

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

EFEITO DA TEMPERATURA EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA PARA POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS

AUTORES:

Rayanna Aguiar de Souza, Kássie Vieira Farias, Mábia Ruana Silva de Sena

INSTITUIÇÃO:

Graduação em Engenharia de Petróleo, rayanna.aguiar@outlook.com ¹Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Campina Grande, ²Professora de Engenharia de Petróleo, Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Campina Grande, ³Doutorado em Engenharia de Processos, Universidade Federal de Campina Grande

EFEITO DA TEMPERATURA EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO À BASE DE ÁGUA PARA POÇOS DE PETRÓLEO E GÁS

Abstract

Currently, an increasing number of drilling scenarios involving deep and deep wells, with complex geometries and with high temperatures and pressures are frequent, the challenge is the application of drilling fluids that meet these conditions. In the past, it was used diesel-based drilling fluids, which was abandoned due to serious environmental problems generated by their disposition. Today, synthetic fluids are commonly employed, they are less toxic, but present high cost as disadvantage. Optionally, water-based drilling fluids more elaborate, i.e., containing a variety of additives, with good performance and minor damage to the environment can be used. Thus, this aim of this work is to study the thermal stability of water-based drilling fluids for oil wells. For this, water-based fluid formulations were prepared containing viscosifier, filtrate reducer, no-foam, pH controllers, expansive clay inhibitors, bactericide and lubricant, and evaluated their rheological behavior (through the determination of flow curves, apparent and plastic viscosities, yield point and gel strength) and filtration (through the determination of the API filtrate volume and filter cake thickness) before and after aging at temperatures of 100°F ($\approx 38^\circ\text{C}$), 150°F ($\approx 66^\circ\text{C}$), 200°F ($\approx 93^\circ\text{C}$) e 250°F ($\approx 121^\circ\text{C}$). The results showed that water-based drilling fluids showed a good thermal stability, with smaller losses of rheological properties than reference fluid.

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).

Os fluidos desempenham funções importantes, como limpar o poço, ou seja: abrir passagem para a broca retirando os pedaços de rocha já triturados, ou cascalhos. O cascalho ou detrito é carregado para a superfície pelo espaço anular situado entre a coluna de perfuração e as paredes do poço. 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 têm 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.

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 e de filtração.

Metodologia

Formulações

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. Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com as formulações apresentadas na Tabela 1 a seguir. Os aditivos foram fornecidos por uma empresa nacional.

Tabela 1: 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
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

Foi também estudado um fluido de perfuração 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.

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

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

Na Tabela 2 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).

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 47,8 cP para o fluido F3 a 53,8 cP para o fluido F2; 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 1,0 Pa/s para o fluido F1 a 2,5 Pa/s para o fluido F2; o limite de escoamento variou de 47,5 N/m² para o fluido F3 a 54,5 N/m² para o fluido F2. O volume de filtrado (VF) sofreu variações significativas, variando de 8,5 mL para o fluido F4 a 10,8 mL para o fluido F3. Os valores de espessura do reboco (ER) não sofreram variações significativas, apresentando valores em torno de 0,600 mm.

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

Tabela 2: Resultados das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos antes e após envelhecimento.

Fluido F1						
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
Sem envelhecimento	48,8	23,0	1,0	51,5	9,5	0,550
100°F(≈ 38 °C)	30,3	17,5	0,0	25,5	10,3	0,615
150°F(≈ 66 °C)	38,5	23,5	0,0	30,0	10,9	0,655
200°F(≈ 93 °C)	37,2	30,5	0,5	33,5	10,8	0,688
250°F(≈ 121 °C)	34,5	28,0	0,0	13,0	9,3	0,433
Fluido F2						
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
Sem envelhecimento	53,8	26,5	2,5	54,5	9,4	0,616
100°F(≈ 38 °C)	28,2	17,0	0,5	22,5	10,2	0,567
150°F(≈ 66 °C)	43,2	24,0	0,5	38,5	10,8	0,478
200°F(≈ 93 °C)	41,0	17,0	1,0	48,0	12,4	0,552
250°F(≈ 121 °C)	36,5	31,5	0,5	10,0	10,5	0,394
Fluido F3						
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
Sem envelhecimento	47,8	24,0	1,5	47,5	10,8	0,648
100°F(≈ 38 °C)	31,5	18,0	1,0	27,0	10,2	0,750
150°F(≈ 66 °C)	40,2	20,5	0,5	39,5	10,1	0,482
200°F(≈ 93 °C)	44,5	23,0	1,5	43,0	13,3	0,578
250°F(≈ 121 °C)	39,0	29,0	0,5	20,0	14,5	0,485
Fluido F4						
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
Sem envelhecimento	51,8	26,5	2,0	50,5	8,5	0,589
100°F(≈ 38 °C)	32,5	19,0	0,0	27,0	13,9	0,541
150°F(≈ 66 °C)	36,8	21,5	0,0	30,5	8,3	0,481
200°F(≈ 93 °C)	41,5	24,5	0,0	34,0	9,9	0,558
250°F(≈ 121 °C)	36,0	24,5	1,5	23,0	9,3	0,404
Fluido Padrão						
Temperatura	VA (cP)	VP (cP)	FG (Pa/s)	LE (N/m ²)	VF (mL)	ER (mm)
Sem envelhecimento	32,0- 42,0	22,0- 29,0	1,0- 1,5	21,0- 25,5	6,6- 7,2	0,450- 0,340
100°F(≈ 38 °C)	30,0- 38,5	21,0- 25,0	0,5- 2,0	18,0- 27,0	6,4- 7,3	0,146- 0,192
150°F(≈ 66 °C)	23,0- 34,0	17,0- 22,5	0,5- 1,5	11,0- 31,5	6,8- 7,0	0,161- 0,208
200°F(≈ 93 °C)	15,5- 25,8	9,5-17,5	0,0- 1,0	12,5- 16,5	5,7- 7,2	0,338- 0,399
250°F(≈ 121 °C)	14,8- 24,8	10,0-16,5	0,0-0,5	9,5- 16,5	6,6- 9,1	0,376- 0,498

