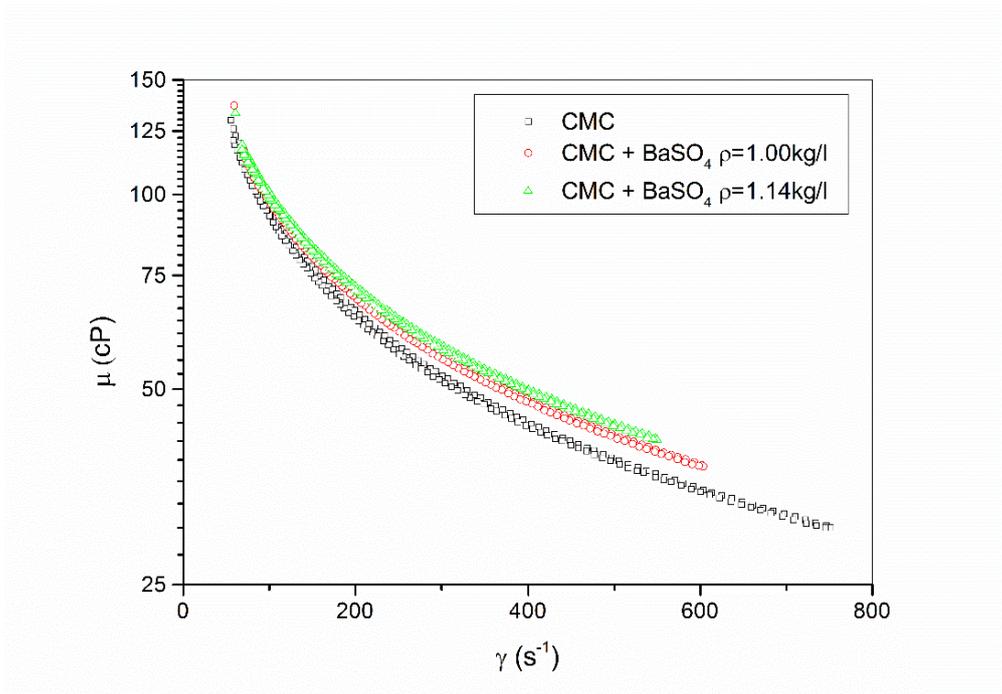


Figura 53 - Comparativo das curvas de tixotropia com uma mesma concentração de CMC em diferentes concentrações de BaSO_4 .

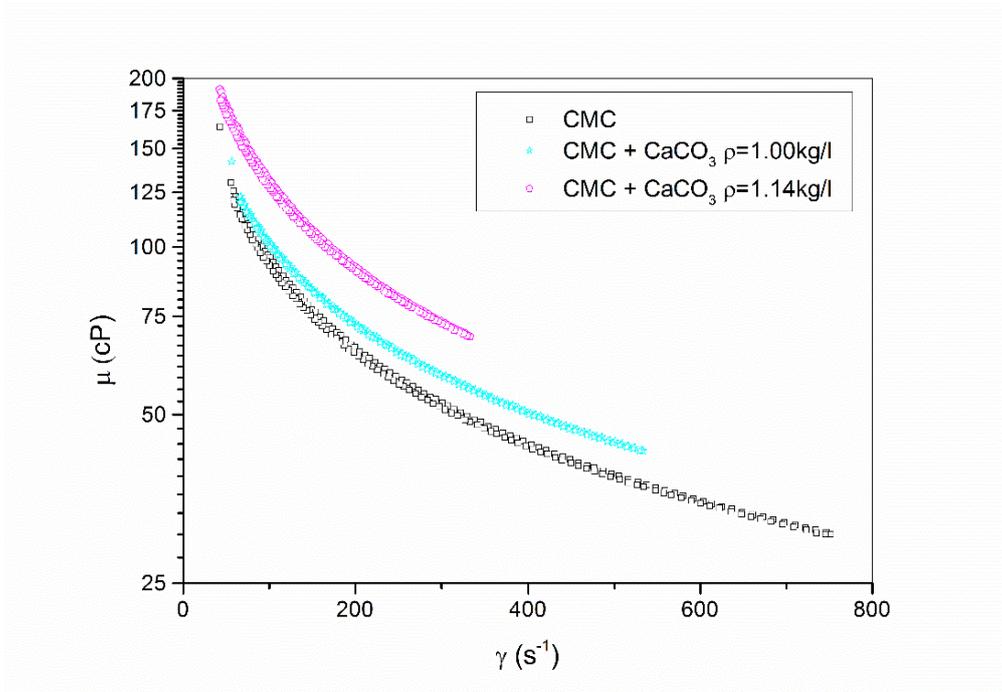


Figura 54 - Comparativo das Curvas de tixotropia com uma mesma concentração de CMC em diferentes concentrações de CaCO_3 .

De acordo com as quatro figuras apresentadas anteriormente pode-se observar:

- a adição de sólidos aumentou a viscosidade aparente do fluido porque viscosidade é a propriedade física que corresponde à resistência do fluido ao escoamento. Então, cada partícula suspensa provoca um aumento na resistência ao escoamento, aumentando a viscosidade da suspensão. Logo, espera-se que quanto maior for a fração volumétrica de sólidos adicionada ao fluido, maior será a viscosidade da suspensão;
- tanto nos fluidos com GX quanto CMC, os que continham CaCO_3 em sua composição apresentaram viscosidade aparente superior quando comparados com os fluidos que continham BaSO_4 . Este comportamento pode ser explicado porque a densidade do CaCO_3 ($\rho \cong 2,8 \text{ g/cm}^3$) é inferior à densidade do BaSO_4 ($\rho \cong 4,0 \text{ g/cm}^3$), portanto é necessária uma maior volume de sólido CaCO_3 para atingir uma mesma densidade de fluido, já que a concentração de GX e CMC ($C = 2 \text{ lb/b}$) manteve-se constante;
- os fluidos preparados com o polímero GX apresentaram tixotropia significativa, enquanto que os fluidos preparados com o polímero CMC não apresentaram. Esta conclusão é possível porque, como pode ser verificado nas figuras anteriores, os fluidos preparados com GX apresentaram maior área de histerese.

Após execução destes testes optou-se por não dar continuidade no preparo de fluidos com BaSO_4 pelo fato do mesmo apresentar algumas impurezas dificultando a realização do experimento no reômetro, pois com o estreito *gap* e baixas taxas o equipamento não foi capaz de vencer a resistência dos grânulos fazendo com que o cilindro se mantivesse “agarrado” durante alguns segundos para fazer a medição.

Portanto, o polímero e o sólido escolhidos para execução dos testes *online* foram goma xantana (devido à tixotropia) e CaCO_3 (BaSO_4 com presença de impurezas dificultando a leitura no reômetro).

4.2.2. Leitura da viscosidade aparente dos fluidos a uma taxa de 511 s^{-1}

A leitura de viscosidade aparente dos fluidos que foram reproduzidos na unidade automatizada (Tabela 6) fez-se necessária porque o *online* não é capaz de medir concentração já que a UMPAF não contém um sensor com capacidade de medir a quantidade de massa vertida no tanque pelo dosador. Portanto, para reproduzir as

características reológicas dos fluidos estudados em bancada na UMPAF, optou-se por reproduzir o valor de viscosidade aparente do mesmo em uma taxa de deformação pré-estabelecida.

