

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Felipe Fonkert Ramos

**Estudo Reológico de Fluido de Perfuração
Olefínico**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia
Mecânica da PUC-Rio

Orientador: Monica Naccache
Coorientador: Priscilla Vargas

Rio de Janeiro
Dezembro de 2017

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer aos meus pais, meus maiores pilares de motivação. Obrigado por arcar com todos os custos, tanto financeiros quanto psicológicos, atrelados ao meu ensino superior.

Aos meus amigos da faculdade, por todas as horas de estudo juntos, e aos do colégio, por nunca perderem a fé em mim.

Gostaria também de agradecer à minha orientadora Monica e à minha co-orientadora Priscilla Vargas, por terem tido paciência, apoio e boa vontade de me orientarem neste trabalho de conclusão de curso.

Agradeço à Puc, ao GReo e às agências CNPq, CAPES e FAPERJ pelo apoio concedido no desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Estudo Reológico de Fluido de Perfuração Olefínico

O fluido de perfuração, mais comumente chamado pelos profissionais da área de “lama” ou “lama de perfuração”, é um componente essencial no processo de exploração de óleo e gás. Este material é utilizado para diversas finalidades, tais como o resfriamento da broca de perfuração, carregar os cascalhos até a plataforma, manter a pressão desejada no poço, realizar a transferência da força hidráulica para a broca, impedir a sedimentação dos cascalhos no período de não-operação da plataforma, manter o poço em estado de estabilidade mecânica, e outras utilidades de menor interesse. Na indústria, eram muito usados fluidos de perfuração de base parafínica, ou seja, parafínicos, porém houve uma mudança para a utilização dos oleofínicos, i.e., fluidos a base de óleos. No presente trabalho é realizado um estudo reológico extenso para a caracterização de um fluido de perfuração oleofínico, a fim de determinar a relação entre o processo de sedimentação e as propriedades reológicas deste tipo de fluido. Este estudo foi realizado durante o período estabelecido de 90 dias. Após a criação de um reservatório para o fluido e a caracterização inicial deste através de testes de varredura de tensão (*stress sweep*) e varredura no tempo (*time sweep*) para distinguir os parâmetros que seriam usados no reômetro, os testes foram iniciados. No final do período de estudo, pudemos ver que a sedimentação do fluido estagnou em um período de tempo diferente do esperado. Os resultados visíveis do processo de sedimentação no reservatório também revelaram comportamento interessante.

Palavras chaves: Fluido de Perfuração. Exploração de Óleo e Gás. Reologia. Caracterização Reológica. Suspensão de Cascalho. Laboratório.

ABSTRACT

Rheological Study of Olefin Drilling Fluid

The drilling fluid, more commonly called by professionals in the area by "mud" or "drilling mud", is an essential component in the oil and gas exploration process. This material is used for a number of purposes, such as cooling the drill bit, loading the gravels to the platform, maintaining the desired pressure in the well, transferring the hydraulic force to the drill bit, preventing sedimentation of the gravels during the operation of the platform, keeping the well in a state of mechanical stability, and other utilities of lesser interest. In the industry, parafin-based drilling fluids were used, or "paraffinic", but there was a change to oil-based olefin drilling fluids. In the present work, an extensive rheological study of the characterization of an olefin drilling fluid is performed to obtain the relation between the sedimentation process and the rheological properties of this kind of fluid. This study was performed during the required period of 90 days. After creating a reservoir for the fluid and the initial characterization of the fluid through the stress sweep and time sweep tests to distinguish the parameters that would be used in the rheometer, tests were started. At the end of the period, we could see that the sedimentation of the fluid stagnated in a different period of time than expected. The visible results of the sedimentation process in the reservoir also revealed interesting features.

Keywords: Drilling Fluid. Exploration of Oil and Gas. Rheology. Rheological characterization. Suspension of Gravel. Laboratory.

SUMÁRIO

RESUMO	2
ABSTRACT	3
Lista de figuras	5
1 Introdução	6
1.1 Fluidos de perfuração	8
1.1.1 Fluidos parafínicos e olefínicos	10
1.2 Reologia	11
1.2.1 Lei da potência	14
1.2.2 Modelo de plástico de Bingham	16
1.2.3 Modelo de Herschel-Bukley	17
1.2.4 Outros modelos	18
1.2.5 Viscoelasticidade	21
1.2.6 Tixotropia	22
2 ESTUDO	23
2.1 Desenvolvimento	24
2.2 Resultados	27
3 CONCLUSÃO	32
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	33

Lista de figuras

Figura 1: Classificação dos Fluidos de Perfuração	9
Figura 2: Escoamento Laminar Placas Planas.....	11
Figura 3: Shear Stress x Shear Rate.....	12
Figura 4: Comportamento de suspensões em cisalhamento.....	14
Figura 5: Arco-seno Hiperbólico do Gradiente	19
Figura 6: Modelo Reiner-Philippoff	20
Figura 7: Fluxograma Reologia	22
Figura 8: Reservatório e uma Garrafa.....	24
Figura 9: Reômetro Rotacional Haake Mars	25
Figura 10: Válvula 1: módulo de armazenamento em função do tempo	27
Figura 11: Válvula 2: módulo de armazenamento em função do tempo	28
Figura 12: Válvula 1: módulo de perda em função do tempo	28
Figura 13: Válvula 2: módulo de perda em função do tempo	29
Figura 14: Fotografia do reservatório após 7 dias de testes	30
Figura 15: Fotografia do reservatório após 30 dias de testes	31
Figura 16: Fotografia do reservatório após 60 dias de testes	31
Figura 17: Capa.....	32

1 Introdução

Apesar do crescimento da busca por alternativas energéticas renováveis e menos poluentes, a exploração de petróleo e gás permanece como uma indústria de enorme importância para a matriz energética atual, cuja produção continua crescendo. Em 2016, foram produzidos 4382 milhões de toneladas de óleo¹, movimentando um mercado de cerca de 1,7 trilhões de dólares², o que dá razão ao grande interesse industrial e econômico no investimento em pesquisa e na contínua melhoria dos processos envolvidos. Dado que se trata de larga escala, pequenos avanços na produtividade podem representar ganhos absolutos relevantes.

Em contraste com atividades como a engenharia civil, por exemplo, cujos projetos são majoritariamente calcados em conhecimento científico relativamente bem estabelecido há décadas ou mesmo séculos, a engenharia petrolífera faz uso intensivo de ciência e tecnologia de ponta, tanto na fase de exploração como na de extração. Tipicamente, a extração de petróleo envolve a perfuração de grande número de poços a grandes profundidades, já que muitos poços têm uma produção nula ou insuficiente para exploração economicamente viável. A taxa de sucesso na escolha da locação dos poços é relativamente pequena – usualmente de 20 a 25%³. Os poços têm uma vida útil de 20 a 30 anos⁴ e custam frequentemente na casa de 2 a 6 milhões de dólares cada um⁵, o que justifica o grande cuidado empregado em sua execução, que pode gerar um retorno significativamente maior do que o investimento.

