

ORGANIZADORES:
Nicolás Honorato Cavadas
Roberto José Batista Câmara

Anais do Congresso do Bahia Oil & Gas Energy 2025 **BOGE25**



ORGANIZADORES:
Nicolás Honorato Cavadas
Roberto José Batista Câmara

Anais do Congresso do Bahia Oil & Gas Energy 2025 **BOGE25**



2025 by Atena Editora

Copyright © 2025 Atena Editora

Copyright do texto © 2025, o autor

Copyright da edição © 2025, Atena Editora

Os direitos desta edição foram cedidos à Atena Editora pelo autor.

Open access publication by Atena Editora

Editora chefe

Prof^a Dr^a Antonella Carvalho de Oliveira

Editora executiva

Natalia Oliveira Scheffer

Imagens da capa

iStock

Edição de arte

Yago Raphael Massuqueto Rocha



Todo o conteúdo deste livro está licenciado sob a Licença Creative Commons Atribuição 4.0 Internacional (CC BY 4.0).

O conteúdo desta obra, em sua forma, correção e confiabilidade, é de responsabilidade exclusiva dos autores. As opiniões e ideias aqui expressas não refletem, necessariamente, a posição da Atena Editora, que atua apenas como mediadora no processo de publicação. Dessa forma, a responsabilidade pelas informações apresentadas e pelas interpretações decorrentes de sua leitura cabe integralmente aos autores.

A Atena Editora atua com transparência, ética e responsabilidade em todas as etapas do processo editorial. Nosso objetivo é garantir a qualidade da produção e o respeito à autoria, assegurando que cada obra seja entregue ao público com cuidado e profissionalismo.

Para cumprir esse papel, adotamos práticas editoriais que visam assegurar a integridade das obras, prevenindo irregularidades e conduzindo o processo de forma justa e transparente. Nosso compromisso vai além da publicação, buscamos apoiar a difusão do conhecimento, da literatura e da cultura em suas diversas expressões, sempre preservando a autonomia intelectual dos autores e promovendo o acesso a diferentes formas de pensamento e criação.

Anais do Congresso do Bahia Oil & Gas Energy 2025 - BOGE25

| Organizadores:

Nicolás Honorato
Roberto Câmara

| Revisão:

Os autores

| Diagramação:

Nataly Gayde

| Capa:

Yago Raphael Massuqueto Rocha

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

A532 Anais do Congresso do Bahia Oil & Gas Energy 2025 -
BOGE25 / Organizadores Nicolás Honorato, Roberto
Câmara. – Ponta Grossa - PR: Atena, 2025.

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

Inclui bibliografia

ISBN 978-65-258-3777-2

DOI: <https://doi.org/10.22533/at.ed.772250910>

1. Petróleo, produtos do petróleo e gás natural -
Anais. I. Honorato, Nicolás (Organizador). II. Câmara,
Roberto (Organizador). III. Título.

CDD 665.5

Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166

Atena Editora

☎ +55 (42) 3323-5493

☎ +55 (42) 99955-2866

🌐 www.atenaeditora.com.br

✉ contato@atenaeditora.com.br

CONSELHO EDITORIAL

CONSELHO EDITORIAL

Prof. Dr. Alexandre Igor Azevedo Pereira – Instituto Federal Goiano
Profª Drª Amanda Vasconcelos Guimarães – Universidade Federal de Lavras
Prof. Dr. Antonio Pasqualetto – Pontifícia Universidade Católica de Goiás
Profª Drª Ariadna Faria Vieira – Universidade Estadual do Piauí
Prof. Dr. Arinaldo Pereira da Silva – Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará
Prof. Dr. Benedito Rodrigues da Silva Neto – Universidade Federal de Goiás
Prof. Dr. Cirênio de Almeida Barbosa – Universidade Federal de Ouro Preto
Prof. Dr. Cláudio José de Souza – Universidade Federal Fluminense
Profª Drª Daniela Reis Joaquim de Freitas – Universidade Federal do Piauí
Profª Drª. Dayane de Melo Barros – Universidade Federal de Pernambuco
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
Prof. Dr. Fabrício Moraes de Almeida – Universidade Federal de Rondônia
Profª Drª Glécilla Colombelli de Souza Nunes – Universidade Estadual de Maringá
Prof. Dr. Humberto Costa – Universidade Federal do Paraná
Prof. Dr. Joachin de Melo Azevedo Sobrinho Neto – Universidade de Pernambuco
Prof. Dr. João Paulo Roberti Junior – Universidade Federal de Santa Catarina
Profª Drª Juliana Abonizio – Universidade Federal de Mato Grosso
Prof. Dr. Julio Candido de Meirelles Junior – Universidade Federal Fluminense
Profª Drª Keyla Christina Almeida Portela – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Paraná
Profª Drª Miranilde Oliveira Neves – Instituto de Educação, Ciência e Tecnologia do Pará
Prof. Dr. Sérgio Nunes de Jesus – Instituto Federal de Educação Ciência e Tecnologia
Profª Drª Talita de Santos Matos – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro
Prof. Dr. Tiago da Silva Teófilo – Universidade Federal Rural do Semi-Árido
Prof. Dr. Valdemar Antonio Paffaro Junior – Universidade Federal de Alfenas

APRESENTAÇÃO

APRESENTAÇÃO

O Bahia Oil & Gas Energy (BOGE) é um evento internacional com foco no setor de petróleo e gás do Norte e Nordeste do Brasil, realizado anualmente na cidade de Salvador, onde tudo começou, que abrange os segmentos de exploração e produção (upstream), transporte (midstream) e refino (downstream), petroquímica, naval e integração energética. O evento promove um ambiente de negócios setorial com conferências, área de exposição, encontros de negócios e arenas temáticas e reúne profissionais que atuam direta ou indiretamente no setor de petróleo e gás, seja no ambiente corporativo, institucional, técnico ou acadêmico. O Congresso Científico do BOGE é um espaço orientado para a academia, com o objetivo de dar visibilidade aos projetos de P&D com foco em petróleo e gás, desenvolvidos por alunos, professores e pesquisadores oriundos de entidades nacionais e internacionais.

SUMÁRIO

SUMÁRIO

BLOCO 1 - GEOLOGIA, GEOFÍSICA E PERFURAÇÃO


CAPÍTULO 1 9

APLICAÇÃO DE MODELOS DE VISÃO COMPUTACIONAL PARA DETECÇÃO DE POCKMARKS EM IMAGENS DE SONAR DE VARREDURA LATERAL

Ester Cavalcante dos Santos

Emanuel Henrique Valença Silva

Arthur Antônio Machado

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.7722509101>

BLOCO 2 - PRODUÇÃO E RECUPERAÇÃO

CAPÍTULO 2..... 22

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MÉTODOS WAG E FAWAG: EFICIÊNCIA E DESAFIOS NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Janiele Alves Eugênio Ribeiro Galvão

Luana Beatriz de Sales Oliveira


Gregory Vinicius Bezerra de Oliveira

Dennys Correia da Silva

Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Alcides Oliveira Wanderley Neto

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.7722509102>


CAPÍTULO 3..... 31

APLICAÇÃO DE APRENDIZADO DE MÁQUINA NA OTIMIZAÇÃO DA GARANTIA DE ESCOAMENTO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

Hellockston Gomes de Brito

Carla Wilza Souza de Paula Maitelli

Osvaldo Chiavone-Filho

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.7722509103>

SUMÁRIO

SUMÁRIO


CAPÍTULO 444

ANÁLISE DE JUNTAS SOLDADAS DO METAL DE BASE TUBO DE AÇO-CARBONO ASTM A106/A106M-19A GR. B COM METAIS DE ADIÇÃO ER80S-G E ER70S-3 PELO PROCESSO DE SOLDAGEM TIG (GTAW) UTILIZADO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS

