

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

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

## DECLARAÇÃO DOS AUTORES

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

## DECLARAÇÃO DA EDITORA

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

## APRESENTAÇÃO

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

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

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

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



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

Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua

## SUMÁRIO

### **CAPÍTULO 1..... 1**

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


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

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

### **CAPÍTULO 2..... 9**

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

Davi Vieira Gomes  
Maria Alice Prado Cechinel

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

### **CAPÍTULO 3..... 18**

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


Eduardo Possebon  
Marcelo Fernandes Vieira

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

### **CAPÍTULO 4..... 34**

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

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


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

### **CAPÍTULO 5..... 45**

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

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


Andréa Oliveira Nunes

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

**CAPÍTULO 6..... 57**

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


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

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

**CAPÍTULO 7..... 74**

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


Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua  
Valdinei de Oliveira Santos

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

**CAPÍTULO 8..... 87**

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


Edison Paulo de Ros Triboli  
Letícia Giuliani Yashiki

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

**CAPÍTULO 9..... 93**

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


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

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

**CAPÍTULO 10..... 101**

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

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

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

**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<sub>2</sub> 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**

## ANÁLISE DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO ATRAVÉS DA INJEÇÃO MISCÍVEIS DE CO<sub>2</sub> POR MEIO DE SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DO CASO UNISIM-II-H

Data de aceite: 27/09/2021

Data de submissão: 20/08/2021

### Ana Paula Pereira Santos

Universidade Federal do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia Civil  
Rio de Janeiro – RJ  
<http://lattes.cnpq.br/4530844733551453>

### Paulo Couto

Universidade Federal do Rio de Janeiro,  
Departamento de Engenharia Civil  
Rio de Janeiro – RJ  
<http://lattes.cnpq.br/4043162601071179>

**RESUMO:** A recuperação avançada de petróleo utilizando a injeção miscível de CO<sub>2</sub>, empregado na melhoria da produção aliado a necessidade de dar uma finalidade ao gás poluente, tem sido uma ferramenta importante e cada vez mais estudada. Neste trabalho são comparados diversos cenários de injeção contínua de água, contínua de CO<sub>2</sub> e injeção alternada de água e gás (Water Alternating Gas – WAG) para diferentes volumes injetados. Os fatores de recuperação de petróleo são obtidos através da simulação computacional por meio do software GEM (Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator) da CMG (Computer Modelling Group) utilizando o modelo de fluido composicional compatível com dados do pré-sal disponibilizado por Pedersen et al. (1989) e modelo de reservatório UNISIM-II-H, criado pela UNICAMP. Como resultados, houve

incremento na produção de óleo nos cenários de WAG, chegando a 48,5% no fator de recuperação, ultrapassando os fatores de recuperação de petróleo da injeção de água em até 10%.

**PALAVRAS-CHAVE:** Recuperação Avançada de Petróleo, Injeção Alternada de Água e Gás (WAG), Simulação Computacional, UNISIM-II-H.

### ADVANCED OIL RECOVERY ANALYSIS THROUGH MISCIBLE CO<sub>2</sub> INJECTION THROUGH COMPUTATIONAL SIMULATION OF THE UNISIM-II-H CASE

**ABSTRACT:** Advanced oil recovery using miscible CO<sub>2</sub> injection used to improve production, combined with the need to give a purpose to the polluting gas has been an important and increasingly studied tool. In this work, several scenarios of continuous water injection, continuous CO<sub>2</sub> injection and alternating water and gas injection (WAG) for different injected volumes are compared. The oil recovery factors are obtained through computer simulation using the GEM (Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator) software from CMG (Computer Modeling Group) using the compositional fluid model compatible with pre-salt data available by Pedersen et al. (1989) and the UNISIM-II-H reservoir model, created by UNICAMP. As a result, there was an increase in oil production in the WAG scenarios, reaching 48.5% in the recovery factor, surpassing the oil recovery factors from water injection by up to 10%.

**KEYWORDS:** Advanced Oil Recovery, Alternating Water and Gas Injection (WAG), Computer Simulation, UNISIM-II-H.

## 1 | INTRODUÇÃO

Para os reservatórios de petróleo, a forma de energia primária que dá origem a mecanismos de produção é dependente dos tipos de energias disponíveis para mover os fluidos, que pode mudar ao longo de sua vida produtiva. Na recuperação secundária de petróleo é realizada a suplementação ou ainda manutenção de pressão do reservatório através do deslocamento mecânico dos fluidos (Guo *et al.*, 2007; Rosa *et al.*, 2006). Após o declínio de produção através da recuperação primária, a repressurização do reservatório geralmente é realizada através de projeto de injeção de algum fluido imiscível, sendo o mais comum a injeção de água (Thomas, 2001; Rosa *et al.*, 2006).

Para recuperação adicional de óleo, melhorando fatores de eficiência, são empregados métodos de recuperação avançada. Na injeção de fluido que tenha interação de natureza química ou termodinâmica com o óleo a ser produzido ou com a rocha da formação, essa recuperação será conhecida como avançada. Os métodos de recuperação avançada mais utilizados são: químico, térmico, miscíveis e outros menos habituais (Thomas, 2001; Rosa *et al.*, 2006).

No método de recuperação por deslocamento miscível é caracterizado pela ausência de interface entre os fluidos deslocante e deslocado formando um sistema homogêneo composto por uma única fase. Este método é recomendado em situações de baixa eficiência de deslocamento já que ocasiona a redução de forças capilares e interfaciais (Nascimento, 2012).

Os fatores que afetam a recuperação por injeção de miscível podem estar em escala de poro ou escala de campo. Em escala de poros estão o deslocamento miscível direto e o fator de inchamento do óleo que vai ocorrer quando o solvente (gás miscível) se dissolve no óleo. Pode também ocorrer a extração de óleo pelo solvente que da mesma forma ocorre à medida que o solvente continua a fluir pelo óleo inicialmente desviado. A eficiência do deslocamento de óleo é afetada pela composição e pressão do solvente. Em escala de campo, a eficiência na recuperação de óleo vai ser afetada pelos fingers viscosos, canalizações de solvente através de canais de alta permeabilidade ou ainda pela sobreposição da gravidade devido a menor densidade do solvente que tende a segregar por gravidade para o topo e varrer apenas a parte superior da zona (Ahmed, 2001; Rosa *et al.*, 2006).

Na injeção de CO<sub>2</sub> pode haver a necessidade de complemento da injeção com gás de outras fontes ou injeção de água, já que o volume de gás reinjetado pode não ser suficiente para manter o reservatório acima da mínima pressão de miscibilidade (MMP) (Muggeridge *et al.*, 2013). A MMP é a mínima pressão que o reservatório deve apresentar para que ocorra a miscibilidade em primeiro contato ou em múltiplos contatos do gás injetado no óleo.