O aspecto econômico também domina a atividade de perfuração, já que como a receita gerada por cada poço tende a cair com o tempo, não apenas o crescimento mas a própria manutenção dos níveis de produção das companhias de exploração depende de sua capacidade de gerar novos poços. Assim, para se manterem no mercado, as companhias de exploração precisam fazer da perfuração não apenas um investimento inicial, mas uma atividade contínua, de cujo sucesso depende a sua

¹ <https://www.statista.com/statistics/265229/global-oil-production-in-million-metric-tons/>

² <http://www.visualcapitalist.com/size-oil-market/>

³

http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/131333/repsol_reports_aboveaverage_drilling_success_in_2013/

⁴ <https://www.encana.com/pdf/communities/usa/LifeOfTheWell2011.pdf>

⁵ <http://www.roseassoc.com/the-current-costs-for-drilling-a-shale-well/>

sobrevivência⁶. Nesse cenário, é compreensível que o processo de perfuração e abertura de novos poços receba uma boa dose de atenção e justifique grande investimento em tempo e em recursos para pesquisa.

⁶ <https://www.investopedia.com/articles/stocks/07/oil-gas.asp>

1.1 Fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração são parte importante do processo de abertura de poços de óleo e gás e até de aberturas de execução mais simples como poços d'água. Em geral eles descem por dentro da haste da perfuratriz até o fundo do poço e/ou até pontos intermediários, e ascendem por fora da haste. Suas funções incluem, entre outros:

- remoção de material da escavação (usualmente cascalhos)
- controlar a pressão do poço
- selar formações permeáveis
- manter a estabilidade das paredes do poço
- minimizar a interferência causada nas camadas atravessadas pelo poço
- resfriar, lubrificar e apoiar o material de perfuração (através do empuxo de Arquimedes gerado pelo fluido)
- transmitir energia hidráulica ao equipamento
- controlar a corrosão das camisas do poço
- facilitar a concretagem das paredes
- minimizar impactos ao ambiente

Esses fluidos possuem muitas composições diferentes e podem conter além de líquidos, sólidos e gases. Podem ser suspensões, dispersões ou emulsões⁷. Cerca de 80% dos poços utiliza materiais à base de água⁸, mas também se utilizam fluidos baseados em óleo (diesel, mineral, olefinas e parafinas lineares de baixa toxicidade), fluidos sintéticos, fluidos pneumáticos (somente ar ou gás, fluido aerado ou espuma), e fluidos com funções especiais, como os lubrificantes, os inibidores de corrosão, etc.

Uma das classificações proposta na literatura é aquela de FERREIRA (FERREIRA, M. I. P., 2003, "Impactos Ambientais Associados ao Emprego dos Fluidos de Perfuração", COPPE / UFRJ, Macaé, RJ.), que divide esses fluidos em WBF (à base de água), OBF (à base de óleo), SBF (base sintética) e base gasosa. OBFs e SBFs são fluidos de emulsão inversa, aquela em que o óleo é a fase contínua

⁷ https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1822177/mod_resource/content/1/Aula%205.pdf

⁸ Oilfield Market Report 2004. Spears & Assoc. Inc., Tulsa, Oklahoma, www.spearsresearch.com. Citado em http://petrowiki.org/Drilling_fluid_types.

(externa) e a água é a fase interna, compondo de 5 a 50% do total⁹. Pode-se também classificar os fluidos como sendo pneumáticos, à base de água e não baseados em água, conforme a figura abaixo.

CLASSIFICAÇÃO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

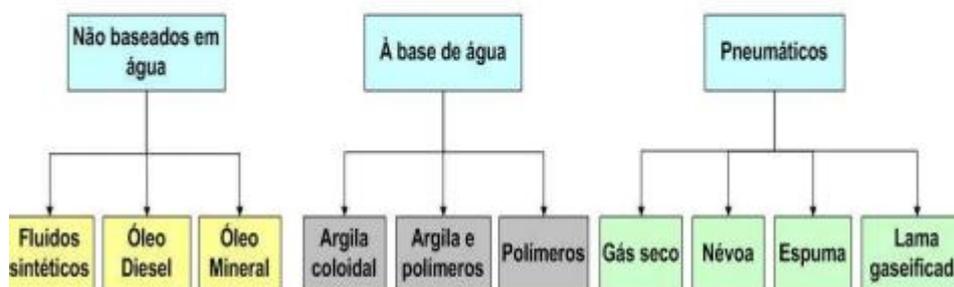


Figura 1: Classificação dos Fluidos de Perfuração

⁹ http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/invert_emulsion.aspx

1.1.1 Fluidos parafínicos e olefínicos

Olefinas, também chamadas de alcenos ou alquenos, são hidrocarbonetos alifáticos (ou seja, possuem cadeia aberta) insaturados (com ligação dupla ou tripla entre carbonos). Hidrocarbonetos parafínicos são os abertos de cadeia saturada (possuem apenas ligações simples entre carbonos).

A classificação dos fluidos parafínicos e olefínicos não é clara pois eles podem ser obtidos tanto pela destilação de óleo cru (o que os incluiria na classe de OBF) como pela síntese a partir de moléculas menores (o que os incluiria na classe SBF). Essas substâncias são naturalmente mais caras que as WBF e por isso são aplicadas em geral quando há necessidade específica para suas características, como seu grande poder lubrificante¹⁰ e maior inibição de xisto.

Eles são indicados ainda em perfurações de altas temperaturas e profundidades, que tendem a desidratar os fluidos baseados em água, em zonas solúveis em água e em zonas de produção. Por outro lado, eles podem contaminar aquíferos de água doce, causando dano ambiental, e contaminar o cascalho emergente da perfuração, dificultando a análise do material imprescindível ao conhecimento das camadas perfuradas e dificultando a disposição desse material ambientalmente danoso¹¹. Outras desvantagens são as baixas taxas de penetração.

Os fluidos parafínicos são apresentados em diversas formas comerciais. Fabricantes como Schlumberger possuem mais de um produto à base de parafina, como Paradril, Paraland e Paratherm¹², com características e recomendações diversas. São os mais utilizados em plataformas oceânicas, por se assemelharem aos de base de óleo, porém terem vapores com menor grau de toxicidade.

¹⁰ http://petrowiki.org/Drilling_fluids

¹¹ https://en.wikipedia.org/wiki/Oil-based_mud

¹²

1.2 Reologia

A reologia é o estudo do comportamento da deformação e escoamento de um material. Os fluidos de perfuração têm composição original complexa, à qual são adicionados cascalho e outros materiais provenientes da perfuração, incluindo água, areias, siltes e argilas. Assim, com frequência seu comportamento é não-newtoniano e está sujeito a efeitos de temperatura e pressão, além de tixotropia. Vamos aqui fazer uma breve introdução a aspectos importantes da reologia de fluidos.

O comportamento fluido mais simples é o chamado newtoniano, que é utilizado para a definição de viscosidade. Assume-se escoamento laminar (que é uma hipótese verificada experimentalmente em fluidos homogêneos e próximos a superfícies sólidas) entre placas planas e paralelas. Para um fluido incompressível e isotrópico, a viscosidade é então definida como a razão entre a tensão cisalhante e a taxa de cisalhamento. No escoamento entre placas paralelas, a taxa de cisalhamento é dada por $\partial v_x / \partial y \sim v_x / h_y$.

