

APLICAÇÃO DE SAIS DE CITRATO COMO INIBIDORES PARA O DESENVOLVIMENTO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO PARA FORMAÇÕES EXPANSÍVEIS

Islane Porto Severo¹
Syane Marcelle Mendes Miranda²
Clarice Oliveira da Rocha³
Danielly Vieira de Lucena⁴

INTRODUÇÃO

As formações geológicas constituídas por folhelhos reativos apresentam-se como uma grande preocupação para o campo petrolífero. Segundo Stefan (1956), as formações reativas quando em suspensão aquosa, fixam por adsorção uma quantidade considerável de líquido, resultando no aumento da distância interplanar basal das camadas da argila. Isso acarreta na perda da estabilidade do poço como Van Ort (2003) destaca que a instabilidade do poço é um grande problema para a perfuração de poços de petróleo além de ser uma das maiores fontes de perda de tempo e de custo operacional.

Por isso, a utilização de fluidos nas atividades de perfuração é imprescindível, tendo em vista a contribuição que têm em exercer pressões sobre as formações rochosas, evitando assim o influxo e o refluxo de fluidos e garantindo a estabilidade das paredes do poço. Outro fator decisivo para operação de perfuração é a escolha do tipo de fluido a ser utilizado, se vai ser de base aquosa ou base oleosa. Os fluidos de base oleosa sintética são utilizados com o intuito de assegurar a estabilidade do poço, tendo em vista que os fluidos de base aquosa podem reagir com as formações deixando-as instáveis. Entretanto, um dos grandes problemas desse fluido é o seu descarte no meio ambiente, devido à presença de diesel e óleo mineral na sua constituição que tendem a permanecer por muitos anos nos meios marinhos Duarte (2004), além de apresentar custo elevado para a operação de perfuração.

Assim, faz-se necessário o estudo da aplicação do sal de citrato tripotássico como inibidor no desenvolvimento de fluidos de base aquosa tanto para controlar o inchamento proveniente da interação fluido-folhelho, como também atender aos requisitos socioeconômicos das operações de perfuração do campo petrolífero. Logo, a proposta desse trabalho se justifica por estudar o desenvolvimento de formulações ambientalmente corretas isentas de cloro na constituição do inibidor e mais acessíveis economicamente para a realização das atividades de perfuração nos reservatórios de petróleo.

¹ Técnico pelo Curso de Petróleo e gás do Instituto Federal da Paraíba - IFPB, islane_porto@hotmail.com;

² Técnico pelo Curso de Petróleo e gás do Instituto Federal da Paraíba - IFPB, nyanemmiranda@gmail.com;

³ Doutor pelo Curso de Engenharia Química. Docente do Instituto Federal da Paraíba-IFPB, clarice.rocha@ifpb.edu.br;

⁴ Doutor pelo Curso de Ciências e Engenharia de Materiais. Docente do Instituto Federal da Paraíba-IFPB, daniellymateriais@gmail.com.

METODOLOGIA

Materiais

-Formações Reativas

Para a realização dos ensaios de Inchamento Foster, Determinação de Água Livre por Sucção Capilar, Teste de Inibição Bentonítica e Desenvolvimento de Fluidos de Perfuração foram utilizadas duas amostras de argilas bentoníticas, ambas industrializadas, sendo uma conhecida comercialmente como Bragel PA (Fornecida pela empresa Bentonit União Nordeste Ltda – BUN, situada na Avenida Assis Chateaubriand, 3877, Campina Grande, PB.) e a outra como Cloisite, está importada.

-Aditivos Poliméricos

Para a preparação dos fluidos de perfuração foram usados os seguintes aditivos: uma amostra de anti-espumante, uma amostra de viscosificante (goma xantana), uma amostra de redutor de filtrado (CMC de baixa viscosidade), uma amostra de bactericida, uma amostra de lubrificante e uma amostra do inibidor de argilas expansíveis, o sal de citrato.

As amostras dos aditivos foram fornecidas pela Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda.

Métodos

-Inchamento de Foster

Com o objetivo de avaliar o grau de inibição das argilas reativas, as amostras foram submetidas ao ensaio sem a presença de inibidor e com a presença de inibidor nas concentrações de 16g/350mL de água, 18g/350mL de água e 20g/350mL de água, como descrito no fluxograma abaixo.

