



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA - CT

COORDENAÇÃO DO CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO - CCEP

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO NÃO AQUOSOS: PROPOSTA DE
UMA METODOLOGIA PARA CARACTERIZAÇÃO**

Aluno: Júlio César Marinho da Costa

Orientadora: Prof. Dra. Vanessa Cristina Santanna

NATAL/RN, JUNHO de 2015

Júlio César Marinho da Costa

**ESTUDO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO NÃO AQUOSOS: PROPOSTA DE
UMA METODOLOGIA PARA CARACTERIZAÇÃO**

Monografia apresentada como parte dos requisitos
para obtenção do Grau em Engenharia de Petróleo
pela Universidade Federal do Rio Grande do
Norte.

Aprovado em, _____ de junho de 2015.

Prof^ª. Dr^ª. Vanessa Cristina Santanna

Orientadora – UFRN

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Membro – UFRN

Prof. Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte

Membro – UFRN

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Odinilson Dantas da Costa e Maria do Socorro Marinho Souza da Costa, que me educaram e me ensinaram que o melhor caminho é o estudo. E pelo carinho e confiança depositados em mim. Vocês fazem parte dessa vitória.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por estar sempre ao meu lado nos momentos mais complicados;

Aos meus pais, pelo apoio nessa longa caminhada acadêmica, pelo companheirismo e incentivos nos estudos, mas principalmente, por terem me ensinado, desde cedo, a importância dos estudos na minha vida;

À minha orientadora, Professora Dra. Vanessa Cristina Santanna, pelos conhecimentos compartilhados, pela paciência, compreensão e confiança;

A todos os professores do Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) que contribuíram com a minha aprendizagem;

A Raphael Eliedson da Silva, pela amizade e companheirismo em todos os momentos agradáveis e, também, nos momentos de dificuldades nesse período acadêmico;

À Petrobras, por todos os incentivos concedidos através do PRH – PB 221;

E a todos que fizeram parte de alguma forma do meu curso de graduação em Engenharia de Petróleo.

DA COSTA, Júlio César Marinho - "ESTUDO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO NÃO AQUOSOS: PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA CARACTERIZAÇÃO". Trabalho de Conclusão de Curso, Coordenação do curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal - RN, Brasil.

Orientadora: Prof^ª Dr^a Vanessa Cristina Santanna

RESUMO

O petróleo é a fonte de energia não renovável mais utilizada no mundo e, cada vez mais, necessita-se de aperfeiçoamentos que promovam melhorias aos processos de exploração e produção petrolíferas. Os fluidos de perfuração possuem importância fundamental nas atividades relacionadas ao petróleo. Eles têm as funções, entre outras, de resfriamento e lubrificação da broca de perfuração, a manutenção da estabilidade do poço perfurado, o transporte de partículas da formação cortadas pela broca para a superfície. Os fluidos de perfuração não aquosos (à base de óleo) foram desenvolvidos para perfurações em ambientes que apresentem condições de altas temperaturas e elevadas pressões, cenário muito comum em perfurações direcionais, condições estas que geram limitações técnicas e operacionais aos fluidos aquosos. A análise do comportamento reológico dos fluidos de perfuração é de fundamental importância para se determinar a melhor composição e o melhor tratamento a ser aplicado nesses fluidos para a realização de tarefas solicitadas no poço perfurado. Neste trabalho, visou-se fazer um levantamento bibliográfico, em artigos internacionais, das principais metodologias utilizadas por cada autor, realizadas em laboratório, para a caracterização de fluidos de perfuração não aquosos e verificar os principais parâmetros que podem vir a melhorar o desempenho desses fluidos. E, por fim, propor uma metodologia mais adequada para a caracterização dos fluidos não aquosos (à base de óleo) utilizando os parâmetros corretos para esse processo. Através dos estudos realizados foi possível verificar que os parâmetros que mais influenciam na qualidade de fluidos não aquosos são as viscosidades plástica e aparente, o limite de escoamento, as forças géis e o volume de perda de filtrado.

Palavras-chaves: fluidos de perfuração não aquosos, reologia, caracterização, aditivos.

DA COSTA, Júlio César Marinho - "ESTUDO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO NÃO AQUOSOS: PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA CARACTERIZAÇÃO". Trabalho de Conclusão de Curso, Coordenação do curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal - RN, Brasil.

Orientadora: Prof^ª Dr^a Vanessa Cristina Santanna

ABSTRACT

Petroleum is a non renewable energy source most used in the world and, increasingly, need to enhancements that promote improvements to exploration and production petroleum processes. Drilling fluids have fundamental importance in the activities related to oil. They have the function, among others, cooling and lubricity of the drillstring, the maintenance of the stability of the borehole, the transport of the particle formation cut by the drill bit to the surface. The non-aqueous drilling fluids (oil based) have been developed for drilling in environments which have conditions of high temperatures and high pressures, very common scenario in directional drilling, conditions which generate technical and operational limitations to aqueous fluids. Analysis of the rheological behavior of drilling fluids is extremely important to determine the best composition and the best treatment to be applied in these fluids to carry out tasks requested in the drilled well. In this work, we aimed to do a bibliographical survey in international papers, the principal methodologies used by each author, performed in the laboratory for the characterization of non-aqueous drilling fluids and check the main parameters that may improve the performance of these fluids. And finally, propose an appropriate methodology for characterization of non-aqueous fluids (oil based) using the correct parameters for this process. Through the studies it observed that the parameters that most influence the quality of non-aqueous fluids are plastic and apparent viscosities, the yield strength, the gel strength and the volume of filtrate loss.

Keywords: non-aqueous drilling fluid, rheology, characterization, additives.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	1
2. Aspectos teóricos	3
2.1. Petróleo	3
2.2. Fundamentação da perfuração de poços	4
2.3. Fluidos de Perfuração	5
2.3.1. Definição	5
2.3.2. Características e funções	6
2.3.3. Classificação 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
2.3.3.4. Fluidos sintéticos	11
2.3.4. Propriedades dos fluidos de perfuração.....	12
2.3.4.1. Densidade	12
2.3.4.2. Parâmetros reológicos.....	13
2.3.4.3. Força gel.....	14
2.3.4.4. Parâmetros de filtração.....	15
2.3.4.5. Teor de sólidos	16
2.4. Reologia	17
2.5. Caracterização das argilas na composição dos fluidos	18
2.5.1. Argilas bentonitas.....	18
2.5.2. Argilas organofílicas	19
3. Metodologia	21
4. Resultados e discussões.....	22
4.1. Artigo de Dardir <i>et al.</i> (2014).....	22
4.1.1. Aditivos utilizados	22
4.1.2. Metodologia	22
4.1.3. Resultados.....	23
4.2. Artigo de Hermoso <i>et al.</i> (2014)	27
4.2.1. Aditivos utilizados	27
4.2.2. Metodologia	28
4.2.3. Resultados.....	28

4.3. Artigo de LI Jiancheng <i>et al.</i> (2014).....	32
4.3.1. Aditivos utilizados	32
4.3.2. Metodologia	32
4.3.3. Resultados.....	33
4.4. Artigo de Dias <i>et al.</i> (2015).....	38
4.4.1. Aditivos utilizados	38
4.4.2. Metodologia	39
4.4.3. Resultados.....	41
5. Proposta de metodologia	46
6. Conclusões.....	47
Referências bibliográficas	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Frações composicionais de cada componente em um óleo cru típico.	4
Tabela 2. Aditivos e suas funções no fluido de perfuração.....	9
Tabela 3. Perda de filtrado das amostras a 500 psi e 350 °F.	27
Tabela 4. Características das argilas organofílicas utilizadas.	28
Tabela 5. Efeito do envelhecimento do fluido, em diferentes temperaturas, nas propriedades da argila GW-GEL.	33
Tabela 6. Efeito da quantidade adicionada de redutor de filtrado na perda de fluido. ...	34
Tabela 7. Efeito da quantidade adicionada da argila organofílica GW-GEL no desempenho do fluido de perfuração.	35
Tabela 8. Efeito da quantidade adicionada do redutor de filtrado GW-OFL I no desempenho do fluido de perfuração.	36
Tabela 9. Efeito da quantidade adicionada do agente emulsificante no desempenho do fluido de perfuração.	36
Tabela 10. Efeito da quantidade adicionada do agente óleo-molhante no desempenho do fluido de perfuração.	37
Tabela 11. Resultado dos parâmetros reológicos e da perda de filtrado dos fluidos de perfuração formulados.	38
Tabela 12. Amostras de amidos modificados.....	39
Tabela 13. Formulação dos fluidos de perfuração emulsionados.....	40
Tabela 14. Propriedades reológicas a serem obtidas.	41
Tabela 15. Média dos valores obtidos de filtração, estabilidade elétrica e propriedades reológicas de fluidos não envelhecidos, formulados com aditivo de controle de filtrado na concentração de 8,5 kg/m ³	43
Tabela 16. Média dos valores obtidos de filtração, estabilidade elétrica e propriedades reológicas de fluidos envelhecidos, formulados com aditivo de controle de filtrado na concentração de 8,5 kg/m ³	43
Tabela 17. Média dos valores obtidos de filtração, estabilidade elétrica e propriedades reológicas de fluidos não envelhecidos, formulados com aditivo de controle de filtrado na concentração de 14,2 kg/m ³	44
Tabela 18. Média dos valores obtidos de filtração, estabilidade elétrica e propriedades reológicas de fluidos envelhecidos, formulados com aditivo de controle de filtrado na concentração de 14,2 kg/m ³	44

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de uma sonda rotativa.....	5
Figura 2. Representação do equilíbrio de pressões.....	7
Figura 3. Representação esquemática da ocorrência de kick.	7
Figura 4. Representação esquemática da perda de circulação.....	8
Figura 5. Representação esquemática do fenômeno de tixotropia.	15
Figura 6. Representação da argila bentonita seca e em meio aquoso.	19
Figura 7. Representação esquemática do processo de organofilização.	20
Figura 8. Estrutura química dos compostos produzidos.	22
Figura 9. Resultados das propriedades reológicas das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R a 77 °F.....	23
Figura 10. Resultados da força gel e tixotropia das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R a 77 °F. ..	24
Figura 11. Comportamento da viscosidade aparente das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R em relação à variação de temperatura de 77 °F a 212 °F.....	25
Figura 12. Comportamento da viscosidade plástica das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R em relação à variação de temperatura de 77 °F a 212 °F.....	25
Figura 13. Comportamento da força gel, após 10 segundos, das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R em relação à variação de temperatura de 77 °F a 212 °F.	26
Figura 14. Comportamento da força gel, após 10 minutos, das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R em relação à variação de temperatura de 77 °F a 212 °F.	26
Figura 15. Curvas de fluxo viscoso do fluido à base de óleo em função da concentração da argila organofílica B34, na pressão atmosférica e 40 °C.....	29
Figura 16. Curvas de fluxo viscoso do fluido à base de óleo em função da concentração da argila organofílica B128, na pressão atmosférica e 40 °C.	29
Figura 17. Curvas de escoamento viscoso das dispersões B34 e B128, em diferentes concentrações, como uma função da pressão.....	30
Figura 18. Comportamento da viscosidade aparente dos fluidos formulados com B34 e B128 em relação à pressão. A e B: teste com taxa de cisalhamento à 10 s^{-1} ; C e D: teste com taxa de cisalhamento à 1000 s^{-1}	31
Figura 19. Avaliação da resistência à temperatura do redutor de filtrado GW-OFLI. ..	34

LISTA DE SÍMBOLOS

A/O – emulsão água/óleo

CaCO₃ – carbonato de cálcio

CaO - óxido de cálcio

°C – grau Celsius

°F – grau Fahrenheit

G_{10sec} - força gel após dez segundos de repouso

G_{10min} - força gel após dez minutos de repouso

HP/HT – alta pressão/alta temperatura

LE – limite de escoamento

NaCl – cloreto de sódio

O/A – emulsão óleo/água

rpm - rotações por minuto

P_{formação} – pressão da formação

pH – potencial hidrogeniônico

P_{hidrostática} – pressão hidrostática

VA – viscosidade aparente

VP – viscosidade plástica

η – viscosidade

η_{10 s⁻¹}- viscosidade a uma taxa de cisalhamento de dez segundos elevado a menos um

η_{1000 s⁻¹}- viscosidade a uma taxa de cisalhamento de mil segundos elevado a menos um

γ̇ - taxa de cisalhamento

ΔP - diferencial de pressão

1. Introdução

O processo de perfuração de poços é realizado de forma ininterrupta de modo a atingir os objetivos traçados, inicialmente, no projeto do poço de petróleo. Durante a perfuração, se faz necessário à manutenção da estabilidade do poço, assim como, o material triturado pela broca deve ser encaminhado para a superfície. Para esse trabalho, se faz o uso dos chamados fluidos de perfuração que são circulados dentro do poço ao longo de todo o processo de perfuração, a fim de garantir condições favoráveis e seguras para o sucesso da operação.

O fluido de perfuração é formado por duas fases: uma fase dispersante e uma fase dispersa. Estes fluidos podem ser classificados de acordo com o tipo da fase dispersante, ou seja, podem ser fluido de perfuração à base de água, à base de óleo, à base de gás ou sintéticos. Eles têm um papel importante na perfuração e o seu desempenho está diretamente conectado as suas propriedades.

Essas propriedades são costumeiramente monitoradas no campo e o seu controle é de fundamental importância. A alteração de uma delas, na maioria das vezes por incorporação de sólidos provenientes da formação rochosa, acarreta uma infinidade de problemas em sua reologia, tais como: redução da taxa de penetração, reboco de baixa qualidade, alta densidade de circulação, danos à formação, entre outros. A avaliação dessas propriedades determinará a formulação ou o tratamento necessário para o fluido, que deve ser feito pela incorporação de aditivos ou diluição do sistema.

Cada aditivo é responsável por desempenhar uma função diferenciada no transcorrer da operação de perfuração. Os aditivos são empregados na composição do fluido para fornecer as propriedades requeridas, que são essenciais, e proporcionar, ao mesmo tempo, condições de perfuração segura e de qualidade. Os componentes básicos do fluido são: meio dispersante (água, óleo ou gás), viscosificante, gelificante, alcalinizante, floculante, inibidor físico ou químico. A concentração de cada aditivo possui relação direta com cada uma das propriedades exigida pelo fluido.

