

COLEÇÃO  
**DESAFIOS**  
DAS  
**ENGENHARIAS:**

**ENGENHARIA QUÍMICA 2**



CLEISEANO EMANUEL DA SILVA PANIAGUA  
(ORGANIZADOR)

**Atena**  
Editora  
Ano 2021

COLEÇÃO  
**DESAFIOS**  
DAS  
**ENGENHARIAS:**

**ENGENHARIA QUÍMICA 2**



CLEISEANO EMANUEL DA SILVA PANIAGUA  
(ORGANIZADOR)

**Atena**  
Editora  
Ano 2021

**Editora chefe**

Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

**Editora executiva**

Natalia Oliveira

**Assistente editorial**

Flávia Roberta Barão

**Bibliotecária**

Janaina Ramos

**Projeto gráfico**

Camila Alves de Cremo

Daphynny Pamplona

Luiza Alves Batista

Maria Alice Pinheiro

Natália Sandrini de Azevedo

**Imagens da capa**

iStock

**Edição de arte**

Luiza Alves Batista

2021 by Atena Editora

Copyright © Atena Editora

Copyright do texto © 2021 Os autores

Copyright da edição © 2021 Atena Editora

Direitos para esta edição cedidos à Atena Editora pelos autores.

Open access publication by Atena Editora



Todo o conteúdo deste livro está licenciado sob uma Licença de Atribuição *Creative Commons*. Atribuição-Não-Comercial-NãoDerivativos 4.0 Internacional (CC BY-NC-ND 4.0).

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores, inclusive não representam necessariamente a posição oficial da Atena Editora. Permitido o *download* da obra e o compartilhamento desde que sejam atribuídos créditos aos autores, mas sem a possibilidade de alterá-la de nenhuma forma ou utilizá-la para fins comerciais.

Todos os manuscritos foram previamente submetidos à avaliação cega pelos pares, membros do Conselho Editorial desta Editora, tendo sido aprovados para a publicação com base em critérios de neutralidade e imparcialidade acadêmica.

A Atena Editora é comprometida em garantir a integridade editorial em todas as etapas do processo de publicação, evitando plágio, dados ou resultados fraudulentos e impedindo que interesses financeiros comprometam os padrões éticos da publicação. Situações suspeitas de má conduta científica serão investigadas sob o mais alto padrão de rigor acadêmico e ético.

**Conselho Editorial**

**Ciências Exatas e da Terra e Engenharias**

Prof. Dr. Adélio Alcino Sampaio Castro Machado – Universidade do Porto

Profª Drª Ana Grasielle Dionísio Corrêa – Universidade Presbiteriana Mackenzie

Prof. Dr. Carlos Eduardo Sanches de Andrade – Universidade Federal de Goiás

Profª Drª Carmen Lúcia Voigt – Universidade Norte do Paraná

Prof. Dr. Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás

Prof. Dr. Douglas Gonçalves da Silva – Universidade Estadual do Sudoeste da Bahia  
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná  
Profª Drª Érica de Melo Azevedo – Instituto Federal do Rio de Janeiro  
Prof. Dr. Fabrício Menezes Ramos – Instituto Federal do Pará  
Profª Dra. Jéssica Verger Nardeli – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho  
Prof. Dr. Juliano Carlo Rufino de Freitas – Universidade Federal de Campina Grande  
Profª Drª Luciana do Nascimento Mendes – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte  
Prof. Dr. Marcelo Marques – Universidade Estadual de Maringá  
Prof. Dr. Marco Aurélio Kistemann Junior – Universidade Federal de Juiz de Fora  
Profª Drª Neiva Maria de Almeida – Universidade Federal da Paraíba  
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte  
Profª Drª Priscila Tessmer Scaglioni – Universidade Federal de Pelotas  
Prof. Dr. Sidney Gonçalo de Lima – Universidade Federal do Piauí  
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista

**Diagramação:** Camila Alves de Cremo  
**Correção:** Mariane Aparecida Freitas  
**Indexação:** Gabriel Motomu Teshima  
**Revisão:** Os autores  
**Organizador:** Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)**

C691 Coleção desafios das engenharias: engenharia química 2 /  
Organizador Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua. –  
Ponta Grossa - PR: Atena, 2021.

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

Inclui bibliografia

ISBN 978-65-5983-536-2

DOI: <https://doi.org/10.22533/at.ed.362212610>

1. Engenharia química. I. Paniagua, Cleiseano Emanuel  
da Silva (Organizador). II. Título.

CDD 660

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166

**Atena Editora**

Ponta Grossa – Paraná – Brasil  
Telefone: +55 (42) 3323-5493

[www.atenaeditora.com.br](http://www.atenaeditora.com.br)

[contato@atenaeditora.com.br](mailto:contato@atenaeditora.com.br)

## DECLARAÇÃO DOS AUTORES

Os autores desta obra: 1. Atestam não possuir qualquer interesse comercial que constitua um conflito de interesses em relação ao artigo científico publicado; 2. Declaram que participaram ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente na: a) Concepção do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação de dados; b) Elaboração do artigo ou revisão com vistas a tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão.; 3. Certificam que os artigos científicos publicados estão completamente isentos de dados e/ou resultados fraudulentos; 4. Confirmam a citação e a referência correta de todos os dados e de interpretações de dados de outras pesquisas; 5. Reconhecem terem informado todas as fontes de financiamento recebidas para a consecução da pesquisa; 6. Autorizam a edição da obra, que incluem os registros de ficha catalográfica, ISBN, DOI e demais indexadores, projeto visual e criação de capa, diagramação de miolo, assim como lançamento e divulgação da mesma conforme critérios da Atena Editora.

## DECLARAÇÃO DA EDITORA

A Atena Editora declara, para os devidos fins de direito, que: 1. A presente publicação constitui apenas transferência temporária dos direitos autorais, direito sobre a publicação, inclusive não constitui responsabilidade solidária na criação dos manuscritos publicados, nos termos previstos na Lei sobre direitos autorais (Lei 9610/98), no art. 184 do Código Penal e no art. 927 do Código Civil; 2. Autoriza e incentiva os autores a assinarem contratos com repositórios institucionais, com fins exclusivos de divulgação da obra, desde que com o devido reconhecimento de autoria e edição e sem qualquer finalidade comercial; 3. Todos os e-book são *open access*, desta forma não os comercializa em seu site, sites parceiros, plataformas de *e-commerce*, ou qualquer outro meio virtual ou físico, portanto, está isenta de repasses de direitos autorais aos autores; 4. Todos os membros do conselho editorial são doutores e vinculados a instituições de ensino superior públicas, conforme recomendação da CAPES para obtenção do Qualis livro; 5. Não cede, comercializa ou autoriza a utilização dos nomes e e-mails dos autores, bem como nenhum outro dado dos mesmos, para qualquer finalidade que não o escopo da divulgação desta obra.

