

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Água de baixa salinidade à base de estrôncio como método de Recuperação Avançada/Melhorada de Petróleo (IOR/EOR)

AUTORES:

Maria Luiza Pinto da Silva, Denisson Santos, Cláudio Dariva, Elton Franceschi, Gustavo Rodrigues Borges

INSTITUIÇÃO:

Universidade Tiradentes

ÁGUA DE BAIXA SALINIDADE À BASE DE ESTRÔNCIO COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA/MELHORADA DE PETRÓLEO (IOR/EOR)

Abstract

Strontium-based injection water for enhanced oil recovery has been neglected due to the low solubility of the cation in water. However, challenging reservoirs like those in the Brazilian pre-salt region demand not-conventional solutions to improve oil production. This work shows the potential of using strontium cation in water solutions to enhance/improve the oil recovery. Acidic and non-acidic crude oils from Brazilian post-salt and pre-salt fields were used for this study. The oil/brine interfacial tension and viscoelastic properties of the interfacial films were measured by an ascendant drop tensiometer. The results showed that strontium presents the highest interfacial activity among the other alkaline-earth metals. Also, the strontium-based low salinity water produced the most elastic interfacial film, which is desired for the improvement of oil volumetric sweeping promoted by water flooding.

Keywords: Strontium based saline water; low salinity water; oil recovery; interfacial properties

1. Introdução

O consumo energético mundial tem aumentado ao longo dos anos devido ao crescimento econômico. Apesar das últimas tendências da descarbonização, os combustíveis fósseis representam 80% das fontes primárias da matriz energética [1]. Para atender essa demanda em um cenário de esgotamento de reservatórios convencionais, a indústria petrolífera tem trabalhado no desenvolvimento de reservatórios não convencionais e investido na melhoria do fator de recuperação de petróleo. Pelo menos 40% das reservas provadas de petróleo permanecem nos poros do reservatório devido à falta de tecnologia de exploração [2][3]. Portanto, tem crescido ao longo dos anos a necessidade do desenvolvimento de métodos que visam melhorar o fator de recuperação.

Os métodos de Recuperação Avançada de Petróleo (IOR) e Recuperação Melhorada de Petróleo (EOR) são empregados para promover uma maior produção de petróleo. A primeira estratégia é aplicada quando a saturação residual de óleo do reservatório ainda não foi atingida. Uma vez atingido esse nível, estratégias EOR são necessárias [4]. Essas técnicas promovem alterações nas propriedades físico-químicas do reservatório e/ou dos fluidos confinados, como pressão capilar e permeabilidade da rocha, viscosidade do óleo, tensão interfacial (IFT) água/óleo e propriedades viscoelásticas, auxiliando o deslocamento do óleo. Ambos os métodos são baseados na injeção térmica, química e de gás. Os métodos químicos geralmente consistem em injetar água quimicamente modificada no reservatório. Conhecidas como *smart waters*, essas águas são geralmente alteradas por aditivos como álcalis e surfactantes e promovem modificações na tensão interfacial e molhabilidade da rocha [5].

Usualmente, água do mar e água produzida são empregadas no método EOR baseado na injeção de água. Apesar do aumento da recuperação de óleo alcançado com essa técnica, estudos destacaram o potencial das chamadas Águas de Baixa Salinidade (LSW), produzidas através da diluição em excesso da água do mar, por exemplo. Embora algumas publicações sugiram que a injeção de água fresca em comparação à salmoura melhore a eficiência do método, a adição de íons específicos mostrou ser uma estratégia eficiente [6][7]. Cátions monovalentes e divalentes ($[Na]^+$, $[Mg]^{2+}$, $[Ca]^{2+}$), bem como o ânion $[SO_4]^{2-}$, em diferentes concentrações produziram um aumento no fator de recuperação de óleo de até 60% [2][8][9][10]. No entanto, o nível de sucesso da aplicação depende do tipo e concentração de íons e, principalmente, das propriedades físico-químicas do reservatório.