Marcos Alexandre Rodrigues Pinto

Amauri Hassui

Rodolfo Rossini Perticarrari

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.7722509104>

CAPÍTULO 5.....66

MODELAGEM NA CONDIÇÃO DE CONTORNO DE CARTAS DINAMOMÉTRICAS PARA DETECÇÃO DE VAZAMENTOS EM VÁLVULAS DE BOMBEIO MECÂNICO


Camila Melo dos Santos

Ana Carla C. Andrade

Carla Wilza P. S. Maitelli

Rutácio de O. Costa

Andre Laurindo Maitelli

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.7722509105>

CAPÍTULO 680

PERFORMANCE EVALUATION OF NANOTREATMENTS FOR INJECTIVITY ENHANCEMENT: A COMBINED LABORATORY AND FIELD STUDY IN WATER DISPOSAL WELLS

Daniel F. Gómez

Lady J. Giraldo

Camilo A. Franco

Farid B. Cortes

Carlos A. Franco

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.7722509106>

SUMÁRIO

SUMÁRIO

CAPÍTULO 7.....90

EXPERIMENTAL EVALUATION OF THE TEMPERATURE INCREASE DISTRIBUTION IN AN ELECTROMAGNETIC HEATING SYSTEM (EHS) INTEGRATED WITH IRON OXIDE NANOPARTICLE INJECTION FOR HEAVY CRUDE OILS

Daniela Barrera

Edwar Herrera

Nicolás Santos

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.7722509107>

CAPÍTULO 8..... 103

MACHINE LEARNING MODEL FOR PREDICTING CO₂ CORROSION RATE IN BRINES WITH DIVALENT IONS IN THE PRESENCE OF CARBON QUANTUM DOTS (CQDS)

Viviana Ortiz-Pérez

Lady J. Giraldo

Camilo A. Franco

Farid B. Cortés

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.7722509108>

BLOCO 3 - INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA

CAPÍTULO 9122

AVALIAÇÃO DO CUSTO DE DESLOCAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS, HÍBRIDOS E A COMBUSTÃO PARA O TRANSPORTE RODOVIÁRIO NO ESTADO DA BAHIA

Pedro Almeida

Pedro Ventin


Gabriel Borges

Ricardo Travassos

Gabriel Sampaio

Heloisa Althoff

André Fonseca

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.7722509109>

SUMÁRIO

SUMÁRIO


CAPÍTULO 10.....138

PREFEASIBILITY OF IMPLEMENTING A SMALL MODULAR REACTOR FOR ELECTRIC POWER GENERATION IN AN OIL FIELD

Llanes Hermes

Pérez Alison

Galeano David

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.77225091010>

BLOCO 4 - INSTALAÇÕES DE SUPERFÍCIE

CAPÍTULO 11..... 151

ANÁLISE DE UM TRANSPORTADOR DE OXIGÊNIO PARA APLICAÇÃO NA TÉCNICA DE COMBUSTÃO POR RECIRCULAÇÃO QUÍMICA UTILIZANDO O GÁS NATURAL COMO COMBUSTÍVEL


Jeniffer Bomfim da Silva

Rebecca Araújo Barros do Nascimento

Gineide Conceição dos Anjos

Willian Alber da Silva Farias

Dulce Maria de Araújo Melo

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.77225091011>

CAPÍTULO 12 161

REFORMA SECA DE METANO: USO DE CATALISADORES DE NÍQUEL SUPORTADOS EM ÓXIDO DE GRAFENO PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES NO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS

Willian Alber da Silva Farias


Dulce Maria de Araujo Melo

Antonio Eduardo Martinelli

Ângelo Anderson Silva de Oliveira

Rodolfo Luiz Bezerra de Araújo Medeiros

Jeniffer Bomfim da Silva

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.77225091012>

SOBRE OS ORGANIZADORES.....174



BLOCO 1

GEOLOGIA, GEOFÍSICA E PERFURAÇÃO



C A P Í T U L O 1

APLICAÇÃO DE MODELOS DE VISÃO COMPUTACIONAL PARA DETECÇÃO DE POCKMARKS EM IMAGENS DE SONAR DE VARREDURA LATERAL

Ester Cavalcante dos Santos

Emanuel Henrique Valença Silva

Arthur Antônio Machado

RESUMO: A detecção manual de pockmarks em imagens de sonar de varredura lateral (SSS) apresenta limitações operacionais, como alto tempo de processamento e baixa padronização analítica. Este trabalho teve como objetivo implementar e validar um modelo de detecção automática baseado na arquitetura YOLOv11, visando a identificação dessas feições na Baía de Todos os Santos (BTS), ambiente com registros de acúmulo de gás biogênico. O modelo foi treinado com 300 imagens anotadas (240 para treino e 60 para validação), e testado em seis níveis de confiança. A comparação com a contagem manual — 1.850 feições em 1h54min — indicou redução de até 226 vezes no tempo de execução, mantendo taxas de acerto superiores a 90% nos limiares mais altos. Os resultados evidenciam que a abordagem automatizada é eficaz para aplicações em ambientes marinhos, com ganho expressivo em desempenho e confiabilidade em relação ao método convencional.

PALAVRAS-CHAVE: *Pockmarks*, Gás Natural, Sonar de varredura lateral, YOLO, Visão computacional.

INTRODUÇÃO

O gás natural, composto predominantemente por metano (CH_4), pode ter origem biogênica, termogênica ou abiogênica (FARAMAWY *et al.*, 2016). Na Baía de Todos os Santos (BTS), os processos biogênicos são os principais responsáveis pela geração de metano, resultante da degradação anaeróbica de matéria orgânica depositada em sedimentos finos, como siltes e argilas, que apresentam baixa permeabilidade e elevada retenção de matéria orgânica (CAMPOS & DOMINGUEZ, 2011; GUIMARÃES, 2016). A liberação desse gás pode formar *pockmarks*, feições geomorfológicas caracterizadas por depressões circulares, cônicas ou elípticas no leito marinho, resultantes da exsudação de fluidos subsuperficiais (HOVLAND & JUDD, 1992; MAHIQUES *et al.*, 2017; RIYATNA, 2023).

A identificação e o mapeamento dessas estruturas são fundamentais para compreender a dinâmica da migração de gás e seus impactos ambientais e geológicos. Métodos acústicos, como o sonar de varredura lateral (SVL), permitem detectar essas feições com alta resolução e eficiência (KEY, 2000). No entanto, a correlação entre *pockmarks* e a presença de gás não é sempre direta, pois há registros de áreas com exsudação de gás sem a formação dessas feições, assim como *pockmarks* sem evidências de gás associado (ROGERS *et al.*, 2006). Estudos prévios indicam que na BTS, essas estruturas estão concentradas principalmente nas regiões noroeste, nordeste e na porção norte da Ilha de Itaparica, onde há indicativos de acúmulo de gás (CAMPOS & DOMINGUEZ, 2011).

A identificação manual de *pockmarks* em imagens de SVL é um processo que demanda tempo e está sujeito a variações interpretativas. A aplicação de inteligência artificial (IA) em geociências tem demonstrado potencial para otimizar essa etapa, permitindo o processamento automatizado de grandes volumes de dados com maior precisão e reprodutibilidade (DILHAN & SIYAMBALAPITIYA, 2022; LI *et al.*, 2020). Modelos baseados em redes neurais convolucionais, como o YOLO, têm se mostrado eficazes na detecção automática de padrões em imagens acústicas (WU *et al.*, 2021). Este estudo investiga a aplicação dessa abordagem na BTS, avaliando sua capacidade de identificação e mapeamento de *pockmarks* de forma sistemática e eficiente.

