

ESTUDO QUÍMICO DA APLICAÇÃO DE SURFACTANTES NÃO- IÔNICO NONYLPHENOL NO RETARDAMENTO DA REAÇÃO DE ACIDIFICAÇÃO DE MATRIZES CARBONÁTICAS

Alcides de Oliveira Wanderley ¹

Guilherme Mentges Arruda ²

Dennys Correia da Silva ³

Luiz Felipe da Hora ⁴

Jefferson David Coutinho de Araujo ⁵

RESUMO

Na estimulação de reservatórios de petróleo por acidificação, torna-se um desafio diminuir a velocidade de reação entre ácido clorídrico e as rochas carbonáticas, de modo a aumentar a profundidade da estimulação. Neste trabalho, soluções ácidas foram formuladas contendo tensoativos não-iônicos Nonylphenol de diferentes graus de etoxilação, e por meio dos estudos de caracterização de pH, tensiometria, viscosidade e diâmetro micelar, foi possível diminuir a velocidade de contato dos íons H⁺ com rochas carbonáticas. Foi realizado um planejamento experimental de composto central mostrando que a velocidade de reação foi retardada em até 350 vezes ($2.356 \pm 0.133 \times 10^{-4}$ gramas de rocha por segundo). À vista disso, os sistemas formulados são adequados para as condições exigidas durante a acidificação.

Palavras-chave: Acidificação, Matrizes Carbonáticas, Surfactante, Nonylphenol, Velocidade de Reação.

INTRODUÇÃO

Grande parte da reserva de petróleo e gás mundial concentra-se em reservatórios carbonáticos [1,2]. Trata-se de reservatórios de alta heterogeneidade e estruturas porosas, havendo predominância da presença de descontinuidades geológicas, como fraturas e falhas [3–5]. Devido às complexas condições físicas e químicas presentes em suas rochas, muitas vezes

¹ Doutor pelo Curso de Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, alcideswanderley@hotmail.com;

² Doutorando do Curso de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, guilherme_mentges@hotmail.com;

³ Doutor pelo Curso Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, denny.silva19@gmail.com;

⁴ Mestre pelo Curso de Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, dahorafelipe12@gmail.com;

⁵ Mestrando do Curso de Engenharia Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN, jeffersondavidcouthodearaujo@gmail.com

a liberação e fluxo de hidrocarbonetos dependem de técnicas de estimulação que visem aumentar a produtividade de petróleo nos campos de perfuração [6,7].

Na estimulação de poços de petróleo, a acidificação da matriz é aplicada para remover danos à formação no entorno do poço, visando a sua remoção e restaurando a permeabilidade original do reservatório ou no caso de reservatórios carbonáticos, melhorar as condições de fluxo próximo ao poço através da sua dissolução [8,9]. A acidificação envolve a injeção de soluções ácidas na formação produtora, geralmente ácidos fluorídrico (HF) e/ou clorídrico (HCl) e a mudança da permeabilidade ocorre por meio de reações químicas [10]. O sucesso da acidificação da matriz depende de alguns fatores tais como uma boa avaliação de poços candidatos usando históricos de completação e produção, análise de vazão no poço, composição de formação do reservatório, seleção de solventes, ácidos e composições de ácidos para prevenir ou reduzir incompatibilidades com a formação produtora e efetiva preparação de poço, e supervisão de trabalho [11–13].

Na estimulação de poços de petróleo, a acidificação apresenta-se como uma das melhores e mais eficazes tecnologias para aumentar a produtividade de reservatórios, desde que ocorra uma distribuição controlada da injeção de ácido de forma a redistribuir a acidificação de matrizes heterogêneas [7,14]. Se a injeção de ácido mostra-se bem sucedida, forma-se um número limitado de canais denominados “buraco de minhoca (wormholes)” [15,16]. Essas formações permitem o fluxo com baixa resistência de hidrocarbonetos no poço, aumentando a produtividade [17]. Apesar disso, muitas vezes a taxa de reação de dissolução do carbonato apresenta-se muito alta, o que ocasiona no consumo imediato do ácido antes de uma penetração mais profunda na matriz rochosa. Consequentemente, a superfície da rocha é consumida, diminuindo o número de buracos de minhoca formados [18].

