

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Análise e desenvolvimento de correlações para o cálculo da tensão interfacial óleo-salmoura de NaCl

AUTORES:

Ana L. N. dos Santos, Paulo H. A. Dantas, Igor E. S. Lins, Gloria M. N. Costa, Silvio A. B. Vieira de Melo

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal da Bahia

ANÁLISE E DESENVOLVIMENTO DE CORRELAÇÕES PARA O CÁLCULO DA TENSÃO INTERFACIAL ÓLEO-SALMOURA DE NaCl

Resumo

A injeção de água de baixa salinidade (IABS) é uma técnica de recuperação avançada de petróleo que aumenta o fator de recuperação ao alterar as interações geoquímicas entre o óleo, o fluido injetado e a rocha. O aumento da recuperação nos processos de IABS ocorrem devido à alteração da molhabilidade da rocha. IABS também reduz a tensão interfacial (TI) entre o fluido injetado e o óleo do reservatório, o que reduz as forças capilares e, conseqüentemente, aumenta a recuperação de óleo. Como a TI tem impacto no fator de recuperação, estudar o seu comportamento gera uma melhor compreensão da técnica de IABS e a sua aplicação, auxiliando na predição e estimativa das melhores condições de recuperação de óleo. Assim, como as correlações presentes na literatura para TI óleo-salmoura têm muitos parâmetros sem significado físico ou são ajustadas para propriedades de hidrocarbonetos puros, esse trabalho tem como objetivo propor correlações mais simples para TI óleo-salmoura de NaCl, já que este é o sal mais abundante em estudos dessa natureza, dada sua alta concentração na água do mar. Assim como a concentração do sal, o °API do óleo e a temperatura do reservatório são propriedades que afetam a TI. Por essa razão, foram selecionadas como variáveis independentes para o desenvolvimento das correlações. Para garantir uma boa performance das correlações, foram utilizados 58 dados experimentais para TI óleo-água e óleo-salmoura de NaCl à pressão atmosférica, em duas faixas de °API (acima e abaixo de 30). Nesse processo, 80% dos dados foram selecionados aleatoriamente para o desenvolvimento das correlações e os outros 20% para a validação do modelo. Os resultados mostram um erro absoluto médio de 4,9% para o °API abaixo de 30 e 11,7% para o °API acima de 30, o que indica uma descrição precisa da TI mesmo com equações de forma funcional simples. Portanto, essas equações podem ser facilmente incorporadas em simulações numéricas de reservatório, especialmente nas análises de TI e nas predições de sistemas de CO₂-água-NaCl.

Palavras-chave: tensão interfacial, correlação, injeção de água de baixa salinidade.

Abstract

Low salinity water injection (LSWI) is an oil recovery technique that enhances the oil recovery factor by changing the geochemical interactions between oil, injected fluid, and rock. The oil recovery improvement in LSWI processes occurs due to the rock wettability alteration. LSWI also lowers the interfacial tension (IFT) between the injected fluid and the reservoir oil, which reduces capillary forces and, consequentially, increases oil recovery. Since IFT impacts oil recovery, it is essential to study its behavior to better comprehend the LSWI technique and its application, thus helping to predict and estimate more adequate conditions for oil recovery. However, the correlations for oil-brine IFT present in the literature have many parameters without physical meaning or were adjusted for pure hydrocarbon properties. Thus, this work proposes simpler correlations to calculate oil-NaCl brine IFT because NaCl has a high concentration in seawater and is widely used in this kind of study. Besides salt concentration, the °API of oil and the reservoir temperature are properties that also affect the IFT. Therefore, these properties were considered independent variables to develop the correlations. 58 experimental data points for oil-water and oil- NaCl brine IFT at atmospheric pressure were used in two ranges of °API

(below and over 30) to ensure a good performance of the correlations. In this process, 80% of the data were randomly selected to develop the correlation and 20% were used for model validation. The results showed an average absolute deviation of 4.9%, for °API below 30, and 11.7%, for °API above 30, which indicate a precise description of the IFT, despite the equation's simple, functional forms. Hence, these equations can be easily incorporated into reservoir numerical simulations, especially into IFT analyses and predictions of CO₂-NaCl brine systems.

