

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Avaliação do Efeito da Temperatura nas Propriedades Reológicas e de Filtração
de Fluidos de Perfuração Aquosos para Poços de Petróleo

AUTORES:

Kássie Vieira Farias¹; Mabilia Ruana Silva de Sena²

INSTITUIÇÃO:

¹Universidade Federal de Campina Grande/ Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –

²Universidade Federal de Campina Grande/ Graduação em Engenharia de Petróleo

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

AVALIAÇÃO DO EFEITO DA TEMPERATURA NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS E DE FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO AQUOSOS PARA POÇOS DE PETRÓLEO

Abstract

This work has the aim to study the effect of the temperature in the rheological properties (apparent and plastic viscosities, yield limit and gel forces) and of filtration (filtered volume and filter-cake thickness) of water-based drilling fluids for use in oil well perforation. The fluids had been prepared adding to the water additives (polymeric viscositying and controlling filtered, controlling of pH, hydratable clays inhibitors, no-foamy, bactericide, lubricant and sealant) in different concentrations under constant agitation. The properties of drilling fluids had been determined before and after aging in roller oven for 16 hours, to 200°F. The fluids had been evaluated through the rheological parameters, in Fann Viscometer 35A, to 120°F and the filtered volume, in Filter Press LPLT Fann. The results, had shown the additives and the fluids are resistant the high temperatures, as well as with the increase of the temperature and pressure if it has an improvement in the rheological properties of studied drilling fluids. The results had been compared with a standard fluid used for the oil industry and had evidenced that the water-based drilling fluids had presented good thermal stability, presenting a small reduction in the rheological properties.

Introdução

Os fluidos de perfuração (Figura 01), também chamados de lamas de perfuração, podem ser definidos como fluidos de circulação utilizados para auxiliar a perfuração de poços, desempenhando uma série de funções. Seu uso antecede à indústria de petróleo, pois desde a antiguidade os fluidos eram utilizados para auxiliar as ferramentas na perfuração de poços com outras finalidades (AMORIM,2003). Do ponto de vista químico, eles podem apresentar aspectos de suspensões, dispersões coloidais ou emulsão, dependendo dos constituintes presentes (THOMAS, 2001).



Figura 1: Fluido de Perfuração Conhecido como “Lama de Perfuração”.

Fonte: SCHAFFEL, 2002.

Estes fluidos de perfuração são de vital importância em um sistema de exploração de óleo e gás, devendo desempenhar 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 (*kick*), estabilizar as paredes do poço e resfriar e lubrificar a coluna de perfuração e a broca (THOMAS, 2001).

A Figura 2 ilustra a trajetória do fluido de perfuração. Os pedaços de rocha são soltos por raspagem pela broca giratória. O fluido de perfuração é bombeado para baixo pela tubulação de perfuração, coleta esses cortes e os leva até a superfície, promovendo a limpeza do poço (ANÔNIMO, 2011).

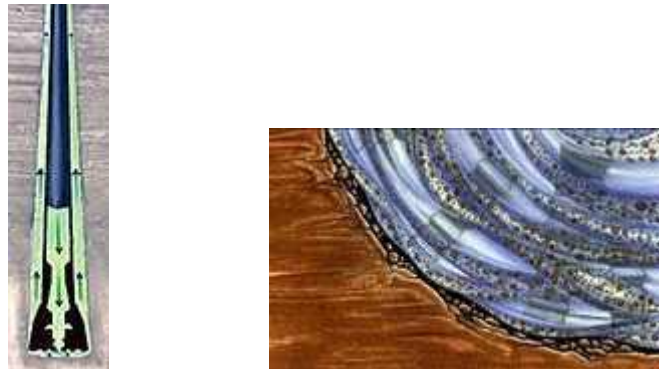


Figura 2: Trajetória do fluido de perfuração.

Fonte: ANÔNIMO, 2011.

