

ANÁLISE DAS PROPRIEDADES DE FILTRAÇÃO DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO COM ADIÇÃO DE CARBOXIMETILCELULOSE DE SÓDIO (CMC)

José Ridennylson Nascimento da Rocha Lins¹

Vanessa Limeira Azevedo Gomes²

Maria Quitéria da Silva³

Érika Matias de Melo⁴

Engenharia de Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777

ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

Os fluidos de perfuração são misturas utilizadas no processo de perfuração que possuem diversas funções, como resfriar e limpar a broca, remover os cascalhos até a superfície, permitir a estabilidade e manutenção do poço, entre outros. Eles têm um papel fundamental na perfuração e o seu desempenho está diretamente ligado às suas propriedades, que são obtidas pelos diferentes tipos de aditivos: minerais, poliméricos e químicos. Neste contexto, os aditivos poliméricos são extensivamente utilizados como controladores de perda de filtrado e como modificadores reológicos. Assim, o objetivo deste trabalho consistiu em analisar as propriedades de filtração de um fluido de perfuração a base água, utilizando o aditivo polimérico carboximetilcelulose de sódio (CMC) e verificar a interação entre os aditivos e suas contribuições nas características do fluido preparado. O fluido preparado foi denominado Carboxitonita, devido à mistura de bentonita com o CMC. Como resultados, nos testes de filtração, houve a formação de reboco, onde a adição do CMC controlou o volume de filtrado, com uma redução de 50%. Portanto, pode-se concluir que o CMC é eficiente no controle de filtrado, sendo indicado para uso em fluidos de perfuração.

Palavras-chave

Fluido de Perfuração. Carboximetilcelulose de Sódio e Propriedades de Filtração.

ABSTRACT

Drilling fluids are mixtures used in the drilling process that have several functions, such as cooling and cleaning the drill bit, removing the cuttings to the surface, allowing the stability and maintenance of the well, among others. They have a fundamental role in drilling and their performance is directly linked to their properties, which are obtained by different types of additives: minerals, polymeric and chemical. In this context, polymeric additives are extensively used as filtrate loss controllers and as rheological modifiers. Thus, the objective of this work was to analyze the filtration properties of a water-based drilling fluid, using the polymeric additive sodium carboxymethylcellulose (CMC) and to verify the interaction between the additives and their contributions in the characteristics of the prepared fluid. The fluid prepared was called Carboxitonite, due to the mixture of bentonite and CMC. As a result, in the filtration tests, there was the formation of cake, where the addition of CMC controlled the volume of filtrate, with a reduction of 50%. Therefore, it can be concluded that the CMC is efficient in controlling filtrate, being indicated for use in drilling fluids..

KEYWORDS

Drilling fluids, sodium carboxymethylcellulose, filtration properties.

1 INTRODUÇÃO

Os fluidos de perfuração são misturas de sólidos, líquidos e gases que têm como função garantir a segurança e rapidez durante a etapa da perfuração. Esses fluidos são essenciais durante essa etapa, que é realizada por meio de uma sonda. Durante a perfuração, as rochas são perfuradas pela ação rotativa de uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, gerando fragmentos de rocha. Esses são removidos pela ação do fluido ou lama injetado por bombeamento nesta coluna (THOMAS, 2004).

É função do fluido de perfuração formar uma camada filtrante e de baixa permeabilidade, para evitar a invasão de filtrado na formação e contribuir para a eficiência da completação de um poço. Para que esta camada, chamada de “reboco” se forme, é essencial que a lama contenha algumas partículas de tamanho menor do que as aberturas dos poros da formação. Essas partículas de menor granulometria ficam presas nos poros da superfície, enquanto as partículas mais finas são inicialmente depositadas mais profundamente na formação, como argila e silte (CAENN *et al.*, 2014).

