

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

POTENCIAL DE INIBIÇÃO DE INCHAMENTO DE ARGILA DO TETRAPOLÍMERO AADA150 EM DIFERENTES CONCENTRAÇÕES E TEMPERATURAS.

AUTORES:

Thalia Ayane Pereira de Andrade, Daniele Cristina de Amorim, Ângelo Marinho Vianna, Grazielle Lopes e Luciana S. Spinelli

INSTITUIÇÃO:

Programa de Engenharia de Nanotecnologia (PENT), COPPE, UFRJ, Laboratório de Macromoléculas e Coloides na indústria de Petróleo, IMA, UFRJ, Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), Petrobras.

POTENCIAL DE INIBIÇÃO DE INCHAMENTO DE ARGILA DO TETRAPOLÍMERO AADA150 EM DIFERENTES CONCENTRAÇÕES E TEMPERATURAS.

Resumo

Na indústria do petróleo, problemas de instabilidade em poços frequentemente ocorrem devido ao inchamento de folhelhos. Aproximadamente 75% das formações perfuradas são formadas por argilas hidratáveis e 90% dos problemas de perfuração estão associados à instabilidade causada pela interação entre essas formações argilosas e o fluido utilizado no processo. Esses argilominerais são altamente propensos ao inchamento quando expostos a fluidos simples, como os à base de água. As consequências do uso desses fluidos incluem desmoronamento das paredes, aprisionamento de ferramentas, aumento do diâmetro do poço e, em casos extremos, a perda total do poço. Muitas pesquisas estão focadas no desenvolvimento de novos aditivos para melhorar o desempenho dos fluidos de perfuração aquosos, tornando-os adequados para regiões com argilas reativas e poços de alta pressão e alta temperatura. Este trabalho visa analisar o potencial de um tetrapolímero à base de acrilamida (AM), ácido 2-acrilamido-2-metilpropano sulfônico (AMPS), cloreto de dialildimetilamônio (DMDAAC) e ácido acrílico (AA), denominado AADA150, desenvolvido no LMCP, como agente inibidor de inchamento de argila, comparado ao polímero comercial poli(cloreto de dialildimetilamônio) (PDADMAC) e ao KCl. Os ensaios para determinar o percentual de inchamento de argila foram conduzidos no equipamento M4600HP/HT *Linear Swell Meter* Grace Instrument Scientific Innovation. Inicialmente, 12g de montmorilonita foram pesados e transferidos para uma prensa, onde foram submetidos a uma pressão de 2500psi por 2 horas. As pastilhas resultantes foram colocadas no equipamento, em contato direto com a solução do material a ser avaliado como inibidor. As soluções, contendo concentrações de 1,0% e 1,5% (m/v) de cada aditivo (AADA150, PDADMAC, KCl), foram testadas a temperaturas de 70°C, 80°C e 90°C, pressão de 500psi, por 90 minutos. Os resultados mostraram que as soluções de AADA150 exibiram um comportamento inibitório do inchamento de argilas bastante satisfatório em quase todas as condições testadas, comparado aos resultados do inibidor comercial e do KCl nas mesmas concentrações. Contudo, observou-se que o aumento da temperatura influencia negativamente na eficiência do AADA150 como inibidor, pois a 90°C, nas duas concentrações testadas, o percentual de inchamento foi maior do que o dos outros aditivos, mas ainda inferior ao sistema sem aditivo. Conclui-se que o tetrapolímero AADA150 tem potencial como inibidor de inchamento de argilas, mas é necessário continuar os estudos para entender melhor o mecanismo e a cinética de inibição.

Palavras-chave: Fluidos de Perfuração Base Água, Tetrapolímero, Inibidor de Argila.