METODOLOGIA

Parâmetro adotado

O critério adotado para a identificação baseou-se na morfologia das feições (LONG *et al.*, 2017; HOVLAND & JUDD, 1992), considerando aspectos como contraste, formato circular ou elíptico e padrões de sombreamento característicos dessas estruturas. Para minimizar erros, a análise foi conduzida utilizando o protocolo no qual a imagem foi dividida em seções para contagem manual, sem transposição de imagem, assegurando que todas as áreas fossem examinadas com o mesmo nível de atenção (**Figura 1**). Devido à qualidade das imagens, especialmente em regiões de menor contraste ou onde as feições se sobrepõem a outras estruturas do fundo marinho, esse tipo de análise está sujeito a variabilidades no resultado da contagem. O treinamento do modelo de visão computacional levou 15 minutos com um notebook com um processador Intel Core i7 12th gen 1.7 GHz. O modelo então foi testado para seis níveis de confiança (100%, 90%, 80%, 70%, 60% e 50%).

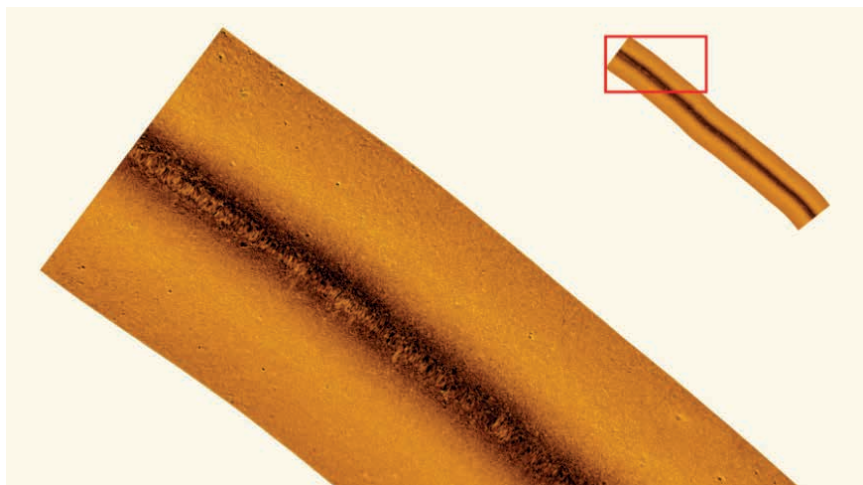
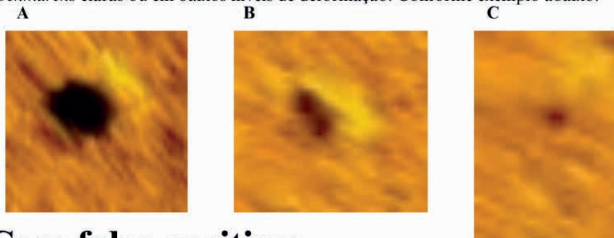


Figura 1 – Partição superior das imagens em seções definidas (2025).

Feições identificadas como positivas são visíveis ou com baixa deformação. Já os falsos positivos incluem feições que são pockmarks com deformações atípicas, parcialmente deformadas ou completamente ausentes (**Figura 2**).

Caso positivo:

Pockmarks claras ou em baixos níveis de deformação. Conforme exemplo abaixo.



Caso falso-positivo:

Pockmarks altamente deformadas, parcialmente deformadas e completamente ausente. Conforme exemplo abaixo.

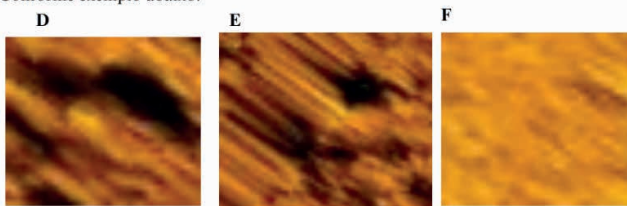


Figura 2 – Critério de avaliação das saídas do modelo e contagem manual (2025)

Criação do modelo de visão computacional

Para a geração do modelo de detecção de *pockmarks*, foi aplicado a arquitetura YOLO (*You Only Look Once*). YOLO é um método de detecção de objetos de passada única (*single pass*) que utiliza uma rede neural convolucional como extrator de características (*features*). Por intermédio da detecção de objetos com YOLO, é possível determinar o que está na imagem e onde um determinado objeto reside (BARBOSA, DALLA ROSA & RIEDER, 2024; SABINO *et al*, 2022). O *dataset* utilizado para a construção do modelo de detecção foi utilizado dois subconjuntos: treinamento (80%, 240 imagens), validação (20%, 60 imagens).

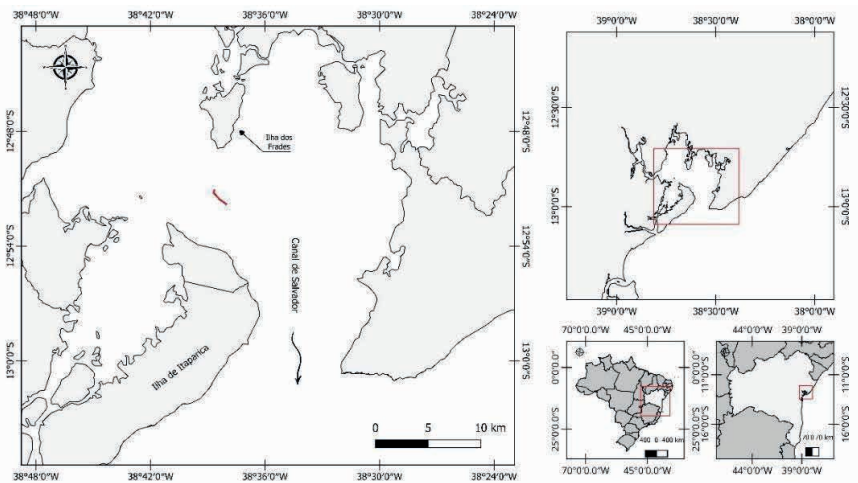
As imagens para a construção do modelo foram retiradas de dois cortes do *GeoTIFF* do mosaico da sonografia após seu processamento no *software* SonarWiz, com a aplicação das máscaras de detecção de objetos no *LabelStudio* (HumanSignal, 2019) e exportadas em formato compatível com o YOLO. Para a elaboração dos modelos foi utilizada a arquitetura YOLOv11l, cujo possui aproximadamente vinte e cinco camadas convolucionais e oitenta e sete camadas completamente conectadas. Para o treinamento da rede, foram utilizados como parâmetros: epochs = 100 (número de épocas para o treinamento), batch = 8 (tamanho do lote para cada iteração), Workers = 1 (número de *threads* de trabalho para carga de dados), device = 'cpu' (escolha do ambiente de processamento para "CPU", "GPU" compatível apenas com Nvidia (YOLO 11, 2024).).

Área de estudo

A Baía de Todos os Santos, a segunda maior do Brasil, com 1.233 km² (CIRANO e LESSA, 2007), é caracterizada por um fundo marinho composto por sedimentos siliciclásticos de origem fluvial e rochas da Bacia Sedimentar do Recôncavo (DOMINGUEZ e BITTENCOURT, 2009), além de sedimentos biogênicos provenientes da decomposição de organismos marinhos (LESSA *et al*, 2000). A baía é delimitada pelas falhas de Maragogipe e Salvador (DOMINGUEZ e BITTENCOURT, 2009), apresentando uma geologia rica e complexa que influencia diretamente os processos sedimentares e biogênicos da região.

Coleta de Dados

As operações de aquisição de dados ocorreram entre os dias 27 e 29 de agosto de 2024, pela Marinha do Brasil, na porção central-norte da Baía de Todos os Santos (Mapa 1). O sonar de varredura lateral Klein 3000 foi utilizado, operando nas frequências de 100 e 500 kHz. A sondagem seguiu um percurso linear de 1,797 km, cobrindo uma área de aproximadamente 22,680 hectares.



Mapa 1 – Mapa da área de sondagem. Linha em vermelho representa linha de sondagem (2025).