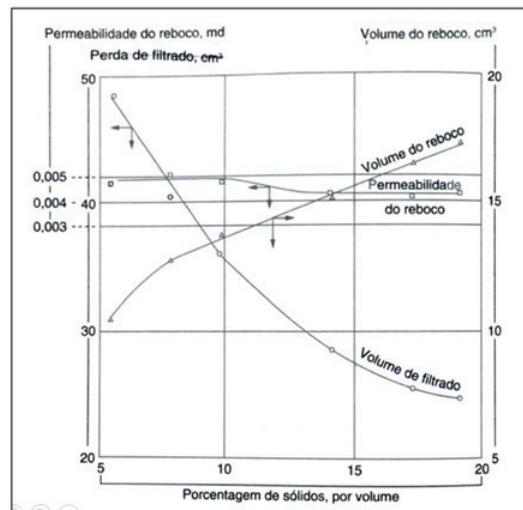
A formação deste reboco é de total importância para o sucesso da perfuração e posterior completação de um poço, se as propriedades de filtração não forem controladas podem acontecer inúmeros problemas os quais podem até inviabilizar a produção ou encarecer mais do que o necessário a atividade. Estes problemas podem

ser invasões excessivas de filtrado nas formações geológicas; desmoronamento de formações hidratáveis; avaliações equivocadas da formação que está sendo perfurada; redução do diâmetro do poço e aprisionamento da coluna de perfuração, que contribui para o processo de prisão diferencial (FARIAS *et al.*, 2006).

Existem dois tipos de filtração envolvidos na perfuração de um poço de petróleo, a filtração estática, que ocorre quando a lama não circula durante o processo e o reboco é formado sem ser perturbado e a filtração dinâmica, que ocorre com a circulação da lama durante o processo de formação do reboco e esta formação é limitada pela ação erosiva do fluxo de lama. As propriedades de filtração do fluido de perfuração são geralmente avaliadas e controladas pelo teste de perda de filtrado API (API *Recommended Practice* 13B, 1978) que é um teste estático (CAENN *et al.*, 2014).

Dentre as propriedades de filtração a serem medidas, tem-se o volume do filtrado, volume e espessura do reboco, permeabilidade do reboco e porosidade do reboco, todas influenciadas pela temperatura, pressão e concentração dos sólidos. A perda de filtrado diminui à medida que a concentração dos sólidos aumenta, mas o volume do reboco aumenta, como mostrado na Figura 1 (CAENN *et al.*, 2014).

Figura 1 – Variação no volume em relação à concentração de sólidos



Fonte: Caenn e outros autores (2014).

A permeabilidade do reboco é o parâmetro fundamental que controla a filtração estática e dinâmica. Ela reflete mais verdadeiramente o comportamento da filtração no fundo do poço do que qualquer outro parâmetro. Como um parâmetro para avaliar as propriedades de filtração das lamas com diferentes concentrações de sólidos, ela tem vantagem sobre o volume de filtrado por ser independente da concentração dos sólidos. Além disso, a permeabilidade do reboco fornece informações úteis sobre as condições eletroquímicas que prevalecem na lama. Por meio da Equação 1, a permeabilidade do reboco para estudos em laboratórios de filtração estática é obtida (CAENN *et al.*, 2014).

$$k = Q_w Q_c \mu \times 1,99 \times 10^{-5} \text{ md} \quad (1)$$

Na qual: k = permeabilidade em milidarcys, Q_w = volume de filtrado em centímetros cúbicos, μ = viscosidade do filtrado em centipoises, Q_c = volume do reboco em centímetros cúbicos.

Deste modo, este trabalho analisou as propriedades de filtração do fluido de perfuração a base água utilizando o aditivo polimérico carboximetilcelulose de sódio (CMC), que é bastante utilizado na indústria petrolífera, como agente viscosificante e controlador de filtrado. O fluido denominado "Carboxitonita" também é composto por bentonita, cloreto de sódio (NaCl) e cloreto de potássio (KCl), sendo verificada a interação entre os aditivos e suas contribuições nas características do fluido preparado.