Entre os processos miscíveis, água alternada a gás (WAG) pode ser empregue como

uma técnica de EOR. A sua vantagem principal reside na combinação de dois fluidos, que pretendem melhorar a eficácia de varrimento macroscópica e microscópica (Lake, 1989) e (Camacho, 2017). A injeção WAG possibilita a injeção de gás em menor volume necessário para manter a pressão do reservatório, além reduzir a canalização do gás através do óleo, por meio de efeitos da permeabilidade relativa devido a redução da mobilidade do gás pela presença de água móvel nos espaços de poros, e melhora a varredura vertical devido a água ser mais pesada que o óleo, tendendo a ser deslocada para o fundo enquanto que o gás tende a se deslocar para o topo por ser mais leve (Stalkup, 1983 e Christensen et al., 2001).

## 2 | METODOLOGIA

### 2.1 Ferramentas computacionais

Para simulação computacional do caso modificado UNISIM-II-H na recuperação avançada de petróleo através da injeção miscível de CO<sub>2</sub> foram utilizados os softwares da empresa CMG (Computer Modelling Group LTD.) versão 2020.109 para simulação e versão 2015.1 para impressão dos gráficos.

- BUILDER software auxilia na construção de modelo de simulação realizando o pré-processamento dos dados de simulação (CMG, 2021).
- IMEX é um simulador que abrange Black oil e simulador não convencional modelando técnicas de recuperação primária e secundária para reservatórios de petróleo/gás convencionais e não convencionais (CMG, 2021).
- GEM é um Software de simulação de reservatório para modelagem de reservatório composicional e não convencional. A proposta de trabalho desenvolvida nesta dissertação utiliza o modelo UNISIM-II-H-BO modificando de black oil para composicional através da substituição do fluido com características PVT compatível com fluidos do pré-sal (CMG, 2021).
- CMOST é uma aplicação que apresenta importantes ferramentas como análise de sensibilidade (CMG, 2021).
- WINPROP é uma ferramenta é utilizada na caracterização de propriedades de fluidos para os simuladores CMG através de ensaios PVT de dados obtidos em laboratório a partir de uma amostra do fluido recombinada ou de uma amostra de fluido preservado extraída durante os testes de poço (CMG, 2021).

### 2.2 Modelo de fluido

A modelagem do fluido foi realizada com base em dados compatíveis com as informações do pré-sal brasileiro que em sua generalidade apresenta óleos voláteis, com densidade acima de 27° API e percentual de CO<sub>2</sub> acima de 3%. Os dados de óleo são disponibilizados por Pedersen et al. (1989) seguindo o modelo composicional caracterizado



no Winprop. Este modelo substituiu o modelo black oil presente no modelo de reservatório da UNISIM.

A caracterização e ajuste do fluido foi realizado seguindo metodologia em 6 passos contemplado no artigo de Mello et al. (2011). Para o ajuste do fluido composicional utilizado no reservatório com dados de liberação diferencial e pressão de saturação através de regressão pode-se dizer que foi positivo, apesar de não ter sido exato em todas as variáveis. Entretanto, é possível apontar que os resultados mostram um menor erro relativo aos dados experimentais correspondentes. Segue na tabela 1 a pseudocomposição do óleo e a respectiva fração molar.

Pseudocomponentes	Fração Molar
CO <sub>2</sub>	0,0355
N <sub>2</sub> -CH <sub>4</sub>	0,4589
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0548
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0370
IC <sub>4</sub> -NC <sub>4</sub>	0,0235
IC <sub>5</sub> -NC <sub>5</sub>	0,0160
FC <sub>6</sub>	0,0133
C <sub>7</sub> -C <sub>10</sub>	0,1007
C <sub>11</sub> -C <sub>15</sub>	0,0799
C <sub>16</sub> -C <sub>19</sub>	0,0474
C <sub>20</sub> +	0,1332
Total	1,0000

Tabela 1 - Pseudocomposição do óleo e respectiva fração molar.

A reinjeção de gás produzido de um campo de petróleo além de ser uma maneira conveniente de ter uma finalidade para o gás e auxilia na manutenção da pressão do reservatório. No entanto, o gás injetado também influencia na composição do equilíbrio de fases que através da sua miscibilidade no óleo pode melhorar a mobilidade. Para isso, a pressão mínima de miscibilidade precisa ser alcançada (Pedersen et al., 1989).

A escolha do número de pseudocomponentes do óleo ocorreu observando-se a os valores de mínima pressão de miscibilidade que foi estimado por meio de método computacional do algoritmo de Jessen (1998) descrito no trabalho de Mello et al. (2011). Para o fluido de 11 pseudocomponentes e método de ajuste de equação de estado de Coats e Smart (1986), a MMP registrada foi de 29.200 kPa com temperatura de reservatório de 92,8 °C. Apesar de diferente valor de temperatura de reservatório (o reservatório UNISIM-II é de 58.8 °C) espera-se um valor compatível com o encontrado na caracterização do fluido. Para isso, através do Winprop, foram verificados três métodos: simulação célula a

célula, método semi-analítico e método de mistura de células múltiplas que convergiram para valores próximos a MMP disponível.

### 2.3 Modelo físico do reservatório

O modelo de referência utilizado UNISIM-II possui 65 mil blocos ativos contendo células do grid com tamanho de 100 x 100 x 8 m e 16 fraturas (incluindo os limites do reservatório) que buscam refletir as heterogeneidades do reservatório (Correia et al., 2015), conforme mostrado na Figura 1. O modelo original UNISIM-II-H-BO consiste em um modelo de simulação com fluido black oil em que considera 3.257 dias (8,9 anos) de histórico de produção com mecanismo de injeção de água apenas. O modelo possui 11 poços produtores e 9 poços injetores. Entretanto, para o estudo dessa dissertação, a maior parte das informações foram preservadas, com pequenas alterações como:

- Substituição do fluido black oil por fluido composicional com características compatíveis a fluidos do pré-sal;
- Tempo total de simulação: pouco mais de 25 anos;
- 09 poços produtores e 10 poços injetores;
- A simulação original do modelo de referência UNISIM-II continha apenas injeção de água como método de recuperação. Após transformação do modelo original black oil em modelo composicional, foram realizadas simulações com injeção de água, injeção de gás e WAG (injeção alternada de água e gás).

Na Figura 1 é apresentado o mapa 3D de porosidade exibindo os poços produtores e injetores da simulação.

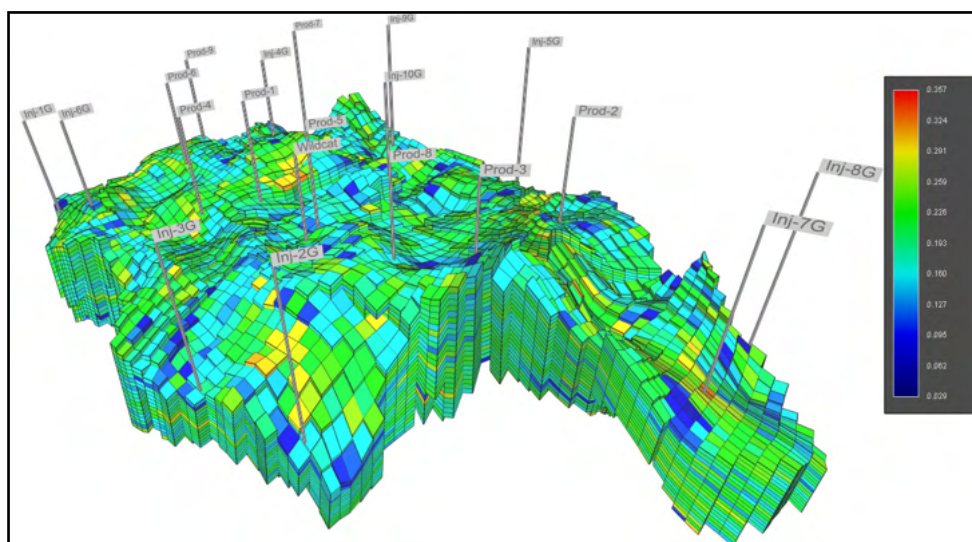


Figura 1: Posicionamento dos poços produtores e injetores no mapa 3D de porosidade.