As propriedades do reservatório influenciam diretamente o mecanismo EOR promovido pela LSW. Esses mecanismos estão relacionados às interações salmoura-rocha, salmoura-óleo e salmoura-óleo-rocha. Para reservatórios areníticos, por exemplo, as principais reações induzidas promovidas pela injeção LSW são a hidratação da argila e a dissolução mineral. Isso resulta em migração de finos e aumento do pH [11][12]; troca multi-iônica e expansão da dupla camada, promovendo assim a alteração da molhabilidade da rocha para uma condição molhável à água, bem como a redução da tensão interfacial salmoura/óleo [13]; e efeito *salting-in*, que também resulta na alteração da molhabilidade [14]. Por outro lado, os mecanismos de recuperação para reservatórios carbonáticos devem-se ao

aumento da permeabilidade promovido pela dissolução das rochas, bem como à alteração da molhabilidade devido ao relaxamento da superfície [15]. Todos os efeitos mencionados estão associados à força iônica da salmoura injetada. Nesse cenário, este trabalho tem como objetivo analisar a influência da composição iônica na interação óleo/salmoura de águas de baixa salinidade e seu potencial para serem empregadas como método IOR/EOR.

2. Metodologia

2.1 Materiais

Petróleos brasileiros foram utilizados para este estudo. Os óleos BR e SE foram produzidos a partir de campos pós-sal e pré-sal, respectivamente. As salmouras foram preparadas com água deionizada (MilliQ®). Cloreto de magnésio hexahidratado ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) P.A. e cloreto de bário dihidratado ($\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) P.A. foram adquiridos da NEON e VETEC™, respectivamente. Cloreto de cálcio dihidratado ($\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) P.A. e cloreto de estrôncio hexahidratado ($\text{SrCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) foram adquiridos da Synth®.

2.2 Procedimento experimental

As salmouras foram preparadas em concentrações variando de 0 a 500 mM com os sais supracitados. A dissolução foi promovida por agitação magnética e as soluções foram filtradas a vácuo ($\Phi = 0,45 \mu\text{m}$) a fim de evitar a formação de agregados, como cristais eventualmente não dissolvidos. Por fim, as salmouras foram propriamente armazenadas.

A tensão interfacial e as propriedades viscoelásticas do filme interfacial foram analisadas. As condições de temperatura de 30, 45 e 65 °C foram fornecidas por um banho termostático de circulação. Um tensiômetro de gota ascendente (Tracker H – Teclis – IT Concept) foi utilizado para as análises, seguindo a metodologia proposta por Alves *et al.* (2014) [16]. Em resumo, uma gota de óleo foi formada por uma seringa equipada com uma agulha do tipo J dentro de uma fase contínua disposta em uma cubeta de quartzo. Os dados do perfil da gota foram registrados por uma câmera CCD e processados por um computador. O software determinou a tensão interfacial dinâmica ajustando o perfil da gota à equação de Young-Laplace combinada à equação hidrostática. Além disso, foram promovidas perturbações sinusoidais (expansão e compressão) e a deformação das gotas foi utilizada para calcular as propriedades viscoelásticas. A oscilação das gotas foi iniciada após 30 min de envelhecimento do filme interfacial e realizada em intervalos de 30 min por pelo menos 50 h. Como a frequência de oscilação influencia a magnitude da elasticidade, a mesma foi mantida em 0,833 Hz.

3. Resultados e Discussão

Os óleos selecionados foram caracterizados quanto às suas propriedades físico-químicas. De acordo com a tabela 1, o óleo SE apresenta um maior número de acidez total (TAN), que o classifica como óleo ácido. Por outro lado, o óleo BR apresenta um conteúdo substancial de asfaltenos. Além disso, uma composição distinta dos grupos SAR foi verificada, resultando em um comportamento físico diferente, conforme confirmado pela variação da viscosidade.

Table 1. Propriedades dos óleos.

Propriedades	Método de caracterização	Óleo	
		SE	BR
Viscosidade cinemática (mm^2/s) (20 °C)	Reologia rotacional [17]	36,99	100,20
BSW (%)	ASTM D4007 [18]	2,65	0,65

TAN (mgKOH/g)		ASTM D664 [19]	3,83	0,82
Composição SARA	Saturados (%)	ASTM D2007 [20]	53,80	45,80
	Aromáticos (%)		10,70	32,20
	Resinas (%)		34,70	17,70
	Asfaltenos (%)		0,80	4,30

A análise termogravimétrica (Figura 1) indica que nenhuma rede cristalina é formada nas temperaturas estudadas para o óleo BR. No entanto, o óleo SE apresentou uma temperatura de início de aparecimento de cristais (TIAC) de 52 °C. Microcristais de cera foram formados a essa temperatura e uma formação de macrocristais foi verificada à 26 °C. Como o óleo SE possui um teor de ácido relevante, espera-se que os ácidos naftênicos estejam entre as ceras precipitadas [21].