2 METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho consistiu inicialmente no levantamento bibliográfico, englobando os assuntos sobre fluidos de perfuração, fluidos a base água, aditivos poliméricos, enfatizando o estudo do CMC. Os materiais e equipamentos utilizados nesta pesquisa, bem como a avaliação e análise das propriedades dos fluidos serão apresentados. Os testes foram realizados no Laboratório Multidisciplinar de Engenharia de Petróleo, no Centro Universitário Tiradentes, seguindo o regulamento da norma API Spec 13/ISO 13500 (2010) aplicado na indústria de petróleo e gás natural.

2.1 MATERIAIS E EQUIPAMENTOS PARA PREPARAÇÃO DO FLUIDO CARBOXITONITA

2.1.1 Aditivos e Equipamentos Utilizados

Os aditivos utilizados na elaboração do fluido carboxitonita foram a carboximetilcelulose de sódio (CMC), bentonita, cloreto de sódio (NaCl) e cloreto de Potássio (KCl).

Os equipamentos utilizados foram a balança analítica (modelo PA2014CP, da Ohaus), o filtro prensa FANN, modelo Série 300 APT e o misturador e Copo de *Hamilton Beach*.

2.1.2 Procedimento Experimental

Inicialmente, as massas dos viscosificantes CMC, KCl e bentonita foram medidas na balança analítica, de acordo com a concentração determinada para o estudo, conforme Tabela 1. As concentrações foram escolhidas com base no trabalho de Melo (2009). A concentração de sal foi igual a 0,2 g/mL.

O CMC tem a função de aumentar a viscosidade e controlar a perda do filtrado, o KCl tem função de inibidor de argila, o NaCl foi utilizado para o preparo da solução salina e a bentonita tem a função de agente viscosificante. Por fim, o meio de dispersão dos aditivos foi a água salgada.

Tabela 1 – Formulação dos testes para preparação dos fluidos carboxitonita

Teste	Água Salgada (g/mL)	Bentonita (g)	CMC (g)	KCl (g)
F0	0,2	20,2	0	0
F1	0,2	20,2	7	0
F2	0,2	20,2	4,5	0
F3	0,2	20,2	7	12
F4	0,2	20,2	4,5	12

Fonte: Autores (2019).

No teste zero, a composição da lama considerou apenas bentonita e água salgada a uma concentração de 20%, e 5,4% de bentonita, para fins comparativos. Nos fluidos 1 e 2, as concentrações de CMC foram diferentes e não houve adição do inibidor KCl. Já nos testes 3 e 4, 3,4% de KCl foi adicionado para as mesmas concentrações de bentonita e variação do CMC. Os fluidos carboxitonita preparados podem ser observados na Figura 2. No total, 5 testes foram realizados.

Figura 2 – Fluidos Carboxitonita



Fonte: Autores (2019).

A partir desses fluidos, as propriedades de filtração foram obtidas, segundo a norma API Spec 13/ISO 13500. O procedimento da preparação e medição dessas propriedades são apresentadas, a seguir.

- I. Adicionou-se 350 mL de água destilada no copo metálico do agitador *Hamilton beach*;
- II. Adicionou-se as massas dos viscosificantes gradativamente ao copo metálico com água salgada sob agitação por 20 minutos;
- III. Após a agitação, o fluido permaneceu em repouso por 16 horas para completar a hidratação do polímero e da argila;
- IV. Após o repouso de 16 horas, as propriedades do fluido carboxitonita foram medidas;
- V. Após o preparo do fluido, esperou-se que ele atingisse a temperatura ambiente para realizar os testes de filtração;
- VI. Após atingir a temperatura ambiente foi medida a filtração no filtro prensa e observado se houve formação de reboco, na qual foi confirmada.

3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, os resultados e discussões dos testes referentes às propriedades de filtração dos fluidos carboxitonita são apresentados.