Este trabalho trata de um levantamento bibliográfico em artigos internacionais, que foram publicados entre 2014 e 2015, sobre fluidos de perfuração não aquosos, com o objetivo de realizar um levantamento das principais metodologias utilizadas em

laboratório para a caracterização de fluidos de perfuração não aquosos e verificar os principais parâmetros que podem vir a melhorar o desempenho desses fluidos. A metodologia proposta irá fornecer uma caracterização de fluidos de perfuração não aquosos em laboratório com o intuito de usar os parâmetros corretos para esse processo. No levantamento bibliográfico foram analisados os aditivos usados nos estudos, a metodologia utilizada para a caracterização e os parâmetros relevantes no trabalho como, viscosidade plástica, filtrado, limite de escoamento, entre outros.

Este trabalho está dividido em 6 capítulos. O capítulo 1 referente a esta introdução; o capítulo 2 que abrange os aspectos teóricos que fundamentam a compreensão deste trabalho; o capítulo 3 que relata a metodologia utilizada no trabalho; o capítulo 4 que mostra os resultados encontrados no levantamento bibliográfico com as devidas discussões; o capítulo 5 que apresenta uma metodologia para a caracterização de fluidos de perfuração à base de óleo em laboratório, e o capítulo 6 apresenta as conclusões do trabalho.

2. Aspectos teóricos

Neste capítulo, serão discutidos os aspectos teóricos que fundamentam a compreensão do trabalho.

2.1. Petróleo

Petróleo (do latim *petra* = rocha e *oleum* = óleo) é o nome dado às misturas naturais de hidrocarboneto que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, a depender das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas. O petróleo tanto pode aparecer em uma única fase como pode se apresentar em mais de uma fase no equilíbrio (Rosa *et al.*, 2006). Quando a mistura contém uma maior porcentagem de moléculas pequenas seu estado físico é líquido, nas condições normais de temperatura e pressão (Thomas *et al.*, 2001).

O petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de micro-organismos e algas que formam o fitoplâncton e não pode sofrer processos de oxidação. A interação dos fatores – matéria orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas – é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo (Caenn *et al.*, 2014).

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. A matéria orgânica proveniente do fitoplâncton, quando submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarboneto líquido. O processo atuante sobre a matéria orgânica vegetal lenhosa poderá ter como consequência a geração de hidrocarboneto gasoso (Thomas *et al.*, 2001).

Assim, ao longo do tempo, o petróleo foi se impondo como fonte de energia. Hoje, com o advento da petroquímica, além de grande utilização dos seus derivados, centenas de novos compostos são produzidos, muitos deles diariamente utilizados, como plásticos, borrachas sintéticas, tintas, corantes, adesivos, solventes, detergentes, explosivos, produtos farmacêuticos, cosméticos, etc. Com isso, o petróleo, além de

produzir combustível, passou a ser imprescindível às facilidades e comodidades da vida moderna (Caenn *et al.*, 2014).

Na Tabela 1, mostram-se as frações composicionais de cada componente em um óleo cru típico.

Tabela 1. Frações composicionais de cada componente em um óleo cru típico.

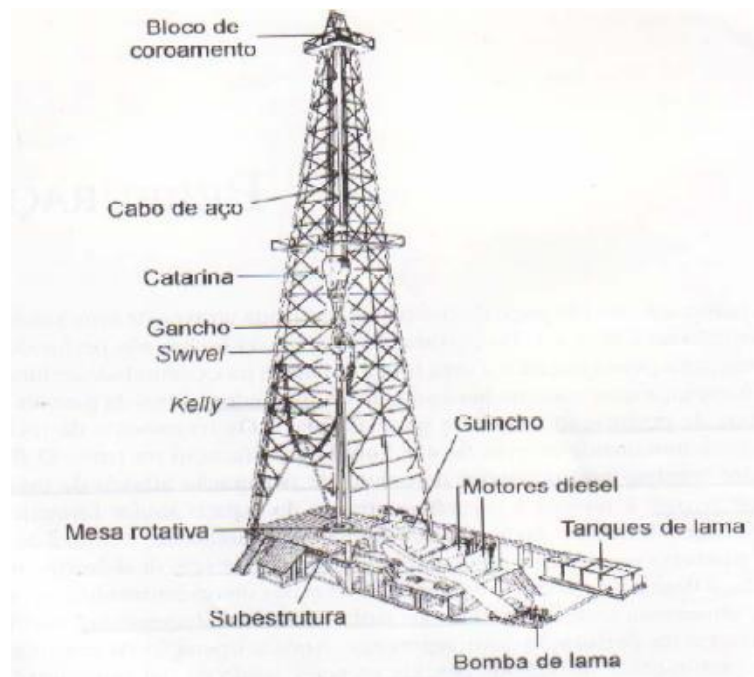
Hidrogênio	11 - 14%
Carbono	83 - 87%
Enxofre	0,06 - 8%
Nitrogênio	0,11 - 1,7%
Oxigênio	0,1 - 2%
Metais	Até 0,3%

Fonte: Thomas *et. al.*, 2001.

2.2. Fundamentação da perfuração de poços

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda, como mostra a Figura 1. Na perfuração rotativa as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos da rocha, conhecido na indústria do petróleo como cascalhos, são removidos continuamente através de um fluido de perfuração. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. 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 do 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 (Thomas *et al.*, 2001).

Figura 1. Esquema de uma sonda rotativa.



Fonte: Thomas *et al.*, 2001.

Após a passagem do fluido de perfuração no poço, tem-se o processo de tratamento ou condicionamento desse fluido realizado na superfície, no qual consiste basicamente na eliminação de partículas sólidas ou gases que se incorporaram durante o período de perfuração do poço e, quando existir a necessidade, na adição de aditivos químicos para o condicionamento das propriedades do fluido de perfuração para uma nova circulação no poço.

2.3. Fluidos de Perfuração

2.3.1. Definição

Os fluidos de perfuração podem ser conceituados como composição frequentemente líquida, com diversas funções, destinadas a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo (Amorim, 2003).

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até gases. Do ponto de vista químico, eles podem assumir

aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes. Devem ser especificados de forma a garantir uma perfuração rápida e segura (Caenn *et al.*, 2014).

2.3.2. Características e funções

Segundo Caenn *et al.* (2014), é desejável que o fluido apresente as seguintes características para um bom desempenho:

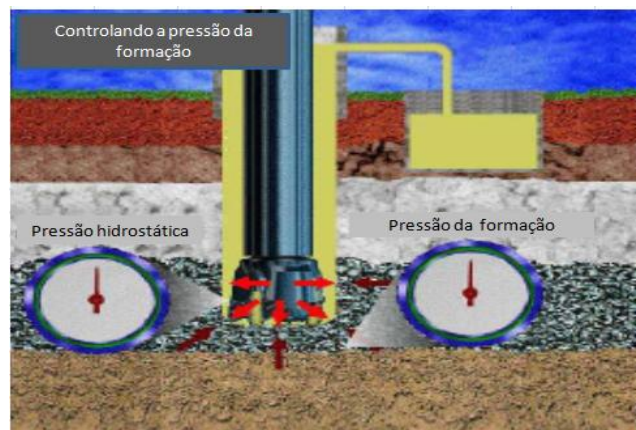
- Ser estável quimicamente;
- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Facilitar a separação dos cascalhos na superfície;
- Manter os sólidos em suspensão quando estiver em repouso;
- Ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- Aceitar qualquer tratamento, físico e químico;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

Os fluidos de perfuração possuem, basicamente, as seguintes funções:

- Limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pela broca e transportá-los até a superfície;
- Exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis para o poço (kick), obedecendo alguns critérios como:

- $P_{\text{hidrostática}} = P_{\text{formação}}$: equilíbrio desejável, porém perigoso (como mostra a Figura 2);

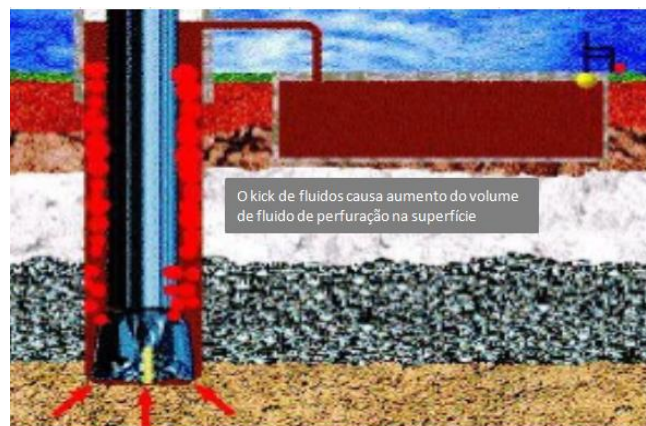
Figura 2. Representação do equilíbrio de pressões.



Fonte: Da Mata, 2012.

- $P_{\text{hidrostática}} < P_{\text{formação}}$: podem ocorrer desmoronamentos, estreitamento do poço e kick (como mostra a Figura 3);

Figura 3. Representação esquemática da ocorrência de kick.



Fonte: Da Mata, 2012.

- $P_{\text{hidrostática}} > P_{\text{formação}}$: situação normal para estabilização do poço, o filtrado invade a formação e forma o reboco;
- $P_{\text{hidrostática}} \gg P_{\text{formação}}$: danos à formação pelo excesso de pressão do fluido; podem ocorrer fraturamento da formação e perda de circulação (como mostra a Figura 4).

Figura 4. Representação esquemática da perda de circulação.



Fonte: Da Mata, 2012.

- Resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca;

Segundo Thomas *et al.* (2001) ainda é função do fluido de perfuração formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, chamado de filtrado, invade a rocha.

2.3.3. Classificação dos fluidos de perfuração

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função de sua composição. O principal critério se baseia no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Neste critério, os fluidos são classificados em fluidos à base de água, fluidos à base de óleo e fluidos à base de ar ou gás (Caenn *et al.*, 2014).

Em operações de perfuração simples e de baixa profundidade um fluido de perfuração à base de água e constituído de argila em baixa concentração é adequado. Porém, em casos complicados de perfuração e/ou elevadas profundidades um fluido mais elaborado, com a introdução de alguns aditivos, para aperfeiçoar o desempenho do

fluido, é necessário. A Tabela 2 apresenta alguns tipos de aditivos e suas funções para a formulação do fluido de perfuração.

Tabela 2. Aditivos e suas funções no fluido de perfuração.

Aditivos	Função
Argila ativada e polímeros	Viscosificantes e gelificantes
Lignosulfonatos e lignitos	Dispersantes e afinantes
Amidos e polímeros	Controladores de filtrado (parte líquida do fluido de perfuração que invade a parede do poço)
Hidróxido de sódio ou de potássio	Alcalinizantes
Sulfato de bário e hematita	Adensantes
Detergente	Remoção de argilominerais nas superfícies metálicas
Ésteres graxos	Lubrificantes
Poliacrilamina, cloreto de sódio ou potássio	Inibidores de hidratação de argilas
Bactericidas	Previnem/reduzem as ações de micro-organismos
Antiespumantes	Previnem/reduzem/eliminam a formação de espumas
Mica, fibra raspa de coco etc.	Controladores de perda de circulação

Fonte: Santanna, 2012.

2.3.3.1. Fluidos à base de água

A definição e classificação de um fluido à base de água consideram, principalmente, a natureza da água e os aditivos químicos empregados no preparo do

fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provoca sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Consequentemente, a composição é o principal fator a considerar no controle das propriedades destes fluidos (Machado, 2002).

A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais, principalmente argilas e polímeros, que modificam a viscosidade, o limite de escoamento, a força gel, entre outros parâmetros. A seleção da água a ser utilizada no preparo do fluido depende da disponibilidade, do custo de transporte e tratamento, dos tipos de formações geológicas a serem perfurados, dos produtos químicos que irão compor o fluido, e de equipamentos e técnicas a serem empregados na avaliação das formações.

2.3.3.2. Fluidos à base de óleo

Os fluidos de perfuração são à base de óleo quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo, 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. Os fluidos podem ser emulsões água/óleo (A/O) (teor de água < 10%) ou emulsões inversa (O/A) (teor de água de 10% a 45%) (Caenn *et al.*, 2014).

Segundo Thomas *et al.* (2001) os fluidos à base de óleo apresentam algumas características:

- Grau de inibição elevado em relação às rochas ativas;
- Baixíssima taxa de corrosão;
- Propriedades controláveis acima de 350 °F até 500 °F;
- Grau de lubricidade elevado;
- Amplo intervalo de variação de densidade de 0,89 a 2,4;
- Baixíssima solubilidade de sais inorgânicos.

Segundo Thomas *et al.* (2001) devido a estas características, os fluidos à base de óleo têm conferido excelentes resultados na perfuração dos seguintes poços:

- Poços HP/HT (alta pressão e alta temperatura);

- Formações de folhelhos argilosos e plásticos;
- Formações salinas de halita, slivita, carnalita, etc;
- Formações de arenitos produtores danificáveis por fluidos à base de água;
- Poços direcionais ou delgados ou de longo afastamento;
- Formações com baixa pressão de poros ou de fratura.

Devido ao alto custo inicial e grau de poluição, os fluidos à base de óleo são empregados com menor frequência do que os fluidos à base de água. Porém, nos últimos anos, muitos progressos têm sido alcançados em relação à pesquisa de novos sistemas à base de óleo, como óleos minerais e sintéticos, menos poluentes do que o óleo diesel (Thomas *et al.*, 2001).

2.3.3.3. Fluidos à base de ar

Os fluidos de perfuração são à base de ar quando o ar ou o gás é usado como fluido circulante.

Algumas situações recomendam a utilização destes fluidos de baixa densidade, tais como em zonas com perdas de circulação severas e formações produtoras com pressão muito baixa ou com grande susceptibilidade a danos. Também em formações muito duras como basalto ou o diabásio e em regiões com escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo (Silva, 2003).

A espuma é uma dispersão de gás em líquido, na qual a fase contínua é constituída por um filme delgado de uma fase líquida estabilizada através de um tensoativo específico, denominado espumante. O emprego da espuma como fluido circulante é justificado quando se necessita de uma eficiência elevada de carreamento dos sólidos, uma vez que ela apresenta alta viscosidade (Caenn *et al.*, 2014).

2.3.3.4. Fluidos sintéticos

São definidos como fluidos cuja fase contínua é um líquido sintético. Estes podem desempenhar as mesmas funções dos fluidos à base de óleo, bem como, serem utilizados em situações nas quais os fluidos à base de água sofrem limitações (Burke e Veil, 1995).