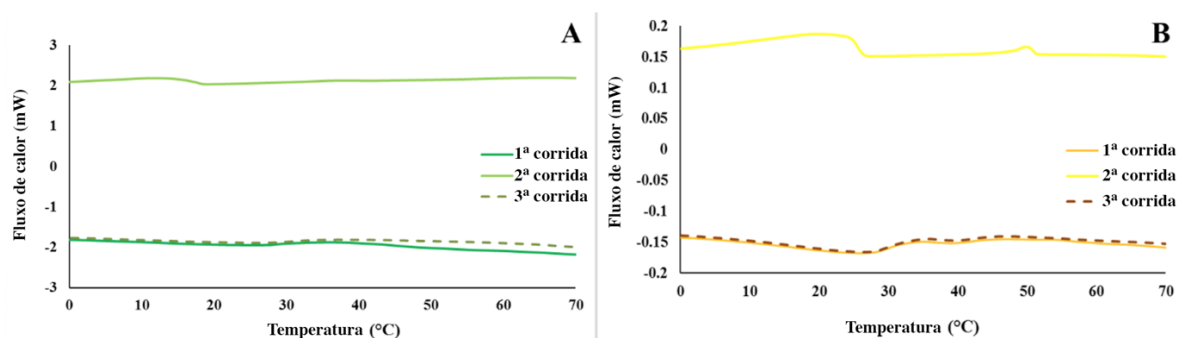


Figura 1. Termogramas de DSC para os óleos BR (A) e SE (B) utilizados neste trabalho.

A Figura 2 mostra a evolução das propriedades interfaciais água/óleo para o óleo SE com a variação da temperatura. Observa-se que a tensão interfacial (Figura 2A) apresenta uma tendência de estabilização após 5 h de envelhecimento do filme interfacial. Além disso, os resultados indicaram uma dependência da temperatura: houve redução da tensão de cerca de 20% a 30 °C, enquanto apenas 8% foi verificado a 60 °C, denotando uma atividade interfacial distinta. A uma temperatura superior à TIAC, a dinâmica interfacial aparenta não ter uma tendência de estabilização, uma vez que os ácidos naftênicos estão solubilizados no óleo. A adsorção e a organização dos tensoativos na interface óleo/água se estabilizam à medida que a cristalização ocorre, o que é ainda mais pronunciado pelas propriedades viscoelásticas da interface.

O módulo viscoelástico (E) é composto por um módulo elástico (E') e viscoso (E''). O primeiro componente está relacionado à energia recuperável armazenada pelo filme interfacial após deformação. Por sua vez, o componente viscoso evidencia a relação entre a taxa de cisalhamento e a energia perdida durante o relaxamento do filme após a mesma deformação [22]. A Figura 2B mostra a evolução dos módulos viscoelásticos com a redução da temperatura. Essa evolução parece ser governada pelo módulo elástico. O nível de elasticidade do filme é muito semelhante durante a primeira hora, mas se desenvolve diferentemente para cada temperatura. Quando a interface está em uma temperatura superior à TIAC, a elasticidade assume uma tendência de estabilização estrutural em torno de 3 h, enquanto o mesmo ocorre apenas após 6 h para uma temperatura abaixo da qual os microcristais de cera são formados. Após a formação dos macrocristais, verifica-se o crescimento da elasticidade. Como a formação de cera na interface modifica a fluidez do filme, a temperatura de 65 °C foi selecionada para analisar a influência de cátions divalentes nas propriedades do filme.