Keywords: interfacial tension, correlation, low salinity water injection.

Introdução

As técnicas de recuperação avançada de petróleo podem ser classificadas como primárias, secundárias e terciárias. A recuperação primária ocorre pela diferença natural de pressão entre o interior do reservatório e a superfície, levando ao deslocamento do óleo até o poço produtor. A recuperação secundária é empregada com o objetivo de recuperar o óleo remanescente e aumentar a sua recuperação através do aumento e manutenção da pressão interna do reservatório por injeção de fluidos. Mesmo após a recuperação secundária, mais de dois terços do óleo permanecem no reservatório devido às forças capilares e viscosas (MOEINI *et al.*, 2014). Dessa forma, são empregadas as técnicas de recuperação terciárias, que promovem a alteração das propriedades do sistema e das interações entre a rocha, o óleo e o fluido de injeção. Todas essas técnicas de recuperação avançada são empregadas para recuperar óleo através da alteração da mobilidade da água, da viscosidade do óleo, da molhabilidade da rocha e/ou da tensão interfacial (TI) óleo-água (CHIANG *et al.*, 1978).

A técnica de injeção de água de baixa salinidade (*low salinity water injection*, LSWI) utiliza uma solução formada por água (solvente) e sais (solutos) que aumentam a eficiência de deslocamento do óleo, a eficiência de varrido ou ambas ao mesmo tempo (CHIANG *et al.*, 1978). A maior recuperação está relacionada à quantidade e aos tipos de íons presentes na salmoura (LASHKARBOLOOKI *et al.*, 2014a), que influenciam as propriedades geoquímicas do sistema (CHIANG *et al.*, 1978). Como a composição da salmoura injetada é diferente da água de formação, a salmoura altera o equilíbrio de fases do sistema óleo-salmoura-rocha e, durante o estabelecimento do novo equilíbrio, muda as interações do sistema, alterando a molhabilidade da rocha e provocando um aumento na recuperação do óleo (MAHMOUDVAND *et al.*, 2019). A injeção de água de baixa salinidade é uma técnica mais barata e acessível para redução da tensão interfacial e/ou alteração molhabilidade do reservatório (ABDELWALI, 1996), com baixo impacto ambiental e baixo dano associado (LASHKARBOLOOKI *et al.*, 2014a).

Na injeção de água de baixa salinidade, o sistema formado pela salmoura injetada e o óleo, nas condições de reservatório, é imiscível, formando duas fases com interface bem definida. Assim, estudar a tensão interfacial é avaliar uma propriedade que indica a energia por unidade de área na interface entre dois líquidos. À medida que os dois fluidos estão em contato, ocorre a redução da TI pela interação entre os sais presentes na salmoura e os componentes anfifílicos do óleo na interface, que são compostos com partes hidrofóbicas e hidrofílicas que atuam como surfactantes ativos. A redução da TI indica a superação das forças capilares pelas forças viscosas, o que aumenta a recuperação do óleo.

Para uma dada composição, a variação da pressão e temperatura influenciam nos mecanismos de transporte de calor e de massa que ocorrem na interface, afetando a TI. O comportamento mais recorrente é a redução da TI com o aumento da temperatura pelo efeito decorrente da mobilidade das moléculas da interface (MOEINI *et al.*, 2014). Isso porque o aumento da temperatura agita as moléculas

e aumenta a entropia na interface, reduzindo a energia livre de Gibbs (MOEINI *et al.*, 2014) e resultando na redução da TI.

