

Impactos das Tecnologias nas Engenharias 5

**Franciele Bonatto
João Dallamuta
Rennan Otavio Kanashiro
(Organizadores)**

Franciele Bonatto
João Dallamuta
Rennan Otavio Kanashiro
(Organizadores)

Impactos das Tecnologias nas Engenharias

5

Atena Editora
2019

2019 by Atena Editora

Copyright © da Atena Editora

Editora Chefe: Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Diagramação e Edição de Arte: Lorena Prestes e Geraldo Alves

Revisão: Os autores

Conselho Editorial

- Prof. Dr. Alan Mario Zuffo – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Álvaro Augusto de Borba Barreto – Universidade Federal de Pelotas
Prof. Dr. Antonio Carlos Frasson – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Antonio Isidro-Filho – Universidade de Brasília
Profª Drª Cristina Gaio – Universidade de Lisboa
Prof. Dr. Constantino Ribeiro de Oliveira Junior – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Daiane Garabeli Trojan – Universidade Norte do Paraná
Prof. Dr. Darllan Collins da Cunha e Silva – Universidade Estadual Paulista
Profª Drª Deusilene Souza Vieira Dall’Acqua – Universidade Federal de Rondônia
Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Prof. Dr. Fábio Steiner – Universidade Estadual de Mato Grosso do Sul
Prof. Dr. Gianfábio Pimentel Franco – Universidade Federal de Santa Maria
Prof. Dr. Gilmei Fleck – Universidade Estadual do Oeste do Paraná
Profª Drª Girlene Santos de Souza – Universidade Federal do Recôncavo da Bahia
Profª Drª Ivone Goulart Lopes – Istituto Internazionele delle Figlie de Maria Ausiliatrice
Profª Drª Juliane Sant’Ana Bento – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense
Prof. Dr. Jorge González Aguilera – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
Profª Drª Lina Maria Gonçalves – Universidade Federal do Tocantins
Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte
Profª Drª Paola Andressa Scortegagna – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Profª Drª Raissa Rachel Salustriano da Silva Matos – Universidade Federal do Maranhão
Prof. Dr. Ronilson Freitas de Souza – Universidade do Estado do Pará
Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista
Prof. Dr. Urandi João Rodrigues Junior – Universidade Federal do Oeste do Pará
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas
Profª Drª Vanessa Bordin Viera – Universidade Federal de Campina Grande
Profª Drª Vanessa Lima Gonçalves – Universidade Estadual de Ponta Grossa
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme – Universidade Federal do Tocantins

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) (eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)

I34 Impactos das tecnologias nas engenharias 5 [recurso eletrônico] / Organizadores Franciele Bonatto, João Dallamuta, Rennan Otavio Kanashiro. – Ponta Grossa (PR): Atena Editora, 2019. – (Impactos das Tecnologias nas Engenharias; v. 5)

Formato: PDF
Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader
Modo de acesso: World Wide Web
Inclui bibliografia
ISBN 978-85-7247-195-4
DOI 10.22533/at.ed.954191503

1. Engenharia. 2. Inovações tecnológicas. 3. Tecnologia.
I. Bonatto, Franciele. II. Dallamuta, João. III. Kanashiro, Rennan Otavio.

CDD 658.5

Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422

O conteúdo dos artigos e seus dados em sua forma, correção e confiabilidade são de responsabilidade exclusiva dos autores.

2019

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.

www.atenaeditora.com.br

APRESENTAÇÃO

Caro leitor(a)

A engenharia, em um aspecto etimológico é derivada do latim ingenium , cujo significado é "inteligência" e ingeniare , que significa "inventar, conceber". A inteligência de conceber define o engenheiro.

Fácil perceber que aqueles cujo ofício está associado a inteligência de conceber, dependem umbilicalmente da tecnologia. Mostrar parte desta ligação é o principal propósito desta obra.

Nela reunimos várias contribuições de trabalhos, ligados sobretudo a indústria petroquímica com potencial de impacto nas engenharias. São apresentados vários trabalhos de cunho tecnológico associados a temas como Biodiesel, Offshore, técnicas e ensaios associados a manutenção e segurança, processos químicos, entre outras temáticas. Todos com resultados e discussões enriquecedoras.

Aos autores dos diversos trabalhos que compõe esta obra, expressamos o nosso agradecimento pela submissão de suas pesquisas junto a Editora Atena. Aos leitores, desejamos que esta obra possa colaborar com suas carreiras e gerar uma reflexão mais aprofundada sobre a relação entre a tecnologia e a engenharia.

Boa leitura!

Franciele Bonatto
João Dallamuta
Rennan Otavio Kanashiro

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
PRODUÇÃO DE BIODIESEL ATRAVÉS DA REAÇÃO DE TRANSESTERIFICAÇÃO COM ÓLEO RESIDUAL E CATALISADOR DO TIPO ZS/MCM-41	
<i>Heloísa do Nascimento Souza</i>	
<i>Mateus Andrade Santos da Silva</i>	
<i>Carlos Eduardo Pereira</i>	
<i>José Jailson Nicacio Alves</i>	
<i>Bianca Viana de Sousa Barbosa</i>	
DOI 10.22533/at.ed.9541915031	
CAPÍTULO 2	12
DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA A DETERMINAÇÃO DE ADULTERANTES NO DIESEL S10 COM ÓLEOS VEGETAIS	
<i>Anne Beatriz Figueira Câmara</i>	
<i>Fernanda Maria de Oliveira</i>	
<i>Heloise Oliveira Medeiros de Araújo Moura</i>	
<i>Leila Maria Aguilera Campos</i>	
<i>Clenildo de Longe</i>	
<i>Luciene da Silva Santos</i>	
DOI 10.22533/at.ed.9541915032	
CAPÍTULO 3	24
BENTONITA CÁLCICA TRATADA QUIMICAMENTE VIA ACIDIFICAÇÃO E IMPREGNADA COM ÓXIDO METÁLICO COMO CATALISADOR NA OBTENÇÃO DE BIODIESEL	
<i>Renan Pires de Araújo</i>	
<i>Yasmin Maria da Silva Menezes</i>	
<i>Erivaldo Genuino Lima</i>	
<i>Adriana Almeida Cutrim</i>	
DOI 10.22533/at.ed.9541915033	
CAPÍTULO 4	32
REDUÇÃO DO TEOR DE ÓLEOS E GRAXAS DA ÁGUA PRODUZIDA UTILIZANDO MICROEMULSÃO COM TENSOATIVO VEGETAL	
<i>Jôsy Suyane de Brito Souza</i>	
<i>Luiz Mário Nelson de Góis</i>	
<i>José Roberto de Souza</i>	
<i>George Simonelli</i>	
<i>Luiz Carlos Lobato dos Santos</i>	
DOI 10.22533/at.ed.9541915034	
CAPÍTULO 5	45
REUTILIZAÇÃO DO CATALISADOR DO TIPO MOO ₃ /MCM-41 NA REAÇÃO DE TRANSESTERIFICAÇÃO DO ÓLEO DE SOJA	
<i>Heloísa do Nascimento Souza</i>	
<i>André Miranda da Silva</i>	
<i>José Jailson Nicacio Alves</i>	
<i>Bianca Viana de Sousa Barbosa</i>	
DOI 10.22533/at.ed.9541915035	