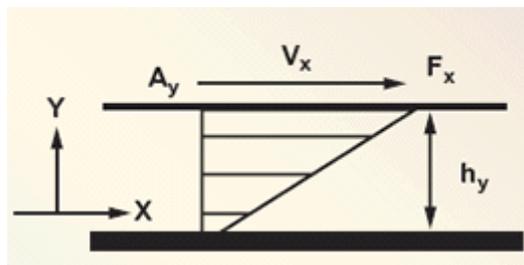


Figura 2: Escoamento Laminar Placas Planas

Denominando como μ a viscosidade e u o componente de velocidade na direção paralela as placas, para um fluido Newtoniano tem-se

$$\tau = \mu \frac{du}{dy}$$

Isso se traduz em uma relação linear entre a tensão de cisalhamento e a velocidade da placa. Esse é o comportamento de um dos fluidos mais simples, mas na natureza a viscosidade pode apresentar diferentes tipos de comportamento, conforme mostram os gráficos a seguir que relacionam tensão de cisalhamento e taxa de deformação.

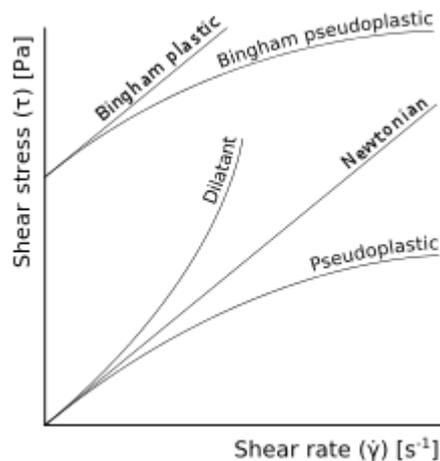


Figura 3: Shear Stress x Shear Rate¹³

Na figura acima observa-se que a viscosidade, dada pela inclinação das curvas, pode aumentar com a taxa de cisalhamento, comportamento conhecido como dilatante ou *shear-thickening*, ou diminuir com a taxa de cisalhamento, comportamento conhecido como pseudoplástico ou *shear-thinning*. Além disso, pode-se citar o comportamento viscoplástico, quando o fluido possui uma tensão limite de escoamento, abaixo da qual o fluido não escoar. A determinação precisa da reologia nos diferentes processos industriais tem grande importância, pois permitirá obter de forma precisa as características e relações nos escoamentos envolvidos. Especificamente na indústria do petróleo, as propriedades físicas de maior importância e frequentemente medidas nas sondas são a densidade, a viscosidade, as forças géis (inicial e final), os parâmetros de filtração e o teor de sólidos. Em geral, avalia-se a viscosidade de fluidos de perfuração no campo, usando equipamentos não muito precisos, como os viscosímetros Fann. Este viscosímetro realiza medições a pressão ambiente e em temperatura de até 93°C, usando a geometria de cilindros concêntricos, e possui uma faixa de operação bastante limitada, não conseguindo medir valores de viscosidade a baixas taxas de cisalhamento. Para uma caracterização reológica mais precisa dos fluidos de perfuração, são necessários equipamentos mais sofisticados, como os reômetros rotacionais, que podem medir viscosidades e outras propriedades reológicas como módulo elástico e viscoso, e tensão limite de escoamento, em uma faixa bem mais ampla de parâmetros. É

¹³ Retirado de https://en.wikipedia.org/wiki/Non-Newtonian_fluid

importante ressaltar que existem muito desafios na correta caracterização reológica dos fluidos de perfuração. Como exemplo cita-se os cuidados com a seleção da geometria, seleção de técnica de medição da tensão limite de escoamento, influência do pré-cisalhamento e da presença de partículas sólidas nas propriedades medidas, além dos problemas com estabilidade da amostra.¹⁴

¹⁴ “Desafios na Hidráulica de Poços”, Naccache, Mônica Feijó, 2017. Maiores informações na bibliografia.

1.2.1 Lei da potência

A relação de Ostwald-de Waele, expressa por

$$\tau = K \left(\frac{\partial u}{\partial y} \right)^n$$

onde K e n são constantes, descreve o comportamento pseudoplástico ou dilatante de fluidos não Newtonianos. Nessa equação, K é o índice de consistência e n é o índice de potência. Experimentos mostram que muitos fluidos obedecem à lei das potências, como por exemplo os alimentos líquidos (que são misturas heterogêneas de um grande número de substâncias complexas). Estes são tipicamente fluidos pseudoplásticos, nos quais os acréscimos na tensão são associados ao incremento do gradiente de velocidade e $n < 1$ ¹⁵. Quando os acréscimos na tensão são associados ao decréscimo da taxa de deformação, o fluido se chama dilatante.

O comportamento pseudoplástico pode ser explicado pela influência da parte não-fluida da mistura, que tende a sofrer deformações de natureza diversa da do fluido e se alinhar conforme o fluxo, como se pode ver na figura a seguir.

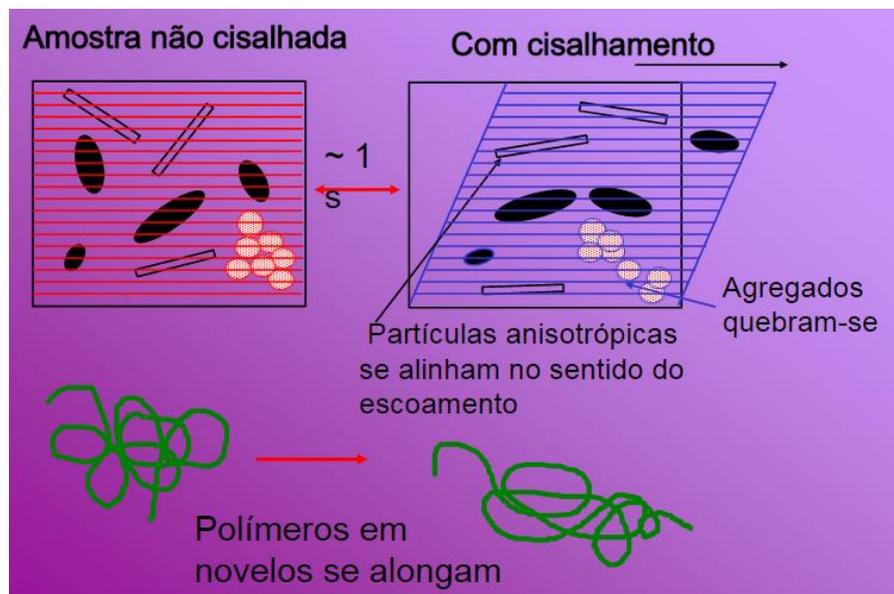


Figura 4: Comportamento de suspensões em cisalhamento

¹⁵ <http://slideplayer.com.br/slide/374838/>

A lei da potência tem suas limitações, pois ela indica que fluidos pseudoplásticos têm viscosidade infinita em repouso (o que evidentemente não ocorre) e sempre decrescente para gradientes crescentes, o que não corresponde aos dados experimentais, que mostram que a viscosidade aparente possui limites máximo e mínimo.

1.2.2 Modelo de plástico de Bingham

Os fluidos que obedecem à lei de potência são aqueles que escoam sob qualquer tensão. Mas existem fluidos que requerem um limiar mínimo de tensão de cisalhamento para entrar em movimento, como as suspensões de argila, alguns fluidos de perfuração, mostarda, maionese e pasta de dentes.