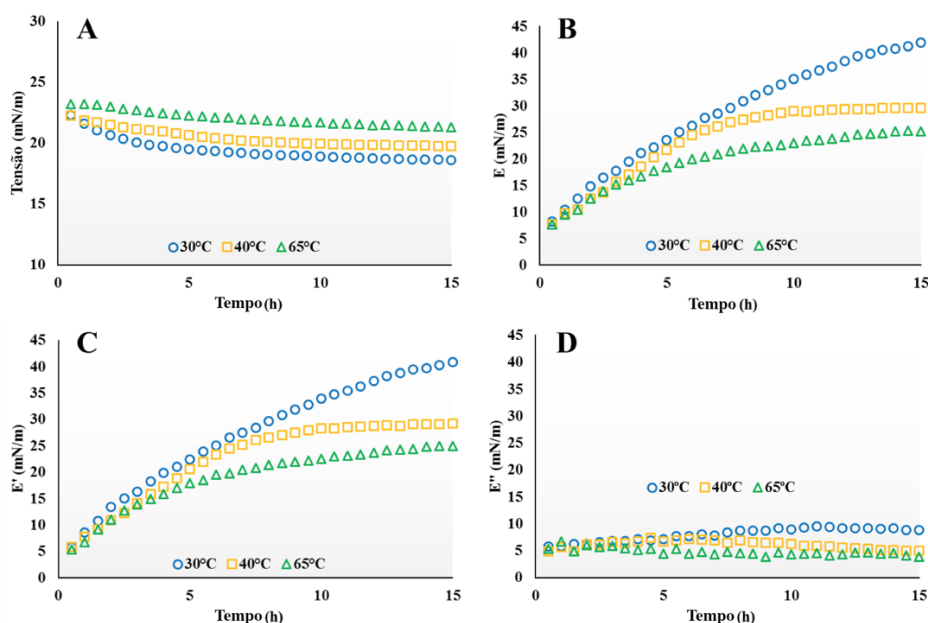


Figura 2. Tensão interfacial (A) e propriedades viscoelásticas do sistema SE/salmoura em função da temperatura: (B) módulo total, (C) módulo elástico, (D) módulo viscoso.

A modificação da composição da água tem como objetivo final o aumento da recuperação de óleo sem danificar o reservatório. No entanto, alguns eventos físico-químicos podem ocorrer durante a injeção, como a alteração da tensão interfacial salmoura/óleo, aumento da viscoelasticidade interfacial, redução da viscosidade do óleo, e formação de emulsão [23]. Neste trabalho, a composição da salmoura foi modificada mantendo o ânion cloreto e alterando o cátion. A Figura 3 mostra a evolução das propriedades interfaciais óleo/salmoura em função dos metais alcalino-terrosos.

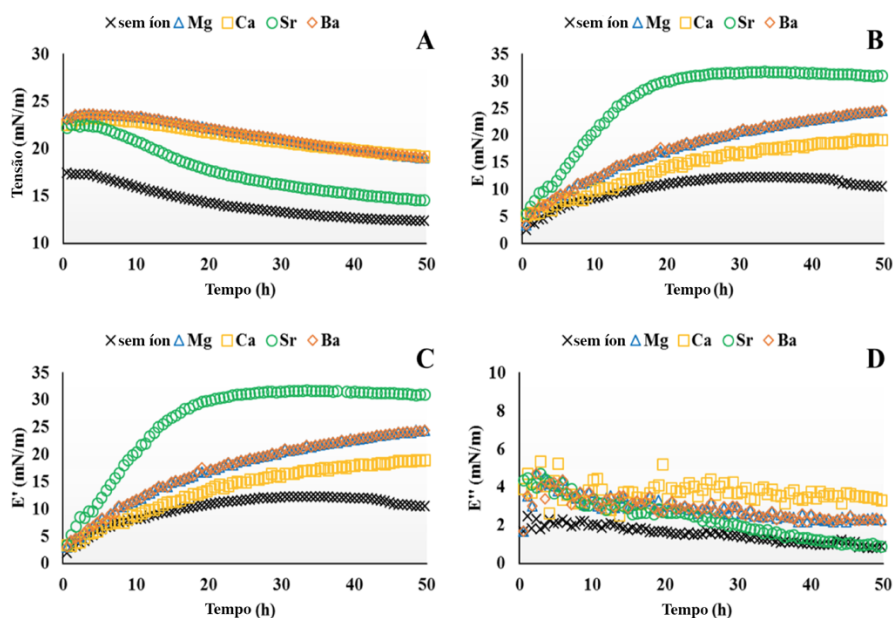


Figura 3. Tensão interfacial (A) e propriedades viscoelásticas do sistema SE/salmoura em função da variação de cátions divalentes: (B) módulo total, (C) módulo elástico, (D) módulo viscoso.

Como observado na Figura 3A, a tensão interfacial água deionizada/óleo apresentou uma pequena redução no processo de formação do filme interfacial, considerando a migração,

adsorção e reorganização dos tensoativos [24]. Nota-se que a taxa de migração e adsorção dos asfaltenos e ácidos naftênicos não muda significativamente durante as primeiras 50 h. Esse comportamento é esperado para interfaces formadas por óleos ácidos e água alcalina [25]. Por outro lado, os cátions estudados promoveram modificações no filme interfacial salmoura/óleo, possivelmente resultantes das interações entre os ácidos naftênicos ativos na interface e os cátions. Inicialmente, a tensão interfacial mostrou uma redução relativamente baixa na presença de $[Ca]^{2+}$, $[Mg]^{2+}$ e $[Ba]^{2+}$. No entanto, uma redução de 35% foi promovida pelo cátion $[Sr]^{2+}$.

