

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



TÍTULO DO TRABALHO:

INFLUÊNCIA DE ADITIVOS POLÍMERICOS NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS E DE FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

AUTORES:

Rayanna Aguiar de Souza¹, Kássie Vieira Farias², Mábia Ruana Silva de Sena³

INSTITUIÇÃO:

^{1, 2} Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Campina Grande, ³Doutorado em Engenharia de Processos, UFCG

INFLUÊNCIA DE ADITIVOS POLÍMERICOS NAS PROPRIEDADES REOLÓGICAS E DE FILTRAÇÃO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Abstract

This study aims to evaluate the use of polymeric additives in drilling fluids for oil and gas. For this, formulations containing polymeric drilling fluid additives with different degrees of viscosity at different concentrations (carboxymethyl cellulose (CMC) and xanthan gum used respectively as a reducing additives and viscosity agent filtrate) and bentonite clay were prepared and commercially used in fluids based drilling water at a concentration of 4.86% by weight according to the standard of Petrobras. Then, the study of the rheological properties (plastic and apparent viscosity , gel strength and yield strength) and filtration (API filtrate volume and cake thickness) of the fluids were conducted drilling developed. It was concluded that the studied polymeric additives (xanthan gum and carboxymethylcellulose (CMC)) confers an increase in the rheological properties (VA, VP , FG and LE) and a reduction in filtration properties (VF and ER) fluids and fluids studied showed values the rheological and filtration properties according to the values specified by Petrobras.

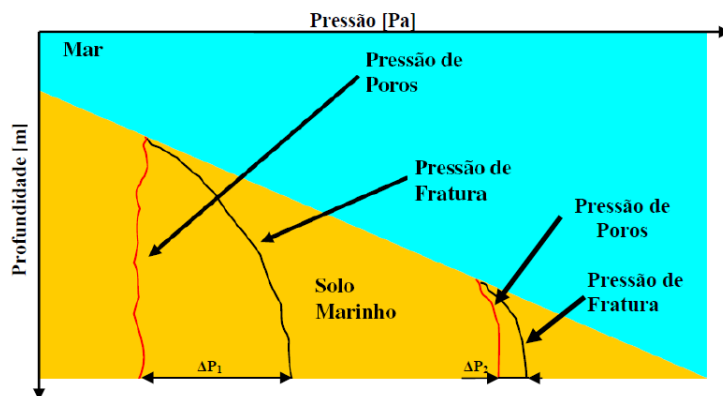
Introdução

O *Drilling Fluids Processing Handbook*, 2005 define fluido de perfuração como todo líquido usado em uma operação de perfuração. Esse líquido é circulado, ou bombeado, da superfície até a broca, através do poço, retornando pelo anular.

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 (Lummus e Azar, 1986 e Darley e Gray, 1988). Existem também os fluidos sintéticos, cuja fase líquida contínua é um líquido sintético.

Entre as funções do fluido de perfuração estão: o controle das pressões no interior do poço, a sustentação de parte do peso da coluna através do empuxo, a remoção de cascalhos resultantes da perfuração, a refrigeração e a lubrificação da broca. Pressões excessivas podem fraturar a estrutura do poço e permitir que o fluido invada a formação, contaminando-a e danificando-a. Por outro lado, pressões insuficientes, abaixo da pressão de poros (pressão do fluido contido no meio poroso da formação), podem permitir o influxo do fluido da formação para o interior do poço, provocando o chamado *kick*. Caso este influxo não seja controlado a tempo, pode ocorrer um *blowout*; fluxo descontrolado de fluidos da formação para a superfície. Essa faixa entre a pressão de fratura e a pressão de poros define o limite (janela) operacional da pressão no poço durante perfuração. A Figura 1 ilustra esta janela operacional, note que à medida que a profundidade de lâmina d'água aumenta, ocorre o estreitamento dessa faixa de pressão. Visando manter a pressão dentro dessa janela operacional, normalmente, ajusta-se a massa específica do fluido de perfuração, adicionando agentes químicos, e controlam-se as vazões e pressões de bombeio (SANTOS, 2006).