O setor sondado é caracterizado por uma batimetria rasa, com profundidades variando entre 5,0 m e 29,0 m, e uma espessura sedimentar variando entre 1,05 m e 15,0 m. Durante a coleta, foram identificadas diferentes acumulações de gás, como Turbidez Acústica, zonas de sedimento fino sem gás (FSG) e zonas de embasamento acústico raso (CAMPOS e DOMINGUEZ, 2011). As acumulações de gás são mais expressivas no setor noroeste da baía, enquanto o setor central-norte apresenta ocorrências mais esparsas, distribuídas de maneira dispersa e a diferentes profundidades sob o sedimento (CAMPOS e DOMINGUEZ, 2011).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Identificação manual de *pockmarks*

A acumulação de gás na BTS é praticamente contínua em especial nos setores noroeste e nordeste, com descontinuações e espaçamentos na região do canal de Itaparica (CAMPOS e DOMINGUEZ, 2011). De acordo ainda com Campos e Dominguez (2011) a origem do gás acumulado é biogênica, especialmente na área do levantamento sonográfico, devido a ação de organismos metanogênico. As linhas 101800, 102800 e 113500 (Tabela 1), situadas na região mais a noroeste do setor centro-norte da BTS, apresentaram menores quantidades de *pockmarks*, o que pode estar relacionado à espessura do pacote sedimentar, que se mantém em torno de 5 metros ou menos (CAMPOS, 2010; CIRANO e LESSA, 2007). Nessa região, não

foram identificadas acumulações significativas de gás, e a batimetria relativamente rasa sugere condições menos favoráveis para o acúmulo de gás (CAMPOS, 2010). A contagem manual dos *pockmarks* identificou 1.850 *pockmarks* em uma duração total de 1 hora e 54 minutos.

No setor centro-norte inferior da BTS, observa-se uma maior quantidade de *pockmarks*, coincidindo com pacotes sedimentares mais espessos (5-15 metros) e uma batimetria mais profunda. Esses fatores sugerem que, em áreas com variações acentuadas de batimetria, ocorre a deposição preferencial de sedimentos finos e matéria orgânica, criando zonas favoráveis à acumulação de gás (CAMPOS, 2010). Essa característica é típica das zonas FSG, onde os sedimentos mistos apresentam baixa capacidade selante, permitindo o escape de gás para a coluna d'água (CAMPOS, 2010).

Ao comparar os dados obtidos para duas linhas neste setor, observa-se que na linha 100800 foram identificadas 221 *pockmarks* em um tempo de 7 minutos e 55,87 segundos. Já na linha 125500, foram contadas 212 *pockmarks* em 5 minutos e 35,07 segundos. Embora a diferença no número de feições seja relativamente pequena, o tempo de análise foi superior na linha 100800. Especificamente nesta linha, as *pockmarks* apresentavam menor contraste em relação ao fundo, exigindo um maior tempo para confirmação.

Linha	N. de <i>pockmarks</i>	Tempo
100800	221	7:55,87s
101800	69	2:30,20s
102800	72	1:53,26s
103800	328	7:07,80s
112500	212	5:35,07s
113500	96	2:07,40s
125500	161	3:03,30s
130500	127	2:21,78s
131500	165	2:48,39s
132500	230	4:27,28s
143700	169	4:48,88s

Tabela 1 – Tempo de detecção manual por linhas de sondagem (2025).

Aplicação do modelo de visão computacional

A aplicação do modelo com os dados de SVL revelou-se mais complexa do que inicialmente previsto. Embora o modelo tenha sido treinado utilizando mosaicos exportados do SonarWiz, a execução direta nestes mosaicos não foi viável devido à limitação de resolução máxima do YOLO, que é de 3840x2160 pixels. Para contornar essa restrição, os mosaicos foram segmentados de forma arbitrária, de modo a se

adequarem ao limite de resolução imposto pelo pacote. Isso pode ter afetado a taxa de detecção do programa. Outro fator que impactou a precisão do modelo foi a qualidade dos dados de SVL. A qualidade das imagens do sonar foi afetada por irregularidades na varredura, resultando em deformações que dificultaram a identificação das *pockmarks*. A falta de um trajeto linear na sondagem causou distorções, exigindo recortes para manter apenas as áreas de maior qualidade. Essas deformações impactaram tanto a contagem manual, aumentando a dificuldade e incerteza da identificação, quanto a detecção automatizada, especialmente em níveis de confiança mais baixos, onde há maior sensibilidade a variações na textura e contraste das imagens.

O modelo YOLOv11 demonstrou um desempenho significativamente mais eficiente, com tempos de processamento variando entre 47 e 120 segundos, dependendo do nível de confiança adotado, conforme ilustrado no Gráfico 1- a. As consideráveis reduções no tempo de processamento representam um ganho temporal expressivo, tornando o uso de inteligência artificial uma alternativa viável para análises que demandam rapidez sem comprometer substancialmente a qualidade da detecção. Em termos quantitativos, o modelo apresentou variações nos resultados conforme o nível de confiança estabelecido.

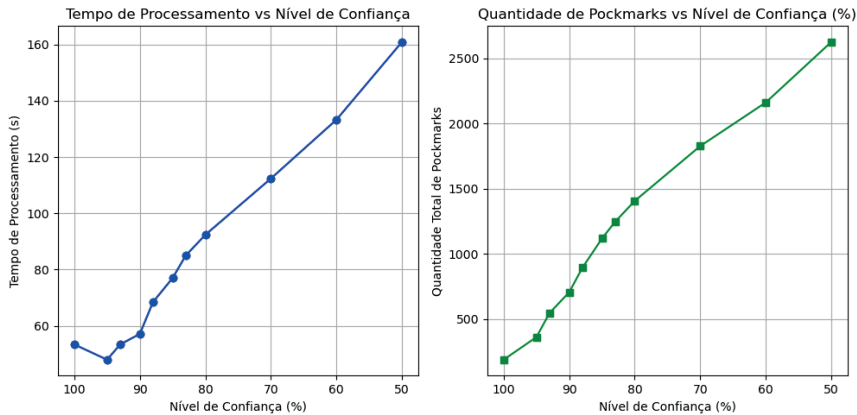


Gráfico 1 – a) relação entre o nível de confiança (%) e o tempo de processamento (s). b) quantidade total de *pockmarks*. O primeiro gráfico mostra como o tempo de processamento varia com o aumento do nível de confiança e número total de *pockmarks* detectados (2025)

A análise dos dados de taxa de acerto e níveis de confiança apresentados no texto revela uma relação inversa entre esses parâmetros. Em geral, conforme o nível de confiança aumenta, a taxa de acerto também tende a aumentar, até um certo

ponto. Para níveis de confiança mais elevados, como 100%, 95% e 93%, as taxas de acerto são de 100.00%, 99.17% e 98.54%, respectivamente. Esses altos níveis de confiança indicam uma detecção mais rigorosa e precisa dos *pockmarks*, com uma quantidade mínima de falsos positivos. Contudo, isso também pode resultar na perda da maior das detecções, afetando a abrangência do modelo.

À medida que os níveis de confiança diminuem, observa-se uma redução gradual na taxa de acerto. Por exemplo, com 90% e 88% de confiança, as taxas de acerto são de 98.30% e 95.30%. Nesse intervalo, ainda há um equilíbrio razoável entre precisão e sensibilidade, embora a ocorrência de falsos positivos comece a aumentar. Quando o nível de confiança cai para 85% e 83%, as taxas de acerto são de 93.56% e 89.57%. A partir deste ponto, há uma queda mais acentuada na precisão, evidenciando o aumento na detecção de *pockmarks*, incluindo possíveis falsos positivos. Por exemplo, com 80% de confiança, a taxa de acerto é de 89.22%, enquanto com 70% e 60%, as taxas caem para 88.32% e 76.85%, respectivamente. Finalmente, no nível de confiança de 50%, a taxa de acerto é de 75.81%, a mais baixa entre os pontos analisados. Isso demonstra uma alta sensibilidade do modelo que, embora detecte um grande número de *pockmarks*, inclui muitos falsos positivos, comprometendo a qualidade da detecção.