O valor escolhido para taxa de deformação foi 511 s^{-1} , ou seja, 300 rpm, pois como dito no capítulo de Material e Métodos, os operadores de sonda utilizam este valor como referência no viscosímetro FANN 35A.

Tabela 6 - Leitura das viscosidades aparentes a uma taxa de 511 s^{-1} .

	GX	NaCl	Bentonita	ρ fluido	μ
Fluido 13	2 lb/b	-	-	-	Pouca tixotropia
Fluido 14	3 lb/b	-	-	-	Pouca tixotropia
Fluido 15	4 lb/b	-	-	-	Pouca tixotropia
Fluido 16	2 lb/b	110 lb/b	-	0,83 g/cm^3	40 cP
Fluido 17	3 lb/b	110 lb/b	-	0,88 g/cm^3	54 cP
Fluido 18	4 lb/b	110 lb/b	-	0,94 g/cm^3	100 cP
Fluido 19	-	-	12 lb/b	-	25 cP
Fluido 20	-	-	15 lb/b	-	40 cP
Fluido 21	-	-	18 lb/b	-	81 cP

De acordo com a tabela anterior pode-se observar que os fluidos que continham goma xantana pura não apresentaram tixotropia significativa (comportamento exemplificado na Figura 55), desta forma, adicionou-se NaCl ao fluido. E assim, ao adicionar NaCl à goma xantana os fluidos apresentaram tixotropia significativa, ou seja, ao adicionar sal há uma transição da conformação da molécula de goma xantana impactando no seu comportamento tixotrópico.

Como já era esperado, a bentonita apresentou tixotropia significativa, porém o polímero preparado nas concentrações de 15 lb/b e 18 lb/b apresentaram-se muito viscosos dificultando sua inserção no estreito *gap* do reômetro.

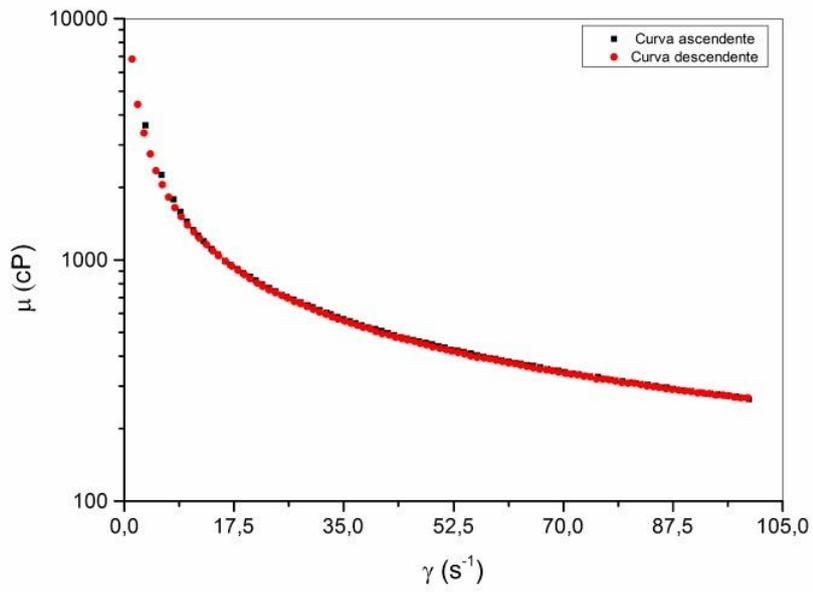


Figura 55 - Curva de tixotropia da goma xantana pura 3 lb/b. Gráfico exemplificativo da baixa tixotropia da goma xantana pura utilizada.

A Figura 56 traz um exemplo de como a leitura de viscosidade aparente foi realizada.

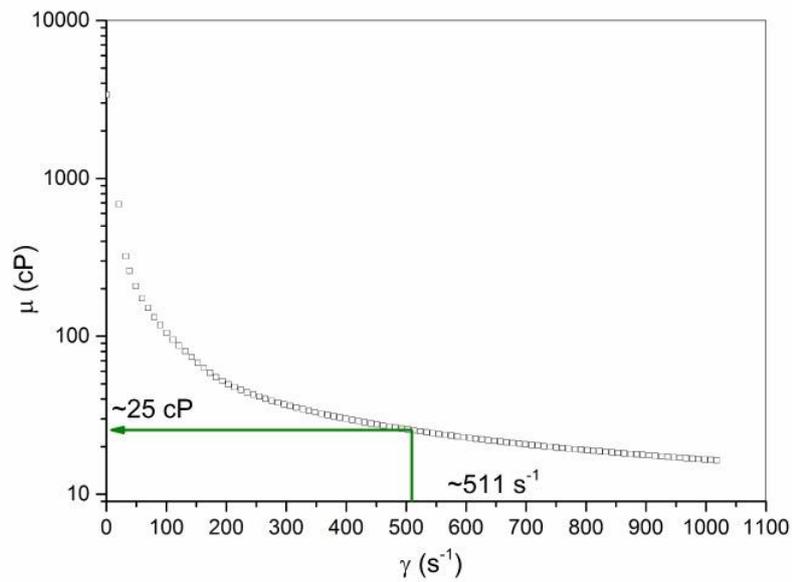


Figura 56 - Curva de viscosidade aparente da bentonita 12 lb/b. Gráfico exemplificativo da leitura de viscosidade a uma taxa de 511 s^{-1} .

Portanto, em resumo, para execução dos testes de validação *online* os fluidos reproduzidos na UMPAF serão:

- goma xantana + NaCl;
- goma xantana + NaCl + CaCO₃;
- bentonita 12 lb/b.

4.3. Testes de validação do equipamento *online*

Com o objetivo de verificar o desempenho da calibração e modificação do viscosímetro TT-100, o que o torna exclusivo, e validar sua capacidade de aferição e plotagem em tempo real de curva de viscosidade aparente e tixotropia, foram executados determinados experimentos.

Em todos os experimentos que serão apresentados a seguir os fluidos foram produzidos na UMPAF e, em paralelo às aferições *online*, a cada fluido preparado retirava-se uma alíquota do tanque para execução das aferições *offline* no reômetro *Haake Rheostress 1* na mesma temperatura do experimento da UMPAF, desta forma garantindo que os resultados confrontados tratavam-se da mesma composição.

4.3.1. Fluidos com goma xantana e NaCl

4.3.1.1. Curva de viscosidade aparente

No experimento, utilizou-se três diferentes concentrações de goma xantana (2 lb/b, 3 lb/b e 4 lb/b) em uma mesma concentração de NaCl (110 lb/b) a fim de validar se o equipamento de processo seria capaz de detectar a mudança da reologia perante a variação de concentração do polímero. Portanto, a Figura 57, mostra o comparativo das leituras *online* e *offline*.

