

COLEÇÃO
DESAFIOS
DAS
ENGENHARIAS:

ENGENHARIA QUÍMICA 2



CLEISEANO EMANUEL DA SILVA PANIAGUA
(ORGANIZADOR)

Atena
Editora
Ano 2021

COLEÇÃO
DESAFIOS
DAS
ENGENHARIAS:

ENGENHARIA QUÍMICA 2



CLEISEANO EMANUEL DA SILVA PANIAGUA
(ORGANIZADOR)

Atena
Editora
Ano 2021

Editora chefe

Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Editora executiva

Natalia Oliveira

Assistente editorial

Flávia Roberta Barão

Bibliotecária

Janaina Ramos

Projeto gráfico

Camila Alves de Cremo

Daphynny Pamplona

Luiza Alves Batista

Maria Alice Pinheiro

Natália Sandrini de Azevedo

Imagens da capa

iStock

Edição de arte

Luiza Alves Batista

2021 by Atena Editora

Copyright © Atena Editora

Copyright do texto © 2021 Os autores

Copyright da edição © 2021 Atena Editora

Direitos para esta edição cedidos à Atena Editora pelos autores.

Open access publication by Atena Editora



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

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

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

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

Conselho Editorial

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

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

Profª Drª Ana Grasielle Dionísio Corrêa – Universidade Presbiteriana Mackenzie

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

Profª Drª Carmen Lúcia Voigt – Universidade Norte do Paraná

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

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

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

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

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

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

Inclui bibliografia

ISBN 978-65-5983-536-2

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

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

CDD 660

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos - CRB-8/9166

Atena Editora

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

www.atenaeditora.com.br

contato@atenaeditora.com.br

DECLARAÇÃO DOS AUTORES

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

DECLARAÇÃO DA EDITORA

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

APRESENTAÇÃO

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

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

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

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

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

Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1..... 1

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


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

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

CAPÍTULO 2..... 9

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

Davi Vieira Gomes
Maria Alice Prado Cechinel

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

CAPÍTULO 3..... 18

CINÉTICA DE ADSORÇÃO DE IVERMECTINA EM CARVÃO ATIVADO FUNCIONALIZADO COM GRAFENO


Eduardo Possebon
Marcelo Fernandes Vieira

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

CAPÍTULO 4..... 34

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

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


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

CAPÍTULO 5..... 45

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

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


Andréa Oliveira Nunes

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

CAPÍTULO 6..... 57

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


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

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

CAPÍTULO 7..... 74

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


Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua
Valdinei de Oliveira Santos

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

CAPÍTULO 8..... 87

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


Edison Paulo de Ros Triboli
Letícia Giuliani Yashiki

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

CAPÍTULO 9..... 93

PRODUÇÃO DE BIODIESEL UTILIZANDO ÓLEO DE FRITURA E ÓLEO DE SOJA

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






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

CAPÍTULO 10..... 101


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

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

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

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

Raimundo Nonato Calazans Duarte

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


CAPÍTULO 17.....215

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

Afonso Poli Neto

Herbert Duchatsch Johansen

Marcelo Telascrêa

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

CAPÍTULO 18.....229

BEBIDA FERMENTADA DE CAMOMILA COM COGUMELO *AGARICUS BRASILIENSIS*

Joseane Martins de Oliveira

Édipo Gulogurski Ribeiro


Meakaythacher Massayumi Takayanagui

Ana Carolina Dobrychtop

Camila Kaminski

Herta Stutz

Sueli Pércio Quináia

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

SOBRE O ORGANIZADOR.....238

ÍNDICE REMISSIVO.....239

INJEÇÃO DE POLÍMEROS ACIMA DA PRESSÃO DE FRATURA DA FORMAÇÃO COMO MÉTODO DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Data de aceite: 27/09/2021

Maria do Socorro Bezerra da Silva

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
– Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Química. Natal – Rio Grande do Norte

Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Universidade Federal do Rio Grande do Norte
– Programa de Pós-Graduação em Ciência e
Engenharia de Petróleo. Natal – Rio Grande do
Norte

RESUMO: Sem dúvida, a demanda global de energia está aumentando anualmente e o aumento da recuperação avançada de petróleo (EOR) em reservatórios maduros é de importância crucial. A injeção de polímero é um método químico favorável devido ao seu impacto na eficiência de varrido do poço. Um problema desafiador na injeção de polímero é o impacto da taxa de cisalhamento na viscosidade do fluido polimérico. Neste contexto, alguns autores investigam o uso do fraturamento hidráulico para uma possível redução do cisalhamento mecânico nas proximidades do poço. Segundo eles, esta técnica desempenha um papel importante na viabilidade de cenários de injeção de polímero devido ao aumento da injetividade e redução da taxa de cisalhamento. Este estudo, tem como objetivo geral, analisar a eficiência da injeção de polímeros, acima da pressão de fratura da formação, como método de recuperação avançada de petróleo, em um reservatório heterogêneo com óleo de viscosidade moderada

e reservatórios horizontais, por meio de uma revisão bibliográfica de trabalhos mais relevantes ao tema.

