

## AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES INTERFACIAIS DE EMULSÕES DE PETRÓLEO EM SISTEMAS PRESSURIZADOS COM CO<sub>2</sub>

Antônio Gabriel Santos Vasconcelos<sup>2</sup> (PROBIC/Unit);  
Josefa Manuela Gonçalves<sup>1,2</sup>, Fabiane Serpa<sup>1</sup>, Gustavo Rodrigues Borges<sup>1,2</sup> (Orientador)  
gabrielantonio319@gmail.com

<sup>1</sup>Núcleo de Estudos em Sistemas Coloidais (NUESC) / Instituto de Tecnologia e Pesquisa (ITP), Av. Murilo Dantas, 300, Aracaju – SE, Brasil, CEP 49032-490.

<sup>2</sup>Universidade Tiradentes (UNIT), PEP, Av. Murilo Dantas, 300, Aracaju – SE, Brasil, CEP 49032-490.

3.00.00.00-9 – Engenharias; 3.06.00.00-6 – Engenharia Química

### RESUMO

**Introdução:** O aumento da demanda global por petróleo e os desafios associados à recuperação em campos maduros e offshore no Brasil impulsionam o desenvolvimento de estratégias mais eficientes de recuperação avançada de petróleo (EOR). Entre essas, destacam-se a injeção de CO<sub>2</sub> e o ajuste da salinidade da água de injeção, que influenciam diretamente as propriedades interfaciais óleo/água e, conseqüentemente, o fator de recuperação. **Objetivos:** Neste estudo, avaliou-se a influência de íons específicos (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> e Sr<sup>2+</sup>), da temperatura e da pressão de CO<sub>2</sub> sobre a tensão interfacial (IFT), visando compreender os mecanismos que governam a mobilização do óleo em reservatórios. **Metodologia:** As medições de densidade indicaram que a temperatura exerce maior influência sobre os fluidos do que a pressão, devido à baixa compressibilidade dos líquidos. Nos ensaios de IFT, observou-se que os ânions apresentaram maior capacidade de redução da tensão interfacial em comparação aos cátions, resultado coerente com o papel dos ânions na migração de moléculas tensoativas. **Resultados e Conclusões:** A variação das concentrações de SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> e Sr<sup>2+</sup> resultou em respostas não lineares, indicando pontos ótimos de atividade interfacial associados à reorganização molecular. A presença simultânea de ambos os íons, formando SrSO<sub>4</sub>, promoveu redução adicional da IFT em relação à água deionizada. A 25 °C, a maior concentração avaliada (252 mg L<sup>-1</sup>) resultou em valores próximos de 20 mN·m<sup>-1</sup>, com baixa sensibilidade à concentração. A 55 °C, o valor médio foi de 20,6 mN·m<sup>-1</sup>, enquanto a 75 °C observou-se redução para cerca de 19,6 mN·m<sup>-1</sup> nas concentrações intermediárias (46 e 102,6 mg L<sup>-1</sup>), indicando que o aumento da temperatura favoreceu a reorganização molecular e intensificou a atividade interfacial. Contudo, em altas concentrações, ocorreu precipitação do sal, limitando as medições. Esses resultados demonstram que a temperatura, embora secundária, contribui para ajustes sutis na interface devido à redução da viscosidade e às mudanças na solubilidade dos sais. A presença de CO<sub>2</sub> sob diferentes pressões também influenciou a IFT. Para soluções contendo SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, verificou-se redução progressiva da tensão interfacial com o aumento da pressão, associada à maior solubilidade do gás em meios de baixa salinidade. Nos sistemas com Sr<sup>2+</sup>, observou-se comportamento não linear, com aumento inicial e posterior redução da IFT em pressões elevadas, relacionado ao equilíbrio entre os efeitos de *salting-out* e dissolução forçada do CO<sub>2</sub>. Já nos sistemas contendo água de ânions, registrou-se aumento inicial acentuado da IFT, provavelmente decorrente da formação de ácido carbônico e seus produtos de dissociação, seguido de estabilização. De modo geral, a composição iônica, a temperatura e a presença de CO<sub>2</sub> modulam de forma interdependente a interface óleo/água, resultando em reduções de IFT entre 19,6 e 20,6 mN·m<sup>-1</sup> conforme as condições. A compreensão desses efeitos fornece subsídios para a definição de parâmetros operacionais que favoreçam a redução da tensão interfacial e a mobilização do óleo, contribuindo para o aprimoramento de estratégias de recuperação avançada de petróleo.