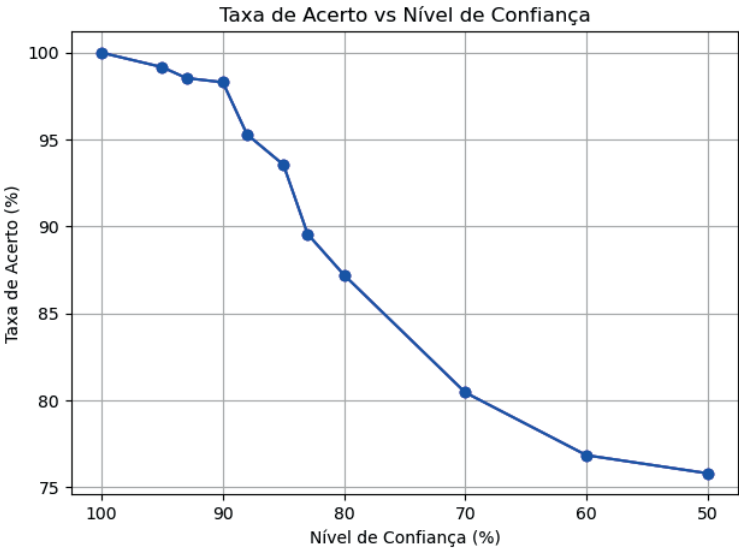


Gráfico 2 – Variação da taxa de acerto do modelo com a variação do nível de confiança (2025).

Ao repetir as análises das linhas 100800I e 125500I, nota-se que os diferentes níveis de confiança influenciam significativamente tanto a quantidade de *pockmarks* detectados quanto o tempo de processamento (Gráfico 3.a e 3.b). Para a linha 100800I, os níveis de confiança variam de 50% a 100%, resultando em detecções que vão de 214 *pockmarks* em 12.43 segundos a 17 *pockmarks* em 14.27 segundos. Já para a linha 125500I, as detecções variam de 161 *pockmarks* em 9.92 segundos a 5 *pockmarks* em 2.53 segundos. Esses dados ilustram claramente a relação inversa entre o nível de confiança e o tempo de processamento, além da variação na quantidade de *pockmarks* identificados.

Observa-se que a escolha do nível de confiança é crucial para equilibrar a sensibilidade e a precisão do modelo. Níveis mais altos de confiança reduzem o número de falsos positivos, mas também diminuem a quantidade de *pockmarks* detectados. Em contrapartida, níveis mais baixos de confiança aumentam a detecção, incluindo potenciais falsos positivos, como observado com 60% de confiança, onde a detecção subiu para 2161 *pockmarks*, ultrapassando a contagem manual em 16%.

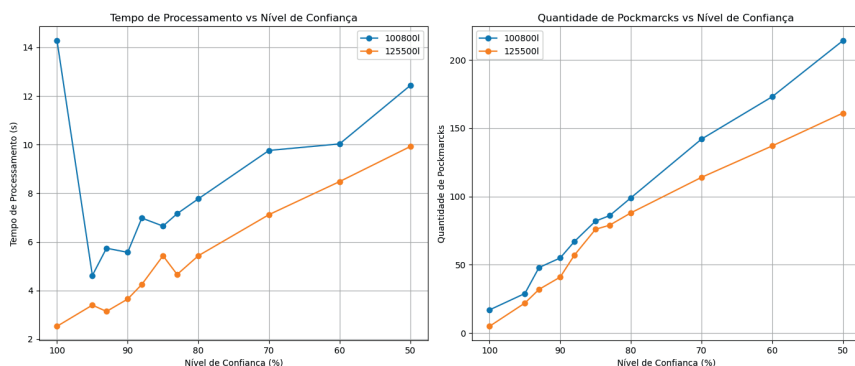


Gráfico 3 – a) relação entre o nível de confiança (%) e o tempo de processamento (s). b) quantidade total de *pockmarks*. o primeiro gráfico mostra como o tempo de processamento varia com o aumento do nível de confiança e número total de *pockmarks* detectados para as linhas 100800I e 125500I. (2025).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O uso do modelo YOLOv11 para a detecção de *pockmarks* na Baía de Todos os Santos demonstrou a viabilidade da aplicação de inteligência artificial no mapeamento geológico automatizado, promovendo uma redução significativa no tempo de análise e aumento da eficiência na identificação dessas feições. O modelo apresentou sensibilidade a diferentes limiares de confiança, permitindo calibrar o equilíbrio entre precisão e abrangência conforme os objetivos da análise.

A distribuição espacial dos *pockmarks* revelou correlações diretas com fatores sedimentares e batimétricos, indicando que a acumulação de gás biogênico está condicionada a variações geológicas locais. A maior densidade dessas feições em áreas com espessuras sedimentares mais elevadas reforça a influência da granulometria e da capacidade de retenção de matéria orgânica na gênese dos *pockmarks*.

A análise comparativa entre os métodos de detecção manual e automatizada evidenciou ganhos expressivos em tempo de processamento, com taxas de acerto superiores a 90% para níveis de confiança mais elevados. Contudo, verificou-se um aumento na ocorrência de falsos positivos em limiares mais baixos, o que destaca a necessidade de ajustes conforme a finalidade da investigação — seja ela de caráter exploratório, com maior sensibilidade, ou confirmatório, com foco em precisão.

Adicionalmente, distorções presentes nas imagens de sonar de varredura lateral, atribuídas à trajetória não linear da sondagem, impactaram a acurácia do modelo em áreas específicas. Esses resultados indicam que a padronização dos parâmetros de aquisição de dados é essencial para maximizar o desempenho de modelos baseados em aprendizado profundo. Ainda assim, a arquitetura YOLO demonstrou robustez frente à variabilidade morfológica dos *pockmarks*, especialmente em contextos sedimentares mais espessos e com evidência de acumulação de gás.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARBOSA, J. C. P.; DALLA ROSA, F.; RIEDER, R. Pothole Detection Web App: uma abordagem para detecção de buracos em pavimentos asfálticos utilizando YOLO. **Revista Brasileira de Computação Aplicada**, v. 16, n. 3, p. 25-36. 2024. Disponível em <https://doi.org/10.5335/rbca.v16i3.15851>. Acessado em 1 dez 2024 às 12h50.

CAMPOS, R. H. S. Ocorrências de gás nos sedimentos holocênicos da Baía de Todos os Santos: origem e distribuição. Universidade Federal da Bahia: Instituto de Geociências. 2010. 53 p. (Monografia de Graduação em Oceanografia). Disponível em <https://repositorio.ufba.br/handle/ri/27628>. Acessado em 10 dez 2024 às 16h00.

CAMPOS, R. H. S.; DOMINGUEZ, J. M. L. Shallow gas accumulations in the sediments of Todos os Santos bay (Bahia, Brazil): origin and distribution. 12th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. European Association of Geoscientists & Engineers. In: **Anais**, pp. cp-264, 2011. Disponível em <https://library.seg.org/doi/10.1190/sbgf2011-383>. Acessado em 10 dez 2024 às 18h00.

CIRANO, M.; LESSA G. C. Oceanographic characteristics of Baía de Todos os Santos. Brasil. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 25, p. 363-387, 2007. Disponível em <https://doi.org/10.1590/S0102-261X2007000400002>. Acessado em 08 dez 2024 às 09h30.

DE MAHIQUES, M.; SCHATTNER, U.; LAZAR, M.; SUMIDA, P. & SOUZA, L. An extensive pockmark field on the upper Atlantic margin of Southeast Brazil: spatial analysis and its relationship with salt diapirism. **Heliyon**, v. 3, n. 2, 2017. Disponível em [10.1016/j.heliyon.2017.e00257](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2017.e00257) Acessado em 12 dez 2024 às 10h20.

