

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de P&D em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

INFLUÊNCIA DE CONTAMINANTES E VARIAÇÃO DE TEMPERATURA EM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO A BASE ÁGUA USADOS NA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

AUTORES:

Endi da Silva Santana¹, Rodrigo da Cruz Silva¹, Thiago Lemos Araújo², Lillian Vasconcellos Brandão Maronezi³

INSTITUIÇÃO:

¹Departamento de Engenharia de Petróleo e Gás, Discente, UniJorge, ²Departamento de Engenharia de Petróleo e Gás, Docente, UniJorge, ³Pesquisa e Desenvolvimento, Laboratório de Fluidos, Empresa Carboflex

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9º PDPETRO.

INFLUÊNCIA DE CONTAMINANTES E VARIAÇÃO DE TEMPERATURA EM FLUIDO DE PERFURAÇÃO A BASE DE ÁGUA EM PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Abstract

Drilling fluids are used in the petroleum industry and indispensable in drilling operations for oil wells for perform essential functions for succeed maneuvers such as well stability, slurry suspension and drill lubrication. The fluids are carefully formulated to obtain a fairly stable emulsion with specific properties for each type of well, since the conditions of these vary according on the soil to be drilled. The objective of this work was to study the influence of contaminants (bentonite and cement) and temperature variations (120F, 150F and 180F) on a water based drilling fluid chosen after the performance evaluation of nine fluid formulations varying only the additives, xanthan gum and CMC of low viscosity, which are considered strategic products in the rheological and filtration control function, respectively, and impacting the final cost. The preparation of the drilling fluids and rheological evaluation, filtration, filter-cake, weight and pH were performed according to the API, Petrobras and Carboflex methods. The results showed that fluid prepared with 1.5 lb of xanthan gum and 7.5 lb of CMC low viscosity showed better performance and the presence of contaminants and temperature variation showed properties close parameters established in the exploration of oil wells for this fluid.

Introdução

Os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Do ponto de vista químico, podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes (THOMAS, 2011). São comumente classificados de acordo com o componente principal que constitui a fase contínua. Esses componentes podem ser: água, óleo ou gás (DEHGHANPOUR; KURU, 2011; MEDEIROS; AMORIM; SANTANA, 2008).

Durante o processo de perfuração de um poço de petróleo, o fluido de perfuração é o único componente que está em contato direto com o poço durante toda a operação. Os fluidos são especificados e formulados para ter uma eficiente performance diante das condições do poço (LAKE, 2006).

Os fluidos são formulados com o objetivo de garantir uma perfuração rápida e segura. Para este fim, é necessário que o fluido de perfuração seja estável quimicamente, facilite a separação dos cascalhos na superfície, estabilize as paredes do poço, seja inerte em relação aos danos às rochas produtoras, mantenha os sólidos em suspensão quando estiver em repouso, tenha um fluxo bombeável, apresente baixo grau de corrosão e abrasão em relação a coluna de perfuração e demais equipamentos do sistema de circulação e operadores e apresente custo compatível com a operação (FERRAZ, 1977; AMORIM et al., 2005; DARLEY; GRAY, 1988; LUMMUS; AZAR, 1986).

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

O objetivo deste trabalho foi estudar a influência de contaminantes (bentonita e cimento) e das variações de temperatura em um fluido de perfuração a base de água escolhida após a avaliação de desempenho de nove formulações de fluidos variando apenas os aditivos químicos, goma xantana e CMC de baixa viscosidade.

Metodologia

Aditivos

Os aditivos utilizados para a preparação dos fluidos de perfuração a base de água foram goma xantana, carboximetilcelulose de baixa viscosidade (CMC LV), cloreto de potássio (KCl tipo II), inibidor de hidratação de argila, soda cáustica (NaOH), bactericida, lubrificante, calcita e baritina.

Formulações

Os fluidos de perfuração a base de água foram preparados segundo apresentado na Tabela 1, variando a quantidade de dois aditivos, a goma xantana (1,5 - 2,5 lb) e o CMC LV (4,5 – 7,5 lb).

Tabela 1: Formulação dos fluidos de perfuração base água.