Os fluidos de perfuração são tradicionalmente classificados de acordo com o seu constituinte principal em: fluidos à base de gás, fluidos à base de óleo, fluidos à base de água e fluidos sintéticos. Os fluidos à base de gás são constituídos de um fluxo de ar ou gás natural injetado no poço a alta velocidade. Os fluidos à base de óleo são aqueles cuja fase líquida contínua é constituída por óleo, enquanto que nos à base de água, a fase contínua é constituída por água (DARLEY e GRAY, 1988 e LUMMUS e AZAR, 1986). Os fluidos sintéticos são definidos como fluidos cuja fase líquida contínua é um líquido sintético.

De acordo com Duarte (2004), a seleção de um fluido de perfuração adequado tem sido 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, mesmo que seja de custo elevado, pode significar grande economia se evitar alguns dos problemas de instabilidade, normalmente encontrados.

Atualmente, um aumento no número dos cenários de perfuração envolve reservatórios mais profundos, poços de geometria complexa, onde são mais frequentes altas temperaturas e pressão, e comumente são utilizados fluidos a 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.

Em vista destes problemas, surge a necessidade do desenvolvimento de fluidos aquosos aditivados com aditivos nacionais que possam ser utilizados em perfuração profundas e que também

serem ambientalmente seguros. A maioria das empresas petrolíferas utiliza aditivos importados para tentar melhorar o desempenho dos fluidos de perfuração.

Com isso, esse trabalho tem como objetivo avaliar a o efeito da temperatura nas propriedades reológicas (viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento e força gel) e de filtração (volume de filtrado e espessura do reboco) de fluidos de perfuração aquosos para poços de petróleo.

Metodologia

Aditivos

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.

Formulações

Foram estudadas formulações de fluidos de perfuração base água, conforme apresentado na Tabela 1. Os aditivos estudados foram fornecidos por uma Empresa nacional.

Tabela 1: Formulações dos Fluidos Estudados.

Componentes	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Água (mL)	350	350	350	350	350	350	350	350
Anti-espumante (gotas)	6	6	6	6	6	6	6	6
Viscosificante(g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Redutor de filtrado (g)	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Controlador de pH (g)	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Inibidor argila expansiva I (g)	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	-
Inibidor argila expansiva II (g)	12,0	12,0	12,0	12,0	8,0	-	-	-
Inibidor argila expansiva III (g)	-	-	-	-	-	12,0	8,0	12,0
Bactericida(g)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Lubrificante (%)	1,0	1,5	2,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0
Selante (g)	15,0	15,0	15,0	20,0	20,0	15,0	15,0	15,0

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

Preparação dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com a prática de campo, que consiste em adicionar os aditivos, um a um, sob agitação constante. Foi utilizado um agitador mecânico de alta rotação da marca Hamilton Beach, modelo 936. Os fluidos foram preparados em um volume de 350 mL de água industrial, e os aditivos foram adicionados obedecendo a ordem apresentada na Tabela 1.

Após adição dos aditivos, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo por 5 min sob agitação, com exceção do viscosificante, do redutor de filtrado e do selante, que permaneceram sob agitação por 10 min. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24h em recipiente fechado.

Estudo reológico

O estudo reológico foi realizado antes e após o envelhecimento dos fluidos, segundo norma N-2605 da Petrobras (1998), em viscosímetro Fann modelo 35 A.

Para o estudo reológico após envelhecimento, foi utilizado também um copo térmico da marca Fann à temperatura de 120 °F (≈ 49 °C).

Envelhecimento dos fluidos

Os fluidos foram submetidos ao envelhecimento em forno rotativo Fann *Roller Oven* modelo 704 ES nas temperaturas de 200 °F (≈ 93 °C) por 16h.

Volume de Filtrado

O volume de filtrado API (VF) foi determinado em filtro prensa LPLT (*low pressure low temperature*) da marca Fann, com aplicação de uma pressão da ordem de 7,0 Kgf/cm² (≈ 100 psi) durante 30 min. Os resultados são expressos em mL.

Determinação da espessura de Reboco

Para a determinação da espessura do reboco (ER) em milímetros com aproximação em centésimos dos fluidos de perfuração, foi seguida uma metodologia desenvolvida por Farias (2005).