DILHAN, P.; SIYAMBALAPITIYA, R. Geological map feature extraction using object detection techniques - a comparative analysis. *i-manager's Journal on Image Processing*, v. 9, n. 2, p. 28-26. 2022. Disponível em <https://doi.org/10.26634/jip.9.2.18916> Acessado em 15 dez 2024 às 11h35.

DOMINGUEZ, J. M. L.; BITTENCOURT, A. C. S. P. Geologia da Baía de Todos os Santos. In: HATGE, V.; ANDRADE, J. B. (Org.). **Baía de Todos os Santos: aspectos oceanográficos**, cap. II, p. 25-66. 2009. Disponível em <http://www.repositorio.ufba.br/ri/handle/ufba/187> . Acessado em 17 dez 2024 às 09h50.

FARAMAWY, S.; ZAKI, T.; SAKR, A. Natural gas origin, composition, and processing: A review. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 34, p. 34-54. 2016. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030> . Acessado em 02 dez 2024 às 17h50.

GUIMARÃES, L., 2016. Distribuição E Origem Da Matéria Orgânica Presente Nos Sedimentos Superficiais Depositados Da Baía De Todos Os Santos -Ba, Brasil. Monografia do Curso De Graduação Em Oceanografia. Universidade Federal Da Bahia. Instituto De Geociências. Disponível em <https://repositorio.ufba.br/handle/ri/27788> . Acessado em 11 dez 2024 às 18h50.

LONG, Y., GONG, Y., XIAO, Z., & LIU, Q. Accurate Object Localization in Remote Sensing Images Based on Convolutional Neural Networks. **IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing**, v. 55, p. 2486-2498, 2017. Disponível em <http://ieeexplore.ieee.org/document/7827088>. Acessado em 17 jan 2025 às 14h00

HOVLAND, M.; JUDD, A. The global production of methane from shallow submarine sources. **Continental Shelf Research**, v. 12, n. 10, p. 1231-1238. 1992. Disponível em [https://doi.org/10.1016/0278-4343\(92\)90082-U](https://doi.org/10.1016/0278-4343(92)90082-U) . Acessado em 19 dez 2024 às 20h10.

LESSA, G.C.; BITTENCOURT, A.C.S.P.; BRICHTA, A.; DOMINGUEZ, J.M.L. A Reevaluation of the Late Quaternary Sedimentation in Todos os Santos Bay (BA), Brazil. **Anais da Academia Brasileira de Ciências**, v. 72, n. 4, p. 573-590. 2000 Disponível em <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=32772408>. Acessado em 14 dez 2024 às 07h00.

LI, Y.; ZHAO, Z.; LUO, Y.; QIU, Z. Real-Time Pattern-Recognition of GPR Images with YOLO v3 Implemented by Tensorflow. *Sensors (Basel, Switzerland)*, v. 20, n. 22, 2020 Disponível em <https://doi.org/10.3390/s20226476> . Acessado em 03 dez 2024 às 17h30.

RIYATNA, R., 2023. Identification Active Pockmarks Using The Combination Of Side Scan Sonar And Sub-bottom Profiler. **Journal of Marine-Earth Science and Technology**. V. 3, n. 3, p. 68-72. 2023. Disponível em <https://doi.org/10.12962/j27745449.v3i3.618> . Acessado em 06 dez 2024 às 08h50.

ROGERS, J.; KELLEY, J.; BELKNAP, D.; GONTZ, A.; BARNHARDT, W., 2006. Shallow-water pockmark formation in temperate estuaries: A consideration of origins in the western gulf of Maine with special focus on Belfast Bay. **Marine Geology**, v. 225, n. 1-4, p. 45-62. 2006. Disponível em <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2005.07.011>. Acessado em 20 dez 2024 às 14h50.

SABINO, J. V.; DA SILVA, F. A.; DE ALMEIDA, L. L.; PEREIRA, D. R.; ARTERO, A. O. Utilizando Processamento De Imagens E Yolo Para A Construção De Um Sistema De Navegação De Um Drone Com Aplicação Em Uma Indústria. **Colloquium Exactarum**. ISSN: 2178-8332. v. 13, n. 4, p. 42-53. 2021 Disponível em <https://journal.unoeste.br/index.php/ce/article/view/4098> . Acessado em 07 dez 2024 às 09h00.

W. H. KEY. "Side scan sonar technology," OCEANS 2000 MTS/IEEE Conference and Exhibition. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37158), Providence, RI, USA, v. 2, p. 1029-1033. 2000. Disponível em <https://ieeexplore.ieee.org/document/881735> . Acessado em 15 dez 2024 às 11h00.

WU, W.; LIU, H.; LI, L.; LONG, Y.; WANG, X.; WANG, Z., LI, J.; CHANG, Y. Application of local fully Convolutional Neural Network combined with YOLO v5 algorithm in small target detection of remote sensing image. **PLoS ONE**, v. 18, n. 9. 2021. Disponível em <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0259283> . Acessado em 12 dez 2024 às 06h50.

AGRADECIMENTOS

A Marinha do Brasil por ceder os dados utilizados.



BLOCO 2

PRODUÇÃO E RECUPERAÇÃO



C A P Í T U L O 2

ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS MÉTODOS WAG E FAWAG: EFICIÊNCIA E DESAFIOS NA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE PETRÓLEO

Janiele Alves Eugênio Ribeiro Galvão

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Luana Beatriz de Sales Oliveira

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Gregory Vinicius Bezerra de Oliveira

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Dennys Correia da Silva

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Edney Rafael Viana Pinheiro Galvão

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Marcos Allyson Felipe Rodrigues

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Alcides Oliveira Wanderley Neto

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

RESUMO: A produção mundial de petróleo tem aumentado com o passar dos anos, e, embora haja avanços no cenário de transição energética com as fontes de energia renováveis, o petróleo permanece como uma importante fonte de energia e seus derivados constituem insumos essenciais para a indústria química. Na etapa de produção, a recuperação primária de petróleo chega em torno de 15%, sendo necessários métodos de recuperação secundária ou até métodos de recuperação avançada. Entre essas técnicas, o método *Water Alternating Gas* (WAG) é comumente empregado, consistindo na injeção de gás, alternada com a injeção de água, provocando o deslocamento do óleo. Todavia, um dos desafios do WAG é o controle da mobilidade do gás, que devido à sua baixa densidade, acaba chegando no poço produtor antecipadamente. O método *FAWAG* (*Foam-Assisted Water Alternating Gas*) surge como uma alternativa promissora para ampliar a produção. Esse processo envolve o uso de espumas, geradas com tensoativos, na

alternância de injeção de água e gás, permitindo o controle da mobilidade do gás e a minimização de caminhos preferenciais. Este trabalho tem como objetivo explorar as diferentes abordagens associadas aos métodos *WAG* e *FAWAG* por meio de uma revisão da literatura, apresentando os fundamentos de cada e trazendo estudos que demonstram em quais condições esses métodos apresentam maior fator de recuperação de óleo. Com os resultados, foi possível observar que a eficiência dos métodos *WAG* e *FAWAG* dependem das características do reservatório, sendo a utilização de espumas uma forma de mitigar efeitos indesejados que ocorrem na injeção alternada de água e gás, incrementando o fator de recuperação. Como destaque, cita-se a eficiência da aplicação do *FAWAG* em reservatórios heterogêneos e fraturados, mostrando a ação da espuma no controle da mobilidade do gás.

PALAVRAS-CHAVE: *WAG*; *FAWAG*; recuperação avançada de petróleo.