PALAVRAS-CHAVE: Recuperação Avançada de Petróleo, Reservatórios fraturados, Reservatórios horizontais, Injeção de polímeros.

ABSTRACT: Without a doubt, global energy demand is increasing annually and increasing advanced oil recovery (EOR) in mature reservoirs is of crucial importance. Polymer injection is a favorable chemical method due to its impact on well sweep efficiency. A challenging problem in polymer injection is the impact of shear rate on the viscosity of the polymer fluid. In this context, some authors investigate the use of hydraulic fracturing for a possible reduction of mechanical shear in the vicinity of the well. According to them, this technique plays an important role in the feasibility of polymer injection scenarios due to increased injectivity and reduced shear rate. The general objective of this study is to analyze the efficiency of polymer injection, above the formation fracture pressure, as a method of advanced oil recovery, in a heterogeneous reservoir with moderate viscosity oil and horizontal reservoirs, through a review bibliographic of works most relevant to the subject.

KEYWORDS: Advanced Oil Recovery, Fractured Reservoirs, Horizontal Reservoirs, Polymer Injection.

INTRODUÇÃO

É notável que a demanda global de energia está aumentando anualmente e o

aumento da recuperação de petróleo (EOR) de reservatórios maduros é de importância crucial. A injeção de água ainda é a técnica mais usada para aumentar a recuperação em um reservatório de óleo candidato; posteriormente, o EOR químico é uma opção razoável para aumentar ainda mais a recuperação. A injeção de polímero é um método EOR químico favorável devido ao seu impacto na eficiência de varrido (Standnes e Skjevraak 2014). A injeção de polímeros é reconhecida como um método químico de EOR que melhora a eficiência de varrido, reduzindo a razão de mobilidade entre o óleo e a água. Como principais vantagens do método pode-se citar a antecipação da produção de óleo e uma melhoria no gerenciamento dos fluidos injetados e produzidos. Contudo, as soluções poliméricas na maioria das vezes são injetadas em reservatórios altamente complexos, com alto teor de salinidade, dureza e temperatura elevada. Portanto, antes da implementação desse método de recuperação faz-se necessário um estudo prévio da influência desses fatores sobre as soluções poliméricas e seus efeitos na eficiência de recuperação de óleo (BENTO, 1982).

O uso de poços horizontais na Recuperação Avançada de Petróleo (EOR) pode ajudar a atingir esse objetivo. Muitos projetos de poços horizontais em todo o mundo confirmaram sua eficácia nas taxas de injeção bem como no aumento da produção, levando a melhores desempenhos no aumento das reservas (Joshi e Ding, 1996). Na injeção de polímeros, o uso de poços horizontais reduz significativamente as restrições de injetividade associadas aos poços verticais, e aos pares injetor / produtor de poços horizontais, e podem melhorar o varrido da área, diminuindo os critérios de uso de polímero (Taber e Seright 1992). Estes poços agora não são apenas usados como poços de produção, mas também em aplicações EOR devido às suas vantagens sobre os poços verticais. As principais vantagens dos poços horizontais em relação aos verticais incluem eficiência de varrido, aumento da produção e uma diminuição no número de poços verticais. Segundo Joshi (1991) um poço horizontal de 600 a 1200 m pode substituir vários poços verticais e sua principal desvantagem é o custo inicial.

Fraturas expostas (naturais ou induzidas) também têm um impacto substancial na injeção de polímero, principalmente sob condições de fratura induzida (Van den Hoek et al. 2009). Particularmente, em reservatórios de baixa mobilidade, grandes fraturas podem ser induzidas durante a vida do poço. Como as soluções de polímero são mais viscosas do que a água, a injeção acima da pressão de fratura da formação será ainda mais provável durante uma injeção de polímero. Sob as circunstâncias adequadas, a injeção acima da pressão de fratura pode aumentar significativamente (1) a injetividade da solução de polímero e a vazão de fluido para o padrão do reservatório, (2) reduzir o risco de degradação mecânica para soluções de poliácridamida, (quando são utilizadas) e (3) aumentar a eficiência do varrido. Assim, a geração de fraturas e injeção da acima da pressão de fratura é sugerida por vários autores (por exemplo, Seright et al. 2011; Manichand et al. 2013; Thakuria et al. 2013; Haynes et al. 2013) para manter ou melhorar a injetividade.

Como a faixa de aplicação da injeção de polímero é estendida para recuperar óleos

mais viscosos com o uso de polímeros em altas concentrações e com pesos moleculares muito altos, uma melhor compreensão da reologia do polímero em meios porosos e a modelagem numérica precisa são essenciais para uma implementação em campo bem-sucedida (Delshad, 2008).

Este estudo tem como o objetivo geral investigar a injeção de solução polimérica, com a finalidade de criar condições ótimas de injeção de polímeros acima da pressão de fratura da formação em reservatórios heterogêneos. Neste contexto busca contribuir para o melhor entendimento dos processos de recuperação avançada de petróleo envolvidos na produção de reservatórios fraturados, assim como o impacto de cada um dos principais parâmetros que condicionam o fluxo no meio poroso fraturado por meio da injeção de polímeros. Este estudo justifica-se pelo fato de poucos autores tratarem deste tipo de método químico em reservatórios heterogêneos como mostram as referências utilizadas.

