

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



TÍTULO DO TRABALHO:

Fluidos de perfuração envelhecidos: influência da ação de dispersantes no coeficiente de prisão diferencial

AUTORES:

Raquel Santos Leite, raquelleite@hotmail.com

Renalle Cristina Alves Medeiros Nascimento, nalenascimento@gmail.com

Luciana Viana Amorim, luciana@dem.ufcg.edu.br

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande- UFCG

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela a 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.

FLUIDOS DE PERFURAÇÃO ENVELHECIDOS: INFLUÊNCIA DA AÇÃO DE DISPERSANTES DO COEFICIENTE DE PRISÃO DIFERENCIAL

Abstract

In the oil wells drilling industry, one of the most serious and frequent problems is the tube sticking, that occurs when the drill pipe becomes stuck in the hole, without movement, preventing the drilling from proceeding in an efficient way. The differential sticking phenomenon is always associated to inadequate drilling fluids, with excessive solid content, high densities, elevated filtrate rates and cake. Besides this, the increase in the well temperature, promoted by the increase in the depth of the drilling, also contributes for problems like differential sticking to occur, because the properties of the fluids are altered when submitted to elevated temperatures. In this form, it is essential that the drilling fluid is thermally stable. For so, this work has the aim to evaluate the influence of dispersant additives in aged drilling fluids to free differentially stuck pipes. For the execution of this study, the drilling fluids with dispersant additives were submitted to thermal aging for 16 hours in a Roller Oven at 93,3°C (200°F). Were determined the differential sticking coefficient and filtrate loss in a Differential Sticking Tester equipment from Fann under a differential pressure of 477,5 psi. The cake thickness was determined in extensometer. According to the obtained results, it became evident that the presence of the dispersants contributed to the reduction of the differential sticking coefficient, being the fluids with the dispersant D1 the ones who mostly presented the best results for differential sticking coefficient, filtrate loss and cake thickness and that minor differential sticking coefficients were obtained when bigger contents of dispersants were used.

Introdução

Os fluidos de perfuração são comumente chamados de lamas e podem ser conceituados como composições freqüentemente líquidas, com diversas funções, destinados a auxiliar o processo de perfuração de poços de petróleo (Amorim, 2003).

Segundo Alderman *et al.* (1988) os fluidos de perfuração devem ser capazes de manter os detritos em suspensão, particularmente quando sua circulação é interrompida, bem como possuir baixa viscosidade para que o bombeamento seja eficiente. E, acrescenta que essas funções são mais facilmente alcançadas com o uso de dispersões de bentonita.

Nas primeiras fases da perfuração, são empregados geralmente, fluidos hidroargilosos, no entanto, à medida que a profundidade de um poço aumenta, a temperatura em seu interior aumenta, sendo necessário, portanto, um fluido que apresente estabilidade térmica, para que o mesmo não venha a ser degradado.

As propriedades dos fluidos de perfuração podem apresentar grandes diferenças a temperatura ambiente e no interior do poço. A temperatura no interior do poço depende do gradiente geotérmico e pode ser maior do que 260°C (500 °F) (Williams *et al.*, 1953). Mesmo as temperaturas moderadas podem ter influência significativa nas propriedades reológicas dos fluidos (Mcatee, 1956).

Devido ao grande número de variáveis envolvidas, o comportamento de fluidos de perfuração em altas temperaturas, particularmente, os fluidos de perfuração à base de água, é imprevisível e, de fato, ainda não são totalmente compreendidas. Mesmo diferenças muito pequenas na composição dos

fluidos podem fazer diferenças consideráveis no comportamento dos mesmos, de modo que é necessário testar cada fluido individualmente, a fim de obter dados confiáveis (Knechtel *et al.*, 1956).

Os fluidos que contêm bentonita desempenham funções como: aumentar a capacidade de limpeza do poço pelo aumento da viscosidade do fluido e reduzir as infiltrações nas formações permeáveis pela formação de uma membrana de baixa permeabilidade (reboco) (Darley e Gray, 1988).