INTRODUÇÃO

Em meio aos avanços na transição energética, a produção de petróleo continua em crescimento no Brasil e no mundo, somando um incremento de 2,19% no período 2022/2023 (Energy Institute, 2024). Os combustíveis fósseis ainda correspondem a 80% da demanda energética global, com grande participação do petróleo, cujo consumo chegou a ultrapassar 100 milhões de barris de óleo por dia em 2023 (IEA, 2024). Desde a década de 60, a prospecção de novas reservas petrolíferas vem declinando, impulsionando a busca por novas tecnologias de recuperação de petróleo. O processo de recuperação, destinado à extração do óleo retido nas rochas-reservatório, pode ser categorizado como primário, secundário ou avançado. A recuperação primária possui baixo fator de recuperação, principalmente em reservatórios fraturados e de alta complexidade geológica, sendo necessárias técnicas para recuperação secundária e avançada (Kharrat *et al.*, 2021). Dada a alta demanda por petróleo e gás, particularmente para aplicações industriais, que vão desde a produção de combustíveis até a indústria química com fabricação de plásticos e outros materiais, o aumento da exploração requer tecnologias eficazes no campo da recuperação avançada (Santos, 2023). Ainda que haja metas mais consolidadas de descarbonização, aumento na produção de biocombustíveis e o crescimento, de um modo geral, da produção de energia por fontes renováveis, a indústria petrolífera desempenha papel fundamental, suprimindo boa parte da demanda energética global e também contribuindo para transição energética, com as empresas de energia.

Para otimizar a extração em campos maduros, após as etapas primária e secundária, os métodos de recuperação avançada ganham destaque. As técnicas de *EOR* incluem a injeção de água, gás, vapor e outras substâncias que incrementam

o deslocamento do óleo no reservatório, como tensoativos e polímeros, que atuam numa recuperação química, a *CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery)* (Hanza *et al.*, 2017). Entre eles, o *Water Alternating Gas (WAG)* é bastante conhecido e consiste na injeção alternada de gás e água, mas apresenta desafios de controle da mobilidade do gás, como o fenômeno de "*gas breakthrough*", que se refere à saída antecipada do gás no poço produtor. Como alternativa, o método *Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG)* tem se mostrado promissor, permitindo maior controle do gás e redução da formação de canais preferenciais no reservatório com o uso de espumas e tensoativos (Ritacco, 2024). Em meio a vários métodos de recuperação avançada, bem como a combinação destes, é importante conhecer e entender qual se adequa ao reservatório estudado.

METODOLOGIA

A metodologia empregada neste trabalho consistiu de uma revisão bibliográfica cuja pesquisa foi realizada em bases de dados acadêmicos, como Google Scholar, Periódicos Capes, OnePetro e SPE, restringindo o período de publicações do ano de 2017 a 2024. Foram empregadas palavras-chave relevantes como "*FAWAG*", "*Enhanced Oil Recovery (EOR)*", "*WAG*", "*reservoir*", na pesquisa. Buscou-se trabalhos que contemplassem as características e os resultados obtidos com os métodos WAG e FAWAG. Com o resultado da pesquisa, foram selecionados artigos de acordo com sua relevância e atualidade das referências, priorizando trabalhos com resultados experimentais e simulações numéricas, que apresentassem a descrição e a influência de variáveis de processo no fator de recuperação de óleo em ambos os métodos. Foram analisados o fator de recuperação obtido nos trabalhos, bem como os desafios envolvidos nos métodos WAG e FAWAG. Os parâmetros adotados para a comparação dos métodos foram o fator de recuperação obtido nos trabalhos, bem como os desafios envolvidos nos métodos WAG e FAWAG, o fundamento envolvido em cada processo e as características do reservatório em que são aplicados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

O *Water Alternating Gas (WAG)* é um método que se baseia na combinação dos métodos de Gas Injection (GI) e da Water Flooding (WF), combinando os benefícios de ambos, no intuito de aumentar a mobilidade do óleo no reservatório e mitigar *viscous fingering*. A combinação entre o aumento da varredura macroscópica pela inundação com água e a alta eficiência de deslocamento ocasionada pela injeção de gás, proporciona um incremento no fator de recuperação de óleo. As estratégias de injeção quando bem escolhidas culminam para o sucesso do WAG, entre elas o padrão do poço de injeção, a quantidade e o volume dos ciclos, além da taxa e pressão de injeção (Afzali *et al.*, 2018). Apesar da implementação bem-sucedida

do WAG em diferentes campos de petróleo maduro, em reservatórios de carbonato com natureza úmida a óleo, essa técnica ocasiona problemas como a alta produção de gás, além do *breakthrough* antecipado do gás (Aziz *et al.*, 2021). Na Figura 1 é ilustrado o método WAG, com os bancos de água e gás alternados.

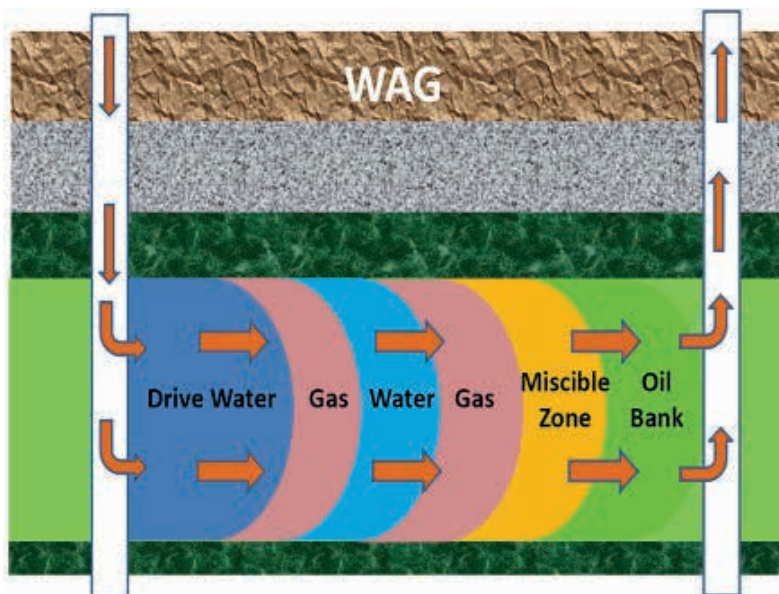


Figura 1 - WAG

Fonte: Khoshsima *et al.* (2023, p. 297).

Ebadati *et al.* (2018) aplicaram experimentalmente o método WAG com injeções alternativas de água quente e de dióxido de carbono quente, configurando as injeções em cinco cenários diferentes com vista a um reservatório iraniano, convencional e fraturado, que já havia recebido inundações de água por muitos anos. Como resultado, verificou-se que o WAG quente em reservatórios fraturados seria altamente viável, pois além de aumentarem o fator de recuperação, mobilizam o óleo de forma eficiente em relação a outros fluidos, visto que reduzem a viscosidade do óleo e a tensão superficial. O WAG quente pode ser usado especificamente para a recuperação de petróleo pesado.

No trabalho de Valeev *et al.* (2018), foi avaliada a influência da alternância de água e gás usando uma ampla gama de composições de gás, para o método WAG. O estudo utilizou-se de uma modelagem da injeção de uma mistura de água com gases secos e úmidos, com o software Eclipse E300, para avaliar uma área do reservatório Ach do campo de petróleo de Vyintoiskoe. Ao utilizar o gás úmido na mistura com água, foi possível aumentar o fator de recuperação em até 68%. Como

resultado, foi constatado que o uso de misturas ricas em gás deve ser evitado, visto que ocasiona o *breakthrough* antecipado do gás para o poço produtor, mas que com o incremento de componentes intermediários, o processo de deslocamento do gás é mais eficiente.

O *Foam Assisted Water Alternating Gas* (FAWAG) vem como uma alternativa para mitigar os efeitos negativos do WAG, com a geração *in situ* da espuma. A espuma controla a mobilidade do gás em zonas de alta permeabilidade em formações heterogêneas (Khan *et al.*, 2024). A utilização da espuma ocasiona um retardamento no avanço do gás, reduzindo a razão gás/óleo e consequentemente, reduzindo a injeção de gás. O tamponamento provocado pela espuma em áreas permeáveis, como regiões fraturadas, mobiliza o óleo de zonas pouco permeáveis, aumentando o fator de recuperação de óleo em virtude da redução de caminhos preferenciais (Ghaseminezhad & Sahraei, 2020). Observa-se na Figura 2 como a espuma atua no controle da mobilidade do gás, reduzindo o seu avanço, diminuindo a produção de gás e evitando caminhos preferenciais.