CAPÍTULO 6 53

AVALIAÇÃO DAS PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DO DIESEL APÓS ADIÇÃO DO BIODIESEL EM DIFERENTES PROPORÇÕES

Lorena Silva Querino da Costa
Tatyane Medeiros Gomes da Silva
Rafael Viana Sales
Anne Beatriz Figueira Câmara
Leila Maria Aguilera Campos
Luciene Santos de Carvalho

DOI 10.22533/at.ed.9541915036

CAPÍTULO 7 61

DIFERENTES MÉTODOS DE EXTRAÇÃO DO MATERIAL LIPÍDICO PRESENTE NO CHORUME: UM POSSÍVEL CAMINHO PARA PRODUÇÃO DE BODIESEL

Tamara Miranda de Moura
Miguel Martins dos Santos Neto
Daniele da Silva Oliveira
Rafael Oliveira Batista
Anne Gabriella Dias Santos
Luiz di Souza

DOI 10.22533/at.ed.9541915037

CAPÍTULO 8 78

AVALIAÇÃO DO COMPLEXO OXALATO MISTO DE NIÓBIO E TÂNTALO COMO CATALISADOR NA PRODUÇÃO DE BODIESEL VIA ESTERIFICAÇÃO METÍLICA

Tiago Fernandes de Oliveira
Maria Veronilda Macedo Souto
Angelinne Costa Alexandrino
Carlson Pereira de Souza
Rayane Ricardo da Silva

DOI 10.22533/at.ed.9541915038

CAPÍTULO 9 87

SÍNTESE E CARACTERIZAÇÃO DE ZNMCM-41 E NIMCM-41 APLICADOS NA DESSULFURIZAÇÃO ADSORTIVA DO DIESEL CÔMBUSTÍVEL

Rafael Viana Sales
José Alberto Batista da Silva
Tatiana de Campos Bicudo
Maritza Montoya Urbina
Leila Maria Aguilera Campos
Luciene da Silva Santos

DOI 10.22533/at.ed.9541915039

CAPÍTULO 10 99

INFLUÊNCIA DO FRACIONAMENTO DE PETRÓLEO POR SISTEMA PRESSURIZADO PARA A DETERMINAÇÃO DE ÁCIDOS NAFTÊNICOS POR GC/MS E GC×GC/TOF-MS

Juciara dos Santos Nascimento
Roberta Menezes Santos
Flaviana Cardoso Damasceno
Silvia Maria Silvia Egues
Elton Franceschi
Lisiane dos Santos Freitas

DOI 10.22533/at.ed.95419150310

CAPÍTULO 11 112

DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DE ENXOFRE TOTAL EM PETRÓLEO PESADO POR CROMATOGRAFIA DE ÍONS

Álvaro Gustavo Paulo Galvão
Jildimara de Jesus Santana
Izabel Kaline da Silva Oliveira
Emily Cintia Tossi de Araújo Costa
Djalma Ribeiro da Silva

DOI 10.22533/at.ed.95419150311

CAPÍTULO 12 121

OTIMIZAÇÃO DO MÉTODO DE SEPARAÇÃO SARA E USO DE CORRELAÇÕES MATEMÁTICAS NA AVALIAÇÃO COMPOSICIONAL DE ÓLEOS CRUS

Keverson Gomes de Oliveira
Heloise Oliveira Medeiros de Araújo Moura
José Alberto Batista da Silva
Valdic Luiz da Silva
Ramoni Renan Silva de Lima
Luciene da Silva Santos

DOI 10.22533/at.ed.95419150312

CAPÍTULO 13 131

TÉCNICA DE INSPEÇÃO ULTRASSÔNICA PARA O MONITORAMENTO DO MECANISMO DE DANO EM DUTOS DE TRANSPORTE DE PETRÓLEO

David Domingos Soares da Silva
Genilton da França Barros Filho

DOI 10.22533/at.ed.95419150313

CAPÍTULO 14 138

USO DE ENSAIO NÃO DESTRUTIVO BASEADO EM PARÂMETROS MAGNÉTICOS COMO TÉCNICAS AVANÇADAS DE MANUTENÇÃO PARA O MONITORAMENTO DA INTEGRIDADE ESTRUTURAL DE EQUIPAMENTOS OFFSHORE

David Domingos Soares da Silva
Genilton da França Barros Filho

DOI 10.22533/at.ed.95419150314

CAPÍTULO 15 144

SIMULAÇÃO FLUIDODINÂMICA (CFD) DE VAZAMENTO DE GASES INFLAMÁVEIS EM PLATAFORMAS OFFSHORE

Davith da Silva Campos
Anaximandro Anderson Pereira Melo de Souza
Paulo Emanuel Medeiros Paula
Lígia Maria dos Santos Barros Rodrigues
Luís Jorge Mesquita de Jesus

DOI 10.22533/at.ed.95419150315

CAPÍTULO 16 153

CONCEPTUAL DEVELOPMENT OF AN UNDERGROUND EXCAVATION TECHNIQUE

Lidiani Cristina Pierri
Rafael Pacheco dos Santos
Jair José dos Passos Junior
Anderson Moacir Pains
Marcos Aurélio Marques Noronha