Ainda assim, a temperatura e a pressão aparentam ter menor impacto que a composição do sistema, já que a presença do sal altera a distribuição dos compostos surfactantes ativos, como resinas e asfaltenos, presentes na fase óleo e afeta as propriedades de emulsão e de solubilidade (LASHKARBOLOOKI *et al.*, 2014a). Isso é observado nos efeitos *salting-in*, que é o aumento da difusão dos surfactantes ativos do óleo para a interface, e *salting-out*, que é redução da solubilidade de espécies do óleo na água com o aumento da concentração do sal. Por isso, é importante caracterizar o óleo pela sua composição, sendo o grau API uma das formas mais simplificadas de classificá-lo. Lashkarbolooki *et al.* (LASHKARBOLOOKI *et al.*, 2014b) observaram que o efeito da concentração do sal é o mais importante nas variações da TI. O comportamento da TI com o aumento da salinidade varia com o sistema estudado: redução da TI, aumento da TI, sem efeito significativo na TI ou redução inicial da TI seguida de aumento (LASHKARBOLOOKI *et al.*, 2014b). Este último comportamento indica a existência da chamada salinidade ótima, observada por Moeini *et al.* (MOEINI *et al.*, 2014) e Lashkarbolooki *et al.* (LASHKARBOLOOKI *et al.*, 2014a), considerado o valor da salinidade que resulta no mínimo valor de TI. A existência desse ponto ótimo é identificada e confirmada em gráficos de valores experimentais de TI em função da salinidade, que tem comportamento parabólico com concavidade voltada para cima.

Muitos dos trabalhos de determinação experimental de TI utilizam óleos sintéticos ou hidrocarbonetos puros para representar a fase óleo, além de não reproduzirem as condições de temperatura e pressão dos reservatórios devidos aos altos custos e à periculosidade (KIRCH *et al.*, 2020). Como as medições de TI são caras e demoradas, existem técnicas de estimação e modelos matemáticos para a sua determinação (ABOOALI *et al.*, 2019). Entre os modelos, destaca-se o semiempírico de Parachor (WEINAUG, KATZ, 1943), pela simplicidade, precisão e grande uso em simuladores de reservatório, mas não é um método recomendado para predição da TI de sistemas como óleo-salmoura, pois não descreve bem os sistemas óleo-líquido (PEREIRA, 2016). Assim, a literatura ainda carece de correlações para o cálculo da TI óleo-salmoura, principalmente para o caso de água de baixa salinidade, visto que muitos modelos exigem um alto esforço computacional devido ao alto número de parâmetros e variáveis necessárias. A equação de Sutton (SUTTON, 2009) apenas ajusta a TI óleo-água para a TI óleo-salmoura através da soma de um termo que considera a salinidade em partes por milhão (ppm). Já a correlação proposta por Aboali *et al.* (ABOOALI *et al.*, 2019) utiliza programação genética para o desenvolvimento da correlação através de dados, principalmente de hidrocarbonetos puros ou suas misturas simples representando a fase óleo, resultando em muitos parâmetros e na aplicação restrita. Assim, objetivo do presente trabalho é propor correlações próprias para TI óleo-salmoura de NaCl, com formato funcional simples, preservando o bom desempenho e a generalização apropriada.

Metodologia

Inicialmente, organizou-se um banco de dados experimentais de TI óleo-salmoura e TI óleo-água, a partir da literatura. Foram utilizados os dados para as salmouras de NaCl apenas, pois esse é o sal com maior quantidade de dados experimentais disponíveis e por ser o mais utilizado em injeção de salmouras de baixa salinidade em reservatório devido à sua abundância na água do mar. Percebeu-se que as variáveis mais comuns nas quais estes dados experimentais eram expressos e passíveis de serem analisadas no estudo da TI óleo-salmoura são: a temperatura do reservatório, o grau API do óleo e

concentração de sal da salmoura. Assim, essas foram as variáveis independentes selecionadas para desenvolver a correlação. O efeito da pressão sobre a TI, como já mencionado anteriormente, é muito pequeno, e por isso não é considerada uma boa variável para o desenvolvimento da correlação. Com estas premissas, para desenvolver as correlações, foram usados 58 dados experimentais, cujas informações estão dispostas na Tabela 1. O erro médio experimental dos dados é menor que 0,5 mN/m (LASHKARBOLOOKI *et al.*, 2014b, MAHMOUDVAND *et al.*, 2019).

Tabela 1. Dados experimentais utilizados para desenvolver as correlações.

