



ESTABILIDADE TÉRMICA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS- ESTUDO PRELIMINAR

Mábia Ruana Silva de Sena¹; Kássie Vieira Farias²

¹Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica - mabia_ruana@hotmail.com ²Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia de Mecânica - kassie@dem.ufcg.edu.br

RESUMO

Atualmente, um aumento no número dos cenários de perfuração envolve reservatórios mais profundos, poços de geometria complexa, onde são mais frequentes altas temperatura e pressão, e comumente são utilizados fluidos à base de óleo, que começam a entrar em desuso em virtude dos graves problemas ambientais gerados pelo seu descarte, e os fluidos sintéticos, que embora sejam menos tóxicos têm como desvantagem seu elevado custo. Uma outra opção seria a utilização de um fluido de perfuração de base aquosa mais elaborado contendo uma variedade de aditivos. Desta forma, este trabalho tem como objetivo estudar a estabilidade térmica de fluidos de perfuração aquosos para poços de petróleo. Para tanto, foram preparadas formulações de fluidos aquosos contendo aditivos anti-espumante, viscosificante, redutor de filtrado, controlador de pH, inibidores de argilas expansivas, bactericida, lubrificante e selante, e avaliados seu comportamento reológico (por meio da determinação das curvas de fluxo, viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento e força gel) e de filtração (por meio da determinação do volume de filtrado API e espessura do reboco), antes e após envelhecimento nas temperaturas de 100°F (38°C), 150°F (66°C), 200°F (93°C) e 250°F (121°C). Os resultados obtidos evidenciaram que os fluidos aquosos apresentaram uma boa estabilidade térmica, apresentando menores perdas das propriedades reológicas que o fluido de referência.

Palavras-chave: Fluidos de perfuração, temperatura, propriedades reológicas e de filtração.

1. INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração são elementos essenciais durante a operação de perfuração e podem ser definidos como fluidos de circulação utilizados para auxiliar a operação de perfuração de poços de petróleo (Darley & Gray, 1988). Do ponto de vista químico, eles podem apresentar aspectos de suspensões, dispersões coloidais ou emulsão,

dependendo dos constituintes presentes (THOMAS, 2001).

O uso dos fluidos de perfuração antecede à indústria de petróleo, pois desde a antigüidade os fluidos eram utilizados para auxiliar as ferramentas na perfuração de poços com outras finalidades (AMORIM, 2003). Atualmente, desempenham funções importantes, como limpar o poço, ou seja: abrir passagem para a broca retirando os



pedaços de rocha já triturados (cascalhos). O cascalho ou detrito é carregado para a superfície pelo espaço anular situado entre a coluna de perfuração e as paredes do poço (Figura 2) (Veiga, 1998). Os fluidos de perfuração também ajudam a resfriar e lubrificar a broca, estabilizam as pressões de subsuperfície e reduzem o atrito entre a haste de perfuração e as paredes do poço.

Os fluidos de perfuração são tradicionalmente classificados de acordo com o seu constituinte principal, em: fluidos à base de gás, fluidos à base de água e fluidos à base de óleo (Darley & Gray 1988 e Lummus & Azar 1986). Existem também os fluidos sintéticos, cuja fase líquida contínua é um líquido sintético.

De acordo com Duarte (2004), a seleção e a utilização de um fluido de perfuração adequado tem representado um importante papel técnico e econômico na perfuração de um poço. Vários aditivos, como lubrificante, anti-espumante, viscosificante, redutor de filtrado, inibidor de argilas hidratáveis ou expansivas, controlador de pH, selante e bactericida, são utilizados na composição do fluido. Cada aditivo tem uma função específica, sendo o custo do fluido de perfuração diretamente proporcional à quantidade e tipos de aditivos utilizados. Ainda que responsável por uma significativa porcentagem dos custos da perfuração de poços, um fluido de perfuração adequado, pode significar grande economia se evitar alguns dos problemas de instabilidade, normalmente encontrados.

A perfuração hoje é capaz de atingir regiões de grande complexidade, sendo possível realizar perfurações nas chamadas águas profundas (regiões com lâmina de água de até 3000m), onde normalmente são encontradas altas temperatura e pressão. Além disso, as

perfurações, tanto *onshore* quanto *offshore*, podem ser realizadas em poços verticais ou horizontais. Nestes casos, comumente são utilizados fluidos à base de óleo diesel, que começam a entrar em desuso em virtude dos graves problemas ambientais gerados pelo seu descarte, e os fluidos sintéticos, que embora sejam menos tóxicos têm como desvantagem seu elevado custo (Morton *et al.*, 2005).