De modo a diminuir a taxa de reação entre a solução ácida e a matriz carbonática, sistemas de microemulsão e nanoemulsão são amplamente citados na literatura como alternativas de sistemas retardados de controle da acidificação [19–21]. Tratam-se de sistemas formados por uma fase aquosa e outra fase oleosa estabilizadas por matéria ativa (tensoativo com ou sem cotensoativo) [22] e compostos por estruturas micelares que são capazes de aprisionar o ácido, diminuindo a taxa de reação com as rochas carbonáticas [23]. Apesar dessa vantagem, para se obter sistemas de microemulsão e nanoemulsão, muitas vezes utiliza-se uma grande quantidade de matéria ativa, o que, a depender dos componentes, pode elevar muito seu custo, além de tornar a formulação insalubre.

Assim, para anular os aspectos negativos e tornar o processo de estimulação ácida mais simples, este trabalho objetiva investigar o comportamento de surfactantes não-iônicos no controle da velocidade de reação entre o ácido clorídrico e rocha carbonática devido o tipo de tensoativo, sua característica anfifílica e a quantidade de grupos polares presentes na cabeça polar interferirem na sua solubilidade e na sua interação com os íons H⁺ presentes no meio [24,25]. Com isso, serão avaliados o Nonyphenol EO11, EO40 e EO100 como retardadores da reação entre no HCl e a rocha carbonática.

METODOLOGIA

Para o desenvolvimento desse trabalho foi utilizado os tensoativos do tipo não-iônico Nonyphenol EO11, EO40 e E100, onde o EO corresponde ao grau de etoxilação, número de óxido de eteno, presente na região polar do tensoativo. De forma a retardar a reação entre o HCl e a rocha carbonática nos procedimentos de estimulação por acidificação em reservatórios de petróleo. Soluções ácidas contendo tensoativo foram elaboradas e submetidas à testes reacionais com a rocha carbonática, com a finalidade de determinar o tempo de reação.

As rochas carbonáticas utilizadas nos experimentos são provenientes da formação Jandaíra (Rio Grande do Norte). Foram trituradas e submetidas ao peneiramento, as partículas inferiores à 0,106mm (150mesh) foram usadas na confecção de pastilhas. Os ensaios foram executados usando 0,5 gramas do carbonato em pó, solução ácida com e sem a presença de tensoativo. Os testes foram realizados com temperatura controlada por meio de um banho termostático, mantendo tanto o carbonato quanto a solução ácida na mesma temperatura. Após a pastilha de carbonato e as soluções ácidas atingirem as temperaturas desejadas, transferiu-se uma quantidade conhecida de solução ácida para o recipiente contendo o carbonato para iniciar a reação. O tempo total da reação foi cronometrado, e considerado finalizado quando não houvesse mais evidência de reação, neste caso, a formação de CO₂ e a velocidade de reação foi estimada segundo a Equação (1).

$$v = \frac{\Delta m}{\Delta t} = \frac{m_t}{\Delta t} \quad (1)$$

Onde v representa a velocidade de reação (g/s), m_t a massa da pastilha de carbonato (g) e Δt a variação de tempo de reação (s). Para o estudo da velocidade de reação, foram escolhidas as seguintes variáveis de estudo: Concentração de tensoativo, volume de solução ácida aplicada e temperatura do ambiente de reação. A investigação dos efeito dessas três variáveis foi

elaborada seguindo um delineamento experimental fatorial 2^3 com três repetições no sistema central. A variável resposta foi a velocidade de reação. A tabela 1 mostra os níveis de fatores escolhidos, concentração do tensoativo (C_S), volume de solução ácida (V_{HCl}) e temperatura (T), o intervalo de temperatura foi determinado de acordo com a variação de temperatura presente em reservatórios de petróleo no Brasil [26].

Tabela 1: Níveis assumidos pelos parâmetros de influência no sistema de acidificação.