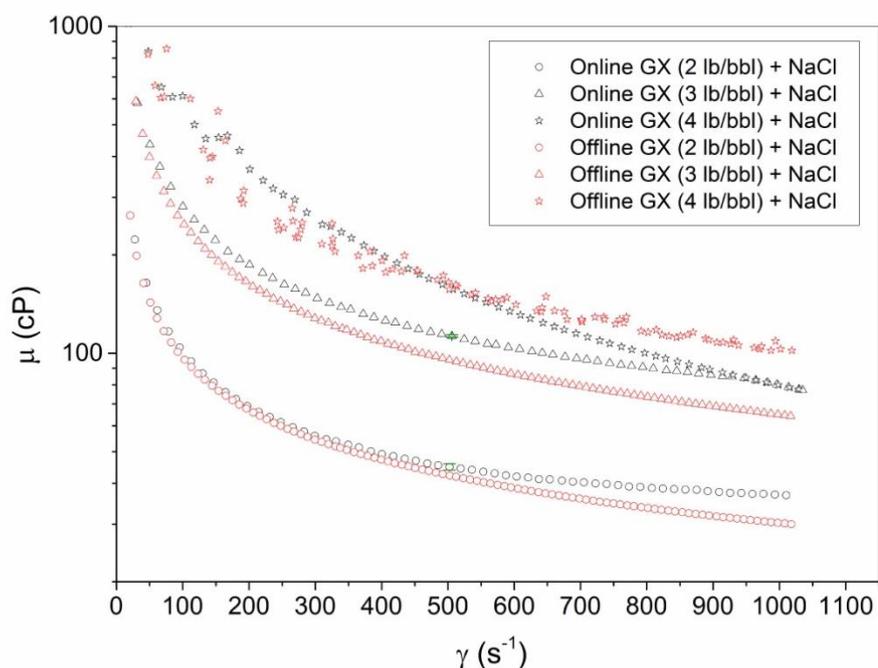


Figura 57 - Comparativo das curvas de viscosidade aparente com diferentes concentrações de goma xantana e mesma concentração de NaCl.

De acordo com a figura anterior, pode-se observar que o aumento da concentração de goma xantana influencia diretamente no aumento da viscosidade aparente, como já era esperado. Este comportamento pode ser atribuído às interações intermoleculares e entrelaçamentos, devido ao acréscimo efetivo nas dimensões da macromolécula e no peso molecular (Garcia-Ochoa *et al.*, 2000).

Visivelmente, a leitura *online* apresentou-se ligeiramente superior quando comparada com a leitura *offline*. Realizando cálculo do erro percentual na taxa de 511 s⁻¹, tem-se o seguinte resultado como mostra a Tabela 7.

Tabela 7 - Cálculo do erro percentual *online / offline* na taxa de 511 s⁻¹ da curva de viscosidade aparente do fluido GX + NaCl (concentração constante de 110 lb/b).

Fluido	Leitura <i>on</i> (cP)	Leitura <i>off</i> (cP)	% Erro
GX 2 lb/b + NaCl	44,3	41,8	6,0
GX 3 lb/b + NaCl	110,3	99,7	10,6
GX 4 lb/b + NaCl	155,2	139,3	11,4

O erro percentual foi calculado de acordo com a Equação 6.

$$\% \text{ Erro} = \frac{|leitura \text{ online} - leitura \text{ offline}|}{leitura \text{ offline}} \times 100 \quad \text{Equação 6}$$

Comparando os erros percentuais *online* / *offline* dos fluidos produzidos com GX e NaCl, conclui-se que quanto maior a concentração de GX maior foi o erro. Porém o mesmo foi inferior à 12%.

A propagação de erro no Viscosímetro TT-100, de acordo com o fabricante, considera +/- 1% rpm da rotação do rotor e 1% do valor da menor divisão do medidor de ângulo. De posse dessas informações, utilizou-se o método derivativo para o cálculo do erro inserido no gráfico representado pela barra de cor verde na Figura 57. Portanto, o erro do Viscosímetro TT-100 é de +/- 0,5 Pa, ou seja, na taxa de 511 s⁻¹ o erro é de +/- 1 cP. Diante do baixo erro apresentado pelo equipamento perante a escala de viscosidade aparente trabalhada, as próximas figuras não apresentarão o indicativo de erro.

4.3.1.2. Curva de tixotropia com 10 minutos de repouso

As curvas de fluxo ascendente e descendente podem ser usadas para caracterizar a tixotropia por histerese. Isto é, sendo a curva de tixotropia a representação gráfica que caracteriza a reologia do fluido através da relação entre a viscosidade aparente e taxa de deformação e a histerese o fenômeno que ocorre quando a curva de viscosidade aparente ascendente e descendente não se sobrepõem, a tixotropia será a área formada dentro do ciclo de histerese.

A Figura 58 mostra o comparativo das curvas de tixotropia dos mesmos fluidos apresentados na Figura 57.

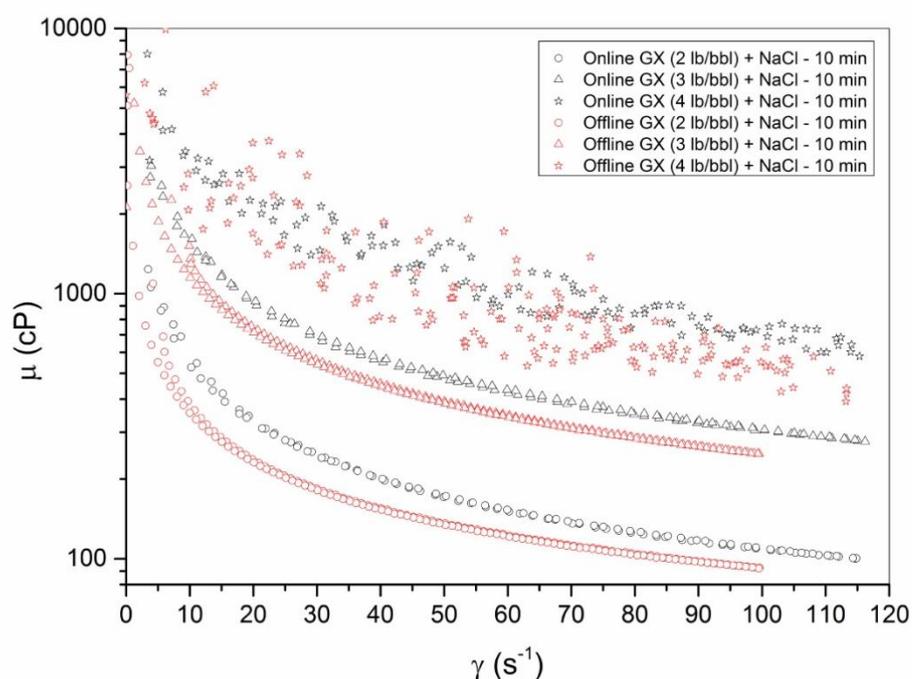


Figura 58 - Comparativo das curvas de tixotropia com diferentes concentrações de goma xantana uma mesma concentração de NaCl.

Como observado na figura anterior, a leitura *online* apresentou-se ligeiramente superior quando comparada com a leitura *offline*. Também se observou que os dados de viscosidade aparente, tanto do equipamento *online* quanto do *offline*, oscilaram ao realizar medições em altas concentrações de goma xantana (para o fluido preparado GX 4 lb/b + NaCl 110 lb/b) e baixas taxas, o que impossibilitou a determinação das áreas.

O aumento da concentração de goma xantana, além de exercer influência direta no aumento da viscosidade aparente, apresenta aumento da tixotropia, como pode ser observado na Tabela 8.

Tabela 8 - Cálculo da tixotropia das aferições *online* e *offline* do fluido GX + NaCl.

Fluido	Área <i>online</i> *	Área <i>offline</i> *	Razão (<i>on/off</i>)
GX 2 lb/b + NaCl 110 lb/b	572,5	538,2	1,06
GX 3 lb/b + NaCl 110 lb/b	1326,9	1.250,0	1,06
GX 4 lb/b + NaCl 110 lb/b	-	-	-

*A tixotropia foi calculada pelo método do Trapézio e a unidade é cP/s.