Aditivos (lb)	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9
Água*	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Goma xantana	1,5	1,5	1,5	2,0	2,0	2,0	2,5	2,5	2,5
CMC LV	6,0	4,5	7,5	6,0	4,5	7,5	6,0	4,5	7,5
KCl (g) tipo II	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Inibidor de hidratação de argila*	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
NaOH	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Bactericida*	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Lubrificante*	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Calcita	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Baritina	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0

* O volume é mililitros.

Preparação dos fluidos de perfuração base água

As amostras de fluidos foram preparadas segundo procedimento do manual de fluidos a base água do laboratório de fluidos da empresa Carboflex (CARBOFLEX, 2011). Para preparação dos fluidos, inicialmente, a 350 ml de água deionizada foram adicionados, por sequência, a goma xantana até o lubrificante, respeitando a ordem da Tabela 1, por um tempo estimado de cinco minutos para cada aditivo utilizado, sob agitação constante na faixa de 16000 rpm a 20000 rpm no agitador Hamilton Beach, modelo 936. Em seguida foram adicionados os demais aditivos, calcita e baritina, e a velocidade do agitador foi aumentada para 21000 rpm a 26000 rpm por um tempo de dez minutos. O pH foi mantido entre 8-9. A seguir, os fluidos foram levados a estufa de rolamento em célula rotativa, marca Ofite, por 16 horas à 150F (65,5°C) para envelhecimento dos mesmos.

Determinação dos parâmetros reológicos e volume de filtrado

Após o envelhecimento dos fluidos, foi realizado o estudo reológico dos mesmos, sendo os fluidos transferidos para o recipiente do viscosímetro Ofite, modelo 800. As respostas das leituras reológicas, L_{600} - L_{300} - L_{200} - L_{100} - L_6 - L_3 , os géis (G_0 e G_{10}), foram obtidas com auxílio do tratamento matemático utilizando as leituras reológicas (PETROBRAS, 2003).

Com os dados das leituras reológicas, foi calculado como resposta a viscosidade aparente (VA) e a viscosidade plástica (VP), segundo a norma da Petrobras (2009) e Medeiros, Amorim e Santana (2008), utilizando as equações 1 e 2:

- Viscosidade aparente (VA): $VA = L_{600} / 2$ (cP) Equação (1)

- Viscosidade plástica (VP): $VP = L_{600} - L_{300}$ (cP) Equação (2)

Para o volume do filtrado, foi determinado pelo filtro prensa API, com aplicação de uma pressão de 100 psi. Após 30 minutos, o filtrado foi lido e obteve-se medida do volume do filtrado expressa em ml (MEDEIROS; AMORIM; SANTANA, 2008).

Influência da temperatura e contaminação

Dos nove tipos de fluidos produzidos, foi escolhida um fluido levando em consideração os resultados obtidos nos testes referidos anteriormente. A contaminação desse fluido ocorreu com adição de cimento e bentonita, numa quantidade de 25lb cada em fluidos separados. E além da temperatura de 150F (65,5°C), houve variação de mais duas temperaturas no processo de envelhecimento do fluido, de 120F (48,9°C) e 180F (82,2°C).

Resultados e Discussão

Os valores apresentados na Tabela 2 demonstram os resultados dos testes reológicos das formulações de fluidos de perfuração produzidos, conforme a Tabela 1. Tais testes correspondem à leitura reológica direta a 3 rpm, força gel inicial, força gel final, viscosidade aparente, viscosidade plástica e volume de perda de líquido do fluido sob pressão de 100 psi.

Tabela 2: Resultado dos testes dos nove fluidos avaliados.

Fluidos	L3 (cP)	Gi (cP)	Gf (cP)	VA (cP)	VP (cP)	VF (ml)
F1	6	5	6	25,5	14	4,7
F2	5	5	6	27,5	17	3,1
F3	6	6	7	30,5	16	3,8
F4	3	4	4	20,5	15	3,0
F5	5	5	6	31	16	4,8
F6	8	7	9	26	13	4,5
F7	10	10	12	40,5	19	3,5
F8	14	14	15	42,5	17	3,7
F9	11	11	12	53,5	26	3,3
Limites*	5-10	7-12	10-15	≥ 20	≥ 10	≤ 10

L3 =Leitura reológica direta a 3 rpm; Gi: Força gel inicial; Gf: Força gel final; VF = Volume de perda de líquido do fluido sob pressão 100 psi; VA = Viscosidade aparente; VP = Viscosidade plástica.