## 2.4 Propriedades da rocha

Para simulação de reservatórios, os dados de incerteza das propriedades de entrada dos atributos geológicos são descritos como sendo propriedades estáticas (porosidade, permeabilidade da matriz e da fratura, espaçamento da fratura, net-to-gross e tipo de rocha) e propriedade dinâmica (permeabilidade relativa). Através da consulta do modelo no Builder, foi possível adquirir as propriedades da rocha reservatório da Tabela 2.

Temperatura inicial do reservatório (°C)	58,8
Pressão estática do reservatório (kPa)	44.129,9
Volume de óleo in place (m <sup>3</sup> STD)	286.260.000
Saturação inicial de água, Sw (%)	22
Profundidade do reservatório no topo (m)	4.639
Contato água-óleo (m)	9.999
Pressão de bolha (kPa)	26.790

Tabela 2 – Propriedades do reservatório.

## 2.5 Características operacionais

Os parâmetros utilizados nas simulações deste trabalho seguem os principais parâmetros operacionais do modelo UNISIM-II-H e estão disponíveis nas Tabelas 3 e 4.

Variável	Poços Produtores	Poços Injetores	Unidade
Taxa de água	-	Max. 5.000	m <sup>3</sup> /d
Taxa de líquido	Max. 3.000	-	m <sup>3</sup> /d
BHP	Min. 26.968	Max. 47.072	kPa

Tabela 3 – Principais parâmetros operacionais relacionado a cada poço – capacidade da plataforma.

Variável	Produção	Injeção	Unidade
Taxa máxima de água	19.078	38.157	m <sup>3</sup> /d
Taxa máxima de líquido	28.618	-	m <sup>3</sup> /d
Taxa máxima de óleo	28.618	-	m <sup>3</sup> /d
Taxa máxima de gás	8.000.000	8.000.000	m <sup>3</sup> /d

Tabela 4 – Principais parâmetros operacionais relacionado a todo campo – capacidade da plataforma.

Os poços do modelo UNISIM-II-H foram preservados, mantendo as completações originais. A tabela 5 mostra os poços que foram utilizados na simulação.

Poços Produtores	PROD-2/ PROD-3/ PROD-4/ PROD-5/ PROD-6/ PROD-7/ PROD-8/ PROD-9/ WILDCAT
Pocos Injetores	INJ-1/ INJ-2/ INJ-3/ INJ-4/ INJ-5/ INJ-6/ INJ-7/ INJ-8/ INJ-9/ INJ-10

Tabela 5 – Descrição dos poços do modelo de simulação.

### 3 | RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta etapa do trabalho encontram-se os principais resultados obtidos com as simulações realizadas para diferentes cenários de injeção de água, injeção miscível de CO<sub>2</sub> e injeção de WAG verificando-se suas respectivas recuperações de óleo. Para o método WAG, foram simuladas diferentes vazões e tempos de alternância de injeção de água e gás.

#### 3.1 Análise comparativa entre injeção contínua de água e a recuperação primária

Foram gerados vários cenários para simulação de injeção de água, tendo como parâmetros os limites operacionais descritos anteriormente. Na Tabela 6 é possível observar o aumento na eficiência do varrido e conseqüentemente a melhoria do fator de recuperação.

Vazão de Injeção de Água (m <sup>3</sup> /d)	Fator de Recuperação (%)
WATER_STW500	12,9
WATER_STW1000	22,4
WATER_STW1500	30,4
WATER_STW2000	36,9
WATER_STW2500	39,0
WATER_STW2860	39,5

Tabela 6 – Fatores de Recuperação para os diferentes cenários de injeção de água.

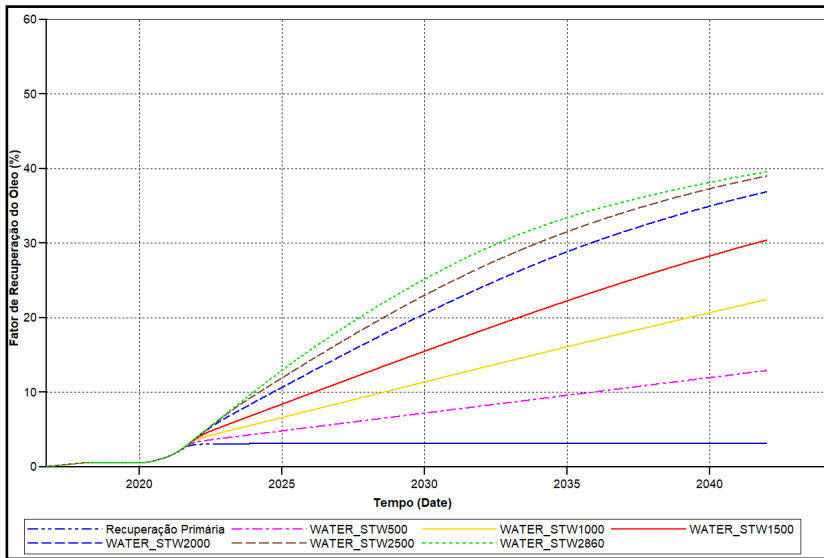


Figura 2 – Fator de recuperação de óleo para simulações de injeção contínua de água.

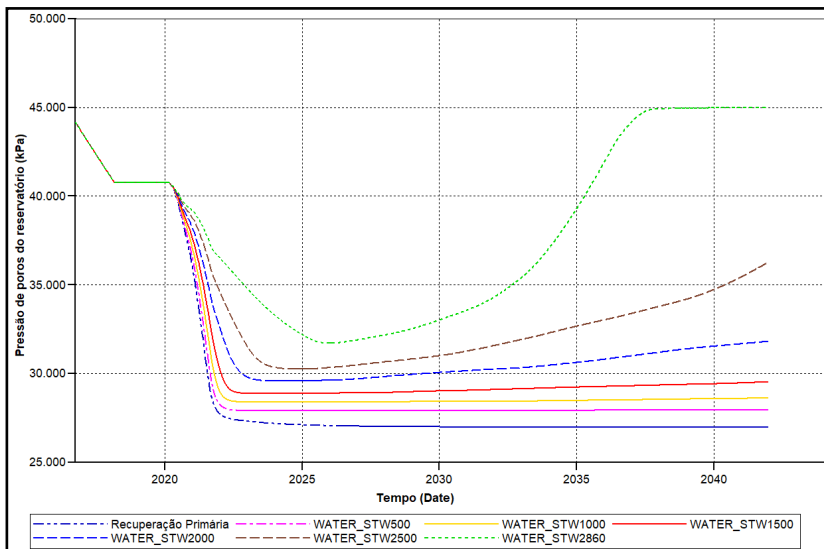


Figura 3 – Pressão de poros do reservatório na injeção contínua de água.

