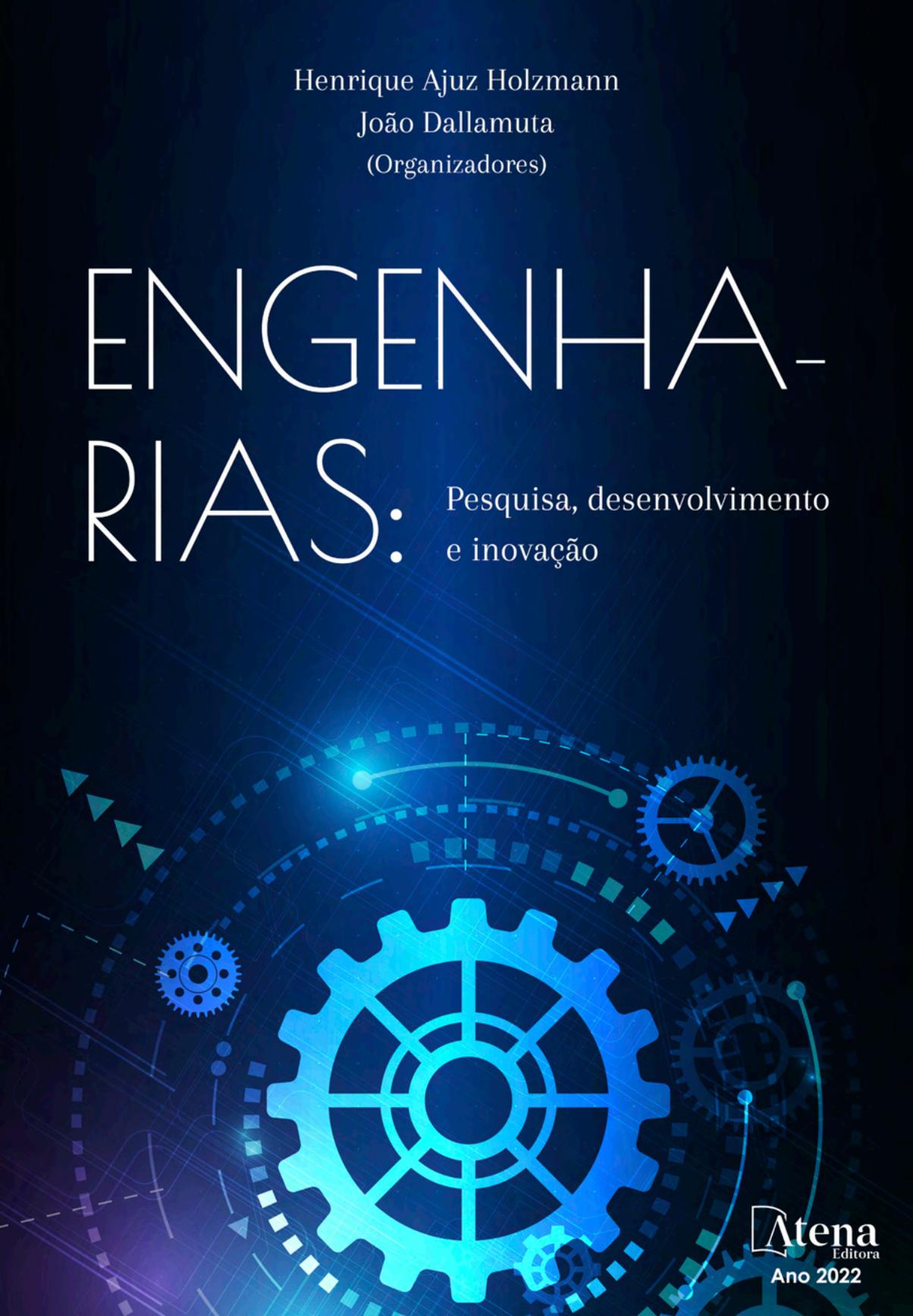


Henrique Ajuz Holzmann
João Dallamuta
(Organizadores)

ENGENHA- RIAS: Pesquisa, desenvolvimento e inovação



Atena
Editora
Ano 2022

Henrique Ajuz Holzmann
João Dallamuta
(Organizadores)

ENGENHARIA- RIAS: Pesquisa, desenvolvimento e inovação



Atena
Editora
Ano 2022

Editora chefe

Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Editora executiva

Natalia Oliveira

Assistente editorial

Flávia Roberta Barão

Bibliotecária

Janaina Ramos

Projeto gráfico

Bruno Oliveira

Camila Alves de Cremo

Daphynny Pamplona

Luiza Alves Batista

Natália Sandrini de Azevedo

Imagens da capa

iStock

Edição de arte

Luiza Alves Batista

2022 by Atena Editora

Copyright © Atena Editora

Copyright do texto © 2022 Os autores

Copyright da edição © 2022 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 Alana Maria Cerqueira de Oliveira – Instituto Federal do Acre

Profª Drª Ana Grasielle Dionísio Corrêa – Universidade Presbiteriana Mackenzie

Profª Drª Ana Paula Florêncio Aires – Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

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 Bitencourt Campos – Universidade do Extremo Sul Catarinense
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
Prof. Dr. Miguel Adriano Inácio – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
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



Engenharias: pesquisa, desenvolvimento e inovação

Diagramação: Camila Alves de Cremo
Correção: Mariane Aparecida Freitas
Indexação: Amanda Kelly da Costa Veiga
Revisão: Os autores
Organizadores: Henrique Ajuz Holzmann
João Dallamuta

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

E57 Engenharia: pesquisa, desenvolvimento e inovação / Organizadores Henrique Ajuz Holzmann, João Dallamuta. – Ponta Grossa - PR: Atena, 2022.

Formato: PDF
Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader
Modo de acesso: World Wide Web
Inclui bibliografia
ISBN 978-65-258-0481-1
DOI: <https://doi.org/10.22533/at.ed.811220208>

1. Engenharia. I. Holzmann, Henrique Ajuz (Organizador). II. Dallamuta, João (Organizador). III. Título.
CDD 620

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166

Atena Editora
Ponta Grossa – Paraná – Brasil
Telefone: +55 (42) 3323-5493
www.atenaeditora.com.br
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

Um dos grandes desafios enfrentados atualmente nos mais diversos ramos do conhecimento, é o do saber multidisciplinar, aliando conceitos de diversas áreas. Hoje exige-se que os profissionais saibam transitar entres os conceitos e práticas, tendo um viés humano e técnico.

Neste sentido este livro traz capítulos ligados a teoria e prática em um caráter multidisciplinar, apresentando de maneira clara e lógica conceitos pertinentes aos profissionais das mais diversas áreas do saber.

Apresenta temas relacionados as áreas de engenharia, como civil, materiais, mecânica, química dentre outras, dando um viés onde se faz necessária a melhoria continua em processos, projetos e na gestão geral no setor fabril. Destaca-se ainda a busca da redução de custos, melhoria continua e automação de processos.

De abordagem objetiva, a obra se mostra de grande relevância para graduandos, alunos de pós-graduação, docentes e profissionais, apresentando temáticas e metodologias diversificadas, em situações reais.

Aos autores, agradeço pela confiança e espírito de parceria.