Abstract

In the petroleum industry, instability problems in wells often occur due to swelling of shales. Approximately 75% of drilled formations are made up of hydratable clays and 90% of drilling problems are associated with instability caused by the interaction between these clay formations and the fluid used in the process. These clay minerals are highly prone to swelling when exposed to simple fluids, such as water-based fluids. Consequences of using water-based fluids in drilling include wall collapse, tool entrapment, unplanned increase in well diameter and, in extreme cases, complete loss of the well. Much research is focused on developing new additives that can improve the performance of aqueous drilling fluids, making them suitable for regions with reactive clays and high-pressure, high-temperature wells. This work aims to analyze the potential of a tetrapolymer based on acrylamide (AM), 2-acrylamido-2-methylpropane sulfonic acid (AMPS), diallyldimethylammonium chloride (DMAAC) and acrylic acid (AA), called AADA150, developed at LMCP, as a clay swelling inhibitor agent, compared to the commercial polymer poly(diallyldimethylammonium chloride) (PDADMAC) and KCl. The tests to determine the percentage of clay swelling were conducted using the M4600HP/HT Linear Swell Meter Grace Instrument Scientific Innovation equipment. Initially, 12g of montmorillonite were weighed and transferred to a press, where they were subjected to a pressure of 2500psi for 2 hours. The resulting tablets were placed in the equipment, in direct contact with the solution of the material to be evaluated as an inhibitor. The solutions, containing concentrations of 1.0% and 1.5% (w/v) of each additive (AADA150, PDADMAC, KCl), were tested at temperatures of 70°C, 80°C and 90°C, pressure 500psi, for 90 minutes. The results showed that AADA150 solutions exhibited a very satisfactory clay swelling inhibitory behavior in almost all tested conditions, compared to the results of the commercial inhibitor and KCl at the same concentrations. However, it was observed that the increase in temperature negatively influences the efficiency of AADA150 as an inhibitor, since at 90°C, in the two concentrations tested, the percentage of swelling was greater than that of the other additives, but still lower than the system without the additive. It is concluded that the tetrapolymer AADA150 has potential as a clay swelling inhibitor, but further studies are needed to better understand the mechanism and kinetics of inhibition.

Keywords: Drilling Fluids Water Base, Tetrapolymer, Clay Inhibitor.

Introdução

As operações de perfuração são essenciais para acessar recursos de petróleo e gás subterrâneos, mas enfrentam desafios de danos à formação que podem reduzir a produtividade do reservatório durante várias fases operacionais, como perfuração, completação, produção, estimulação e abandono (LIMA, 2010). As reservas de petróleo precisam de uma barreira eficaz, como rocha selante de baixa permeabilidade, para conter a migração indesejada de hidrocarbonetos. Nos campos de exploração, o folhelho, uma rocha sedimentar de granulação fina composta principalmente por minerais de argila, frequentemente serve como rocha selante e representa mais de 75% das formações perfuradas, sendo um desafio significativo para a estabilidade dos poços (STEIGER e LEUNG, 1992).

Agentes redutores de inchamento de argila, como cloreto de potássio e sais de amônio quaternário, são usados para prevenir o aumento de volume da argila, mas apresentam eficácia limitada, falta de estabilidade e causam danos ambientais (RANA, KHAN e SALEH, 2021; HASSAN, et al., 2023). Esses problemas afetam a estabilidade das paredes do poço, já que mais de 90% dos desafios de instabilidade estão ligados à incapacidade dos fluidos de perfuração aquosos em estabilizar essas rochas. Tradicionalmente, fluidos de perfuração à base de óleo (OBDF) eram usados para combater esses desafios, mas eles têm limitações como questões ambientais graves, falta de degradabilidade e complexidade no pós-tratamento.

Fluidos de perfuração à base aquosa são preferidos na exploração de petróleo e gás por serem menos agressivos ambientalmente que os oleosos. No entanto, eles podem causar o inchamento da argila em folhelhos, devido à entrada de água nas entrecamadas, o que aumenta o espaçamento interplanar e o volume quando os cátions trocáveis são hidratados (ABDULLAH, ALI e MARDIN, 2024). Isso pode levar a desmoronamentos, aprisionamento da coluna de perfuração, instabilidade da parede do poço e, em casos extremos, perda total do poço (NASCIMENTO, et al., 2009). Manter a integridade das paredes dos poços é crucial para a segurança e sucesso das operações de perfuração (ZHONG, et al., 2011).