Em vista destes problemas, surge a necessidade do desenvolvimento de fluidos aquosos aditivados com aditivos nacionais que possam ser utilizados em perfuração profunda e que também sejam ambientalmente seguros. A maioria das empresas petrolíferas utiliza aditivos importados para tentar melhorar o desempenho dos fluidos de perfuração.

Muitos estudos vêm sendo realizados sobre envelhecimento de fluidos ou da estabilidade desses fluidos sob condições de altas temperaturas e pressões.

Farias (2009), realizou um estudo com objetivo de avaliar o uso de aditivos nacionais no desenvolvimento de fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo, que pudessem ser empregados sob condições de altas temperaturas e pressão. Das trinta e duas formulações desenvolvidas, foram selecionadas oito que apresentaram resultados mais promissores e que foram submetidos ao envelhecimento em três temperaturas (100°F (38°C), 150°F (66°C) e 200°F (93°C)). Os resultados obtidos indicaram que os fluidos desenvolvidos são estáveis a altas temperaturas e pressão, podendo ser utilizados em poços que atinjam temperaturas de até 200°F (93°C).

Com isso, este trabalho tem como objetivo avaliar a estabilidade térmica de fluidos de perfuração aquosos para poços de petróleo, a partir das propriedades reológicas, por meio da determinação das viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento, força gel e curvas de fluxo e viscosidade, e de filtração, por meio da



determinação do volume de filtrado e espessura do reboco.

2. METODOLOGIA

2.1. Material

Para preparação dos fluidos de perfuração foram utilizados os seguintes aditivos: anti-espumante, viscosificante, redutor de filtrado, controlador de pH, inibidores de argilas expansivas, bactericida, lubrificante e selante.

2.2 Métodos

Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com as formulações apresentadas nas Tabelas 1 e 2 a seguir.

Tabela1: Formulações dos fluidos estudados.

Componentes	F1	F2	F3	F4
Água (mL)	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)	6,0	6,0	6,0	6,0
Viscosificante(g)	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	21,0
Inibidor argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0	12,0
Inibidor argila expansiva III (g)	-	-	-	-
Bactericida(g)	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,5	2,0	1,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	20,0

Tabela2: Formulações dos fluidos estudados.

Componentes	F5	F6	F7	F8
Água (mL)	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)	6,0	6,0	6,0	6,0
Viscosificante(g)	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	-
Inibidor argila expansiva II (g)	8,0	-	-	-
Inibidor argila expansiva III (g)	-	12,0	8,0	12,0
Bactericida(g)	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	2,0	2,0	2,0
Selante (g)	20,0	15,0	15,0	15,0

Foi também estudado um fluido de perfuração denominado de Padrão, cujos aditivos e formulações foram fornecidos pela PETROBRAS, utilizado como elemento comparativo.

2.2.1 Preparação dos fluidos de perfuração

Os fluidos foram preparados segundo prática de campo que consiste em adicionar à água os aditivos individuais sob agitação constante. Os aditivos foram adicionados a 350mL de água, sob agitação constante, a uma velocidade de 17.000rpm em agitador Hamilton Beach, modelo 936. Obedecendo a ordem apresentado nas Tabelas 1 e 2, o tempo de agitação de cada aditivo foi de 5min, com exceção do viscosificante, do redutor de filtrado e do selante, que permaneceram sob agitação



por 10min. Em seguida, o fluido permaneceu em repouso durante 24h em recipiente fechado.

2.2.2 Estudo reológico

O estudo reológico foi realizado antes e após o envelhecimento dos fluidos, segundo norma N-2605 da Petrobras, em viscosímetro Fann modelo 35A.

Para o estudo reológico antes do envelhecimento, o fluido, após 24 h de repouso, foi agitado durante 5 min em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936 na velocidade de 17.000 rpm. Em seguida, o fluido foi transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35 A com combinação R1 B1 e mola de torção F1, sendo R1 o raio do cilindro externo e B1 o raio do cilindro interno do viscosímetro com valores de 1,8415 cm e 1,7245 cm respectivamente. F1 é a constante da mola com valor igual a 1. Neste equipamento, seis valores de torque foram lidos com taxas de cisalhamento variando de 5,1 s⁻¹ a 1022 s⁻¹. O equipamento foi acionado na velocidade de 600 rpm durante 2 min e efetuada a leitura. Logo após, a velocidade foi mudada para 300 rpm e efetuada a leitura após 15 s. Em seguida, mudou-se a velocidade para 200 rpm e esperou-se estabilizar para efetuar a leitura. O mesmo procedimento foi utilizado para as velocidades de 100 rpm, 6 rpm e 3 rpm.

