

Avaliação de *oil mixing* em reservatórios aplicando espectroscopia no infravermelho médio e análise multivariada de dados

Bruno F. Paqueli (PG)*, Fernanda B. S. Magalhães (IC), Bruno Q. Araújo (PQ), Paulo R. Filgueiras (PQ), Eustaquio V. R. Castro (PQ)

bruno.paqueli@edu.ufes.br

Núcleo de Competências em Química do Petróleo – NCQP/UFES

Palavras-Chave: Petróleo, *Oil mixing*, FT-MIR, PCA, GC-MS

Introdução

Oil mixing é um processo relacionado à mistura de óleos na rocha reservatório, resultante da migração de óleo tardio derivado de um pulso de hidrocarbonetos da rocha geradora. Em geral, as misturas podem ser formadas por (i) óleos de diferentes rochas geradoras com distintas matérias orgânicas que migraram pelas falhas ou fraturas das rochas ou (ii) óleos pretéritos biodegradados com óleos não alterados. A mistura de óleos leva a modificações nas propriedades físico-químicas, especialmente na variação da composição a nível molecular. O estudo geoquímico é comumente avaliado com base em indicadores moleculares que se relacionam aos processos de acumulação, deposição e evolução da matéria orgânica, migração e condições do reservatório, com o objetivo de auxiliar nas estratégias de produção e exploração dos óleos.^{1,2,3}

Neste trabalho, óleos das bacias sedimentares brasileiras (leves ($API^\circ > 31$), intermediários e pesados ($API^\circ < 21$)) e misturas binárias derivadas de dois *endmembers* (óleo leve (L) e óleo pesado (H)) foram analisados por espectroscopia no infravermelho médio com transformada de Fourier (FT-MIR) combinada com ferramentas quimiométricas não supervisionadas. As razões geoquímicas de *endmembers* e misturas binárias foram determinadas por cromatografia gasosa acoplada à espectrometria de massas (GC-MS) com base nas áreas de picos de biomarcadores usuais.

Resultados e Discussão

As misturas apresentaram características intermediárias entre os *endmembers*, com a razão de 25-norhopano sobre C_{30} hopano (25NH/H30) variando de 0,04 a 0,70. O mesmo comportamento foi observado para as razões Pr/C₁₇ (0,43 a 28,1) e Fi/C₁₈ (0,14 a 18,88). O gráfico de análise de componentes principais (PCA) PC 1 versus PC 2 (Figura 1), baseado nos espectros de FT-MIR com variância de 95,91%, mostrou uma tendência de separação relacionada ao nível de biodegradação: óleos não alterados no quadrante negativo da componente principal 1 (PC1 < 0), enquanto as amostras biodegradadas foram localizadas na PC1 > 0. As réplicas das misturas 50:50 (óleo L:H) foram dispersas no gráfico de scores (PC1 < 0) próxima à localização das amostras de óleos intermediários, situando-se entre as misturas 75L:25H e 25L:75H (Figura 1), sugerindo que esses óleos apresentam perfil químico semelhante ao da mistura 50L:50H. Essas evidências sugerem processos de *oil mixing* atuantes no sistema petrolífero, provavelmente relacionados às misturas de óleo biodegradado e óleo não biodegradado.

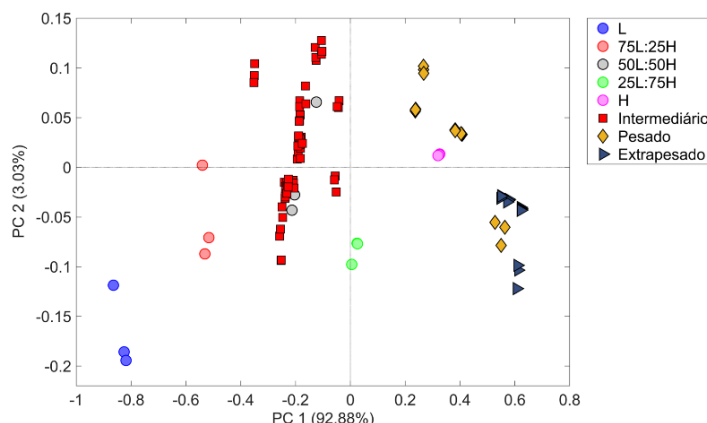


Figura 1. Gráfico de scores da PCA (PC 1 versus PC 2)

Conclusões

Os parâmetros de biodegradação mostraram um aumento com o acréscimo do óleo H nas misturas binárias. Além disso, a dispersão das amostras em comparação às misturas binárias e *endmembers* na análise por PCA, indicaram que os óleos intermediários são misturas provavelmente derivadas de *oil mixing*.

Agradecimentos

UFES, FAPES, CAPES, CNPq e NCQP.

¹ Zhou, C.; Yu, S.; Huang, W.; Zhang, H.; Xiao, Z.; Zeng, L.; Huang, W.; Pan, C. Marine and Petroleum Geology, 126, 104903, 2021.

² Koopmans, M. P.; Larter, S. R.; Zhang, C.; Mei, B.; Wu, T.; Chen, Y. AAPG Bulletin, 86, 10, 2002.

³ Head, I. M.; Jones, D. M.; Larter, S. R. Nature, 426, 344-352, 2003.