

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



TÍTULO DO TRABALHO:

ESPECIFICAÇÃO DE AMIDOS DE MILHO COMERCIAIS PARA FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE ACORDO COM PADRÕES API

AUTORES:

Nathan Abdon dos Santos¹, Lucas Pereira de Gouveia²

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS

ESPECIFICAÇÃO DE AMIDOS DE MILHO COMERCIAIS PARA FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE ACORDO COM PADRÕES API

Abstract

O êxito de uma perfuração de um poço de petróleo é função da escolha dos fluidos de perfuração que são responsáveis por garantir a estabilidade do poço durante a perfuração, resfriar, lubrificar e limpar a broca, conduzir os cascalhos para superfície, sustentar os detritos durante as paradas de bomba, formar um reboco de baixa permeabilidade nas paredes do poço, permitir a avaliação da formação geológica, entre outras funções. Dessa forma, são encontrados diversos tipos de fluidos, utilizados em diferentes formações, com aditivos e com características químicas e físicas diversas. Por certo, esses aditivos são utilizados para obter melhorias de performance em propriedades no fluido, como densidade, viscosidade, lubrificação, controle de perda de circulação e inibição de corrosão. Assim sendo, a norma API 13A (ISO 13500), traz os procedimentos para teste de aditivos para utilização em fluidos de perfuração. Os aditivos usados na perfuração para atingirem o padrão API geralmente devem possuir um grau de pureza, porém não é simples encontrar alguns desses produtos comercialmente. Busca-se neste trabalho analisar amidos de milho da indústria alimentícia, facilmente encontrados no comércio, na composição de fluidos de perfuração. A análise desses fluidos em laboratório é de extrema importância na obtenção das propriedades e na observação de seu comportamento, para que se consiga uma melhor aproximação e entendimento, que reflita o fluido em ambientes de campo. Este trabalho tem como objetivo analisar a aplicação de diferentes amidos de milho comerciais da indústria alimentícia como aditivo em fluidos de perfuração. O propósito final é facilitar o processo de aquisição do material para laboratórios de ensino. Os resultados encontrados mostram que tais amidos não chegam ao padrão API, porém ainda assim reduzem significativamente o volume filtrado servindo para apresentar didaticamente a importância do deste tipo de aditivo na composição dos fluidos de perfuração.

Palavras-chave: *Fluidos de Perfuração, Volume de Filtrado, Amido.*

Introdução

Fluidos de perfuração são fluidos circulantes para possibilitar a operação de perfuração de um poço de petróleo. Conforme, Thomas *et al.* (2001), os fluidos de perfuração são encontrados na forma de misturas complexas, estando presentes, sólidos, líquidos, produtos químicos e gases. Essa mistura é realizada para adequar os fluidos a cada ambiente onde eles serão inseridos, pois, cada poço perfurado tem sua particularidade.

Dessa forma, têm-se como objetivos principais dos fluidos de perfuração, carrear cascalhos, resfriar e limpar a broca, reduzir a força de atrito gerada pela coluna de perfuração na lateral do poço e formar um reboco na formação que está sendo perfurada (CAENN *et al.*, 2014). Thomas *et al.* (2001) acrescenta que os fluidos devem ser quimicamente estáveis, ter baixo grau de corrosão e permitir que os sólidos em fiquem suspensos quando o fluido parar de ser bombeado.

Existem três classificações básicas de fluidos de perfuração, à base água, à base óleo e gás. Thomas *et al.* (2001) define as lamas à base água como um fluido que considera primordialmente a natureza da água e os aditivos químicos que são inseridos em seu preparo, logo, a água é a fase contínua e principal componente. Os aditivos utilizados para o preparo do fluido servem para oferecer algumas características importantes, como, densidade, parâmetros reológicos, teor de filtração, entre outras funções.

No ensaio de filtração, o padrão da indústria consiste em verificar o volume que passa pelo papel filtro e reboco formado pelas partículas sólidas do fluido de perfuração durante trinta minutos, com câmara submetida à pressão de 100 psi e temperatura ambiente (API RP 13B-1, 2019).

Guimarães *et al.* (2007) diz que o amido é capaz de reduzir a perda de fluido para a formação, visto que, é considerado um polímero hidrofílico, ou seja, essa característica o torna capaz de absorver água. Simonides *et al.* (2002) acrescenta que o amido também tem como principal função também o controle reológico do fluido.

O presente trabalho visa analisar a aplicação de diferentes amidos de milho comerciais da indústria alimentícia como aditivo em fluido de perfuração base água, considerando as especificações padronizadas de acordo com o Instituto Americano de Petróleo (API).