Boa leitura

Henrique Ajuz Holzmann

João Dallamuta

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1..... 1

AVALIAÇÃO DA TEMPERATURA, TEMPO DE DISSOLUÇÃO E CONCENTRAÇÃO DE DTPA NA DISSOLUÇÃO DE INCRUSTAÇÃO DE SULFATO DE BÁRIO

Geizila Aparecida Pires Abib

Georgiana Feitosa da Cruz

Alexandre Sérvulo Lima Vaz Junior

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.8112202081>

CAPÍTULO 2..... 18

PROCESSAMENTO CERÂMICO DE COMPÓSITOS DE ALUMINA E CA6

Daniele Rodrigues Freitas

José Manuel Rivas Mercury

Antonio Ernandes Macêdo Paiva

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.8112202082>

CAPÍTULO 3..... 25

ANÁLISE DE MECANISMOS

Gabrieli Mesquita de Araujo

Hermano Ranieri Quirino Kubaski

Wesley Costa Bueno

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.8112202083>

CAPÍTULO 4..... 39

SELECTIVE DISPERSION OF STYRENE-BUTADIENE CROSS-LINKED WASTE IN THE POLYSTYRENE MATRIX: A TRANSMISSION ELECTRON MICROSCOPY (TEM) RESEARCH

Carlos Bruno Barreto Luna

Elieber Barros Bezerra

Divânia Ferreira da Silva

Eduardo da Silva Barbosa Ferreira

Edcleide Maria Araújo

Amanda Dantas de Oliveira

Renate Maria Ramos Wellen

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.8112202084>

CAPÍTULO 5..... 53

ENERGY AND COVID-19 – ANALYSIS OF THE IMPACT ON THE GLOBAL ENERGY MATRIX

Luiz Antonio Ferrari

Leni M. P. R Lima

Elaine A. Rodrigues

Maria Aparecida M. G. Pereira

Jamil M. S. Ayoub

José A. Seneda

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.8112202085>

CAPÍTULO 6..... 67

CERVEJA ESTILO CATHARINA SOUR: UMA BREVE REVISÃO DA LITERATURA

Isabella Tauchert da Luz
Vicente Damo Martins da Silva
Janayne Sander Godoy
Cristiano Reschke Lajús
Gustavo Lopes Colpani
Josiane Maria Muneron de Mello
Francieli Dalcanton

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.8112202086>

CAPÍTULO 7..... 77

AGUAPÉ: UMA ALTERNATIVA SUSTENTÁVEL PARA O TRATAMENTO DE ÁGUA E SANEAMENTO

Kaio Machado Santos
Pedro Lúcio Bonifacio

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.8112202087>

CAPÍTULO 8..... 88

MELHORAMENTO DE RODOVIAS DE TERRA: UM ESTUDO DE CASO

Rafael Pacheco dos Santos

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.8112202088>

CAPÍTULO 9..... 105

ANÁLISE DE METODOLOGIAS DE ENSINO E APRENDIZAGEM APLICADAS NO EGRESSO DA GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO – PARTE 1

Fabiola Silva Bezerra
Wallace Rodolfo Lopes da Silva
Karina Silva Campos
Camila Figueiredo Vasconcelos Vidal

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.8112202089>

CAPÍTULO 10..... 117

PLANEJAR PARA OTIMIZAR RECURSOS: APLICANDO A METODOLOGIA DA APRENDIZAGEM BASEADA EM BRINQUEDOS (ABB)

Fabiola Silva Bezerra
Alaine Cardoso Silva
Luciano Guimarães Garcia

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.81122020810>

CAPÍTULO 11 126

CLOUD QOX: ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE RECOGIDA DE INFORMACIÓN. APROXIMACIÓN EN EDUCACIÓN

Rosa Mora
Julián Fernández-Navajas
José Ruiz-Mas

Ana Cebollero
Patricia Chueca
Marta Lampaya

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.81122020811>

CAPÍTULO 12..... 145

**UTILIZAÇÃO DE APRENDIZAGEM BASEADA EM PROBLEMAS NO ENSINO DE
MODELAGEM APLICADA A CONTROLADORES LÓGICOS PROGRAMÁVEIS**

Rafael Garlet de Oliveira
Thiago Javaroni Prati
Luan Cizeski de Lorenzi
Antonio Ribas Neto

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.81122020812>

CAPÍTULO 13..... 156

**OSTEORRADIONECROSE MANDIBULAR APÓS IMRT PARA CÂNCER DE CABEÇA E
PESCOÇO**

Maria Cândida Dourado Pacheco Oliveira
Danilo Viegas da Costa
Caio Fernando Teixeira Portela
Tarcísio Passos Ribeiro Campos
Arno Heeren de Oliveira

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.81122020813>

CAPÍTULO 14..... 168

**ANÁLISE PARA ATENUAÇÃO DE RISCOS DE CHOQUE ELÉTRICO E INCÊNDIOS
EM INSTALAÇÕES ELÉTRICAS EM MORADIAS DE BAIXA RENDA EM CIDADE
UNIVERSITÁRIA**

Márcio Mendonça
Marta Rúbia Pereira dos Santos
Fábio Rodrigo Milanez
Wagner Fontes Godoy
Rodrigo Henrique Cunha Palácios
Marco Antônio Ferreira Finocchio
Carlos Alberto Paschoalino
Francisco de Assis Scannavino Junior
Vicente de Lima Gongora
Lucas Botoni de Souza
Michele Eliza Casagrande Rocha
José Augusto Fabri

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.81122020814>

CAPÍTULO 15..... 181

A RESIDÊNCIA EM SOFTWARE NO BRASIL

Alessandro Silveira Duarte
José Augusto Fabri
Alexandre L'Erario

Rodrigo Henrique Cunha Palácios
José Antonio Gonçalves
Marta Rubia Pereira dos Santos
Márcio Mendonça
Michelle Eliza Casagrande Rocha
Emanuel Ignacio Garcia

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.81122020815>

SOBRE OS ORGANIZADORES	197
ÍNDICE REMISSIVO	198

CAPÍTULO 1

AVALIAÇÃO DA TEMPERATURA, TEMPO DE DISSOLUÇÃO E CONCENTRAÇÃO DE DTPA NA DISSOLUÇÃO DE INCRUSTAÇÃO DE SULFATO DE BÁRIO

Data de aceite: 04/07/2022

Geizila Aparecida Pires Abib

Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP), Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF)
Macaé, Rio de Janeiro, Brasil
<https://orcid.org/0000-0002-5831-9044>

Georgiana Feitosa da Cruz

Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP), Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF)
Macaé, Rio de Janeiro, Brasil
<https://orcid.org/0000-0003-2116-2837>

Alexandre Sérvulo Lima Vaz Junior

Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo (LENEP), Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF)
Macaé, Rio de Janeiro, Brasil

RESUMO: Em poços de petróleo *offshore*, é muito comum realizar injeção de água do mar através de poços de injeção para recuperação de hidrocarbonetos. Quando a água do mar, rica em íons sulfato, se mistura com a água de formação, cuja composição pode conter cátions bivalentes, como bário e cálcio, muitas vezes leva à formação de sais de sulfato devido à sua incompatibilidade química. Esses sais podem causar sérios danos em poços de produção. O sulfato de bário (BaSO_4) é a incrustação mais problemática e pode causar muitas complicações. Para resolver este problema, são utilizados ácidos policarboxílicos, como o ácido dietileno

triamina pentaacético. Assim, o foco principal deste trabalho foi desenvolver um procedimento experimental para estudar a dissolução de BaSO_4 . Inicialmente, por meio de testes estáticos para entender a relação entre concentração da solução removedora, temperatura e tempo de dissolução, e depois por meio de testes dinâmicos em reservatórios de arenito. Com base nos resultados obtidos, nos testes estáticos, a melhor condição para a dissolução da barita foi em altas temperaturas (80 °C) e tempo de contato de 48 horas, pois a partir de 50 °C há um aumento na taxa de dissolução, associado a um longo tempo de contato entre a solução removedora e a barita. Nos testes dinâmicos, após a formação de incrustações, a barita pode ser removida, mas a alta concentração de DTPA deve ser evitada.

PALAVRAS-CHAVE: Incrustação mineral, barita, reservatório de petróleo, dano à formação.

EVALUATION OF TEMPERATURE, DISSOLUTION TIME, AND DTPA CONCENTRATION IN THE BARIUM SULFATE SCALE DISSOLUTION

ABSTRACT: In offshore oil wells, it is very common to perform seawater injection through injection wells for hydrocarbon recovery. When seawater, rich in sulfate ions, mixes with formation water, whose composition can contain divalent cations such as barium and calcium, it often leads to sulfate salts formation due to their chemical incompatibility. These salts can cause serious damage in production wells. The barium sulfate (BaSO_4) is the most problematic scale and may cause many complications. To solve this issue, polycarboxylic acids, such as diethylene

triamine pentaacetic acid, are used. Thus, the primary focus of this work was to develop an experimental procedure to study BaSO₄ dissolution. Initially, through static tests to understand the relationship between dissolver concentration, temperature, and dissolution time, and then through dynamic tests in sandstone reservoirs. Based on the results obtained, in the static tests, the best condition for barite to dissolve was at high temperatures (80 °C) and a contact time of 48 hours, since from 50 °C there is an increase in dissolution rate, associated with a long contact time between dissolver and barite. In the dynamic tests, barite could be removed after scale formation, but the high DTPA concentration should be avoided.

KEYWORDS: Mineral scale, barite, oil reservoir, formation damage.