DOI 10.22533/at.ed.95419150316

CAPÍTULO 17	164
ANÁLISE DE UM TESTE DE FORMAÇÃO A POÇO REVESTIDO DA BACIA POTIGUAR	
<i>Marcio Murinelly Josino Filho</i>	
<i>João Luiz Porfirio da Silva</i>	
<i>Regina Celia de Oliveira Brasil Delgado</i>	
<i>Jardel Dantas da Cunha</i>	
<i>Antônio Robson Gurgel</i>	
DOI 10.22533/at.ed.95419150317	
CAPÍTULO 18	172
REMOÇÃO DE ÓLEOS E TURBIDEZ DA ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO UTILIZANDO POLIELETROLITOS COMERCIAIS	
<i>Valécia Dantas de Souza</i>	
<i>João Luiz Porfirio da Silva</i>	
<i>Márcio Murinelly Josino Filho</i>	
<i>Andrea Francisca Fernandes Barbosa</i>	
<i>Rafael Oliveira Batista</i>	
DOI 10.22533/at.ed.95419150318	
CAPÍTULO 19	180
OBTENÇÃO DE ALUMINATO DE ZINCO ATRAVÉS DO MÉTODO HIDROTÉRMICO ASSISTIDO POR MICRO-ONDAS E APLICAÇÃO COMO CATALISADOR NA OBTENÇÃO DO BIODIESEL	
<i>Erivane Oliveira da Silva</i>	
<i>Guilherme Leocárdio Lucena</i>	
<i>Max Rocha Quirino</i>	
DOI 10.22533/at.ed.95419150319	
CAPÍTULO 20	191
ESTUDO DA LUMINOSIDADE EM SOLUÇÃO DE NITRATO DE PRATA PARA DETERMINAÇÃO DE SULFETO EM ÁGUA POR POTENCIOMETRIA	
<i>Larissa Sobral Hilário</i>	
<i>Letícia Gracyelle Alexandre Costa</i>	
<i>Ana Gabriela Soares da Silva</i>	
<i>Henrique Borges de Moraes Juviano</i>	
<i>Djalma Ribeiro da Silva</i>	
DOI 10.22533/at.ed.95419150320	
SOBRE OS ORGANIZADORES	199

REDUÇÃO DO TEOR DE ÓLEOS E GRAXAS DA ÁGUA PRODUZIDA UTILIZANDO MICROEMULSÃO COM TENSOATIVO VEGETAL

Jôsy Suyane de Brito Souza

Universidade Federal da Bahia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Química
Salvador – Bahia

Luiz Mário Nelson de Góis

Universidade Salvador, Escola de Arquitetura,
Engenharia e TI
Salvador – Bahia

José Roberto de Souza

Joule Energy Ltda
Americana – São Paulo

George Simonelli

Universidade Federal da Bahia, Departamento de
Ciência e Tecnologia dos Materiais
Salvador – Bahia

Luiz Carlos Lobato dos Santos

Universidade Federal da Bahia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química
Salvador – Bahia

RESUMO: Água produzida (AP) é um efluente oriundo da extração de petróleo. Junto com o crescimento dessa exploração, há o aumento da preocupação ambiental dos órgãos responsáveis, especialmente em relação à qualidade das águas residuais descartadas deste tipo de atividade, que traz duas grandes problemáticas: sua composição, pois a mesma possui um alto teor de óleos e graxas (TOG), e seu volume expressivo. O presente trabalho

teve como objetivo realizar o tratamento de água produzida sintética (APS) utilizando microemulsão formulada a partir de tensoativo de origem vegetal na redução do teor de óleos e graxas. O tratamento da APS foi realizado por meio da aplicação de microemulsão composta por sabão de coco, 2-butanol, óleo de pinho e água destilada, sob temperatura de 45 °C, tempo de contato de 60 minutos e com uma porcentagem mássica de 10% de microemulsão para 90% de APS. Com a aplicação da microemulsão obteve-se uma redução de 82,18% do TOG, com valor final de 28,45 mg/L. Considerando-se o resultado, pode-se afirmar que o tratamento se mostrou eficaz na redução do TOG quando comparado ao valor máximo para descarte no mar, estabelecido pelo CONAMA, que é de 29 mg/L mensais.

PALAVRAS-CHAVE: Água produzida, teor de óleos e graxas, microemulsão, tensoativo de origem vegetal.

ABSTRACT: Produced water (PW) is an effluent from the extraction of petroleum. Along with the growth of this exploration, there is an increase in the environmental concern of the responsible organizations, especially in relation to the quality of the wastewater discarded of this type of activity, that brings two major problems: its composition, since it has a high content of oils and grease (O&G), and its expressive

volume. The objective of the present work was to carry out the treatment of synthetic produced water (SPW) using microemulsion formulated from vegetable surfactant in the reduction of oil and grease content. The treatment of SPW was carried out by applying a microemulsion composed of coconut soap, 2-butanol, pine oil and distilled water, at a temperature of 45 °C, contact time of 60 minutes and a mass percentage ratio of 10% microemulsion to 90% SPW. With the application of the microemulsion, a reduction of 82.18% of O&G was achieved, with a final value of 28.45 mg / L. Considering the result, it can be affirmed that the treatment was effective in reducing O&G when compared to the maximum value for discarding at sea, established by CONAMA, which is 29 mg/L monthly.

KEYWORDS: Produced water, oil and grease content, microemulsion, vegetable surfactant.

1 | INTRODUÇÃO

O petróleo tem sido o principal recurso de exploração mundial utilizado para geração de energia desde o século XX (ATALLAH, TREMBLAY e MORTAZAVI, 2017). Um dos principais produtos do processo de extração de óleo e gás é a produção de grandes volumes de água produzida, podendo atingir quase 98% do volume total de fluido extraído quando os campos maduros estão no final da sua vida útil (BAYATI, SHAYEGAN e NOORJAHAN, 2011; LU et al., 2018).

Dependendo das condições geológicas e do posicionamento do campo, a AP pode ter composição complexa como compostos orgânicos e inorgânicos, sólidos dissolvidos e gases dissolvidos, podendo-se destacar seu alto teor de óleos e graxas (TOG) e sua alta salinidade, que é a principal característica da AP na indústria de petróleo (BAYATI, SHAYEGAN e NOORJAHAN, 2011; PAIXÃO e BALABAN, 2018).

Observando o panorama mundial, estudos na China, Noruega e Estados Unidos, comprovam que, geralmente, a água produzida apresenta vários compostos tóxicos de origem natural, tais como: frações voláteis de compostos aromáticos, hidrocarbonetos policíclicos aromáticos, ácidos orgânicos, fenóis, metais pesados, sais inorgânicos e altas concentrações de sólidos dissolvidos (LU et al., 2006; FAKSNESS, GRINI e DALING, 2004; CAMPOS et al., 2002). A composição da AP no Brasil não diverge da apresentada por Bayati, Shayegan e Noorjahan (2011) segundo Souza et al. (2015).