A dissociação dos ácidos naftênicos e a migração para a interface salmoura/óleo favorecem a interação metal-ácido, o que pode resultar na reação de saponificação e consequente formação de uma molécula interfacial mais forte, favorecendo a redução da tensão interfacial. No entanto, Shapiro *et al.* (2019) [26] sugerem que a modificação da viscoelasticidade do filme desempenha um papel mais relevante no aprimoramento do fator de recuperação de óleo do que a própria redução da IFT. Primeiro, um filme interfacial mais elástico promove uma melhor varredura do óleo como resultado de um deslocamento mais eficiente promovido pela água injetada. Segundo, o aprisionamento do óleo nos poros do reservatório molhado pela água é reduzido, ou mesmo impedido, por esse filme [23][27]. Vale ressaltar que o sal de naftenato uma vez formado será reestruturado no filme interfacial em um nível que depende do grau de hidratação do cátion.

Este trabalho evidencia a reorganização da estrutura do filme pela evolução dos módulos viscoelásticos (Figura 3B) em função do tipo de cátion. Verifica-se que os módulos elástico (Figura 3C) e viscoso (Figura 3D) seguem uma tendência ($[Ca]^{2+} < [Mg]^{2+}$, $[Ba]^{2+} < [Sr]^{2+}$) que curiosamente não está de acordo com a razão carga/raio dos cátions ($[Mg]^{2+} > [Ca]^{2+} > [Sr]^{2+} > [Ba]^{2+}$) [28]. Essa tendência seria esperada caso as interações cátion-água e cátion-óleo não influenciassem as propriedades viscoelásticas. Interações semelhantes foram investigadas por pesquisadores bioquímicos cujos estudos se concentraram na influência do grau de hidratação iônica na solubilidade e estabilidade de proteínas em soluções aquosas. Essas interações foram ordenadas e ficaram conhecidas como série de Hofmeister. Como as proteínas são formadas por moléculas orgânicas basicamente compostas por grupos funcionais amina e carboxil, que as tornam comparáveis às moléculas tensoativas do petróleo, a série pode ajudar a entender a complexidade do sistema óleo-salmoura. Entretanto, estudos recentes sugeriram que a ordem da série de Hofmeister varia de acordo com as condições físico-químicas [29]. Essa variação foi observada no presente trabalho (Figura 3) e pode estar relacionada à complexa composição da interface salmoura/óleo.

Cada cátion localizado no filme interfacial afeta as interações entre os hidrocarbonetos e a água de maneira específica [30]. Murdachaew *et al.* (2012) sugerem que a interação do cátion com os ácidos carboxílicos na interface salmoura/óleo depende do cátion, da orientação do carboxilato e do comprimento da cadeia alifática do ácido [31]. Assim, a especificidade do cátion no desenvolvimento de uma interface elástica, como a observada neste estudo, é resultado da afinidade do cátion com as moléculas interfaciais ativas [32]. Ninham *et al.* (2011) sugerem que a razão dos problemas de interação verificados na série Hofmeister depende do nível de interpenetração do cátion na camada de hidratação da interface [33].

O grau de hidratação dos cátions depende da temperatura [34]. Uma vez que essa propriedade também mostrou estar relacionada aos ácidos naftênicos, investigou-se a ocorrência de fenômenos de complexação molecular na interface aumentando em 10 vezes a concentração do cátion mais ativo. A Figura 4A mostra que a tensão interfacial inicial foi reduzida pela salmoura composta por estrôncio a 500mM em oposição ao que foi verificado a 50mM. No entanto, a maior concentração de cátions mostrou ter o mesmo efeito que o promovido pela água deionizada ao longo do tempo, tanto em relação à tensão interfacial quanto à elasticidade (Figura 4C). Um filme interfacial mais viscoso foi observado para a solução de estrôncio mais concentrada. No geral, o desempenho do estrôncio na alteração das propriedades viscoelásticas do filme interfacial óleo/salmoura para um filme mais elástico depende da concentração, conforme confirmado pelos resultados. Sugere-se que o aumento na concentração de cátions promove uma reação de saponificação adicional na interface e, consequentemente, os sais de naftenato formados provocam uma reestruturação da interface uma vez que a quantidade de tensoativos atuantes no filme interfacial é reduzida. Dessa forma, a elasticidade do filme não é melhorada como o esperado.