## APRESENTAÇÃO

O e-book intitulado: “Coleção Desafios das Engenharias: Engenharia Química 2” é constituído por dezoito capítulos de livros que foram organizados em quatro áreas temáticas: *i)* utilização de adsorventes para remoção de Contaminantes de Interesse Emergente (CIE) em diferentes matrizes aquosas; *ii)* produção de biodiesel e bio-óleo a partir de biomassa ou reutilização de óleo de fritura; *iii)* análise de recuperação avançada de petróleo por injeção de gás carbônico ou polímeros e práticas de gestão para exploração de petróleo e gás natural e *iv)* aplicações diversas.

O primeiro tema é composto por 50% dos capítulos de livros presente no e-book, apresentando trabalhos utilizando biomassas de origem vegetal para remoção da turbidez presente em efluentes oleosos e metais em águas residuárias e industriais; remoção de nitrogênio amoniacal e o fármaco ivermectina utilizando o carvão ativado, respectivamente, *in natura* e funcionalizado com grafeno; aplicação de surfactantes não-iônicos para reduzir a dissolução de carbonatos e a redução do consumo de água em processo de bradagem; a apresentação de um método analítico para quantificar a presença de Bisfenol A em águas superficiais, um estudo de revisão da literatura que mostra a qualidade dos recursos hídricos em vários países e a presença da diversidade e quantidade dos CIEs nas matrizes aquosas e a caracterização físico-química da farinha de Inhame obtida pelo processo de atomização. A segunda temática apresenta dois estudos que investigaram a produção de biodiesel e bio-óleo a partir, respectivamente, do aproveitamento do óleo de soja/fritura e da pirólise proveniente de biomassa.

Os capítulos de 12 a 14 apresentam trabalhos que buscaram avaliar a eficiência da injeção de gás carbônico ou solução de polímero para avaliar a recuperação avançada do petróleo. Além disso, apresenta um estudo de práticas de gestão operacional de exploração e produção de petróleo e gás natural exigido para atender normas da ABNT e certificações ISO e regulamentos técnicos estabelecidos pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Já os trabalhos presentes nos capítulos de 15 a 18 tratam de temas que variam da utilização da garrafa PET como dispositivo para determinar a densidade aparente de materiais em forma de pó; análise da geometria, diluição e qualidade de revestimentos de aço AISI 317L aplicado pelo processo de GTAW; estudo teórico visando aumentar a eficiência de uma coluna cromatográfica utilizando sílica na forma de nanopartículas e; apresenta uma aplicação na indústria de alimentos que utilizou a mistura de bebida fermentada de camomila com o cogumelo da espécie *Agaricus Brasiliensis*.

Diante desta variedade de estudos, provenientes de pesquisadores (as) de diferentes partes do Brasil, a Atena Editora selecionou e reuniu estes trabalhos neste e-book que depois de publicado, estará acessível de forma gratuita em seu *site* e em outras plataformas digitais, contribuindo para a divulgação do conhecimento científico gerado nas

instituições de ensino de todo o país. Assim, a Atena Editora vem trabalhando, buscando, estimulando e incentivando cada vez mais os pesquisadores do Brasil e de outros países a publicarem seus trabalhos com garantia de qualidade e excelência em forma de livros ou capítulos de livros.

Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua

## SUMÁRIO

### **CAPÍTULO 1..... 1**

#### **ESTUDO DA EFICIÊNCIA DA CASCA DE MARACUJÁ NA REMOÇÃO DE TURBIDEZ DE EFLUENTE OLEOSO**

Cinthia Silva Almeida  
Antonia Vitória Grangeiro Diógenes  
Macilene Maria Monteiro Maia  
Daianni Ariane da Costa Ferreira  
Francisco Wilton Miranda da Silva  
Zilvam Melo dos Santos  
Manoel Reginaldo Fernandes  
Regina Celia de Oliveira Brasil Delgado

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.3622126101>

### **CAPÍTULO 2..... 9**

#### **AMMONIA NITROGEN REMOVAL FROM FISH PROCESSING WASTEWATER BY ADSORPTION USING ACTIVATED CARBON**

Davi Vieira Gomes  
Maria Alice Prado Cechinel

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.3622126102>

### **CAPÍTULO 3..... 18**

#### **CINÉTICA DE ADSORÇÃO DE IVERMECTINA EM CARVÃO ATIVADO FUNCIONALIZADO COM GRAFENO**

Eduardo Possebon  
Marcelo Fernandes Vieira

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.3622126103>

### **CAPÍTULO 4..... 34**

#### **APLICAÇÃO DE SURFATANTES NÃO IÔNICOS NO CONTROLE DA TAXA DE DISSOLUÇÃO DE CARBONATOS NA ACIDIFICAÇÃO DE MATRIZ**

Alcides de Oliveira Wanderley Neto  
Guilherme Mentges Arruda  
Dennys Correia da Silva  
Luiz Felipe da Hora  
Jefferson David Coutinho de Araújo  
Marcos Allyson Felipe Rodrigues

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.3622126104>

### **CAPÍTULO 5..... 45**

#### **UM ESTUDO PARA OTIMIZAÇÃO DO CONSUMO DE ÁGUA E REDUÇÃO DA PEGADA DE CARBONO EM PROCESSO DE BRASAGEM**

Caline Nunes de Carvalho  
Tereza Neuma de Castro Dantas  
Afonso Avelino Dantas Neto  
Herbert Senzano Lopes

Andréa Oliveira Nunes

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.3622126105>

**CAPÍTULO 6..... 57**

**PROPOSTA DE MÉTODO ANALÍTICO PARA QUANTIFICAÇÃO DE BISFENOL A EM ÁGUAS SUPERFICIAIS**

Cristiano Gonçalves Alano  
Paula Roberta Perondi Furtado  
Marcia Luciane Lange Silveira  
Jamile Rosa Rampinelli  
Elisabeth Wisbeck  
Mariane Bonatti Chaves  
Sandra Aparecida Furlan