As viscosidades aparente (VA) e plástica (VP) e o limite de escoamento (LE) foram obtidos segundo a norma N-2605. A VA é o valor obtido na leitura a 600 rpm dividido por 2, dada em cP, e a viscosidade plástica (VP) é a diferença das leituras obtidas a 600 rpm e a 300 rpm, dada também em cP. O LE é a diferença entre a leitura a 300 rpm e a VP, dado em N/m².

Para o estudo reológico após envelhecimento, o fluido foi transferido para um copo térmico da marca Fann à temperatura de 1200F (49°C) e realizado

o mesmo procedimento para obtenção das leituras no viscosímetro Fann 35A, como apresentado anteriormente.

2.2.3 Volume de Filtrado API

O volume de filtrado dos fluidos foi determinado em filtro-prensa API com aplicação de uma pressão da ordem de 100psi (7,0kgf/cm²). Após 30min, o volume de filtrado coletado foi medido em mL.

2.2.4 Espessura do Reboco

Para determinação da espessura do reboco, foi utilizada a metodologia desenvolvida por Farias (2005) no LABDES/UFCG (Laboratório de Referência de Dessalinização) baseada na norma API 13B-1 (2003), com auxílio de um extensômetro. Essa metodologia consiste nas etapas apresentadas a seguir:

- coletar o papel de filtro com o reboco após a realização do ensaio para determinação do volume do filtrado;
- lavar o papel de filtro por três vezes a uma vazão de aproximadamente 110L/h com o auxílio de um recipiente de nível constante com vazão regulável, a uma distância de aproximadamente 7,0cm do controlador de vazão que tem diâmetro de 15,0mm e um ângulo de ataque do fluxo da água de aproximadamente 45°;
- colocar papel de filtro com o reboco entre duas lâminas de vidro e aplicar uma pressão de aproximadamente 277,6N/m² por um período de 2min e
- medir a espessura do reboco com o auxílio de um extensômetro.

Foram feitas cinco medidas das espessuras das lâminas de vidro e do papel com o reboco em pontos distintos. Após obtenção das medidas, foi feita uma média aritmética das cinco determinações.

2.2.5 Envelhecimento dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos foram submetidos ao envelhecimento em forno rotativo *Roller*



over, da marca Fann modelo 704 ES, nas temperaturas de 100°F (38°C), 150°F (66°C), 200°F (93°C) e 250°F (121°C), por 16h.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nas Tabelas 3 e 4 estão apresentados os resultados das propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), força gel (FG), limite de escoamento (LE)) e de filtração (volume de filtrado API (VF) e espessura do reboco (ER)) dos fluidos antes e após o envelhecimento nas temperaturas de 100°F (38°C), 150°F (66°C), 200°F (93°C) e 250°F (121°C).

Tabela 3: Resultados das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos antes e após o envelhecimento.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
F1Tamb.	48,8	23,0	51,5	9,5	0,550
F1T100°F	30,3	17,5	25,5	10,3	0,615
F1T150°F	38,5	23,5	30,0	10,9	0,655
F1T200°F	37,2	30,5	13,5	10,8	0,688
F1T250°F	34,5	28,0	13,0	9,3	0,433
F2Tamb.	53,8	26,5	54,5	9,4	0,616
F2T100°F	28,2	17,0	22,5	10,2	0,567
F2T150°F	43,2	24,0	38,5	10,8	0,478
F2T200°F	41,0	17,0	48,0	12,4	0,552
F2T250°F	36,5	31,5	10,0	10,5	0,394
F3Tamb.	47,8	24,0	47,5	10,8	0,648
F3T100°F	31,5	18,0	27,0	10,2	0,750
F3T150°F	40,2	20,5	39,5	10,1	0,482
F3T200°F	44,5	23,0	43,0	13,3	0,578
F3T250°F	39,0	29,0	20,0	14,5	0,485