Os fluidos sintéticos são menos tóxicos que os fluidos de base oleosa, mas possui a desvantagem de um alto custo na fabricação. Eles podem ser à base de éter, éster, parafinas, olefinas, aldeídos ou linear alquil benzeno (Catarina, 2007). Apesar de possuir um alto custo comparado com a base de óleo, é economicamente viável tendo em vista que são biodegradáveis, ou seja, não precisa de tratamento, podendo ser descartado no mar (Growcock *et al.*, 1994).

2.3.4. Propriedades dos fluidos de perfuração

A determinação das propriedades dos fluidos de perfuração é de fundamental importância no acompanhamento do fluido durante sua aplicação no poço, para definição de tratamento através de teste-piloto, e em trabalho de pesquisa e desenvolvimento de novas formulações, tanto em sondas como em laboratórios de pesquisa (Petrobrás, 1991).

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As propriedades físicas são mais genéricas e são medidas em qualquer tipo de fluido, enquanto que as químicas são mais específicas e são determinadas para distinguir certos tipos de fluidos. As propriedades físicas mais importantes e frequentemente medidas nas sondas são a densidade, os parâmetros reológicos, as forças géis (inicial e final), os parâmetros de filtração e o teor de sólidos. As propriedades químicas determinadas com maior frequência nos laboratórios das sondas são o pH, os teores de cloreto e de bentonita e a alcalinidade (Caenn *et al.*, 2014).

2.3.4.1. Densidade

A densidade do fluido de perfuração tem que ser tal que a pressão hidrostática exercida pela coluna de fluido evite o influxo de fluido para dentro do poço, ou seja, o ponto inicial de controle de pressão é o controle da densidade do fluido. O peso da coluna de fluido no poço, necessário para balancear a pressão da formação é ponto de referência em que todos os cálculos de controle de pressão são baseados (Annis e Smith, 1996).

Esta é a propriedade do fluido que assegura, através de pressão hidrostática, a estabilidade das paredes do poço e a concentração dos fluidos nas formações. Fisicamente é a massa do fluido por unidade de volume. Usualmente é expressa em lb/gal (Petrobras, 1991).

A densidade não é muito afetada pelas condições de poço. Um aumento na temperatura causa uma diminuição na densidade, mas um aumento na pressão causa um aumento na densidade. Estes efeitos opondo-se um ao outro tendem ao equilíbrio (Annis e Smith, 1996).

Quando se está perfurando um poço, em operações de campo, a densidade é uma das propriedades monitoradas frequentemente e em alguns instantes necessita-se o aumento desta propriedade para estabilizar alguns tipos de formação.

2.3.4.2. Parâmetros reológicos

As propriedades reológicas de um fluido de perfuração são aquelas propriedades que descrevem as características de fluxo de um fluido sob várias circunstâncias de deformação. Em um sistema de circulação de fluido, o fluxo ocorre em uma variedade de taxas nas canalizações de tamanhos e de formas diferentes. No interesse de saber ou prever os efeitos deste fluxo é preciso saber o comportamento reológico de fluido nos vários pontos de interesse no sistema de circulação (Annis e Smith, 1996).

O comportamento do fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Para isto, considera-se que o fluido é definido como um modelo reológico, cujos parâmetros vão influir diretamente no cálculo de perdas de cargas na tubulação e velocidade de transporte dos cascalhos (Caenn *et al.*, 2014).

Nas operações de perfuração, o controle das propriedades reológicas tem uma importância fundamental, pois essas propriedades são responsáveis pela remoção dos cascalhos perfurados e, ainda, influenciam no progresso da perfuração do poço no que se refere à taxa de penetração. No campo, as propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido de perfuração são: viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento (ponto onde começa o fenômeno de escoamento) e força gel.

Os fluidos de perfuração são geralmente compostos de uma fase fluida contínua em que sólidos estão dispersos. A viscosidade plástica é a parte da resistência ao fluxo causada pela fricção mecânica. Esta fricção pode ser causada por: concentração de sólidos, tamanho e forma dos sólidos e viscosidade da fase fluida. Para aplicação de campo, a viscosidade plástica é considerada como um guia de controle de sólidos, se a viscosidade plástica aumenta, o volume percentual de sólidos aumenta, ou se o volume percentual permanece constante, o tamanho das partículas sólidas diminui. Diminuindo o tamanho das partículas aumenta a área superficial das partículas que aumenta a fricção das mesmas dentro do fluido. Esta propriedade pode ser aumentada pelo aumento da concentração dos sólidos ou pela diminuição da área superficial. E pode ser diminuída pela redução da concentração dos sólidos, pela diluição ou pela separação mecânica (Amoco, 2015).

A viscosidade aparente é medida através do cisalhamento constante e em um único ponto, expressa em unidades de Poise (Pa.s) ou centipoise (mPa.s). Utilizada na leitura de fluidos pseudo-plásticos. O limite de escoamento representa o esforço requerido para iniciar um fluido em movimento. É um indicador das forças de atração entre as partículas quando o fluido de perfuração está em movimento. Ele pode ser diminuído com afinantes ou, reduzindo o teor de sólidos. A adição de sólidos, a quebra de sólidos em pedaços menores, a introdução de contaminantes, inadequado tratamento químico e a instabilidade à temperatura pode aumentar o limite de escoamento (Thomas *et al.*, 2001).

2.3.4.3. Força gel

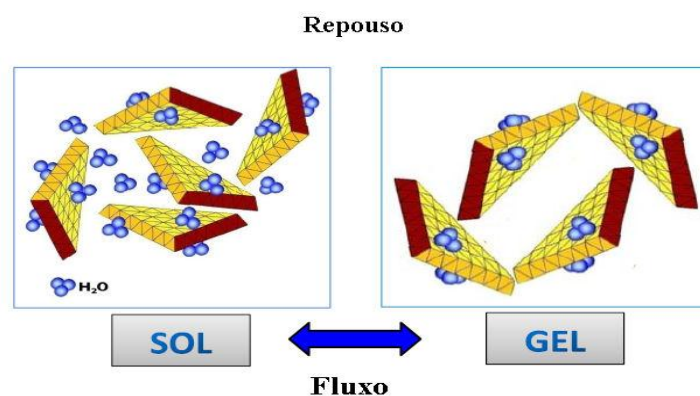
Alguns fluidos de perfuração são tixotrópico, isto é, adquirem um estado de semirrígido quando estão em repouso e voltam a adquirir um estado de fluidez quando estão novamente em movimento. A força gel é um parâmetro também de natureza reológica que indica o grau de gelificação devido à interação elétrica entre as partículas dispersas. A força gel inicial mede a resistência inicial para colocar o fluido em fluxo. A força gel final mede a resistência do fluido para reiniciar o fluxo quando este fica certo tempo em repouso (Caenn *et al.*, 2014). A diferença entre as forças gel inicial – aquela medida de reologia realizada no campo no momento exato da parada de circulação – e

as forças gel final – referente à medida feita após um tempo da parada de circulação – indica o grau de tixotropia do fluido.

- Tixotropia

O fluido de perfuração é projetado para gelificar gradativamente quando não há cisalhamento aplicado sobre ele. A esta propriedade dá-se o nome de tixotropia, a qual é definida como um decréscimo contínuo da viscosidade com o tempo quando um escoamento é aplicado a uma amostra que tenha estado previamente em repouso e a subsequente recuperação da viscosidade no tempo quando o escoamento é descontinuado. Quando o escoamento é então reiniciado, o gel é quebrado e picos de pressão são observados, os quais podem ser suficientes para comprometer a estabilidade do poço ou até fraturar a formação nas imediações do poço (Rocha, 2010). A tixotropia se caracteriza como um fenômeno isotérmico e reversível. A Figura 5 mostra, esquematicamente, o processo de tixotropia.

Figura 5. Representação esquemática do fenômeno de tixotropia.



Fonte: Amorim, 2007.

2.3.4.4. Parâmetros de filtração

A capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Este processo é conhecido como filtração. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões

dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha. O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração (Thomas *et al.*, 2001).

A invasão de filtrado na formação pode causar um número de dificuldades em analisar o poço. Se a invasão do filtrado é grande, pode transportar todos os líquidos do poço para a formação antes que este seja recuperado. O filtrado pode, também, reagir quimicamente com a argila dos poros da formação ou com espécies químicas dos fluidos das formações e mudar as características de permeabilidade do poço (Amoco, 2015).

Os elevados valores de volume de filtrado indicam invasão excessiva de filtrado nas formações geológicas. Como consequência pode ocorrer diversos problemas: desmoronamento de formações hidratáveis, avaliações equivocadas da formação de rebocos muito espessos. Além disto, filtrados elevados contribuem fortemente para o processo de prisão diferencial da coluna de perfuração (Farias, 2005).

Além da viscosidade aparente e viscosidade plástica, determina-se ainda o volume de filtrado. A determinação do volume de filtrado permite extrair conclusões sobre a qualidade coloidal da argila; quanto maior a proporção de partículas coloidais, menor a porcentagem de água livre no sistema e, conseqüentemente, menor a perda de filtrado (Stefan, 1966). O volume de filtrado que ultrapassa a parede do poço (reboco) é realizado através do ensaio de volume de filtrado feita em filtro prensa (Petrobras, 1998).

2.3.4.5. Teor de sólidos

O teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor porque o seu aumento implica no aumento de várias outras propriedades, tais como densidade, viscosidade e forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de

bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração (Caenn *et al.*, 2014).

O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, física ou quimicamente, evitando-se a dispersão dos sólidos perfurados. No método corretivo pode-se fazer uso de equipamentos extratores de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou diluir o fluido (Thomas *et al.*, 2001).

2.4. Reologia

Reologia é a ciência que estuda como a matéria se deforma ou escoar, quando está submetida a esforços originados por forças externas. O escoamento de um fluido, líquido ou gás, é caracterizado por leis que descrevem a variação contínua da taxa ou grau de deformação em função das forças ou tensões aplicadas (Machado, 2002).

Os fluidos são classificados de acordo com seu comportamento reológico por meio da análise da relação entre a tensão e a taxa de cisalhamento para condições de temperatura e pressão estabelecidas. Reologicamente os fluidos são divididos em duas categorias: newtonianos e não newtonianos. Nos fluidos newtonianos a relação entre a tensão e a taxa de cisalhamento é constante, ou seja, sua viscosidade é afetada pela temperatura e pressão, entretanto sua viscosidade não varia com a taxa ou tensão de cisalhamento, já nos fluidos não newtonianos a viscosidade varia com a taxa ou tensão de cisalhamento (Steffe, 1996).

Os vários tipos de fluidos de perfuração, com exceção dos à base gás, comportam-se como fluidos não newtonianos do tipo plástico. Suas características reológicas diferem das dos fluidos newtonianos, uma vez que a viscosidade depende da tensão de cisalhamento aplicada. O comportamento de fluxo de um fluido é definido pelos parâmetros reológicos. Esses são determinados considerando um modelo matemático particular, o qual influencia diretamente no cálculo das perdas de cargas (pressão) na tubulação e velocidade de transporte de cascalhos (Stefan, 1966).

O modelo mais empregado no tratamento dos fluidos de perfuração não newtonianos é o modelo Binghamiano e suas propriedades reológicas são definidas

através dos parâmetros de viscosidade plástica e limite de escoamento. Essas propriedades refletem o comportamento coloidal dos sólidos presentes no fluido (Lummus e Azar, 1986).

Um fluido de Bingham não escoar até que a tensão aplicada seja maior que o limite de escoamento. Iniciado o escoamento, a tensão passa a ser proporcional à taxa de cisalhamento e a constante de proporcionalidade é a viscosidade plástica (Bourgoyne Junior *et al.*, 1986).

2.5. Caracterização das argilas na composição dos fluidos

A argila é um material natural, terroso, de granulometria fina, que geralmente, quando umedecido com água, adquire certa plasticidade, e rigidez depois de submetidos a aquecimentos adequados. Os materiais argilosos surgem do intemperismo, da ação hidrotermal ou da deposição como sedimentos fluviais, marinhos, lacustres ou eólicos (Santos, 1989).

2.5.1. Argilas bentonitas

A bentonita é a argila comercial mais utilizada em fluidos à base de água doce, sendo adicionada para desempenhar uma ou várias das seguintes funções: aumentar a capacidade de limpeza do poço, reduzir as infiltrações nas formações permeáveis, formar uma membrana de baixa permeabilidade (reboco), promover estabilidade do poço e evitar ou controlar a perda de circulação. As quantidades de argila adicionadas ao fluido variam de acordo com as formulações a serem perfuradas (Amorim, 2003).

A bentonita é usada em muitos fluidos para conferir viscosidade e controlar o volume de filtrado. Sua presença também proporciona ao fluido alta capacidade de transporte e suspensão dos detritos gerados durante a operação de perfuração (Caenn e Chilingar, 1996).

Sabe-se que a bentonita cálcica possui menor grau de inchamento do que a bentonita sódica, que pode inchar em até 25 vezes o seu volume inicial. A Figura 6 mostra o comportamento físico da argila bentonita em meio aquoso e em meio seco.

Figura 6. Representação da argila bentonita seca e em meio aquoso.



Fonte: Santanna, 2012.

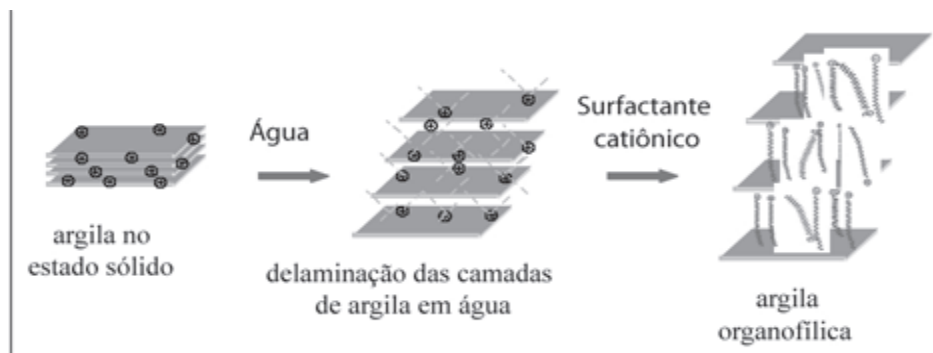
2.5.2. Argilas organofílicas

As argilas organofílicas são argilas que contém moléculas orgânicas intercaladas entre as camadas estruturais. As argilas do grupo esmectita, principalmente a montmorilonita (que compõem a bentonita) são muito utilizadas na preparação das argilas organofílicas devido às pequenas dimensões dos cristais, a elevada capacidade de troca de cátions, e a capacidade de inchamento em água que fazem com que a intercalação de compostos orgânicos utilizados na síntese seja rápida e completa (Paiva *et al.*, 2007).