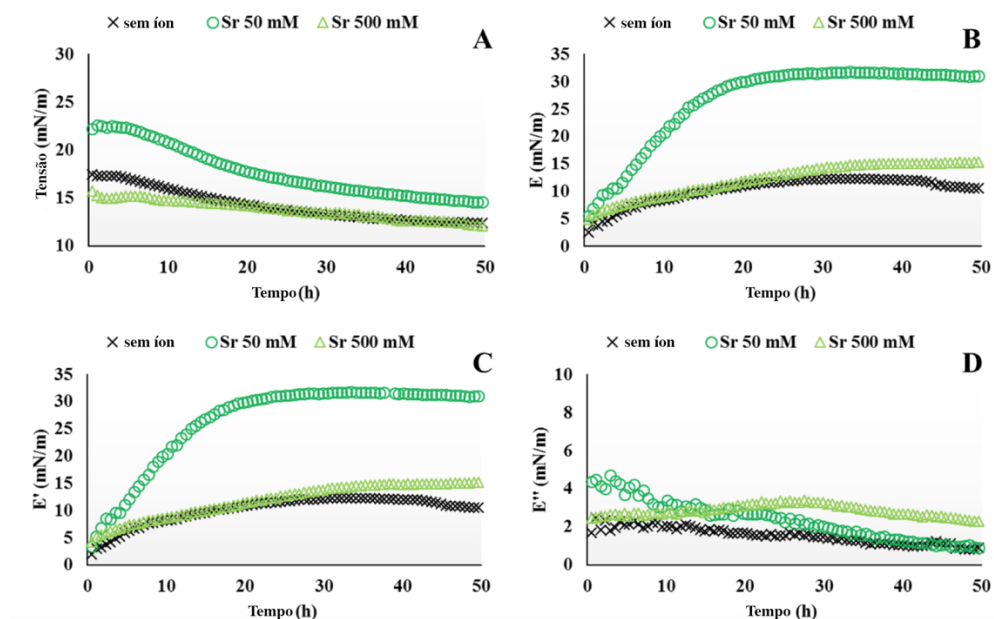


Figure 4. Tensão interfacial (A) e propriedades viscoelásticas do sistema SE/salmoura em função da concentração de estrôncio: (B) módulo total, (C) módulo elástico, (D) módulo viscoso.

A Figura 5 mostra a variação das propriedades viscoelásticas promovidas pelo estrôncio para o óleo BR. Como descrito na Tabela 1, esse óleo é composto por um alto teor de asfaltenos e baixo TAN em comparação ao óleo SE. A Figura 5A destaca que o aumento na IFT promovido pelo estrôncio foi inferior em relação ao óleo SE. Além disso, houve um aumento da elasticidade interfacial a 50mM, mas em menor grau em relação ao verificado para o óleo SE. A evolução do módulo viscoso confirma a diferença da estrutura do filme interfacial do óleo BR. Além disso, a mesma dependência de concentração verificada para o óleo SE (Figura 4) foi verificada para o óleo BR (Figura 5): um filme mais elástico foi obtido com uma menor concentração de estrôncio.

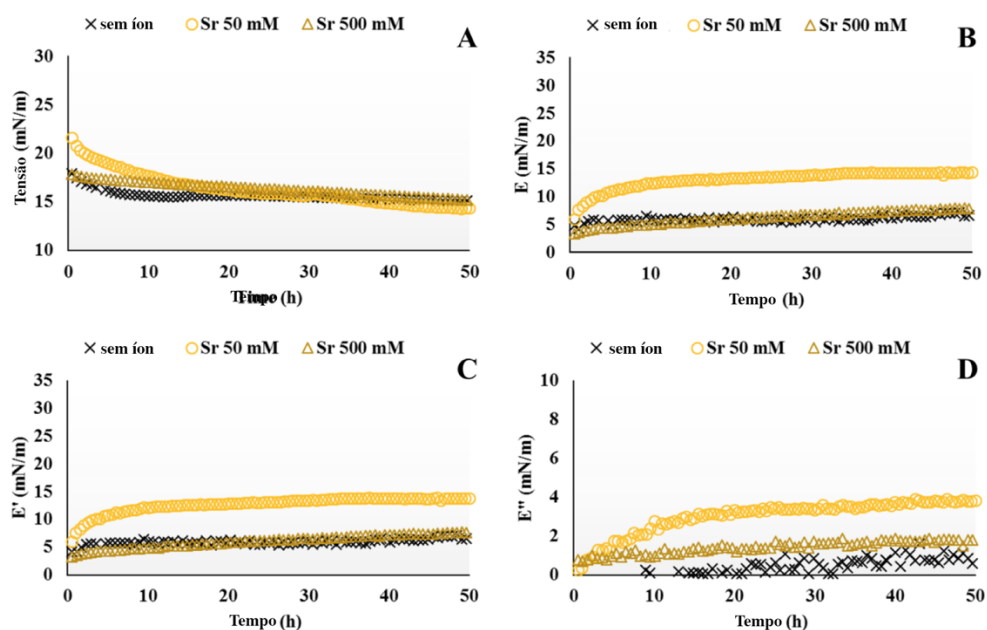


Figure 5. Tensão interfacial (A) e propriedades viscoelásticas do sistema BR/salmoura em função da concentração de estrôncio: (B) módulo total, (C) módulo elástico, (D) módulo viscoso.