Figura 1: Janela operacional demonstrativa da pressão de poros e a de fratura da formação em função da profundidade da lâmina d'água.



Fonte: SANTOS, 2006.

Com as grandes descobertas de reservas de petróleo em grandes profundidades, as empresas responsáveis pela perfuração se deparam com reservatórios de grandes profundidades e poços de geometria complexa, onde são mais frequentes altas temperatura e pressão, sendo necessário manter a estabilidade do poço. Havendo a necessidade da utilização de fluidos especialmente desenvolvidos, como os 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 (Morton *et al.*, 2005). Em vista destes problemas, surge a necessidade do desenvolvimento de fluidos aquosos, a exemplo dos fluidos aquosos aditivados com aditivos poliméricos e argila bentonítica que possam ser utilizados em perfurações profundas e também serem ambientalmente seguros.

A escolha 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.

Então, focando principalmente no custo, no meio ambiente e no sucesso da operação, o fluido à base de água aditivado com polímeros e argila bentonítica é o mais adequado para obtenção da otimização dessas propriedades. De acordo com Melo, (2008) os fluidos à base de água são de menos custo, de tratamento mais simples, apresentam menos riscos de poluição, afetam menos a taxa de penetração, detectam mais facilmente a presença de gás e não restringem a corrida de perfis geológicos. Eles têm um papel importante na perfuração e o seu desempenho está diretamente ligado às suas propriedades.

Os polímeros são usados em fluidos de perfuração desde o ano de 1930, quando foi introduzido como aditivo para controle de filtrações (perdas da fase contínua, isto é, da base água do fluido, em formações permeáveis). Desde então, os polímeros vêm se tornando cada vez mais especializados e sua aceitabilidade aumentando proporcionalmente. Atualmente os polímeros compõem grande parte dos sistemas à base de água. Com efeito, alguns sistemas são totalmente dependentes dos polímeros e

denominados apropriadamente de sistemas poliméricos. Dentre os mais utilizados encontram-se o carboximetilcelulose (CMC, polímero celulósico) e a goma xantana. (PEREIRA, 2008).

Segundo Darley e Gray (1988), a bentonita é a argila comercial mais utilizada em fluidos à base de água, sendo adicionada para desempenhar uma ou várias das seguintes funções: aumentar a capacidade de limpeza do poço; reduzir as infiltrações nas formações permeáveis; formar uma membrana de baixa permeabilidade (reboco); promover a estabilidade do poço e evitar ou superar a perda de circulação. Outro ponto de grande importância é a possibilidade de melhorar, por meio da aditivação polimérica, as propriedades dos fluidos contendo argilas consideradas de qualidade inferior.

Com isso, este trabalho tem como objetivo deste trabalho é estudar a influência de aditivos poliméricos nas propriedades reológicas (viscosidades aparente e plástica, limite de escoamento e força gel) e de filtração (volume de filtrado e espessura do reboco) em fluidos de perfuração hidroargilosos de poços de petróleo.

Metodologia

Formulações

Para preparação dos fluidos de perfuração foram utilizados os seguintes aditivos: argila bentonítica comercialmente conhecida como Brasgel PA, fornecida pela empresa Bentonit União Nordeste Ltda. (BUN); e dois aditivos poliméricos, o viscosificante goma xantana e redutor de filtrado carboximetilcelulose de baixa viscosidade (CMC BV).

Os fluidos de perfuração foram preparados de acordo com as formulações apresentadas na Tabela 1 a seguir.

Tabela 1: Formulações dos fluidos de perfuração.

Componentes	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8
Água (mL)	500	500	500	500	500	500	500	500
Argila (g)	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3
Viscosificante (g)	-	0,5	0,75	1,0	-	-	-	1,0
Redutor de filtrado (g)	-	-	-	-	1,0	1,5	3,0	3,0

Preparação dos Fluidos de Perfuração e das Suspensões Contendo os Aditivos

Os fluidos foram preparados na concentração de 4,86% de argila em água, segundo a norma norma N-2605 da Petrobras (1998), que consiste em adicionar 24,3g de argila bentonítica a 500 mL de água deionizada sob agitação constante a uma velocidade de 13.000 rpm em agitador Hamilton Beach, modelo (936). Após adição da argila, a velocidade do agitador foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo por 20 min sob agitação constante.