F4Tamb.	51,8	26,5	50,5	8,5	0,589
F4T100°F	32,5	19,0	27,0	13,9	0,541
F4T150°F	36,8	21,5	30,5	8,3	0,481
F4T200°F	41,5	24,5	34,0	9,9	0,558
F4T250°F	36,0	24,5	23,0	9,3	0,404
FPTamb.	32,0- 42,0	22,0- 29,0	21,0- 25,5	6,6- 7,2	0,450- 0,340
FPT100°F	30,0- 38,5	21,0- 25,0	18,0- 27,0	6,4- 7,3	0,146- 0,192
FPT150°F	23,0- 34,0	17,0- 22,5	11,0- 31,5	6,8- 7,0	0,161- 0,208
FPT200°F	15,5- 25,8	9,5- 17,5	12,5- 16,5	5,7- 7,2	0,338- 0,399
FPT250°F	14,8- 24,8	10,0- 16,5	9,5- 16,5	6,6- 9,1	0,376- 0,498

De acordo com os resultados apresentados antes do envelhecimento, foram observadas as seguintes variações nos valores das propriedades reológicas (VA, VP, FG e LE): a viscosidade aparente (VA) variou de 38,5 cP para o fluido F5 a 56,8 cP para o fluido F8; a viscosidade plástica (VP) não sofreu variações significativas, apresentando valores em torno de 25,0 cP para todos os fluidos; o limite de escoamento variou de 26,0 N/m² para o fluido F5 a 54,5 N/m² para o fluido F2. O volume de filtrado (VF) sofreu variações significativas, variando de 8,5 mL para os fluidos F4 e F7 a 12,1 mL para o fluido F8. Os valores de espessura do reboco (ER) não sofreram variações significativas, apresentando valores em torno de 0,600 mm.



Tabela 4: Resultados das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos antes e após o envelhecimento.

Fluidos	VA (cP)	VP (cP)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
F5Tamb.	38,5	25,5	26,0	10,7	0,636
F5T100°F	31,2	17,0	27,5	9,1	0,456
F5T150°F	45,3	21,5	47,5	9,2	0,550
F5T200°F	45,8	24,0	43,5	9,8	0,590
F5T250°F	34,5	28,0	12,0	8,5	0,424
F6Tamb.	53,5	26,5	54,0	10,8	0,580
F6T100°F	39,0	22,5	33,0	9,3	0,538
F6T150°F	38,5	24,5	28,0	9,5	0,404
F6T200°F	50,8	26,0	49,5	10,0	0,682
F6T250°F	38,5	27,0	23,0	8,5	0,351
F7Tamb.	49,5	25,0	49,0	8,5	0,550
F7T100°F	36,8	24,5	24,5	10,1	0,600
F7T150°F	38,5	25,5	26,0	9,0	0,394
F7T200°F	48,2	26,0	44,5	10,0	0,480
F7T250°F	37,8	30,0	15,5	59,0	0,838
F8Tamb.	56,8	26,5	61,0	12,1	0,582
F8T100°F	36,5	20,0	33,0	9,9	0,524
F8T150°F	40,2	21,0	38,5	8,9	0,518
F8T200°F	42,5	20,5	44,0	12,1	0,518
F8T250°F	35,8	17,5	36,5	9,1	0,428
FPTamb.	32,0- 42,0	22,0- 29,0	21,0- 25,5	6,6- 7,2	0,450- 0,340
FPT100°F	30,0- 38,5	21,0- 25,0	18,0- 27,0	6,4- 7,3	0,146- 0,192
FPT150°F	23,0- 34,0	17,0- 22,5	11,0- 31,5	6,8- 7,0	0,161- 0,208

FPT200°F	15,5- 25,8	9,5- 17,5	12,5- 16,5	5,7- 7,2	0,338- 0,399
FPT250°F	14,8- 24,8	10,0- 16,5	9,5- 16,5	6,6- 9,1	0,376- 0,498

Comparando os resultados dos fluidos F1 e F4, que apresentam em suas formulações, respectivamente, 15,0 e 20,0 g de calcita (selante), observou-se que o aumento da concentração deste aditivo proporcionou uma redução do volume de filtrado de 9,5 mL para 8,5 mL. Esse comportamento está de acordo com o esperado, visto que o selante tem como função auxiliar na redução das perdas por filtração, ou seja, reduzir o filtrado.