Pode-se observar que o melhor cenário de recuperação de óleo por injeção de água ocorre na injeção de 2.860 m<sup>3</sup>/d por poço. A vazão é limitada tanto pela pressão do reservatório, não sendo recomendado que a pressão seja superior a original do reservatório a fim de não ocasionar a formação de fraturas, e pela restrição de volume total de injeção de água da plataforma limitada em 38.157 m<sup>3</sup>/d (Figuras 2 e 3).

### 3.2 Análise comparativa entre injeção contínua de $\text{CO}_2$ e a recuperação primária

Foram construídos vários cenários para simulação de injeção de gás contendo 70% de  $\text{CO}_2$  e 30% de  $\text{CH}_4$  (na caracterização do fluido separou-se o pseudocomponente  $\text{N}_2\text{-CH}_4$ ), tendo como parâmetros os limites operacionais descritos anteriormente. A composição do gás injetado com proporção menor que 70% de  $\text{CO}_2$  gerou pressões mínimas de miscibilidades muito altas, inviabilizando a proposta do trabalho com injeção miscível de gás para recuperação avançada de óleo.

Tomando como exemplo o campo de Mero, no pré-sal brasileiro, a produção de óleo informada em março/2021 no site da ANP foi de 43.925 bbl/d, enquanto que a produção de gás chegou a 18.196 boe/d. Sendo a RGO de 414,3  $\text{m}^3/\text{m}^3$ , e tendo um percentual de  $\text{CO}_2$  que pode chegar a 45% do gás produzido, a produção neste campo seria de 1.301.850  $\text{m}^3/\text{d}$  apenas de  $\text{CO}_2$ .

Vazão de Injeção de Água ( $\text{m}^3/\text{d}$ )	Fator de Recuperação (%)
CO2_STG100mil	8,1
CO2_STG300mil	16,5
CO2_STG500mil	22,9
CO2_STG600mil	25,7
CO2_STG700mil	28,3
CO2_STG800mil	30,6

Tabela 7 – Fatores de Recuperação para os diferentes cenários de injeção de água.

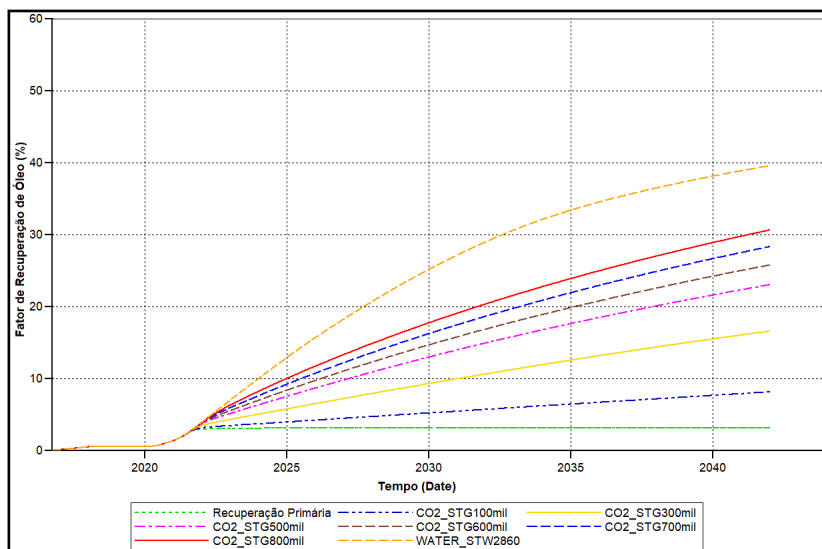


Figura 4 – Fator de recuperação de óleo para simulações de injeção contínua de  $\text{CO}_2$ .

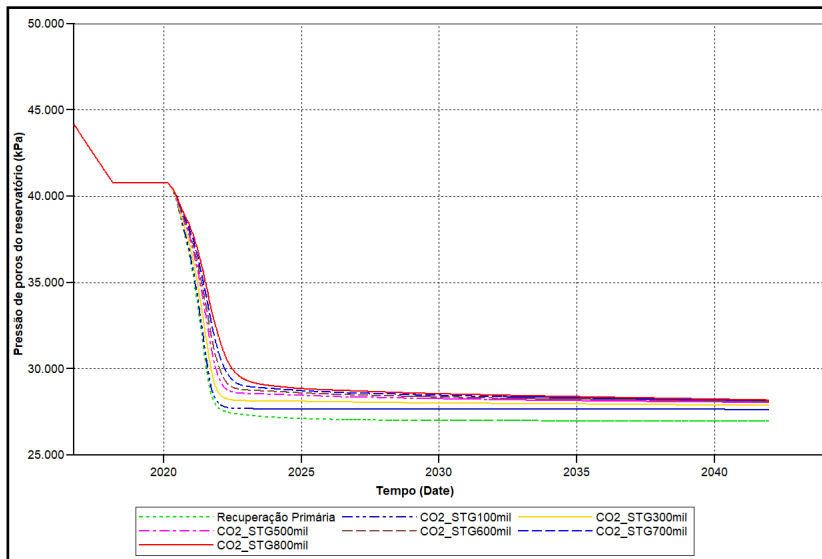


Figura 5 – Pressão de poros do reservatório na injeção contínua de CO<sub>2</sub>.

É demonstrado através da Figura 4 que o melhor cenário de recuperação de óleo por injeção de gás ocorre na injeção de 800 mil m<sup>3</sup>/d por poço. A vazão é limitada pela restrição de volume total de injeção de gás da plataforma limitada em 8 milhões m<sup>3</sup>/d. A Figura 5 ainda exhibe as baixas pressões no reservatório com a injeção de gás.

### 3.3 Análise da influência no fator de recuperação no modelo de injeção wag (water alternating gas)

Foram gerados cenários para simulação de injeção de gás contendo 70% de CO<sub>2</sub> e 30% de CH<sub>4</sub> (na caracterização do fluido separou-se o pseudocomponente N<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>) e injeção de água alternada em ciclos de 90 e 180 dias (3 e 6 meses), respeitando os parâmetros operacionais informados. Na Tabela 8 é possível observar o aumento na eficiência do varrido e consequentemente a melhoria do fator de recuperação.