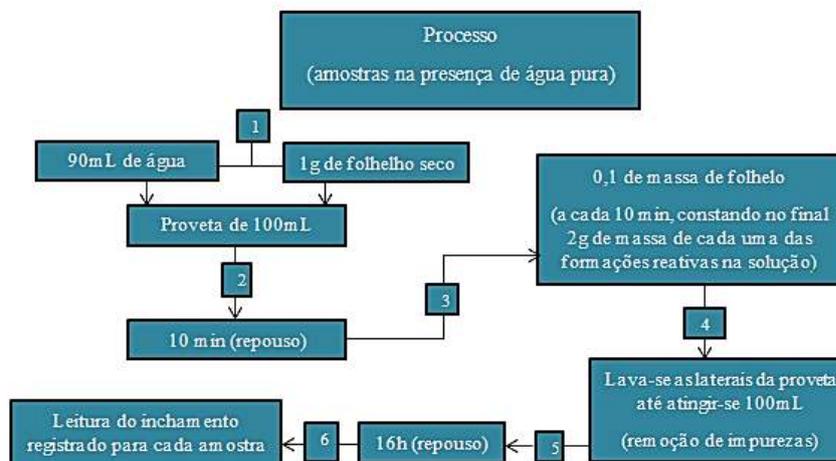


Figura 1: Fluxograma das etapas realizadas para a obtenção do grau de inibição de argilas reativas dos inibidores químicos.

-Determinação de Água Livre por Sucção Capilar

Nesse ensaio os resultados do teste de inibição servirão de base para indicação da concentração mais eficaz no controle do inchamento de formações sensíveis à água. O procedimento consiste na medição do tempo que uma determinada quantidade de água livre leva para percorrer uma placa de celulose utilizando eletrodos de detecção, com o auxílio do equipamento *Capillary Suction Timer*, modelo 44.000 da FANN.

-Desenvolvimento de Fluidos de Perfuração

As formulações do fluido de perfuração foram preparadas à base de água, juntamente com os aditivos: antiespumante, viscosificante, redutor de filtrado, bactericida, lubrificante e o sal de citrato. Sendo adicionados, um a um, sob agitação a uma velocidade constante de 13.000rpm no agitador *Hamilton Beach*, modelo 936, obedecendo a ordem descrita acima e permanecendo 5 minutos sob agitação a cada acréscimo de aditivo, com exceção do viscosificante e do redutor de filtrado que permaneceram 10 minutos sob agitação.

-Teste de Inibição Bentonítica

O teste de inibição bentonítica é um método que consiste na incorporação diária de argila na concentração de 10 g/ 350 ml de água na solução de inibidor de 8 g/ 350 ml de água, depois se obteve as propriedades reológicas após a mistura ter sido submetida à temperatura de cerca de 66 °C (150 °F) por um período de 16 h. As leituras foram aferidas no viscosímetro Fann 35A a uma rotação de 3 rpm, até o fluido atingir um valor de viscosidade que ultrapassa a capacidade de leitura dessa propriedade pelo equipamento. Assim, é possível avaliar a eficiência do sal proposto em comparação com o inibidor KCl.

DESENVOLVIMENTO

Para garantir que tudo seja feito com êxito e segurança no decorrer das operações de perfuração é primordial que as paredes que sustentam o poço tenham estabilidade, evitando o desmoronamento, isso irá depender da interação rocha-fluido, que é influenciada pelas características da argila como a elevada área específica e a elevada expansibilidade, que a torna reativa em contato os fluidos de perfuração base água (KHOJDA *et al.*, 2010).

Os problemas relativos à expansão das formações vão desde o aprisionamento de ferramentas, até o desmoronamento das paredes do poço, e futuro fechamento. Mas nessas situações de difícil perfuração é necessário um fluido mais elaborado, com introdução de um ou vários aditivos para adequação das suas propriedades (Lumms e Azar 1986).

Os inibidores mais utilizados são o cloreto de sódio (NaCl) e o cloreto de potássio (KCl), contudo, esses inibidores agravam a densidade do fluido, degradam polímeros fazendo com que estes percam a viscosidade, e ainda se apresentam como uma preocupação para o meio ambiente devido à presença do cloro. Por isso, o estudo da ação do sal de citrato para o desenvolvimento de um fluido de perfuração aquoso com capacidade de inibição e ainda isento de cloro é imprescindível para as atividades do campo petrolífero, uma vez que pretende solucionar os problemas relativos à hidratação dos folhelhos.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