METODOLOGIA

Este estudo foi desenvolvido de forma teórica, visto que ainda não possível o acesso ao laboratório de Simulação Numérica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte – UFRN, devido ao tempo de pandemia. Neste contexto, procurou-se incluir neste estudo os trabalhos mais atuais no tema em discussão, assim como aqueles que sigam metodologia semelhante ao proposto de forma prática, para haver de fato resultados similares, usando como suporte principalmente a plataforma *OnePetro* e o *Google*.

Os resultados analisados neste estudo foram obtidos por ferramentas computacionais. Na engenharia de petróleo, a simulação numérica de reservatórios é uma ferramenta importante para auxiliar o processo de seleção de estratégias de produção, principalmente em condições não convencionais, como os reservatórios heterogêneos. A geração de ferramentas que auxiliam a tomada de decisão de forma rápida e confiável tem se tornado mais comum em todos os setores produtivos. O dinamismo das mudanças dos mercados e das tecnologias mundiais traz a necessidade de adaptação cada vez mais veloz das indústrias, de forma robusta e minimizando os riscos (Bordeaux, 1986).

REFERENCIAL TEÓRICO

A motivação inicial para o desenvolvimento deste estudo surge com uma demanda crescente de exploração e produção de petróleo em reservatórios já existentes. Os chamados reservatórios não-convencionais (RNC) foram responsáveis por uma revolução no volume e perfil de produção nos EUA e agora despertam interesse em todo o mundo. Na maioria dos RNC o desenvolvimento da produção vem sendo viabilizado através de poços horizontais com múltiplas fraturas transversais. Os reservatórios de petróleo desta natureza consistem, atualmente, na maioria das rochas acumuladoras de hidrocarbonetos. No Brasil, encontram-se os campos do Canto do Amaro na bacia Potiguar e o de Jabuti em Marlim

Leste na Bacia de Campos e, mais recentemente, foram encontradas fraturas naturais em alguns campos do pré-sal na Bacia de Santos. Alguns trabalhos têm sido desenvolvidos para tentar diminuir a lacuna existente no entendimento destes reservatórios, porém, ainda se tem um caminho longo a percorrer até que se desenvolva um conhecimento sólido ante ao grande desafio que são os reservatórios fraturados naturalmente ou artificialmente.

Van Golf-Racht (1982) define uma fratura de uma forma específica como uma superfície em que ocorreu uma perda de coesão e, de uma forma geral, como uma descontinuidade quebrando leitos de rocha em blocos ao longo de fissuras. Reiss (1980) afirma que essas descontinuidades introduzem dificuldades consideráveis em descrever tanto a estrutura interna quanto o fluxo de fluido através da fratura (Reiss, 1980, p. 3). Geralmente estes reservatórios são diferenciados entre reservatórios fraturados naturalmente e reservatórios fraturados hidráulicamente. Conforme explicado por Ramirez et al. (2007), reservatórios fraturados naturalmente contêm fraturas com anisotropia de permeabilidade significativa que ocorreram naturalmente.

Em relação a injeção de polímeros, método químico analisado juntamente com o fraturamento hidráulico, para uma implementação adequada da injeção de polímeros, é necessário ter uma propagação uniforme de polímero em meios porosos. Além disso, uma concentração ótima de polímero, viscosidade adequada e taxa de mobilidade apropriada, podem ajudar consideravelmente na obtenção de injeções ótimas de polímeros. O uso deste método, neste tipo de reservatório, é recomendado acima da pressão de fratura para evitar o cisalhamento da solução e a degradação da solução. Com a fratura da formação a área de superfície aumenta e com isso a velocidade do fluido injetado diminui, evitando que a solução sofra degradação.

A injeção de polímeros é utilizada para reservatórios relativamente heterogêneos, com altas razões de mobilidade, neste caso portanto, baixas eficiências de varrido são obtidas. Esse método tem como principal finalidade aumentar a viscosidade (μ) do fluido injetado e com isso diminuir a razão de mobilidade entre esse fluido e o óleo, consequentemente a eficiência de varrido tende a aumentar já que o óleo passa a ser deslocado com mais eficiência. As fraturas são heterogeneidades frequentemente encontradas em reservatórios de petróleo que podem afetar de forma relevante o fluxo dos fluidos nele contidos, seja por incrementarem a permeabilidade do meio, criando caminhos preferenciais de escoamento, seja por imporem algum tipo de barreira ao fluxo.

De acordo com os critérios estabelecidos por Dickson et al. (2010), um reservatório com as propriedades listadas na Tabela 1 torna um campo um excelente candidato para inundação de polímero. Além disso, Taber et al (1997) recomenda reservatórios de arenito (Taber et al., 1997) com critérios semelhantes aos de Dickson et al (2010) para inundação de polímero.