* Limites estabelecidos pela Petrobras e Carboflex (BRANDÃO, 2012).

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

Esses resultados apontam valores diferentes entre eles, porém estão na faixa dos limites estabelecidos pela norma Petrobras (2009) e pelo manual de fluidos de perfuração a base de água da Carboflex (2011). Por isso, foi escolhido o fluido número 3 (F3) e o critério usado para escolha foi o custo devido a quantidade usada da goma xantana e do CMC LV correlacionado com os resultados reológicos e de filtrado apresentado.

A Tabela 3 mostra o valor dos resultados da leitura reológica direta a 3rpm, força gel inicial, força gel final, viscosidade plástica, viscosidade aparente e volume de perda de líquido a uma pressa de 100 psi nas amostras contaminadas e também nas amostras sem contaminação, alterando a faixa de temperatura. Houve também um aumento nos valores dos parâmetros reológicos nas amostras dos fluidos que foram contaminadas com cimento e bentonita.

Tabela 3: Influência de contaminantes (bentonita e cimento) nos parâmetros reológicos com variação da temperatura.

	120F			150F			180F		
(cP)	SC	Cimento	Bentonita	SC	Cimento	Bentonita	SC	Cimento	Bentonita
L3	5	9	7	6	9	8	5	7	7
Gi	5	10	7	6	10	8	5	9	7
Gf	6	11	8	7	10	9	5	9	8
VA	30,5	47	46,5	39,5	47	46,5	34	41	43,5
VP	16	31	26	23	31	26	19	31	24

SC= Fluido sem contaminantes; L3= Leitura reológica de 3 rpm; Gi= Força gel inicial; Gf= Força gel final; VA= Viscosidade aparente; VP= Viscosidade plástica.

As amostras contaminadas com cimento apresentaram a separação total de fases conforme a Figura 1.



Figura 1: Fluido de perfuração a base de água contaminado com cimento.

Essa separação de fases ocorreu após o envelhecimento dos fluidos em todas as três temperaturas avaliadas. Isso mostra a falta de interação do fluido a base de água com o contaminante, nesse caso com o (cimento).

Os valores de volume de filtrado dos fluidos, contaminados variando a temperatura, estão apresentados na Figura 2.

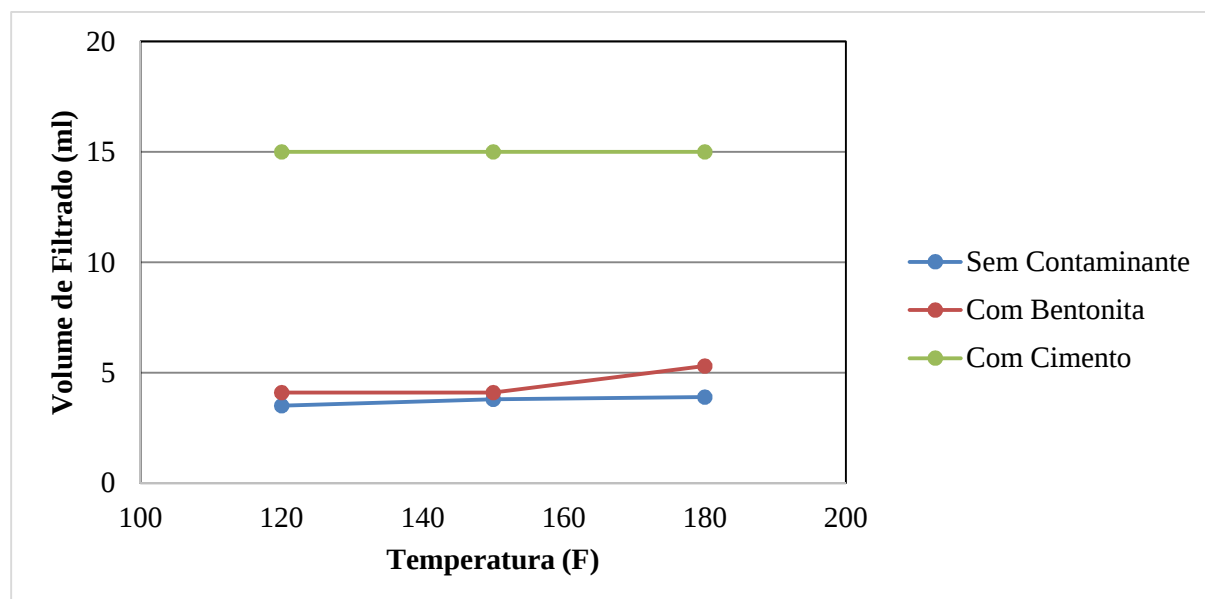


Figura 2: Influência de contaminantes no volume de filtrado com variação de temperatura.