Referências	Nº de dados	Temperatura (K)	°API	Concentração (ppm)	TI _{óleo-salmoura} (mN/m)
ABDEL-WALI (1996)	7	295,15	33	0 – 100000	12,16 - 29,13
ABDI <i>et al.</i> (2022)*	6	298,15	21,41 24,87	0 – 5000	20,74 - 25,25
CHIANG <i>et al.</i> (1978)	6	298,15	39,4	0 – 50000	15,11 - 22,32
DIVANDARI <i>et al.</i> (2020)	5	295,15	37	0 – 100000	19,35 - 29,16
HASSANPOUR <i>et al.</i> (2018)	6	295,15	19,42	0 – 45000	18,54 - 25,28
LASHKARBOLOOKI <i>et al.</i> (2014b)	6	295,15	21,49	0 – 45000	20,56 - 26,48
MAHMOUDVAND <i>et al.</i> (2019)	7	295,15	29	0 – 23315	19,80 - 20,71
MOEINI <i>et al.</i> (2014)	11	313,15	20,2	0 – 100000	11,86 - 18,92
MOHAMMAD SALEHI <i>et al.</i> (2017)	4	296,15	38,98	0 – 100000	9,42 - 16,09

*A referência apresenta dois valores de IFT óleo-água. As demais têm um dado para IFT óleo-água.

Os dados da Tabela 1 estão à pressão ambiente (1 atm), sendo 48 dados de TI óleo-salmoura e 10 dados de TI óleo-água. O objetivo de também considerar os dados de TI óleo-água foi ter uma base de comparação para o efeito do sal na TI. Para isso, as correlações foram desenvolvidas a partir de duas formas de relacionar a TI óleo-salmoura e a TI óleo-água: a razão e a diferença entre ambas. Ademais, avaliando a distribuição dos dados e visando um resultado mais acurado, as correlações desenvolvidas foram separadas em duas faixas de grau API: menor que 30 e maior que 30. Para a faixa de grau API menor que 30, foram utilizados 30 dados, sendo 24 para o desenvolvimento de correlações e 6 dados para validação da correlação. Para a faixa de grau API maior que 30, foram utilizados 18 dados para o desenvolvimento das correlações. Essa divisão foi realizada de modo aleatório, garantindo que cerca de 20% dos dados fossem utilizados para a validação.

Com a ajuda do software LABFIT (SILVA *et al.*, 2004), foram geradas as correlações, usando como variáveis independentes a temperatura, o grau API e a concentração de sal medida em total de sólidos dissolvidos (*total dissolved solids*, TDS) e comparadas com as de Sutton (SUTTON, 2009) e Abooali *et al.* (ABOOALI *et al.*, 2019), obtidas da literatura.

Resultados e Discussão

Conforme a metodologia descrita acima, a correlação desenvolvida para °API menor que 30 foi:

$$\sigma_{salmoura} - \sigma_{\acute{a}gua} = -55786 \left(\frac{T}{100 \cdot ^{\circ}API} \right)^3 + 13549 \left(\frac{T}{100 \cdot ^{\circ}API} \right)^2 - 801,82 \frac{T}{100 \cdot ^{\circ}API} + 0,23433 \frac{TDS}{10000} \quad (1)$$

enquanto para °API maior que 30 foi:

$$\frac{\sigma_{salmoura}}{\sigma_{\acute{a}gua}} = 0,72957 \cdot 10^{19} \cdot \frac{T}{1000}^{35,919+0.10373 \ln\left(\frac{TDS}{1000} \cdot ^{\circ}API\right)} \quad (2)$$

onde $\sigma_{salmoura}$ é a TI óleo-salmoura em mN/m, $\sigma_{\acute{a}gua}$ é a TI óleo-água pura em mN/m, T é a temperatura em K, e TDS é o total de sólidos dissolvidos, que, para o caso sob estudo, representa a concentração da salmoura de NaCl em ppm. Em relação às correlações obtidas da literatura, Sutton (SUTTON, 2009) considera como variáveis apenas a TI óleo-água pura e a salinidade da salmoura, enquanto que Aboali et al. (ABOOALI *et al.*, 2019) considera temperatura, pressão, TDS, pH da salmoura, além de gravidade específica e do número total ácido do óleo. Cinco diferentes indicadores estatísticos foram avaliados para testar o desempenho das correlações: o erro relativo percentual médio absoluto (Ea), o erro relativo percentual médio (Er), o coeficiente de determinação (R^2), a raiz quadrada do erro médio (RMSE), e o desvio padrão (SD). A Tabela 2 mostra o resultado dessa análise comparando as correlações propostas com as correlações encontradas na literatura para ambas as faixas de grau API.