1 | INTRODUÇÃO

Durante a fase de produção de petróleo, a energia primária do reservatório precisa ser complementada, sendo necessário o processo de recuperação secundária. A injeção de água através de poços é a prática mais comum e, em produções *offshore*, geralmente é injetada água do mar (SW), que é rica em íon sulfato (SO₄²⁻). Por outro lado, o reservatório está saturado com água de formação (FW), que contém íons divalentes, como bário (Ba²⁺) e cálcio (Ca²⁺). Portanto, a mistura entre essas águas incompatíveis, dentro dos poros da rocha, pode promover a deposição de incrustações minerais, que consistem em sal com baixa solubilidade em água (Dunn et al. 1999, Shaw et al. 2012, Bin Merdhan e Yassin 2008a).

As deposições por sais insolúveis (*mineral scale*) mais comumente encontradas em ambientes de produção de petróleo são: sulfato de cálcio (CaSO₄), carbonato de cálcio (CaCO₃), sulfato de bário (BaSO₄), sulfato de estrôncio (SrSO₄), carbonato de ferro II (FeCO₃) e hidróxido de ferro II [Fe(OH)₂], sendo que o sulfato de bário (BaSO₄) é o de mais difícil remoção por ser o mais insolúvel em água, com coeficiente de solubilidade de cerca de 2,5 mg/L a 25 °C (Gomes et al., 2002; Kalfayan, 2008).

A formação de sais insolúveis, que se depositam nos poros da rocha e nos equipamentos de produção, pode reduzir ou bloquear a garganta dos poros da rocha e danificar diversos tipos de equipamentos, causando prejuízos financeiros subsequentes. A região próxima aos poços produtores é a mais afetada (Economides e Nolte 2000, Mackay 2003, Mackay et al. 2003, Kalfayan 2008). Assim, quando se descobre o potencial de incrustação do sistema de produção, é necessário utilizar métodos preventivos e/ou corretivos para combater o problema com o intuito de diminuir intervenções no reservatório.

O controle de incrustações por aplicação de inibidores químicos é normalmente utilizado como método preventivo e consiste em injeções de substâncias que são capazes de controlar a formação de incrustações, evitando estágios de formação de cristais, como nucleação, crescimento de cristais e dispersão. A prevenção de incrustação, normalmente, utiliza os tratamentos de compressão em que os inibidores são injetados no poço de produção. No entanto, existem cenários em que a inibição de incrustações por si só não é

suficiente, podendo ocorrer a formação de depósitos de incrustações. Em alguns casos, é necessária uma combinação de métodos preventivos e corretivos. Este último consiste em remover os danos existentes seja por técnicas mecânicas (moagem, jateamento, fratura de incrustações) ou produtos químicos (tratamentos por ácidos inorgânicos ou ácidos policarboxílicos) (Bellarby 2009, Tomson et al. 2003, Reis et al. 2011, Fink 2012).

A incrustação de barita é muito dura e somente ácidos policarboxílicos são capazes de removê-la. O ácido dietileno triamina pentacético (DTPA), que é um forte agente quelante de cátions, é um dos mais utilizados na indústria do petróleo. Este agente quelante é injetado no poço produtor e é capaz de remover o sal formando complexos metálicos. Embora existam vários estudos na literatura e processos de remoção por indústria, estudos de ensaios laboratoriais sobre deposição estática e dinâmica de barita e posterior remoção, ainda são pouco difundidos e complexos (Dunn et al. 1999, Bin Merdhan e Yassin 2008b). Além disso, os fatores químicos que afetam essa reação não são totalmente conhecidos, levando a resultados conflitantes sobre a eficácia do tratamento (Shende A.V., dados não publicados).

Portanto, uma metodologia para estudar a dissolução do sulfato de bário através de teste estático com DTPA e, posteriormente, teste dinâmico com a injeção da solução removedora em um meio poroso que simule uma rocha reservatório, é de considerável importância. Apesar disso, ainda não há trabalhos na literatura que compilem essas metodologias de forma integrada para abordar esse assunto. Assim, este trabalho apresenta uma metodologia abrangente no estudo da incrustação de sulfato de bário, começando com o teste estático e depois com o teste dinâmico.

O conhecimento químico da composição das águas FW e SW e solução DTPA é necessário para este estudo. A cromatografia de íons (CI) tem ampla aplicação analítica e fornece um método alternativo às técnicas clássicas (gravimétricas, volumétricas, por exemplo) para determinar íons com velocidade, eficiência e baixo esforço. Na indústria do petróleo, esta técnica pode determinar a concentração de íons presentes na água incrustante, fornecendo informações sobre o processo de formação de incrustações e sua taxa de tendência e também sobre a eficiência dos inibidores (Atwood e Wallwey 1996, Collins et al. 2006, El-Said et al. 2009) uma vez que a CI permite a determinação de diferentes cátions e ânions, incluindo sódio (Na^+), bário (Ba^{2+}), cloreto (Cl^-) e sulfato (SO_4^{2-}), que estão presentes na água de formação e de injeção, bem como na incrustação mineral. Assim CI foi usado para quantificar os íons presentes nas soluções de ambos os testes.

Neste âmbito, este trabalho estabelece procedimentos experimentais para estudar a dissolução da incrustação de BaSO_4 por um agente quelante. Inicialmente, foram realizados testes de dissolução estática de BaSO_4 variando as condições de temperatura, concentração e tempo de dissolução, que são fatores importantes para a reação química. Com base nos resultados preliminares, foi possível desenvolver um protocolo experimental para ensaios dinâmicos com escoamento monofásico e bifásico, incluindo formação de

danos - precipitação de BaSO_4 no interior dos poros da rocha - e posterior remoção por DTPA.

2 | METODOLOGIA

Este trabalho abrange duas etapas, primeiro, a aplicação de testes estáticos para avaliar os efeitos da dissolução da barita pelo DTPA em testes de bancada, variando sua concentração, temperatura e tempo de reação entre a barita e a solução removedora; e segundo a utilização de ensaios dinâmicos com escoamento monofásico e bifásico, incluindo a formação do dano e posterior remoção. Toda metodologia foi adaptada de Abib et al., (2018).

2.1 Instrumentação

As soluções FW, SW e DTPA foram preparadas usando água ultrapura obtida do sistema de purificação de água Milli-Q Direct-Q 5 MILLIPORE. Os sais incrustantes e as amostras (barita e *plug*) foram pesados na balança analítica Shimadzu modelo AUY 220. O pHmetro de bancada modelo 827 Metrohm foi utilizado para medir pH. A quantificação dos íons foi realizada por cromatografia de íons (CI) contendo amostrador automático e detecção de condutividade, modelo 850 Professional CI, e as colunas cromatográficas empregadas foram Metrosep C2 150/4,0 mm para cátions, e Metrosep A Supp5 150/4,0 mm, para ânions. Para observar os pites na superfície de barita e seções de rocha foram empregadas a microscopia eletrônica de varredura (MEV), utilizando um microscópio TM3000, HITACHI, e espectroscopia de raios-X de energia dispersiva (EDS) EDS SwiftED3000.

Os testes dinâmicos foram realizados utilizando uma célula de confinamento, tipo porta-núcleo, Labconte, uma bomba de fluxo constante, modelo PU-2087 plus-Jasco, e uma bomba hidráulica manual modelo 700HTP1, FLUKE, para injeção de fluido. Os valores de pressão medidos durante esses testes foram coletados por meio de um computador (*software* LabView), juntamente com o transdutor de pressão diferencial modelo EJA 130A/S1, Yokogawa, e manômetro 316 SS, Swagelok. As dimensões do material do núcleo foram medidas com o paquímetro digital, DIGIMESS. A solução de DTPA foi injetada usando o frasco de transferência, Labconte. Outros equipamentos utilizados foram a estufa de secagem e esterilização New Ethics 200/2ND e o sistema de saturação e filtração a vácuo.

2.2 Materiais e reagentes

Reagentes de grau analítico foram usados para preparar todos os eluentes, e as soluções padrão foram fornecidas pela Merck. Os eluentes utilizados para análise por CI foram ácido oxálico dihidratado ($\text{C}_2\text{H}_2\text{O}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) – eluente para cátions; carbonato de sódio (NaCO_3) e bicarbonato de sódio (NaHCO_3) – eluentes para ânions; ácido sulfúrico (H_2SO_4) 95-97% – solução regeneradora. As determinações de bário foram calibradas medindo

cinco soluções padrão. Soluções padrão foram preparadas a partir de soluções de BaCl_2 para construir a curva de calibração (correlação de coeficiente, $R = 0,999807$ e desvio padrão, $SD = 1,8\%$). Para a preparação do SW foram utilizados sulfato de sódio (Na_2SO_4) e cloreto de sódio (NaCl), e para o FW foram utilizados cloreto de bário ($\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) e NaCl . A composição das águas SW e FW é mostrada na Tabela 1.