Variável	Nível		
	-1	0	+1
C_S (%)	2	6	10
V_{HCl} (mL)	5	7.5	10
T (°C)	30	45	60

Todas as experiências foram realizadas em duplicada e o efeito de cada fator foi analisado, gerando superfícies de resposta para melhor entendimento dos fenômenos com o auxílio do programa STATISTICA 7.0.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados de eficiência do retardamento da reação expressa pela velocidade reação (v) em função das diferentes condições de concentração do surfactante, volume de solução e temperatura estão presentes na tabela 2. A velocidade de reação para a solução ácida sem a presença de tensoativo foi de 714×10^{-4} g/s para todos os casos.

Tabela 2: Resultados do planejamento experimental para a velocidade de reação (v).

Ensaio	Variáveis			v ($\times 10^{-4}$) (g/s)		
	C_S	V_{HCl}	T	Nonylphenol	Nonylphenol	Nonylphenol
	(%)	(mL)	(°C)	11 EO	40 EO	100 EO
1	2	5	30	10.710 \pm 0.566	14.104 \pm 0.084	8.841 \pm 0.353
2	10	5	30	9.326 \pm 0.540	3.955 \pm 0.039	2.356 \pm 0.133

3	2	10	30	15.258±1.604	19.313±2.149	11.947±0.060
4	10	10	30	10.353±0.151	6.446±0.299	3.150±0.258
5	2	5	60	10.427±0.046	10.010±0.070	10.527±0.156
6	10	5	60	7.076±0.452	9.955±0.322	4.100±0.068
7	2	10	60	14.286±0.115	16.838±0.320	14.599±0.150
8	10	10	60	11.598±0.759	13.148±0.464	5.208±0.076
9	6	7.5	45	13.157±0.779	10.060±0.317	5.656±0.142
10	6	7.5	45	11.904±0.479	9.434±0.142	5.440±0.154
11	6	7.5	45	13.333±0.399	9.652±0.142	5.387±0.198

Mean of duplicates ± standard deviation. CS: Concentração de surfactante em solução ácida; VHCL: volume de solução ácida utilizada; T: temperatura; v: velocidade de consumo da rocha carbonática.

Ao analisar a tabela 2, percebe-se que quanto maior o grau de etoxilação, assim como o aumento da molécula de surfactante, maior será a contribuição em retardar a reação entre o ácido clorídrico e o carbonato de cálcio presente na rocha Jandaíra. Esse fenômeno ocorre, pois, a presença do grupo etoxi, assim como o seu aumento, contribui para elevar a viscosidade do líquido, o que irá diminuir a difusividade dos íons H^+ , resultando em uma menor frequência de choques entre esses íons e a rocha, aumentando, deste modo, o tempo da reação. Além disso, quanto mais grupos etoxilados estiverem presentes na cabeça do tensoativo, maior será a quantidade de íons H^+ que serão atraídos e aprisionados ao redor das micelas, que por serem mais pesados que o H^+ contribuem com a diminuição da difusividade deste íon, ajudando a retardar a reação. A Fig. 1 esquematiza o exposto.

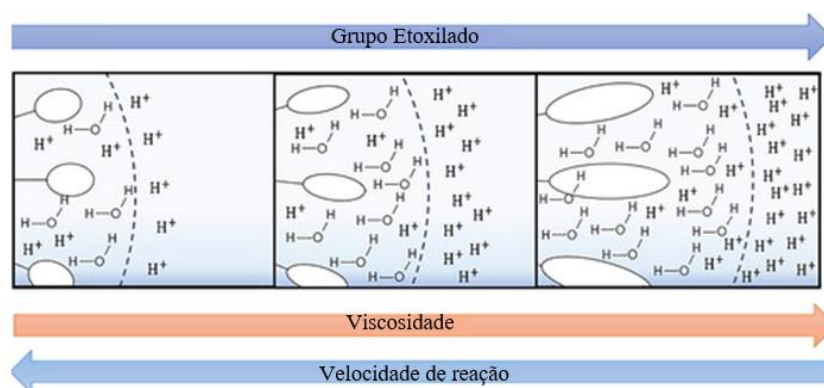


Fig. 1 – Esquema do efeito provocado na viscosidade e velocidade de reação na presença dos grupos etoxilados.