Essa característica permite que esses fluidos em repouso apresentem superfícies que não são planas. Esse comportamento é possível devido à presença de partículas grandes, como argila, ou moléculas grandes, como polímeros, que formam uma estrutura sólida. A tensão mínima é a necessária para romper esse sólido, e as tensões excedentes geram o comportamento newtoniano clássico. O modelo inicial de Bingham pode ser escrito como

$$\tau_{yx} = \pm \tau_0 - \mu_0 \frac{du_x}{dy}, \text{ para } |\tau_{yx}| > |\tau_0|$$
$$\frac{du_x}{dy} = 0, \text{ para } |\tau_{yx}| < |\tau_0|$$

onde a tensão limite de escoamento é τ_0 .

1.2.3 Modelo de Herschel-Bukley

O modelo de Bingham pode ser estendido para um caso não-linear, mais geral, incluindo um expoente não unitário ao gradiente, o que se denomina modelo de Herschel-Bukley. Neste caso, acima da tensão limite de escoamento o fluido escoava com comportamento pseudoplástico. Pode-se formular esse modelo através da equação

$$\tau_{yx} = \pm \tau_0 - \mu_0 \left(\frac{du_x}{dy} \right)^n \text{ para } |\tau_{yx}| > |\tau_0|$$
$$\frac{du_x}{dy} = 0, \text{ para } |\tau_{yx}| < |\tau_0|$$

1.2.4 Outros modelos

O comportamento real de muitos fluidos é reativamente complexo. Assim, é conveniente efetuar simplificações que são válidas para uma classe específica de fenômenos, ou para faixas pequenas de variação dos parâmetros relevantes. Essas simplificações são extremamente úteis e seu uso é universal na engenharia e na física. Por exemplo, para gradientes de velocidade fixos, ou restritos a uma pequena variação, pode-se aproximar o comportamento de um fluido dilatante ou pseudoplástico por outro newtoniano equivalente, com uma viscosidade equivalente ou efetiva. Essa operação nada mais é do que aproximar a curva de comportamento por uma reta que passe pelo ponto de interesse, com grande vantagem no tratamento algébrico.

O próprio modelo de Newton em geral é utilizado sob a hipótese de fluido incompressível, o que é uma impossibilidade física, mas uma ótima aproximação dentro da maior parte das condições de aplicação da engenharia.

Por outro lado, há situações em que um tratamento matemático mais rigoroso é necessário e existem alguns modelos formulados para esse fim. É o caso, por exemplo, do modelo de Prandtl-Eyring, expresso por

$$\tau_{yx} = A \operatorname{arcsinh} \left(-\frac{1}{B} \frac{du_x}{dy} \right), \quad \tau_{yx} > 0$$
$$\tau_{yx} = -\mu \frac{du_x}{dy}, \quad \tau_{yx} \rightarrow 0$$

Em que A e B são constantes características de cada fluido. Para gradientes muito pequenos, isto é, para o limite dessa expressão com $du_x/dy \rightarrow 0$, a expressão se reduz à fórmula de Newton com $\mu = A/B$. Esse modelo tem características pseudoplásticas pois a tensão depende do arco-seno hiperbólico do gradiente, que tem o formato conhecido, a seguir.

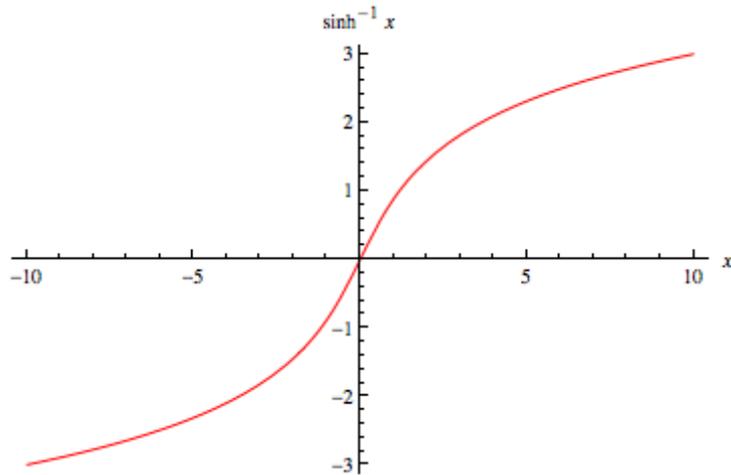


Figura 5: Arco-seno Hiperbólico do Gradiente

Como se vê, a curva passa pela origem e a curvatura vai diminuindo à medida que se aproxima dela, caracterizando o comportamento newtoniano.

O modelo de Ellis é dado por

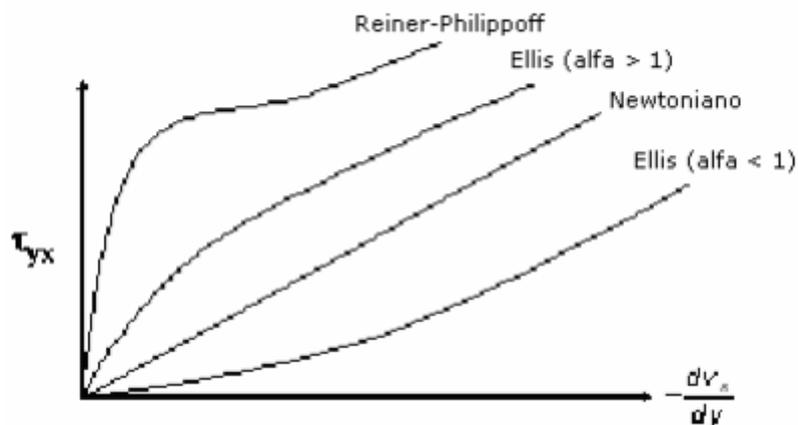
$$-\frac{du_x}{dy} = \left(\varphi_0 + \varphi_1 |\tau_{yx}|^{\alpha-1} \right) \tau_{yx}$$

e também passa pela origem pois $du_x/dy(0) = 0$, o que faz dele um modelo sem tensão inicial, como o de Prandtl-Eyring, e que portanto também se reduz ao newtoniano para gradientes pequenos. Além disso, para φ_0 pequeno, o modelo se aproxima da lei de potência, que é um caso particular de Ellis para $\varphi_0 = 0$ em que o expoente é $1/\alpha$. Esse tipo de flexibilidade permite que o modelo represente bem comportamentos mais de um comportamento diferente, a depender dos parâmetros utilizados.

Outro modelo de comportamento complexo é o de Reiner-Philippoff, expresso por

$$-\frac{du_x}{dy} = \left(\frac{1}{\mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \left(\frac{\tau_{yx}}{\tau_S} \right)}} \right) \tau_{yx}$$

e que tem a vantagem de incorporar o fenômeno do limite máximo de viscosidade observado em diversos fluidos. Seu comportamento é mostrado no gráfico a seguir:



Fonte: [http://www.iq.uva.es/fentrans/Notas%20de%20Clase/NotasClase%20\(F.Sobron\)/FT_01%20Viscosidad.ppt](http://www.iq.uva.es/fentrans/Notas%20de%20Clase/NotasClase%20(F.Sobron)/FT_01%20Viscosidad.ppt)

Figura 6: Modelo Reiner-Philippoff

Mais uma vez, a curva passa pela origem, onde tem uma curvatura pequena, e por isso o modelo se reduz ao newtoniano para pequenos gradientes. Da mesma maneira, quando $\mu_0 = \mu_\infty$, a fração do denominador desaparece, e o modelo também se torna newtoniano, atestando aqui também a flexibilidade dessa formulação matemática¹⁶.