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.3622126106>

**CAPÍTULO 7..... 74**

**CONTAMINANTES DE INTERESSE EMERGENTE PRESENTES EM DIFERENTES MATRIZES AQUOSAS: O QUE VOCÊ NÃO VÊ, MAS AFETA E COMPROMETE A QUALIDADE DOS DIFERENTES ECOSSISTEMAS E A SAÚDE DE TODOS OS ORGANISMOS VIVOS**

Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua  
Valdinei de Oliveira Santos

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.3622126107>

**CAPÍTULO 8..... 87**

**CARACTERIZAÇÃO FÍSICO-QUÍMICA E TECNOLÓGICA DE FARINHA DE INHAME OBTIDA POR ATOMIZAÇÃO**

Edison Paulo de Ros Triboli  
Letícia Giuliani Yashiki

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.3622126108>

**CAPÍTULO 9..... 93**

**PRODUÇÃO DE BIODIESEL UTILIZANDO ÓLEO DE FRITURA E ÓLEO DE SOJA**

Rafael Melo dos Santos Costa  
Juan Medeiros Sousa  
Dyenny Ellen Lima Lhamas

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.3622126109>

**CAPÍTULO 10..... 101**

**PRODUÇÃO DO BIO-ÓLEO A PARTIR DA PIRÓLISE RÁPIDA DA BIOMASSA**

Janaína Santos Matos  
Leila Maria Aguilera Campos  
Maria Luiza Andrade da Silva

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261010>

<b>CAPÍTULO 11</b> .....	<b>114</b>
UMA REVISÃO SOBRE A OBTENÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS A PARTIR DE EFLUENTES DO PROCESSAMENTO DA MANDIOCA GERADOS NO BRASIL	
Renata Carvalho Costa Márcio Daniel Nicodemos Ramos André Aguiar	
 <a href="https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261011">https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261011</a>	
<b>CAPÍTULO 12</b> .....	<b>126</b>
ANÁLISE DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO ATRAVÉS DA INJEÇÃO MISCÍVEIS DE CO <sub>2</sub> POR MEIO DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DO CASO UNISIM-II-H	
Ana Paula Pereira Santos Paulo Couto	
 <a href="https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261012">https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261012</a>	
<b>CAPÍTULO 13</b> .....	<b>145</b>
INJEÇÃO DE POLÍMEROS ACIMA DA PRESSÃO DE FRATURA DA FORMAÇÃO COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO	
Maria do Socorro Bezerra da Silva Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão	
 <a href="https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261013">https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261013</a>	
<b>CAPÍTULO 14</b> .....	<b>157</b>
PRÁTICAS DE GESTÃO OPERACIONAL NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P) DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL, PARA ATENDER REQUISITOS DE NORMAS ABNT NBR ISO DE SGI E DE REGULAMENTOS TÉCNICOS DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP)	
Raymundo Jorge de Sousa Mançú Luís Borges Gouveia Silvério dos Santos Brunhoso Cordeiro	
 <a href="https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261014">https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261014</a>	
<b>CAPÍTULO 15</b> .....	<b>196</b>
MELHORIA DA DETERMINAÇÃO DE DENSIDADE APARENTE DE PÓS COM AUXÍLIO DE DISPOSITIVO FEITO COM GARRAFA DE REFRIGERANTE	
Edison Paulo de Ros Triboli Marina Piasentini Oliva	
 <a href="https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261015">https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261015</a>	
<b>CAPÍTULO 16</b> .....	<b>202</b>
ANÁLISES DA GEOMETRIA, DILUIÇÃO E QUALIDADE DE REVESTIMENTOS DE AÇO AISI 317L APLICADOS PELO PROCESSO GTAW COM ADIÇÃO DE ARAME FRIO	
Rafael Barbosa Carneiro dos Santos João Pedro Inácio Varela Mathews Lima dos Santos Marcos Mesquita da Silva Renato Alexandre Costa de Santana	

Raimundo Nonato Calazans Duarte

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261016>

**CAPÍTULO 17.....215**

**ESTUDO TEÓRICO: AUMENTO DA EFICIÊNCIA DE COLUNAS CROMATOGRÁFICAS  
POR APLICAÇÃO DE NANOPARTÍCULAS**

Afonso Poli Neto

Herbert Duchatsch Johansen

Marcelo Telascrêa

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261017>

**CAPÍTULO 18.....229**

**BEBIDA FERMENTADA DE CAMOMILA COM COGUMELO *AGARICUS BRASILIENSIS***

Joseane Martins de Oliveira

Édipo Gulogurski Ribeiro

Meakaythacher Massayumi Takayanagui

Ana Carolina Dobrychtop

Camila Kaminski

Herta Stutz

Sueli Pércio Quináia

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.36221261018>

**SOBRE O ORGANIZADOR.....238**

**ÍNDICE REMISSIVO.....239**

## APLICAÇÃO DE SURFATANTES NÃO IÔNICOS NO CONTROLE DA TAXA DE DISSOLUÇÃO DE CARBONATOS NA ACIDIFICAÇÃO DE MATRIZ

Data de aceite: 27/09/2021

Data de submissão: 06/09/2021

### Alcides de Oliveira Wanderley Neto

Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Natal – Rio Grande do Norte  
<http://lattes.cnpq.br/4789528535524269>

### Guilherme Mentges Arruda

Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Natal – Rio Grande do Norte  
<http://lattes.cnpq.br/4896975705563570>

### Dennys Correia da Silva

Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Natal – Rio Grande do Norte  
<http://lattes.cnpq.br/8567051112814180>

### Luiz Felipe da Hora

Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Natal – Rio Grande do Norte  
<http://lattes.cnpq.br/6556663558375851>

### Jefferson David Coutinho de Araújo

Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Natal – Rio Grande do Norte  
<http://lattes.cnpq.br/9673034488797933>

### Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Universidade Federal do Rio Grande do Norte  
Natal – Rio Grande do Norte  
<http://lattes.cnpq.br/5453593230706116>

**RESUMO:** No processo de estimulação ácida de reservatórios de petróleo carbonáticos, a alta taxa de reação entre ácido clorídrico e as rochas

traz grandes desafios. Com isso, o retardo dessa reação tem sido objeto de estudo dos pesquisadores para aumentar a profundidade canais formados (*wormholes*) e a eficiência da estimulação, consequentemente. Nesse trabalho, soluções ácidas foram formuladas contendo surfactantes não-iônicos (*Nonylphenol*) de diferentes graus de etoxilação. As soluções foram caracterizadas em relação ao pH, tensão superficial, viscosidade e diâmetro micelar. Um planejamento experimental de composto central foi executado para avaliar o efeito da temperatura, concentração de surfactante e volume de solução na taxa de dissolução do carbonato. Com isso, observou-se que a velocidade de reação foi retardada em até 350 vezes ( $2.356 \pm 0.133 \times 10^{-4}$  gramas de rocha por segundo). Os surfactantes de maior grau de etoxilação demonstraram um melhor desempenho nas condições estudadas.