O aumento da concentração do surfactante promove a formação de mais micelas que contribui para o aumento da viscosidade do fluido, além de contribuir para o aprisionamento de mais H^+ , fenômenos que diminuem a difusividade e, assim, diminuem a velocidade de reação. Quando há um aumento no volume da solução, de 5 ml para 10ml, percebe-se que o tempo de reação diminui, sendo justificado pelo aumento dos choques de H^+ com a mesma quantidade de rocha. Além disso, a quantidade de H^+ , livres do efeito atrativo das micelas também aumenta. Para exemplificar o exposto, em 5 ml e 10 ml têm, respectivamente, $1,15 \times 10^{22}$ H^+ e $2,31 \times 10^{22}$ de H^+ em excesso ao número de molécula de surfactante. A Fig.2 representa esquematicamente tal comportamento.

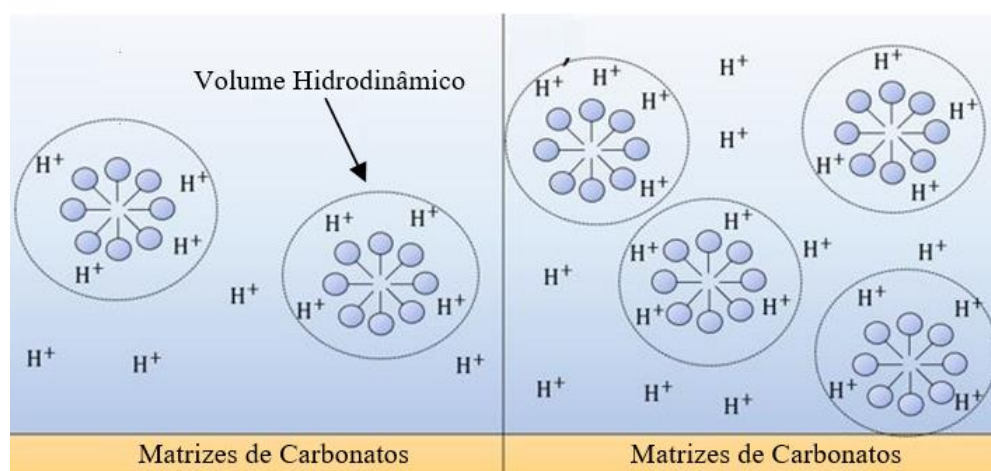


Fig. 2 – Representação da quantidade íons H^+ presentes em soluções com diferentes volumes, à esquerda em menor volume, 5 ml, e à direita maior volume, 10ml.

A variação na temperatura, $30^{\circ}C$ para $60^{\circ}C$, provoca uma diminuição da viscosidade, o que contribui para o aumento da difusividade dos agregados micelares e os íons H^+ e, desta maneira, proporciona o aumento das colisões do H^+ com a rocha, o que reduz o tempo de reação. O Nonylphenol EO 100 seguiu este comportamento para todas as condições, sendo mais expressivo em concentração de 10%, o que é justificado pela maior redução da viscosidade nesta concentração. O Nonylphenol EO 40 apresenta a mesma tendencia apenas para a concentração igual a 10%, enquanto que a 2% o tempo de reação é aumentado, o que contraria o efeito da viscosidade. Nesta concentração, além de apresentar uma menor redução da viscosidade, há a formação de uma espuma (CO_2 formado rapidamente a altas temperatura e estabilizados pelos surfactantes) relativamente estável, o que não ocorre a 10%, e isso acaba inibindo a aproximação do H^+ a rocha, contribuindo para o aumento da velocidade de reação. O Nonylphenol EO 11 tem o seu tempo de reação aumentado para todas as condições quando

se eleva a temperatura, logo, o abaixamento da viscosidade não é o fator principal, mas sim a espuma formada, que é mais estável para este surfactante devido ao seu menor BHL (balanço hidrofílico-lipofílico), maior capacidade de estabilizar gás em água, e assim, reduzindo a velocidade da reação devido o gás inibir a aproximação do líquido a rocha [27].

Os resultados experimentais foram modelados por regressão linear, obtendo-se um modelo polinomial de primeira ordem (intervalo de confiança de 95%) para cada surfactante utilizado. Os principais efeitos e interações (até 3 vias) são apresentadas na tabela 3.

Tabela 3: Efeitos estimados de fatores-chave e suas interações na velocidade de reação (v).