A tixotropia do *online* apresentou desvio de 6% superior do que a do *offline* em ambas concentrações de goma xantana, 2 lb/b e 3 lb/b.

4.3.1.3. Curva de tixotropia em diferentes tempos de repouso

Também foram realizados testes para analisar o comportamento tixotrópico de acordo com o tempo de repouso, vide Figura 59. Estes dois tempos de repouso foram de 10 minutos e 30 minutos, eles foram escolhidos com base na norma dos testes de gelificação que utilizam G0, G10 e G30.

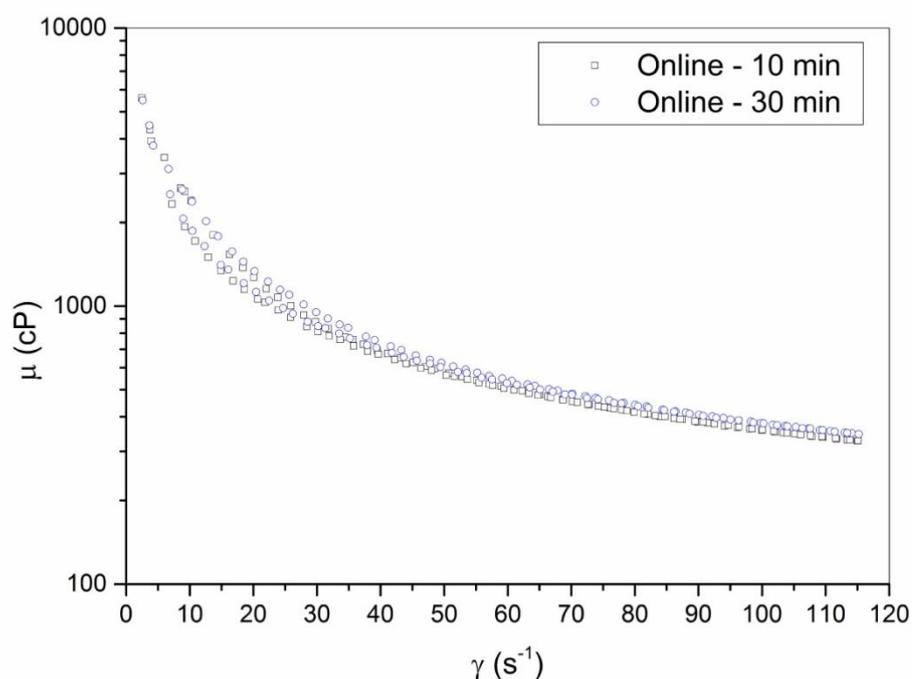


Figura 59 - Comparativo das curvas de tixotropia dos fluidos de goma xantana em 10 e 30 minutos em repouso.

O teste foi realizado apenas em aferição *online* porque, como dito anteriormente, ele não tem como objetivo validar o viscosímetro de processo, mas sim avaliar adicionalmente o comportamento tixotrópico.

Observa-se que a tixotropia do tempo de repouso em 10 minutos é aproximadamente igual à tixotropia do tempo de 30 minutos (vide Tabela 9), ou seja,

para o fluido preparado não há mudança na conformação molecular entre os tempos de repouso.

Tabela 9 - Cálculo da tixotropia nos tempos de repouso de 10 e 30 minutos do fluido GX + NaCl.

Área em 10 min*	Área em 30 min*	Razão (10 min / 30 min)
10.943,7	10.950,6	0,999

*A tixotropia foi calculada pelo método do Trapézio e a unidade é cP/s.

Diante do resultado apresentado na Tabela 8, conclui-se que ao deixar o fluido produzido em repouso nestes dois tempos sugeridos, o mesmo atingiu a mesma conformação molecular já que as tixotropias são praticamente iguais.

4.3.2. Fluidos com goma xantana + NaCl + CaCO₃

4.3.2.1. Curva de viscosidade aparente

No experimento, utilizou-se três diferentes concentrações de CaCO₃ (não mensuráveis, como já foi explicado) em uma mesma concentração de GX e NaCl a fim de validar se o equipamento de processo é capaz de detectar a mudança da reologia perante a variação de concentração do sólido. A Figura 60 mostra o comparativo das leituras *online* e *offline*.

A partir do fluido GX 4 lb/b + NaCl 110 lb/b preparado no teste anterior, diluiu-se o fluido antes de adicionar o sólido CaCO₃ evitando, desta forma, que o fluido apresentasse viscosidade aparente muito elevada prejudicando a circulação do mesmo na linha instrumentada.

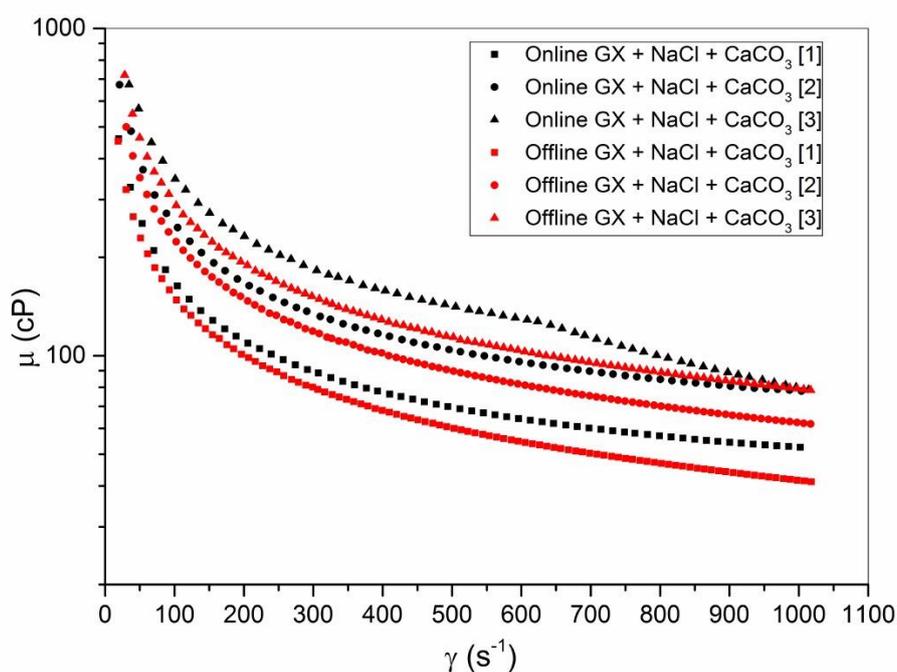


Figura 60 - Comparativo das curvas de viscosidade aparente com diferentes concentrações de CaCO_3 em uma mesma concentração de goma xantana (4 lb/b + diluição) e NaCl (110 lb/b).

De acordo com a Figura 60, pode-se observar que o aumento da concentração de CaCO_3 (adição de sólidos) influencia diretamente no aumento da viscosidade aparente, como já era esperado e explicado anteriormente.

Visivelmente, a leitura *online*, assim como para o fluido GX + NaCl na ausência de sólidos, apresentou-se ligeiramente superior quando comparada com a leitura *offline*. Realizando cálculo do erro percentual na taxa de 511 s^{-1} , tem-se o seguinte resultado como mostra a Tabela 10.