1.2.5 Viscoelasticidade

Alguns fluidos possuem propriedades viscosas e também elásticas – ou seja, de recuperação de deformações sofridas, como acontece com a maior parte dos sólidos. Esses fluidos se deformam com a aplicação de tensões de cisalhamento mas quando ela para, parte da deformação se reverte. Um desses modelos é o modelo de Maxwell:

$$\tau_{ij} + t_0 \frac{\partial \tau_{ij}}{\partial t} = -\mu \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_j} + \frac{\partial v_j}{\partial x_i} \right)$$

Em que $t_0 = \mu/G$ é um tempo característico do fluido, e G é o módulo de rigidez cisalhante. Nessa equação, o termo entre parênteses representa o tensor taxa de deformação, dado pela soma do gradiente de velocidade com o seu transposto, num escoamento bi-dimensional. Assim, um fluido viscoelástico tem comportamento indistinguível do clássico sob cisalhamento constante; as diferenças aparecem apenas em regime transiente quando as tensões estão aumentando ou diminuindo.

Diversas substâncias de origem orgânica possuem comportamento viscoelástico, como a gelatina e as massas de farinha de trigo. Os movimentos harmônicos simples que se pode observar em um pedaço de gelatina exposto a vibração, por exemplo, obviamente requerem uma força restauradora (de sentido contrário à deformação), que é a característica elástica do seu comportamento.

Na exploração de óleo e gás, este comportamento também é muito presente. Como é recorrente o uso de fluidos estruturados, ou seja, fluidos de perfuração, pastas de cimento e outras emulsões e suspensões, vemos nesta indústria diversas ocorrências do comportamento mecânico elasto-viscoplástico.

1.2.6 Tixotropia

Todos os modelos previamente apresentados apresentam as tensões como função do gradiente de velocidades. Mas há substâncias cujas propriedades parecem variar também com o tempo. Nesses casos, a viscosidade é função de quanto tempo o líquido sofreu deformação a uma taxa constante, propriedade que se denomina tixotropia.

Um exemplo bem conhecido de tixotropia na natureza é o de corpos argilosos que são estáveis em repouso, mas com agitação devida a tremores de terra ou erupções vulcânicas próximas começam a “escoar” como líquidos até se estabilizarem novamente em uma posição mais baixa e adquirem solidez novamente em novo repouso.

Também é possível a anti-tixotropia, em que as tensões de cisalhamento tendem a aumentar a viscosidade, ou mesmo levar a solidificação. Um fluido anti-tixotrópico também é chamado de reopético.

A tixotropia é uma característica positiva para os fluidos de perfuração porque ela ajuda a eficiência da subida do cascalho e também não facilita a descida do material quando o fluxo para. Portanto grande parte dos fluidos de perfuração possui características tixotrópicas.

Assim, o comportamento mecânico de fluidos pode ser resumido desta maneira:

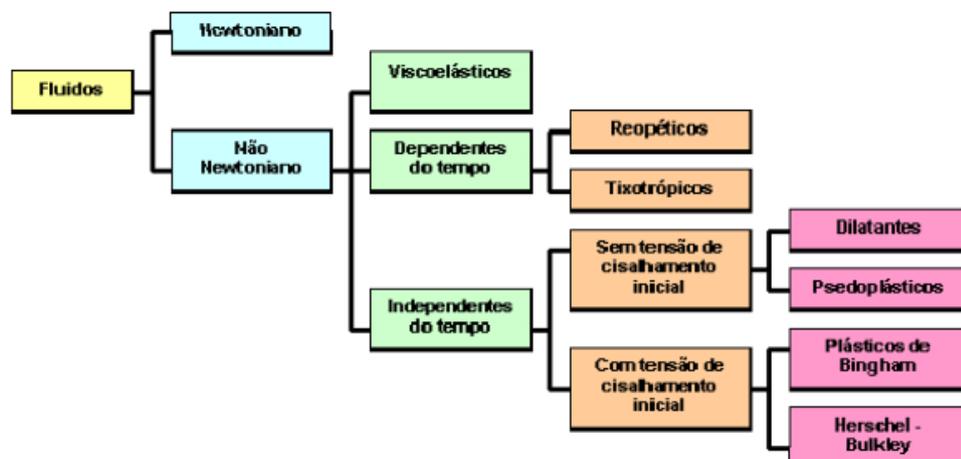


Figura 7: Fluxograma Reologia

2 ESTUDO

Este trabalho se insere dentro do projeto “Desafios na Hidráulica de Poços” (DEM/PUC-Rio).¹⁷ O objetivo do presente trabalho foi a realização de diversos testes para determinar algumas das características reológicas de fluidos de perfuração olefínicos ao longo do tempo, para avaliar o efeito da sedimentação.

Este estudo se faz necessário pois, como visto anteriormente, fluidos de perfuração são componentes de grande importância em operações de exploração de óleo e gás. Como este processo é extremamente complexo e custoso, é importante prever o comportamento do escoamento dos fluidos. O deslocamento destes fluidos afeta diversas etapas da construção do poço. A integridade, logo segurança, do poço pode ser comprometida por uma falha na previsão do escoamento destes fluidos, além de afetar diretamente os custos envolvidos. Tendo isto em mente, é evidente que a correta caracterização de fluidos leva à melhor previsão de comportamento e assim, melhor escolha do fluido para cada caso.

¹⁷ “Desafios na Hidráulica de Poços”, Naccache, Mônica Feijó, 2017. Maiores informações na bibliografia.

2.1 Desenvolvimento

Para que a correta caracterização do Fluido de Perfuração Olefinico, doravante denominado de FPO, fosse realizada, alguns passos foram tomados. O FPO sofre um processo de sedimentação bastante intenso no estado estacionário, gerando uma distribuição não uniforme de pressão. Durante a perfuração, isto não é um problema, porém após a cimentação o fluido pode se encontrar trapeado entre o cimento e a parede do poço e assim pode ocorrer sedimentação e a geração de pressões altas na sua camada inferior. Além disso, sua capacidade de suspensão de cascalho pode ser afetada, bem como a partida das bombas.

Para o estudo foi construído um reservatório acrílico para o armazenamento e visualização do fluido ao longo do tempo de análise. Primeiramente o fluido foi alocado em um reservatório de 20L e duas garrafas contendo 15L cada. O reservatório continha três válvulas para a remoção do fluido, uma diretamente abaixo e duas laterais em alturas diferentes.



Figura 8: Reservatório e uma Garrafa

Neste estudo, o reômetro utilizado foi o reômetro rotacional Haake Mars. O experimento teve duração de três meses, ou 90 dias, onde testes foram realizados em todas as segunda-feiras e terça-feiras.



Figura 9: Reômetro Rotacional Haake Mars

O desenvolvimento da metodologia experimental foi baseada em um estudo prévio realizado pelo GReo no fluido BR-MUL n-parafina viscosificado com densidade igual a 11 lb/gal (1318.09 Kg/m³).

No reômetro, temos que iniciar com a seleção da geometria. A geometria difere pois algumas são mais adequadas para determinadas amostras. Teoricamente, a geometria não afeta o fluido, logo não deveria mudar a sua caracterização, porém na prática esta escolha se faz necessária. A geometria cone-placa é diretamente descartada pois o FPO possui partículas sólidas e esta geometria tem folga tendendo a zero em determinado ponto. Já a de cilindros concêntricos necessita de um volume considerável de fluido, então também foi descartada. Sendo assim, concluímos que a geometria de placas paralelas seria a ideal pela sua variação de folga, sendo indicada para suspensões. Por fim foi necessário decidir entre suas superfícies, ranhuradas ou lisas. Considerando que o fluido iria trabalhar sob baixas taxas de cisalhamento, foram

escolhidas geometrias ranhuradas pois estas minimizam os efeitos do deslizamento nas paredes, que em geral ocorre neste tipo de fluido.