As variáveis em negrito são estatisticamente significativas.

Parameters	Nonylphenol 11 EO		Nonylphenol 40 EO		Nonylphenol 100 EO	
	Coeff.	p-value	Coeff.	p-value	Coeff.	p-value
Mean	11.584	0.000	11.174	0.000	7.019	0.000
C_s (%)	-1.540	0.030	-3.345	0.001	-3.887	0.000
V_{HCl} (mL)	1.744	0.024	2.215	0.002	1.135	0.001
T (°C)	-0.282	0.413	0.766	0.02	1.017	0.002
[(C_s)(V_{HCl})]	-0.357	0.324	-0.794	0.019	-0.659	0.005
[(C_s)(T)]	0.031	0.919	2.409	0.002	-0.066	0.314
[(V_{HCl})(T)]	0.350	0.330	0.290	0.122	0.159	0.086
[(C_s)(V_{HCl})(T)]	0.523	0.197	-0.114	0.415	-0.081	0.246

Pode-se observar que as variáveis de concentração (C_s) e volume (V_{HCl}) foram significativas para todos os tensoativos utilizados. Quanto maior o grau de etoxilação, maior será a influência da concentração na diminuição da velocidade de reação, resultado esperado, uma vez que, houve o aumento da viscosidade. Enquanto que para as temperaturas elevadas, quando há um maior grau de etoxilação maior a velocidade de reação. Quanto as interações, apenas o par Volume e Concentração [(C_s)(V_{HCl})] apresentou significância para o NP 40 e NP 100, enquanto o par Concentração e Temperatura [(C_s)(T)] apresentou significância apenas para o NP 40, o que mostra que essas interações não devem ser desprezadas na cinética de

reação dos sistemas. O Nonylphenol 11, por sua vez, sofreu influência apenas dos termos independentes, não havendo assim nenhuma ação de interações sobre a respostas da velocidade de reação para esse tensoativo.

As figuras 3, 4 e 5 mostram as respostas para o NP EO 11, NP EO 40 e NP EO 100, respectivamente.

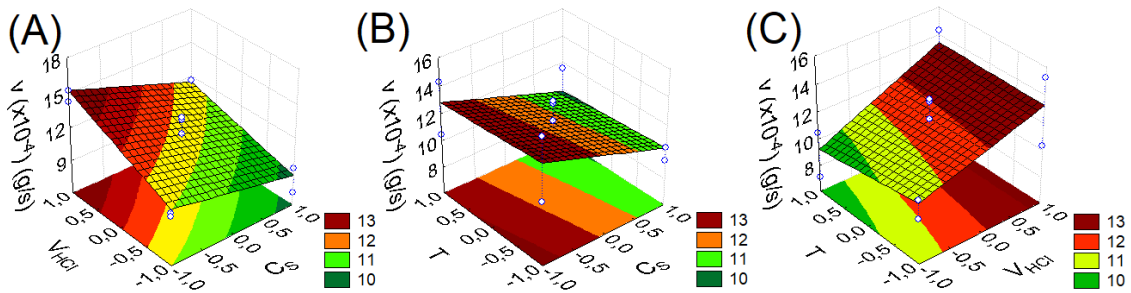


Fig. 3. Superfícies de resposta para a velocidade de acidificação (v) para o sistema contendo Nonylphenol 11 EO. (a) C_S vs. V_{HCl} , (b) C_S vs. T e (c) V_{HCl} vs. T .