Tendo isso em vista, o presente trabalho busca melhorar a eficiência dos fluidos de perfuração base aquosa e analisar o potencial do tetrapolímero AADA 150, sintetizado em trabalhos prévios do grupo de pesquisa, como agente inibidor do inchamento de argila quando comparado ao polímero comercial Poli(cloreto de dialildimetilamônio) (PDADMAC) e KCl em diferentes concentrações e temperaturas.

Metodologia

Síntese e caracterização do Tetrapolímero (AADA)

O tetrapolímero, denominado AADA, foi obtido por polimerização por adição em solução, de acordo com a metodologia descrita por Brasil *et al* (2022) e representado na Figura 1. Após a secagem o AADA foi caracterizado por Espectrometria de Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR) e análise termogravimétrica (TGA).

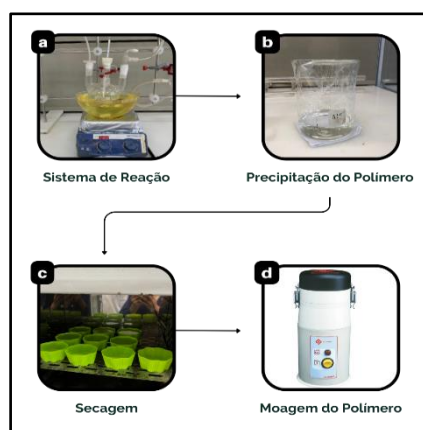


FIGURA 1. Etapas da síntese do Tetrapolímero mostradas sequencialmente a partir de fotografias (a - Sistema de Reação; b - Precipitação do Polímero; c - Secagem; d- Moagem do Polímero)

Teste de Inibição do Inchamento de Argila

Os ensaios para determinar o percentual de inchamento de argila foram conduzidos no equipamento M4600HP/HT *Linear Swell Meter* Grace Instrument Scientific Innovation, de acordo com o esquema apresentado na Figura 2. As concentrações das soluções testadas foram de 1,0% e 1,5% (m/v) de cada aditivo (AADA150, PDADMAC, KCl), nas temperaturas de 70°C, 80°C e 90°C, pressão de 500psi e tempo de 90 minutos.



FIGURA 2. Sequência de fotografias que mostram as etapas do ensaio de inibição de inchamento de argila

Resultados e Discussão

Caracterização do Tetrapolímero

Os espectros de FTIR do tetrapolímero AADA e dos monômeros, mostrados na Figura 3, permitiram observar que a rota sintética utilizada foi bem-sucedida. Este fato pode ser confirmado pelo desaparecimento das bandas referentes à ligação C=C em 1600cm^{-1} e à ligação C-H das olefinas entre 1000 e 905cm^{-1} , no espectro do tetrapolímero. Bandas relacionadas a grupos funcionais característicos de monômeros também foram observadas no espectro do tetrapolímero, como uma banda larga em 3350cm^{-1} atribuída às vibrações das ligações amida N-H presentes em AM e AMPS e a ligação O-H em AAC, sobrepostas. A banda em 1450cm^{-1} refere-se à ligação CH das metilas presentes no DMDAAC, e duas bandas que aparecem em 1000 e 1200cm^{-1} atribuídas à simetria e assimetria das ligações S=O e SO do grupo sulfonato do AMPS.