Resultados e Discussão

Nas Tabelas 2 e 3 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 (Tabela 2) e após o envelhecimento (Tabela 3) na temperatura de 200°F (≈ 93 °C).

De acordo com a Tabela 2 (estudo antes o 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; a força gel (FG) variou de 0,5 cP para os fluidos F5, F6 e F7 a 2,5 cP para o fluido F2; 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.

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.

Tabela 2: Resultados das propriedades reológicas e de filtração antes do envelhecimento.

FLUIDOS	VA (cP)	VP (Cp)	FG (Pa/s)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
F1	48,8	23,0	1,0	51,5	9,5	0,550
F2	53,8	26,5	2,5	54,5	9,4	0,616
F3	47,8	24,0	1,5	47,5	10,8	0,648
F4	51,8	26,5	2,0	50,5	8,5	0,589
F5	38,5	25,5	0,5	26,0	10,7	0,636
F6	53,5	26,5	0,5	54,0	10,8	0,580
F7	49,5	25,0	0,5	49,0	8,5	0,550
F8	56,8	26,5	1,0	61,0	12,1	0,582
Padrão	32,0-42,0	22,0-29,0	1,0-1,5	21,0-25,5	6,6-7,2	0,450-0,340

Sendo: VA- viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; FG - força gel; LE - limite de escoamento; VF – volume de filtrado e ER – espessura do reboco.

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 quaternário 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 (Tabela 2), observou-se que os valores de VA, VP, FG, LE, VF e ER dos fluidos estudados encontram-se próximos aos da faixa de valores do fluido de referência.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 3, 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*. Os valores de força gel (FG) não sofreram variações significativas. 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.

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

FLUIDOS	VA (Cp)	VP (Cp)	FG (Pa/s)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
F1*	37,2	30,5	0,5	33,5	10,8	0,688
F2*	41,0	17,0	1,0	48,0	12,4	0,552
F3*	44,5	23,0	1,5	43,0	13,3	0,578
F4*	41,5	24,5	0,0	34,0	9,9	0,558
F5*	45,8	24,0	2,0	43,5	9,8	0,590
F6*	50,8	26,0	2,5	49,5	10,0	0,682
F7*	48,2	26,0	3,0	44,5	10,0	0,480
F8*	42,5	20,5	2,0	44,0	12,1	0,518
Padrão*	15,5-25,8	9,5-17,5	0,0-1,0	12,5-16,5	5,7-7,2	0,338-0,399

Sendo: VA- viscosidade aparente; VP - viscosidade plástica; FG - força gel; LE - limite de escoamento; VF – volume de filtrado e ER – espessura do reboco.

Comparando os resultados dos fluidos obtidos antes e após envelhecimento (Tabelas 2 e 3), observa-se que os valores das propriedades reológicas (VA, VP, FG e LE) sofreram redução após o envelhecimento, com as seguintes exceção: a VP do fluido F1, a VA e o LE do fluido F5 sofreram pequenos acréscimos após envelhecimentos dos fluidos a 200°F (≈ 93 °C).

Analisando os valores das propriedades de filtração (volume de filtrado (VF) e espessura de reboco (ER)) dos fluidos antes e após o envelhecimento à temperatura de 200°F (≈ 93 °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 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 Padrão antes e após envelhecimento (Tabelas 2 e 3), observaram-se reduções mais acentuadas nos valores das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos Padrão, 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 os fluidos Padrão.

Conclusões

De acordo os resultados alcançados, foi possível concluir que os fluidos aquosos avaliados neste estudo são mais estáveis termicamente (até 200°F ($\approx 93\text{ }^{\circ}\text{C}$)) do que os fluidos Padrão, uma vez que apresentaram menores perdas das propriedades reológicas após envelhecimento, que são características de uma degradação de fluidos.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao PIBIC, ao CNPq, à System Mud Indústria e Comércio Ltda. pelo fornecimento dos aditivos estudados e ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas.

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: <https://www.planetseed.com/pt-br/node/15938>, acesso em abril 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.

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

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

SHAFELL, S. B., **“A Questão Ambiental na Etapa da Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil”** Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, 2002.

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