Conclusões

O íon estrôncio apresentou potencial para melhorar o fator de recuperação de óleo através da injeção de água de baixa salinidade. Este trabalho destacou a atividade do estrôncio na redução da tensão interfacial salmoura/óleo quando comparado a outros metais alcalinos terrosos. Como esperado, foi verificado o aumento da elasticidade do filme interfacial para os óleos ácido e não ácido. Assim, a interação salmoura/óleo pode favorecer o deslocamento do óleo contido nos poros do reservatório, resultando em uma maior recuperação de óleo e potencial melhoria na rentabilidade da produção.

Agradecimentos

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

Referências Bibliográficas

- [1] International Energy Agency, Key World Energy Statistics. 2017. Disponível em <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>. Acesso em 12 jun. 2019.
- [2] PRABHAKAR, S.; MELNIK, R. Wettability alteration of calcite oil wells: Influence of smart water ions, Scientific Reports, 7, p. 2–10, 2017.
- [3] British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy. 2018. Disponível em <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>. Acesso em 12 jun. 2019.
- [4] THOMAS, S. Enhanced Oil Recovery – An Overview, Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP, 63, p. 9–19, 2008.
- [5] LYONS, W. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering. Woburn: Gulf Professional Publishing, 1996.
- [6] BERNARD, G. G. Effect of floodwater salinity on recovery of oil from cores containing clays. In: Proceedings of the SPE California Regional Meeting, Los Angeles, Oct. 1967.
- [7] MARTIN, J. C. The effects of clay on the displacement of heavy oil by water. In: Venezuelan Annual Meeting, Caracas, Oct. 1959.
- [8] KATIKA, K.; ALAM, M. M.; ALEXEEV, A.; CHAKRAVARTY, K. H.; FOSBØL, P. L.; REVIL, A.; STENBY, E.; XIARCHOS, I.; YOUSEFI, A.; FABRICIUS, I. L. Elasticity and electrical resistivity of chalk and greensand during water flooding with selective ions, Journal of Petroleum Science and Engineering, 161, p. 204–218, 2018.
- [9] HOU, B.; WANG, Y.; HUANG, Y. Mechanistic study of wettability alteration of oil-wet sandstone surface using different surfactants, Applied Surface Science, 330, p. 56–64, 2015.
- [10] NASRALLA, R. A.; NASR-EL-DIN, H. A. Impact of Electrical Surface Charges and Cation Exchange on Oil Recovery by Low Salinity Water. In: Proceedings of the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Sep. 2011.
- [11] ALHURAISHAWY, A. K.; BAI, B.; WEI, M.; GENG, J.; PU, J. Mineral dissolution and fine migration effect on oil recovery factor by low-salinity water flooding in low-permeability sandstone reservoir, Fuel, 220, p. 898–907, 2018.
- [12] AUSTAD, T.; REZAEIDOUST, A.; PUNTERVOLD, T. Chemical Mechanism of Low Salinity Water Flooding in Sandstone Reservoirs. In: Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Apr. 2010.
- [13] NASRALLA, R. A.; NASR-EL-DIN, H. A. Double-Layer Expansion: Is It a Primary Mechanism of Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding?, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 17, p. 49–59, 2014.
- [14] REZAEIDOUST, A.; PUNTERVOLD, T.; AUSTAD, T. Chemical Verification of the EOR Mechanism by Using Low Saline/Smart Water in Sandstone, Energy and Fuels, 25, p. 2151–2162, 2011.