A AP é vista como um rejeito causador de grande impacto ao meio ambiente e a saúde humana, além de difícil gestão operacional. Após o tratamento, seu descarte geralmente é realizado no mar ou através de processos de reinjeção em poços apropriados para esta finalidade. Quando o tratamento não atende aos requisitos ambientais vigentes, severas penalidades são aplicadas pelos órgãos ambientais às empresas operadoras, comprometendo a imagem e finanças destas (TAWALBEH et al., 2018).

Como as características da água produzida variam de acordo com o reservatório de origem, não existem regras que indiquem o tratamento mais adequado para cada uma delas. Por conta disso, cada caso deve ser analisado isoladamente, por intermédio da caracterização de cada água. Essa é a primeira e mais importante etapa do gerenciamento da água (PRESTRELO, 2006; VIEIRA, 2011).

Quando se trata de caracterização de água produzida não há uma legislação específica. Logo, autores como Prestrelo (2006) e Vieira (2011) sugerem análises que evitem futuros danos no descarte da água no mar ou na reinjeção. Tais análises encontram-se na Tabela 1.

ANÁLISES	PARÂMETRO	REFERÊNCIA
Óleo e Graxas (TOG) (mg/L)	29 (média mensal) e 42 (máximo diário)	Paixão e Balaban, 2018
Sólidos em Suspensão (mg/L)	106,1	Gabardo, 2007
pH	6 a 8	Jiménez et al., 2018
Salinidade (mg/L)	30000	Brasil, 2005
Condutividade (mS/cm)	100	Vieira, 2012
Sulfetos e Sulfatos (mg/L)	1	Figueiredo, 2010

Tabela 1. Análises recomendadas para caracterização da água produzida.

O tratamento da água produzida antes da sua disposição final faz-se urgentemente necessário, uma vez que quando descartada de forma inadequada, o alto TOG e salinidade afetam a água potável e os recursos hídricos subterrâneos, coloca em risco a saúde humana, assim como a flora e a fauna. E quando reinjetada, o TOG pode formar borras, causando danos a formação, e a alta salinidade pode causar obstrução, corrosão e incrustações do sistema de produção (HOSNY et al., 2016; YU, HAN e HE, 2017).

Um dos principais desafios tecnológicos do gerenciamento da AP é o tratamento eficiente e a reutilização da água tratada (JIMÉNEZ et al., 2018). Na indústria existem vários tipos de tratamentos para a água produzida, destacando-se os tratamentos físicos, os tratamentos biológicos, os tratamentos com membranas e os tratamentos químicos, que são os mais importantes encontrados na literatura (JIMÉNEZ et al., 2018).

Um dos tratamentos físicos é a adsorção, que pode atingir resultados elevados, uma vez que é capaz de fazer poluentes de um fluido ficarem retidos em um sólido. Porém, existem algumas desvantagens, como a movimentação dos sólidos e os custos relacionados com a regeneração dos adsorventes e com os resíduos químicos gerados, sendo necessária novas etapas e/ou processos de tratamento, como o de oxidação úmida ou incineração (JIMÉNEZ et al., 2018).

Um outro tratamento físico utilizado para água produzida são os hidrociclones,

que são utilizados para separar sólidos de líquidos, assim como reduzir o TOG. Os hidrociclones tem como característica alta confiabilidade operacional, alta produtividade e eficiência. Possuem estrutura simples, são compactos e de baixo custo de suporte e manutenção. Estes equipamentos podem ainda ser associados com injeção de produtos químicos para favorecer a separação do componente desejado (JANK et al., 2018).

O tratamento por flotação de ar induzido é um tratamento físico e consiste na diferença de densidade entre as bolhas de ar geradas e a água produzida. A adesão de partículas finas, como sólidos suspensos e óleo, com as bolhas de ar formam aglomerados mais leves que podem ser facilmente flutuados e removidos a partir da superfície (SATHTHASIVAM, LOGANATHAN e SARP, 2016). Porém, também deve ser considerada a geração de lodo desse tratamento, pois poderia implicar um custo operacional significativo (JIMÉNEZ et al., 2018).

Os tratamentos biológicos são utilizados para remover compostos biodegradáveis da água produzida, por meio de crescimento de microorganismos. Existem dois tipos de tratamentos biológicos, os de crescimento suspenso e os de crescimento aderido. O processo mais utilizado de crescimento suspenso é o chamado de lodo ativado (FREEDMAN et al., 2017).

O tratamento com lodo ativado é responsável pela remoção de poluentes, como carbono orgânico, nitrogênio e fósforo, por exemplo. Esse método depende dos microorganismos e do contato dos mesmos com os suprimentos de oxigênio dissolvido, os microorganismos se alimentam e crescem sobre o material oxidável e ficam suspensos na forma de lodo na água (GERNAEY e SIN, 2013).

Nos processos de crescimento aderido os microorganismos são ligados a um meio que serve como superfície no qual a biomassa é cultivada, chamado de biofilme. Dentre os meios utilizados como biofilme encontram-se areia, madeira, carvão ativado, cascalho e outros plásticos sintéticos. Geralmente os tratamentos biológicos de crescimento aderido são mais simples que os de crescimento suspenso (FREEDMAN et al., 2017).

O tratamento por membranas consiste na presença de uma barreira seletiva entre duas fases, que permite o transporte de substâncias particulares, chamado de membrana (KUSWORO, 2017). Os tipos de membranas mais comuns utilizadas no tratamento de água produzida são microfiltração (MF), nanofiltração (NF), osmose reversa (OR) e ultrafiltração (UF) (KUSWORO, 2018). A membrana de MF geralmente é utilizada para separar partículas suspensas, a de UF para separar macromoléculas, a de OR é para separar componentes dissolvidos e iônicos e as de NF para separar íons multivalentes (FAKHRU'L-RAZI et al., 2009). O tratamento por membrana é uma tecnologia que oferece uma separação eficiente e eficaz para AP, podendo ser empregado com fins de reinjeção da AP em reservatório com características mais restritivas. São equipamentos que possibilitam o uso offshore, possuem grande robustez e facilidade de escalonamento.

Nos tratamentos químicos são adicionados produtos para tratar a AP. Dentre os tratamentos químicos, pode-se citar a precipitação química, oxidação química, processo eletroquímico e os desemulsificantes (JIMÉNEZ et al., 2018).