**PALAVRAS-CHAVE:** Acidificação, Matrizes Carbonáticas, Tensoativos, *Nonylphenol*, Velocidade de Reação.

### APPLICATION OF NON-IONIC SURFACTANTS TO CONTROL THE DISSOLUTION RATE OF CARBONATES FOR MATRIX ACIDIZING

**ABSTRACT:** In the process of acid stimulation of carbonate oil reservoirs, the high reaction rate between hydrochloric acid and rocks poses great challenges. Thus, the delay of this reaction has been the object of study by researchers in order to increase the depth of formed channels (*wormholes*) and the stimulation efficiency. In this work, acidic solutions were formulated containing non-ionic surfactants (*Nonylphenol*) of different

degrees of ethoxylation. The solutions were characterized by pH, surface tension, viscosity, and micellar diameter analysis. A design of experiment using central composite design was carried out to evaluate the effect of temperature, surfactant concentration, and volume of solution in the carbonate dissolution rate. Thus, it was observed that the reaction rate was delayed up to 350 times ( $2.356 \pm 0.133 \times 10^{-4}$  grams of rock per second). The surfactant with the highest ethoxylation degree had the best performance in the studied condition.

**KEYWORDS:** Acidizing; Carbonate matrices; Surfactant; Nonylphenol; Reaction rate.

## 1 | INTRODUÇÃO

Grande parte da reserva de petróleo e gás mundial concentra-se em reservatórios carbonáticos (Ayirala et al., 2019; Lee et al., 2020). Trata-se de reservatórios de alta heterogeneidade e estruturas porosas, havendo predominância da presença de descontinuidades geológicas, como fraturas e falhas (Peng et al., 2019; Pham et al., 2020; Mahdaviara et al., 2020). Devido as complexas condições físicas e químicas presentes em suas rochas, a liberação e fluxo de hidrocarbonetos dependem frequentemente de técnicas de estimulação que visem aumentar a produtividade de petróleo nos campos de perfuração (Du et al., 2020; Yan et al., 2019).

Na estimulação de poços de petróleo, a acidificação da matriz é aplicada para remover danos à formação no entorno do poço, restaurando a permeabilidade original do reservatório ou, no caso de reservatórios carbonáticos, melhorando as condições de fluxo próximo ao poço através da sua dissolução (Shi et al, 2020; Wang et al., 2020). A acidificação envolve a injeção de soluções ácidas na formação produtora, geralmente ácidos fluorídrico (HF) e/ou clorídrico (HCl), buscando alterar a permeabilidade por meio de reações químicas (Zhao et al., 2018). O sucesso da acidificação da matriz depende de alguns fatores tais como uma boa avaliação de poços candidatos usando históricos de completção 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 (Foley, 1938; Robertson e Chilingarian, 1989; Sheng, 2013).

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 na acidificação de matrizes heterogêneas (Yan et al., 2019; Al-Shammari e Nordquist, 2003). Se a injeção de ácido mostra-se bem sucedida, forma-se um número limitados de canais denominados “buraco de minhoca” (Fedorov et al., 2010; Liu et al., 1997). Essas formações permitem o fluxo com baixa resistência de hidrocarbonetos no poço, aumentando a produtividade (Yoo et al., 2019). Apesar disso, muitas vezes a taxa de reação de dissolução do carbonato apresenta-se muito alta, o que ocasiona o 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 (Liu et al., 2019).

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 ácidos retardados para o controle da acidificação (Penny et al., 2005; Bera et al., 2014; Castro Dantas et al., 2019). Tratam-se de sistemas formados por uma fase aquosa e outra fase oleosa estabilizadas por matéria ativa (tensoativo com ou sem cotensoativo) (Silva et al., 2020) e compostos por estruturas micelares que são capazes de aprisionar o ácido, diminuindo a taxa de reação com as rochas carbonáticas (Fredd et al., 2017). 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 mitigar os aspectos negativos e tornar o processo de estimulação ácida mais simples, este trabalho objetiva investigar o comportamento de tensoativos não-iônicos no controle da velocidade de reação entre o ácido clorídrico e rocha carbonática. Devido ao tipo de tensoativo, característica anfifílica e a quantidade de grupos polares presentes na cabeça polar, há uma interferência na sua solubilidade e na sua interação com os íons  $H^+$  presentes no meio (Panthi et al., 2020; Grządka et al., 2020). Com isso, serão avaliados o *Nonyphenol* EO11, EO40 e EO100 como retardadores da reação entre no HCl e a rocha carbonática.

## 2 | 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, provenientes da formação Jandaíra (Rio Grande do Norte), foram trituradas e submetidas ao peneiramento para que as partículas inferiores à 0,106 mm (150 mesh) fossem 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 CO<sub>2</sub>. A velocidade de reação foi estimada segundo a Equação (1).

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

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. Seguindo um delineamento experimental fatorial 2<sup>3</sup> com três repetições no sistema central é possível investigar o efeito dessas três variáveis, obtendo como variável resposta a velocidade de reação. A Tabela 1 mostra os níveis de fatores escolhidos para cada parâmetro, o intervalo de temperatura foi determinado de acordo com a variação de temperatura presente em reservatórios de petróleo no Brasil (Santos et al., 2020; Tupinamba Lima et al., 2020).

Variável	Nível		
	-1	0	+1
C <sub>S</sub> (%)	2	6	10
V <sub>HCl</sub> (mL)	5	7.5	10
T (°C)	30	45	60

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

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.