Em segundo lugar, é preciso determinar o tamanho da folga entre as placas. Isto se dá pelo fenomeno chamado efeito parede. No estudo do Greo sobre o fluido parafínico, foi determinada uma folga de 2,0 mm. Entretanto, durante a aplicação do FPO, foi necessária a diminuição desta folga. Nos primeiros estágios o FPO era pouco viscoso e acabava por escoar para fora dos limites da geometria. Sendo assim, a maior folga encontrada sem a perda de material foi de 1,75 mm. Foram utilizados também placas de contorno com água para evitar a evaporação do fluido ao máximo.

O próximo passo foram os testes de *Stress Sweep*, ou Varredura de Tensão. Estes testes também foram realizados conforme padrão prévio, e servem para determinar o limite da região viscoelástica linear. Neles, é aplicada no fluido uma tensão que varia senoidalmente com o tempo. Os resultados foram iguais aos do estudo prévio, com

$$\tau_a = 0.1\text{Pa e } f = 1 \text{ Hz}$$

Sendo assim, estes foram os valores utilizados no estudo do FPO.

Após o *Stress Sweep*, foram feitos testes de *Time Sweep*, ou Varredura de Tempo. Neste teste a amostra é submetida também a tensão oscilatória senoidal, porém com parâmetros fixos para a investigação do comportamento do fluido ao longo do tempo. O *Time Sweep* é importante para identificar mudanças na microestrutura do fluido. A partir do momento em que há qualquer tipo de degradação, os parâmetros estudados G' (módulos de armazenamento) e G'' (módulos de perda) sofrem alteração e mostram resultados não pertinentes aos testes. Os parâmetros foram os escolhidos pelo *Stress Sweep*, além da temperatura de 25°C, temperatura ambiente, e uma duração de 10 horas para a correta análise da variação das propriedades do fluido ao longo do tempo. Neste teste foi descoberto que resultados depois de três horas não eram para serem levados em consideração.

2.2 Resultados

Tendo todos os parâmetros definidos, se deu o início dos testes. No decorrer do experimento, a sedimentação era visível, criando um nível de óleo puro acima do fluido e gerando uma viscosidade elevada na camada de baixo. Aqui, como dito, avaliamos o G' e G'' das amostras retiradas das válvulas laterais. O módulo de armazenamento (G') está associado a característica elástica do fluido, enquanto o módulo de perda (G'') caracteriza o comportamento viscoso do material. A válvula com menor elevação será doravante denominada de V1 e a de maior elevação, V2. Os resultados temporais são mostrados nas figuras 10 a 13.