A formação do reboco é importante para a consolidação da formação geológica, garantido a estabilidade do poço e a redução das perdas por filtração. A falta de controle da espessura do reboco pode causar diversos problemas durante a perfuração, como: invasões excessivas de filtrado nas formações geológicas, desmoronamento de formações hidratáveis, redução do diâmetro do poço, aprisionamentos da coluna de perfuração, danos às formações aquíferas, avaliações equivocadas das formações investigadas e prisões diferenciais, sendo este último de grande relevância (Darley e Gray, 1988).

A prisão diferencial ocorre quando uma parte da coluna de perfuração, revestimento ou ferramenta de medição torna-se incorporado no reboco do fluido e é mantido lá por uma pressão do fluido que exceda a pressão de formação (Reid *et al.*, 1996).

Este fenômeno acontece de encontro a formações de rocha permeável, tais como arenitos, onde o reboco do fluido acumula-se durante a perfuração. Não ocorre em formações de baixa permeabilidade, tais como os folhelhos, onde o reboco do fluido não é formado. Em geral, a prisão diferencial só acontece quando a coluna de perfuração ou ferramenta é estacionária (ou às vezes quando está se movendo muito lentamente) contra a zona permeável (Reid *et al.*, 1996).

Uma vez que a prisão é estabelecida, é necessária uma força significativa para liberar o tubo, mesmo se a condição de *overbalance* for removida. Essa força dependerá da pressão diferencial e da resistência do reboco no momento da tentativa de liberar o tubo (Isambourg *et al.*, 1999). As tentativas de liberar tubos presos devem ser feitas no menor tempo possível, visto que a probabilidade de soltar o tubo com êxito diminui rapidamente com o tempo. Na melhor das hipóteses, o equipamento pode passar várias horas em operações de liberação do tubo. Em casos mais graves, a tubulação não pode ser liberada e o poço tem que ser desviado ou abandonado (Schlumberger, 1997).

Desta forma, este trabalho tem como objetivo avaliar a influência de aditivos dispersantes em fluidos de perfuração envelhecidos para liberar colunas presas por diferencial de pressão.

Metodologia

Materiais

- Fluidos de Perfuração

Os fluidos de perfuração foram preparados utilizando uma argila bentonítica sódica, nas concentrações de 0,04 e 0,08g / 350 mL de água e dois aditivos dispersantes, denominados de D1 e D2, nas concentrações de 0,02 e 0,04g / 350 mL de água. Na Tabela 1 estão apresentadas as formulações dos fluidos de perfuração.

Tabela 1 - Formulações dos Fluidos de Perfuração.

Fluidos	Concentração de argila (g/mL)	Tipo de dispersante	Concentração de dispersante (g/ mL)
F1	0,04	D1	0,02
F2	0,08	D1	0,02
F3	0,04	D2	0,02
F4	0,08	D2	0,02
F5	0,04	D1	0,04
F6	0,08	D1	0,04
F7	0,04	D2	0,04
F8	0,08	D2	0,04

Métodos

- Preparação dos Fluidos de Perfuração

Para preparação dos fluidos de perfuração, foi adicionada à água, a argila bentonítica sob agitação em agitador *Hamilton Beach* modelo 936. Em seguida, o sistema foi mantido sob agitação durante 20 minutos na velocidade de 17.000 rpm. Os ensaios foram realizados em duplicata, totalizando 16 experimentos.

- Envelhecimento dos Fluidos de Perfuração

Após a preparação dos fluidos de perfuração, os mesmos foram submetidos ao envelhecimento em forno rotativo *Roller Over* modelo 705 ES da marca Fann a 93,3°C (200°F) por 16 horas. Em seguida, foi adicionado aos fluidos o dispersante, no qual, o mesmo passou 5 minutos sob agitação.