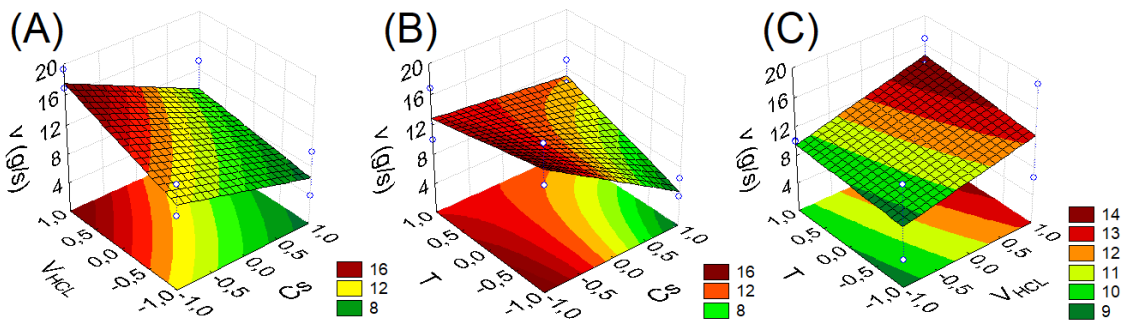


Fig. 4. Superfícies de resposta para a velocidade de acidificação (v) para o sistema contendo Nonylphenol 40 EO. (a) C_S vs. V_{HCl} , (b) C_S vs. T e (c) V_{HCl} vs. T .

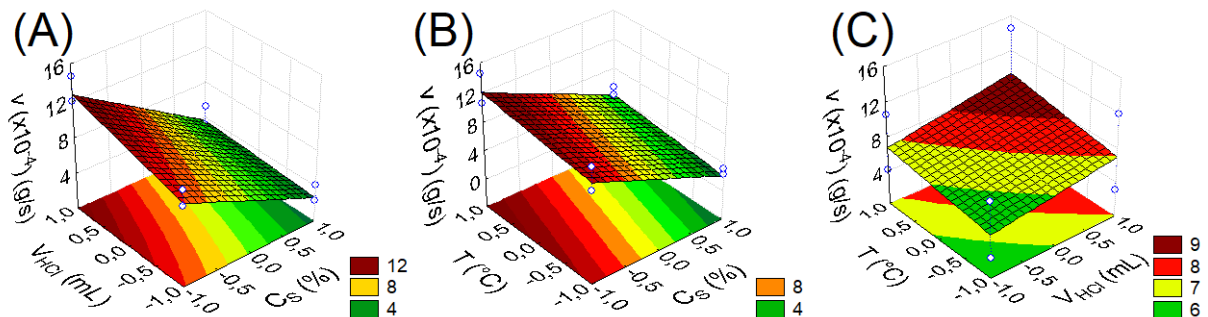


Fig. 5. Superfícies de resposta para a velocidade de acidificação (v) para o sistema contendo Nonylphenol 100 EO. (a) C_S vs. V_{HCl} , (b) C_S vs. T e (c) V_{HCl} vs. T .

Ao analisar a figura 3, pode-se observar que os maiores retardos de velocidade ocorrem em altas concentrações, baixa quantidade de volume injetado e em altas temperaturas para o

NP EO 11. Esse comportamento é esperado, uma vez que, a predominância da significância da concentração de tensoativos ocorre devido a maior quantidade de ligações etoxiladas na região polar do tensoativo, favorecendo o aumento da viscosidade do meio e a atração dos íons H^+ pelas micelas presentes, fenômenos, estes, responsáveis pelo controle da reação entre o HCl e a rocha. O aumento na temperatura proporciona a diminuição da velocidade de reação, visto que, o NP EO11 se torna mais apolar, favorecendo o ponto de equilíbrio da saturação da interface líquido-gás das bolhas de espumas, o que gera uma barreira protetora na rocha. A diminuição do volume, por sua vez, promove a diminuição da distância entre a espuma formada e a rocha a ser consumida, fazendo com que a reação ocorra de forma mais lenta. Para o NP EO 40 e NP EO 100, figuras 4 e 5, respectivamente, as condições operacionais ideais de concentração de surfactante e volume de solução ácida coincidem com o padrão do NP EO 11, porém obtém melhor desempenho quando a temperatura é baixa. Esse comportamento é esperado, o aumento da temperatura provoca a diminuição da viscosidade das soluções favorecendo que acidificação ocorra mais rápida.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O aumento do grupo etóxi e da concentração do surfactante contribuiu para o aumento da viscosidade do líquido e da atração da micela pelos íons H^+ , sendo o primeiro fenômeno o mais significativo na diminuição da velocidade da reação entre HCl e a rocha carbonática. A velocidade mais lenta atingiu $2.356 \pm 0.133 \times 10^{-4}$ g de rocha/s.