A adição dos aditivos poliméricos, de acordo com as formulações apresentados na Tabela 1, foi feita obedecendo a ordem que se encontra na Tabela 1, um a um após a adição da argila, como descrito anteriormente, sob agitação a uma velocidade de 13.000 rpm no mesmo agitador, e logo após a

velocidade foi aumentada para 17.000 rpm, permanecendo o fluido sob agitação por mais 10 min para cada aditivo. A seguir, o fluido permaneceu em repouso durante 24h em recipiente fechado.

Estudo Reológico

O estudo reológico foi realizado segundo norma N-2605 da Petrobras (1998), que consiste em agitar o fluido durante 5 min em agitador mecânico Hamilton Beach modelo 936 na velocidade de 17.000 rpm, após 24h de repouso. Em seguida, o fluido é transferido para o recipiente do viscosímetro Fann modelo 35 A. Neste equipamento, são obtidos valores de torque que são lidos com taxas de cisalhamento variando de 5,1 a 1022 s⁻¹. A partir desses dados são obtidos os valores de viscosidade aparente (VA), viscosidade plástica (VP), limite de escoamento (VE) e força gel (FG).

Determinação do volume de filtrado

O volume de filtrado (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 ($\approx$ 100psi) durante 30 min. Os resultados foram expressos em mL.

Determinação da espessura do 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 estudados.

Analisando os resultados apresentados na Tabela 2, podemos observar um aumento das propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA) e plástica (VP), força gel (FG) e limite de escoamento (LE)) e uma diminuição das propriedades de filtração (volume de filtrado (VF) e espessura de reboco (ER)) nos fluidos F2, F3 e F4, que apresentaram em sua composição a adição do aditivo polimérico goma xantana nas concentrações de 0,5g, 0,75g e 1,0g, respectivamente, quando comparado com o fluido F1 que apresenta apenas argila bentonítica sem a presença deste aditivo polimérico.

Para os fluidos F5, F6 e F7, onde foi adicionado o aditivo polimérico carboximetilcelulose (CMC) nas concentrações de 1,0g, 1,5g e 3,0g, respectivamente, pôde-se observar um aumento das propriedades reológicas (viscosidade aparente (VA) e plástica (VP), força gel (FG) e limite de escoamento (LE)), e uma diminuição das propriedades de filtração (volume de filtrado (VF) e espessura de reboco (ER)), quando comparado com o fluido F1 que apresenta apenas argila bentonítica sem a presença de aditivo polimérico.

Para o fluido F8 foram adicionados os dois aditivos poliméricos, 1,0g de goma xantana e 3,0g carboximetilcelulose (CMC), o que proporcionou um aumento acentuado nos valores de propriedades reológicas e de redução nas propriedades de filtração.

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

Tabela 2: Resultados das propriedades reológicas e de filtração dos fluidos de perfuração preparados com água deionizada.

FLUIDOS	VA (cP)	VP (cP)	FG(Pa/s)	LE(N/m ²)	VF (mL)	ER(mm)
F1	21,2	7,0	10,5	14,2	16,0	2,084
F2	37,2	5,0	6,0	64,5	13,1	1,584
F3	42,5	4,5	6,0	75,5	12,0	1,491
F4	47,2	9,0	12,0	76,5	11,2	2,083
F5	36,5	10,0	19,5	52,5	10,1	1,754
F6	48,0	12,0	28,5	72,0	9,2	1,668
F7	80,2	18,5	36,5	123,5	8,9	1,976
F8	94,8	31,0	11,0	127,0	8,2	2,014
Especificação da Petrobras N-2604	VA ≥ 15,0 cP	VP ≥ 4,0 cP	NE	1,5 x VP	VF < 18,0 mL	NE