Materiais e métodos

Os procedimentos aplicados nos ensaios realizados tentaram seguir as recomendações normativas API, realizando adaptações quando equipamentos ou materiais não estavam disponíveis. Nesta seção se apresenta em detalhes a composição dos fluidos de perfuração preparados, em seguida se mostra as etapas de preparação dos fluidos e por fim se expõe os parâmetros esperados pelo fluido de perfuração quando preparado com amido com qualidade especificada pela API Spec 13A (2006).

Composição das amostras de fluidos de perfuração

Inicialmente tentou-se aplicar a metodologia recomendada pela norma API Spec 13A (2006), onde se deve ensaiar amostras de fluidos de perfuração contendo bentonita, cloreto de sódio (NaCl), bicarbonato de sódio e amido.

A norma API Spec 13A (2006) também determina que no teste seja utilizada bentonita com padrões API, onde o volume filtrado deve ser no máximo 15 cm³ e a leitura do viscosímetro em rotação de 600 r/min no mínimo 30 graus, em uma amostra de somente bentonita e água destilada. Entretanto, os resultados obtidos com a bentonita disponível tiveram volume filtrado de 24 cm³ e leitura a 600 r/min de 20,5 graus, o que deixa a bentonita fora dos padrões API.

Foram então realizados ensaios com três diferentes tipos de amidos comerciais para verificar a adequação dos mesmos à norma. Dessa forma, inicialmente foram preparados fluidos de perfuração de acordo com as quantidades dos componentes normatizadas, apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Componentes recomendados pela API Spec 13A (2006) para análise de amido em fluido de perfuração.

Componentes
• 350 cm³ ± 5cm³ de água destilada com concentrações de 40g/L de NaCl ou NaCl saturado. • 1,0 g ± 0,1 g de bicarbonato de sódio. • 35,0 g ± 0,1 g de argila bentonita API. • 3,50 g ± 0,01 g de amido.

Fonte: AUTORES, 2019.

Como os resultados obtidos foram insatisfatórios, resolveu-se não usar mais o sal e o bicarbonato de sódio para verificar a influência dos amidos nas misturas entre bentonita e água. As Tabelas 2 e 3 mostram as quantidades usadas em cada amostra de fluido, denominadas de Lama 1 até a

Lama 10. Destaca-se que a Tabela 2 contém as amostras com os componentes recomendados por norma e a Tabela 3 contém as amostras adaptadas neste trabalho, removendo-se o sal e o bicarbonato de sódio.

Tabela 2 - Composição amostras de fluidos de perfuração com os componentes recomendados pela API Spec 13A (2006).

Composição	
Lama 1	• 350 ml de água destilada com cloreto de sódio. • 35,0079 g de bentonita natural. • 3,5061 g de amido X. • 1,0081 g de bicabornato de sódio
Lama 2	• 350 ml de água destilada com cloreto de sódio. • 35,0169 g de bentonita natural. • 3,5026 g de amido Y. • 1,0138g de bicarbonato de sódio.
Lama 3	• 350 ml de água destilada com cloreto de sódio. • 35,0135 g de bentonita natural. • 3,5032 g de amido Z. • 1,0070 g de bicarbonato de sódio.
Lama 4	• 350 ml de água destilada saturada com cloreto de sódio. • 35,0105 g de bentonita natural. • 3,5054 g de amido X. • 1,0058g de bicarbonato de sódio.
Lama 5	• 350 ml de água destilada saturada com cloreto de sódio. • 35,0114 g de bentonita natural. • 3,5051 g de amido Y. • 1,0054g de bicarbonato de sódio.
Lama 6	• 350 ml de água destilada saturada com cloreto de sódio. • 35,0101 g de bentonita natural. • 3,5043 g de amido Z. • 1,0105 g de bicarbonato de sódio.

Fonte: AUTORES, 2019.

Denominaram-se os amidos alimentícios comerciais utilizados de amido X, Y e Z para evitar citar os fabricantes dos produtos. As pesagens foram realizadas em balança semi-analítica com quatro casas decimais de precisão. E a bentonita utilizada foi fornecida por um fabricante de material para fluidos de perfuração que forneceu o material para fins de ensino e pesquisa.

Tabela 3 - Novas composições de amostras de fluidos de perfurações propostas para análise do efeito dos amidos de milho utilizados no trabalho.

Composição	
Lama 7	• 350 ml de água destilada. • 22,5083 g de bentonita natural.
Lama 8	• 350 ml de água destilada. • 22,5007 g de bentonita natural. • 3,5019 g de amido X.
Lama 9	• 350 ml de água destilada. • 22,5057 g de bentonita natural. • 3,5056 g de amido Y.
Lama 10	• 350 ml de água destilada. • 22,5055 g de bentonita natural. • 3,5005 g de amido Z.