As classificações consideradas para o inchamento foster foram: valores iguais ou inferiores a 2mL/ g considerados como não inchamento ou inchamento nulo, valores maiores que 2 e menores ou iguais a 5mL/ g como inchamento baixo, valores maiores que 5 e menores ou iguais a 8mL/ g como inchamento médio e valores acima de 8mL/ g como inchamento alto (FERREIRA, 2009). Os resultados dos ensaios de inchamento dos inibidores citrato de potássio e cloreto de potássio (KCl) isoladamente, para três diferentes concentrações (16, 18 e 20g/ 350ml de água) na presença das argilas Brasgel PA e Cloisite, respectivamente: 16g/350mL de água : citrato de potássio -> 6mL/g e KCl-> 5mL/g; 18g/350mL de água: citrato de potássio -> 4mL/g e KCl -> 3mL/g; 20g/350mL de água: citrato de potássio->2mL/g e KCl-> 2mL/g.(Bragel PA) e 16g/350mL de água : citrato de potássio -> 6mL/g e KCl-> 5mL/g; 18g/350mL de água: citrato de potássio -> 4mL/g e KCl -> 3mL/g; 20g/350mL de água: citrato de potássio->2mL/g e KCl-> 2mL/g (Cloisite).

Os resultados dos ensaios de determinação do tempo de sucção para soluções contendo os inibidores citrato de potássio e cloreto de potássio (KCl) isoladamente, para três diferentes concentrações (16, 18 e 20g/ 350ml de água) em relação as argilas Brasgel PA e Cloisite, respectivamente: 16g/350mL de água: citrato de potássio -> 20seg e KCl-> 35seg; 18g/350mL de água: citrato de potássio -> 20seg e KCl -> 21seg; 20g/350mL de água: citrato de potássio->18seg e KCl-> 19seg.(Bragel PA) e 16g/350mL de água : citrato de potássio -> 27seg e KCl-> 26seg; 18g/350mL de água: citrato de potássio -> 27seg e KCl -> 23seg; 20g/350mL de água: citrato de potássio-> 30seg e KCl-> 28seg(Cloisite).

Os resultados do teste de inibição bentonítica realizado no viscosímetro a uma velocidade de 3rpm para doze concentrações diferentes (10, 20, 30, 40, 50 60, 70, 80, 90, 100, 110, 120g/ 350ml de água) com a argila Brasgel PA, em relação ao citrato de potássio foram: 2,2,5,5,5, 8,5,14,5,19,5,42,98,121,165,239 e 300 (unidade da Fann) e ao cloreto de potássio foram: 2,5,3,6,5,20,32,55,72,152,245,300,300 e 300 (unidade da Fann). O teste de inibição com a argila Cloisite foi realizado nas sete concentrações diferentes (10,20,30,40,50,60,70/g 350ml de água), em relação ao citrato de potássio os resultados obtidos foram: 17,48,69,88 105,175 e 229 (unidade da Fann) e ao cloreto de potássio foram: 34,75,162,241,300,300 e 300 (unidade da Fann).

Para o ensaio em água a Brasgel PA apresentou um inchamento de 16,5mL/ g de argila já a Cloisite apresentou um inchamento de 24mL/ g de argila. Esses comportamentos estão associados à alta atividade química da água que gera um fluxo osmótico que promove migração de água da solução aquosa para as argilas em estudo. Em contraponto, pode-se constatar a partir da análise dos resultados que a concentração de 20g de citrato de potássio/ 350mL de água apresenta valor nulo de inchamento assim como o inibidor KCl que para a mesma concentração de 20g/ 350mL também apresentou inchamento nulo, de acordo com a classificação estabelecida pelo ensaio.

Essa inibição observada pelo ensaio de inchamento está provavelmente associada ao fenômeno de difusão química (migração de soluto das zonas de alta concentração -solução com sal- para a formação), pois segundo Yan e Deng (2013) os íons se difundem da solução para a formação interagindo favoravelmente com essas formações reduzindo desta forma seu inchamento, pois, a intercalação de tais íons difundidos dificultam a penetração da água impedindo o seu inchamento e assegura que o fluxo de água se mantém da formação para o fluido de perfuração e não o contrário.

Em relação ao ensaio de determinação da água livre por sucção quanto menor o tempo de sucção, maior a quantidade de água livre, e, conseqüentemente, menor a interação água-argila. Observou-se que os valores de tempo de sucção para as soluções sem a presença de

inibidor foram de 121 segundos para a argila Brasgel PA e 154 segundos para a argila Cloisite. Esse elevado tempo de sucção capilar indica que a ausência do sal permite a fácil entrada de água nas camadas de argila promovendo a delaminação das mesmas e consequente afastamento de suas camadas Ewy e Stankovich (2002).