Tabela 10 - Cálculo do erro percentual *online* / *offline* na taxa de 511 s^{-1} da curva de viscosidade aparente do fluido GX + NaCl + CaCO_3 .

Fluido	Leitura <i>on</i> (cP)	Leitura <i>off</i> (cP)	% Erro
GX + NaCl + CaCO_3 [1]	67,8	59,7	13,6
GX + NaCl + CaCO_3 [2]	100,9	88,6	13,9
GX + NaCl + CaCO_3 [3]	135,1	112,9	19,7

Comparando os erros *online* / *offline* dos fluidos produzidos com GX, NaCl e CaCO₃, conclui-se que quanto maior a concentração de CaCO₃ maior foi o erro. Porém, o mesmo foi inferior à 20%.

4.3.2.2. Curva de tixotropia com 10 minutos de repouso

Utilizando a mesma lógica de plotagem de curvas de fluxo ascendente e descendente para obtenção da tixotropia, a Figura 61 plota o comparativo das curvas de tixotropia dos mesmos fluidos apresentados na Figura 60.

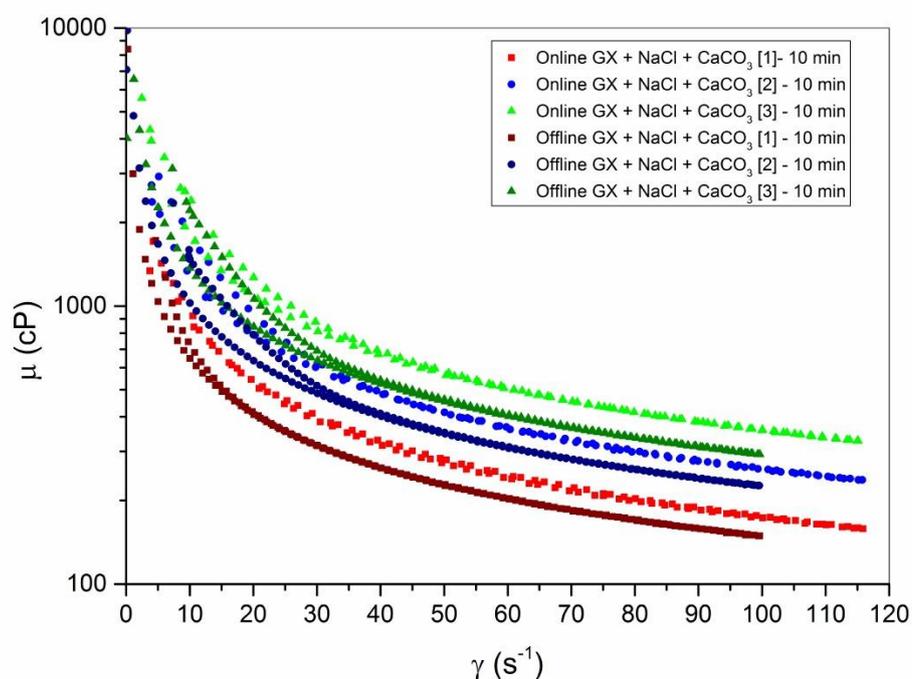


Figura 61 - Comparativo das curvas de tixotropia com diferentes concentrações de CaCO₃ em uma mesma concentração de goma xantana e NaCl.

De acordo com a figura anterior, a leitura *online* apresentou-se ligeiramente superior quando comparada com a leitura *offline*. Também observou-se que o aumento da concentração de CaCO₃, além de possuir influência direta no aumento da viscosidade aparente, apresenta aumento da tixotropia, como pode ser observado na Tabela 11.

Tabela 11 - Cálculo da tixotropia das aferições *online* e *offline* do fluido GX + NaCl + CaCO₃.

GX + NaCl + diluição	CaCO ₃	Área <i>online</i> *	Área <i>offline</i> *	Razão (<i>on/off</i>)
4 lb/b + 110 lb/b + diluição	[1]	1.619,0	1.582,5	1,02
4 lb/b + 110 lb/b + diluição	[2]	8.375,7	7.657,5	1,09
4 lb/b + 110 lb/b + diluição	[3]	10.615,5	10.310,0	1,03

*A tixotropia foi calculada pelo método do Trapézio e a unidade é cP/s.

A tixotropia do *online* se apresentou superior entre 2% e 9% em relação à medida *offline*.

Em resumo, para os cinco gráficos apresentados anteriormente se tratando de fluidos com goma xantana e sal, na presença ou ausência de sólidos tem-se:

- o aumento das concentrações de goma xantana e CaCO₃ (adição de sólido) influencia diretamente no aumento da viscosidade aparente;
- para os fluidos produzidos, a leitura *online* em todas as medições (curva de viscosidade aparente, tixotropia) apresentou-se ligeiramente superior quando comparada com a leitura *offline*. Observou-se que quanto maior a concentração de GX e CaCO₃ maior foi o erro, porém o mesmo foi inferior à 20%;
- os dados de viscosidade aparente, tanto no equipamento *online* quanto no *offline*, oscilaram ao realizar medições em altas concentrações de goma xantana (para o fluido preparado GX 4 lb/b + NaCl 110 lb/b) e baixas taxas;
- o aumento das concentrações de goma xantana e CaCO₃, além de ter influência direta no aumento da viscosidade aparente, apresenta aumento da tixotropia, como ilustrado nas Tabelas 7 e 10;
- a tixotropia do *online* apresentou-se superior à do *offline*, porém esta superioridade não ultrapassou 10%. Tratando-se de equipamento de processo é um desvio aceitável.

Portanto, a medição *online* para os fluidos preparados com goma xantana e NaCl, na presença ou ausência de CaCO₃, apresentou **resultado satisfatório**.

4.3.3. Fluidos com bentonita

Sabe-se que a bentonita possui como característica principal o alto poder de inchamento. Os testes foram executados logo após o preparo dos fluidos e aproximadamente 24 horas depois.

4.3.3.1. Curva de viscosidade aparente

No experimento, utilizou-se uma única concentração de bentonita, 12 lb/b, porque é uma concentração típica de fluido de perfuração. Portanto, a Figura 62, mostra o comparativo das leituras *online* e *offline*.

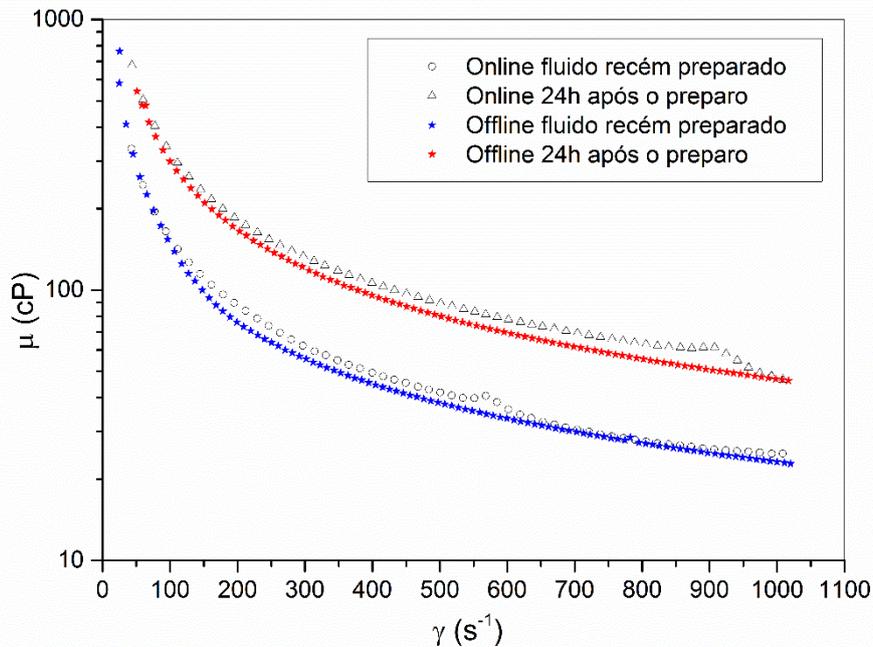


Figura 62 - Comparativo das curvas de viscosidade aparente da bentonita com fluidos em diferentes idades.