- Coeficiente de Prisão Diferencial

Após o envelhecimento, foi realizado o ensaio para determinação do coeficiente de prisão diferencial (CPD) no equipamento *Differential Sticking Tester* da marca Fann (Figura 1) com a ferramenta de torque *flat plate* (prato de torque achatado). O ensaio consistiu em agitar os fluidos durante 5 minutos em agitador mecânico *Hamilton Beach* modelo 936. Posteriormente, os fluidos foram transferidos para o interior da célula do equipamento. Em seguida, foram submetidos a uma pressão de aproximadamente 477,5 psi (3.292 KPa) durante 10 minutos para que ocorresse a formação do reboco. Após esse período, o *flat plate* foi baixado, utilizando uma alavanca, e mantido nesta posição por 2 minutos para garantir que o mesmo permanecesse preso ao reboco. A seguir, foram efetuadas seis leituras (com intervalos de 30 segundos entre uma leitura e outra) de torque com auxílio de um torquímetro acoplado ao *flat plate*. O torque lido representa a força necessária para movimentar o *flat plate*. Com os valores de torque foi calculado o coeficiente de tendência de prisão diferencial de acordo com a Equação (1):

$$CPD = \frac{T_m}{1000} \quad (1)$$

Sendo:

CPD = coeficiente de tendência de prisão;

Tm = média aritmética das medidas de torque.



Figura 1- *Differential Sticking Tester Fann e Flat Plate.*

- Volume de filtrado

O volume de filtrado foi medido utilizando o mesmo equipamento usado para determinar o coeficiente de prisão diferencial. Os fluidos foram agitados durante 5 minutos em agitador mecânico *Hamilton Beach* modelo 936 e, em seguida, foram transferidos para a célula do *Differential Sticking Tester*, no qual permaneceram por 10 minutos sob pressão de 477,5 psi (3.292 KPa). Ao final dos 10 minutos foi medido o volume de filtrado (VF).

- Espessura de reboco

Para a determinação da espessura do reboco foi seguida a metodologia desenvolvida por Farias (2005), que consiste nas etapas apresentadas a seguir.

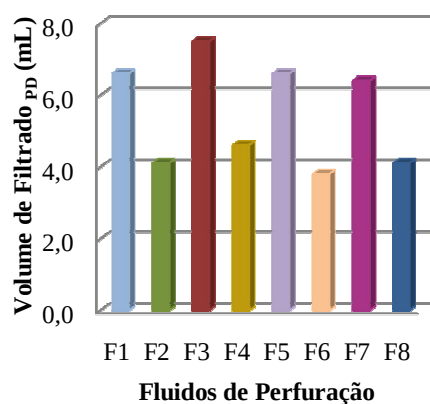
Inicialmente, foi coletado o papel de filtro com o reboco após a realização do ensaio para a determinação do volume de filtrado. Em seguida, esse papel de filtro foi lavado três vezes a uma vazão de aproximadamente 110 L/h com o auxílio de um recipiente de nível constante com vazão regulável, a uma distância de aproximadamente 7,0 centímetros do controlador de vazão com diâmetro de 15 milímetros e com ângulo de ataque do fluxo da água de aproximadamente 45°. Após a lavagem para a retirada do excesso do fluido na superfície do reboco, o papel de filtro foi colocado entre duas lâminas de vidro. A seguir, o papel de filtro com o reboco entre as lâminas de vidro foi submetido a uma pressão de aproximadamente 277,6 N/m² por um período de 2 minutos com a finalidade de uniformizar a superfície do reboco. Após esse período foi medida a espessura do reboco com o auxílio de um extensômetro. Foram feitas cinco medidas das espessuras das lâminas de vidro e do papel de filtro com o reboco em pontos distintos. Após obtenção das medidas, foi feita uma média aritmética das cinco determinações e descontada a espessura das duas placas de vidro e do papel molhado, sendo determinada a espessura do reboco (ER) em milímetros com aproximação em centésimos.

Resultados e Discussão

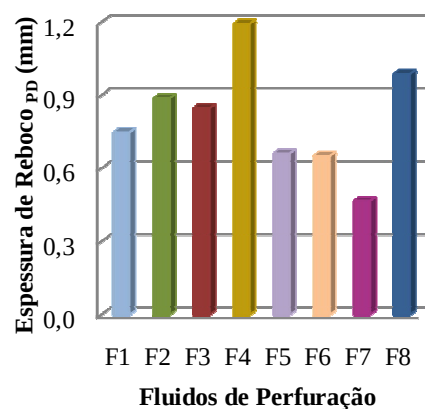
Na Figura 2 encontram-se os resultados do coeficiente de prisão diferencial (CPD), espessura de reboco (ER_{PD}) e volume de filtrado (VF_{PD}) dos fluidos de perfuração preparados de acordo com a Tabela 1.