Fonte: AUTORES, 2019.

Preparação das amostras

No preparo do fluido foram também seguidas as etapas apresentadas na norma API Spec 13A (2006). Assim, foram feitos os seguintes passos para o preparo das lamas:

1. Colocado o volume de água em um recipiente e colocado no *mixer*;
2. Adicionou-se o cloreto de sódio lentamente durante aproximadamente um minuto;
3. Adicionou-se o bicarbonato de sódio lentamente durante aproximadamente mais um minuto;
4. Adicionou-se a bentonita lentamente durante aproximadamente mais um minuto;
5. Deixou-se por cinco minutos o *mixer* realizar a mistura dos componentes;
6. O *mixer* foi parado para que houvesse a raspagem da bentonita que ficou agregada as paredes do recipiente e na haste misturadora;
7. Deixou-se misturando por quinze minutos;
8. Após os 20 minutos iniciais de mistura foi adicionado o amido lentamente durante aproximadamente mais um minuto;
9. As etapas 5, 6 e 7 foram repetidas;
10. Houve um período de descanso de 24h;
11. As amostras foram misturadas por mais 5 minutos e logo em seguida, ensaiadas no viscosímetro rotativo Fann 35A e no filtro prensa API.

Destaca-se que no preparo das amostras de fluidos saturadas com sal, houve um descanso prévio de 1h para que houvesse a decantação do sal, logo após as amostras foram preparadas de maneira análoga. Além disso, as amostras que não continham cloreto e bicarbonato de sódio tiveram obviamente as etapas de adição desses componentes não realizadas.

Parâmetros API Spec 13A (2006)

Os fluidos de perfuração preparados com amidos de qualidade especificada API devem atingir no máximo 18 graus de leitura no ensaio do viscosímetro a uma rotação de 600 r/min para água com 40 g/L de NaCl e, no máximo 20 graus para água saturada de NaCl. Além disso, para o teste de filtro prensa API os valores aceitos são no máximo 10 cm³ para o volume de filtrado, tanto para a amostra de 40 g/L como para a amostra saturada, que deve ser calculado de acordo com a Equação (1):

$$V = 2 \cdot Vc \quad (1)$$

Onde V é volume de filtrado e Vc é Volume de filtrado coletado entre os instantes 7,5 min e 30 min.

Resultados e Discussão

Inicialmente as amostras tiveram seus condicionamentos registrados, antes dos ensaios no viscosímetro e filtro prensa API. A Tabela 4 mostra os resultados encontrados para a densidade, pH, temperatura e condutividade.

Tabela 4 – Registro das propriedades das lamas antes dos ensaios.

	Densidade (lb/gal)	pH	Temperatura (°C)	Condutividade (mV)
Lama 1	9	8,81	24,9	-058
Lama 2	8,97	8,77	24,9	-055
Lama 3	9	8,93	24,2	-064
Lama 4	10,36	8,05	26	-017
Lama 5	10,35	8,23	25,4	-027
Lama 6	10,35	8,22	25,2	-027
Lama 7	8,4	9,46	25,3	-093
Lama 8	8,65	9,65	24,2	-103
Lama 9	8,65	9,71	24,6	-107
Lama 10	8,62	9,77	24,3	-109

Fonte: AUTORES, 2019.

Logo após as preparações dos fluidos, percebeu-se uma rápida separação de fases devido à decantação de parte dos sólidos nas amostras que continham NaCl, saturadas ou não. Nas amostras sem NaCl houve maior estabilidade das fases. A Tabela 5 apresenta os valores encontrados no ensaio do viscosímetro rotativo Fann 35A.

Tabela 5 - Resultados para rotação de 600 r/min no viscosímetro rotativo.

	θ_{600} (graus)
Lama 1	5,5
Lama 2	5,5
Lama 3	5,0
Lama 4	7
Lama 5	6,5
Lama 6	7
Lama 7	20,5
Lama 8	20
Lama 9	23
Lama 10	22,5

Fonte: AUTORES, 2019.

Nota-se que a ação do cloreto de sódio sob a bentonita removeu consideravelmente a viscosidade das Lamas de 1 a 6. Por outro lado, as Lamas 7 a 10 que não continham cloreto e bicarbonato de sódio tiveram as viscosidades ainda elevadas, ultrapassando inclusive os limites API especificados de 18 e 20 graus, no máximo.