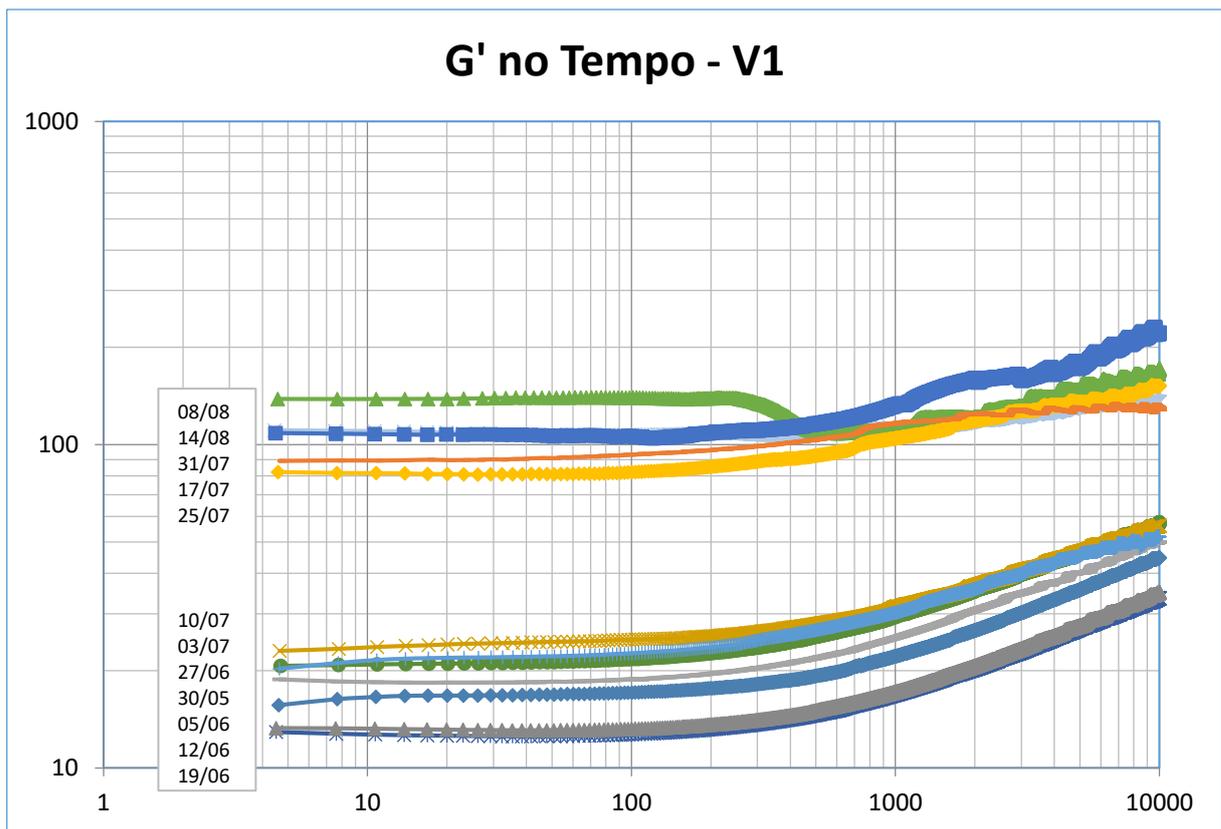


Figura 10: Válvula 1: módulo de armazenamento em função do tempo

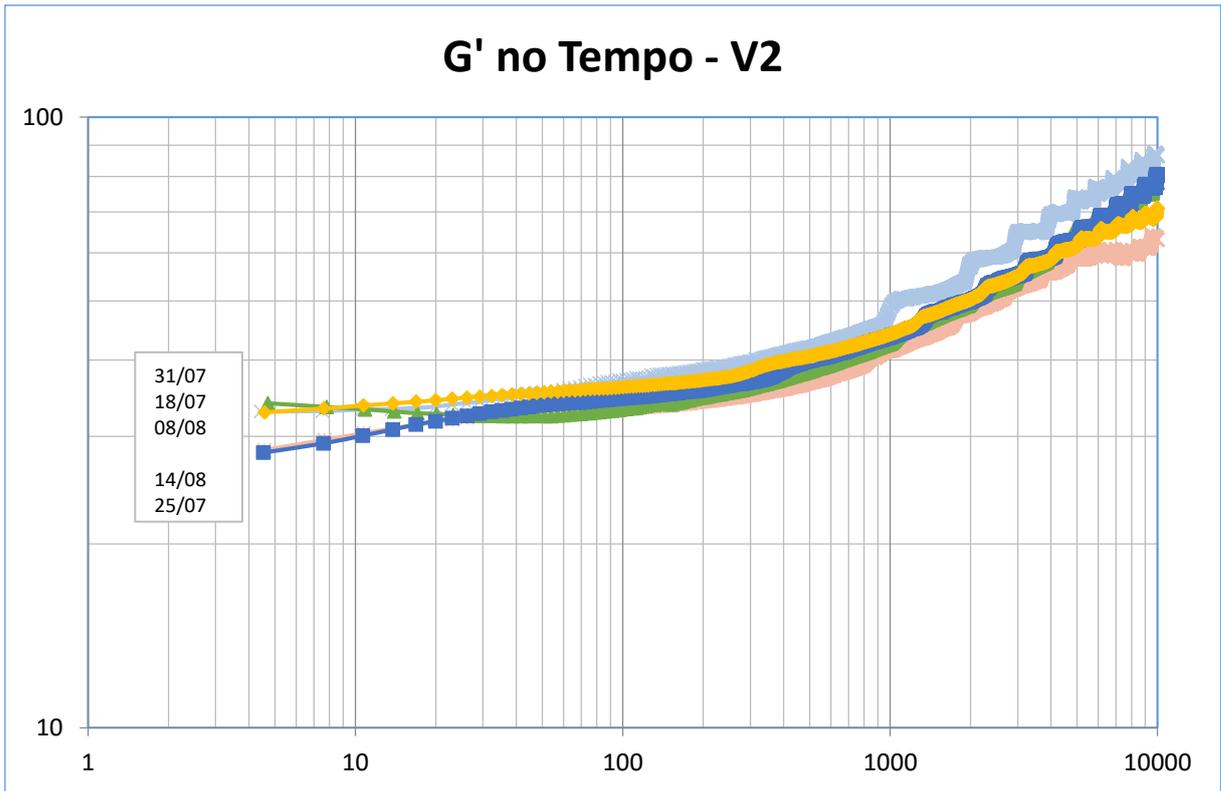


Figura 11: Válvula 2: módulo de armazenamento em função do tempo

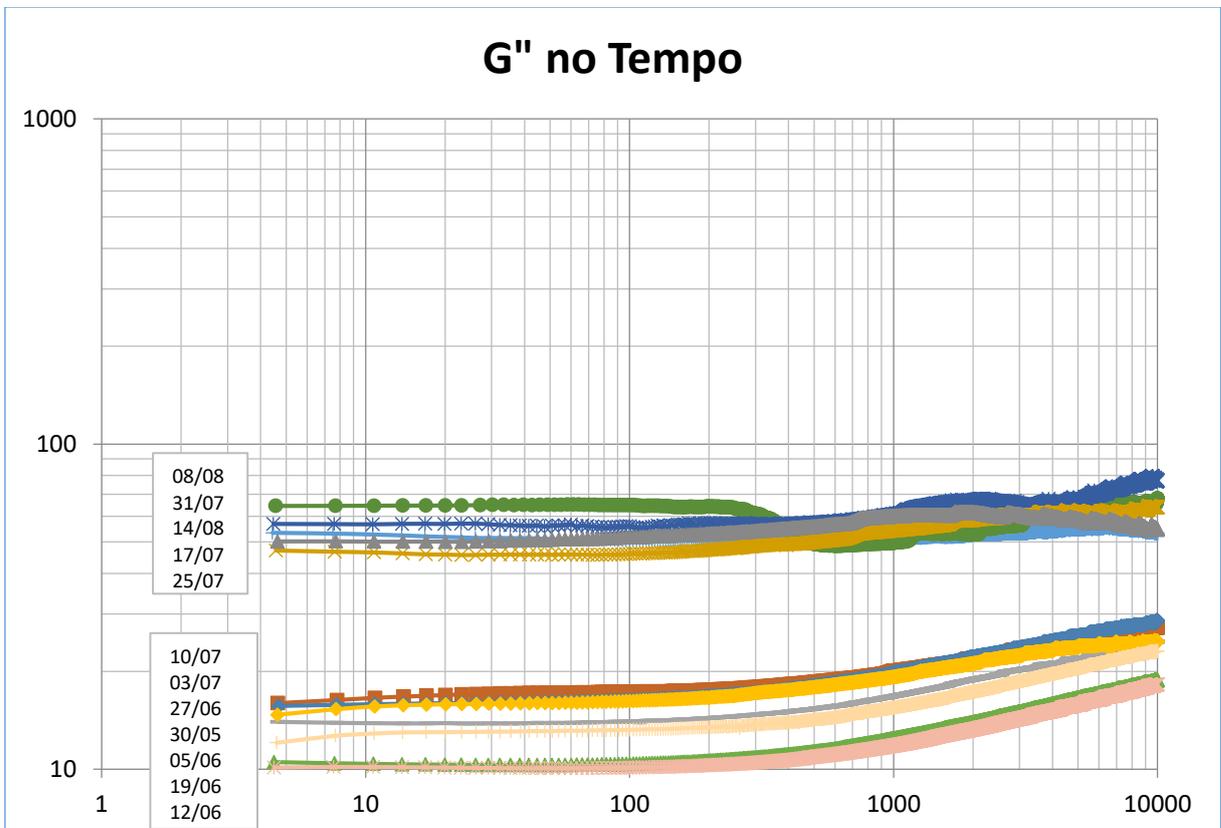


Figura 12: Válvula 1: módulo de perda em função do tempo

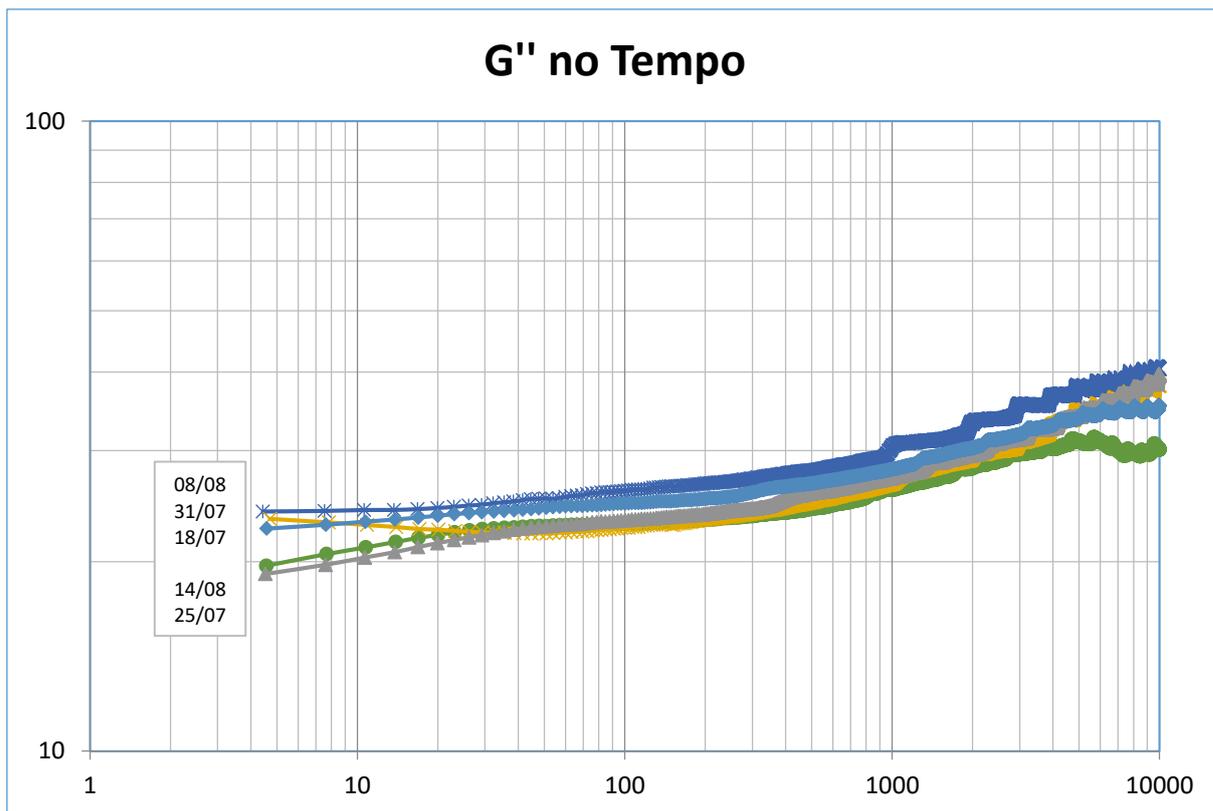


Figura 13: Válvula 2: módulo de perda em função do tempo

As figuras 14 a 16 mostram o aspecto do fluido e o processo de sedimentação ao longo do tempo. Os resultados mostram que a primeira semana de testes apresenta o início da sedimentação, através do surgimento de uma camada de óleo sobrenadante na superfície. Durante as primeiras três semanas, o módulo de perda das amostras avaliadas diminui com o tempo pois está ocorrendo a sedimentação. Assim, nesta região o fluido tem um comportamento menos viscoso. Após este período, a sedimentação já atinge o nível da válvula 1 e observa-se um crescimento abrupto de G'' , chegando no seu auge em mais duas semanas.

Após este período, ou seja, a partir do segundo mês, observa-se estagnação, mantendo o mesmo módulo de perda até o fim do projeto. O fluido recolhido da segunda válvula, mais próxima à superfície, apresenta comportamento similar embora sua viscosidade seja muito menor em função do gradiente de concentração de sólidos no fluido. Porém o módulo de perda mantém-se constante, e pode-se concluir que a sedimentação está estagnada.

Pode-se concluir que após dois meses o procedimento de sedimentação é interrompido. Por fim, observa-se a formação de uma camada repleta de sedimentos na região inferior no reservatório, com aproximadamente 40% do volume total. Na superfície do reservatório observa-se 13,3% de camada de óleo sobrenadante e na região central há 46,7% de emulsão. Este percentual foi estimado através de procedimento de visualização do reservatório ao longo do tempo. Não foi observada nenhuma evaporação ou mudança significativa na microestrutura do fluido durante o intervalo de teste.

Sendo assim, há um gradiente de concentração de sólidos no reservatório, ou seja, na superfície não há presença de sólidos, na região intermediária há uma emulsão com gradiente de concentração que aumenta com a profundidade e na base do reservatório há intenso acúmulo de partículas sólidas.

O incremento do módulo de armazenamento, G' , com o tempo significa que o material está tornando-se mais rígido, logo mais viscoso. Quando G' torna-se constante com o tempo, pode-se afirmar que não há mais mudanças na microestrutura e portanto há estagnação da sedimentação.



Figura 14: Fotografia do reservatório após 7 dias de testes

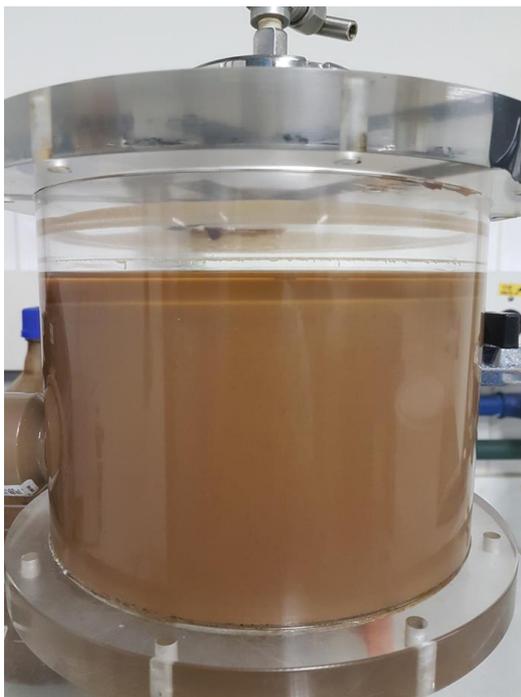