Comparando os resultados apresentados pelos fluidos F1, F2 e F3, que contém as concentrações de 1,0, 1,5 e 2,0 % de lubrificante em suas formulações, respectivamente, observou-se variação pouco significativa para os valores das propriedades reológicas e de filtração com o aumento da concentração do aditivo.

Comparando os fluidos F4, F5, F6, F7 e F8, que variaram as concentrações dos inibidores de argilas expansivas I, II e III, foram observadas mais uma vez variações pouco significativas. Foi observado que as propriedades dos fluidos aquosos são influenciadas pela presença de aditivos inibidores de argilas expansivas e não pela sua concentração. Como pode ser visto para os resultados do fluido F8, que apresentou uma VA um pouco mais elevada (56,8 cP) em comparação aos demais fluidos estudados. O fluido F8 não contém em sua formulação o inibidor de argilas expansivas I (KCl) e o inibidor de argilas



expansivas II (inibidor à base de sal quartenário de amônio), ele contém apenas o inibidor de argilas expansivas III (inibidor biodegradável). Esse fluido foi estudado com o objetivo de desenvolver fluidos ambientalmente corretos, já que os inibidores de argilas expansivas I e II, são respectivamente o KCl e um inibidor à base de um sal quaternário de amônio, sendo assim, não corretos ambientalmente.

Comparando os resultados dos fluidos estudados antes do envelhecimento com os obtidos a partir do fluido Padrão, observou-se que os valores de VA, VP, LE, VF e ER dos fluidos estudados encontram-se próximos aos da faixa de valores do fluido de referência.

Analisando as Tabelas 3 e 4 observou-se o mesmo comportamento para os fluidos estudados com o envelhecimento à temperatura de 100°F (38°C): os valores de viscosidade aparente (VA) e limite de escoamento (LE) sofreram uma redução considerável. Com o aumento da temperatura de envelhecimento para 150°F (66°C), observa-se pouca variação nos valores destas propriedades.

De acordo com os resultados apresentados para os fluidos submetidos ao envelhecimento na temperatura de 200°F (93°C), foi observado que a viscosidade aparente (VA) sofreu variação significativa, variando de 37,2 cP para o fluido F1 a 50,8 cP para o fluido F6. Os valores de viscosidade plástica (VP) variaram de 17,0 cP para o fluido F2 a 30,5 cP para o fluido F1. O limite de escoamento (LE) variou de 33,5 N/m² para o fluido F1 a 49,5 N/m² para o fluido F6. O volume de filtrado (VF) variou de 9,8 mL para o fluido F5 a 12,4 mL para o

fluido F2. A espessura de reboco (ER) não sofreu variações significativas.

Para os fluidos submetidos ao envelhecimento na temperatura de 250°F (121°C), foi observado que a viscosidade aparente (VA) sofreu variação significativa, variando de 34,5 cP para o fluidos F1 e F5 a 39,0 cP para o fluido F3. Os valores de viscosidade plástica (VP) variaram de 17,5 cP para o fluido F8 a 31,5 cP para o fluido F2. O limite de escoamento (LE) variou de 10,0 N/m² para o fluido F2 a 36,5N/m² para o fluido F8. O volume de filtrado (VF) variou de 8,5 mL para o fluido F5 a 19,1 mL para o fluido F8. A espessura de reboco (ER) não sofreu variações significativas.

Comparando os resultados dos fluidos obtidos antes e após envelhecimento nas temperaturas de 100°F (38°C), 150°F (66°C), 200°F (93°C) e 250°F (121°C), observou-se que os valores das propriedades reológicas (VA, VP e LE) sofreram redução após o envelhecimento, com as seguintes exceções: a VP do fluido F1, a VA e o LE do fluido F5 após envelhecimentos dos fluidos a 200°F (93°C) e a VP dos fluidos submetidos à temperatura de 250°F (121°C), sofreram pequenos acréscimos.

Analisando os valores das propriedades de filtração (volume de filtrado (VF) e espessura de reboco (ER)) dos fluidos antes e após o envelhecimento nas temperaturas de 100°F (38°C), 150°F (66°C), 200°F (93°C) e 250°F (121°C), foram observados pequenos acréscimos nos valores de VF para maioria dos fluidos e os valores de ER não sofreram mudanças significativas



A redução nas propriedades reológicas (VA, VP e LE) após envelhecimento dos fluidos estudados pode ser decorrente de uma maior mobilidade da água perante a camada de solvatação dos polímeros (o viscosificante estudado que foi a goma xantana e o redutor de filtrado que foi o carboximetilcelulose de baixa viscosidade (CMC)), já que o aquecimento pode promover um rearranjo das estruturas moleculares dos polímeros de modo a minimizar a energia de solvatação, possivelmente destruindo as ligações de hidrogênio existentes entre eles e formando uma pequena camada de solvatação de moléculas de água livres, diminuindo a interação polímero-polímero e, conseqüentemente, diminuindo a viscosidade.