Íons	FW (mg/L)	SW (mg/L)
Cl^-	51779	21300
Na^+	33500	14490.76
Ba^{2+}	229	-
SO_4^{2-}	-	2834

Tabela 1. Composição das águas FW e SW utilizadas nos testes dinâmicos

As soluções DTPA foram preparadas seguindo os produtos comerciais, Versenex K, Dequest 2066A, Ultranex NP 100 e DTPA. Os componentes da solução de dissolução e suas respectivas funções são mostrados na Tabela 2.

Produtos	Solução A (10% DTPA)			Solução B (15% DTPA)			Solução C (25% DTPA)		
	Vol (mL)	pH	d ^e (g/mL)	Vol (mL)	pH	d (g/mL)	Vol (mL)	pH	d (g/mL)
Versenex K ^a	51	11.01	1.03	76	11.08	1.07	123	11.13	1.12
Dequest 2066A ^b	0.75			0.75			0.75		
Ultranex NP 100 ^c	0.25			0.25			0.25		
Água Ultrapura ^d	SQT ^f			SQT			SQT		

^aDTPA substância ativa/removedora de incrustação; ^bprevenidor de emulsão; ^cagente molhante; ^ddiluyente; ^edensidade; ^fem quantidade suficiente para preparar 250 mL de solução. Água ultrapure foi utilizada para preparar todas as soluções do teste estático, mas nos testes de injeção de fluxo o diluyente utilizado foi solução salina na concentração de 35.000 mg/L.

Tabela 2. Componentes das soluções removedoras utilizadas

As amostras de barita foram obtidas por precipitação deste sal em poços produtores da bacia de Campos, Brasil, durante a etapa de produção. Em condições de superfície,

a barita recebeu tratamentos de limpeza e purificação (incluindo radioatividade livre). As amostras foram gentilmente cedidas pelo CENPES/Petrobras e são apresentadas em formato elipsóide, conforme Figura 1a. O plug (Figura 1b) utilizado nos experimentos em fluxo dinâmico veio da formação Botucatu (arenito Botucatu) no Brasil. A Formação Botucatu compreende rocha argilosa, rocha siltosa e rocha arenosa localizada no nordeste do estado do Paraná e no sudoeste do estado de São Paulo (Montanheiro et al. 2011). O plug representa a rocha reservatório neste experimento, ou seja, o local de depósito da incrustação.

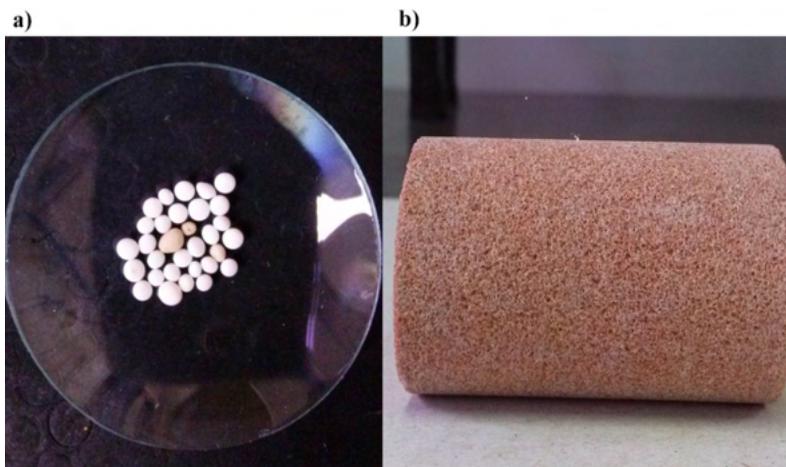


Figura 1. Amostras utilizadas nos testes: (a) amostras de barita (BaSO_4) utilizadas no teste estático; (b) *plug* usado no teste dinâmico (vista lateral).

2.3 Testes estáticos com barita

Os testes de dissolução da barita foram feitos com precipitado em forma esferóide (escala real), limpo e livre de radioatividade. As soluções removedoras foram preparadas em três formulações diferentes com 10%, 15% e 25% de DTPA. As informações sobre os materiais base utilizados nesta preparação e suas respectivas funções são apresentadas na Tabela 2. Os testes ocorreram em temperaturas de 23, 50 e 80 °C e períodos de tempo de 12, 24 e 48 horas, e os experimentos foram realizados em níveis de pH de 11-12 onde o DTPA é efetivamente desprotonado (Wang et al., dados não publicados, Putnis et al. 2008).

Esses testes avaliaram a dissolução de esferas naturais de BaSO_4 através da variação de massa (massa inicial e final de barita); a concentração de Ba^{2+} no sobrenadante foi analisada por cromatografia iônica (IC); pites na superfície da barita foram analisados com microscopia eletrônica de varredura (MEV) a fim de observar o ataque químico da solução removedora. Inicialmente, a barita foi pesada e, em seguida, colocada nos frascos e adicionado 1 mL da solução removedora. Após o tempo de dissolução, uma filtração a

vácuo foi realizada e tanto a barita filtrada quanto a restante foi analisada por CI e MEV, respectivamente.

2.4 Teste dinâmico

Durante a etapa laboratorial desta pesquisa, vários testes foram realizados para encontrar a melhor metodologia e solução para remover a incrustação mineral. Foram realizados 6 testes dinâmicos – 5 testes de vazão monofásica e 1 teste de vazão bifásica – mas apenas um teste de cada foi utilizado para representar a metodologia proposta.

Esses testes foram subdivididos em procedimento A, fluxo monofásico (somente injeção de salmoura), e procedimento B, fluxo bifásico (injeção de salmoura e diesel). As medidas do material do núcleo utilizadas foram de 4,1 cm de comprimento e 2,5 cm de diâmetro com porosidade média de 21%. Análise por CI e MEV, combinados com EDS, também foram usados.

2.4.1 Procedimento A – Teste 1

Inicialmente, o *plug* foi saturado com água de formação (FW) sob vácuo e, em seguida, foi montado em uma célula com pressão confinante de 1.500 psi. O núcleo foi fechado e aquecido em um forno a 50 °C por 16 horas, e a permeabilidade original (k_{orig}) foi medida por injeção de FW em quatro taxas de fluxo, 2,0 mL/min, 1,5 mL/min, 1,0 mL/min, e 0,5 mL/min, por meio da Lei de Darcy, por ser a equação mais utilizada para medição de vazão em meio poroso (Rosa et al. 2006). A Lei de Darcy (Equação 1) é:

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (1)$$

Onde: q = vazão (cm^3/s); k = permeabilidade (Darcy ou miliDarcy); A = área da seção transversal (cm^2); ΔP = diferencial de pressão (atm); μ = viscosidade (cP) e L = comprimento (cm).

Em seguida, a salmoura FW e água do mar (SW) foram injetadas através de linhas separadas, simultaneamente, a 0,5 mL/min cada solução, a fim de promover danos à formação dentro dos poros da rocha. Amostras de efluentes foram coletadas ao longo da injeção. Uma permeabilidade danificada (k_{dam}) foi medida com FW, após a injeção simultânea. Em seguida, foi injetado cerca de 100 mL de solução de DTPA 15% a 1,0 mL/min para promover a remoção da incrustação e, após 24 horas (tempo de repouso) foi medida a terceira permeabilidade para avaliar a recuperação da permeabilidade original, e a permeabilidade final (k_{final}). As amostras de efluentes coletadas durante os testes (injeção FW e SW) foram analisadas por CI e as seções do *plug* foram analisadas por MEV. É importante ressaltar que a solução de DTPA utilizada neste procedimento foi preparada com solução salina ao invés de água ultrapura, caso contrário poderia causar migração de finos devido à baixa salinidade e, conseqüentemente, queda de porosidade e permeabilidade.