### 3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

Estão presentes na Tabela 2 os resultados de eficiência do retardamento da reação, expressos pela velocidade reação ( $v$ ) em função das diferentes condições de concentração do tensoativos, volume de solução e temperatura. A velocidade de reação para a solução ácida sem a presença de tensoativo foi de  $714 \times 10^{-4}$  g/s para todos os casos.

Ensaio	Variáveis			(x10 <sup>-4</sup> ) (g/s)		
	C <sub>s</sub> (%)	V <sub>HCl</sub> (mL)	T (°C)	Nonylphenol 11 EO	Nonylphenol 40 EO	Nonylphenol 100 EO
1	2	5	30	10.710±0.566	14.104±0.084	8.841±0.353
2	10	5	30	9.326±0.540	3.955±0.039	2.356±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

Média dos valores ± desvio padrão. C<sub>s</sub>: Concentração de tensoativos em solução ácida; V<sub>HCl</sub>: volume de solução ácida utilizada; T: temperatura; v: velocidade de consumo da rocha carbonática.

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

Ao analisar a Tabela 2, percebe-se que quanto maior o grau de etoxilação, aumento da região polar da molécula de tensoativos, maior será a contribuição em retardar a reação entre o ácido clorídrico e o carbonato de cálcio. Esse fenômeno ocorre uma vez que a presença do grupo etóxi, assim como o aumento do seu tamanho, contribui para elevar a viscosidade do líquido, o que irá diminuir a difusividade dos íons H<sup>+</sup>, resultando em uma menor frequência de choques entre esses íons e a rocha, aumentando, desse modo, o tempo da reação. Além disso, quanto mais grupos etoxilados estiverem presentes na cabeça do tensoativo, maior será a quantidade de íons H<sup>+</sup> que serão atraídos e aprisionados ao redor das micelas, que por serem mais pesadas que o H<sup>+</sup> contribuem com a diminuição da difusividade deste íon, ajudando a retardar a reação. A Figura 1 esquematiza o exposto.

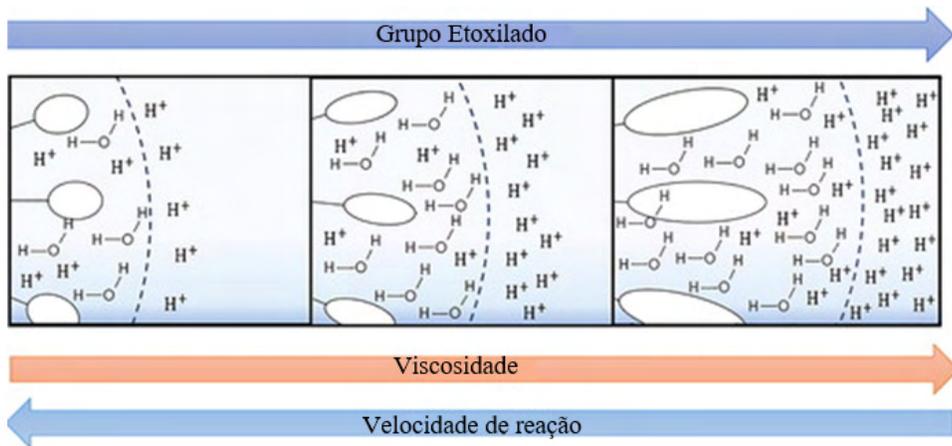


Figura 1 – Esquema do efeito provocado na viscosidade e velocidade de reação na presença dos grupos etoxilados.

O aumento da concentração do tensoativo promove a formação de mais micelas que contribuem para o aumento da viscosidade do fluido, além de contribuir para o aprisionamento de mais  $H^+$ , fenômenos que diminuem a difusividade e, assim, reduzem a velocidade de reação. Quando há um aumento no volume da solução, de 5 ml para 10 ml, 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 tensoativo. A Figura 2 representa esquematicamente tal comportamento.

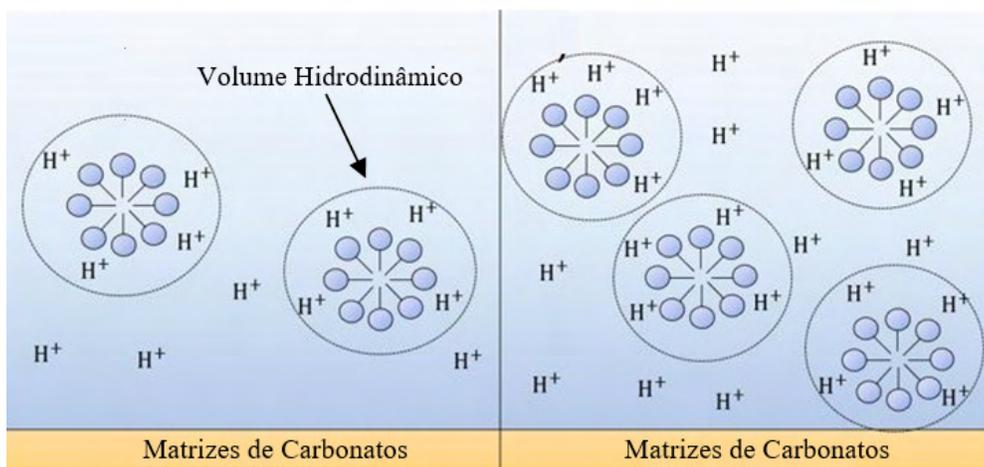


Figura 2 – Representação da quantidade íons  $H^+$  presentes em soluções com diferentes volumes, à esquerda em menor volume, 5 ml, e à direita maior volume, 10 ml.

A variação na temperatura, 30°C para 60°C, provoca uma diminuição da viscosidade, o que contribui para o aumento da difusividade dos agregados micelares e os íons H<sup>+</sup> e, desta maneira, proporciona o aumento das colisões do H<sup>+</sup> com a rocha, o que reduz o tempo de reação. O *Nonylphenol* EO 100 segue 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 tendência apenas para a concentração igual a 10%, enquanto 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<sub>2</sub> formado rapidamente a altas temperaturas e estabilizadas pelos tensoativos) relativamente estável, o que não ocorre a 10%, e isso acaba inibindo a aproximação do H<sup>+</sup> a rocha, contribuindo para o aumento do tempo de reação. O *Nonylphenol* EO 11 tem o seu tempo de reação aumentado para todas as condições quando se eleva a temperatura, logo, a redução da viscosidade não é o fator principal, mas sim a espuma formada, que é mais estável para este tensoativo devido ao seu menor BHL (maior capacidade de estabilizar gás em água), e assim, reduzindo a velocidade da reação devido ao gás inibir a aproximação do líquido a rocha (Tupinamba Lima et al., 2020).