A síntese de bentonita organofílica ou montmorilonitas propriamente ditas é geralmente feita com a técnica de troca de íons. Nesta técnica é feita a modificação superficial da argila bentonita com a substituição de cátions trocáveis presentes nas galerias da argila, geralmente Na^+ que é mais facilmente trocável por serem monovalente por cátions orgânicos de sais quaternários de amônio (surfactante catiônico) ou mesmo outros tipos de sais, em solução aquosa. A técnica de troca de íons consiste basicamente em dispersar a argila em água, adicionar o sal quaternário de amônio previamente dissolvido e manter em agitação sob determinado período, lavar para retirar o excesso de sal que não reagiu, filtrar, secar e desagregar o material obtido (Paiva *et al.*, 2007).

Uma representação esquemática da técnica de troca de cátions é mostrada na Figura 7.

Figura 7. Representação esquemática do processo de organofilização.



Fonte: Paiva *et al.*, 2007.

As argilas organofílicas, devido as suas características peculiares, são amplamente utilizadas na indústria do petróleo como componentes tixotrópicos de fluidos de perfuração de poços de petróleo à base de óleo. Além de quando obtidas a partir de sais quaternários de amônio não são tóxicos e são biodegradáveis em benefício do meio ambiente.

3. Metodologia

A metodologia adotada no presente trabalho caracteriza-se por um levantamento bibliográfico sobre as principais metodologias utilizadas em laboratório para a caracterização de fluidos de perfuração não aquosos, mecanismo importante na busca por novas alternativas de tipos de fluidos para a operação de perfuração de poços. Foram realizadas análises dos estudos de artigos internacionais publicados entre os anos de 2014 e 2015. Foram verificadas as principais formulações que podem vir a melhorar o desempenho dos fluidos de perfuração, condições de temperatura e pressão utilizadas no desenvolvimento dos fluidos, além analisarem os resultados obtidos dos principais parâmetros reológicos (neste trabalho irão ser tratadas apenas as propriedades físicas dos fluidos de perfuração) como viscosidade plástica, volume de filtrado, limite de escoamento, força gel, entre outros. Ao final, definiu-se a metodologia mais adequada para a análise de fluidos à base de óleo com base nas metodologias propostas e desenvolvidas por cada artigo lido.

4. Resultados e discussões

Neste capítulo, apresentam-se os resultados obtidos nos artigos analisados, iniciando, por uma ordem cronológica, dos artigos publicados em 2014 até o artigo mais recente publicado em 2015, mostrando os aditivos usados nos experimentos e as metodologias desenvolvidas para a formulação dos fluidos de perfuração por cada autor.

4.1. Artigo de Dardir *et al.* (2014)

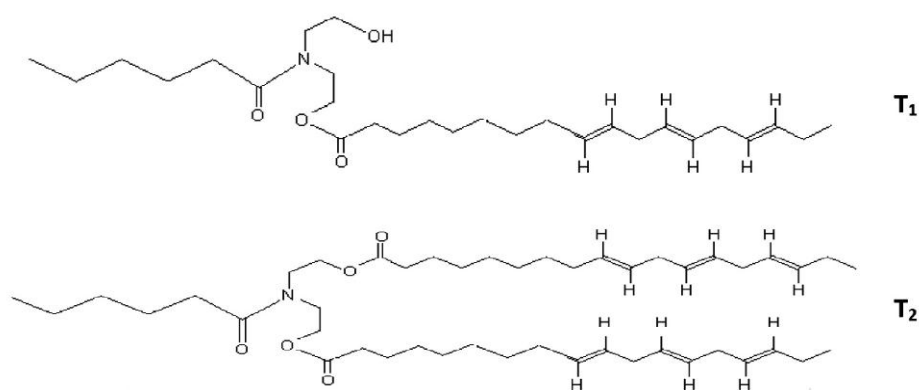
4.1.1. Aditivos utilizados

Os aditivos utilizados para o estudo foram o éster como o componente base do fluido de perfuração não aquoso, ativador, emulsificante, agente controlador de filtrado, viscosificante, modificador reológico e o CaCO_3 como agente obturante.

4.1.2. Metodologia

Inicialmente foi realizado o processo de obtenção dos ésteres obtendo os seguintes produtos: N-(2hidroxietyl) N-(linoleatoetyl) hexanamida (T_1) e o N, N-Bis (linoleatoetyl) hexanamida (T_2). A Figura 8 mostra as estruturas químicas dos compostos produzidos.

Figura 8. Estrutura química dos compostos produzidos.



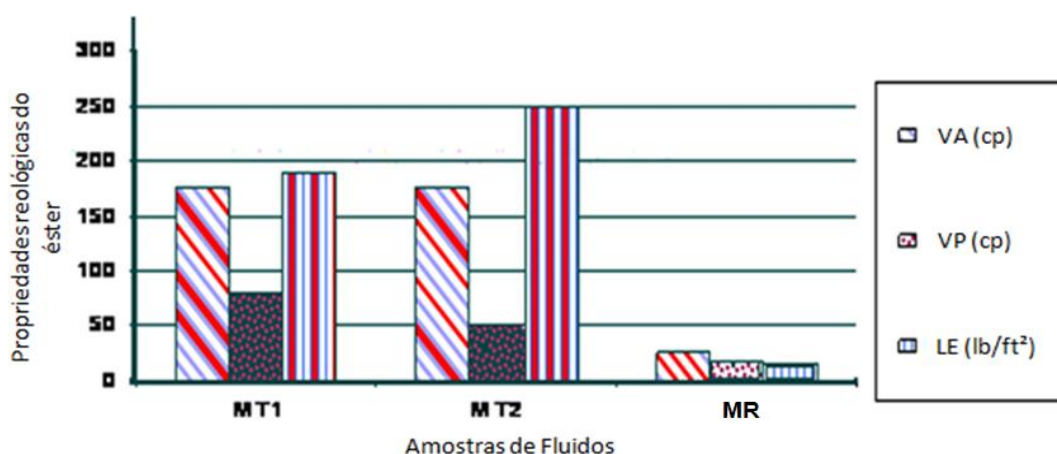
Fonte: Dardir *et al.*, 2014.

Depois, foram produzidos os fluidos de perfuração utilizados para as análises com a seguinte formulação: 500 mL do éster preparado + 0,2 mL de ativador + 8,5 mL de emulsificante + 6 g de cal + 8 g de agente controlador de filtrado + 6 g de viscosificante + 0,95 mL de modificador reológico + adensante. Também foram analisadas amostras com o fluido de perfuração preparado com um éster comercial. Assim, teve-se a amostra de fluido de referência – éster comercial (M_R) e as amostras de fluido à base de ésteres sintetizados em laboratório (M_{T1} e M_{T2}).

4.1.3. Resultados

Inicialmente foram medidas as propriedades reológicas das amostras M_{T1} e M_{T2} e de referência M_R na temperatura ambiente de 25 °C (77 °F), incluindo a medição da força gel e tixotropia. Pela Figura 9, pode-se ler que a viscosidade aparente (VA) das amostras M_{T1} e M_{T2} foram de 175 cP e para a amostra M_R foi de 26 cP. A viscosidade plástica (VP) da amostra M_{T1} foi de 80 cP, da amostra M_{T2} foi de 50 cP e da amostra M_R foi de 18,5 cP. O limite de escoamento (LE) foi de 190 lb/ft² para a amostra M_{T1} , 250 lb/ft² para a amostra M_{T2} e 17,5 lb/ft² para a amostra M_R . Assim, os resultados reológicos das amostras M_{T1} e M_{T2} mostraram ser melhores do que a amostra M_R .

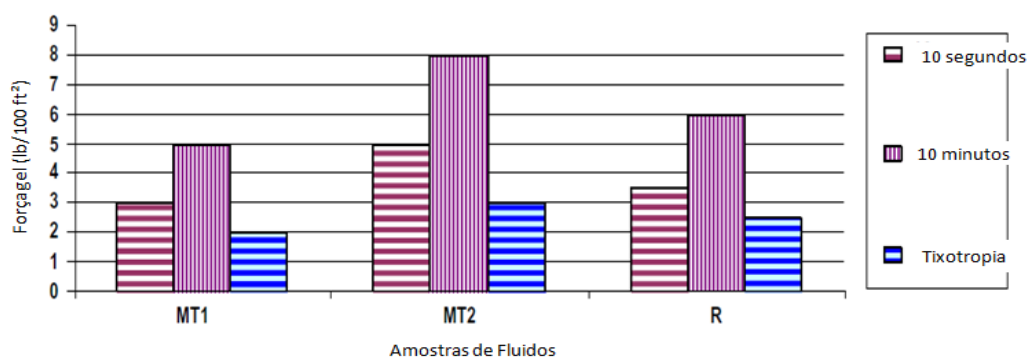
Figura 9. Resultados das propriedades reológicas das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R a 77 °F.



Fonte: Dardir *et al.*, 2014.

A Figura 10 mostra os resultados da força gel e tixotropia das amostras à temperatura de 77 °F. Assim, leia-se no gráfico que a força gel, após 10 segundos, das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R são 3, 5 e 3,5 lb/100 ft², respectivamente. A força gel, após 10 minutos, das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R são 5, 8 e 6 lb/100 ft², respectivamente. A tixotropia das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R são 2, 3 e 2,5 lb/100 ft², respectivamente. Os resultados da força gel mostra que a amostra M_{T2} apresentou um grau de tixotropia superior as outras amostra, característica importante para a realização do trabalho de manutenção das partículas sólidas em suspensão no fluido quando houver interrupções de bombeio do fluido de perfuração.

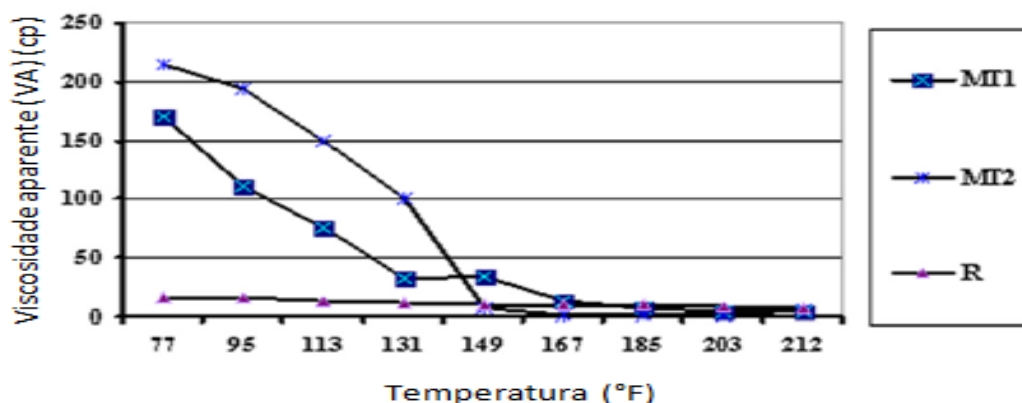
Figura 10. Resultados da força gel e tixotropia das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R a 77 °F.



Fonte: Dardir *et al.*, 2014.

As propriedades reológicas apresentam mudanças com a variação de temperatura. A Figura 11 mostra a variação da viscosidade aparente (VA) das amostras M_{T1} e M_{T2} em comparação com a amostra M_R . A VA das amostras M_{T1} e M_{T2} diminuíram para 17 e 25 cP, respectivamente. Para a amostra M_R , a VA diminuiu para 10 cP.

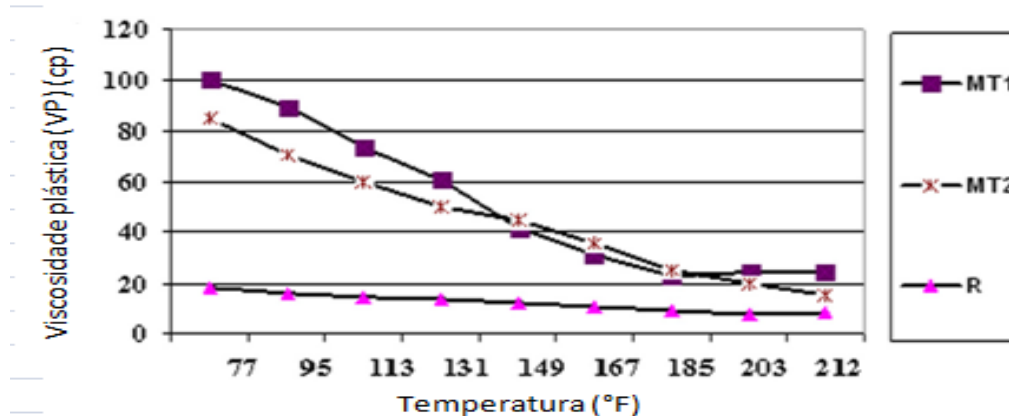
Figura 11. Comportamento da viscosidade aparente das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R em relação à variação de temperatura de 77 °F a 212 °F.



Fonte: Dardir *et al.*, 2014.

A Figura 12 mostra a variação da viscosidade plástica (VP) das amostras M_{T1} e M_{T2} em comparação com a amostra M_R . A VP das amostras M_{T1} e M_{T2} a uma temperatura de 77 °F eram 100 e 85 cP, respectivamente, diminuíram para 15 e 24 cP, respectivamente, com o aumento da temperatura para 212 °F. Para a amostra M_R , a VP diminuiu para 8 cP. O limite de escoamento das amostras M_{T1} e M_{T2} diminuíram para 4 e 6 lb/ft², respectivamente. Assim, podem-se afirmar, após os resultados das propriedades reológicas, que as amostras de fluido à base de éster, M_{T1} e M_{T2} , se mostraram mais estáveis às altas temperaturas do que a amostra de referência M_R .

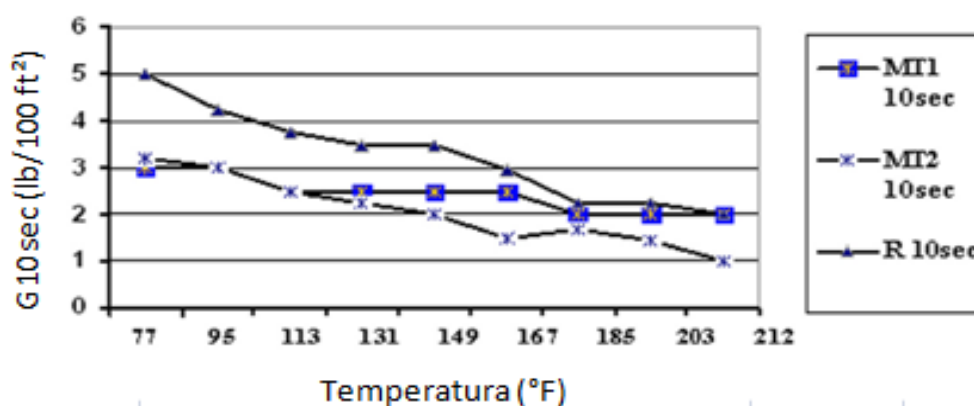
Figura 12. Comportamento da viscosidade plástica das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R em relação à variação de temperatura de 77 °F a 212 °F.