Os tratamentos com precipitação química, também conhecidos como coagulação e floculação, são utilizados para que haja a separação sólido-líquido em tratamento de água. O processo de coagulação consiste na adição de coagulantes na água, com carga oposta, para que haja diminuição das cargas superficiais por meio da desestabilização de pequenos colóides suspensos na água. O processo de coagulação é geralmente seguido pelo de floculação, para acelerar a junção de partículas e melhorar a eficiência. Após adicionar os floculantes, os mesmos agem como pontes que ligam várias partículas coloidais na água, formando grandes flocos, para que assim, os mesmos sejam facilmente removidos (WEI et al., 2018).

O processo de oxidação química é utilizado na decomposição de produtos químicos refratários em águas residuais, nas quais fortes oxidantes e catalisadores são utilizados (FAKHRU'L-RAZI et al., 2009).

O processo eletroquímico tem como característica produzir reações de oxi-redução por meio de energia elétrica. Para produzir a corrente elétrica, colocam-se eletrodos que quando separados fazem elétrons passar de um para outro. Nesse processo, a Demanda Química de Oxigênio (DQO) e a Demanda Biológica de Oxigênio (DBO) da água produzida podem ser reduzidas (FAKHRU'L-RAZI et al., 2009; SBARBARO, 2018).

O tratamento da AP com desemulsificantes consiste na adição de tensoativo na AP. Esses tensoativos são os responsáveis pela quebra da estabilidade das gotículas de óleo emulsionado, reduzindo a tensão interfacial óleo-água, fazendo que esse método obtenha resultados eficientes para a redução do TOG. Porém, tem a grande desvantagem do mesmo ter custo altamente elevado (ADEYANJU e OYEKUNLE, 2017; JIMÉNEZ et al., 2018).

Nos últimos anos o uso de microemulsão vem sendo utilizado em alguns fluidos na área de petróleo, como por exemplo na recuperação avançada de petróleo, como estudada por Ferreira et al. (2018). As microemulsões foram estudadas pela primeira vez por Hoar e Schulman no ano de 1943, os mesmos a definiram como sendo sistemas dispersos, translúcidos, termodinamicamente estáveis, formados por dois líquidos imiscíveis, um polar e outro apolar, na presença de um tensoativo (BERA e BELHAJ, 2016).

Em razão da microemulsão ter como um dos principais componentes o tensoativo utilizado no processo da desemulsificação química, porém em menor quantidade, o que reduz seu custo. E em razão da mesma apresentar bons resultados na redução do TOG da água produzida sintética, chegando a, aproximadamente, 98% de redução utilizando uma formulação com tensoativo comercial a base de hidrocarbonetos. Acredita-se que a microemulsão possa ser aplicada eficientemente na extração/redução do teor de óleos e graxas de águas produzidas (SOUZA, 2017).

Tendo em vista os aspectos mencionados, este trabalho propõe o tratamento da água produzida sintética utilizando microemulsão formulada a partir de tensoativo de origem vegetal na redução do teor de óleos e graxas. O uso de insumos de origem vegetal para a formulação da microemulsão, permite agregar valor a produtos regionais e desenvolver alternativas ao uso de produtos sintéticos fornecidos no mercado de tratamento de água produzida. O tensoativo de origem vegetal, diferente do comercial, é biodegradável, obtido a partir de matéria-prima naturais e facilmente encontrada em quantidade significativa na região nordeste do Brasil, além da sua produção ter baixo custo (MELO et al., 2018; SILVA, 2008).

2 | METODOLOGIA

2.1 Preparo da água produzida sintética

Optou-se por trabalhar com a APS a fim de que não houvesse interferentes nas leituras de redução do teor de óleos e graxas (TOG). Para o preparo da água produzida sintética inicialmente pesou-se cerca de 1 g de petróleo bruto e 2,5056 g de NaCl (Dinâmica, 99%) em um béquer de 1000 mL e adicionou-se 500 mL de água destilada. O béquer foi levado para um agitador mecânico da marca Tecnal, modelo TE-139, na velocidade de 2600 rpm por 120 minutos para solubilizar o óleo na água.

Sabendo-se que haveria muitas perdas do óleo no béquer, a quantidade de óleo colocada na preparação da APS foi muito maior do que o TOG desejado, na faixa de 2 a 565 mg/L, citada por Piemonte et al. (2015) como valores encontrados em águas produzidas. O petróleo bruto utilizado foi coletado no Campo de Tangará no estado da Bahia. O mesmo possui as seguintes características: 12,78 °API, ponto de fluidez de 24, densidade relativa de 0,9807 e viscosidade de 3970 cP.

2.2 Determinação do teor de óleos e graxas

A determinação do teor de óleos e graxas da água produzida foi realizada antes e depois da aplicação do tratamento com a microemulsão, através de um espectrofotômetro de UV-visível de marca Biospectro, modelo SP-220. O procedimento experimental utilizado foi adaptado de Costa et al. (2013), que consiste em duas etapas, a primeira é a construção da curva de calibração utilizando hexano como solvente, e a segunda é a extração do óleo da água produzida para posterior leitura da absorbância utilizando hexano como fase solvente.

2.2.1 Construção da curva de calibração

Para a confecção da curva de calibração, escolheu-se 10 concentrações conhecidas de petróleo para fazer os pontos da curva, que foram: 16, 32, 50, 85, 100,

120, 150, 180, 210 e 420 mg/L. Para a preparação das soluções diluiu-se petróleo bruto do Campo de Tangará em hexano (Synth, 95%) na quantidade desejada para cada concentração.

Após o preparo, as soluções padrões foram analisadas, uma a uma, no espectrofotômetro de UV-Vis, no comprimento de onda de 244 nm e foi lida a absorvância correspondente a cada solução. Com os resultados da absorvância, plotou-se os pontos do gráfico (concentração x absorvância), gerando a curva de calibração.

2.2.2 Extração do óleo da água produzida

Para a extração do óleo da água produzida colocou-se 140 mL da amostra da água em um funil de decantação de 250 mL e adicionou-se 0,5 mL de HCl (Vetec, P. A.) concentrado para reduzir o pH a valores menores que 2. Em seguida, acrescentou-se 14 mL de hexano. O funil foi agitado manualmente por 2 minutos e deixado em repouso por 1 minuto, a fim de haver a separação de fases. Com as fases separadas, removeu-se a água e recuperou-se o hexano. Filtrou-se o hexano, com o auxílio de um funil comum e papel de filtro qualitativo, em 1 g de sulfato de sódio anidro (Dinâmica, 99%), para remover qualquer gotícula de água residual.