De acordo com a Figura 62, pode-se observar que quanto maior for a idade do fluido maior a viscosidade aparente. Este comportamento pode ser explicado devido à característica de inchamento da argila.

Visivelmente, novamente a leitura *online* apresentou-se ligeiramente superior quando comparada com a leitura *offline*. Realizando cálculo do erro percentual na taxa de 511 s^{-1} , obtém-se o resultado apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Cálculo do erro percentual *online / offline* na taxa de 511 s^{-1} da curva de viscosidade aparente do fluido recém-preparado e aproximadamente 24 horas depois.

Bentonita	Leitura <i>on</i> (cP)	Leitura <i>off</i> (cP)	% Erro
Recém-preparada	40,7	37,3	9,1
24h após o preparo	88,2	79,7	10,7

Comparando os erros *online / offline* do fluido bentonítico recém-produzido e após 24 horas de preparo, aproximadamente, conclui-se que quanto maior a idade do fluido bentonítico maior foi o erro. Porém o mesmo foi inferior à 11%.

4.3.3.2. Curva de tixotropia com 10 minutos em repouso

Utilizando a mesma lógica de plotagem de curvas de fluxo ascendente e descende para obtenção da tixotropia, a Figura 63 apresenta o comparativo das curvas de tixotropia dos mesmos fluidos apresentados na Figura 62.

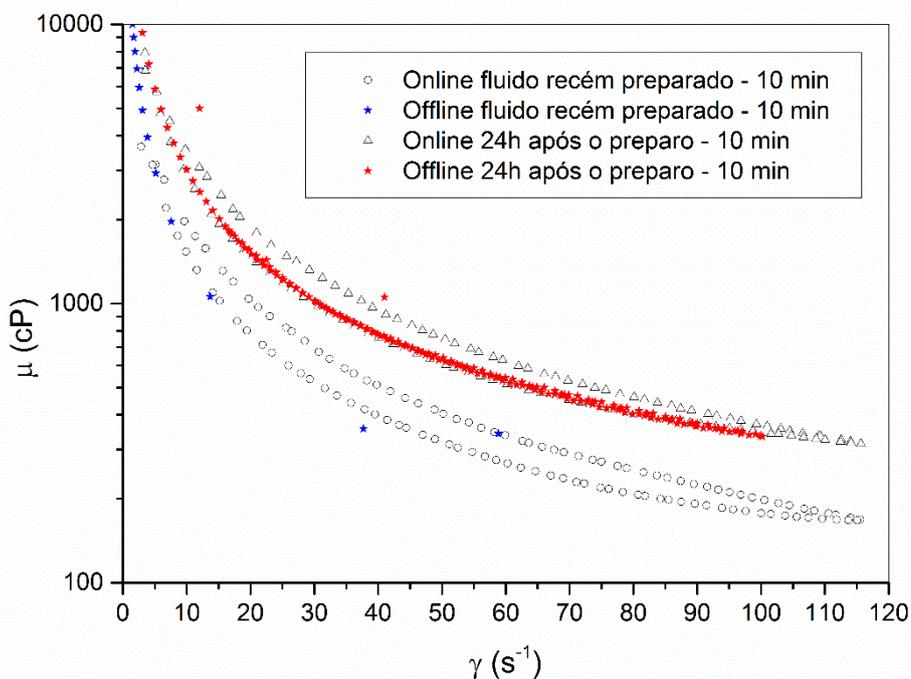


Figura 63 - Comparativo das curvas de tixotropia da bentonita com fluidos em diferentes idades.

De acordo com a figura anterior, a leitura *online* apresentou-se ligeiramente superior quando comparada com a leitura *offline*. Também se observou que os dados de viscosidade aparente obtidos no reômetro oscilaram ao realizar medição da bentonita preparada à baixas taxas. Desta forma, o viscosímetro de processo TT-100 mostrou-se superior no quesito medição de sólidos com grânulos maiores (possivelmente presença de impurezas) a baixas taxas.

O aumento da idade do fluido, além de possuir influência direta no aumento da viscosidade aparente, apresenta aumento da tixotropia, como pode ser observado na Tabela 13.

Tabela 13 - Cálculo da tixotropia das aferições *online* e *offline* do fluido bentonita 25 cP no dia do preparo e aproximadamente 24 horas depois.

Viscosidade ap. da suspensão de bentonita	Idade	Área <i>online</i> *
25 cP	recém-preparado	11.699,4
25 cP	aprox. 24 h após o preparo	17.912,4

*A tixotropia foi calculada pelo método do Trapézio e a unidade é cP/s.

Não foi possível calcular a tixotropia *offline* devido à oscilação dos dados de viscosidade aparente. No entanto, o aumento da tixotropia pode ser justificado pela absorção de água, ou seja, inchamento da bentonita.

4.3.3.3. Curvas de tixotropia em diferentes tempos de repouso

Também foram realizados testes para analisar o seu comportamento tixotrópico de acordo com o tempo de repouso, vide Figura 64.

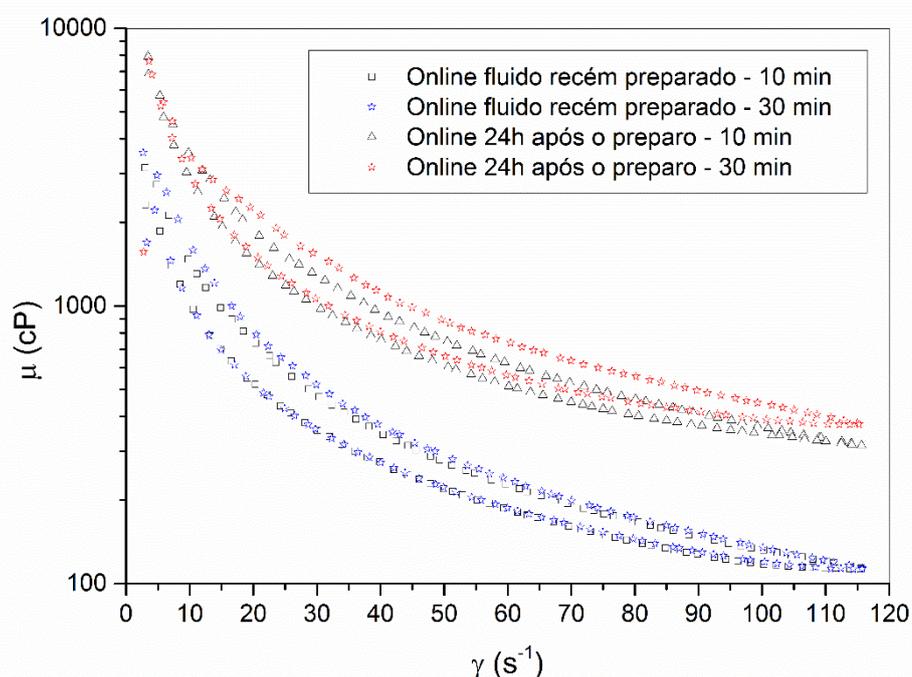


Figura 64 - Comparativo das curvas de tixotropia da bentonita com fluidos em diferentes idades e diferentes tempos de repouso.