Tabela 2. Análise estatística das correlações para TI óleo-salmoura.

	Np*	Ea	Er	R ²	RMSE	SD
°API < 30						
Equação (1)	4	4,92%	-1,00%	0,929	1,210	0,066
Correlação de Sutton (SUTTON, 2009)	1	24,59%	-21,52%	-0,093	4,735	0,347
Correlação de Aboali (ABOOALI <i>et al.</i> , 2019)	17	20,29%	5,78%	-0,283	5,472	0,243
°API > 30						
Equação (2)	4	10,48%	-2,52%	0,720	2,877	0,166
Correlação de Sutton (SUTTON, 2009)	1	39,43%	-39,28%	-1,211	8,084	0,601
Correlação de Aboali (ABOOALI <i>et al.</i> , 2019)	17	45,24%	-45,24%	-2,996	9,497	0,635

*Número de parâmetros

Analisando a Tabela 2, percebe-se que as correlações demonstram desempenho consideravelmente melhor para dados com °API menor que 30 e que as correlações desenvolvidas no presente trabalho apresentam uma performance bastante superior à das correlações obtidas da literatura. A causa da primeira observação já foi apresentada anteriormente na metodologia, onde o número de dados experimentais disponíveis para a faixa de °API maior que 30 é consideravelmente menor do que para a segunda faixa. Esse baixo número de dados dificulta o desenvolvimento de correlações mais

precisas, já que há poucos pontos disponíveis para ajustar os parâmetros da equação. Em relação à segunda observação, as correlações propostas apresentam um desempenho melhor do que as correlações da literatura, pois as últimas foram desenvolvidas usando como base sistemas que consideram a fase óleo apenas como uma simples mistura de hidrocarbonetos (ABOOALI *et al.*, 2019), enquanto as novas correlações foram desenvolvidas com base apenas em dados de sistemas que consideram óleos crus.

Analisando-se os resultados da Tabela 2, nota-se que, para a faixa de °API menor que 30, a Equação (1) apresenta o melhor desempenho frente às demais ferramentas estatísticas utilizadas. O baixo valor de E_a sugere que a correlação tende a gerar valores de TI bastante próximos aos obtidos experimentalmente, enquanto o baixo valor de E_r indica que a correlação não é enviesada, isto é, não há tendência clara da correlação em subestimar ou superestimar o valor da TI calculada frente à experimental. Além disso, o valor de R^2 próximo de 1 aponta para um bom ajuste da correlação aos dados experimentais, ao passo que os baixos valores tanto de RMSE quanto de SD, demonstram baixa dispersão dos dados. Todos esses resultados são indícios da alta acurácia da correlação proposta. Todavia, o oposto pode ser observado para as correlações da literatura, que apresentam altos valores para E_a , E_r , RMSE e SD, aliados a valores de R^2 negativos. Em especial, a correlação de Sutton (SUTTON, 2009) apresenta um valor de E_r alto, negativo e próximo, em módulo, do valor de E_a , indicando que essa correlação possui uma forte tendência a superestimar o valor da TI experimental.

Já em relação à faixa de °API maior que 30, os resultados observados são semelhantes ao caso anterior, de forma que a Equação (2) apresenta o melhor desempenho comparado ao das ferramentas estatísticas analisadas, uma prova da acurácia da correlação desenvolvida, enquanto as correlações da literatura mostram um desempenho bastante aquém do esperado. Contudo, ambas as correlações de Sutton (SUTTON, 2009) e de Aboali et al. (ABOOALI *et al.*, 2019) apresentam valores de E_r altos, negativos e muito próximos, em módulo, do valor de E_a , indicando uma forte tendência de superestimar o valor da TI experimental.