A norma Petrobras (2009) especifica que o volume de perda de líquido do fluido sob pressão 100 psi deve ser menor que 10 ml, e os fluidos sem contaminação e com bentonita apresentaram resultados dentro do especificado, mesmo havendo a variação da temperatura. Porém, nas amostras de fluidos contaminadas com o cimento houveram aumento do valor especificado pela norma, podendo comprometer as manobras operacionais de perfuração como diminuição dos arrastes dos cascalhos do fundo do poço para a superfície e até prisão de ferramentas.

Conclusões

A variação da temperatura no fluido de perfuração a base água avaliado não favoreceu a alterações significativas nos resultados reológicos e no filtrado, o que indica a preservação da integridade das funções do fluido. As temperaturas avaliadas são usadas normalmente em perfuração de poços com profundidade de 100 a 600 m em regiões brasileiras que aceita apenas o uso desse tipo de fluido.

Com a contaminação da bentonita, visando um possível problema de desmoronamento da parede do poço perfurado, o fluido de perfuração mostrou resultados reológicos maior que o fluido sem contaminação e os valores do filtrado estão dentro da especificação adotada.

A influência da contaminação do cimento nesse fluido mostrou resultados fora do especificado, tanto na separação de fases após o envelhecimento do fluido quanto nos resultados de filtrado que foram acima do limite aceitável, favorecendo problemas na perfuração e na produtividade do poço podendo elevar os custos operacionais ou até a perda do poço.

Possíveis testes podem ser aplicados para otimização da avaliação dos fluidos utilizando aditivos químicos, preferencialmente de custo baixo, para minimizar os problemas de interação fluido-cimento e assim objetivando melhores resultados operacionais.

Agradecimentos

O presente trabalho foi realizado com apoio da empresa Carboflex e da Instituição de ensino Unijorge.

Referências Bibliográficas

AMORIM, L. V.; FARIAS, K. V.; BARBOSA, M. I. R.; PEREIRA, E. K. B.; FRANÇA, L.; FERREIRA, H. C. Fluidos de perfuração a base de água. Parte I: Efeitos de aditivação poliméricas nas propriedades reológicas. Revista Cerâmica, São Paulo, 2005.

BRANDÃO, L. V. Goma xantana obtida por fermentação da glicerina bruta residual do biodiesel: produção, caracterização e aplicação para fluido de perfuração de poços de petróleo. 185 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Química, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2012.

CARBOFLEX. Manual de fluido de perfuração base água – Carboeco. Empresa Carboflex, 2011.

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

DEHGHANPOUR, H.; KURU, E. Effect of viscoelasticity on the filtration loss characteristics of aqueous polymer solutions. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 76, p. 12–20, 2011.

FERRAZ, A.I. Manual de Engenharia dos Fluidos de Perfuração. Divisão Magcobar Grupo Oilfield Products Dresser Industries, 1977.

LAKE, Larry W. Petroleum Engineering Handbook: General Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2006.

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

MEDEIROS, R. C. A.; AMORIM, L. V.; SANTANA, L. N. L. Avaliação de aditivos lubrificantes em fluidos aquosos para perfuração de poços de petróleo. Revista Eletrônica de Materiais e Processos, v.3.3, p. 56-64, 2008.

PETROBRAS. Viscosificante para Fluidos de Perfuração Base Água na Exploração e Produção de Petróleo. Especificação, N-2604, 2009.

PETROBRAS. Ensaio de Viscosificante para Fluidos de Perfuração Base Água na Exploração e Produção de Petróleo. Especificação, N-2605, 2003.

THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. 2ªed. Rio de Janeiro: Interciência, 271p., 2001.