O teste foi realizado apenas em aferição *online* porque, como dito anteriormente, ele não tem como objetivo validar o viscosímetro de processo, mas sim avaliar adicionalmente o comportamento tixotrópico.

A tixotropia do tempo de repouso em 10 minutos é inferior à tixotropia do tempo de 30 minutos (vide Tabela 14), ou seja, para o fluido bentonítico preparado, a absorção de água ao longo do tempo influencia na conformação molecular impactando o seu comportamento tixotrópico.

Tabela 14 - Cálculo da tixotropia nos tempos de repouso de 10 e 30 minutos do fluido bentonita 25 cP no dia do preparo e aproximadamente 24 horas depois.

Bentonita	Área em 10 min*	Área em 30 min*	Razão (10 min / 30 min)
Recém-preparada	9.925,9	10.502,0	1,06
Aprox. 24h após o preparo	17.912,4	24.892,5	1,39

*A tixotropia foi calculada pelo método do Trapézio e a unidade é cP/s.

É chamada atenção para o significativo aumento da tixotropia do tempo de repouso de 10 minutos para 30 minutos aproximadamente 24 horas após o preparo do fluido bentonítico. Desta forma, propõe-se como trabalho futuro o estudo aprofundado da tixotropia da bentonita.

Em resumo, para as Figuras 62, 63 e 64, em se tratando de fluidos bentoníticos tem-se:

- a bentonita, por apresentar característica de inchamento na presença de água causa impacto no aumento tanto da viscosidade aparente quanto do comportamento tixotrópico ao longo do tempo;
- a tixotropia do tempo de repouso em 10 minutos é inferior à tixotropia do tempo de 30 minutos;
- para o fluido bentonítico preparado, a leitura *online* apresentou-se ligeiramente superior quando comparada com a leitura *offline*. Observou-se que quanto maior a idade do fluido maior foi o erro, porém o mesmo foi inferior à 11%;
- no viscosímetro TT-100 foi possível obter dados coerentes durante medição de propriedade em fluidos compostos por sólidos com grânulos maiores à baixas taxas. Porém para o mesmo fluido os dados oscilaram durante a medição no reômetro *Haake*.

Portanto, a medição *Online* para os fluidos bentoníticos produzidos apresentou **resultado satisfatório**.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSÃO

Tomando como base o projeto de Magalhães *et al.* (2014) e com base nos resultados experimentais obtidos durante a pesquisa, pode-se concluir que o equipamento TT-100 modificado no Laboratório de Escoamento de Fluidos (LEF) tem capacidade de medir curvas de viscosidade aparente *versus* taxa de deformação e realizar leituras de tixotropia *online* e remotamente com boa precisão. Cabe destacar que a plotagem das curvas em tempo real destas propriedades físico-químicas torna-se pioneira diante da atual tecnologia utilizada na área petroquímica e dos trabalhos publicados até hoje.

Outras conclusões obtidas nos testes de validação do equipamento foram:

Viscosidade Aparente

- como já era esperado, o aumento das concentrações de goma xantana e CaCO_3 (adição de sólido) influencia diretamente no aumento da viscosidade aparente;
- a bentonita, por apresentar característica de inchamento na presença de água (absorção de água), aumenta a viscosidade aparente ao longo do tempo.

Leitura *Online*

- para todos os fluidos produzidos, a leitura *online* em todas as medições (curva de viscosidade aparente, tixotropia) apresentou-se ligeiramente superior quando comparada com a leitura *offline*. Observou-se que quanto maior a concentração dos aditivos, sejam eles GX, CaCO_3 e a idade do fluido bentonítico, maior foi o erro. Porém, de uma forma geral, o erro foi inferior à 20%;

Limitações dos equipamentos *online* e *offline*

- ambos não conseguiram realizar medições coerentes em altas concentrações de goma xantana e baixas taxas;
- para o fluido bentonítico produzido, o viscosímetro TT-100 mostrou-se superior no quesito medição de sólidos com grânulos maiores à baixas taxas.

Comportamento Tixotrópico

- o aumento das concentrações de goma xantana e CaCO_3 , além de exercer influência direta no aumento da viscosidade aparente, apresenta aumento da tixotropia;
- quanto maior a idade do fluido bentonítico maior será a tixotropia devido ao “inchamento da bentonita” e conseqüentemente a mudança na conformação molecular.

Tixotropia

- para os fluidos preparados com goma xantana e NaCl, na presença ou ausência de sólidos, a tixotropia do *Online* apresentou-se superior do que a do *Offline*, porém esta superioridade não chegou à 10%;
- não foi possível realizar comparativo de tixotropia entre *Online* e *Offline* para o fluido bentonítico, já que não foi possível se obter leitura no reômetro *Haake Rheostress 1* nestas condições.

Tempo de repouso – 10 min x 30 min

- para os fluidos produzidos com goma xantana, a tixotropia do tempo de repouso em 10 minutos é aproximadamente igual à tixotropia do tempo de 30 minutos, ou seja, para o fluido preparado não há mudança na conformação molecular entre os tempos de repouso;
- para o fluido bentonítico produzido, a tixotropia do tempo de repouso em 10 minutos é inferior à tixotropia do tempo de 30 minutos, ou seja, a absorção de água ao longo do tempo influencia na conformação molecular impactando o seu comportamento tixotrópico.

CAPÍTULO VI

6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Nova calibração no viscosímetro TT-100 a fim de verificar a possibilidade de minimizar o desvio de sua leitura quando comparado com a leitura do equipamento de bancada;
- Executar teste em campo para validação definitiva do equipamento de processo;
- Estudo aprofundado da bentonita capacitando para uma discussão mais detalhada em relação ao seu comportamento tixotrópico.

CAPÍTULO VII

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). Annual Book of ASTM Standards: section 05 – Petroleum products, lubricants, and fossil fuels. Pennsylvania: ASTM, 2011;

AMORIM, L.V.; GOMES, C.M.; SILVA, F.L.H.; FERREIRA, H.C., Comportamento reológico de dispersões de argilas bentoníticas: efeitos do tipo de ferramenta, velocidade e tempo de agitação. Cerâmica. São Paulo, v. 48, n. 308, p. 234-238, 2002;

AMORIM, L. V.; FARIAS, K. V.; VIANA, J. D.; BARBOSA, M. I. R.; PEREIRA, E.; FRANÇA, K. B.; LIRA, H. L.; FERREIRA, H. C., Fluidos de perfuração à base de água. Parte I: Efeitos de aditivações poliméricas nas propriedades reológicas. Cerâmica 51 – 2005;

BARRETT, B.; BOUSE, E.; CARR, B.; DEWOLFE, B.; GROWCOCK, F.; HARVEY, T.; HASTON, J.; KARGL, M.; LEE, T. H.; LINE, B.; MEHTA, H.; MERRILL, J.; MORGAN, M. C.; MORGENTHALER, M.; PEARD, N. S.; PIPER, W.; REHM, B.; BOURGOYNE JR, A.T.; MILLEHEIM, K.K.; CHENEVERT, M.E.; YOUNG JR, F. S. Applied Drilling Engineering. Volume 2, USA: SPE, 1984;