2.4.2 Procedimento B – Teste 2

As mesmas etapas utilizadas no Procedimento A foram empregadas até a primeira medição de permeabilidade (k_{orig}). Em seguida, foi realizada uma injeção consecutiva de óleo-água-óleo a 1,0 mL/min, a fim de medir a permeabilidade relativa de óleo e água (k_o e k_w), saturação de óleo residual (S_{or}) e saturação de água irreduzível (S_{wi}). A salmoura FW e SW foram injetadas simultaneamente (a 0,5 mL/min cada solução) para induzir danos dentro da rocha. Durante a fase de dano, amostras de efluentes foram coletadas. As segundas injeções de óleo e água foram realizadas com uma vazão de 1,0 mL/min cada, a fim de medir k_o , k_w , S_{or} e S_{wi} após a formação do dano induzido. Em seguida, foi injetado cerca de 100 mL de solução de DTPA 25% a 1,0 mL/min e, após 24 horas (tempo de repouso), uma terceira injeção de água e óleo foi realizada para mensurar novos valores de k_o , k_w , S_{or} e S_{wi} após a aplicação da solução removedora.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Teste estático

Os testes estáticos foram realizados em triplicata para cada condição avaliada envolvendo diferentes temperaturas (23 °C, 50 °C e 80 °C), períodos de tempo (12 h, 24 h e 48 h) e concentrações (10%, 15% e 25%). A massa de barita apresentou diminuição em todos os testes. A porcentagem de massa de barita dissolvida foi obtida por gravimetria ao longo do período de tempo de cada concentração e é mostrada na Figura 2.

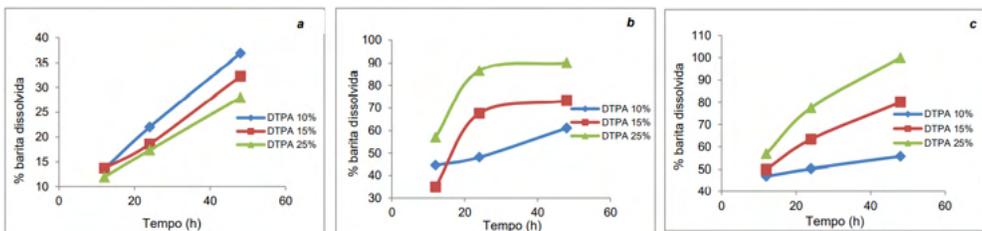


Figura 2. Massa de barita dissolvida (%) versus tempo de residência (h) para teste estático a 23 °C (a), 50 °C (b) e 80 °C (c) para 10%, 15% e 25% de solução de DTPA, respectivamente.

O efeito da temperatura em testes estáticos, sem a presença de água salina, pode mostrar uma relação proporcional entre temperatura e dissolução de $BaSO_4$, pois a solubilidade do sal aumentou com o aumento da temperatura para todas as soluções. Como a energia de ativação está diretamente associada à temperatura, pode-se dizer que a temperatura é o fator de controle das reações que ocorrem na superfície do cristal de barita levando à sua dissolução (Bin Merdhad et al. 2010, Jordan et al. 2000). Então, em altas temperaturas, uma maior massa de barita dissolvida foi obtida. Resultados semelhantes

foram observados com a influência do tempo, uma vez que o maior tempo de contato entre a barita e a solução causou maior solubilidade. Jordan et al. (dados não publicados) relataram que a dissolução do BaSO_4 em temperaturas abaixo de $40\text{ }^\circ\text{C}$ é fraca e que a partir de $50\text{ }^\circ\text{C}$ há uma melhora na taxa de dissolução. Também foi observado neste trabalho, que o maior valor percentual de massa dissolvida foi a partir de $50\text{ }^\circ\text{C}$. Assim, para os testes estáticos realizados neste trabalho, o maior valor de dissolução da barita foi a $80\text{ }^\circ\text{C}$ com um tempo de contato de 48 h em pH alto (11–12), para todas as concentrações de DTPA.

Os resultados referentes ao efeito da concentração de DTPA não mostram proporcionalidade entre a concentração da solução removedora e a dissolução da barita, uma vez que o aumento significativo da massa de barita dissolvida foi observado apenas a partir de $50\text{ }^\circ\text{C}$, para as três concentrações de DTPA. Como as moléculas de DTPA são grandes, uma alta concentração pode causar a formação de uma camada de proteção (aglutinação das moléculas de DTPA) na superfície da barita, interferindo na eficiência de remoção. Esta camada de blindagem pode ser quebrada aumentando a temperatura de dissolução, uma vez que este processo é endotérmico (Wang et al., não publicado, Putnis et al. 2008). Assim, esses resultados sugerem que em baixas temperaturas, na ausência de interferências e sem levar em conta os efeitos da pressão, o excesso de DTPA torna-se prejudicial à dissolução do sal precipitado. Neste caso, o melhor emprego do DTPA poderia ser alcançado se sua solução fosse menos concentrada. No entanto, mais testes ainda são necessários para confirmar esta hipótese.

A Figura 3 mostra a concentração de Ba^{2+} a partir da massa de barita dissolvida, que estava presente no sobrenadante. Em seguida, foram feitas diluições e as soluções resultantes foram analisadas por CI. Esses resultados apresentam os valores do Ba^{2+} em solução na forma livre e Ba^{2+} complexado com DTPA.

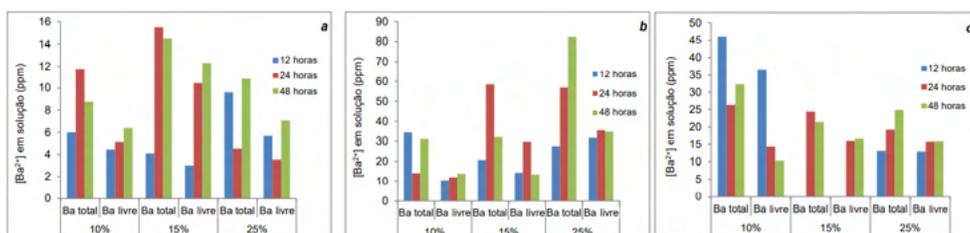
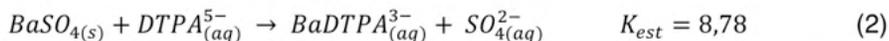


Figura 3. Concentração (mg/L) de Ba^{2+} total e Ba^{2+} livre no sobrenadante a $23\text{ }^\circ\text{C}$ (a), $50\text{ }^\circ\text{C}$ (b) e $80\text{ }^\circ\text{C}$ (c), analisados por cromatografia de troca iônica (CI).

Embora a estequiometria da reação não seja completamente conhecida, a literatura apresenta a razão equimolar entre DTPA e Ba^{2+} como 1:1, conforme a Equação 2. Esta equação química mostra a reação de dissolução e a constante de estabilidade (K_{est}) do

quelato formado entre o íon bário e DTPA (Ba-DTPA³⁻) (Wang et al. 1999, Wang et al. dados não publicados, Putnis et al. 2008).



Assim, a diferença entre os íons Ba²⁺ totais e Ba²⁺ livres corresponde aos íons Ba²⁺ complexados, uma vez que as soluções removedoras tinham quantidades adequadas de moléculas de DTPA para reagir. Portanto, observou-se que a concentração total de Ba²⁺ foi maior que a de Ba²⁺ livre em todos os testes, indicando que a maior quantidade de íons Ba²⁺ foi complexada com DTPA.

Após o contato entre o DTPA e o cristal de barita, este se desgastou na área superficial e gerou pontos de corrosão devido ao desprendimento do íon Ba²⁺ da molécula de BaSO₄. Assim, o complexo íon-removedor formado é responsável pela ruptura das ligações que mantêm o núcleo incrustante intacto e, assim, com a presença da solução removedora da incrustação, o depósito é gradualmente removido, e assim uma porção do Ba²⁺ é complexada e outra fica livre.

A dissolução da barita também pode ser observada em imagens de MEV, que mostram os pites na superfície da barita e comprovam o ataque químico causado pelo DTPA. Esses pites tornaram-se mais profundos à medida que as condições de dissolução eram mais severas (maior tempo de contato, maiores temperaturas e maiores concentrações de removedor). A Figura 4a mostra uma imagem de barita antes do teste (sem solução removedora) com resolução de 40x. É possível observar que a forma da barita é relativamente regular, lisa e homogênea.