A amostra extraída foi levada para análise no espectrofotômetro de UV-visível, colocada em uma cubeta de quartzo e a absorvância foi lida no comprimento de onda de 244 nm. Com a equação da reta da curva de calibração e o valor da absorvância, conseguiu-se calcular o valor do teor de óleos e graxas de cada amostra.

2.3 Construção do diagrama de fases pseudoternário

A construção de diagrama de fases para obtenção das regiões de formação de sistemas microemulsionados é de máxima importância. Para formular as microemulsões a serem utilizadas nesse trabalho foram realizados testes com misturas utilizando como fase apolar, o óleo de pinho, como tensoativo, o sabão de coco (5,9% de umidade, teor de álcalis livres ausente, 72,2% de ácidos graxos totais, 1,09% de substâncias insolúveis), 2-butanol (Sigma-Aldrich, 99%) como cotensoativo, água destilada como fase aquosa e razão cotensoativo/tensoativo (C/T) igual a 10.

Para a construção do diagrama foi utilizada a metodologia de Ferreira et al. (2018), onde foi fixada a massa da mistura C/T e óleo, e titulou-se com água destilada. Inicialmente partiu-se do ponto com 0% óleo e 100% C/T, variando-se de 10 em 10%.

2.4 Aplicação da microemulsão na água produzida sintética

Para aplicar o tratamento, estabeleceu-se as seguintes condições: Temperatura de 45 °C, tempo de contato entre a microemulsão e a APS de 60 minutos, com uma

porcentagem mássica de 10% de microemulsão para 90% de APS.

Depois de pesados, os componentes da microemulsão citados na seção anterior foram homogeneizados com o auxílio de um agitador magnético da marca Nova Instruments, modelo NI1102 e barra magnética. Em seguida, a APS pesada foi transferida para um Erlenmeyer de 500 mL e colocado no banho ultratermostático da marca Solab, modelo SL152. Sob a temperatura definida o ensaio, aguardou-se cerca de 30 minutos para a água atingir a temperatura do banho e adicionou-se a microemulsão. Agitou-se o Erlenmeyer manualmente por 1 minuto e deixou-se em repouso, até atingir o tempo definido para cada ensaio. Em seguida, a mistura foi levada para um funil de decantação, foi aguardado 1 minuto para haver a separação da água produzida sintética e da microemulsão, recuperando a água que fica na parte inferior do funil. A análise foi feita em triplicata.

3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Curva de calibração

A APS preparada obteve um teor de óleos e graxas de 159,69 mg/L. A Figura 1 representa a curva de calibração para o petróleo do Campo de Tangará, e foi utilizada para determinar o teor de óleos e graxas da água produzida sintética.

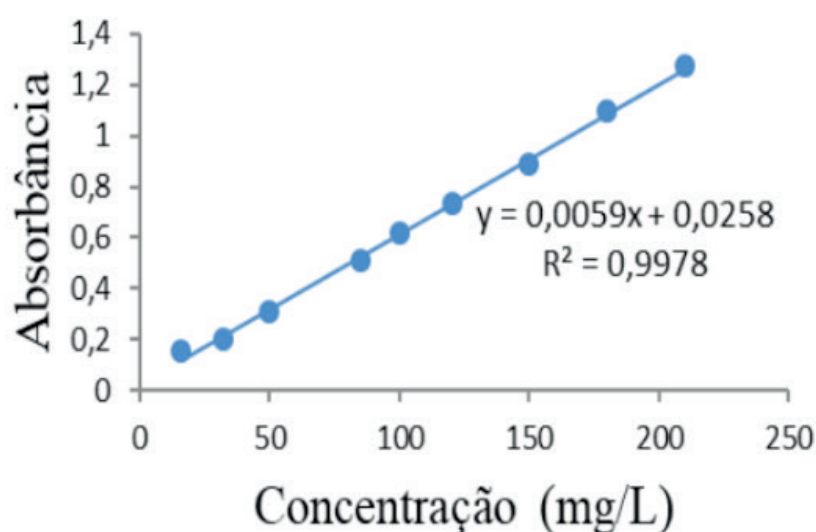


Figura 1. Curva de calibração do petróleo do Campo de Tangará para determinação do teor de óleos e graxas da água produzida sintética.

O R^2 de uma curva de calibração mostra a eficiência da regressão linear dos pontos, ou seja, mostra a eficiência da curva de calibração. O valor desejado para R^2 é teoricamente 1. Na prática, $R^2 \geq 0,95$ indica que a regressão é eficiente, normalmente procuram-se obter retas com $R^2 \geq 0,99$. Logo, pode-se afirmar que a curva de calibração confeccionada é eficiente, uma vez que o R^2 é superior a 0,99 e, portanto, próximo de 1 (CHUI, ZUCCHINI, LICHTIG, 2001).

3.2 Diagrama de fases pseudoternário

Foi construído um diagrama de fases pseudoternário, com $C/T = 10$, sabão de coco como tensoativo, 2-butanol como cotensoativo, água destilada como fase polar e óleo de pinho como fase apolar. O diagrama está representado na Figura 2.

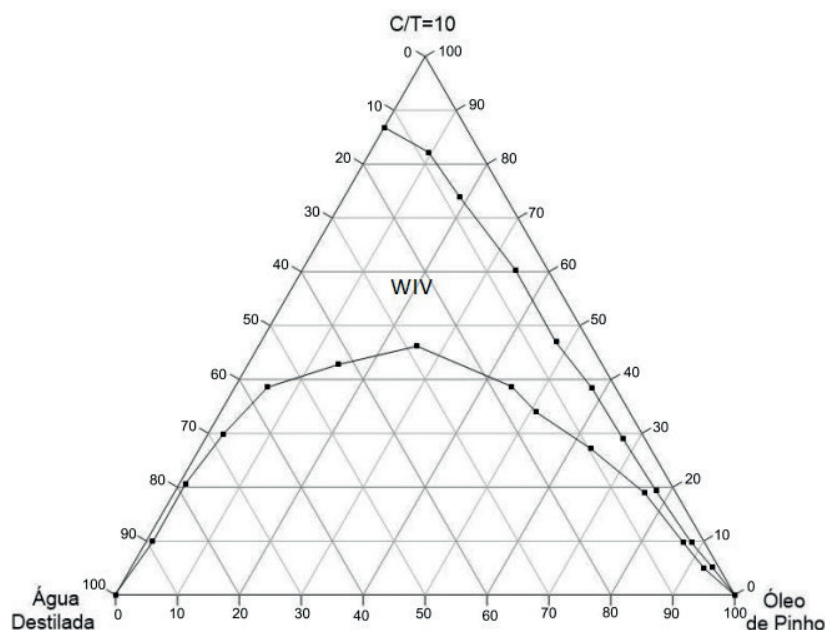


Figura 2. Diagrama de fase $C/T = 10$, óleo de pinho, tensoativo sabão de coco, 2-butanol e água destilada.