Figura 15: Fotografia do reservatório após 30 dias de testes



Figura 16: Fotografia do reservatório após 60 dias de testes

Através das fotografias é possível a realização de uma análise visual que é compatível com os resultados experimentais.

3 CONCLUSÃO

O estudo investiga a caracterização de FPOs a fim de aprimorar e otimizar a compreensão dos fenômenos que se observam em diferentes operações e processos ao longo da perfuração e cimentação de poços de petróleo. O estudo experimental consiste na avaliação da reologia do material ao longo do tempo, a fim de determinar o efeito da sedimentação das partículas sólidas presentes no fluido nas propriedades reológicas do mesmo.

O processo de sedimentação foi identificado a partir da visualização e das medidas dos módulos de perda e armazenamento. Além disso, observou-se a formação de uma capa espessa entre o sobrenadante e sua emulsão após aproximadamente 40 dias, como visto na figura 17.

Por fim, podemos concluir que o fluido se comportou de forma divergente ao esperado pela indústria. Embora o FPO possa representar uma mudança benéfica, isto só se concretizará após a sedimentação do fluido ser ajustada.



Figura 17: Capa

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

NACCACHE, MÔNICA F. **Desafios na hidráulica de poços**. 2017. Relatório Técnico, Processo: 2015/00526-8 - Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro - RJ.

MACHADO, JOSÉ C. V. **Reologia e Escoamento de Fluidos - Ênfase na Indústria do Petróleo**. Editora Interciência, 2002, única edição.

<https://www.statista.com/statistics/265229/global-oil-production-in-million-metric-tons/>

<http://www.visualcapitalist.com/size-oil-market/>

http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/131333/repsol_reports_aboveaverage_drilling_success_in_2013/

<https://www.encana.com/pdf/communities/usa/LifeOfTheWell2011.pdf>

<http://www.roseassoc.com/the-current-costs-for-drilling-a-shale-well/>

<https://www.investopedia.com/articles/stocks/07/oil-gas.asp>

https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1822177/mod_resource/content/1/Aula%205.pdf

Oilfield Market Report 2004. Spears & Assoc. Inc., Tulsa, Oklahoma, www.spearsresearch.com. Citado em http://petrowiki.org/Drilling_fluid_types.

http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/invert_emulsion.aspx

http://petrowiki.org/Drilling_fluids

https://en.wikipedia.org/wiki/Oil-based_mud

http://www.slb.com/services/drilling/drilling_fluid/df_systems/nonaqueous_drilling_fluid_systems.aspx

<http://slideplayer.com.br/slide/374838/>

Modelos retirados de

https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/371659/mod_resource/content/1/REOLOGIA%20DE%20FLUIDOS%20-%20apostila.pdf