A Figura 1 apresenta uma comparação gráfica direta entre os dados experimentais de TI óleo-salmoura encontrados na literatura e os valores calculados por cada correlação apresentada no presente trabalho. Observando-se a figura, nota-se que os pontos referentes às Equações (1) e (2), tanto para os dados de correlação quanto de validação, são todos muito próximos da reta de 45°, apontando a acurácia dessas correlações e sua capacidade de descreverem bem mesmos pontos que não foram utilizados para o seu ajuste. Além disso, os pontos exibem uma distribuição bastante uniforme ao redor da reta, o que demonstra o não enviesamento dessas correlações. Em contrapartida, os pontos referentes às correlações de Sutton (SUTTON, 2009) e Aboali et al. (ABOOALI *et al.*, 2019) se apresentam, no geral, distantes da reta de 45° e concentrados apenas na região superior a ela, indicando a baixa acurácia e o alto enviesamento dessas correlações. A concordância entre as análises gráfica e estatística é uma prova da consistência dos resultados obtidos e, conseqüentemente, da acurácia das correlações desenvolvidas e propostas pelo presente trabalho.

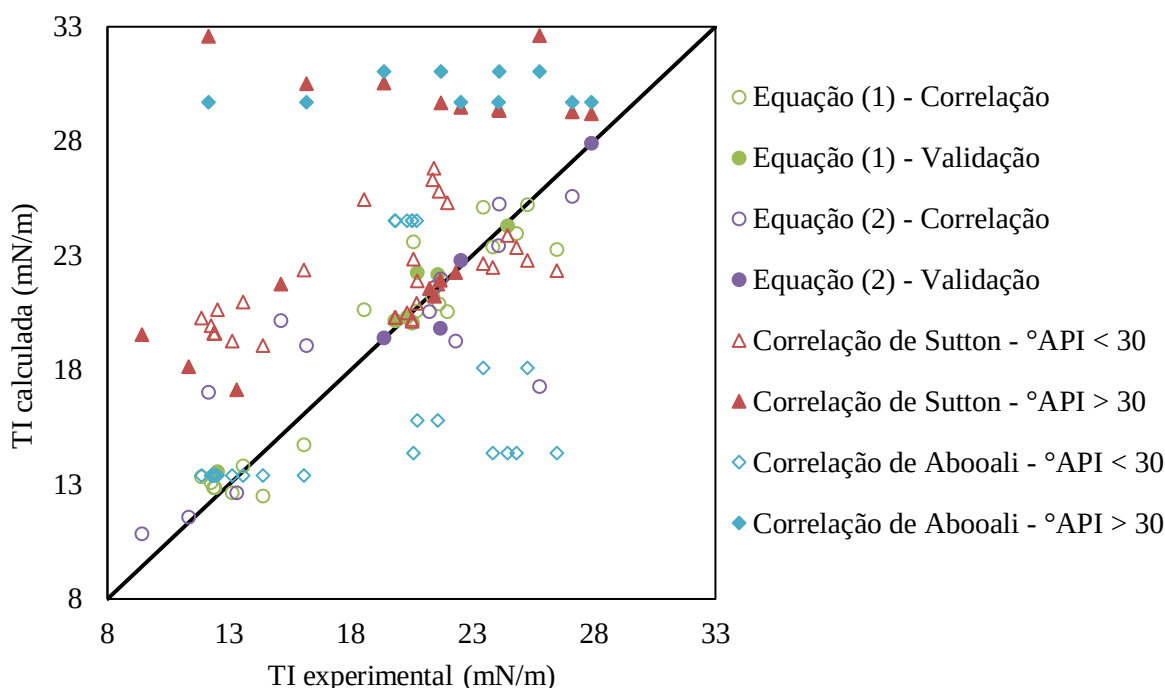


Figura 1. TI calculada pelas correlações propostas no presente trabalho e pelas correlações da literatura versus a TI experimental.