As soluções coloidais mantiveram os seus valores de pH e tensão superficial constantes durante o tempo, mostrando que nas mesmas são mantidas a característica acidificante e estabilidade físico-química, podendo ser transportado e armazenado facilmente. Com isso, o Nonyphenol é um bom retardador de reação HCl-rocha carbonática, sendo uma alternativa viável para aplicação na estimulação de poços.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), em especial ao Laboratório de Tecnologia de Tensoativos (LTT/Instituto de Química/UFRN) e ao Laboratório de Coloides e Membranas (LAMECO/Instituto de Química/UFRN) pelo auxílio material e instrumental para a realização desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- [1] S.C. Ayirala, A. Boqmi, A. Alghamdi, A. AlSofi, Dilute surfactants for wettability alteration and enhanced oil recovery in carbonates, *J. Mol. Liq.* 285 (2019) 707–715. doi:10.1016/j.molliq.2019.04.146.
- [2] Y. Lee, S. Kim, J. Wang, W. Sung, Relationship between oil production and CO₂ storage during low-salinity carbonate water injection in acid carbonate reservoirs, *J. Ind. Eng. Chem.* 88 (2020) 215–223. doi:10.1016/j.jiec.2020.04.016.
- [3] Y. Peng, L.I. Yiqiang, Z. Guangya, X.U. Shanzhi, W. Xiuyu, Mechanisms and experimental research of ion-matched waterflooding to enhance oil recovery in carbonate reservoirs: A case of Cretaceous limestone reservoirs in Halfaya Oilfield, Middle East, 46 (2019) 1231–1241. doi:10.1016/S1876-3804(19)60276-4.
- [4] C. Pham, C. Chang, Y. Jang, A. Kutty, J. Jeong, Effect of faults and rock physical properties on in situ stress within highly heterogeneous carbonate reservoirs, *J. Pet. Sci. Eng.* 185 (2020) 106601. doi:10.1016/j.petrol.2019.106601.
- [5] M. Mahdaviara, A. Rostami, F. Keivanimehr, K. Shahbazi, Accurate determination of permeability in carbonate reservoirs using Gaussian Process Regression, *J. Pet. Sci. Eng.* (2020) 107807. doi:10.1016/j.petrol.2020.107807.
- [6] X. Du, Q. Li, Z. Lu, P. Li, Y. Xian, Y. Xu, D. Li, D. Lu, Pressure transient analysis for multi-vug composite fractured vuggy carbonate reservoirs, *J. Pet. Sci. Eng.* 193 (2020) 107389. doi:10.1016/j.petrol.2020.107389.
- [7] Y. li Yan, Q. Xi, C. chibuike Una, B. cheng He, C. sheng Wu, L. long Dou, A novel acidizing technology in carbonate reservoir: In-Situ formation of CO₂ foamed acid and its self-diversion, *Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp.* 580 (2019) 123787. doi:10.1016/j.colsurfa.2019.123787.
- [8] Y. Shi, L. Yu, S. Chen, Y. He, X. Yang, L. Duan, J. Cai, Effects of L-glutamic acid, N, N-diacetic acid as chelating agent on acidification of carbonate reservoirs in acidic environments, *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 82 (2020) 103494. doi:10.1016/j.jngse.2020.103494.

