



Avaliação do Envelhecimento Térmico de Géis *In-Situ* para Aplicações em Controle de Conformidade

Erica C. M. M. Silva (G)^{1,2}, Henrique A. V. Gonzaga^{1,2}(G), Sthéfany Z. S. do Amparo^{2,3} (PQ) and Marcelo M. Viana (PQ)¹

erica.silva@ctnano.org

¹Departamento de Química-ICEx, Universidade Federal de Minas Gerais, ZIP 30.270-901, Belo Horizonte, MG, Brazil;

²CTNano, Universidade Federal de Minas Gerais, ZIP 31.310-260; ³Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, ZIP: 32146-054, Contagem, Brasil.

RESUMO

Géis *in-situ* são amplamente empregados no controle de fluxo de fluidos na recuperação de petróleo em reservatórios, atuando no bloqueio de zonas de alta permeabilidade. Neste estudo, investigou-se o comportamento de géis poliméricos submetidos a envelhecimento térmico, simulando condições de reservatório. As amostras foram mantidas a 70 °C por até 30 dias, com monitoramento da viscosidade e da integridade estrutural ao longo do tempo. Os resultados demonstraram boa estabilidade térmica, indicando a viabilidade de aplicação desses materiais em ambientes de alta temperatura. Além disso, o envelhecimento térmico mostrou-se uma ferramenta eficaz para prever o desempenho dos géis em poços de petróleo.

Palavras-chave: *géis in-situ, envelhecimento térmico, recuperação de petróleo, estabilidade térmica.*

Introdução

A extração de petróleo é dividida em três etapas: primária, secundária, terciária [1]. Os métodos de extração primária e secundária recuperam apenas cerca de 30% do óleo, sendo necessária uma recuperação terciária que visa aumentar a eficiência de deslocamento do óleo dentro do poço por meio por meio da injeção de fluidos químicos de deslocamento, podemos citar a recuperação avançada de petróleo (EOR) [1]. Devido a tensões interfaciais elevadas, mobilidade limitada do óleo, produção excessiva de água, além da canalização dos fluidos por caminhos de alta permeabilidade reduz a eficiência e aumenta os custos de recuperação. Nesse contexto, géis poliméricos têm sido aplicados no controle de produção de água, redirecionando o fluxo em reservatórios de alta canalização. Esses materiais atuam como barreiras seletivas, bloqueando zonas de alta permeabilidade e forçando os fluidos injetados a varrerem regiões menos acessadas, o que melhora a eficiência de deslocamento e a recuperação de óleo [1,2]. Os principais sistemas utilizados são os géis *in-situ*, indicados para bloqueio profundo e seletivo [2]. O desenvolvimento recente foca na

funcionalização desses géis com nanomateriais como óxido de grafeno, dióxido de titânio e nanotubos de carbono, que conferem maior estabilidade térmica, resistência mecânica e desempenho sob condições extremas de reservatórios [3]. Neste trabalho, serão desenvolvidos e avaliados sistemas de géis *in-situ* funcionalizados com nanomateriais, com foco em aplicações em processos de recuperação avançada de petróleo. A proposta envolve a síntese controlada de nanocompósitos poliméricos capazes de formar redes poliméricas diretamente no interior do reservatório, promovendo o bloqueio seletivo de zonas de alta permeabilidade e, consequentemente, o redirecionamento eficiente dos fluidos injetados. Foram realizados testes de estabilidade térmica, resistência ao cisalhamento para avaliação do comportamento reológico, visando validar o desempenho desses sistemas em condições relevantes de campo. Além disso, buscou-se compreender a influência dos nanomateriais incorporados na estrutura tridimensional do gel e na sua capacidade de atuação como agente de na eficiência como sistemas de controle de perfil em reservatórios

Experimental



Os géis *in-situ* desenvolvidos neste estudo foram formulados com base em poliacrilamida (PAM) e polietilenoimina (PEI), incluindo também sistemas funcionalizados com nanopartículas de dióxido de titânio (TiO_2). As soluções poliméricas foram preparadas por dissolução completa da PAM e PEI em solução salina com força iônica 0,6. Para os sistemas contendo TiO_2 , a dispersão das nanopartículas foi realizada previamente em água destilada sob ultrassonicação e incorporada à solução de PAM/PEI. A solução final foi então dividida em porções, transferida para frascos de mais ou menos 15 mL e submetida à gelificação em estufa. Os géis foram submetidos a envelhecimento térmico a 70 °C e avaliados após 1, 15, 30 e 90 dias por meio de análise visual e classificação segundo o código de Sydansk [4] (Figura 1). Além disso, a injetividade dos hidrogéis foi investigada por meio de medições de viscosidade em função da taxa de cisalhamento e a resistência mecânica, determinada a partir dos módulos de armazenamento (G') e de perda (G'').