Como pode ser observado na Figura 2, o diagrama apresentou uma região de microemulsão considerável, indicada pela sigla WIV, Winsor IV, que indica que é constituído por um sistema monofásico, caracterizado por uma fase de microemulsão (WINSOR, 1948).

3.3 Aplicação da microemulsão na água produzida sintética

Com o diagrama plotado, baseado nos resultados do estudo de Souza (2017), escolheu-se um ponto que atendesse duas necessidades, maior quantidade de tensoativo e óleo, respectivamente, para aplicação na água produzida. O ponto selecionado foi o de 70% C/T, 20% óleo e 10% água destilada.

Após aplicação da microemulsão com a metodologia descrita na seção 2.4 desse trabalho e análise do teor de óleos e graxas, obteve-se uma redução de 82,18% do TOG, com desvio padrão de $\pm 0,65$. Isso representa um valor final de 28,45 mg/L e desvio padrão de $\pm 1,04$.

Assim sendo, o tratamento mostrou-se eficaz na redução do TOG, quando comparada ao valor máximo para descarte no mar, estabelecido pela Resolução nº 393/2007 do CONAMA, que diz que a concentração média aritmética simples mensal

de óleos e graxas tem que ser de até 29 mg/L, com valor máximo diário de 42 mg/L (PAIXÃO e BALABAN, 2018).

A redução do TOG da água produzida sintética tratada com a microemulsão estudada apresentou bons resultados quando comparada com a literatura. Shpiner, Liu e Stuckey (2009) obtiveram redução de 82% do TOG utilizando tanques de estabilização. E Cha et al. (2010) obtiveram redução de 83,34% utilizando filtros de areia e ozonização. Souza (2017) obteve reduções que variaram de 69,98 a 97,98% utilizando microemulsão formulada com tensoativo comercial.

Os resultados superiores da redução do teor de óleos e graxas de Souza (2017) em relação a redução obtida com a microemulsão utilizada neste trabalho, pode ser justificada em razão de Souza (2017) variar as condições de aplicação, temperatura, tempo e porcentagem de microemulsão, variar o ponto aplicado do diagrama e pela natureza do tensoativo, não-iônico, diferente do sabão de coco utilizado nesse trabalho, de origem aniônico.

4 | CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo o tratamento da água produzida sintética utilizando microemulsão formulada a partir de tensoativo de origem vegetal na redução do teor de óleos e graxas. Através do resultado foi possível concluir que se obteve uma redução de 82,18% do TOG, com valor final de 28,45 mg/L. Desta forma, pode-se afirmar que o tratamento mostrou-se eficaz na redução do TOG, quando comparada ao valor máximo para descarte no mar, estabelecido pelo CONAMA e quando comparado a literatura. O uso de insumos de origem vegetal para a formulação da microemulsão aqui apresentada, permitiu agregar valor a produtos regionais e desenvolver alternativas ao uso de produtos sintéticos fornecidos no mercado de tratamento de água produzida.

REFERÊNCIAS

ADEYANJU, O. A.; OYEKUNLE, L. O. Optimum demulsifier formulations for Nigerian crude oil-water emulsions. **Egyptian Journal of Petroleum**, 2017.

ATALLAH, C.; TREMBLAY, A. Y.; MORTAZAVI, S. Silane surface modified ceramic membranes for the treatment and recycling of SAGD produced water. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v. 157, p. 349-358, 2017.

BAYATI, F.; SHAYEGAN, J.; NOORJAHAN, A. Treatment of oilfield produced water by dissolved air precipitation/solvent sublation. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v. 80, n. 1, p. 26-31, 2011.

BERA, A.; BELHAJ, H. Ionic liquids as alternatives of surfactants in enhanced oil recovery—A state-of-the-art review. **Journal of Molecular Liquids**. v. 224, p. 177-188, 2016.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução nº 357, de 17 de março de 2005.

Classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=459>>. Acesso em: 10 de Outubro de 2018.

CAMPOS, J. C.; BORGES, R. M.; OLIVEIRA FILHO, A.; NOBREGA, R. SANT'ANNA JUNIOR, G. L. Oilfield wastewater treatment by combined microfiltration and biological processes. **Water Research**, v. 36, p. 95-104, 2002.

CHA, Z.; LIN, C. F.; CHENG, C. J.; HONG, P. A. Removal of oil and oil sheen from produced water by pressure-assisted ozonation and sand filtration. **Chemosphere**, v. 78, n. 5, p. 583-590, 2010.

CHUI, Q. S. H.; ZUCCHINI, R. R.; LICHTIG, J. Qualidade de medições em química analítica. Estudo de caso: determinação de cádmio por espectrofotometria de absorção atômica com chama. **Química Nova**, v. 24, n. 3, p. 374-380, 2001.

COSTA, J. A.; FARIAS, N. C.; QUEIRÓS, Y. G. C.; MANSUR, C. R. E. Determination of oil-in-water using nanoemulsions as solvents and UV visible and total organic carbon detection methods. **Talanta**, v. 107, p. 304-311, 2013.

FAKSNESS, L.; GRINI, P. G.; DALING, P. S. Partitioning of semi-soluble organic compounds between the water phase and oil droplets in produced water. **Marine Pollution Bulletin**, v. 48, p. 731-742, 2004.

FERREIRA, G. F. D.; SOUZA, D, R, Q.; LIMA, L.; LOBATO, A, K, C, L.; SILVA, A. C. M.; SANTOS, L. C. L. Novel glycerin-based microemulsion formulation for enhanced oil recovery. **Journal of Petroleum Science and Engineering**. v. 167, p. 674-681, 2018.