Propriedades	valores
Densidade do óleo (API)	>15
Saturação do óleo in-situ (cP)	10-1000
Profundidade do reservatório (ft)	800-9000
Temperatura do reservatório (°C)	<77
Saturação do óleo (%)	>30
Salinidade da formação (ppm)	<3000 se $(10 < u < 10^2)$

Tabela 1 – Critérios de para a injeção de polímeros. (Dickson et al., 2010).

De acordo com Seright (2016) a primeira aplicação da injeção de polímeros foi por volta da década de 1960 ainda com poucos estudos científicos que comprovavam a eficiência desse método. Melo et al (2002) afirmam que a injeção de polímeros vem sendo utilizada como um método de recuperação durante décadas. No artigo publicado pelos autores, é estudada a aplicação desse método em três campos brasileiros: Canto do Amaro (Rio Grande do Norte), Buracica (Bahia) e Carmópolis (Sergipe). Os autores falam da importância da implementação da injeção de polímeros para a Petrobras pois faz com que a empresa adquira mais experiência nesse método. Todos os passos necessários para a implementação são apresentados, inclusive a seleção do polímero a ser utilizado que nesse caso foi a Poliácridamida Parcialmente Hidrolisada (PHP). Wang et al. (2007) publicaram uma pesquisa que traz resultados após 12 anos de experiência com injeção de polímeros no campo de Daqing na China. Um dos resultados apresentados foi que a concentração de 1000 mg/L trouxe mais resultados positivos, podendo chegar em 2000 mg/L em poços mais afastados. Outros resultados explicitados são o volume de injeção de polímeros ideal para o campo em questão e também o peso molecular dos polímeros.

Gumpenberger et al. (2012) declaram que em um projeto piloto no campo de Matzen na Áustria os polímeros sofreram degradação por taxa de cisalhamento na região próxima ao poço em pressões abaixo da pressão de fratura da formação. Segundo os autores, a pressão de injeção de polímeros pode ser administrada acima da pressão de fratura já que com a fratura da formação e a área de superfície aumenta, e com isso a velocidade do fluido injetado diminui, melhorando a eficiência de varrido e evitando que o polímero sofra a degradação pela taxa de cisalhamento. Em suas pesquisas, Solomon Ofori, (2017) afirma que, acima da pressão de fratura, 6 m, velocidade passa a ser de 3,1 m/dia. A velocidade diminui com o aumento da fratura, e neste caso a solução não sofre degradação mecânica. Segundo Al-Shakry et al. (2019) a injetividade e a estabilidade dos polímeros ainda são os desafios que a injeção de polímeros encontra para que esse método seja ainda mais eficaz. Os autores afirmam que a HPAM, polímero mais utilizado na indústria, tem um comportamento reológico diferente próximo ao poço e em regiões profundas do reservatório, de modo que próximo ao poço a solução polimérica sofre degradação por cisalhamento já que o escoamento é turbulento, porém em regiões profundas o escoamento

é laminar e o polímero não sofre dessa mesma degradação. Para diminuir essa degradação é necessário diminuir a vazão de injeção e com isso ocorre a diminuição da recuperação de óleo. Al-Shakry et al. analisaram o efeito da permeabilidade no fluxo do polímero e chegam à conclusão de que a solução polimérica flui com mais facilidade em regiões de alta permeabilidade e, portanto, é importante injetar o polímero a uma pressão acima da pressão de fratura para criar zonas de altas permeabilidades.

DISCUSSÃO

Os resultados analisados nas referências referentes ao tema mostram que as fraturas hidráulicas induzidas melhoram o fator de recuperação de reservatórios homogêneos e heterogêneos devido a um aumento na injetividade da injeção de polímero, embora em reservatórios verticalmente heterogêneos, as fraturas induzidas não sejam muito eficazes. Os resultados também mostram que as fraturas induzidas são mais bem-sucedidas em reservatórios com óleo viscoso.

Segundo Abbasi et al., (2017), em reservatórios heterogêneos e fraturas horizontais, o fator de recuperação para a injeção de polímeros é maior que em reservatórios homogêneos. Em seu estudo comparativo entre reservatórios homogêneos e heterogêneos com e sem fraturas, ele encontrou que fraturas hidráulicas podem melhorar o efeito da injeção do polímero no aumento do fator de recuperação de óleo em torno de 86% em comparação com a injeção de polímero de um reservatório homogêneo não fraturado, segundo a figura 1.

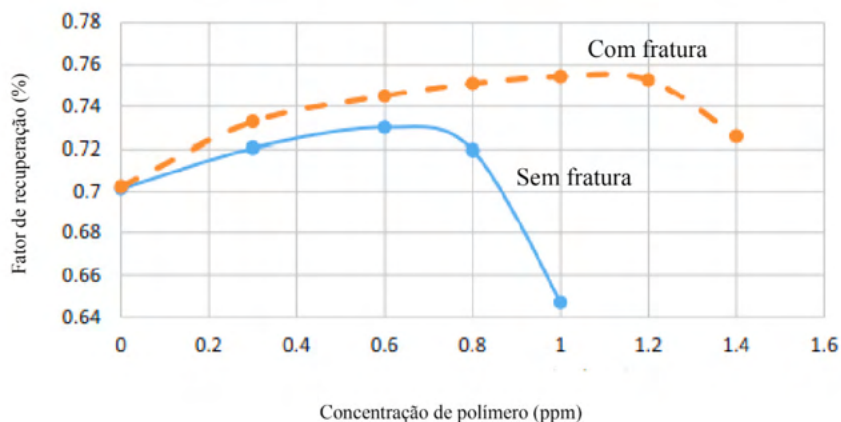


Figura 1 – Fator de recuperação do óleo versus concentração de polímero com e sem fratura no reservatório homogêneo. (Abbasi et al., 2017).