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

Parâmetros	<i>Nonylphenol</i> 11 EO		<i>Nonylphenol</i> 40 EO		<i>Nonylphenol</i> 100 EO	
	Coef.	p-valor	Coef.	p-valor	Coef.	p-valor
Média	<b>11.584</b>	<b>0.000</b>	<b>11.174</b>	<b>0.000</b>	<b>7.019</b>	<b>0.000</b>
C <sub>s</sub> (%)	<b>-1.540</b>	<b>0.030</b>	<b>-3.345</b>	<b>0.001</b>	<b>-3.887</b>	<b>0.000</b>
V <sub>HCl</sub> (mL)	<b>1.744</b>	<b>0.024</b>	<b>2.215</b>	<b>0.002</b>	<b>1.135</b>	<b>0.001</b>
T (°C)	-0.282	0.413	<b>0.766</b>	<b>0.02</b>	<b>1.017</b>	<b>0.002</b>
[(C <sub>s</sub> )(V <sub>HCl</sub> )]	-0.357	0.324	<b>-0.794</b>	<b>0.019</b>	<b>-0.659</b>	<b>0.005</b>
[(C <sub>s</sub> )(T)]	0.031	0.919	<b>2.409</b>	<b>0.002</b>	-0.066	0.314
[(V <sub>HCl</sub> )(T)]	0.350	0.330	0.290	0.122	0.159	0.086
[(C <sub>s</sub> )(V <sub>HCl</sub> )(T)]	0.523	0.197	-0.114	0.415	-0.081	0.246

Tabela 3: Efeitos estimados de fatores-chave e suas interações na velocidade de reação ( $v$ ). As variáveis em negrito são estatisticamente significativas.

Pode-se observar que as variáveis de concentração (C<sub>s</sub>) e volume (V<sub>HCl</sub>) 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 para as temperaturas elevadas, quanto maior o grau de etoxilação, maior a velocidade de reação. Em relação

às interações, apenas o par Volume e Concentração  $[(C_s)(V_{HCl})]$  apresentou significância para os *Nonylphenol* EO 40 e EO 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* 11EO, 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 *Nonylphenol* EO 11, EO 40 e EO 100, respectivamente.

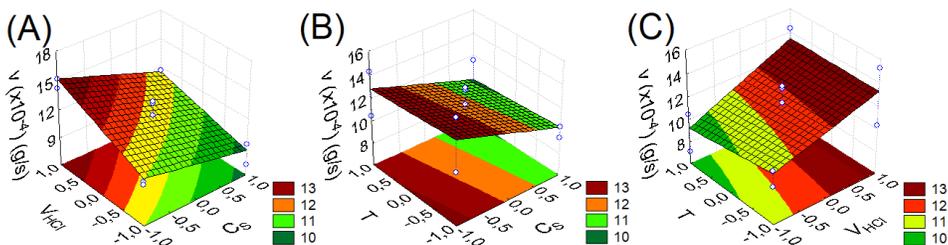


Figura 3. Superfícies de resposta para a velocidade de acidificação ( $v$ ) para o sistema contendo *Nonylphenol* 11 EO. (a)  $C_s$  vs.  $V_{HCl}$ , (b)  $C_s$  vs.  $T$  e (c)  $V_{HCl}$  vs.  $T$ .

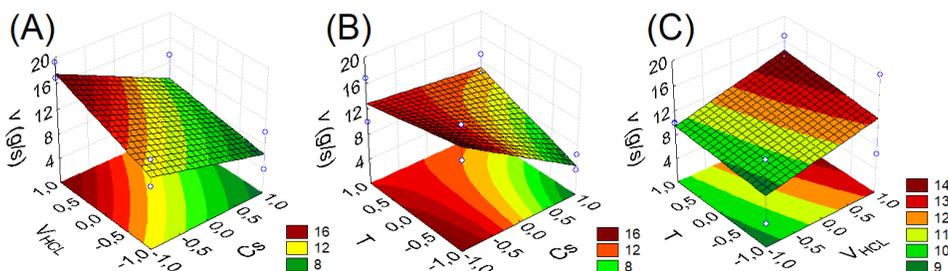


Figura 4. Superfícies de resposta para a velocidade de acidificação ( $v$ ) para o sistema contendo *Nonylphenol* 40 EO. (a)  $C_s$  vs.  $V_{HCl}$ , (b)  $C_s$  vs.  $T$  e (c)  $V_{HCl}$  vs.  $T$ .

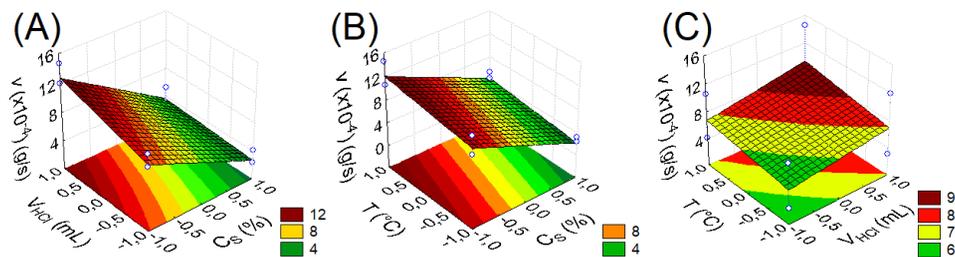


Figura 5. Superfícies de resposta para a velocidade de acidificação ( $v$ ) para o sistema contendo *Nonylphenol* 100 EO. (a)  $C_s$  vs.  $V_{HCl}$ , (b)  $C_s$  vs.  $T$  e (c)  $V_{HCl}$  vs.  $T$ .

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 *Nonylphenol* 11EO. Esse comportamento é esperado, uma vez que,

a concentração de tensoativos é predominante, 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 esses responsáveis pelo controle das reações entre o HCl e a rocha. O aumento na temperatura proporciona a diminuição da velocidade de reação, visto que, o *Nonylphenol* 11EO 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 *Nonylphenol* 40EO e 100EO, Figuras 4 e 5, respectivamente, as condições operacionais ideais de concentração de tensoativo e volume de solução ácida coincidem com o padrão do NP 11EO, porém obtém melhor desempenho quando a temperatura é baixa. Esse comportamento é esperado, visto que o aumento da temperatura provoca a diminuição da viscosidade das soluções favorecendo a acidificação, ocorrendo mais rápida.