- [9] J. Wang, Y. Huang, F. Zhou, Z. Song, X. Liang, Study on reservoir damage during acidizing for high-temperature and ultra-deep tight sandstone, *J. Pet. Sci. Eng.* 191 (2020) 107231. doi:10.1016/j.petrol.2020.107231.
- [10] L. Zhao, Y. Pan, Y. Liu, X. Meng, Y. Guo, P. Liu, Research and performance evaluation on an HA integrated acid system for sandstone acidizing, *Nat. Gas Ind. B.* 5 (2018) 156–161. doi:10.1016/j.ngib.2018.04.002.
- [11] L.L. Foley, Spacing of Oil Wells, *Trans. AIME.* 127 (1938) 15–24. doi:10.2118/938015-g.
- [12] J.O. Robertson, G. V. Chilingarian, Acidizing Oilwells, *Dev. Pet. Sci.* 19 (1989) 161–190. doi:10.1016/S0376-7361(08)70504-1.
- [13] J.J. Sheng, Introduction to MEOR and Its Field Applications in China, in: *Enhanc. Oil Recover. F. Case Stud.*, Elsevier Inc., 2013: pp. 543–559. doi:10.1016/B978-0-12-386545-8.00019-1.
- [14] H.A. Al-Shammari, D.G. Nordquist, Revised BOP standards and well-control policies, *JPT, J. Pet. Technol.* 55 (2003) 49–50. doi:10.2118/0103-0049-jpt.
- [15] K.M. Fedorov, A.S. Smirnov, T.A. Kremleva, Carbonate Acidizing: Conjunction, in: *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 2010. doi:10.2118/136409-ms.
- [16] X. Liu, A. Ormond, K. Bartko, Y. Li, P. Ortoleva, A geochemical reaction-transport simulator for matrix acidizing analysis and design, *J. Pet. Sci. Eng.* 17 (1997) 181–196. doi:10.1016/S0920-4105(96)00064-2.
- [17] H. Yoo, J. Park, Y. Lee, J. Lee, An experimental investigation into the effect of pore size distribution on the acid-rock reaction in carbonate acidizing, *J. Pet. Sci. Eng.* 180 (2019) 504–517. doi:10.1016/j.petrol.2019.05.061.
- [18] P. Liu, X. Yan, J. Yao, S. Sun, Modeling and analysis of the acidizing process in carbonate rocks using a two-phase thermal-hydrologic-chemical coupled model, *Chem. Eng. Sci.* 207 (2019) 215–234. doi:10.1016/j.ces.2019.06.017.

- [19] G.S. Penny, J.T. Pursley, D. Holcomb, The Application of Microemulsion Additives in Drilling and Stimulation Results in Enhanced Gas Production, in: SPE Prod. Oper. Symp., Society of Petroleum Engineers, 2005. doi:10.2118/94274-MS.
- [20] A. Bera, T. Kumar, K. Ojha, A. Mandal, Screening of microemulsion properties for application in enhanced oil recovery, *Fuel*. 121 (2014) 198–207. doi:10.1016/j.fuel.2013.12.051.
- [21] T.N. de Castro Dantas, A.C. de Oliveira, T.T.C. de Souza, C.R. dos Santos Lucas, E. de Andrade Araújo, P.T.P. Aum, Experimental study of the effects of acid microemulsion flooding to enhancement of oil recovery in carbonate reservoirs, *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* (2019). doi:10.1007/s13202-019-00754-x.
- [22] D.C. da Silva, C.R. Barbosa de Araújo, J.C. de O. Freitas, M.A. Felipe Rodrigues, A. de O.W. Neto, Formulation of new microemulsion systems containing produced water for removal of filter cake from olefin-based drilling fluid, *J. Pet. Sci. Eng.* (2020) 107425. doi:10.1016/j.petrol.2020.107425.
- [23] C.N. Fredd, M.L. Hoefner, H.S. Fogler, Microemulsion Applications in Carbonate Reservoir Stimulation, in: *Prop. Uses Microemulsions*, InTech, 2017. doi:10.5772/65973.
- [24] K. Panthi, U. Weerasooriya, K.K. Mohanty, Enhanced recovery of a viscous oil with a novel surfactant, *Fuel*. 282 (2020) 118882. doi:10.1016/j.fuel.2020.118882.
- [25] E. Grządka, J. Matusiak, E. Godek, Alginic acid as a stabilizer of zirconia suspensions in the presence of cationic surfactants, *Carbohydr. Polym.* 246 (2020) 116634. doi:10.1016/j.carbpol.2020.116634.
- [26] R.G. Santos, W. Loh, A.C. Bannwart, O. V. Trevisan, An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods, *Brazilian J. Chem. Eng.* 31 (2014) 571–590. doi:10.1590/0104-6632.20140313s00001853.
- [27] M. Tupinamba Lima, S.N. Kurt-Zerdeli, D. Brüggemann, V.J. Spiering, M. Gradzielski, R. Schomäcker, The dynamics of surface adsorption and foam formation of carbonate modified nonionic surfactants, *Colloids Surfaces A Physicochem. Eng. Asp.* 588 (2020) 124386. doi:10.1016/j.colsurfa.2019.124386.