Mesmo sendo declarado em seu artigo que a presença da fratura aumenta o fator de recuperação quando se injeta a solução de polímeros com alta concentração de

polímero, observa-se na figura 1 que, a partir da concentração do polímero de 1,2 (ppm), o fator de recuperação tende a diminuir. Esse efeito é observado ainda mais antecipado no reservatório sem fratura em aproximadamente 0,7 (ppm), ocorrendo uma drástica queda no fator de recuperação. Este efeito pode estar associado a degradação do polímero que foi omitida no artigo. A figura 2 mostra esta mesma análise realizada em um reservatório heterogêneo.

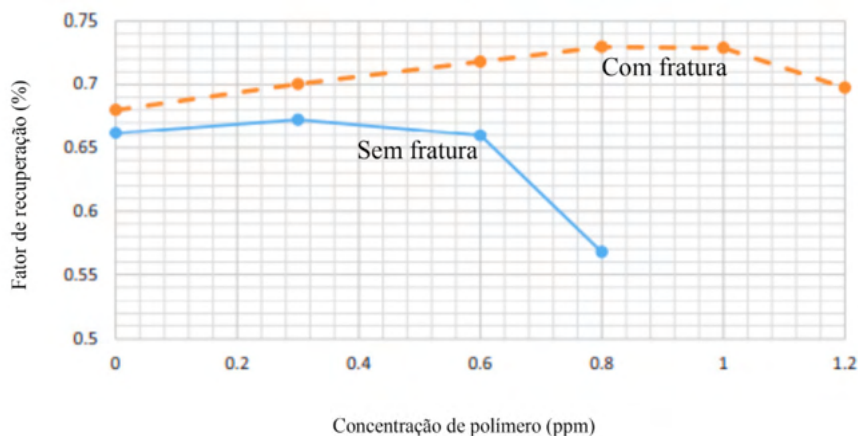


Figura 2 - Recuperação de óleo vs concentração de polímero para um reservatório heterogêneo com e sem fratura. (Abbasi et al., 2017).

Em um reservatório heterogêneo e com permeabilidade de 10,42 md, o fator de recuperação aumenta em 0,73 para a injeção de polímero com concentração de 0,8 (ppm) na presença da fratura e continua constante até a concentração de 1 (ppm), sofrendo uma diminuição em seguida. Neste reservatório, o fator de recuperação é melhor devido à alta permeabilidade que a fratura proporciona na formação. A diminuição no fator de recuperação é observada no reservatório sem fratura um pouco mais cedo, como mostrado na figura 2.

Outro parâmetro importante de se observar ao utilizar este método químico é a viscosidade. Em seu trabalho, Gumpenberger et al., (2012) discute que, as mudanças na viscosidade aparente da solução polimérica não é apenas uma função da vazão de injeção mas também dependem da concentração da solução. Isso pode ser visto na Figura 3 como a viscosidade aparente máxima da solução de polímero com uma concentração de 1000 ppm é cerca de duas vezes aquela da solução de polímero com uma concentração de 500 ppm, portanto, a viscosidade aparente máxima se correlaciona aproximadamente com a concentração de polímero. Eles apontam que a razão para isso é a interação mais longa das partículas de polímero em altas concentrações em oposição a concentrações mais baixas, onde há uma interação de partículas de polímero reduzida (Gumpenberger et al., 2012).

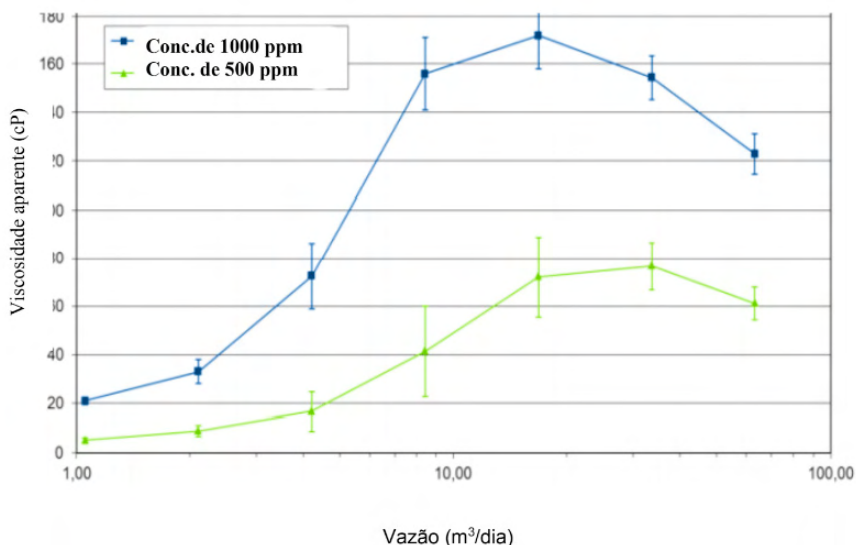


Figura 3 - Viscosidade aparente da solução de polímero em função da vazão. (Gumpenberger et al., 2012).