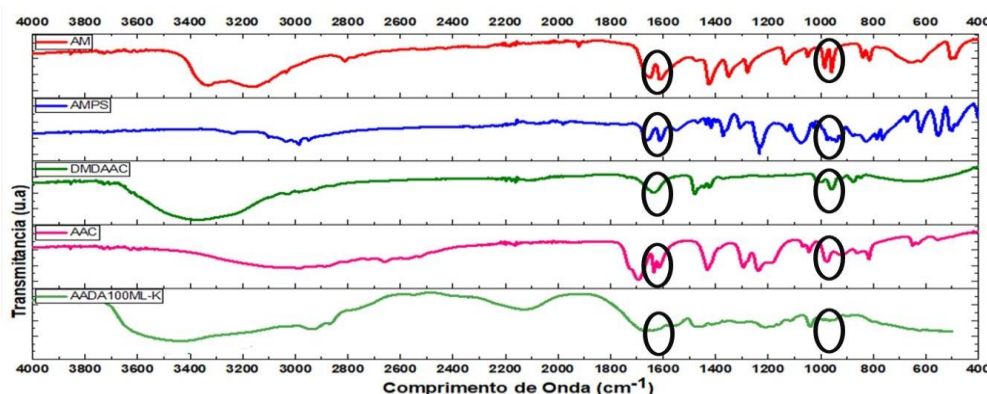


FIGURA 3. (A) Espectro FTIR dos monômeros e do Tetrapolímero AADA

Teste de Inibição do Inchaço da Argila

As Figuras 4A, 4B e 4C apresentam os resultados dos percentuais de inchamento de argila obtidos nos ensaios de inibição a 70°C , 80°C e 90°C , respectivamente.

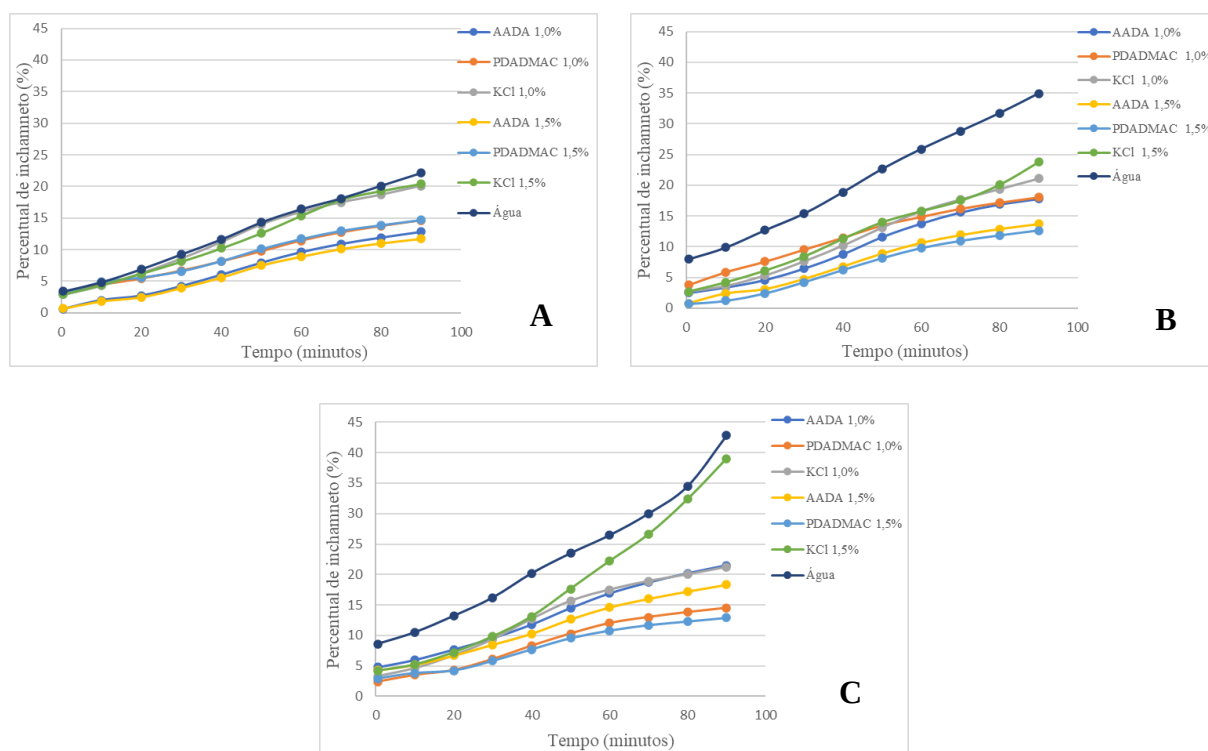


FIGURA 4. Curvas de percentual de inchamento de argila a 500psi de pressão: (A) 70°C, (B) 80°C/500psi, (C) 90°C