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 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 resultados dos fluidos estudados antes do envelhecimento com os obtidos a partir do fluido Padrão, 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.

Analizando o comportamento para os fluidos estudados com o envelhecimento à temperatura de 100°F ($\approx 38^\circ\text{C}$): os valores de viscosidade aparente (VA), força gel (FG) e limite de escoamento (LE) sofreram uma redução considerável. Com o aumento da temperatura de envelhecimento para 150°F ($\approx 66^\circ\text{C}$), 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 ($\approx 93^\circ\text{C}$), foi observado que a viscosidade aparente (VA) sofreu variação significativa, variando de 37,2 cP para o fluido F1 a 44,5 cP para o fluido F3. 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 48,0 N/m² para o fluido F2. O volume de filtrado (VF) variou de 9,9 mL para o fluido F4 a 13,3 mL para o fluido F3. A espessura de reboco (ER) não sofreu variações significativas.

Para os fluidos submetidos ao envelhecimento na temperatura de 250°F ($\approx 121^\circ\text{C}$), foi observado que a viscosidade aparente (VA) sofreu variação significativa, variando de 34,5 cP para o fluido F1 a 39,0 cP para o fluido F3 após envelhecimento à 250°F. Os valores de viscosidade plástica (VP) variaram de 24,5 cP para o fluido F4 a 31,5 cP para o fluido F2 após envelhecimento à 250°F. Os valores de força gel (FG) não sofreram variações significativas. O limite de escoamento (LE) variou de 10,0 N/m² para o fluido F2 a 23,0 N/m² para o fluido F4 após envelhecimento à 250°F. O volume de filtrado (VF) variou de 9,9 mL para o fluido F4 a 13,3 mL para o fluido F3 após envelhecimento à 250°F. A espessura de reboco (ER) não sofreu variações significativas.

Comparando os resultados dos fluidos obtidos antes e após envelhecimento nas temperaturas de 100°F ($\approx 38^\circ\text{C}$), 150°F ($\approx 66^\circ\text{C}$), 200°F ($\approx 93^\circ\text{C}$) e 250°F ($\approx 121^\circ\text{C}$), observou-se que os valores das propriedades reológicas (VA, VP, FG e LE) sofreram redução após o envelhecimento, com a seguinte exceção: a VP do fluido F1 que após envelhecimentos a 200°F ($\approx 93^\circ\text{C}$) sofreu pequeno acréscimo.

Analizando 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 ($\approx 38^\circ\text{C}$), 150°F ($\approx 66^\circ\text{C}$), 200°F ($\approx 93^\circ\text{C}$) e 250°F ($\approx 121^\circ\text{C}$), 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, consequentemente, diminuindo a viscosidade.

Comparando os resultados obtidos para os fluidos Padrão antes e após envelhecimento, 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 o fluido Padrão.

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 ($\approx 38^{\circ}\text{C}$), 150°F ($\approx 66^{\circ}\text{C}$), 200°F ($\approx 93^{\circ}\text{C}$) e 250°F ($\approx 121^{\circ}\text{C}$) proporcionou redução nos valores das propriedades reológicas (viscosidade aparente e plástica e limite de escoamento) dos fluidos estudados, esses fluidos são estáveis até à temperatura de 250°F ($\approx 121^{\circ}\text{C}$).

Agradecimentos

Os autores agradecem ao PIBIC da Universidade Federal de Campina Grande e ao CNPq.

Referências Bibliográficas

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.

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

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.