Usando duas concentrações de solução de polímero diferentes, de 500 e 1000 ppm, e vazões variáveis, eles descobriram que a viscosidade aparente aumentou até um máximo e depois disso, a viscosidade aparente começou a diminuir devido à degradação do polímero, conforme mostrado na Figura 3. A degradação do polímero ocorreu a uma vazão de 18 m/dia e 35 m/dia para 1000 e 500 ppm, respectivamente (Gumpenberger et al., 2012).

Ainda neste estudo, para analisar como a viscosidade aparente mudaria conforme a solução de polímero se propaga da região próxima ao poço em partes mais profundas do reservatório, eles usaram o efluente da injeção, ou seja, solução de polímero pré-cislhada em diferentes vazões. A solução de polímero efluente foi então reinjetada em um núcleo saturado de salmoura em vazões acima da vazão de fluxo no momento da amostragem. A figura 5 traz os resultados desta análise.

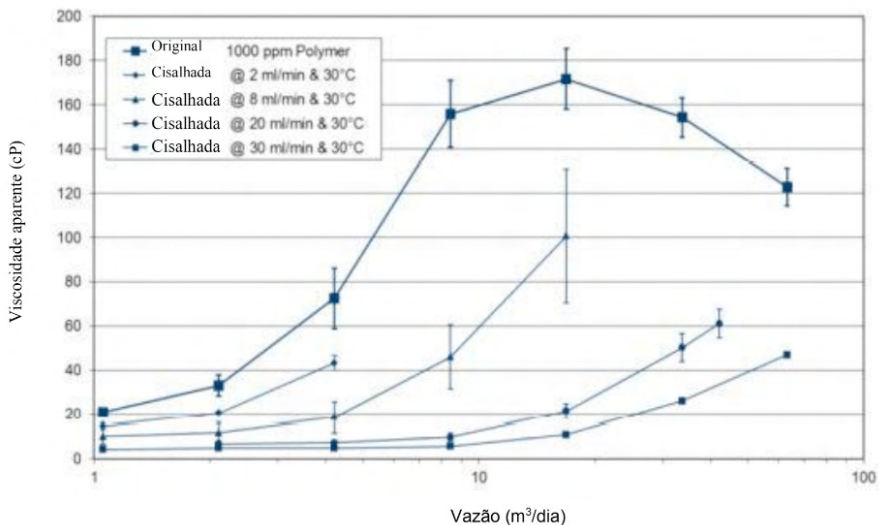


Figura 5 – Viscosidade aparente de polímeros pré-cisalhados. (Gumpenberger et al., 2012).

A figura 5 mostra as curvas para as soluções de polímero pré-cisalhadas em baixas vazões de fluxo. Por exemplo, a uma vazão de 4 m/d, uma perda significativa na viscosidade aparente pode ser detectada. Para taxas de fluxo mais altas, um efeito mais pronunciado pode ser observado. Eles afirmam que a perda irreversível de viscosidade pode ser atribuída à degradação física do polímero à medida que ele se move através dos poros (Gumpenberger et al., 2012).

Zechner e Clemens (2015) também avaliaram a viscosidade da solução de polímero em função da concentração para vários polímeros. Os resultados mostraram que o polímero mais eficaz foi um polímero de poliácridamida com alto peso molecular. Biopolímeros foram desconsiderados porque um teste de injeção realizado na década de 1980 mostrou uma alta degradação dos polímeros por microrganismos. Neste estudo, duas soluções, uma de 500 ppm e 1000 ppm foram injetadas em um reservatório. As viscosidades aparentes determinadas para a solução de 500 ppm foram menores do que para a solução de polímero de 1.000 ppm e ela aumentou com o aumento das velocidades de fluxo como mostra a figura 6.