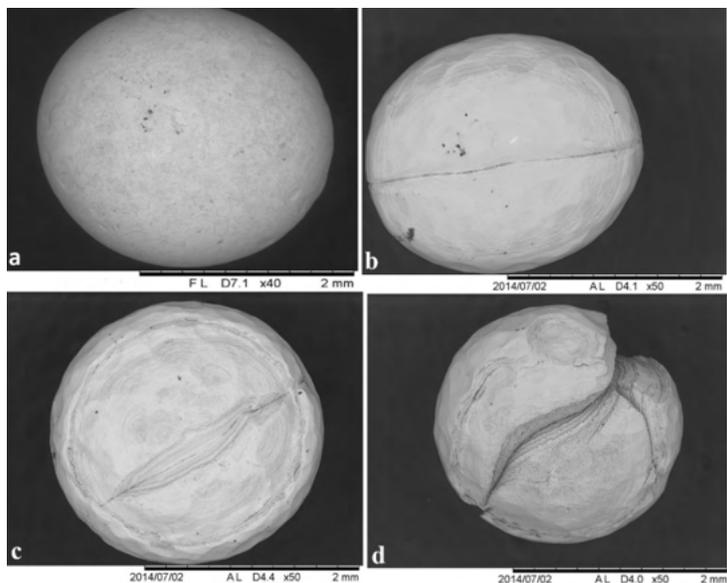


Figura 4. MEV da barita antes do teste de dissolução, com resolução de 40x (a); MEV de baritas após testes de dissolução a 80 °C e 12h: em solução de DTPA 10% , com resolução de 50x (b); em solução de DTPA 15%, com 50x (c); em solução de DTPA 25%, com resolução de 60x (d).

A Figura 4b, c e d também indicam pontos de corrosão e sulcos na superfície da barita, que se tornaram mais profundos em condições mais severas. As imagens obtidas com MEV foram importantes para observar e verificar a ação das soluções removedoras na dissolução do $BaSO_4$, e pode-se observar que a solução de DTPA 25% a 80 °C e tempo de dissolução de 48 h foi a condição mais eficiente, conforme observado em a avaliação da porcentagem de massa dissolvida.

3.2 Teste dinâmico

3.2.1 Teste de fluxo monofásico

Os resultados do ensaio de fluxo monofásico mostraram a variação da permeabilidade absoluta. A Figura 5, através da aplicação da Lei de Darcy, mostra a redução do k_{orig} (~119 md) após o dano para k_{dam} (~68 md), e o k_{final} (~118 md) após a remoção do dano. Os cálculos aplicaram o valor corrigido de viscosidade igual a $0,6 \times 10^{-3}$ Pa s a 50 °C. Esses três valores de permeabilidade, representados pelas curvas, mostraram que foi possível reduzir o valor de permeabilidade original devido à mistura das águas FW e SW e a conseqüente precipitação de $BaSO_4$ nos poros da rocha, obstruindo o escoamento, e reduzindo consideravelmente a permeabilidade original da rocha. No entanto, após o tratamento do *plug* com a solução removedora à base de DTPA, a permeabilidade aumentou (valor de permeabilidade final) porque o $BaSO_4$ foi dissolvido e houve uma recuperação da permeabilidade original. No

entanto, o alto valor de recuperação da permeabilidade (quase 100%) pode vir de algum estímulo da rocha, causado por uma reação química entre a solução removedora e os minerais da rocha, contribuindo assim para um aumento considerável na permeabilidade original da rocha, o que também foi observado em alguns trabalhos na literatura (Todd e Yuan 1992, Ali et al. 2008).

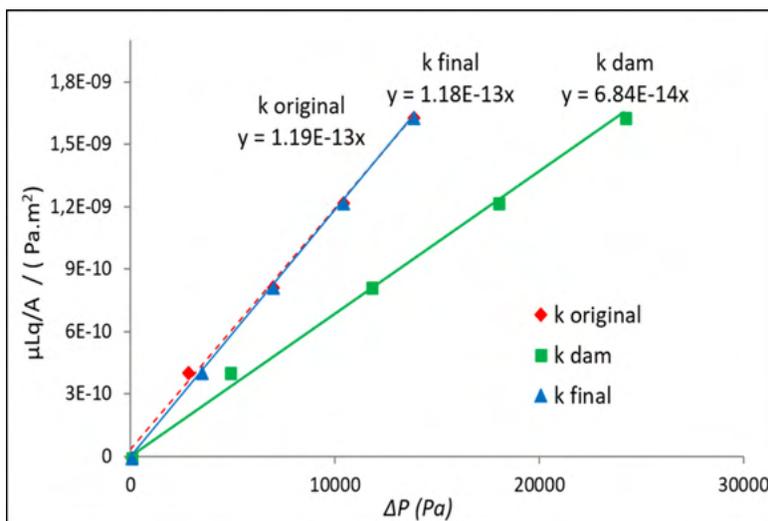


Figura 5. Permeabilidades original (k_{orig}), danificada (k_{dam}) e final (k_{final}) utilizando Lei de Darcy para o teste de fluxo monofásico (DTPA 15% por 24h).

Além dos valores de permeabilidade obtidos pela Lei de Darcy, as amostras de efluentes do teste de fluxo monofásico foram analisadas por CI e a Tabela 3 apresenta as concentrações de Ba^{2+} e SO_4^{2-} nos efluentes durante a fase de dano e remoção.

Água incrustante/efluentes	Concentração (mg/L)	
	Ba^{2+}	SO_4^{2-}
SW ^a	-	2836.25
FW ^b	226.12	-
ED ^c 1	9.42	1182.25
ED2	12.70	1243.50
ED3	11.15	1308.25
ED4	9.40	1367.50
ER ^d 1	203.27	281.50
ER2	110.95	149.25

ER3	79.17	110.25
ER4	63.90	138.00

^aágua do mar; ^bágua de formação; ^cED1 a ED4 = amostras de efluentes coletadas durante estágio de dano à formação; ^dER1 a ER4 = amostras de efluentes coletadas durante estágio de remoção do dano à formação.

Tabela 3. Concentração (mg/L) de Ba²⁺ e SO₄²⁻ obtidas por CI a partir do teste de fluxo monofásico

Durante a fase de dano (injeção simultânea de águas FW e SW) houve redução significativa na concentração de Ba²⁺ no efluente devido à reação química entre este íon e SO₄²⁻, levando à formação de incrustações de BaSO₄ no poro da rocha, o que causou uma perda significativa da permeabilidade (redução de 42% da permeabilidade original). Por outro lado, houve um aumento na concentração de Ba²⁺ no efluente de remoção devido ao processo de dissolução que quebra a estrutura da incrustação. O CI foi capaz de detectar o íon Ba²⁺, mesmo em amostras com altas concentrações de outros íons típicos em água salgada, como sódio (Na⁺) e potássio (K⁺), como também relatado na literatura (Atwood e Wallwey 1996).

Com o intuito de confirmar a metodologia apresentada e ilustrar a precipitação de BaSO₄ como resultado da mistura entre as águas FW e SW, a Figura 6a mostra o espectro EDS e a imagem 6b imagem obtidas por MEV. A Figura 6b mostra a imagem do MEV de uma amostra de rocha com BaSO₄, obtida a partir de testes extras realizados usando apenas injeção de água de incrustação e sem a etapa de remoção. A identificação e quantificação dos elementos químicos com EDS foi feita para a seção demarcada. Esta área foi escolhida após escanear todas as rochas superficiais e somente neste momento identificar a presença de bário, sulfato e oxigênio. Outros materiais cristalinos foram encontrados, mas continham sódio e cloreto. Nesta seção, foi feito o espectro de energia de raios X dispersivos para quantificação de elementos químicos, conforme mostrado na Figura 6a. Foi possível observar, além dos elementos comuns em rochas areníticas, a presença dos elementos enxofre (S) e bário (Ba), juntamente com o elemento oxigênio (O), que fazem parte da composição química da referida incrustação mineral.

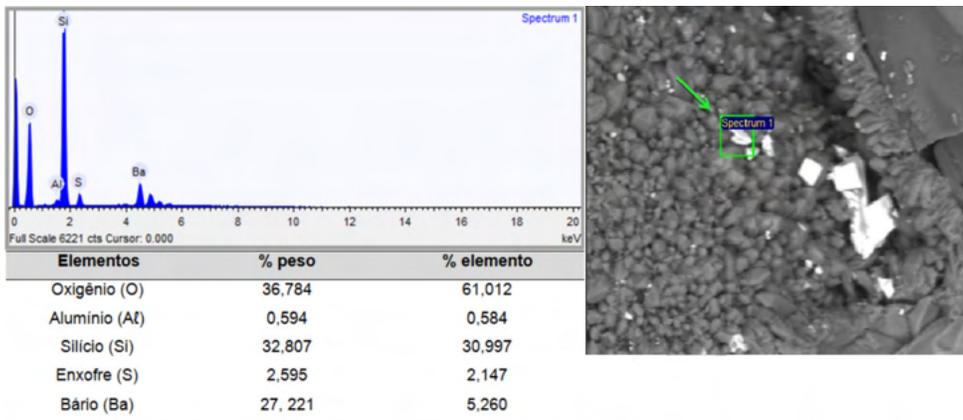


Figura 6. (a) Espectro de raios X e composição química da região marcada; (b) MEV da rocha, em detalhe pode-se observar cristais de BaSO₄ precipitados (resolução de 1200x).