FIGUEREDO, K. S. L. **Estudo da água produzida em diferentes zonas de produção de petróleo, utilizando a hidroquímica e a análise estatística de parâmetros químicos.** 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

FREEDMAN, D. E.; RILEY, S. M.; JONES, Z. L.; ROSENBLUM, J. S.; AFIADO, J. O.; SPEAR, J. R.; CATH, T, Y. Biologically active filtration for fracturing flowback and produced water treatment. **Journal of Water Process Engineering**. v. 18, p. 29-40, 2017.

GABARDO, I. T. **Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar.** 2007. 250f. Tese (Doutorado em Química) - Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2007.

GERNAEY, K. V.; SIN, G. **Wastewater Treatment Models.** Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences, 2013.

HOAR, T. P., SCHULMAN, J. H., 1943. Transparent Water-in-Oil Dispersions: the Oleopathic Hydro-Micelle. **Nature**, v. 152, p. 102-103, 1943.

HOSNY, R.; FATHY, M.; RAMZI, M.; MOGHNY, T.; DESOUKY, S. E. M.; SHAMA, S. A. Treatment of the oily produced water (OPW) using coagulant mixtures. **Egyptian Journal of Petroleum**. v. 25, n. 3, p. 391-396, 2016.

JANK, A.; MULLER, W.; WALDHUBER, S.; GERKE, F.; CHRISTIAN, E.; BOCKREIS, A. Hydrocyclones for the separation of impurities in pretreated biowaste. **Waste Management**. v. 64, p. 12-19, 2017.

JIMÉNEZ, S.; MICÓ, M. M.; ARNALDOS, M.; MEDINA, F.; CONTRERAS, S. State of the art of

produced water treatment. **Chemosphere**. v. 192, p. 186-208, 2018.

KUSWORO, T. D.; ARYANT, N.; QUDRATUN; UTOMO, D. P. Oilfield produced water treatment to clean water using integrated activated carbon-bentonite adsorbent and double stages membrane process. **Chemical Engineering Journal**. v. 347, p. 462-471, 2018.

KUSWORO, T. D.; UTOMO, D. P.; ARYANT, N.; QUDRATUN. Synergistic effect of UV irradiation and thermal annealing to develop high performance polyethersulfone-nano silica membrane for produced water treatment. **Journal of Environmental Chemical Engineering**. v. 5, p. 3290-3301, 2017.

LU, D.; LIU, Q.; ZHAO, Y.; LIU, H.; MA, J. Treatment and energy utilization of oily water via integrated ultrafiltration-forward osmosis–membrane distillation (UF-FO-MD) system. **Journal of Membrane Science**. v. 548, p. 275-287, 2018.

LU, J.; WANG, X.; SHAN, B.; LI, X.; WANG, W. Analysis of chemical compositions contributable to chemical oxygen demand (COD) of oilfield produced water. **Chemosphere**, v. 62, p. 322-331, 2006.

MELO, R. P. F.; BARROS NETO, E. L.; NUNES, S. K. S.; CASTRO DANTAS, T. N.; DANTAS NETO, A. A. Removal of Reactive Blue 14 dye using micellar solubilization followed by ionic flocculation of surfactants. **Separation and Purification Technology**. v. 191, p. 161-166, 2018.

PAIXÃO, M. V. G., BALABAN, R. G. Application of guar gum in brine clarification and oily water treatment. **Internacional Journal of Biolical. Macromolecules**, v. 108, p. 119-126, 2018.

PIEMONTE, V., PRISCIANDARO, M., PAOLA, L., BARBA, D. Membrane Processes for the Treatment of Produced Waters. **Chemical Engineering Transactions**. v. 43, p. 2299-2304, 2015.

PRESTRELO, R. C. **Aplicação do conceito de produção mais limpa no gerenciamento do uso da água em atividades terrestres de exploração e produção de petróleo**. 2006. Dissertação (Mestrado em Gerenciamento e Tecnologias Ambientais no Processo Produtivo) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2006.

SATHTHASIVAM, J.; LOGANATHAN, K.; SARP, S. An overview of oil–water separation using gas flotation systems. **Chemosphere**. v. 144, p. 671-680, 2016.

SBARBARO, D. On the Port-Hamiltonian Models of some Electrochemical Processes. **IFAC-PapersOnLine**. v. 51, p. 38-43, 2018.

SHPINER, R.; LIU, G.; STUCKEY, D. C. Treatment of oilfield produced water by waste stabilization ponds: Biodegradation of petroleum-derived materials. **Bioresource Technology**, v. 100, n. 24, p. 6229-6235, 2009.

SILVA, P. K. L. **Remoção de óleo da água de produção por flotação em coluna utilizando tensoativos de origem vegetal**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte, 2008.

SOUZA, J. S. B. **Tratamento de água produzida utilizando microemulsão para redução do teor de óleos e graxas e salinidade**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2017.

SOUZA, J. S. B.; PALMEIRA, J. B. A.; GÓIS, L. M. N.; SANTOS, L. C. L. **Estudo das técnicas de caracterização e tratamento da água produzida de petróleo visando sua reinjeção**. In: I Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Campina Grande, 2015.

TAWALBEH, M.; MOJILY, A.; OTHMAN, A.; HILAL, N. Membrane separation as a pre-treatment process for oily saline water. **Desalination**, 2018.

VIEIRA, G. C. B. C. **Estudo das técnicas de tratamento da água produzida no poço 01-QB-04-BA visando sua reinjeção.** 2012. 55f. Monografia (Bacharelado em Engenharia de Minas com Habilitação em Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2012.

VIEIRA, V. M. **Água produzida no Segmento onshore de petróleo – caracterização de cenários na Bahia e prospecção de soluções para gerenciamento.** 2011. Dissertação (Mestrado em Geologia Ambiental, Recursos Hídricos e Hidrogeologia) – Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2011.

WEI, H.; GAO, B.; REN, J.; LI, A.; YANG, H. Coagulation/flocculation in dewatering of sludge: A review. **Water Research.** v. 143, p. 608-631, 2018.

WINSOR, P. A. Hidrotopy, solubilization and related emulsification processes I to VIII. **Transactions Faraday Society.** v. 44, p. 376, 1948.

YU, L.; HAN, M.; HE, F. A review of treating oily wastewater. **Arabian Journal of Chemistry.** v. 10, n. 2, p. 1913-1922, 2017.

Agência Brasileira do ISBN
ISBN 978-85-7247-195-4