Ciclo	Vazão de Injeção de Água (m <sup>3</sup> /d)	Vazão de Injeção de Gás (m <sup>3</sup> /d)	Fator de Recuperação (%)
3 meses	WATER_STW2860	CO2_STG800mil	41,6
3 meses	WATER_STW5000	CO2_STG800mil	48,1
3 meses	WATER_STW5000	CO2_STG700mil	47,7
3 meses	WATER_STW5000	CO2_STG500mil	45,9
3 meses	WATER_STW4500	CO2_STG800mil	48,3
3 meses	WATER_STW4500	CO2_STG700mil	47,2
3 meses	WATER_STW4500	CO2_STG500mil	45,0

6 meses	WATER_STW2860	CO2_STG800mil	40,8
6 meses	WATER_STW5000	CO2_STG800mil	48,5
6 meses	WATER_STW5000	CO2_STG700mil	47,5
6 meses	WATER_STW5000	CO2_STG500mil	45,3
6 meses	WATER_STW4500	CO2_STG800mil	45,0
6 meses	WATER_STW4500	CO2_STG700mil	46,0
6 meses	WATER_STW4500	CO2_STG500mil	43,9

Tabela 8 – Fatores de Recuperação para os diferentes cenários de injeção de água.

Para construção dos cenários de simulação para os casos de WAG, foram mesclados o maior resultado de injeção contínua de água (2860 m<sup>3</sup>/d por poço) e além de valores maiores que não geravam uma pressão de reservatório maior que a pressão inicial para o caso de WAG, e respeitou-se a restrições operacionais. Assim, as vazões de água são 2,86 mil, 4,5 mil e 5 mil m<sup>3</sup>/d por poço injetor. Para o gás, as vazões utilizadas foram 500 mil, 700 mil e 800 mil m<sup>3</sup>/d de injeção de CO<sub>2</sub>.

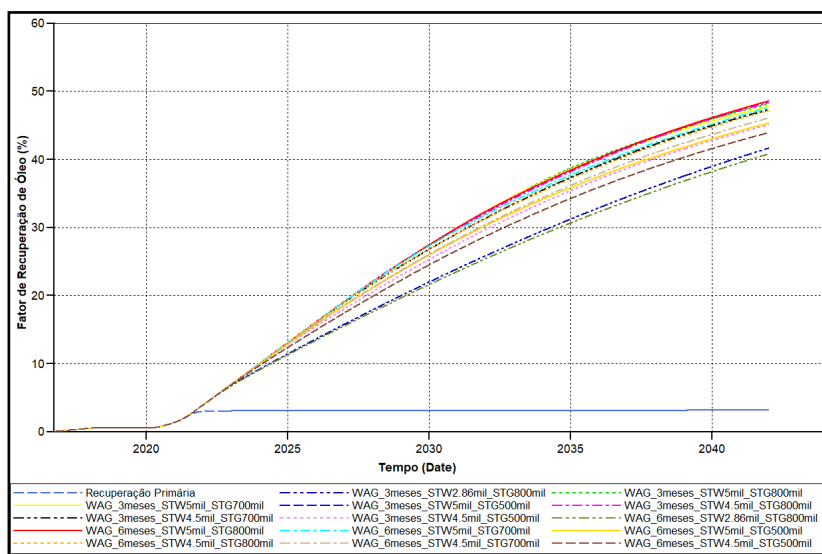


Figura 6 – Fator de recuperação de óleo para simulações de injeção WAG.



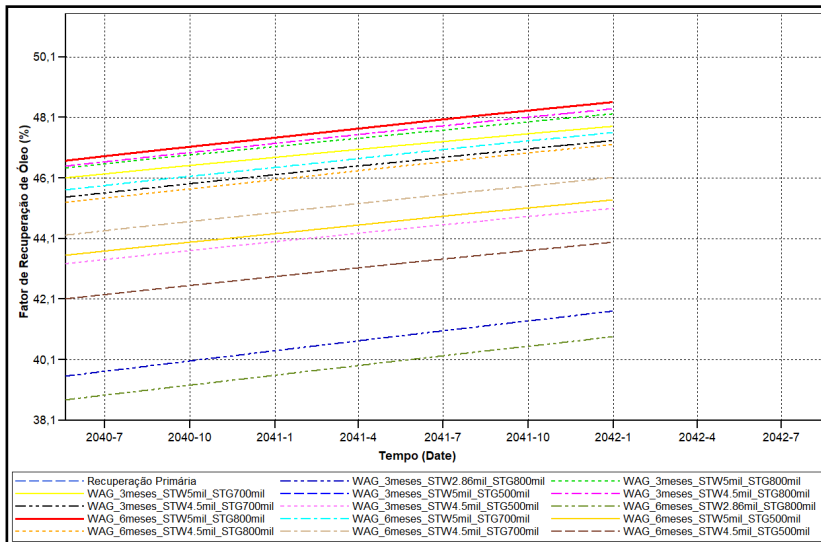


Figura 7 – Fator de recuperação de óleo para simulações de injeção WAG, aproximando as curvas.

É verificado que os casos de WAG retornar fatores de recuperação de óleo satisfatórios, sendo o caso de WAG injetando 5 mil m<sup>3</sup>/d de água alternando com 800 m<sup>3</sup>/d de gás por poço obteve melhor resultado, FR igual a 48,5% (Figuras 6 e 7). A Figura 8 reflete as pressões do reservatório durante as simulações nos casos de injeção de WAG, evidenciando a manutenção da pressão e com isso, possibilitando a miscibilidade do gás injetado.

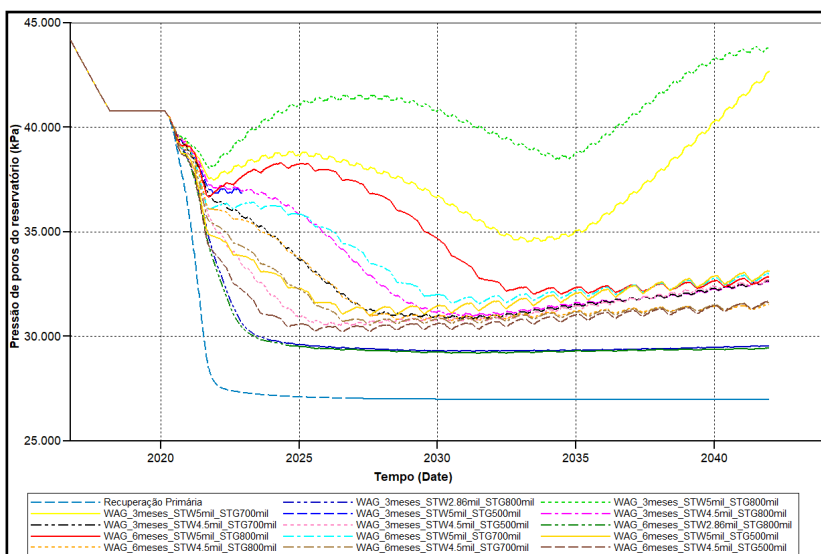


Figura 8: Pressão de poros do reservatório para simulações de injeção WAG.

A Figura 9 mostra o comparativo do fator de recuperação de óleo para os três métodos em ordem decrescente de desempenho. Conforme pode ser observado, o melhor fator de recuperação de óleo foi observado no cenário de WAG\_6meses\_WATER\_STW500\_CO2\_STG800mil e mostram o sucesso dos demais casos de injeção de WAG.