Analisando os resultados da Figura 4A, pode-se verificar que á 70°C as soluções de AADA150 (1,0% e 1,5% m/v) apresentaram menor percentual de inchamento quando comparado as soluções de PDADMAC e KCl nas mesmas concentrações. Nos ensaios realizados a 80°C e 90°C, Figuras 4B e 4C, respectivamente, não foi observado o mesmo comportamento de inibição. Porém a solução 1,5% m/v de AADA150 apresentou eficiência de inibição de inchamento muito semelhante ao observado para a solução de PDADMAC na mesma concentração a 80°C. Tanto o AADA150 quanto o PDADMAC mostraram um aumento rápido no percentual de inchamento nos primeiros 40 minutos, tornando-se mais lenta ao longo do ensaio. Todas as soluções de AADA150 foram significativamente mais eficientes do que as soluções de KCl em todas as concentrações e condições de análise.

Conclusões

O tetrapolímero AADA 150 sintetizado apresenta comportamento inibitório de inchamento de argilas melhor do que o inibidor comercial na temperatura de 70°C, superando a 1,5% o desempenho do inibidor comercial PDADMAC e ainda mais o do KCl. Em temperaturas mais elevadas, que é

objetivo de utilização do tetrapolímero, seu desempenho foi inferior ao do PDADMAC, mas superior ao do KCl. Notadamente o AADA150 apresenta grande potencial para ser usado em fluidos de perfuração base aquosa como inibidor de inchamento de argilas reativas, mas ainda é necessário estudos mais específicos para que haja uma melhor compreensão do mecanismo e a cinética de inibição.

Agradecimentos

Petrobras, ANP, PRH 16.1, UFRJ, LMCP

Referências Bibliográficas

- ABDULLAH, A. D.; ALI, J. A.; MARDIN, A. Exploring the role of hydrophobic nanofluids in reducing shale swelling during drilling: A step towards eco-friendly and sustainable practices. *Colloids and surfaces A: Physicochemical and engineering aspects*, v. 694, 2024.
- BRASIL, R. F., LOPES, G., DE AMORIM, D. C., FERREIRA, L. S., PACHECO, E. B. A. V. Synthesis and characterization of AM/AMPS/DMDAAC/AAC tetrapolymer for application in drilling fluid. *Brazilian Journal of Development*, v. 8, p. 15042-15051, 2022.
- HASSAN, A., MURTAZA, M., ALADE, O., TARIQ, Z., KAMAL, M. S., MAHMOUD, M. Interactions of drilling and completion fluids during drilling and completion operations. *Developments in Petroleum Science*, v. 78, 2023.
- LIMA, R. E. M. Simulador de dano à formação, aplicado ao Projeto e à execução da perfuração de poços de petróleo. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte - PPGCEP. Natal, RN. 256 f., 2010.
- NASCIMENTO, R. C. A. M. VIEIRA, T., AMORIM, L. V., LIRA, H. L. Avaliação da eficiência de inibidores de argilas expansivas para uso em fluidos de perfuração. *Revista Eletrônica de Materiais e Processos*, v. 4, n. 2, p. 12-19, 2009.
- RANA, A., KHAN, I., SALEH, T. A. Advances in carbon nanostructures and nanocellulose as additives for efficient drilling fluids: trends and future perspective—a review. *Energy Fuels*, v. 35, p. 7319–7339, 2021.
- STEIGER, R. P., LEUNG, P. K. Quantitative determination of the mechanical properties of shales. *SPE Drill Eng* 7, v. 3, p. 181–185, 1992.
- ZHONG, H., QIU, Z., HUANG, W., CAO, J. Shale inhibitive properties of polyether diamine in water-based drilling fluid. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 78, p. 510–515, 2011.