- [15] YOUSEF, A. A.; AL-SALEH, S. H.; AL-KAABI, A.; AL-JAWFI, M. S. Laboratory Investigation of the Impact of Injection-Water Salinity and Ionic Content on Oil Recovery From Carbonate Reservoirs, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 14, p. 578–593, 2011.
- [16] ALVES, D. R.; CARNEIRO, J. S. A.; OLIVEIRA, I. F.; FAÇANHA, F.; SANTOS, A. F.; DARIVA, C.; FRANCESCHI, E.; FORTUNY, M. Influence of the salinity on the interfacial properties of a Brazilian crude oil-brine systems, *Fuel*, 118, p. 21–26, 2014.
- [17] PASO, K.; SILSET, A.; SØRLAND, G.; GONÇALVES, M. A. L.; , SJÖBLOM, J. Characterization of the Formation, Flowability, and Resolution of Brazilian Crude Oil Emulsions, *Energy and Fuels*, 23, p. 471–480, 2009.
- [18] ASTM International, Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). ASTM D4007.
- [19] ASTM International, Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration. ASTM D664.
- [20] ASTM International, Standard Test Method for Characteristic Groups in Rubber Extender and Processing Oils and Other Petroleum-Derived Oils by the Clay-Gel Absorption Chromatographic Method. ASTM D2007.
- [21] SANTOS, D.; AMARAL, M.; MELO FILHO, E. B.; DOURADO, R. S.; COUTINHO, J. A. P.; BORGES, G. R.; FRANCESCHI, E.; DARIVA, C. Revisiting the methodology for asphaltene precipitation, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178 p. 778–786, 2019.
- [22] HANNISDAL, A.; ORR, R.; SJÖBLOM, J. Viscoelastic Properties of Crude Oil Components at Oil-Water Interfaces. 1. The Effect of Dilution, *Journal of Dispersion Science and Technology*, 28, p. 81–93, 2007.
- [23] BONTO, M.; EFTEKHARI, A. A.; NICK, H. M. An overview of the oil-brine interfacial behavior and a new surface complexation model, *Scientific Reports*, 9, p. 1–16, 2019.
- [24] VERRUTO, V. J.; LE, R. K.; KILPATRICK, P. K. Adsorption and molecular rearrangement of amphoteric species at oil-water interfaces, *Journal of Physical Chemistry B*, 113, p. 13788–13799, 2009.
- [25] BRANDAL, Ø.; SJÖBLOM, J.; ØYE, G. Interfacial behavior of naphthenic acids and multivalent cations in systems with oil and water. I. A pendant drop study of interactions between n-Dodecyl benzoic acid and divalent cations, *Journal of Dispersion Science and Technology*, 25, p. 367–374, 2004.
- [26] HAO, J.; MOHAMMADKHANI, S.; SHAHVERDI, H.; ESFAHANY, M. N.; SHAPIRO, A. Mechanisms of smart waterflooding in carbonate oil reservoirs – A review, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179, p. 276–291, 2019.
- [27] SINGH, K.; MENKE, H.; ANDREW, M.; LIN, Q.; RAU, C.; BLUNT, M. J.; BIJELJIC, B. Dynamics of snap-off and pore-filling events during two-phase fluid flow in permeable media, *Scientific Reports*, 7, p. 1–13, 2017.
- [28] ATKINS, P. W.; OVERTON, T. L.; ROURKE, J. P.; WELLER, M. T.; ARMSTRONG, F. A. *Inorganic Chemistry*. New York: Oxford University Press, 2010.
- [29] SCHWIERZ, N.; HORINEK, D.; SILVAN, U.; NETZ, R. R. Reversed Hofmeister series – The rule rather than the exception, *Current Opinion in Colloid and Interface Science*, 23, p. 1–18, 2019.
- [30] MCFEARIN, C. L.; RICHMOND, G. L. The role of interfacial molecular structure in the adsorption of ions at the liquid–liquid interface, *Journal of Physical Chemistry C*, 113, p. 21162–21168, 2009.
- [31] MURDACHAEW, G.; VALIEV, M.; KATHMANN, S. M.; WANG, X. Study of ion specific interactions of alkali cations with dicarboxylate dianions, *Journal of Physical Chemistry A*, 116, p. 2055–2061, 2012.
- [32] CRAIG, V. S. J.; HENRY, C. L. Specific Ion Effects at the Air–Water Interface: Experimental Studies. In: KUNZ, W. (ed) *Specific Ion Effects*, p. 191–214, Singapore: World Scientific, 2009.
- [33] NINHAM, B. W.; DUIGNAN, T. T.; PARSONS, D. F. Approaches to hydration, old and new: Insights through Hofmeister effects, *Current Opinion in Colloid and Interface Science*, 16, p. 612–617, 2011.
- [34] SEWARD, T. M.; HENDERSON, C. M. B.; CHARNOCK, J. M.; DRIESNER, T. An EXAFS study of solvation and ion pairing in aqueous strontium solutions to 300°C, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 7037, p. 1–19, 2019.