3.1.1 Análise das Propriedades de Filtração

Conforme apresentado anteriormente, cinco fluidos foram preparados e realizados os testes, considerando a relação entre as concentrações de CMC e KCl. A Tabela 2 apresenta os parâmetros de filtração dos quatro testes, a saber, volume do filtrado (Q_w), volume do reboco (Q_c) e permeabilidade do reboco (k_c). Para o cálculo da permeabilidade, a Equação (1) foi aplicada. O volume do reboco foi calculado considerando a área igual a 45 cm^2 e a viscosidade da água salgada de $1,314 \text{ cP}$, conforme norma API Spec 13/ISO 13500.

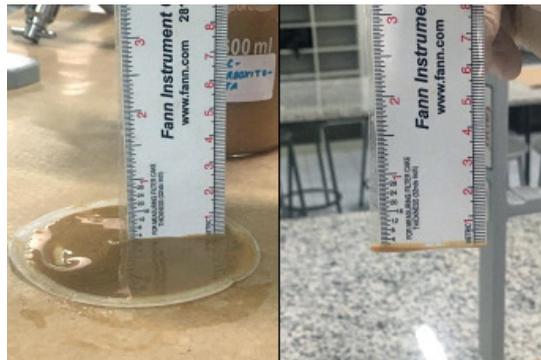
Como resultados, pode-se observar que a espessura do reboco (h_c), para todos os fluidos F1, F2, F3 e F4, está de acordo com o padrão estabelecido pela norma, entre 1 e 2 polegadas, conforme Tabela 2 e Figura 3. O fluido F0 não formou reboco.

Tabela 3 – Parâmetro de filtração dos testes F1, F2, F3 e F4

Testes	$Q_w \text{ (cm}^3\text{)}$	$h_c \text{ (cm)}$	$Q_c \text{ (cm}^3\text{)}$	$k_c \text{ (md)}$
F1	1,2	5,08	228,6	0,007173
F2	3,2	5,08	228,6	0,019128
F3	2	2,54	114,3	0,005978
F4	5	2,54	114,3	0,014944

Fonte: Autores (2019).

Figura 3 – Medição da Espessura do reboco após teste F2 no filtro prensa FANN



Fonte: Autores (2019).

Observou-se, analisando os testes F1 e F2, com as concentrações de sólidos, de 2% e 1,2%, respectivamente, uma diminuição do volume de filtrado (Q_w). A espessura e o volume do reboco foram iguais, mudando apenas a permeabilidade do reboco, pois

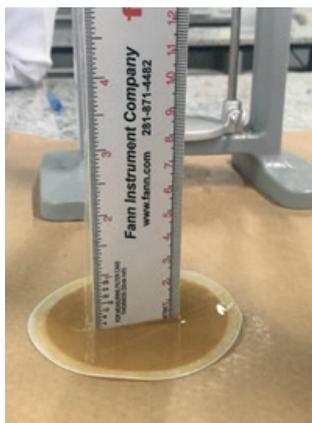
o reboco formado apresenta certa compressibilidade, de forma que a permeabilidade não se mantém constante e diminui com o aumento da pressão. Conforme descrito em Caenn e outros autores (2014), rebocos de bentonita são tão compressíveis, que Q_w é constante com relação à pressão.

A razão para esse comportamento é que a bentonita é quase completamente composta de placas finamente divididas de montmorillonita, que tendem a se alinhar de forma mais paralela ao substrato com o aumento da pressão. Assim, a permeabilidade do reboco é reduzida em maior extensão do que seria caso as partículas fossem esferas rígidas (CAENN *et al.*, 2014).

A permeabilidade do reboco nos testes F1 e F2 foram, respectivamente, 0,0071 e 0,0191 mD, valores esses compatíveis com as características dos parâmetros de filtração medidos. Além disso, água destilada foi adicionada sobre o papel filtro com o reboco formado, confirmando que ele é impermeável.