Foi observado na Figura 2a, que os fluidos preparados com maiores concentrações de argila e com dispersante D1, apresentaram menores valores de VF_{PD}. O aumento da concentração de argila e o

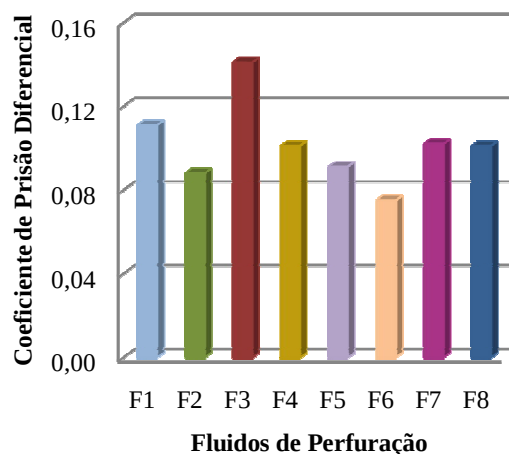
envelhecimento térmico dos fluidos de perfuração aquosos têm influência direta nas suas propriedades reológicas e de filtração, conforme comprovado por Amorim *et al.* (2005) e Kelessidis *et al.* (2005).



(a)



(b)



(c)

Figura 2- Valores de (a) volume de filtrado de prisão, (b) espessura de reboco e (c) coeficiente de prisão diferencial dos fluidos de perfuração.

De acordo com Amorim *et al.* (2005) o aumento na concentração de argila promove uma maior intensidade das interações elétricas e de massa entre as partículas. Essas interações promovem a formação de reticulados mais ou menos rígidos, que retêm as moléculas de água diminuindo assim a quantidade de água livre no sistema, e, por conseguinte, o volume de filtrado.

Segundo Kelessidis *et al.* (2005), o comportamento das suspensões depende da concentração de partículas de argila, do pH da suspensão, da presença de íons na suspensão (principalmente eletrólitos) e da temperatura. Em temperaturas próximas a 120°C (250°F) e em condições de alta salinidade, as suspensões de bentonita apresentam viscosidades bastante elevadas, mas o efeito da temperatura sobre as propriedades dos fluidos hidroargilosos é imprevisível, e nenhum mecanismo de ação proposto é amplamente aceito.

Foi observado por meio da Figura 2b que os fluidos F4 e F8, com maiores concentrações de argila, apresentaram os maiores valores de ER quando comparados com os demais fluidos. Sendo estes

valores de 1,193 mm e 0,987 mm, respectivamente. Também foi observado que os menores valores de ER foram obtidos para os fluidos aditivados com maiores concentrações de dispersantes.

Os dispersantes são substâncias utilizadas para reduzir a filtração e espessura de reboco, para minimizar o efeito da água sobre as formações perfuradas e para estabilizar as propriedades do fluido em temperaturas elevadas (Reid *et al.*, 1996)

De acordo com a Figura 2c, pode-se observar que com o envelhecimento, o fluido F3, preparado com as menores concentrações de argila e menores concentrações de dispersante D2, apresentou o maior coeficiente de prisão diferencial. Os fluidos F1 (0,04g/ mL, D1, 0,02g/mL) e F3 (0,04 g/mL, D2, 0,02g/mL), preparados com os menores teores de argila e menores teores de dispersante, apresentaram os maiores valores de CPD e de VF.

O dispersante D1 mostrou-se mais eficiente na redução do coeficiente de prisão diferencial, uma vez que apresentou menores valores de CPD quando comparados com os fluidos aditivados com dispersante D2.