Fonte: Dardir *et al.*, 2014.

Outra propriedade que sofre com o efeito do aumento da temperatura é a força gel. A Figura 13 mostra as medidas da força gel após 10 segundos de repouso em função da variação da temperatura. A força gel das amostras M_{T1} e M_{T2} diminuíram de 3 e 3,2 lb/100 ft² para 2 e 1 lb/100 ft² com o aumento da temperatura para 212 °F. Já a amostra de referência M_R variou de 5 para 2 lb/100 ft².

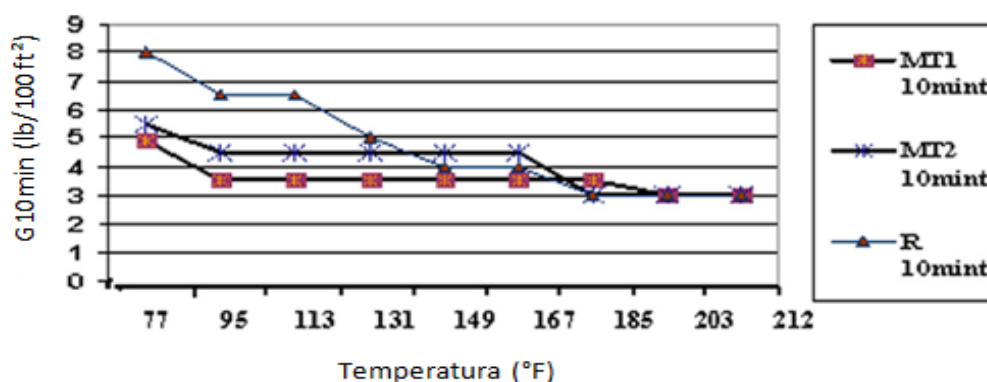
Figura 13. Comportamento da força gel, após 10 segundos, das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R em relação à variação de temperatura de 77 °F a 212 °F.



Fonte: Dardir *et al.*, 2014.

A Figura 14 apresenta medições da força gel após 10 minutos de repouso em função do aumento de temperatura. Observa-se no gráfico que a força gel das amostras M_{T1} e M_{T2} diminuíram de 5 e 5,5 lb/100 ft² para 3 lb/100 ft² em ambas as amostras. Já a amostra de referência M_R diminuiu de 8 para 3 lb/100 ft².

Figura 14. Comportamento da força gel, após 10 minutos, das amostras M_{T1} , M_{T2} e M_R em relação à variação de temperatura de 77 °F a 212 °F.



Fonte: Dardir *et al.*, 2014.

A Tabela 3 mostra a perda de filtrado à alta pressão e à alta temperatura (500 psi e 350 °F) das amostras testadas. A amostra M_{T2} apresenta um volume de perda de filtrado menor comparando às outras amostras, indicando que essa amostra mostra-se mais estável comparada as outras.

Tabela 3. Perda de filtrado das amostras a 500 psi e 350 °F.

Formulação do fluido	Perda de filtrado (mL)
Fluido de referência (R)	9
M_{T1}	9
M_{T2}	7.5

Fonte: Fonte: Dardir *et al.*, 2014.

Observa-se que as amostras formuladas com os ésteres sintetizados em laboratório apresentaram excelentes resultados dos principais parâmetros reológicos analisados, comparada à amostra formulada com o éster comercial. Percebe-se, também, que o efeito da temperatura nos fluidos não influencia nos resultados reológicos das amostras, mantendo os fluidos de éster sintetizado com melhor desempenho que amostra de referência e, em relação à análise de perda de filtrado, a amostra M_{T2} (como mostra a tabela 3) apresenta o menor volume de perda de filtrado, importante parâmetro para a escolha do fluido de perfuração a ser utilizado.

4.2. Artigo de Hermoso *et al.* (2014)

4.2.1. Aditivos utilizados

O aditivo utilizado para a caracterização do fluido de perfuração não aquoso foi o viscosificante representado por duas argilas organofílicas, denominadas no estudo como B34 e B128. A Tabela 4 apresenta a fórmula química das argilas e algumas de suas características.

Tabela 4. Características das argilas organofílicas utilizadas.

Nome comercial	Argila mineral	Notação abreviada para os íons intercalados (a)	Fórmula química	d_{001} (nm) ^b
Bentone 34	Bentonita	2M2HT	$\begin{array}{c} \text{CH}_3 \\ \\ \text{HT} - \text{N}^+ - \text{HT} \\ \\ \text{CH}_3 \end{array}$	2.767
Bentone 128	Bentonita	2MBHT	$\begin{array}{c} \text{CH}_3 \\ \\ \text{CH}_3 \\ \\ \text{CH}_3 - \text{N}^+ - \text{CH}_2 - \text{C}_6\text{H}_5 \\ \\ \text{HT} \end{array}$	3.344

(a) As abreviações dos íons de amônia quaternária corresponde à: M: metil, B: benzil, HT: gordura hidrogenada

(b) Espacamento basal determinada pela difração de raio-X

Fonte: Hermoso *et al.*, 2014.

4.2.2. Metodologia

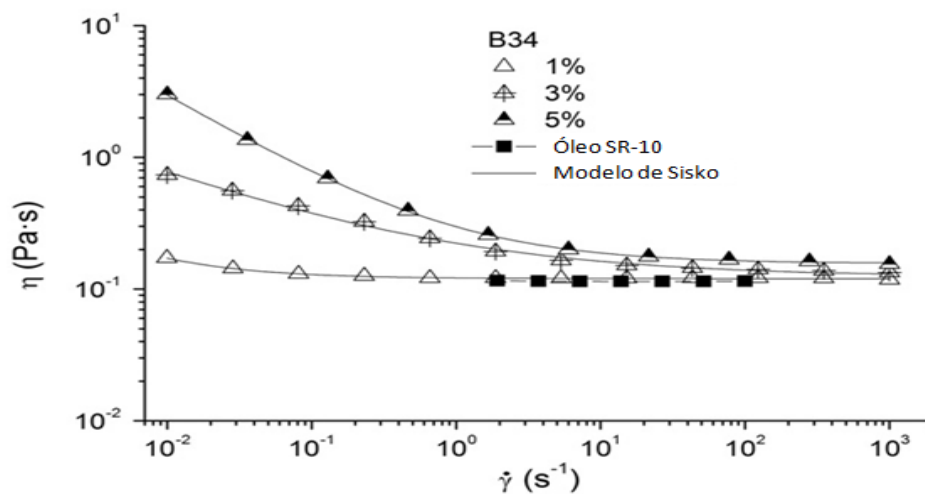
As amostras de dispersões organobentonitas foram preparadas através da mistura das argilas organofílicas, em concentrações de 1, 3 e 5% em massa, ao óleo SR-10 (óleo mineral/fase contínua do fluido de perfuração não aquoso), à temperatura ambiente, a uma velocidade rotacional de 9000 rpm durante 5 minutos.

As medidas reológicas, em alta pressão e na pressão atmosférica, foram realizadas a uma temperatura de 40 °C. As medições foram realizadas por aplicação de uma taxa de cisalhamento crescente, no intervalo entre 0,01 e 1000 s⁻¹. Duas repetições de cada ensaio reológico foram realizadas apresentando um erro experimental sempre inferior a ±5%.

4.2.3. Resultados

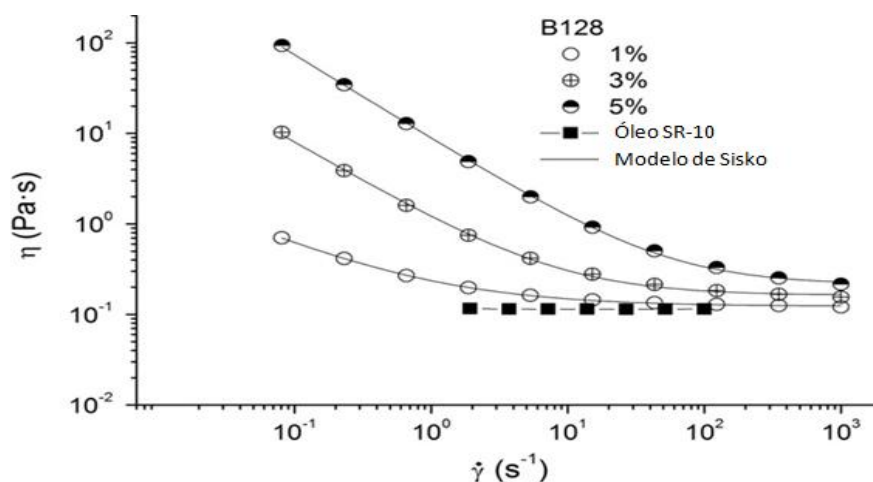
As Figuras 15 e 16 mostram as curvas de fluxo viscoso para o óleo base utilizado no estudo e para as dispersões organofílicas formuladas, em diferentes concentrações, com as argilas B34 e B128, respectivamente. Observa-se que as dispersões exibem um comportamento de pseudoplasticidade. Este comportamento fica mais evidente à medida que aumenta a concentração da argila organofílica.

Figura 15. Curvas de fluxo viscoso do fluido à base de óleo em função da concentração da argila organofílica B34, na pressão atmosférica e 40 °C.



Fonte: Hermoso *et al.*, 2014.

Figura 16. Curvas de fluxo viscoso do fluido à base de óleo em função da concentração da argila organofílica B128, na pressão atmosférica e 40 °C.



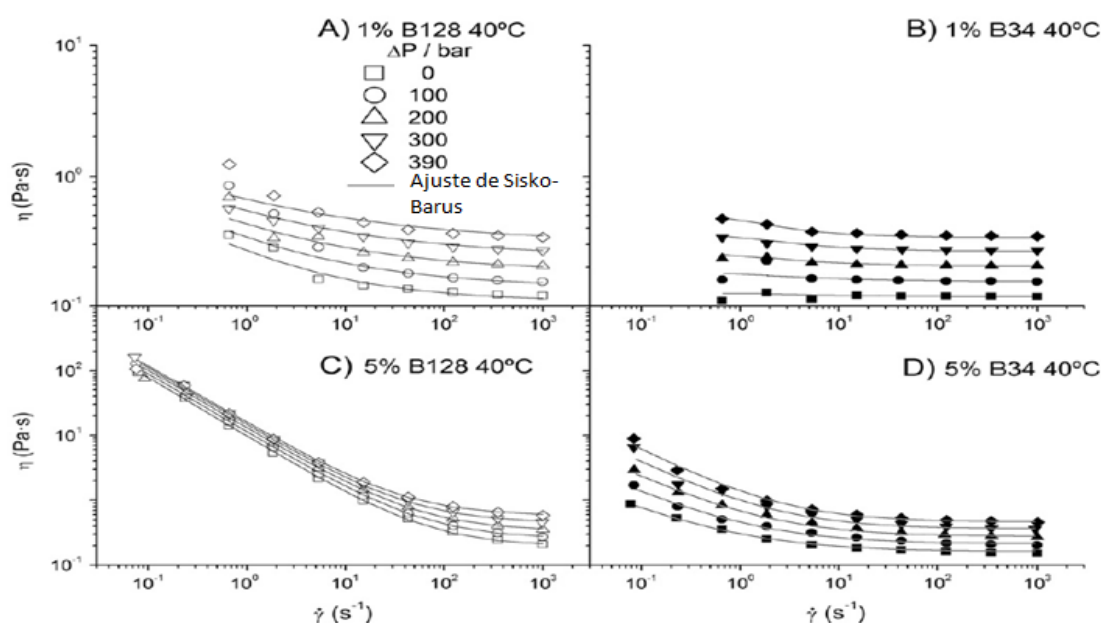
Fonte: Hermoso *et al.*, 2014.

Percebe-se, ainda, que os diferentes valores de viscosidade observados na região de baixa taxa de cisalhamento para dispersões de concentração semelhantes (valores maiores para as dispersões B128) sugerem que a microestrutura desenvolvida na argila organofílica deve ser completamente diferente. O comportamento de fluxo observado para as dispersões B128, que possui índices de fluxo mais baixos que as dispersões B34, podem indicar que as moléculas de óleo penetram mais facilmente no espaço

interlamelar da argila organofílica B128, produzindo uma rede estrutural mais forte para esta argila. Além disso, observa-se (como mostram as Figuras 15 e 16) que as dispersões B34 apresentam um comportamento mais newtoniano na região de alta taxa de cisalhamento, indicando o desenvolvimento de uma estrutura mais fraca, ou seja, a microestrutura da dispersão é altamente sensível ao cisalhamento, tendo uma ruptura completa a alta taxa de cisalhamento.

A Figura 17 mostra as curvas de escoamento viscoso das dispersões organofílicas B34 e B128, em diferentes concentrações, em função da pressão. Observa-se que a viscosidade das dispersões cresce com o aumento da pressão submetida ao sistema, em toda a faixa da taxa de cisalhamento testada. Além disso, para as dispersões B34 o comportamento do fluxo viscoso é modificado com o aumento da concentração da argila, passando de um comportamento quase newtoniano na menor concentração (1% em massa), para uma resposta de pseudoplasticidade aparente na maior concentração analisada (5% em massa). As curvas das dispersões B128, pelo contrário, apresentam um claro comportamento pseudoplástico em qualquer concentração analisada.