A partir dos resultados obtidos no teste de inibição pode-se observar que o citrato de potássio apresentou excelentes propriedades inibitivas quando em comparação com ao cloreto de potássio (produto largamente utilizado pela indústria de petróleo), o que pode ser comprovado por meio das leituras na concentração de argila de 50 g/ 350 mL de água, que foram de, 105 e 300rpm, respectivamente para o citrato de potássio e o cloreto de potássio. O melhor resultado apresentado pelo citrato de potássio pode estar relacionado ao fato do seu grupo aniônico reagir de modo diferenciado com os argilominerais devido a um ajuste geométrico favorável de sua estrutura às unidades do reticulado cristalino dos argilominerais. Já o menor controle de hidratação por parte dos inibidores para a argila Cloisite pode ser explicado por meio da maior reatividade que essa argila apresenta em contato com a água.

Observa-se também que o aumento do teor de argila promove aumento dos valores das leituras obtidas para o conjunto solução com inibidor e argila, pois na medida em que o teor de argila é adicionado menos cátions estarão disponíveis na solução aquosa e a inibição da hidratação por meio da fixação por adsorção de tais cátions na superfície da argila fica comprometida, resultando assim em uma maior interação de água-argila. Assim para uma maior efetividade do inibidor no controle da expansão, deseja-se ter uma maior quantidade de água livre, para obter um valor menor de rotação do viscosímetro que indica uma menor interação de água-argila.

A partir de uma análise conjunta dos ensaios realizados para a seleção das melhores concentrações dos inibidores de inchamento de argilas (teste de inchamento, determinação de água livre por sucção capilar e inchamento bentonítico), pode-se sugerir que a melhor concentração a ser estudada e aplicada para os fluidos de perfuração a serem desenvolvidos é a de 20g de inibidor/ 350mL de água e também pode-se destacar que há um forte indício que o citrato de potássio se comportará como o inibidor mais efetivo no controle de expansão das formações expansíveis.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o objetivo de analisar a eficiência e efetividade de um sal de citrato na função de inibidor de expansão a partir do desenvolvimento de formulações, visando sua aplicação em perfurações de seções compostas por formações geológicas que contenham petróleo e que são suscetíveis a hidratação e/ou inchamento.

- os ensaios de avaliação da eficiência dos inibidores químicos indicaram que a concentração que apresenta os melhores resultados para o inibidor estudado foi a de 20g/ 350mL;
- os ensaios com as soluções preparadas com o inibidor de expansão isento de cloro apresentaram propriedades semelhantes aos preparados com o inibidor KCl, indicando o bom desempenho deste inibidor em tal aplicação;
- pode-se concluir parcialmente que de acordo com os dois ensaios realizados que o inibidor proposto apresentou desempenho satisfatório no controle da expansão de

formações expansíveis, sendo necessário a continuidade do estudo para melhor comprovação de sua ação inibitiva.

Palavras-chave: Formação expansível, Fluido de perfuração, Interação fluido-formação, Instabilidade, Inibidor.

REFERÊNCIAS

- DUARTE, R. G., **Avaliação da Interação Folhelho-Fluido de Perfuração para estudo de Estabilidade de Poço**. Junho de 2004. Dissertação (Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil, Rio de Janeiro, 2004.
- EWY, R. T.; STANKOVICH, R. J., **Shale-Fluid Interactions Measured Under Simulated Downhole Conditions**. SPE/ISRM Rock Mechanics Conference, SPE 78160, Irving, 10 p, 2002.
- FERREIRA, H. S. **Otimização do Processo de Organofilização de Bentonitas Visando seu Uso em Fluidos de Perfuração não Aquosos**, Tese de Doutorado apresentada ao Departamento de Engenharia de Materiais da Universidade Federal de Campina Grande, Novembro de 2009.
- LUMMS, J.L., AZAR, J.J., **Drillings fluids optimization a practical field approach**, PennWell Publ. Co., Tulsa, OK, EUA (1986).
- KHODJA ,M., CANSELIER, J. P., BERGAYA, F., FOURAR, K.; KHODJA, M., COHAUT, N., BENMOUNAH, A., **Shale problems and water-based drilling fluid optimisation in the Hassi Messaoud Algerian oil field**, Applied Clay Science, v. 49, p 383–393, 2010.
- STEFAN, P., **Efeito dos sais de Na, K, Ca, Mg, Ba e Sr sobre as propriedades da lama (drilling mud) nas perfurações profundas de petróleo e sal-gema**. 3. ed. Sergipe/SE: Livraria Regina LTDA, 1956.
- VAN OORT, E. On the physical and chemical stability of shales. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 38, p. 213-235, 2003.
- YAN, C., DENG, J., YU, **Wellbore stability in oil and gas with chemical-mechanical coupling**, **Scientific World Journal** v.2013, 2013.