#### 4 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

O aumento do grupo etóxi e da concentração do tensoativo 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 *Nonylphenol* 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

Al-Shammari, H. A.; Nordquist, D. G. Revised BOP standards and well-control policies, *Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels*, v. 55, p. 49–50, 2003. doi:10.2118/0103-0049-jpt.

Ayirala, S.C.; Boqmi, A.; Alghamdi, A.; AlSofi, A. Dilute surfactants for wettability alteration and enhanced oil recovery in carbonates, *Journal of Molecular Liquids*, v. 285, p. 707–715, 2019. doi:10.1016/j.molliq.2019.04.146.

Bera, A.; Kumar, T.; Ojha, K.; Mandal, A. Screening of microemulsion properties for application in enhanced oil recovery, *Fuel*, v. 121, p. 198–207, 2014. doi:10.1016/j.fuel.2013.12.051.

Castro Dantas, T. N.; de Oliveira, A. C.; de Souza, T.T.C.; dos Santos Lucas, C. R.; Andrade Araújo, E.; Aum, P.T.P. Experimental study of the effects of acid microemulsion flooding to enhancement of oil recovery in carbonate reservoirs, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019. doi:10.1007/s13202-019-00754-x.

da Silva, D.C.; Barbosa de Araújo, C. R.; de O. Freitas, J. C.; Felipe Rodrigues, M. A.; Wanderley Neto, A. O. Formulation of new microemulsion systems containing produced water for removal of filter cake from olefin-based drilling fluid, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, p. 107425, 2020. doi:10.1016/j.petrol.2020.107425.

Du, X.; Li, Q.; Lu, Z.; Li, P.; Xian, Y.; Xu, Y.; Li, D.; Lu, D. Pressure transient analysis for multi-vug composite fractured vuggy carbonate reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 193, p. 107389; 2020. doi:10.1016/j.petrol.2020.107389.

Fedorov, K. M.; Smirnov, A. S.; Kremleva, T.A. Carbonate Acidizing: Conjunction, in: *Society of Petroleum Engineers (SPE)*, 2010. doi:10.2118/136409-ms.

Foley, L. L. Spacing of Oil Wells, *Trans. AIME*, v. 127, p. 15–24, 1938. doi:10.2118/938015-g.

Fredd, C. N.; Hoefner, M. L.; Fogler, H. S. Microemulsion Applications in Carbonate Reservoir Stimulation, in: *Prop. Uses Microemulsions, InTech*, 2017. doi:10.5772/65973.

Grządka, E.; Matusiak, J.; Godek, E. Alginic acid as a stabilizer of zirconia suspensions in the presence of cationic surfactants, *Carbohydrate Polymers*, v. 246, p. 116634, 2020. doi:10.1016/j.carbpol.2020.116634.

Lee, Y.; Kim, S.; Wang, J.; Sung, W. Relationship between oil production and CO<sub>2</sub> storage during low-salinity carbonate water injection in acid carbonate reservoirs, *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, v. 88, p. 215–223, 2020. doi:10.1016/j.jiec.2020.04.016.

Liu, P.; Yan, X.; Yao, J.; Sun, S. Modeling and analysis of the acidizing process in carbonate rocks using a two-phase thermal-hydrologic-chemical coupled model, *Chemical Engineering Science*, v. 207, p. 215–234, 2019. doi:10.1016/j.ces.2019.06.017.

Liu, X.; Ormond, A.; Bartko, K.; Li, Y.; Ortoleva, P. A geochemical reaction-transport simulator for matrix acidizing analysis and design, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 17, p. 181–196, 1997. doi:10.1016/S0920-4105(96)00064-2.

Mahdaviara, M.; Rostami, A.; Keivanimehr, F.; Shahbazi, K. Accurate determination of permeability in carbonate reservoirs using Gaussian Process Regression, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, p. 107807, 2020. doi:10.1016/j.petrol.2020.107807.

Panthi, K.; Weerasooriya, U.; Mohanty, K. K. Enhanced recovery of a viscous oil with a novel surfactant, *Fuel*, v. 282, p. 118882, 2020. doi:10.1016/j.fuel.2020.118882.

Peng, Y.; Yiqiang, L. I.; Guangya, Z.; Shanzhi, X.U.; Xiuyu, W. 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, v. 46, p. 1231–1241, 2019. doi:10.1016/S1876-3804(19)60276-4.

Penny, G. S.; Pursley, J. T.; Holcomb, D. 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.

Pham, C.; Chang, C.; Jang, Y.; Kutty, A.; Jeong, J. Effect of faults and rock physical properties on in situ stress within highly heterogeneous carbonate reservoirs, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 185, p. 106601, 2020. doi:10.1016/j.petrol.2019.106601.

Robertson, J. O.; Chilingarian, G. V. Acidizing Oilwells, *Developments in Petroleum Science*, v. 19, p. 161–190, 1989. doi:10.1016/S0376-7361(08)70504-1.

Santos, R. G.; Loh, W.; Bannwart, A.C.; Trevisan, O. V. An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods, *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, v. 31, p. 571–590, 2014. doi:10.1590/0104-6632.20140313s00001853.

Sheng, J. J. Introduction to MEOR and Its Field Applications in China, in: *Enhanc. Oil Recover. F. Case Stud.*, Elsevier Inc., p. 543–559, 2013. doi:10.1016/B978-0-12-386545-8.00019-1.

Shi, Y.; Yu, L.; Chen, S.; He, Y.; Yang, X.; Duan, L.; Cai, J. Effects of L-glutamic acid, N, N-diacetic acid as chelating agent on acidification of carbonate reservoirs in acidic environments, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 82, p. 103494, 2020. doi:10.1016/j.jngse.2020.103494.

Tupinamba Lima, M.; Kurt-Zerdeli, S.N.; Brüggemann, D.; Spiering, V. J.; Gradzielski, M.; Schomäcker, R. The dynamics of surface adsorption and foam formation of carbonate modified nonionic surfactants, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, v. 588, p. 124386, 2020. doi:10.1016/j.colsurfa.2019.124386.