A eficiência dos dispersantes na redução do coeficiente de prisão diferencial deve-se ao mecanismo de ação destes aditivos. Foram estudados dispersantes químicos e poliméricos cujo mecanismo de ação sobre o reboco é corretiva, ou seja, diminuem rebocos muito espessos através da dispersão das partículas de argila na face exposta da camada do reboco de forma semelhante à ação decapante de um ácido sobre uma chapa metálica. Contudo, mantém a característica de impermeabilidade do reboco, não o removendo totalmente ou o tornando mais permeável pela elevação da taxa de filtração.

Avaliar a espessura de reboco é essencial, pois um reboco espesso reduz efetivamente o diâmetro do poço e aumenta a área de contato entre o tubo de perfuração e o reboco, em casos de colagem. Isto contribui para um aumento do risco de se ter tubos presos (Reid *et al.*, 1996). Estudos feitos por Isambourg *et al.* (1999) também confirmam que a espessura do reboco tem influência na prisão diferencial, uma vez que aumenta a área de contato tubo/reboco.

Conclusões

De acordo com os resultados obtidos, ficou evidenciado que a presença dos dispersantes contribuiu para a redução do coeficiente de prisão diferencial, sendo os fluidos aditivados com o dispersante D1, em sua maioria, os que apresentaram melhores resultados de CPD, VF e ER e que menores coeficientes de prisão diferencial foram obtidos quando do uso de maiores teores de dispersantes.

Agradecimentos

À Agência Nacional do Petróleo – ANP e ao CNPq pelo apoio financeiro (Processos N^{os} 553206/2009-5 e 479214/2007-7), ao PRH-25, à Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda. pelo fornecimento dos aditivos dispersantes, à Empresa Bentonit União Nordeste Indústria e Comércio Ltda. – BUN pelo fornecimento da argila bentonítica e ao LABDES pelo uso de suas instalações físicas.

Referências Bibliográficas

ALDERMAN, N.J.; GAVIGNET, A.; GUILLOT, D. & MAITLAND, G.C., 63rd *Annual Technology Conference*, Houston, EUA, 187, 1988.

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, 2003.

AMORIM, L. V.; GOMES, C. M.; SILVA, F. L. H.; LIRA, H. L.; FERREIRA, H. C. Estudo reológico de fluidos de perfuração à base de água: influência do teor de sólidos, velocidade e tempo de agitação. In *Águas Subterrâneas*, v. 19, p. 75-85, 2005.

DARLEY, H.C.H. E GRAY, G. R., *Composition and properties of drilling and completion fluids*. ed. 5ª. Houston, Texas, Gulf Publishing Company, 1988.

FARIAS, K. V. *Influência de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos*. Dissertação de Mestrado, CCT/UFCG. Campina Grande, 2005.

ISAMBOURG, P.; OTTESEN, S.; BENAÏSSA, S.; MARTI, J. Down-hole simulation cell for measurement of lubricity and differential pressure sticking. *Paper SPE/IADC 52816*, Março, 1999.

KELESSIDIS, V.C.; MIHALAKIS, A.; TSAMANTAKI, C. Rheology and rheological parameter determination of bentonite–water and bentonite–lignite–water mixtures at low and high temperatures. In: 7th World Congress of Chemical Engineering. July 10-14, Glasgow, 2005.

KNECHTEL, M.M.; PATTERSON, S.H. BENTONITE Deposits in Marine Cretaceous Formations, Hardin District, Montana and Wyoming, *U.S. Geol. Survey Bull.* 1023, 1956.

MCATEE, J.L.; Jr. Heterogeneity in montmorillonit. *Clays, Clay Minerals*, v.5, p. 279-288, 1956.

REID, P. I.; MEETEN, G. H.; WAY, P. W.; CLARCK, P. CHAMBERS, B.D.; GILMOUR, A. Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties, *Paper SPE/IADC 35100*, Março, 1996.

SCHLUMBERGER. Stuck-pipe prevention, *Self Learning Course*. Fevereiro, 1997.

WILLIAMS, F.J.; ELSLEY, B.C.; WEINTRITT, D.J. The variations of Wyoming bentonite beds as a function of the overburden. *Clays, Clay Minerals*, v. 2, p. 141-151, 1953.