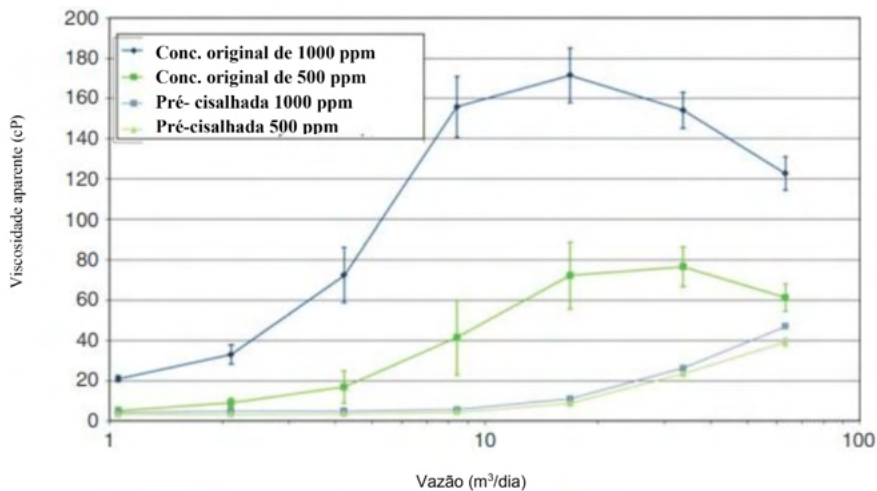


Figura 6 - Viscosidade aparente da solução de polímero a 30° C vs. Vazão. (Zechner e Clemens, 2015).

Na figura 6, as duas curvas superiores mostram a viscosidade vs. vazão da solução polimérica não cisalhada, ou seja a solução original nas concentrações de 500 ppm e 1.000 ppm, respectivamente. As duas curvas inferiores fornecem a viscosidade vs. vazão de fluxo de polímeros pré-cisalhados a 63 m/dia (30 cm³/min) nas mesmas concentrações mencionadas acima.

Segundo autores como Chauveteau (1981) e Seright (1983), em velocidades de fluxo muito altas, os polímeros de poliacrilamida de alto peso molecular são irreversivelmente degradados e, portanto, as viscosidades aparentes são reduzidas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise da injetividade é essencial, pois avalia, em primeiro lugar, o sucesso do projeto de injeção de polímeros. É de grande importância que o polímero não perca suas propriedades viscosas durante a injeção por causa da alta vazão de fluxo, pois leva ao afinamento por cisalhamento, reduzindo, portanto, a viscosidade. A perda de viscosidade da solução levaria a uma redução na eficácia do polímero e, conseqüentemente, na redução da eficiência de varrido.

A injeção de solução de polímero provavelmente terá que ser realizada acima da pressão de fratura para atingir uma alta injetividade e evitar degradação mecânica. Os critérios de seleção para tais projetos devem incluir as propriedades geomecânicas da rocha, bem como as propriedades convencionais (por exemplo, viscosidade do óleo, temperatura, salinidade).

Em reservatórios que não estão fraturados, a injeção de soluções de polímero de alta concentração necessariamente diminuirá a injetividade. Para manter as taxas de injeção

de polímero, os reservatórios selecionados devem permitir pressões de injeção mais altas. Um resultado importante encontrado foi o aumento no uso de reservatórios horizontais para aplicar a injeção de polímeros. Segundo alguns autores, estes reduzem significativamente as restrições de injetividade associadas aos reservatórios verticais.

REFERÊNCIAS

ABBASI J., RAJI B., RIAZI M., KALANTARIAS A. A simulation investigation of performance of polymer injection in hydraulically fractured heterogeneous reservoirs. *J Petrol Explor Prod Technol*, 7:813–820, 2017.

AL-SHAKRY B., SHIRAN B.S., SKAUGE T., SKAUGE A. *Polymer Injectivity: Influence of Permeability in the Flow of EOR Polymers in Porous Media*. Society of Petroleum Engineers, 2019.

BENTO, HERNANDES DE LEON ISMAEL, 1982- Recuperação avançada de óleo viscoso por injeção de polímero em diferentes temperaturas / Hernandes de Leon Ismael Bento. – Campinas, SP : [s.n.], 2015.

BORDEAUX REGO, FÁBIO, 1986 - Modelos rápidos de simulação aplicados à Injeção de polímeros em reservatórios heterogêneos / Fábio Bordeaux Rego. – Campinas, SP : [s.n.], 2016.

CHAUVETEAU G. Molecular Interpretation of Several Different Properties of Flow of Coiled Polymer Solutions Through Porous Media in Oil Recovery Conditions. Presented at the 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society Engineers of AIME, San Antonio, Texas, USA, 5–7 October, 1981.

DELSHAD M., KIM D.H., MAGBAGBEOLA O.A., HUH C., POPE G.A., TARAHOM F. Mechanistic interpretation and utilization of viscoelastic behavior of polymer solutions for improved polymer-flood efficiency. In: *SPE symposium on improved oil recovery*. Society of Petroleum Engineers, 2008.

DICKSON, J.L., LEAHY-DIOS, A., WYLIE, P.L., 2010. Development Of Improved Hydrocarbon Recovery Screening Methodologies.

GUMPENBERGER T., DECKERS M., KORNBERGER M. Experiments and Simulation of the Near-Wellbore Dynamics and Displacement Efficiencies of Polymer Injection, Matzen Field, Austria. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 11–14 November, 2012.

HAYNES, A.K., CLOUGH, M.D., FLETCHER, J.P. The Successful Implementation of a Novel Polymer EOR Pilot in the Low-Permeability Windalia Field. Presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2–4 July, 2013.

JOSHI, S.D., 1991a. HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY, 287 pp.