Portanto, a Figura 6 mostrou que a metodologia pode representar os danos reais causados pela injeção de águas incrustadas.

3.2.2 Teste de fluxo bifásico

Testes de fluxo bifásico também foram realizados para exemplificar a metodologia proposta. Foi possível observar variações relativas de permeabilidade e saturação ao longo do experimento, durante o estágio 1 (antes do dano de formação), estágio 2 (após o dano de formação) e estágio 3 (remoção do dano) conforme Figura 7.

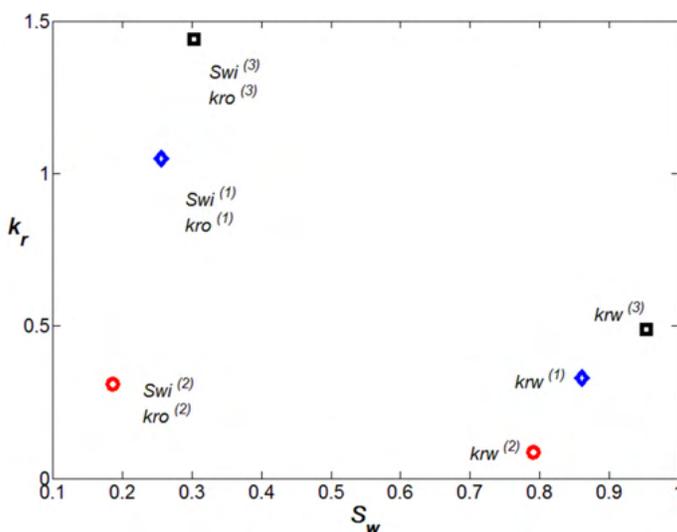


Figura 7. Variação da permeabilidade relativa (k_r) versus saturação de água (S_w) para os três momentos do teste de escoamento bifásico: estágio 1 - antes da formação do dano (azul), estágio 2 - após a formação do dano (vermelho) e estágio 3 - após a remoção do dano (preto).

O k_o , k_w e S_{wi} (estágio 1) diminuiu após a formação do dano, enquanto o S_{or} aumentou (estágio 2). Após a remoção do dano, k_o , k_w e S_{wi} aumentaram e o S_{or} diminuiu (estágio 3). Esses valores finais são aceitáveis porque um S_{wi} mais alto significa que a rocha é mais molhável à água e, portanto, um volume de água menor tende a ser produzido. Por outro lado, um valor baixo de S_{or} significa que a rocha é menos molhável ao óleo e, assim, o fluido tem baixa aderência na parede da rocha e pode ser facilmente produzido. Devido aos altos valores encontrados na etapa 3, levantou-se a hipótese de que o DTPA pode ter melhorado a permeabilidade original por ter reagido com a incrustação e também pode ter reagido com a rocha, uma vez que foi utilizada uma alta concentração deste produto. No entanto, é necessário repetir este teste para confirmar esta hipótese. Na literatura, alguns estudos foram realizados em que soluções removedoras à base de DTPA e EDTA dissolveram arenitos (Todd e Yuan 1992, Ali et al. 2008).

4 | CONCLUSÕES

Em geral, através dos procedimentos experimentais propostos, foi possível estudar a dissolução do $BaSO_4$ e os parâmetros envolvidos (temperatura, tempo de dissolução e concentração de DTPA). Testes estáticos permitiram o conhecimento prévio do estudo de dissolução do $BaSO_4$ e mostraram que o aumento da temperatura e o tempo de dissolução foram fatores positivos para alcançar a desintegração e aumentar a dissolução da incrustação. Além disso, este estudo mostrou que uma alta concentração de DTPA em baixas temperaturas, abaixo de 40 °C, não é eficiente para a dissolução de $BaSO_4$. Assim, soluções de DTPA com altas concentrações devem ser utilizadas em temperaturas mais altas e maior tempo de dissolução, a fim de evitar o efeito de blindagem. Com os ensaios dinâmicos (monofásico e bifásico) foi possível simular a formação de danos (incrustação por $BaSO_4$) em poros da rocha por injeção de águas incompatíveis, monitorando o aumento de pressão, com diminuição da permeabilidade. Além disso, no teste bifásico foi possível observar a alteração da saturação da água e do óleo, bem como a alteração da permeabilidade relativa para esses fluidos, que são as medidas mais importantes para a indústria do petróleo. Além disso, este teste representa que o caso está mais próximo de uma situação real. Para ambos os testes, foi possível remover a incrustação com grande eficiência.

Portanto, os resultados obtidos nos ensaios estáticos foram importantes para entender a influência dos fatores (tempo de repouso, temperatura e concentração) no processo de dissolução e contribuíram para os ensaios dinâmicos. Assim, a metodologia proposta representa um amplo estudo sobre a dissolução do $BaSO_4$ por soluções removedoras à base de DTPA.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CENPES/Petrobras pelo fornecimento da barita e demais componentes para elaboração das soluções de DTPA. A Dr^a. Francisca F. do Rosário por disponibilizar o MEV e a Raquel M. Fedrizzi pela preparação das imagens do MEV/EDS. Os autores agradecem, ainda, à CAPES e ao PRH-ANP pelo apoio financeiro e à FAPERJ pelos auxílios concedidos ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Reservatório e de Exploração (PPGERE) (Processos N^o E-26/210.760/2019 e E-26/210.163/2021).

REFERÊNCIAS

ABIB GAP, CRUZ GF, VAZ Jr ASL. 2018. Study of barium sulfate dissolution by scale dissolver based on solutions of DTPA. Anais da ABC 90(3): 3185-3196.

ALI SA, ERMEL E, CLARKE J, FULLER MJ, XIAO Z AND MALONE B. 2008. Stimulation of High-Temperature Sandstone Formations from West Africa with Chelating Agent-Based Fluids. SPE Prod Oper 23: 32-38.

ATWOOD SE AND WALLWEY DD. 1996. Ion chromatographic cation analysis of effluent waters from scale dissolver treatments. J Chromatogr A 739: 265-271.

BELLARBY J. 2009. Well Completion Design, 1st ed., Oxford: Elsevier, 726p.

BIN MERDHAH AB AND YASSIN AM. 2008(a). Formation damage due to scale formation in porous media resulting water injection. Emirates Journal for Engineering Research 13: 69-79.

BIN MERDHAH AB AND YASSIN AAM. 2008(b). Low-sulfate seawater injection into oil reservoir to avoid scaling problem. J Applied Sci 8: 1169-1178.

BIN MERDHAH AB, YASSIN AAM AND MUHEREI MA. 2010. Laboratory and prediction of barium sulfate scaling at high-barium formation water. J Pet Sci Eng 70: 79-88.

COLLINS CH, BRAGA GL AND BONATO S. 2006. Fundamentos de Cromatografia, Campinas: UNICAMP, 453 p.

DUNN K, DANIEL E, SHULER PJ, CHEN HJ, TANG Y AND YEN TF. 1999. Mechanisms of surface precipitation and dissolution of barite: a morphology approach. J Colloid Interface Sci, 214: 427-437.

ECONOMIDES MJ AND NOLTE KG. 2000. Reservoir Stimulation, 3th ed.; New York: John Wiley & Sons, 856 p.

EL-SAID M, RAMZI M AND ABDEL-MOGHNY T. 2009. Analysis of oilfield waters by ion chromatography to determine the composition of scale deposition. Desalination 249: 748-756.

FINK JK. 2012. Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids, 1st ed., Oxford: Elsevier, 808 p.

HARRIS DC. 2001. Exploring Chemical Analysis, 1st ed., New York: W.H. Freeman and Company, 608 p.

JORDAN MM, GRAHAM GM, SORBIE KS, MATHARU A, TOMLINS R AND BUNNEY J. 2000. Scale dissolver application: production enhancement and formation-damage potential. SPE Prod Facil, 15: 288-295.