Já nos testes F3 e F4, o KCl foi adicionado como função de inibir o inchamento da argila, considerando as mesmas concentrações de CMC, de 2% e 1,2%, respectivamente, também observar a interação química entre a bentonita, o KCl e o CMC. Nestes casos, foi observado que a espessura do reboco diminuiu para 1 polegada (2,54 cm) para ambos os testes, conforme Figura 4, confirmando a inibição do KCl.

Figura 4 – Medição da Espessura do reboco após teste F3 no filtro prensa FANN



Fonte: Autores (2019).

Sabe-se que o volume de filtrado diminui com o aumento da concentração de sólidos, assim, no teste F3 obteve-se um Q_w igual a 2 cm^3 (para uma concentração de $11,2 \text{ g/cm}^3$) e para F4, um volume de 5 cm^3 , para concentração de $10,42 \text{ g/cm}^3$, mas o volume do reboco (Q_c) aumenta, conforme Figura 1, apresentada no item 1. Entretanto, conforme Tabela 3 acima, os valores foram os mesmos do Q_c , provavelmente devido à pouca variação da concentração de sólidos.

Da mesma forma, a permeabilidade do reboco nos testes F3 e F4 foi igual a 0,005978 e 0,014944 mD, respectivamente, confirmando que para maiores concentrações de sólidos, há uma diminuição da permeabilidade do reboco, conforme a Figura 1.

4 CONCLUSÕES

Com base nas análises dos testes e resultados deste trabalho, concluiu-se que o fluido preparado “Carboxitonita”, com baixas concentrações de CMC e alta concentração de sais, teve as suas propriedades de filtração modificadas.

Nos testes de filtração, a formação de reboco foi evidenciada, visto que, o CMC é utilizado para controlar o volume de filtrado. De acordo com os fluidos F1 e F2, conclui-se que uma maior concentração de CMC acarretou uma menor perda de filtrado.

Os testes de filtração foram realizados e os parâmetros: volume de filtrado, espessura, volume e permeabilidade do reboco foram medidos e calculados. Nos fluidos F1 e F2, com as concentrações de sólidos, de 2% e 1,2%, respectivamente, houve uma diminuição do volume de filtrado, sendo que a espessura e o volume do reboco foram iguais, mudando apenas a permeabilidade do reboco. Já ao adicionar KCl aos fluidos F3 e F4, foi notória a diminuição na espessura do reboco, de 2,54 cm, uma vez que nos fluidos F1 e F2 a espessura foi de 5,08 cm, ou seja, houve uma redução de 50%.

Resultado positivo, levando em consideração que essa redução foi uma consequência da adição do cloreto de potássio (KCl) ao fluido, agindo como inibidor de inchamento de argilas. As permeabilidades do reboco obtidas para os testes foram compatíveis conforme literatura (CAENN *et al.*, 2014), sendo impermeável e com pequena espessura, entre 1 e 2 polegadas.

Conclui-se, então, que o CMC é um agente modificador reológico e eficiente no controle de filtrado, sendo indicado para uso em fluidos de perfuração.

REFERÊNCIAS

ANSI/API **Specification** 13A seventeenth edition, november 2010.

CAENN, R. *et al.* (2014). **Fluidos de perfuração e completação**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; FERREIRA, H. C. **Estudo da reologia e espessura do reboco de fluidos de perfuração**: influência de dispersantes e umectantes aniônicos. Universidade Federal de Campina Grande, 2006.

MELO, K. C. **Monitoramento das propriedades químicas e físicas dos fluidos de perfuração**. 2009. Monografia (Graduação) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, 2009.

THOMAS, J. E. (org.). **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

Data do recebimento: 23 de julho de 2020

Data da avaliação: 15 de setembro de 2020

Data de aceite: 15 de setembro de 2020

1 Egresso do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: ridennyilsonlins@gmail.com

2 Professora do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: vanessa.limeira@gmail.com

3 Egresso do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: mariaquiteriasilva202@gmail.com

4 Egresso do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT/AL.

E-mail: erikapetroleo@hotmail.com