BENNETT, C. O.; MEYERS, J. E. Fenômenos de transporte: quantidade de movimento, calor e massa. McGraw-Hill do Brasil. São Paulo, 1982;

BRODKEY, R. S. The phenomena of fluid motions. Dover Publications, Inc. New York, 1967;

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. Drilling Fluids: State of the Art.. Journal of Petroleum Science and Engineering. USA: Westport technology Center; Civil Engineering Department, University of Southern California. June 1995;

CAENN, R., DARLEY, H. C. H., GRAY, G. R. Fluidos de perfuração e complementação; 6ª Edição; Elsevier Editora, Rio de Janeiro, 2014;

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;

DARLEY, H.C.H.; GRAY, G.R., Composition and properties of drilling and completion fluids, Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988;

FERNÁNDEZ, E. F.; JUNIOR, O. A. P.; PINHO, A. C. Dicionário do petróleo em língua portuguesa: exploração e produção de petróleo e gás; 1ª Edição; Lexikon Editora, Rio de Janeiro, 2014;

GARCIA-OCHOA, F.; SANTOS, V. E.; CASA, A.; GÓMEZ, E. Xanthan gum: production, recovery and properties. Biotechnology Advances, New York, v.18, p.549-579, 2000;

JÚNIOR,U.S. Avaliação por simulação computacional da circulação reversa na perfuração de poços de petróleo. 2005. 159 p. Dissertação de mestrado em Engenharia mecânica. UFRJ, COPPE. Rio de Janeiro;

MACHADO, J. C. V. Reologia e Escoamento de Fluidos, Ênfase na Indústria do Petróleo; Interciência, 2002;

MAGALHÃES, S. C., SCHEID, C. M., CALÇADA, L. A., FOSTA, M., MARTINS, A. L., SÁ, C. H. M., 2014. Development of on-line sensor for automated of drilling fluid properties;

MAGALHÃES, S. C. F. UMPC – Unidade Móvel de Pesquisa Científica: um sistema desenvolvido para aferições em tempo real das propriedades físico-químicas de fluidos de perfuração. Dissertação (Mestrado) – Rio de Janeiro: Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, 2015;

Manual FANN 35A, 208878, revisão O;

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;

LAGALY, G. Principles of flow of kaolin and bentonite dispersion. Appl. Clay Sci., v. 4, p. 105- 123, 1989;

LUCENA, D. V.; LUCENA, D. V.; VERONESE, J. P. Análise da influência do tempo para amostras de betonitas para seu uso em fluidos de perfuração. VII CONNEPI – Palmas, TO, 2012;

LUMMUS, J. L. & AZAR, J. J. Drilling fluids optimization a partical field approach, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986;

OLIVEIRA, G. M., ROCHA, L.L.V., FRANCO, A. T., NEGRÃO, C.O.R., MARTINS, A. L. Reinício da Circulação de Fluidos de Perfuração Gelificados, 4º PDPETRO, CampinasSP, 2004;

OMLAND, T. H. Particle setting in non-Newtonian drilling fluids. Dissertação de Ph.D. University of Stavanger, Faculty of Science and Technology, Department of Petroleum Engineering, 2009;

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

PETROBRAS. Pré-sal. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/area-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>, acessado em 06/11/2016;

RICHARDS, M.; ROBINSON, L.; STEEN, W. & STEFANOV, M. Drilling Fluids Processing Handbook. England, Elsevier Scientific Publishing Company, 2005;

SHAUGHNESSY, J.; DAUGHERTY, W.; GRAFF, R.; DURKEE, T. More ultra-deepwater drilling problems. SPE/IADC Drilling Conference, ID 105792-MS. ISBN 978-1-55563-158-1, 2007;

SILVA, W. P. N. UMPC – Comportamento reológico de dispersões aquosas de bentonita e de polímeros utilizadas como fluidos de perfuração. Monografia (Graduação) – Natal, 2010;

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., STATOIHVDR 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, JORGENSEN 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;

SAKELLAND, A. H. P. Non Newtonian flow and heat transfer. Wiley Edition, 1967;

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo; 2ª Edição; Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2004;

VAJARGAH, A. K.; OORT, E. V. Determination of drilling fluid rheology under downhole conditions by using real-time distributed pressure data. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, p. 400-411, 2015;

VIEIRA, F. P., REDIGUIERI, C. F., REDIGUIERI, C. F. A Regulamentação de medicamentos no Brasil; Artmed, Porto Alegre, 2013;

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;

Disponível em: <<http://ciencia.hsw.uol.com.br/perfuracao-de-petroleo2.htm>>, acessado em: 08/09/2015;

Disponível em: <http://inspecaoequipto.blogspot.com.br/2013_05_01_archive.html>, acessado em: 09/09/2015;

Disponível em: <www.shell.com/global/future-energy/unlockingresources/drilling/underbalanced.html>, acessado em: 09/09/2015;

Disponível em: <<http://sites.google.com/site/naresi1968/naresi/fundacao-mecanizada-com-wirth>>, acessado em: 09/09/2015;

Disponível em: <www.eurosul.com>, acessado em: 27/10/2016;

Disponível em: <www.rheologysolutions.com>, acessado em: 27/10/2016;

Disponível em: <www.permutation.com>, acessado em: 27/10/2016;

Disponível em: <www.pinterest.com>, acessado em: 27/10/2016;

Disponível em: <<http://www.galpenenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Perfuracao.aspx>>, acessado em 06/11/2016.

ANEXO – Artigo submetido e aceito em periódico internacional

I. *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:	Brazilian Journal of Chemical Engineering
Manuscript ID:	BJCE-2015-0490.R3
Manuscript Type:	Review
Date Submitted by the Author:	n/a
Complete List of Authors:	Macalhães, Sérgio; UFRRJ, Chemical Engineering Folsta, Maurício; PETROBRAS, CENPES Noronha, Elisa; UFRRJ, Chemical Engineering Scheid, Cláudia; UFRRJ, Chemical Engineering Calçada, Luis; UFRRJ, Chemical Engineering
Keyword:	Rheology on line, Viscosity sensor, Automation

SCHOLARONE™
Manuscripts

Only

<https://mc04.manuscriptcentral.com/bjce-scielo>

II. *E-mail* de confirmação e data de publicação

De: Reinaldo Giudici [<mailto:rjudici@usp.br>]

Enviada em: sexta-feira, 22 de julho de 2016 09:50

Para: Sérgio Magalhães

Cc: calcadaufrural@ig.com.br; cscheid@ig.com.br

Assunto: Re: Brazilian Journal of Chemical Engineering - Decision on Manuscript ID BJCE-2015-0490.R3

Dear author,

this article BJCE-2015-0490.R3, accepted on 17-Apr-2016, is scheduled to be published in vol 34 No. 03 July-September 2017.

I apologize for the long delay between acceptance and publication, the problem is that the number of submitted and accepted articles increased a lot during the last years, but we cannot increase the number of published articles per issue (nor the number of issues per year) at the same proportion due to budgetary constraints. I hope you will understand.

The DOI number of the article will be available only at the time of the publication.

Sincerely,

Reinaldo Giudici
Editor-in-Chief, Brazilian Journal of Chemical Engineering