Comparando os resultados obtidos para os fluidos Padrões antes e após envelhecimento, observaram-se reduções mais acentuadas nos valores das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos Padrões, do que os observados para os fluidos estudados. Esse resultado representa que provavelmente os fluidos estudados são mais estáveis a temperatura estudada, já que uma redução acentuada nas propriedades reológicas são características de uma possível degradação dos fluidos, comportamento observado nos resultados para o fluido Padrão.

4. CONCLUSÕES

Com o objetivo de avaliar a estabilidade térmica de fluidos de perfuração aquosos para poços de petróleo, pôde-se concluir que o envelhecimento dos fluidos nas temperaturas de 100°F (38°C), 150°F (66°C), 200°F (93°C) e 250°F (121°C)

proporcionou redução nos valores das propriedades reológicas (viscosidades aparente e plástica e limite de escoamento) dos fluidos estudados, e que esses fluidos são estáveis até a temperatura de 250°F (121°C).

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à *System Mud an Imdex Limited Company* e a Petrobras pelo fornecimento dos aditivos estudados e ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMORIM, L.V., ***Melhoria, Proteção e Recuperação da Reologia de Fluidos Hidroargilosos para Uso na Perfuração de Poços de Petróleo***, Tese de Doutorado em Engenharia de Processos, CCT/UFCG, Campina Grande, Dezembro de 2003. Orientadores: Prof. Dr. Heber Carlos Ferreira, Prof. Dr. Hélio de Lucena Lira e Prof. Dr. Kepler Borges França.

ANÔNIMO, Disponível em: ***<http://www.systemmud.com.br/index.php?PG=produtos>***, acesso em Julho de 2011.

API, Norma API – American Petroleum Institute – ***Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids 13B-1***, novembro, 2003.

DARLEY, H.C.H E GRAY, G.R., ***Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids***, Fifth Edition, Gulf Publishing Company, 1988.

DUARTE, R.G. ***Avaliação da Interação folhelho-fluido de perfuração para estudos de estabilidade de poços.***



Dissertação de mestrado. Pontifícia universidade católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia civil. 2004.

FARIAS, K.V., ***Influência de Umectante Aniônico na Reologia e Espessura de Reboco de Fluidos Hidroargilosos***, Dissertação de Mestrado, Mestrado em Engenharia Química, CCT/UFCG, Campina Grande, Novembro de 2005. Orientadores: Prof. Dr. Heber Carlos Ferreira e Dra. Luciana Viana Amorim.

FARIAS, K.V. ***Uso de aditivos nacionais no desenvolvimento de fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo***. Tese de doutorado em

Engenharia de Processos, CCT/UFCG, Campina Grande, Agosto de 2009.

LUMMUS, J.L E AZAR, J.J., ***Drillings Fluids Optimization A Pratical Field Approach***, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.

MACHADO J. C. V., ***Reologia e Escoamento de Fluidos***. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2002.

MELO, K. C., ***Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração Base Água***. Dissertação de Mestrado. Mestrado em Engenharia Química, UFRN, Natal, RN, Setembro, 2008.

MORTON K., Chevron Energy Technology Co.; B. Bomar, M. Schiller, J. Gallet and S. Azar, Chevron Exploration Production Co.; W. Dye, K. Daugereau, N. Hansen, M. Otto, R. Leaper and L. Shoults, Baker Hughes Drilling Fluids, ***Selection and Evaluation Criteria for High-Performance Drilling Fluids***, In: SPE Annual Technical Conference and

Exhibition, 9-12 October, Dallas, TEXAS 2005.

PETROBRAS, ***Ensaio de Viscosificantes para Fluido de perfuração Base de Água na Exploração e Produção de Petróleo***. Método, N-2605, 1998.

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

VEIGA, L. F., ***Estudo da Toxicidade Marinha de Fluidos de Perfuração de Poços de Óleo e Gás***. Dissertação de Mestrado, UFF, Niterói, Rio de Janeiro, 1998.