

Avaliação Preliminar do Desempenho de Fluidos Poliméricos em Sistemas de Core-Flooding Aplicados à Recuperação Avançada de Petróleo

Lucas R. B. Silva^{1,2} (G), Laryssa E. B. Sena^{2,4*} (PG), André S. Montijo^{2,4} (PG), Sthéfany Z. S. Do Amparo^{2,3} (PQ),
Marcelo M. Viana^{2,4} (PQ)

*laryssa.sena@ctnano.org

¹Centro Universitário Una, ZIP: 31170-678, Belo Horizonte – MG; ²CTNano, Universidade Federal de Minas Gerais, ZIP 31.310-260; ³Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, ZIP: 32146-054, Contagem, Brasil; ⁴Departamento de Química-ICEx, Universidade Federal de Minas Gerais, ZIP 30.270-901, Belo Horizonte, MG, Brazil;

RESUMO

A utilização de nanofluidos e géis para recuperação avançada de petróleo (EOR) requer testes em condições que simulem o ambiente do reservatório. Este trabalho apresenta os primeiros resultados obtidos com o novo sistema de core-flooding instalado, no Centro de Tecnologia de Nanomateriais e Grafeno - UFMG, utilizado para avaliar a eficiência de varrimento de petróleo por soluções poliméricas. Após a instalação técnica e o treinamento da equipe, foram realizados ensaios com amostras de rochas saturadas com petróleo e injeção de fluidos poliméricos de poliácridamida, permitindo avaliar parâmetros como recuperação de óleo, resistência ao fluxo e estabilidade das formulações.

Palavras-chave: Recuperação avançada de petróleo, core-flooding, nanofluidos.

Introdução

Com o aumento da demanda energética global e a crescente dificuldade em identificar novas reservas de petróleo economicamente viáveis, torna-se estratégico o aproveitamento mais eficiente de campos já explorados. Nesse contexto, técnicas de injeção de fluidos, como os métodos de recuperação avançada de petróleo (Enhanced Oil Recovery – EOR), vêm sendo amplamente aplicadas e otimizadas [1]. A EOR é uma estratégia da indústria de óleo e gás que é capaz de recuperar até 60% do óleo após aplicação dos processos primário e secundário, sendo crucial para evitar o abandono de campos maduros. No método químico de EOR, a aplicação da poliácridamida parcialmente hidrolisada (HPAM) visa aumentar a viscosidade da água e melhorar o deslocamento do petróleo remanescente no poço. Para avaliar a eficácia dessas formulações em condições próximas aos reais de campo, são necessários ensaios em ambiente relevante, que reproduzam com fidelidade o comportamento dos sistemas em escala laboratorial controlada. Neste trabalho, descrevem-se os primeiros testes realizados com o sistema de core-flooding, Figura 1. O equipamento foi projetado para operar sob condições de pressão, temperatura e vazão simulando

condições de reservatórios, permitindo o estudo do deslocamento de fluidos em amostras de rocha. Além da validação do funcionamento do equipamento, foram conduzidos ensaios preliminares utilizando formulações poliméricas, com o objetivo de analisar parâmetros como recuperação de óleo, variação de pressão de injeção e estabilidade das formulações. Esses testes iniciais representam um passo essencial para a elevação da maturidade tecnológica das soluções propostas no projeto.

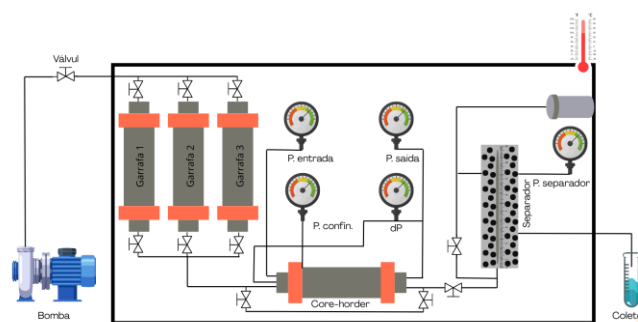


Figura 1 – Diagrama esquemático do experimento de inundação de núcleo de rocha.

Autoria própria



Experimental

Foram utilizados corpos de prova de arenito com porosidade média de 21,60% e permeabilidade de aproximadamente 350 600 mD, previamente secos e saturados com óleo. O sistema de core-flooding utilizado nos ensaios é composto por bomba de deslocamento de alta precisão, células de pressão com controle térmico, válvulas de alívio e medidores de pressão diferencial. Os experimentos foram conduzidos a uma temperatura constante de 70 °C, com vazões variando entre 0,25 mL/min e 0,75 mL/min, simulando condições representativas de reservatórios. Durante os ensaios, foram avaliados o volume de óleo recuperado, a evolução da pressão de injeção ao longo do tempo e a estabilidade visual das formulações antes, durante e após a injeção. Os nanofluidos foram preparados a partir de solução de poliacrilamida parcialmente hidrolisada com solução salina de força iônica de 0,6.

Resultados e Discussão

Durante os ensaios realizados com o sistema de core-flooding, foi observada uma recuperação adicional do óleo, indicando que a formulação testada possui potencial promissor para aplicação em processos de recuperação avançada. O nanofluido polimérico de poliacrilamida, desenvolvido no projeto, foi caracterizado previamente por medidas reológicas e apresentou comportamento de fluido pseudoplástico, ou seja, a viscosidade diminui com o aumento das taxas de cisalhamento e em altas taxas as viscosidades tendem a se manter constantes. A uma taxa de 7,34 s⁻¹ o nanofluido apresenta viscosidade média de 10 mPa.s. Sua utilização apresentou bom desempenho, sugerindo atuação eficaz na mobilização do óleo residual presente nos poros da rocha. Além disso, a injeção de salmoura contribuiu para estabilizar o fluxo e favorecer a recuperação, atuando

como fase de pré-tratamento ou enxágue. De forma preliminar, os resultados indicam que o sistema é funcional e que as formulações desenvolvidas podem ser otimizadas para melhorar a eficiência do processo em condições de reservatório.

Conclusões

Os ensaios iniciais indicam que o sistema de core-flooding instalado apresenta elevado potencial para estudos de recuperação avançada de petróleo. Mesmo durante a fase de treinamento e validação do equipamento, os testes forneceram uma base sólida para a continuidade da pesquisa, com ênfase na otimização dos parâmetros de injeção e no aperfeiçoamento das formulações.

Agradecimentos

FINEP/1.23.0544.00, CNPq, Fapemig, CTNano/UFGM, Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior Capes (Código do Financiamento 001), Petrobras, LCPNano, Centro de Microscopia UFGM e INCT Cimol.

Referências

1. PEREIRA, K. A. B.; PEREIRA, K. A. B.; OLIVEIRA, P. F.; MANSUR, C. R. E. Behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide/polyethyleneimine reinforced with coal fly ash for preformed particle hydrogels. *Journal of Applied Polymer Science*, [s.l.], v. 137, n. 46, p. 1–13, 2020a. DOI: 10.1002/app.49423. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/app.49423>.
2. K. A. B. Pereira, Tese de Pós Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2022.
3. E. R. Grabski, Tese de Mestrado, Texas A&M University, 2012.