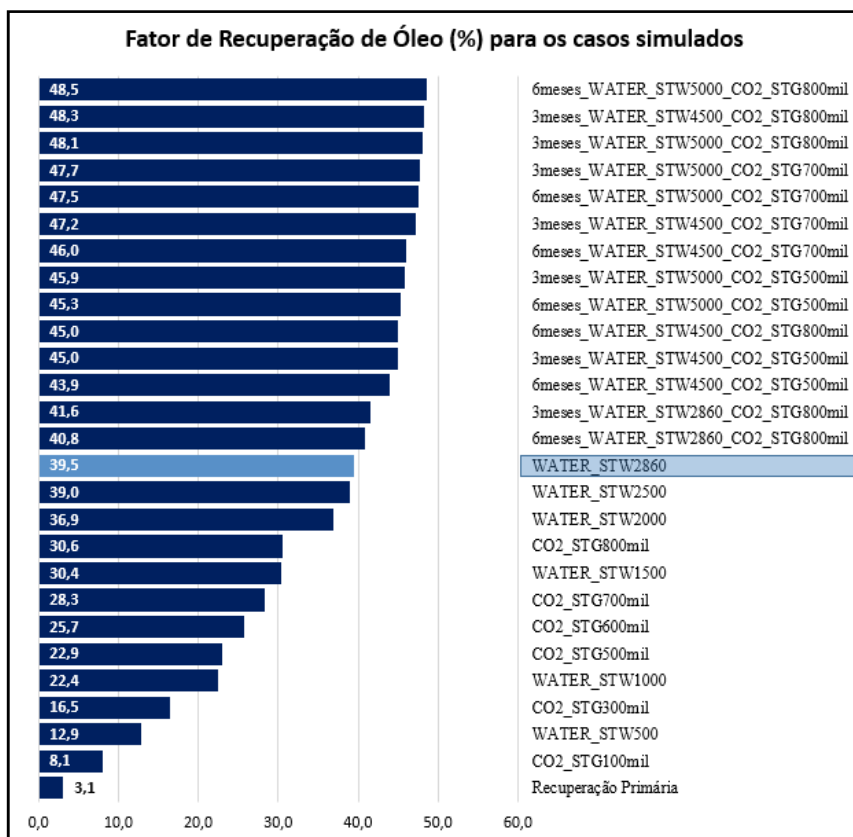


Figura 9 – Fator de recuperação de óleo para todas as simulações realizadas.

Na Figura 10 são retratadas informações do melhor caso de recuperação de injeção de WAG (WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil), onde estão evidenciadas as produções acumuladas de óleo, água e gás e as injeções acumuladas de água e gás. O volume de água produzida acumulada chega a  $40,4 \times 10^6 \text{ m}^3$  e a injeção acumulada de água  $179,6 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Já a produção acumulada de gás atinge o patamar de  $34,5 \times 10^9 \text{ m}^3$  e a injeção acumulada de gás a  $32,5 \times 10^9 \text{ m}^3$ . A produção acumulada de óleo alcança  $139,0 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

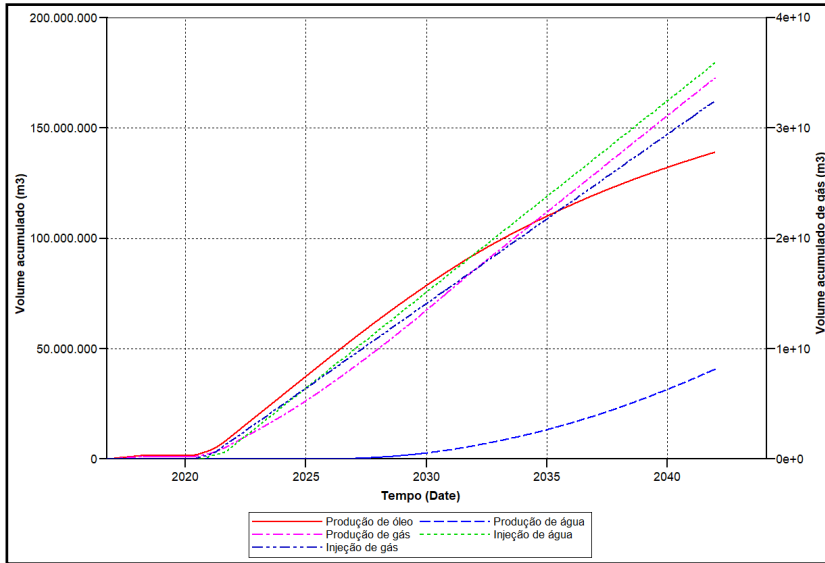


Figura 10 – Gráfico de volumes acumulados de produção e injeção de fluidos do caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil.

As Figuras 11, 12, 13 e 14 apresentam o Ternário de saturações de óleo, água e gás no corte dos poços INJ-2, INJ-6 e INJ-1 em 2016, 2024, 2032 e 2031 no caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil. O ternário de saturação exibe saturação de óleo nas cores próximas a verde, saturação de gás nas cores próximas ao vermelho e saturação de água nas cores próximas ao azul. Desta forma, ao início da saturação, nas proximidades dos poços injetores INJ-2, INJ-6 e INJ-1, a saturação de óleo é predominante. Com o decorrer da injeção, as saturações tanto de água quanto de gás são evidenciadas, reduzindo a saturação de óleo.

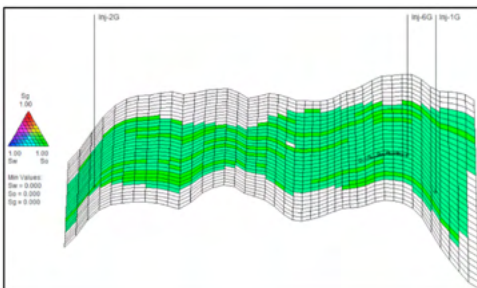


Figura 11: Ternário de saturação de óleo, água e gás no corte dos poços INJ-2, INJ-6 e INJ-1 em 2016 no caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil.

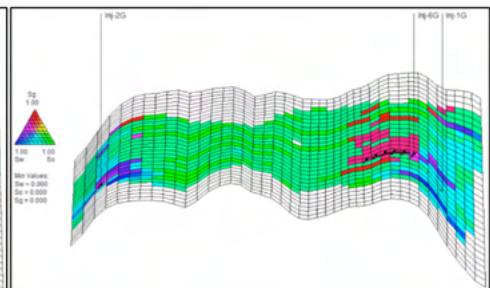


Figura 12: Ternário de saturação de óleo, água e gás no corte dos poços INJ-2, INJ-6 e INJ-1 em 2024 no caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil.

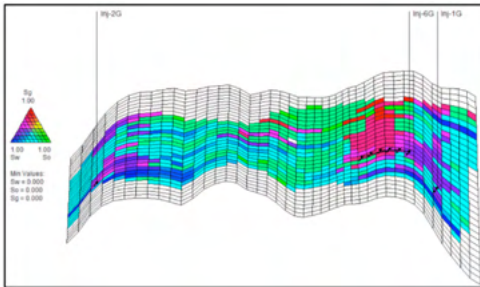


Figura 13: Ternário de saturação de óleo, água e gás no corte dos poços INJ-2, INJ-6 e INJ-1 em 2032 no caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil.