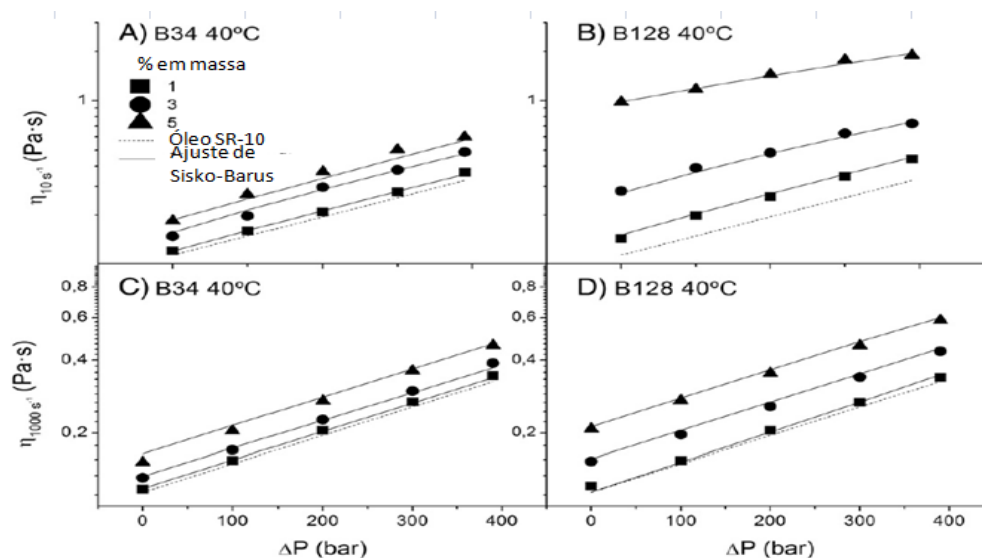
Figura 17. Curvas de escoamento viscoso das dispersões B34 e B128, em diferentes concentrações, como uma função da pressão.



Fonte: Hermoso *et al.*, 2014.

A Figura 18 mostra a influência da pressão sobre a viscosidade, analisadas em taxas de cisalhamento maior (1000 s^{-1}) e menor (10 s^{-1}), nas amostras de dispersões organofílicas em concentração de 1 a 5% em massa de argila. Observa-se que para taxas de cisalhamento baixas, as dispersões B128 mostraram maiores aumentos na viscosidade comparada às dispersões B34, ou seja, propriedade fundamental para a caracterização do fluido de perfuração no trabalho de carregamento dos cascalhos produzidos da perfuração dos poços. Por outro lado, percebe-se que para taxa de cisalhamento alto, o efeito da concentração não depende do tipo de argila utilizada para a formulação do fluido.

Figura 18. Comportamento da viscosidade aparente dos fluidos formulados com B34 e B128 em relação à pressão. A e B: teste com taxa de cisalhamento a 10 s^{-1} ; C e D: teste com taxa de cisalhamento a 1000 s^{-1} .



Fonte: Hermoso *et al.*, 2014.

Observou-se que as dispersões formadas pela argila organofílica denominada de B128 apresenta melhores resultados do que a argila B34, pois em ambientes onde são aplicadas altas taxas de cisalhamento, como em perfuração de poços, a argila B34 mostrou uma limitação do parâmetro da viscosidade o que deixa sua estrutura mais fragilizada comparada a estrutura mais forte da argila B128, importante no processo de transporte de cascalho para a superfície. Percebe-se, ainda, que em situações de baixa taxa de cisalhamento (como mostra a figura 18) as dispersões B128 obtiveram um maior

crescimento da viscosidade com o aumento da pressão, nitidamente, na maior porcentagem de massa testada.

4.3. Artigo de LI Jiancheng *et al.* (2014)

4.3.1. Aditivos utilizados

Os aditivos utilizados para a caracterização do fluido de perfuração não aquoso foram o viscosificante (argila organofílica), redutor de filtrado, emulsificante e o agente óleo-molhante.

4.3.2. Metodologia

Para a caracterização do fluido de perfuração não aquoso foi, inicialmente, realizada a obtenção das argilas organofílicas e de um redutor de filtrado. Em seguida, foi feita uma avaliação do desempenho dos aditivos preparados em função do efeito da temperatura para as argilas organofílicas e em função do efeito da quantidade adicionada, no fluido, do redutor de filtrado. E por fim, foi formulado o fluido de perfuração não aquoso analisando o desempenho de cada aditivo utilizado para o estudo, em diferentes quantidades adicionadas, estimando a quantidade ótima do aditivo para o fluido a partir dos resultados obtidos.

A argila organofílica foi obtida através da troca catiônica entre os sais quaternário de amônia e a bentonita sódica. A preparação seguiu três passos: primeiro, misturou-se a bentonita sódica diretamente com o sal quaternário de amônia, de maneira uniforme, em um misturador sob determinada temperatura; segundo, adicionou um potenciador orgânico à mistura deixando reagir por algum tempo; por último, após toda a mistura reagir, moeu, triturou e empacotou a mistura reagida obtendo a argila organofílica GW-GEL.

O redutor de filtrado foi sintetizado a partir de monômeros de lignito e amina. Obtendo-se o redutor de filtrado GW-OFL I.

4.3.3. Resultados

A Tabela 5 mostra as propriedades da argila organofílica GW-GEL após 16 horas de envelhecimento do fluido (fluido em estufa submetido à rotação/simula circulação do fluido no poço) sob diferentes temperaturas. Pode-se observar que a fração de colóide da argila organofílica permaneceu praticamente inalterada, mas a viscosidade aparente e o limite de escoamento aumentam gradualmente à medida que a temperatura aumenta. Percebe-se também que depois da temperatura atingir 200 °C, a fração coloidal, a viscosidade aparente e o limite de escoamento da argila organofílica ficam inalterados, mostrando que a argila GW-GEL pode resistir às altas temperaturas.

Tabela 5. Efeito do envelhecimento do fluido, em diferentes temperaturas, nas propriedades da argila GW-GEL.

Temperatura /°C	Fração de colóide/%	Viscosidade aparente/(mPa.s)	Limite de escoamento /Pa	Φ_6	Φ_3
Temperatura ambiente	95	13.5	2.5	3.0	2.5
150	100	14.5	2.5	7.5	7.0
180	100	14.5	3.5	7.0	6.5
200	100	13.0	3.0	7.0	6.5
220	100	13.0	3.0	4.0	3.0

Nota: Φ_6 — leitura do viscosímetro rotativo à velocidade de rotação de 6 r/min; Φ_3 — leitura do viscosímetro rotativo à velocidade de rotação de 3 r/min

Fonte: LI Jiancheng *et al.*, 2014.

A Tabela 6 mostra o efeito da dosagem do redutor de filtrado GW-OFL I sobre a perda de filtrado. Observa-se que resultados experimentais mostraram um forte efeito do controle de perda de filtrado quando a quantidade adicionada do redutor de filtrado GW-OFL I é de 0,6%. Percebe-se também que a perda de filtrado reduz, de forma significativa, com o aumento da quantidade adicionada para 2,0% e, assim, podendo atender a exigência de redução de perda de filtrado.

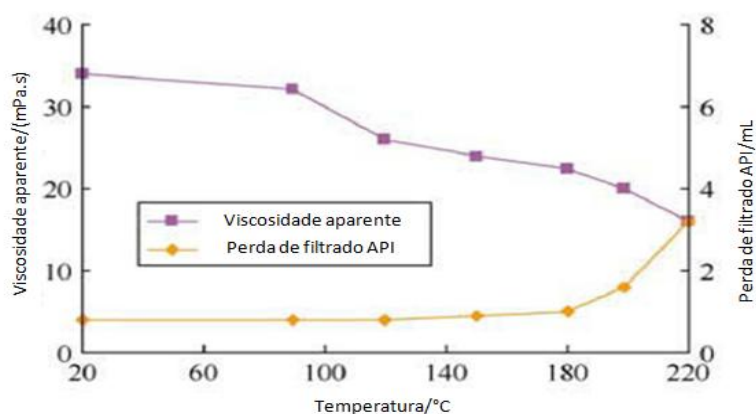
Tabela 6. Efeito da quantidade adicionada de redutor de filtrado na perda de fluido.

Quantidade adicionada/%	Condições experimentais	Perda de filtrado (mL)	Viscosidade aparente/(mPa.s)	Limite de escoamento /Pa	Perda de filtrado HP/HT (mL)
0	Antes do envelhecimento	23.0	11.0	6.5	76
	Depois do envelhecimento	20.0	19.0	9.5	
0.6	Antes do envelhecimento	5.0	25.5	8.5	24
	Depois do envelhecimento	6.0	27.5	6.5	
1.2	Antes do envelhecimento	0.6	36.5	5.5	16
	Depois do envelhecimento	4.0	30.5	7.5	
2.0	Antes do envelhecimento	0	36.5	5.5	7
	Depois do envelhecimento	0	38.5	5.5	

Fonte: LI Jiancheng *et al.*, 2014.

A Figura 19 mostra os resultados da avaliação de resistência à temperatura do redutor de filtrado GW-OFL I. Observa-se que a perda de filtrado mantém-se inalterado com o aumento de temperatura e ainda tem forte capacidade de controle da perda de filtrado a 200 °C, indicando que o redutor de filtrado GW-OFL I tem boa resistência a temperaturas de até 200 °C. A viscosidade aparente sofre uma diminuição do seu valor devido à elevação da temperatura mas, ainda, apresenta um bom resultado.

Figura 19. Avaliação da resistência à temperatura do redutor de filtrado GW-OFLI.

Fonte: LI Jiancheng *et al.*, 2014.

A Tabela 7 mostra o efeito da quantidade adicionada de argila organofílica no desempenho do fluido de perfuração à temperatura de envelhecimento de 150 °C durante 16 horas. Pode-se perceber que o aumento da quantidade adicionada da argila

organofílica GW-GEL reduz, de maneira gradativa, a perda de filtrado à alta pressão e à alta temperatura, aprimorando a estabilidade do fluido de perfuração, ou seja, possui forte influência na propriedade reológica do fluido. Quando as quantidades adicionadas de GW-GEL são de 3% e 4%, observa-se uma boa propriedade reológica do fluido de perfuração e perda de filtrado muito baixa, definindo como intervalo ótimo para utilizar na caracterização do fluido.

Tabela 7. Efeito da quantidade adicionada da argila organofílica GW-GEL no desempenho do fluido de perfuração.

Quantidade adicionada/%	Condições experimentais	Viscosidade aparente/(mPa.s)	Limite de escoamento /Pa	Φ_6/Φ_3	Perda de filtrado HP/HT (mL)
1	Antes do envelhecimento	31.0	5.0	3/2	4.8
	Depois do envelhecimento	Séria precipitação após o envelhecimento			
2	Antes do envelhecimento	41.0	6.0	5/4	4.0
	Depois do envelhecimento	50.0	10.0	18/17	8.4
3	Antes do envelhecimento	44.5	6.5	7/6	2.0
	Depois do envelhecimento	51.5	14.5	22/20	4.8
4	Antes do envelhecimento	46.0	8.0	8/7	1.8
	Depois do envelhecimento	52.5	15.5	32/31	3.0

Fonte: LI Jiancheng *et al.*, 2014.

A Tabela 8 mostra o efeito da quantidade adicionada do redutor de filtrado GW-OFL I no desempenho do fluido de perfuração à temperatura de envelhecimento de 150 °C durante 16 horas. Observa-se uma redução da perda de filtrado à alta pressão e à alta temperatura à medida que aumenta a quantidade adicionada do GW-OFL I e, ainda, quando a quantidade é 2%, o fluido de perfuração apresenta boa propriedade reológica e baixa perda de filtrado, definindo como quantidade boa para a caracterização do fluido.

Tabela 8. Efeito da quantidade adicionada do redutor de filtrado GW-OFL I no desempenho do fluido de perfuração.

Quantidade adicionada/%	Condições experimentais	Viscosidade aparente/(mPa.s)	Limite de escoamento /Pa	Perda de filtrado/mL	Perda de filtrado HP/HT (mL)
1	Antes do envelhecimento	39.0	4.0	3.0	9.8
	Depois do envelhecimento	47.5	15.5	6.2	
2	Antes do envelhecimento	44.5	6.5	2.0	6.8
	Depois do envelhecimento	51.5	14.5	4.8	
3	Antes do envelhecimento	48.0	7.0	1.8	6.0
	Depois do envelhecimento	54.5	16.5	3.5	
4	Antes do envelhecimento	48.0	7.0	1.6	6.0
	Depois do envelhecimento	55.0	16.0	3.2	

Fonte: LI Jiancheng *et al.*, 2014.

A Tabela 9 mostra o efeito da quantidade adicionada do agente emulsificante no desempenho do fluido de perfuração à temperatura de envelhecimento de 150 °C durante 16 horas. Pode-se observar que a viscosidade aparente, o limite de escoamento e a perda de filtrado reduzem, de maneira gradual, com o aumento da quantidade adicionada do agente emulsificante. Percebe-se que a quantidade adicionada de 0 a 1% do agente emulsificante produz ao fluido uma boa propriedade reológica, definindo como quantidade escolhida para caracterização do fluido.

Tabela 9. Efeito da quantidade adicionada do agente emulsificante no desempenho do fluido de perfuração.

Quantidade adicionada/%	Condições experimentais	Viscosidade aparente/(mPa.s)	Limite de escoamento /Pa	Perda de filtrado/mL	Voltagem de quebra de emulsão/V
0	Antes do envelhecimento	57.5	8.5	3.2	>2 000
	Depois do envelhecimento	60.5	20.5	9.0	
1	Antes do envelhecimento	44.5	6.5	2.0	
	Depois do envelhecimento	51.5	14.5	4.8	
2	Antes do envelhecimento	43.0	6.0	1.8	
	Depois do envelhecimento	50.0	14.0	4.6	

Fonte: LI Jiancheng *et al.*, 2014.

A Tabela 10 apresenta o efeito da quantidade adicionada do agente óleo-molhante no desempenho do fluido de perfuração à temperatura de envelhecimento de 150 °C durante 16 horas. Percebe-se que com o aumento da quantidade adicionada do agente óleo-molhante, o desempenho do fluido de perfuração permaneceu inalterado, definindo o intervalo de 1 a 2% como quantidade do aditivo utilizado para caracterização do fluido.

Tabela 10. Efeito da quantidade adicionada do agente óleo-molhante no desempenho do fluido de perfuração.

Quantidade adicionada/%	Condições experimentais	Viscosidade aparente/(mPa.s)	Limite de escoamento /Pa	Perda de filtrado HP/HT (mL)	Voltagem de quebra de emulsão/V
0	Antes do envelhecimento	Enlameado antes do envelhecimento, impossível de agitar o dispersado			
	Depois do envelhecimento	Enlameado depois do envelhecimento, uma significativa precipitação do óleo			
1	Antes do envelhecimento	44.5	6.5	6.8	>2 000
	Depois do envelhecimento	51.5	14.5		
2	Antes do envelhecimento	48.0	9.0	6.2	
	Depois do envelhecimento	55.5	15.5		

Fonte: LI Jiancheng *et al.*, 2014.