Figura 1 – Escala de classificação de géis segundo o código de Sydansk.

Resultados e Discussão

Na Figura 2a, a relação entre viscosidade e taxa de cisalhamento mostra que o gel PAM-PEI apresentou boa injetividade, com viscosidade entre 10–30 mPa·s a 7,34 s⁻¹, enquanto o sistema PAM-PEI/ TiO_2 não apresentou injetividade mensurável, embora exibisse comportamento pseudoplástico. Na Figura 2b, a classificação visual pelo código de Sydansk indica géis fortes, com códigos I (PAM-PEI) e G (PAM-PEI/ TiO_2) para 1 e 15 dias. Já na Figura 2c, os módulos de armazenamento (G') e de perda (G'') confirmam o caráter predominantemente sólido ($G' > G''$) em ambos os sistemas.

Conclusões

Os resultados demonstram que o gel PAM-PEI apresenta melhor injetividade e desempenho reológico, com comportamento pseudoplástico e formação de géis fortes, conforme indicado pelo código de Sydansk. O sistema PAM-PEI/ TiO_2 , embora não tenha

exibido injetividade sob as mesmas condições, mostrou boa estabilidade e caráter predominantemente sólido, sugerindo potencial para aplicações em controle de conformidade em reservatórios.

Agradecimentos

FINEP, 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.

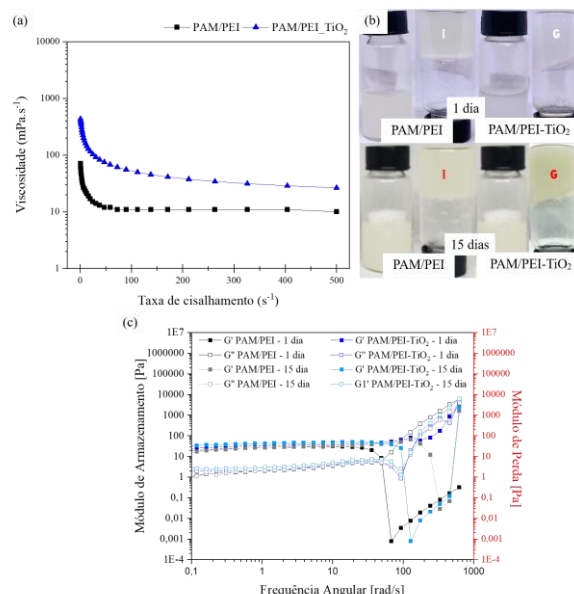


Figura 2 – (a) Curvas de viscosidade aparente em função da taxa de cisalhamento; (b) classificação visual das amostras pelo código de Sydansk após 1 e 15 dias; e (c) curvas dos módulos de armazenamento (G') e de perda (G'') em função da frequência angular para os sistemas PAM/PEI e PAM/PEI/ TiO_2 .

Referências

- [1] Garcia Cordeiro Tessarolli F, Gomes De Carvalho Queirós Y, Regina Elias Mansur C. Evaluation of pH-sensitive hydrogels to control the permeability anisotropy of oil reservoirs. J Appl Polym Sci 2014; 131.
- [2] Pereira KAB, Oliveira PF, Mansur CRE. Hidrogéis compósitos poliméricos com possível aplicação no controle de permeabilidade em reservatórios de petróleo: uma revisão. Rev Electron Perspect Cienc Tecnol 2019; 11.
- [3] Silva Z. Obtenção de nanomateriais e hidrogéis nanocompósitos à base de poliacrilamida: aplicações em controle de conformidade de reservatórios de petróleo e remediação de corante e microplásticos. UFGM 2023.
- [4] Sydansk R. A newly developed chromium (III) gel technology (SPE-19308-PA). SPE Reserv Eng 1990; 5:346–52.