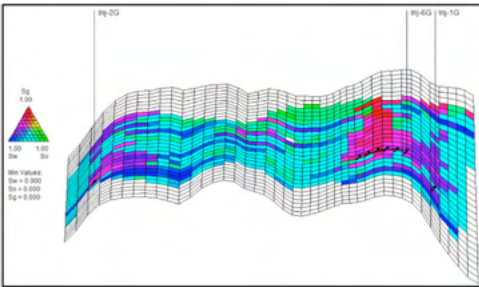


Figura 14: Ternário de saturação de óleo, água e gás no corte dos poços INJ-2, INJ-6 e INJ-1 em 2041 no caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil.

As Figuras 15, 16, 17 e 18 demonstram a representação gráfica 3D do reservatório variando a viscosidade do óleo nos anos de 2016, 2024, 2032 e 2041.

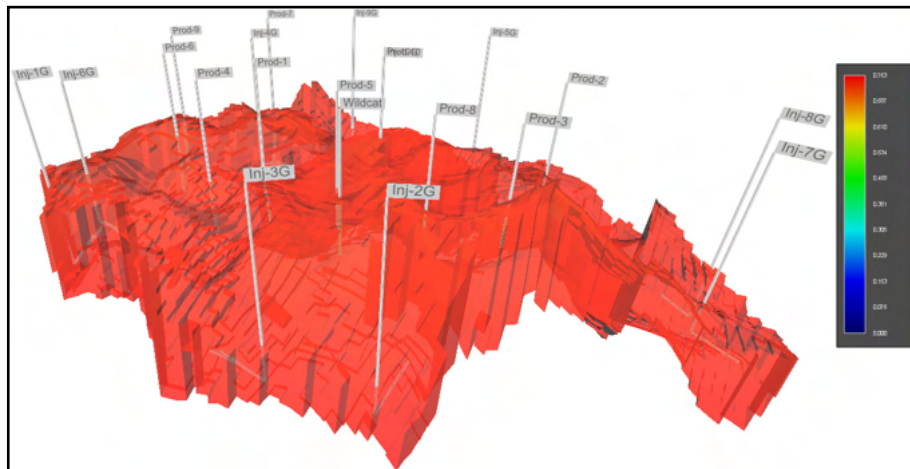


Figura 15: Viscosidade do óleo com a injeção de CO2 do caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil em 2016.

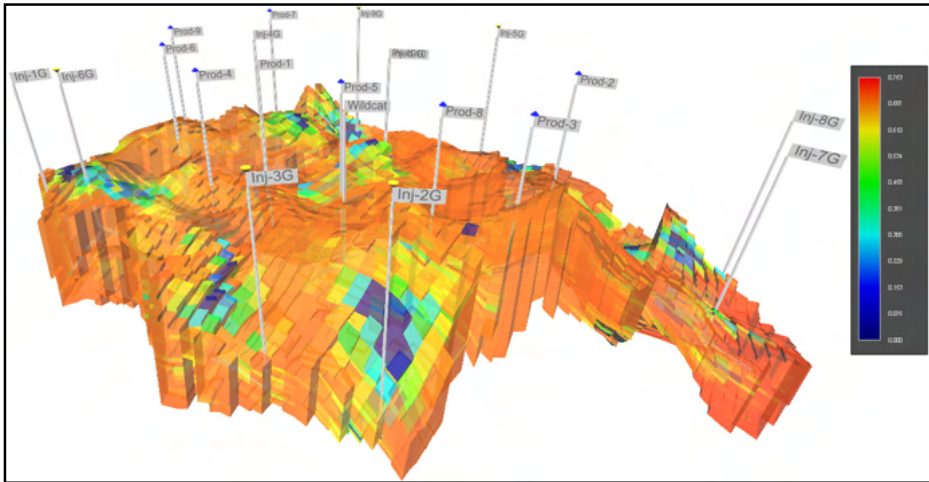


Figura 16: Viscosidade do óleo com a injeção de CO2 do caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil em 2024.

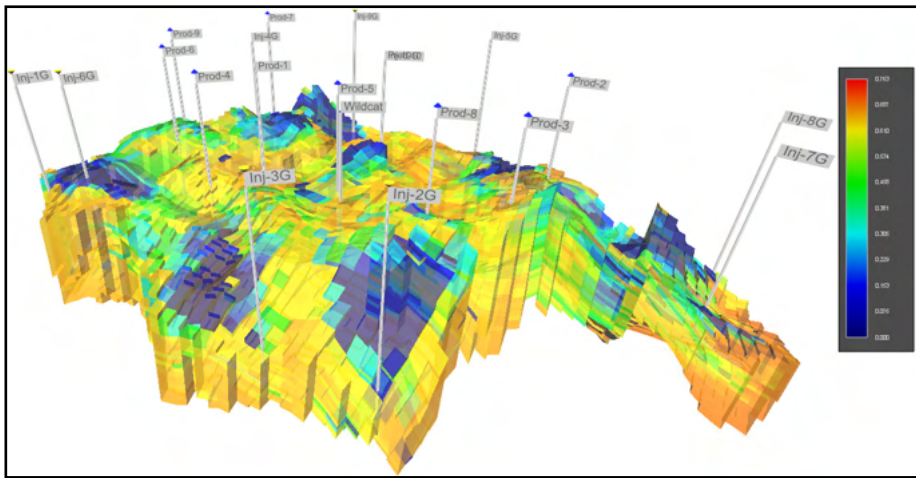


Figura 17: Viscosidade do óleo com a injeção de CO2 do caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil em 2032.

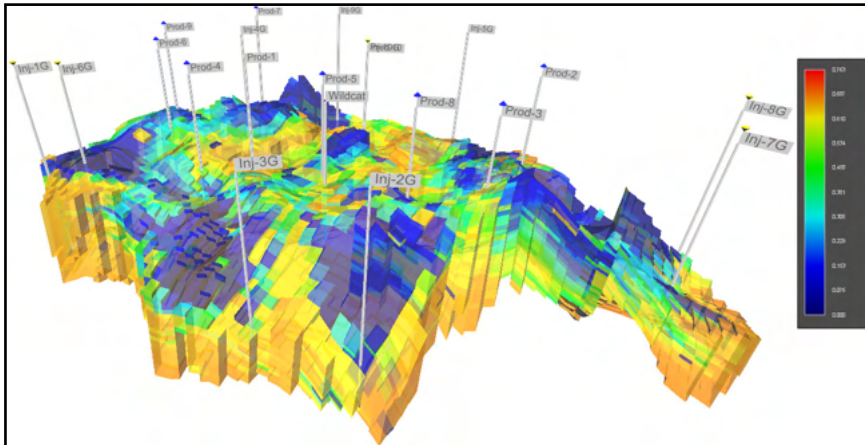


Figura 18: Viscosidade do óleo com a injeção de CO<sub>2</sub> do caso WAG\_6meses\_STW5000\_STG800mil em 2041.