JOSHI, S.D., Ding, W. *Horizontal Well Application: Reservoir Management*, 1996.

MANICHAND, R.N., MOE SOE LET, K.P., QUILLIEN, B. Effective Propagation of HPAM Solutions Through the Tambaredjo Reservoir During a Polymer Flood. *SPE Prod & Oper* 28 (4): 358–368, 2013.

MELO, M. A. SILVA P.G.S., GODOY G.M.R., SANMARTIM A.N. Polymer Injection Projects in Brazil: Dimensioning, Field Application and Evaluation. *Spe/doi Improved Oil Recovery Symposium*, [s.l.], p.1-11, Society of Petroleum Engineers, 2002.

RAMIREZ, B., KAZEMI, H., OZKAN, E., AL-MATROOK, M., 2007. Non-Darcy Flow Effects in Dual-Porosity, Dual-Permeability, Naturally Fractured Gas Condensate Reservoirs.

REISS, L.H., 1980. *The reservoir engineering aspects of fractured formations*. Technip; London : Marketed and distributed by Graham & Trotman, Paris, 110 pp.

SERIGHT R.S. The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions. *SPE J.* 23 (3): 475–485, 1983.

SERIGHT, R. S. How much polymer should be injected during a polymer flood? In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2016.

SERIGHT, R.S., FAN, T., WAVRIK, K. New Insights Into Polymer Rheology in Porous Media. *SPE J.* 16 (1): 35–42, 2011.

STANDNES DC, SKJEVRAK I. Literature review of implemented polymer field projects. *J Pet Sci Eng* 122:761–775, 2014.

TABER, J.J., SERIGHT, R.S. *Horizontal Injection and Production Wells for EOR or Waterflooding*, 1992.

TABER, J.J., MARTIN, F.D., SERIGHT, R.S., 1997. EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering* 12 (03), 189–198.

THAKURIA, C., AMRI, M., SAQURI, K. Performance Review of Polymer Flooding in a Major Brown Oil Field of Sultanate of Oman. Presented at the *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, 24 July, 2013.

VAN GOLF-RACHT, T.D., 1982. *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Elsevier Scientific, Amsterdam, Oxford, 729 pp.

WANG D., SERIGHT R.S., SHAO Z., WANG J. Key aspects of project design for polymer flooding. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2007.

ZECHNER M, CLEMENS T, SURI A, SHARMA M.M. Simulation of polymer injection under fracturing conditions—an injectivity pilot in the Matzen field, Austria, 2015.

ÍNDICE REMISSIVO

A

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

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

Afluentes 19

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

Águas subterrâneas 75

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

Análise cromatográfica 216

Antibióticos 18, 80, 81

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

B

Bioadsorvente 238

Biochemical Oxygen Demand (BOD) 9, 10

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

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

C

Carvão ativado 3, 10, 18, 21, 32, 72

Cascas de maracujá 1, 2, 3, 4, 6, 7

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

Chemical Oxygen Demand (COD) 9, 10

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

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

Combustíveis fósseis 94, 102

Compressibilidade 196, 197

Corpos hídricos 19, 57, 59, 60, 70

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

D

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

Densidade aerada 89, 196, 197, 200

Densidade aparente 92, 196, 198

E

Efeito estufa 45, 46, 49, 94, 102

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

Efluentes domésticos 19

Efluentes industriais 59

Espalhamento de Luz Dinâmico (DLS) 217

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

F

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

Fraturas induzidas 150

Fraturas naturais 148

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

G

Garrafa PET 197

Grafeno 18, 21, 31, 218, 227

H

Hidrofobizada 1, 6, 8

Hormônios 18, 60, 77

I

Impacto ambiental 54, 55

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

Inhame 87, 88, 89, 90, 91

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

Ivermectina 18, 19, 21, 31, 32

M

Materiais particulados 196

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

Matrizes aquosas 74, 82

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

Microplásticos 77

N

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

O

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

Óleo de soja 93, 94, 95, 97, 98, 99

Óleo diesel 1, 4

Organic matter 9, 15, 16

P

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

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

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

Processos convencionais de tratamento de água e esgoto 18, 78

R

Reaproveitamento 123

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

Recursos hídricos 59, 61, 76, 82, 123

Renovável 93, 94, 95, 102, 104, 105

Reservatórios Não-Convencionais (RNC) 147

Resíduos agroindustriais 3, 5, 7, 122

S

Separação granulométrica 1, 4

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

Solução polimérica 147, 149, 150, 151, 154

Surfactantes 18, 34, 82

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

T

Transesterificação etílica 93, 98, 99

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

U

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

COLEÇÃO DESAFIOS DAS ENGENHARIAS:

ENGENHARIA QUÍMICA 2



www.atenaeditora.com.br



contato@atenaeditora.com.br



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



www.facebook.com/atenaeditora.com.br

COLEÇÃO DESAFIOS DAS ENGENHARIAS:

ENGENHARIA QUÍMICA 2



www.atenaeditora.com.br



contato@atenaeditora.com.br



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



www.facebook.com/atenaeditora.com.br