Conclusão

Apesar das formas funcionais simples e do baixo número de parâmetros, as correlações desenvolvidas no presente trabalho apresentaram desempenho muito superior ao das correlações da literatura baseado nas ferramentas estatísticas, o que indica a alta acurácia das correlações propostas para o cálculo da TI óleo-salmoura de NaCl. Por conseguinte, essas correlações podem ser utilizadas não apenas para estudos de predição de IT, como também para fins de simulação numérica de reservatório, pois também utilizam como variáveis independentes dados disponibilizados com frequência e de fácil acesso. Assim, as correlações exigem baixo esforço computacional ao mesmo tempo que mantêm a capacidade de descrever fielmente o sistema óleo-salmoura-água.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Petrogal Brasil S.A., associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de P,D&I.

Referências Bibliográficas

- ABDEL-WALI, A. A. "Effect of Simple Polar Compounds and Salinity on Interfacial Tension and Wettability of Rock/Oil/Brine System", Journal of King Saud University - Engineering Sciences, 1996.
- ABDI, A., RANJBAR, B., KAZEMZADEH, Y., *et al.* "Effect of bacteria on oil/water interfacial tension in asphaltenic oil reservoirs", Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 2022.
- ABOOALI, D., SOBATI, M. A., SHAHHOSSEINI, S., *et al.* "A new empirical model for estimation of

crude oil/brine interfacial tension using genetic programming approach", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019.

CHIANG, M. Y., CHAN, K. S., SHAH, D. O. "Correlation of interfacial charge with various interfacial properties in relation to oil recovery efficiency during waterflooding.", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1978.

DIVANDARI, H., HEMMATI-SARAPARDEH, A., SCHAFFIE, M., *et al.* "Integrating functionalized magnetite nanoparticles with low salinity water and surfactant solution: Interfacial tension study", *Fuel*, 2020.

HASSANPOUR, S., MALAYERI, M. R., RIAZI, M., *et al.* "On the impact of Co_3O_4 nanoparticles on interaction of heavy oil and brine mixtures", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018.

KIRCH, A., CELASCHI, Y. M., DE ALMEIDA, J. M., *et al.* "Brine-Oil Interfacial Tension Modeling: Assessment of Machine Learning Techniques Combined with Molecular Dynamics", *ACS Applied Materials and Interfaces*, 2020.

LASHKARBOLOOKI, M., AYATOLLAHI, S., RIAZI, M. "Effect of salinity, resin, and asphaltene on the surface properties of acidic crude oil/smart water/rock system", *Energy and Fuels*, 2014a.

LASHKARBOLOOKI, M., AYATOLLAHI, S., RIAZI, M. "The impacts of aqueous ions on interfacial tension and wettability of an asphaltenic-acidic crude oil reservoir during smart water injection", *Journal of Chemical and Engineering Data*, 2014b.

MAHMOUDVAND, M., JAVADI, A., POURAFSHARY, P. "Brine ions impacts on water-oil dynamic interfacial properties considering asphaltene and maltene constituents", *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2019.

MOEINI, F., HEMMATI-SARAPARDEH, A., GHAZANFARI, M.-H., *et al.* "Toward mechanistic understanding of heavy crude oil/brine interfacial tension: The roles of salinity, temperature and pressure", *Fluid Phase Equilibria*, v. 375, p. 191–200, ago. 2014.

MOHAMMAD SALEHI, M., OMIDVAR, P., NAEIMI, F. "Salinity of injection water and its impact on oil recovery absolute permeability, residual oil saturation, interfacial tension and capillary pressure", *Egyptian Journal of Petroleum*, 2017.

PEREIRA, L. M. C. "Interfacial Tension of Reservoir Fluids: an Integrated Experimental and Modelling Investigation", n. July, p. 215, 2016.

SILVA, W. P. da, SILVA, C. M. D. P. S. e, CAVALCANTI, C. G. B., *et al.* "“LAB Fit ajuste de curvas”": um software em português para tratamento de dados experimentais", *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v. 26, n. 4, p. 419–427, dez. 2004.

SUTTON, R. P. "An improved model for water-hydrocarbon surface tension at reservoir conditions". 2009. *Anais [...]* [S.l: s.n.], 2009.

WEINAUG, C. F., KATZ, D. L. "Surface Tensions of Methane-Propane Mixtures", *Industrial & Engineering Chemistry*, v. 35, n. 2, p. 239–246, 1 fev. 1943.