A variação da viscosidade de óleo mostrada no reservatório varia desde próxima a zero até 0,763 cP observado principalmente no início da simulação. A redução de viscosidade do óleo aponta a possível dissolução de gás injetado, reduzindo essa propriedade e assim, facilitando o escoamento de óleo.

#### 4 | CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para o modelo de reservatório UNISIM-II-H empregado neste projeto e acoplado ao fluido composicional, os resultados das simulações são consoantes ao verificado na literatura e esperado para este trabalho.

Nos cenários de injeção contínua de água, o fator de recuperação gerou um incremento de 36,4% em relação a recuperação primária. O aumento de vazão de água ocasionou maiores fatores de recuperação. A limitação nas vazões de injeção de água foi imposta pelas restrições da plataforma e não é possível afirmar que houve formação de canais preferenciais pela água com as vazões utilizadas.

A injeção contínua de CO<sub>2</sub> causou um aumento de até 27,5% no fator de recuperação de óleo em relação a recuperação primária. Conforme já era esperado, o CO<sub>2</sub> possui uma eficiência do varrido vertical inferior à obtida com a injeção de água, apesar da eficiência no deslocamento microscópico.

Por último, o fator de recuperação nos cenários de injeção de WAG chegou a 45,4% em relação a recuperação primária. Diante de todos os resultados, ficou comprovada a eficiência da injeção alternada de água e gás frente aos outros métodos estudados no trabalho proposto. Não obstante, faz-se necessário destacar que, para um projeto real, devem ser observadas possíveis restrições físicas e comerciais.

Para projetos futuros, é viável dar andamento ao estudo com o uso da otimização

no software CMOST, buscando ainda melhoria no fator de recuperação de óleo através de definição de melhores tempos de ciclo de WAG e vazões de injeção.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à Computer Modeling Group (CMG) pelo uso das licenças dos softwares BUILDER, IMEX, GEM. CMOST e WINPROP através do contrato de cessão de licenças AGMT#F-3187. Agradeço ao CEPETRO da UNICAMP pela disponibilização do modelo de reservatório UNISIM. Agradeço ao Enhanced Oil Recovery Laboratory - LRAP - POLI/COPPE/UFRJ pela disponibilidade e oportunidade de desenvolver o estudo. À Universidade Federal do Rio de Janeiro através do Departamento de Engenharia Civil.

## REFERÊNCIAS

Ahmed, T. **Reservoir Engineering Handbook**. Massachusetts: Butterworth-Heinemann, 2001. 1176 p.

Camacho, L. D. T. **Methodology for the development of carbonate reservoirs with CO<sub>2</sub>-WAG**, dissertação de mestrado, 2017.

Christensen, J. R., Stenby, E. H., & Skauge, A. **Review of WAG Field Experience**. S P E Reservoir Evaluation and Engineering, 4(2), 97-106. Mexico, 2001.

CMG, **Computer Modelling Group Ltd.**, c2021. Disponível em: <<https://www.cmgl.ca/software>>. Acessado em: 01 de fevereiro de 2021.

Correia, M. G.; Hohendorff Filho, J. C. von; Gaspar, A. T. F. da S.; Schiozer, D. J. **UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir**. (SPE177140-MS), SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 18- 20 November, Quito, Ecuador, 2015.

Guo, B.; Lyons, W. C., Ghalambor, A. **Petroleum Production Engineering A Computer-Assisted Approach**. Elsevier Science & Technology Books, 2007.

Mello, S. F.; Ligerio, E. L.; Scanavini, H. F. A.; Schiozer, D. J. **Influence of lumping and equation of state tuning methods on the sub-salt reservoirs simulation**. SPE Europec/EAGE Annual Conference and exhibition held in Vienna, Austria, 2011.

Muggeridge, A.; Cokin, A.; Webb, K.; Frampton, H.; Collins, I.; Moulds, T., Salino, P. **Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits**. Philosophical Transactions of The Royal Society. Reino Unido, 2013.

Nascimento, R. A. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional do Óleo Assistido com Injeção de Vapor e Solvente**, 2012.

Rosa, A. J.; Carvalho, R. S.; Xavier, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 808 p.

Stalkup, Jr, F I. **Status of miscible displacement**. United States: N. p., 1983. Web. doi:10.2118/9992-PA.

Pedersen, K. S.; Fredenslund, A.; Thomassen, P. **Properties of oils and natural gases**. Houston, TX: Gulf Publishing Co., 1989.

Thomas, J. E. **Fundamentos da Engenharia do Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.



## ÍNDICE REMISSIVO

### A

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

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

Afluentes 19

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

Águas subterrâneas 75

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

Análise cromatográfica 216

Antibióticos 18, 80, 81

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

### B

Bioadsorvente 238

Biochemical Oxygen Demand (BOD) 9, 10

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

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

### C

Carvão ativado 3, 10, 18, 21, 32, 72

Cascas de maracujá 1, 2, 3, 4, 6, 7

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

Chemical Oxygen Demand (COD) 9, 10

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

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

Combustíveis fósseis 94, 102

Compressibilidade 196, 197

Corpos hídricos 19, 57, 59, 60, 70

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

### D

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

Densidade aerada 89, 196, 197, 200

Densidade aparente 92, 196, 198

## E

Efeito estufa 45, 46, 49, 94, 102

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

Efluentes domésticos 19

Efluentes industriais 59

Espalhamento de Luz Dinâmico (DLS) 217

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

## F

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

Fraturas induzidas 150

Fraturas naturais 148

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

## G

Garrafa PET 197

Grafeno 18, 21, 31, 218, 227

## H

Hidrofobizada 1, 6, 8

Hormônios 18, 60, 77

## I

Impacto ambiental 54, 55

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

Inhame 87, 88, 89, 90, 91

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

Ivermectina 18, 19, 21, 31, 32

## M

Materiais particulados 196

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

Matrizes aquosas 74, 82

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

Microplásticos 77

## **N**

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

## **O**

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

Óleo de soja 93, 94, 95, 97, 98, 99

Óleo diesel 1, 4

Organic matter 9, 15, 16

## **P**

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

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

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

Processos convencionais de tratamento de água e esgoto 18, 78

## **R**

Reaproveitamento 123

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

Recursos hídricos 59, 61, 76, 82, 123

Renovável 93, 94, 95, 102, 104, 105

Reservatórios Não-Convencionais (RNC) 147

Resíduos agroindustriais 3, 5, 7, 122

## **S**

Separação granulométrica 1, 4

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

Solução polimérica 147, 149, 150, 151, 154

Surfactantes 18, 34, 82

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

## **T**

Transesterificação etílica 93, 98, 99

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

## **U**

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

# COLEÇÃO DESAFIOS DAS ENGENHARIAS:

## ENGENHARIA QUÍMICA 2



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



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



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



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

# COLEÇÃO DESAFIOS DAS ENGENHARIAS:

## ENGENHARIA QUÍMICA 2



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



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



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



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