**PALAVRAS-CHAVE:** tensão interfacial, salinidade da água de injeção; recuperação avançada de petróleo.

**Agradecimentos:** Os autores agradecem à CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil) – Código Financeiro 001, ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), à FAPITEC/SE (Fundação de Apoio à Pesquisa e à Inovação Tecnológica do Estado de Sergipe) e à ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) pelo apoio financeiro e pelas bolsas concedidas.

## ABSTRACT

**Introduction:** The increasing global energy demand and the challenges of oil recovery from mature and offshore Brazilian reservoirs have driven the development of more efficient enhanced oil recovery (EOR) techniques. Among these, CO<sub>2</sub> injection and salinity adjustment of injection water stand out, as they directly influence oil/water interfacial properties and, consequently, the recovery factor. **Objectives:** This study evaluated the influence of specific ions (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> and Sr<sup>2+</sup>), temperature, and CO<sub>2</sub> pressure on interfacial tension (IFT), aiming to understand the mechanisms governing oil mobilization in reservoirs. **Methodology:** Density measurements indicated that temperature has a greater effect on fluids than pressure due to the low compressibility of liquids. In the IFT experiments, anions showed a higher ability to reduce interfacial tension compared to cations, consistent with their role in promoting surfactant migration to the interface. **Results and Conclusions:** Variation in SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> and Sr<sup>2+</sup> concentrations produced non-linear responses, indicating optimal points of interfacial activity associated with molecular rearrangement. The simultaneous presence of both ions forming SrSO<sub>4</sub> led to additional IFT reduction compared with deionized water. At 25 °C, the highest concentration (252 mg L<sup>-1</sup>) resulted in values close to 20 mN·m<sup>-1</sup>, with low sensitivity to concentration. At 55 °C, the average value was 20.6 mN·m<sup>-1</sup>, while at 75 °C, a further decrease to around 19.6 mN·m<sup>-1</sup> was observed for intermediate concentrations (46 and 102.6 mg L<sup>-1</sup>), indicating that higher temperatures favored molecular rearrangement and enhanced interfacial activity. However, at higher concentrations, salt precipitation occurred, limiting the measurements. These results show that temperature—although secondary—contributes to subtle adjustments at the interface due to reduced viscosity and changes in salt solubility. The presence of CO<sub>2</sub> under different pressures also affected IFT. For solutions containing SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>, a progressive decrease in interfacial tension was observed with increasing pressure, associated with the higher solubility of CO<sub>2</sub> in low-salinity media. In systems with Sr<sup>2+</sup>, a non-linear trend was observed, with an initial increase followed by a decrease in IFT at higher pressures, related to the balance between salting-out effects and forced CO<sub>2</sub> dissolution. For systems containing anion-rich water, an initial increase in IFT was recorded, likely due to carbonic acid formation and its dissociation products, followed by stabilization. Overall, ionic composition, temperature, and CO<sub>2</sub> jointly modulate the oil/water interface, resulting in IFT reductions between 19.6 and 20.6 mN·m<sup>-1</sup> depending on the conditions. Understanding these effects provides insights for defining operational parameters that favor interfacial tension reduction and oil mobilization, contributing to the improvement of enhanced oil recovery techniques.

**KEYWORDS:** interfacial tension, injection water salinity, enhanced oil recovery.

**ACKNOWLEDGEMENTS:** The authors thank to CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil) - Finance Code 001, CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico), FAPITEC/SE (Fundação de Apoio à Pesquisa e à Inovação Tecnológica do Estado de Sergipe) and ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) for financial support and scholarships.