KALFAYAN L. 2008. Production enhancement with acid stimulation, 2nd ed., Tulsa: Penn Well Books, 252 p.

MACKAY E. 2003. Predicting in situ sulfate scale deposition and the impact on produced ion concentrations. Trans IChemE 81: 326-332.

MACKAY EJ, JORDAN MM AND TORABI F. 2003. Predicting brine mixing deep within the reservoir and its impact on scale control in marginal and deepwater developments. SPE Prod Facil 18: 210-220.

MONTANHEIRO TJ, ARTUR AC, MONTANHEIRO F, NEGRI FA, GESICKI AL AND BOGGIANI PC. 2011. Investigação tecnológica de arenitos silicificados da Formação Botucatu (NE do Paraná) para uso como rocha de revestimento. Geociências 30: 237-251.

PUTNIS CV, KOWACZ M AND PUTNIS A. 2008. The mechanism and kinetics of DTPA-promoted dissolution of barite. Appl Geochem 23: 2778-2788.

REIS MIP, DA SILVA FC, ROMEIRO GA, ROCHA AA AND FERREIRA VF. 2011. Deposição Mineral em Superfícies: Problemas e Oportunidades na Indústria do Petróleo. Rev Virtual Quim 3: 2-13.

ROSA AJ, CARVALHO RS AND XAVIER JAD. 2006. Engenharia de Reservatórios de Petróleo, Rio de Janeiro: Interciência, 808 p.

SHAW SS, SORBIE K AND BOAK LS. 2012. The effects of barium sulfate saturations ratio, calcium, and magnesium on the inhibition efficiency – Part I: phosphonate scale inhibitors. SPE Prod Oper 27: 306-317.

TODD AC AND YUAN MD. 1992. Barium and strontium sulfate solid-solution scale formation at elevated temperatures. SPE Prod Eng 7: 85-92.

TOMSON MB, FU G, WATSON MA AND KAN AT. 2003. Mechanisms of mineral scale inhibition. SPE Prod Facil 18: 192-199.

WANG KS, RESCH R, DUNN K, SHULER P, TANG Y, KOEL BE AND YEN TF. 1999. Dissolution of the barite (001) surface by the chelating agent DTPA as studied with non-contact atomic force microscopy. Colloids Surf., A 160: 217-227.

ÍNDICE REMISSIVO

A

ABB 117, 118, 120

Aguapé 77, 78, 80, 81, 83, 85, 86, 87

Alumina 18, 19, 20, 21, 23, 24

Aprendizagem baseada em problemas 105, 107, 111, 112, 114, 120, 145, 146, 148

B

Barita 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 16

C

CA6 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24

Câncer de cabeça e pescoço 156, 158, 159, 161, 163, 165

Cervejas ácidas 67, 70, 71, 74, 75

Cervejas frutadas 67

Compósito 18, 19, 20, 24

Controladores lógicos programáveis 145, 146, 147, 148

D

Dano 1, 4, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 19

E

Efluentes 7, 8, 12, 13, 77, 78, 79, 80, 82, 83, 85, 86

Engenharia de Produção 105, 106, 107, 108, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 120, 124, 185, 197

Estradas de terra 88, 89, 90, 91, 103

I

Incrustação mineral 1, 3, 7, 13

L

LEGO 117, 122, 123

M

Macadame seco 88, 89, 91, 92, 98, 99, 103, 104

Melhoramento de vias 88, 95, 97, 98, 102, 103

Metodologias ativas 117, 118, 119, 120, 125, 174

Metodologias de ensino e aprendizagem 105, 112, 114

Modelagem de sistemas a eventos discretos 145, 146

O

Osteorradiocrose 156, 158, 160

P

Parâmetros físico-químicos 67, 69

R

Radioterapia de intensidade modulada 156, 158

Reservatório de petróleo 1

S

Saneamento 77, 78, 79, 86, 87, 170, 171

Sistemas a eventos discretos 145, 146, 147, 148

T

Teoria de controle supervisório 145, 147, 148, 150

🌐 www.atenaeditora.com.br
✉ contato@atenaeditora.com.br
📷 @atenaeditora
📘 www.facebook.com/atenaeditora.com.br

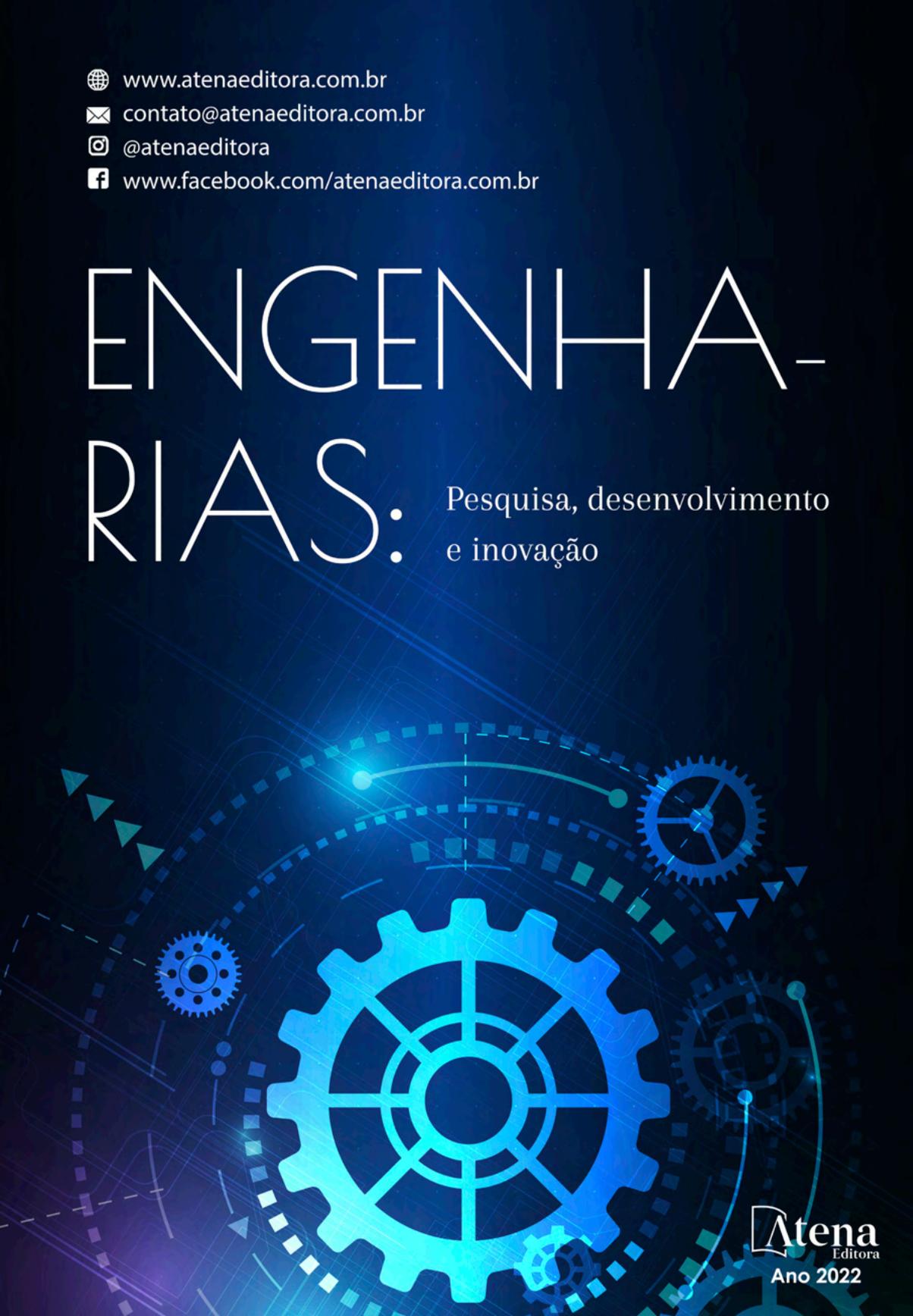
ENGENHARIA- RIAS: Pesquisa, desenvolvimento e inovação



Atena
Editora
Ano 2022

🌐 www.arenaeditora.com.br
✉ contato@arenaeditora.com.br
📷 @arenaeditora
📘 www.facebook.com/arenaeditora.com.br

ENGENHA- RIAS: Pesquisa, desenvolvimento e inovação



Atena
Editora
Ano 2022