Wang, J.; Huang, Y.; Zhou, F.; Song, Z.; Liang, X. Study on reservoir damage during acidizing for high-temperature and ultra-deep tight sandstone, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 191, p. 107231, 2020. doi:10.1016/j.petrol.2020.107231.

Yan, Y. li; Xi, Q.; chibuike Una, C.; cheng He, B.; Sheng Wu, C.; Long Dou, L.; A novel acidizing technology in carbonate reservoir: In-Situ formation of CO<sub>2</sub> foamed acid and its self-diversion, *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, v. 580, p. 123787, 2019. doi:10.1016/j.colsurfa.2019.123787.

Yoo, H.; Park, J.; Lee, Y.; Lee, J. An experimental investigation into the effect of pore size distribution on the acid-rock reaction in carbonate acidizing, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 180, p. 504–517, 2019. doi:10.1016/j.petrol.2019.05.061.

Zhao, L.; Pan, Y.; Liu, Y.; Meng, X.; Guo, Y.; Liu, P. Research and performance evaluation on an HA integrated acid system for sandstone acidizing, *Natural Gas Industry B*, v. 5, v. 156–161, 2018. doi:10.1016/j.ngib.2018.04.002.

## ÍNDICE REMISSIVO

### A

Adsorção 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 30, 31, 32, 72

Adsorvente 3, 4, 5, 6, 8, 20, 21, 61, 63, 64

Afluentes 19

Agência Nacional do Petróleo - ANP 157, 159, 160, 193

Águas subterrâneas 75

Águas superficiais 19, 57, 69, 70, 71, 81

Análise cromatográfica 216

Antibióticos 18, 80, 81

Atomização 87, 88, 89, 90, 91, 197, 201

### B

Bioadsorvente 238

Biochemical Oxygen Demand (BOD) 9, 10

Biocombustíveis 8, 93, 96, 98, 99, 101, 102, 105, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 122, 123, 161, 193

Biodiesel 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100

### C

Carvão ativado 3, 10, 18, 21, 32, 72

Cascas de maracujá 1, 2, 3, 4, 6, 7

Catalisador 93, 94, 95, 98, 108, 109, 118

Chemical Oxygen Demand (COD) 9, 10

Cinética 18, 20, 21, 24, 26, 28, 41, 106

Colunas cromatográficas 215, 218, 219, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 226

Combustíveis fósseis 94, 102

Compressibilidade 196, 197

Corpos hídricos 19, 57, 59, 60, 70

Cromatografia Líquida de Alta Eficiência (CLAE) 33, 77, 216, 227, 228

### D

Densidade 88, 89, 92, 93, 96, 97, 98, 108, 119, 121, 127, 128, 149, 196, 197, 198, 199, 200

Densidade aerada 89, 196, 197, 200

Densidade aparente 92, 196, 198

## E

Efeito estufa 45, 46, 49, 94, 102

Efluentes 3, 5, 19, 31, 59, 60, 114, 116, 120, 123, 124, 182, 238

Efluentes domésticos 19

Efluentes industriais 59

Espalhamento de Luz Dinâmico (DLS) 217

Estação de Tratamento de Esgoto (ETE) 76, 81, 119, 124, 238

## F

Fármacos 19, 32, 76, 77, 79, 80, 81, 82, 218, 227

Fraturas induzidas 150

Fraturas naturais 148

Funil 4, 22, 196, 197, 198, 199, 200

## G

Garrafa PET 197

Grafeno 18, 21, 31, 218, 227

## H

Hidrofobizada 1, 6, 8

Hormônios 18, 60, 77

## I

Impacto ambiental 54, 55

Índices de fluidez de *Hausner* e de *Carr* 87

Inhame 87, 88, 89, 90, 91

Injeção de polímeros 145, 146, 147, 148, 149, 150, 154, 155

Ivermectina 18, 19, 21, 31, 32

## M

Materiais particulados 196

Matéria-prima 88, 95, 114, 115, 116, 117, 196

Matrizes aquosas 74, 82

Mesh 1, 2, 4, 6, 10, 36

Microplásticos 77

## **N**

Nanopartículas 215, 217, 218, 219, 220, 226, 227, 228

## **O**

Óleo de fritura 93, 94, 95, 97, 98, 99

Óleo de soja 93, 94, 95, 97, 98, 99

Óleo diesel 1, 4

Organic matter 9, 15, 16

## **P**

Pesticidas 18, 77, 79, 80, 81, 82

Petróleo 1, 2, 5, 8, 34, 35, 36, 37, 94, 96, 99, 102, 103, 104, 126, 127, 128, 129, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 173, 174, 176, 177, 178, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 186, 189, 190, 191, 192, 193, 194, 195, 203, 204, 212, 213, 215

Polímero 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 216

Processos convencionais de tratamento de água e esgoto 18, 78

## **R**

Reaproveitamento 123

Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) 126, 128, 145, 146, 147

Recursos hídricos 59, 61, 76, 82, 123

Renovável 93, 94, 95, 102, 104, 105

Reservatórios Não-Convencionais (RNC) 147

Resíduos agroindustriais 3, 5, 7, 122

## **S**

Separação granulométrica 1, 4

Sílica 215, 216, 217, 218, 219, 220, 226, 227, 228

Solução polimérica 147, 149, 150, 151, 154

Surfactantes 18, 34, 82

Sustentável 49, 94, 101, 193, 200, 236

## **T**

Transesterificação etílica 93, 98, 99

Turbidez 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8

## **U**

Umidade 60, 88, 89, 90, 103, 107, 108, 109, 232

# COLEÇÃO DESAFIOS DAS ENGENHARIAS:

## ENGENHARIA QUÍMICA 2



[www.atenaeditora.com.br](http://www.atenaeditora.com.br)



[contato@atenaeditora.com.br](mailto:contato@atenaeditora.com.br)



[@atenaeditora](https://www.instagram.com/atenaeditora)



[www.facebook.com/atenaeditora.com.br](https://www.facebook.com/atenaeditora.com.br)

# COLEÇÃO DESAFIOS DAS ENGENHARIAS:

## ENGENHARIA QUÍMICA 2



[www.atenaeditora.com.br](http://www.atenaeditora.com.br)



[contato@atenaeditora.com.br](mailto:contato@atenaeditora.com.br)



[@atenaeditora](https://www.instagram.com/atenaeditora)



[www.facebook.com/atenaeditora.com.br](https://www.facebook.com/atenaeditora.com.br)