Observa-se, ainda, que antes de adicionar o agente óleo-molhante ao sistema (como mostrado na Tabela 10), a reologia do fluido de perfuração variou nitidamente devido ao alto teor e molhabilidade à água da baritina; após a adição de 1% do agente óleo-molhante a superfície da baritina passou por uma inversão de molhabilidade, resultando na dispersão uniforme das partículas de baritina na fase óleo.

Após a realização das análises de desempenho dos aditivos no sistema definiu-se a formulação básica para o fluido de perfuração de seguinte forma: óleo base (Maoming 5#) + 3-4% do GW-GEL (argila organofílica) + 0,3-0,4% do ativador + 2% do GW-OFL I (reduzidor de filtrado) + 0-1% de agente emulsificante + 1-2% do agente óleo-molhante + 0,5% do CaO + 3% do CaCO₃ + baritina. A Tabela 11 mostra o desempenho do fluido de perfuração em diferentes densidades à temperatura de envelhecimento de 150 °C durante 16 horas. Observa-se que a partir das diferentes análises realizadas a formulação de fluido com densidade de 1,5 g/cm³ apresentam bons

resultados reológicos, que seguem os obtidos por cada aditivo analisado, e volume de perda de filtrado satisfatório.

Tabela 11. Resultado dos parâmetros reológicos e da perda de filtrado dos fluidos de perfuração formulados.

Densidade/(g/cm³)	Condições experimentais	Viscosidade aparente/(mPa.s	Limite de escoamento/ Pa	Φ_2/Φ_3	Perda de fluido/mL	Perde de fluido filtrado HP/HT (mL)	Voltagem de quebra de emulsão/V
0.95	Antes do envelhecimento	14.0	4.0	3/2	2.2	8.0	>2 000
	Depois do envelhecimento	26.0	7.0	7/6	5.2		
1.20	Antes do envelhecimento	14.5	4.5	4/4	2.0	6.2	
	Depois do envelhecimento	28.0	8.0	6/5	5.0		
1.50	Antes do envelhecimento	44.5	6.5	7/6	1.8	6.8	
	Depois do envelhecimento	51.5	14.5	22/20	4.8		
2.00	Antes do envelhecimento	70.0	7.0	7/5	1.6	7.0	
	Depois do envelhecimento	62.5	10.5	9/7	3.8		

Fonte: LI Jiancheng *et al.*, 2014.

Observa-se que a argila organofílica e o redutor de filtrado, formulados para análise, não sofreram grande influencia do efeito da temperatura apresentando desempenhos satisfatórios em elevadas temperatura (como mostra a tabela 5 e a figura 19), cenário comum em ambientes de perfuração. Percebe-se, ainda, que nas demais tabelas apresentadas nesse estudo o parâmetro de limite de escoamento dos aditivos analisados foi o referencial para a determinação da quantidade a ser adicionada ao fluido.

4.4. Artigo de Dias *et al.* (2015)

4.4.1. Aditivos utilizados

Os aditivos utilizados para a caracterização do fluido de perfuração não aquoso foram o amido de milho pré-gelatinizado (redutor de filtrado), argila organofílica

(viscosificante), emulsificante, cal hidratada (ativador) e o sulfato de bário como adensante (barita).

4.4.2. Metodologia

Para a caracterização do fluido de perfuração à base de emulsão inversa (A/O) foi realizada uma modificação química da amostra de amido pela reação de esterificação com ésteres de vinila de ácido láurico (fórmula estrutural: $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{10}\text{COOCH}=\text{CH}_2$) e com ésteres de vinila de ácido esteárico (fórmula estrutural: $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_{16}\text{COOCH}=\text{CH}_2$) em dimetil sulfóxido, utilizando catalisador básico, a 110 °C por 24 horas sob gás nitrogênio. A Tabela 12 apresenta a identificação das amostras modificadas e seus respectivos graus de modificação.

Tabela 12. Amostras de amidos modificados.

Amostra	Cadeia carbônica	Razão molar de vinila éster : amido	Grau de modificação (GM)
SVS-01	C18	1:1	0.65
SVS-02		2:1	2.64
SVS-03		3:1	2.96
SVL-01	C12	1:1	0.62
SVL-02		2:1	2.75
SVL-03		3:1	2.94

Fonte: Dias *et al.*, 2015.

Em seguida, foram formulados os fluidos de perfuração de emulsão inversa (A/O) em um misturador. Os fluidos de emulsão inversa sintéticos foram, basicamente, compostos por n-parafina, salmora (35% em peso de NaCl), emulsificante, ativador (cal hidratado), viscosificante (argila organofílica), barita (adensante) e o controlador de filtrado (amido pré-gelatinizado ou amido modificado ou amido comercial), onde para cada formulação preparou-se seis amostras, com três delas testadas sem envelhecimento e os outros três após o processo de envelhecimento dinâmico a 60 rpm, durante 16 horas a 93 °C. A Tabela 13 mostra a ordem de adição dos componentes definidos e suas respectivas quantidades utilizadas nas formulações de preparação do fluido.

Tabela 13. Formulação dos fluidos de perfuração emulsionados.

Componentes	Função	Unidade	Quantidades
1. Parafina	Fase contínua	m ³	$2,60 \times 10^{-4}$
2. Emulsificante	-	kg	$9,12 \times 10^{-3}$
3. Cal hidratado	Ativador	kg	$11,4 \times 10^{-3}$
4. Salmoura	Fase aquosa	m ³	$1,4 \times 10^{-4}$
5. Amido pré-gelatinizado ou amido modificado ou amido comercial*	Aditivo de perda de fluido	kg	$(0,0 \text{ or } 3,4 \text{ or } 5,7) \times 10^{-3}$
6. Argila organofílica	Espessante	kg	$2,3 \times 10^{-3}$
7. Barita	Adensante	kg	$114,0 \times 10^{-3}$

*Apenas a concentração do aditivo de controle de filtrado foi variado na formulação. As quantidades dos outros componentes foram mantidas constantes.

Fonte: Dias *et al.*, 2015.

Por fim, foi avaliado o desempenho dos fluidos de perfuração preparados através de ensaios físico-químicos. Os resultados obtidos expressos como uma média, avaliada em três amostras, para cada formulação.

As avaliações dos fluidos iniciaram-se pelo teste de filtração estática, no qual o volume de filtrado foi recolhido em condições de alta temperatura e alta pressão, cujo objetivo desse ensaio é simular o comportamento provável do fluido durante o período de parada de bombeio (ou seja, sem circulação no poço). Utilizou para esse ensaio uma célula HPHT, a 121 °C (250 °F) sob um diferencial de pressão de 3,45 MPa, durante 30 minutos. Antes de iniciar o teste, a célula foi aquecida na temperatura de teste e o fluido foi homogeneizado num misturador por 10 minutos. O fluido foi colocado na célula e pressurizado com nitrogênio. O filtrado (água e óleo) foi recolhido por um período de 30 minutos.

As propriedades reológicas dos fluidos preparados foram obtidas por um viscosímetro rotacional com cilindros coaxiais, a uma temperatura de 49 °C. As leituras de viscosidade foram tomadas nas rotações de 600, 300, 200, 100, 6 e 3 rpm. A Tabela 14 mostra a forma de cálculo das propriedades reológicas avaliadas, bem como suas respectivas unidades de medida.

Tabela 14. Propriedades reológicas a serem obtidas.

Propriedades	Descrição	Unidades API	Conversão para unidades SI
Viscosidade aparente (VA)	$L_{600}/2$	cP	1 cP = 1 mPa s
Viscosidade plástica (VP)	$L_{600} - L_{300}$	cP	
Gel inicial (GI)	L_3 após 10 segundos	lb/100 ft ²	1 lb/100 ft ² = 0.48 Pa
Gel final (GF)	L_3 após 10 minutos	lb/100 ft ²	
Força gel	(GI - GF)	lb/100 ft ²	
Limite de escoamento (LE)	($L_{300} - VP$)	lb/100 ft ²	

L_x = leitura à x rpm

Fonte: Dias *et al.*, 2015.

4.4.3. Resultados

Avaliando os resultados quanto ao volume de filtrado, percebe-se que as amostras de fluidos à base de amido pré-gelatinizado (S-PG) não apresentaram redução do volume de filtrado em relação ao fluido sem controlador de filtrado (Blank), para as concentrações testadas de redutor de filtrado, antes e após o processo de envelhecimento. Observa-se, ainda, que a incorporação dos amidos modificados ao fluido reduziu o volume de filtrado em 40% (SVL-01) e 75% (SVS-03) (como mostra a tabela 15) e em 61% (SVL-01) e 76% (SVS-03) (como mostra a tabela 16), respectivamente, para sistemas não envelhecidos e envelhecidos formulados com controlador de filtrados à concentração de 8,5 kg/m³. E, em 43% (SVL-01) e 85% (SVS-03) (como mostra a tabela 17) e em 62% (SVL-01) e 83% (SVS-03) (como mostra a Tabela 18), respectivamente, para sistemas não envelhecidos e envelhecidos formulados com controlador de filtrados à concentração de 14,2 kg/m³. Esses percentuais foram obtidos em relação ao fluido preparado sem o aditivo.

Nota-se (como mostram as Tabelas 15, 16, 17 e 18) que os fluidos produzidos, em ambas as concentrações de 8,5 e 14,2 kg/m³, pelos produtos SVS-02, SVS-03, SVL-02 e SVL-03 mantiveram os volumes de filtrado abaixo dos obtidos pelos fluidos formulados com aditivo comercial (COM), e apresentaram, na concentração de 8,5 kg/m³, desempenhos requeridos pela indústria do petróleo. Observa-se que o volume de filtrado foi a menor para a amostra de amido modificada de mais alto grau de modificação (GM), maior cadeia carbônica (C-18) e concentração de aditivo maior (14,2 kg/m³),

evidenciando o melhor desempenho da amostra mais hidrofóbica que tende a ter uma maior interação com o solvente (n-parafina). Ressalta-se que os amidos modificados são estruturas anfifílicas que são mais adequadas para fluidos à base de emulsão.

Quanto à análise das propriedades reológicas dos fluidos produzidos, os ensaios reológicos apresentaram (como mostram as Tabelas 15, 16, 17 e 18) valores de viscosidade aparente no intervalo entre 15 e 35 mPa.s, e valores de viscosidade plástica entre 10 e 25 mPa.s. Estes parâmetros são responsáveis pela perda de carga por atrito no regime laminar, com uma influência sobre a pressão da bomba no poço. Nota-se, também, que apenas as formulações sem o controlador de filtrado (Blank), os fluidos preparados com amido pré-gelatinizado (S-PG) e os fluidos envelhecidos, produzidos com aditivos na concentração de 14,2 kg/m³ (SVS-01 e SVL-01) apresentaram valores de viscosidade aparente abaixo do limite mencionado. E que todos os fluidos formulados com amido modificado obtiveram valores de VA e VP maiores do que as amostras com amidos não modificados, sendo que alguns fluidos preparados com os aditivos sintetizados tiveram desempenho melhor do que o fluido comercial utilizado pela indústria.

O ensaio reológico apresenta, também, os resultados de limite de escoamento, variável que pode exibir floculação parcial de sólidos, caso apresente valores superiores à viscosidade plástica, podendo causar perda de propriedades do filtrado, obstrução da coluna de perfuração e sobrecarga do sistema de bombeamento. Observa-se (como mostram as Tabelas 15, 16, 17 e 18) que os valores do limite de escoamento de todas as amostras analisadas foram baixos suficientes para determinar uma produção sem floculação.

Em relação à força gel, os ensaios reológicos (como mostram as Tabelas 15, 16, 17 e 18) mostraram que as propriedades do gel inicial e final contribuíram para valores da força gel abaixo de 0,96 Pa, o que indica que as amostras analisadas não possuem tendência progressiva de formar géis, fluidos com essa característica atingem altas viscosidades em curtos períodos de tempo.

Tabela 15. Média dos valores obtidos de filtração, estabilidade elétrica e propriedades reológicas de fluidos não envelhecidos, formulados com aditivo de controle de filtrado na concentração de 8,5 kg/m³.

Fluidos não-envelhecidos (aditivo de perda de fluido: 8,5 kg/m ³)						
Amostras	HTHP 121 °C (ml)	EE (V)	VA (mPa.s)	VP (mPa.s)	LE (Pa)	FG (Pa)
Blank	10.0 ± 2.87	250 ± 11.52	11 ± 0.47	8 ± 0.47	2.08 ± 0.28	0.48
S-PG	10.0 ± 1.25	270 ± 6.16	16 ± 0.47	16 ± 0.82	0.64 ± 0.28	0.48
SVS-01	5.5 ± 0.48	300 ± 10.98	17 ± 0.47	17 ± 0.47	0.64 ± 0.28	0.48
SVS-02	3.5 ± 0.54	330 ± 6.16	18 ± 0.47	18 ± 0.47	0.80 ± 0.28	0.48
SVS-03	2.5 ± 0.41	403 ± 9.42	22 ± 0.47	21 ± 0.00	1.28 ± 0.28	0.48
SVL-01	5.8 ± 0.26	290 ± 7.07	18 ± 0.47	18 ± 0.47	0.96 ± 0.00	0.48
SVL-02	3.3 ± 0.29	360 ± 15.64	21 ± 0.47	20 ± 0.47	1.28 ± 0.28	0.96
SVL-03	3.0 ± 0.21	390 ± 5.72	22 ± 0.47	21 ± 0.00	1.28 ± 0.28	0.96
COM	6.0 ± 0.37	312 ± 6.16	20 ± 0.47	19 ± 0.47	1.28 ± 0.55	0.48

VA: viscosidade aparente; VP: viscosidade plástica; LE: limite de escoamento; FG: força gel; HTHP: volume de filtrado (121 °C); EE: estabilidade elétrica; Blank: Fluido sem controlador de filtrado; S-PG: fluido de referência (amido não modificado como controlador de filtrado); COM: controlador de filtrado comercial (fluido padrão)

Fonte: Dias *et al.*, 2015.

Tabela 16. Média dos valores obtidos de filtração, estabilidade elétrica e propriedades reológicas de fluidos envelhecidos, formulados com aditivo de controle de filtrado na concentração de 8,5 kg/m³.