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

Esse comportamento observado nos resultados apresentados na Tabela 2 (aumento das propriedades reológicas e redução das propriedades de filtração) está coerente, visto que os polímeros conferem viscosidade aos fluidos e a argila bentonítica estudada é predominantemente sódica, e tem como principal função conferir viscosidade ao fluido e formar uma membrana de baixa permeabilidade (reboco). Nos fluidos F2, F3 e F4, além da presença da argila bentonítica, foi adicionado respectivamente 0,5g, 0,75g e 1,0g do viscosificante polimérico goma xantana, que tem como principal função conferir viscosidade ao fluido. Já nos fluidos F5, F6, e F7 além da argila bentonítica, foi adicionado 1,0g, 1,5g e 3,0g respectivamente de redutor de filtrado CMC que além de agir como redutor de filtrado, reduzindo as perdas por filtração e produzindo rebocos muito finos e capazes de impedir o escoamento dos fluidos através das formações geológicas que estão sendo perfuradas, agiu também como viscosificante devido às concentrações estudadas serem mais elevadas, aumentando os valores das propriedades reológicas (VA, VP, FG e LE). Já para o fluido F8, foram adicionados além de argila bentonítica, os dois aditivos poliméricos estudados, o viscosificante goma xantana e o redutor de filtrado CMC, o que pode ter ocasionado formação de ligações cruzadas entre esses dois polímeros, justificando assim os altos valores das propriedades reológicas apresentados por esses fluidos.

Comparando os resultados apresentados na Tabela 2 com os valores das especificações da Petrobras N-2604 para viscosificante para fluidos base água, observou-se que os valores obtidos para VA foram superiores ao mínimo exigido, que é de 15,0 cP,. Os valores obtidos para VP também se encontram nos padrões especificados, já que apresentaram valores superiores a 4,0 cP, que é o mínimo exigido pela especificação. Com relação ao VF, todos os fluidos apresentaram valores menores que

18,0 mL, valor também especificado pela Petrobras. Com isso, os fluidos estudados estão de acordo com as especificações exigidas pela Petrobras.

Conclusões

Com o objetivo de avaliar o uso de diferentes tipos de aditivos poliméricos em fluidos de perfuração hidroargilosos, pode-se concluir que os aditivos poliméricos estudados (goma xantana e carboximetilcelulose CMC) conferem um aumento nas propriedades reológicas (VA, VP, FG e LE) e redução nas propriedades de filtração (VF e ER) e os fluidos estudados apresentaram valores das propriedades reológicas e de filtração de acordo com os valores especificados pela Petrobras.

Agradecimentos

Os autores agradecem à empresa Bentonit União Nordeste Ltda. (BUN), ao PIBIC e Cnpq.

Referências Bibliográficas

DARLEY, H.C.H., GRAY, G.R., Composition and properties of drilling and completion fluids, Fifth Edition, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1988.

FARIAS, K. V..Influência de Umectante Aniônico na Reologia e Espessura do Reboco de Fluidos Hidroargilosos. Dissertação de Mestrado, DEQ/UFCG, Campina Grande, PB, 2005.

LUMMUS, J.L., AZAR, J.J, Drilling fluids optimization a practical field approach, Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.

MELO K.C., Avaliação e Modelagem Reológica de Fluidos de Perfuração Base Água, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 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.

PEREIRA, E., O uso de Inibidores de Argila Como Soluções de Problemas em Sondagens, Disponível em: WWW. Systemmud.com.br. Acessado em 18n de Junho de 2008.

SANTOS, O. L. A. Segurança de Poço em Lâminas de Água Ultra-Profundas. I Encontro Nacional de Hidráulica de Poços. Agosto de 2006. Disponível em: <<http://enahpe.ucl.br/arq/otto.pdf>> Acesso em: 15 setembro de 2008.

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

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

PETROBRAS, Viscosificante para Fluido de Perfuração Base de Água NE Exploração e produção de Petróleo, Especificação, N-2604, 1998.