A Tabela 6 apresenta os volumes filtrados em diferentes instantes de tempo, enquanto a Tabela 7 mostra o volume de filtrado (V) calculado.

Tabela 6 - Volume filtrado através do tempo

Tempo (min)	Lama 1 (ml)	Lama 2 (ml)	Lama 3 (ml)	Lama 7 (ml)	Lama 8 (ml)	Lama 9 (ml)	Lama 10 (ml)
1,0	47	48	45	4	2,2	2,6	3
2,5	100	103	100	9,8	7,8	8	8,4
7,5	125	127	120	12	10	10	10,4
10	139	140	139	13,8	11,8	11,8	12,2
15	165	170	167	17	14,8	14,8	15,2
20	187	190	199	19,7	17,2	17,3	17,6
25	208	210	209	21,9	19,3	19,4	19,8
30	227	230	228	24	21,2	21,4	21,8

Fonte: AUTORES, 2019.

Tabela 7 - Volume de filtrado (V)

	V (cm³)
Lama 1	204
Lama 2	206
Lama 3	216
Lama 7	24
Lama 8	22,4
Lama 9	22,8
Lama 10	22,8

Fonte: AUTORES, 2019.

Nota-se que os volumes filtrados das Lamas 1 a 3 foram extremamente altos. As Lamas 4, 5 e 6 tiveram todos seus volumes perdidos antes de trinta minutos. Conclui-se que nesses casos o reboco não foi formado. Isso mostra que esses ensaios foram inviabilizados provavelmente devido à ação do cloreto e bicarbonato de sódio sob a bentonita utilizada. Uma bentonita com características de maior resistência sob a presença desses sais deve ser usada em testes futuros.

Ao se remover os sais, notou-se que a formação do reboco ocorreu de forma mais consistente, onde na Lama 7 (amostra somente de água e bentonita) o volume chegou a 24 cm³. Ao se adicionar os amidos nas Lamas 8, 9 e 10 verificou-se uma sutil redução do volume filtrado, somente de aproximadamente 1 cm³ em todas amostras, mostrando que o efeito dos amidos utilizados é pequeno.

Com relação às especificações de norma, conclui-se que tanto bentonita como amidos utilizados não seguem o padrão API. O comportamento era esperado tendo em vista que, no caso da bentonita, o material foi adquirido sem detalhamento da composição e qualidade. Já os amidos são usados para outros fins comerciais e não devem alcançar parâmetros superiores em fluidos devido às impurezas que estão presentes na sua composição. Como a presença de bicarbonato e cloreto de sódio diminuem a eficiência da bentonita para formação do reboco, percebe-se que os amidos utilizados ainda assim não atingem níveis significativos de redução do filtrado.

Na comparação entre os amidos utilizados nota-se um comportamento bastante semelhante entre os materiais, com níveis de redução de filtrado praticamente constantes da ordem de 5%.

Conclusões

Os amidos alimentícios comerciais testados reduziram a perda de filtrado para as lamas testadas muito sutilmente, podendo-se concluir que tais materiais não podem ser classificados como material API, de acordo com a norma utilizada. Conclui-se também a bentonita utilizada também não possui esse padrão, sendo recomendada aquisição de bentonita de melhor qualidade para refazer os ensaios e verificar se o comportamento pode ser alterado.

Percebeu-se também, que ao diminuir e remover as quantidades de NaCl e bicarbonato de sódio, mantendo as mesmas proporções dos outros constituintes da amostra, os resultados para o volume de filtrado foram menores, o que corrobora com o que se encontra na literatura.

Ao se testar as lamas sem adição de sal, percebeu-se uma melhora entre 5% e 7% no volume de filtrado, mantendo a concentração de amido em 0,01 g/ml para todas as lamas testadas. Como proposta para trabalho futuro, sugere-se aumentar as concentrações de amido para verificar até que proporção o amido pode reduzir o volume filtrado.

Agradecimentos

Os autores agradecem a Universidade Federal de Alagoas pelo uso do Laboratório de Reservatório e Poço (LERP), sem o qual, os experimentos não teriam sido realizados.

Referências Bibliográficas

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **API Spec 13A / ISO 13500**: Specification for Drilling-Fluid Materials. API, 2006.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **API RP 13B-1**: Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids. API, 2009.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Fluidos de Perfuração e Completação**. 6. Ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014. 691 p.

GUIMARÃES, I. B.; ROSSI, L. F. S. Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. In: **4 Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás-PDPETRO**. 2007.

SIMONIDES, H. et al. Role of starch in designing nondamaging completion and drilling fluids. In: **International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control**. Society of Petroleum Engineers, 2002.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.