Fluidos envelhecidos (aditivo de perda de fluido: 8,5 kg/m ³)						
Amostras	HTHP 121 °C (ml)	EE (V)	VA (mPa.s)	VP (mPa.s)	LE (Pa)	FG (Pa)
Blank	17.0 ± 0.82	205 ± 6.02	10 ± 0.47	10 ± 0.00	0.64 ± 0.28	0.48
S-PG	17.0 ± 1.25	220 ± 4.19	12 ± 0.47	12 ± 0.82	0.64 ± 0.28	0.48
SVS-01	6.5 ± 0.42	270 ± 3.30	14 ± 0.47	14 ± 0.00	0.64 ± 0.28	0.48
SVS-02	4.5 ± 0.46	295 ± 3.68	17 ± 0.47	16 ± 0.47	0.80 ± 0.28	0.48
SVS-03	4.0 ± 0.31	360 ± 2.87	18 ± 0.47	17 ± 0.47	0.80 ± 0.55	0.96
SVL-01	6.7 ± 0.22	255 ± 4.11	13 ± 0.82	13 ± 0.47	0.64 ± 0.28	0.48
SVL-02	4.2 ± 0.24	305 ± 2.45	17 ± 0.47	17 ± 0.47	0.48 ± 0.00	0.48
SVL-03	4.1 ± 0.25	350 ± 2.49	19 ± 0.82	18 ± 0.47	0.80 ± 0.28	0.96
COM	6.5 ± 0.29	290 ± 3.40	17 ± 0.82	16 ± 0.47	0.96 ± 0.48	0.48

VA: viscosidade aparente; VP: viscosidade plástica; LE: limite de escoamento; FG: força gel; HTHP: volume de filtrado (121 °C); EE: estabilidade elétrica; Blank: Fluido sem controlador de filtrado; S-PG: fluido de referência (amido não modificado como controlador de filtrado); COM: controlador de filtrado comercial (fluido padrão)

Fonte: Dias *et al.*, 2015.

Tabela 17. Média dos valores obtidos de filtração, estabilidade elétrica e propriedades reológicas de fluidos não envelhecidos, formulados com aditivo de controle de filtrado na concentração de 14,2 kg/m³.

Fluidos não-envelhecidos (aditivos de perda de fluido: 14,2 kg/m ³)						
Amostras	HTHP 121 °C (ml)	EE (V)	VA (mPa.s)	VP (mPa.s)	LE (Pa)	FG (Pa)
Blank	10.0 ± 0.85	250 ± 2.87	11 ± 0.47	8 ± 0.82	2.40 ± 0.48	0.48
S-PG	7.0 ± 0.62	290 ± 10.80	19 ± 0.00	18 ± 0.00	0.96 ± 0.00	0.48
SVS-01	5.3 ± 0.26	310 ± 7.07	20 ± 0.47	20 ± 0.82	0.64 ± 0.28	0.96
SVS-02	2.2 ± 0.21	415 ± 4.50	25 ± 0.47	24 ± 0.82	1.28 ± 0.55	0.48
SVS-03	1.5 ± 0.12	440 ± 4.55	27 ± 0.47	25 ± 0.47	2.24 ± 0.28	0.48
SVL-01	5.7 ± 0.34	305 ± 3.68	19 ± 0.47	19 ± 0.47	0.64 ± 0.28	0.96
SVL-02	2.8 ± 0.22	395 ± 6.65	24 ± 0.47	22 ± 0.47	1.76 ± 0.55	0.96
SVL-03	2.3 ± 0.25	405 ± 5.44	25 ± 0.47	23 ± 0.82	1.92 ± 0.48	0.96
COM	3.0 ± 0.12	385 ± 4.99	22 ± 0.47	21 ± 0.47	1.12 ± 0.55	0.48

VA: viscosidade aparente; VP: viscosidade plástica; LE: limite de escoamento; FG: força gel; HTHP: volume de filtrado (121 °C); EE: estabilidade elétrica; Blank: Fluido sem controlador de filtrado; S-PG: fluido de referência (amido não modificado como controlador de filtrado); COM: controlador de filtrado comercial (fluido padrão)

Fonte: Dias *et al.*, 2015.

Tabela 18. Média dos valores obtidos de filtração, estabilidade elétrica e propriedades reológicas de fluidos envelhecidos, formulados com aditivo de controle de filtrado na concentração de 14,2 kg/m³.

Fluidos envelhecidos (aditivos de perda de fluido: 14,2 kg/m ³)						
Amostras	HTHP 121 °C (ml)	EE (V)	VA (mPa.s)	VP (mPa.s)	LE (Pa)	FG (Pa)
Blank	17.0 ± 0.82	180 ± 4.50	10 ± 0.00	10 ± 0.47	0.64 ± 0.28	0.48
S-PG	15.0 ± 0.94	163 ± 4.99	13 ± 0.47	12 ± 0.47	0.64 ± 0.28	0.48
SVS-01	6.0 ± 0.33	250 ± 9.84	16 ± 0.47	15 ± 0.47	1.12 ± 0.28	0.48
SVS-02	3.5 ± 0.21	330 ± 5.44	18 ± 0.47	17 ± 0.47	0.80 ± 0.28	0.48
SVS-03	2.9 ± 0.21	360 ± 4.50	19 ± 0.82	18 ± 0.47	0.80 ± 0.28	0.48
SVL-01	6.5 ± 0.25	255 ± 8.52	16 ± 0.47	15 ± 0.47	0.80 ± 0.28	0.48
SVL-02	4.0 ± 0.37	315 ± 4.19	17 ± 0.47	17 ± 0.82	0.64 ± 0.28	0.48
SVL-03	3.2 ± 0.25	338 ± 5.25	18 ± 0.47	17 ± 0.82	1.28 ± 0.55	0.48
COM	4.5 ± 0.17	300 ± 3.30	16 ± 0.47	15 ± 0.47	0.80 ± 0.28	0.48

VA: viscosidade aparente; VP: viscosidade plástica; LE: limite de escoamento; FG: força gel; HTHP: volume de filtrado (121 °C); EE: estabilidade elétrica; Blank: Fluido sem controlador de filtrado; S-PG: fluido de referência (amido não modificado como controlador de filtrado); COM: controlador de filtrado comercial (fluido padrão)

Fonte: Dias *et al.*, 2015.

Observa-se que o aumento da concentração do aditivo de perda de filtrado para 14,2 kg/m³ promoveu um aumento da porcentagem de redução do volume de perda de filtrado comparada a concentração anterior. Percebe-se que os valores do parâmetro de

limite de escoamento de todas as amostras foram abaixo da variável de viscosidade plástica permitindo a produção de fluidos sem floculação e, conseqüentemente, abolindo a ocorrência de possíveis problemas durante a operação de perfuração. E, ainda, os fluidos analisados apresentaram resultados de força gel inicial e final abaixo de um limite que impede o aumento da viscosidade do fluido em um período de tempo pequeno, tendo em vista que os fluidos trabalham por longo período durante a perfuração de poços.

5. Proposta de metodologia

Neste capítulo será proposta uma metodologia mais adequada para a análise de fluidos de perfuração à base de óleo, baseado no levantamento bibliográfico realizado.

- Adicionar as seguintes quantidades de aditivos ao fluido de base oleosa (100% composto de óleo do tipo parafina): 3 a 4% de argila organofílica, 2% de redutor de filtrado, 1% de emulsificante, 1 a 2% de agente óleo-molhante e barita.
- Misturar os aditivos, com suas respectivas quantidades definidas, à fase óleo (fase contínua do fluido de perfuração), a temperatura ambiente, com uma velocidade rotacional de 9000 rpm durante 5 minutos obedecendo a seguinte ordem: emulsificante, viscosificante (argila organofílica), barita, agente óleo-molhante, redutor de filtrado.
- Realizar análises das propriedades reológicas a 77 °F (25 °C) e no intervalo de temperatura variando de 77 a 212 °F (25 °C a 100 °C).
- O valor da viscosidade aparente foi de 51,5 mPa.s, o limite de escoamento foi de 14,5 Pa, a força gel inferior a 0,96 Pa.
- Realizar um processo de envelhecimento dinâmico no fluido formulado a 60 rpm, durante 16 horas, a 93 °C.
- Analisar as medidas de viscosidade do fluido formulado sobre aplicação de um taxa de cisalhamento crescente, no intervalo entre 0,01e 1000 s⁻¹.
- Realizar o teste de filtração estática numa célula HP/HT, a 121 °C (250 °F) sob um diferencial de pressão de 3,45 MPa, durante 30 minutos.

6. Conclusões

Neste capítulo, apresentam-se as principais conclusões obtidas para o processo de estudo dos fluidos de perfuração não aquosos.

Pode-se concluir, a partir do artigo de Dardir *et al.* (2014), que as propriedades reológicas dos fluidos de perfuração à base do éster preparado (M_{T1} e M_{T2}) apresentaram resultados superiores em comparação ao fluido de referência (M_R), além de se mostrar estáveis às altas temperaturas e à pressão com circulação contínua. Os fluidos à base de éster preparados M_{T1} e M_{T2} obtiveram resultados menores de perda de filtrado em comparação ao fluido de referência (M_R).

A partir do artigo de Hermoso *et al.* (2014) concluí-se que o comportamento do fluxo viscoso do fluido de perfuração à base de óleo analisada é fortemente influenciado pela natureza e concentração da argila organofílica utilizada no estudo.

Pelo artigo de LI Jiancheng *et al.* (2014) concluí-se que através dos testes laboratoriais mostraram que a argila organofílica pode de forma eficaz aumentar a viscosidade do fluido de perfuração formulada, e o redutor de filtrado pode reduzir a perda de fluido. Além de se mostrarem resistentes em condições de altas temperaturas.

Através do artigo de Dias *et al.* (2015) pode-se concluir que os sistemas produzidos a partir de amidos modificados apresentaram valores de estabilidade elétrica e de propriedades de filtração e reológica dentro das especificações recomendadas pelo American Petroleum Institute (API). Nenhuma das formulações testada mostrou floculação ou tendência de gelificação progressiva.

A proposta de metodologia desenvolvida nesse trabalho foi baseada a partir de alguns parâmetros apresentados nos artigos revisados, sendo que a veracidade dessa proposta deve ser confirmada através de futuros e recorrentes testes. A metodologia desenvolvida deve apresentar bons resultados reológicos, além de que o limite de escoamento tem que se mostrar inferior à viscosidade plástica e que a força gel da amostra de fluido não seja superior a 0,96 Pa. Evitando problemas de floculação parcial de sólidos e um rápido aumento de viscosidade do fluido em curtos períodos de tempo.

Referências bibliográficas

AMOCO PRODUCTION COMPANY. *Drilling Fluids Manual*. Disponível em: <www.4shared.com>. Acesso em: 20 de março de 2015.

AMORIM, L. V. *Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo*. 2006. 290p. Tese (Doutorado em Engenharia de Processos), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2003.

AMORIM, L. V. *Teoria das argilas*. Notas de aula, Especificação em Fluidos de Perfuração, 2007.

ANNIS R. M.; SMITH V. M. *Drilling Fluids Technology*. Revised Edition Exxon Company U.S.A., 1996.

BOURGOYNE JR., A. T.; MILLHEIM, K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG JR., F. S. *Applied Drilling Engineering*. SPE Richardson, 1986.

BURKE, C. J. & VEIL, J. A. *Synthetic-Based Drilling Fluids Have Many Environmental Pluses*, Oil & Gas Journal 27, 59-64 (1995).

CAENN, R. & CHILLINGAR, G. V. *Drilling Fluids: State of the Art*, Journal of Petroleum Science and Engineering 14, 221-230 (1996).

CAENN, R; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. *Fluidos de Perfuração e Completação*, Elsevier, 2014.

CATARINA, A. *Perfuração de poços*. Material didático, Apresentação em slides (50), 2007.

DA MATA, W. Slides de aula da disciplina de Fundamentos da Engenharia do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

DARDIR, M. M. et al. *Preparation and evaluation of some esteramides as synthetic based drilling fluids*. Egyptian Journal of Petroleum, 2014.

DIAS, F. T. G.; SOUZA, R. R.; LUCAS, E. F. *Influence of modified starches composition on their performance as fluids loss additives in invert-emulsion drilling fluids*. Fuel 140, p. 711-716, 2015.

FARIAS, K. V. *Influencia de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos*. Novembro 2005. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal da Paraíba. Campina Grande, Paraíba.

GROWCOCK, F. B.; ANDREWS, S. L.; FREDERICK, T. P. *Physicochemical Properties of Synthetic Drilling Fluids*. Society of Petroleum Engineers and International Association of Drilling Contractors, paper IADC/SPE 27450, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, 1994.

HERMOSO, J.; MARTINEZ-BOZA, F.; GALLEGOS, C. *Influence of viscosity modifier nature and concentration on the viscous flow behaviour of oil-based drilling fluids at high pressure*. Applied Clay Science, vol. 87, p. 14-21, 2014.

JIANCHENG, LI et al. *A new type of whole oil-based drilling fluid*. Petroleum Exploration and Development, vol. 41, 2014.

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

MACHADO, J. C. V., *Reologia e escoamento de fluidos*, Rio de Janeiro: Interciência, 2002.

PAIVA, L. B.; MORALES, A. R.; DÍAZ, F. R. V. *Organophilic Clays: Characteristics, Preparation Methods, Intercalation Compounds and Characterization Techniques*, Revista Cerâmica, v. 54, 2007.

PETROBRÁS. *Manual de Fluidos de Perfuração*. Rio de Janeiro, CENPES, 1991.

PETROBRÁS. *Ensaio de Viscosidade para Fluidos de Perfuração a Base de Água na exploração e Produção de Petróleo*, 1998.

ROCHA, L. L. V. *Modelagem do reinício do escoamento de um fluido de perfuração tixotrópico*. Dissertação de Mestrado, 2010.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência. Rio de Janeiro/RJ, 2006.

SANTANNA, V. C. Slides de aula da disciplina de Química do Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

SANTOS, P. S. *Ciência e Tecnologia de Argilas*, 2ª edição, Editora Edgard Blucher, São Paulo, p. 66-68, 1989.

SILVA, C. T. Desenvolvimento de fluido de perfuração a base de óleo vegetal. (Monografia) Departamento de Engenharia Química. Programa de Recursos Humanos ANP-14. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2003.

SILVA, P. K. L. Remoção de óleo da água de produção por flotação em coluna utilizando tensoativos de origem vegetal. 2008. p37. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Curso de pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2008.

STEFAN, P. *Métodos de Ensaio de Argilas e Bentonitas para Fluidos de Perfuração*. Cerâmica, vol. 12, 1966.

STEFFE, J. F. *Rheological Methods in Food Process Engineering*. 2nd edition, Freeman Press, 1996.

THOMAS, J. E., organizador. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Interciência, Rio de Janeiro, RJ, 2001.