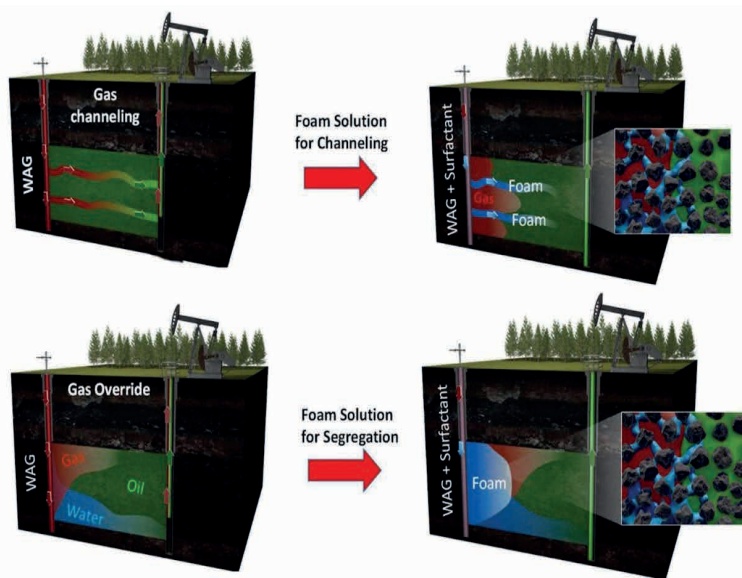


Fig. 1. Foam solutions for EOR reservoirs with gas channelling or gas override problem.

Figura 2 - Atuação da espuma no controle da mobilidade do gás

Fonte: Hassanzadeh *et al.* (2023, p. 2).

Borhan *et al.* (2022) conduziram um estudo de caso aplicando o método FAWAG sob condições específicas, visando gerenciar o excesso de espuma gerado no processo. Foram testados dois tipos de petróleo bruto e quatro tipos de antiespumantes

baseados em silicone-amina Gemini, sintetizados em água produzida, nas condições de 30 a 60 °C, com pressão variando entre 1 e 4 bar e vazão fixa de fluido de 0,5 L/min. O estudo concluiu que tanto a fração de compostos saturados no petróleo quanto a concentração de surfactante na espuma influenciam sua estabilidade.

No projeto piloto de Hassanzadeh *et al.* (2023), um tensoativo solúvel em CO₂ foi utilizado para criar uma espuma que aumentou a conformidade do gás, redirecionando o CO₂ para áreas não varridas e melhorando a produção. Observou-se uma queda de 20 a 50% na injetividade do gás após dois ciclos de espuma, mas, mesmo com esse desafio, a tecnologia mostrou um aumento sustentável de 35% na produção ao longo de dois anos, comprovando sua viabilidade econômica.

Derevyanko *et al.* (2022) realizaram um estudo comparativo entre os métodos de injeção de água (WI), gás alternado de água (WAG) e FAWAG tomando como referência os reservatórios carbonáticos fraturados e com alta heterogeneidade, localizados em Alekseevskoye, na Rússia. Os ensaios foram realizados sob condições de reservatório, e os testes de inundação foram conduzidos com plugues saturados com fluidos originais. Para a escolha do surfactante para a espuma no método FAWAG levou-se em consideração a compatibilidade com água de alta mineralização. Nos ensaios em plugues carbonáticos sem fraturas, os fatores de recuperação foram de 33,0% para WI, 76,0% para WAG e 53,0% para FAWAG. Em amostras fraturadas artificialmente, o FAWAG obteve melhor desempenho, com fator de recuperação de 47,0%, devido ao bloqueio parcial da fratura, superando o WAG, que alcançou 40%.

Karrat *et al.* (2023) exploraram técnicas de modelagem para recuperação em reservatórios fraturados com baixa permeabilidade, incluindo Gas Injection (GI), Water Alternating Gas (WAG) e Foam Assisted Water Alternating Gas (FAWAG). O estudo empregou o Modelo de Rede de Fraturas Discretas para desenvolver modelos bidimensionais que analisam condições de fraturas de diferentes tamanhos, permitindo uma simulação precisa dos métodos de recuperação. Como resultado, foi verificado que o método FAWAG é mais sensível aos tipos e redes de fraturas que o WAG e o GI, tornando necessária uma descrição mais profunda da rede de fratura. Nas simulações do FAWAG foram analisados o fator de recuperação, GOR (razão gás/óleo), *water cut* e a saturação de gás e água. Notou-se que a rede de fraturas médias contribui para a recuperação, variando de 5 a 10%. O *water cut* foi o parâmetro que sofreu maior impacto com as variações na rede de fraturas, mostrando a importância da rede no deslocamento dos fluidos injetados e produzidos nos estágios inicial e final da produção. Para o WAG foi utilizada a mesma razão de ciclo que o FAWAG, e assim como esperado, foi obtido um menor fator de recuperação, destaque notado quando há a inclusão de fraturas médias.

Razaak *et al.* (2024) desenvolveram um estudo em busca de uma formulação de espuma aplicável em campos offshore na Malásia, utilizando o método de recuperação avançada FAWAG. O objetivo era aprimorar o WAG, já aplicado nos campos da região, utilizando uma espuma que controlasse a mobilidade do gás e aumentasse a eficiência da varredura. As formulações foram testadas em plugues de arenito nativos da região em condições de temperatura mais altas que a do reservatório, visto que é uma variável de influência na estabilidade da espuma. Inicialmente, os resultados indicaram aumento na pressão diferencial com a presença dos surfactantes durante o ciclo WAG, que reduziu à medida que o gás se deslocava. Constatou-se que o aumento da taxa de injeção propiciou a formação de uma espuma adequada.

CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

A eficiência do método de recuperação avançada de petróleo depende intrinsecamente das características do reservatório. Tanto o método WAG quanto o FAWAG foram desenvolvidos há um certo tempo, entretanto com o avanço da quantidade de reservatórios maduros, essas técnicas vêm sendo mais empregadas. O WAG já é bem consolidado e empregado em vários campos, principalmente de bacias sedimentares com formações de arenito. O método FAWAG representa uma alternativa promissora, em virtude de mitigar desafios operacionais associados ao WAG, como a alta produção de gás e o avanço prematuro do gás até o poço produtor, atuando no controle de mobilidade do gás e reduzindo os caminhos preferenciais, tendo eficiência voltada para reservatórios heterogêneos e fraturados. Embora já aplicado em alguns campos petrolíferos, o FAWAG trata-se de uma tecnologia ainda em desenvolvimento, especialmente devido à complexa heterogeneidade dos reservatórios e às interações químicas que ocorrem na interface espuma-rocha-fluido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFZALI, S.; REZAEI, N.; ZENDEHBOUDI, S., A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection, **Fuel**, v. 227, p. 218-246, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015>.

AZIZ, H.; TEMOOR, M.; KHAN, M. J.; SYED, F. I., A review on nanofluid water alternating gas (N-WAG): application, preparation, mechanism, and challenges, **Springer Nature**, n. 14, p. 1416, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12517-021-07787-9>.

BORHAN, N.; SAADON, S.; HASSAN, A. Case Study of Managing Surplus Surfactant-Foam Generated from Foam Assisted-Water Alternating Gas, Onepetro, (Paper presented at the Offshore Technology Conference Asia, Virtual and Kuala Lumpur, Malaysia), 2022. DOI: <https://doi.org/10.4043/31516-MS>.

DEREVYANKO, V. K.; BOLOTOV, A. V.; MINKHANOV, I. F.; VARFOLOMEEV, M. A.; USMANOV, S. A.; SAIFULLIN, E. R.; EGOROV, A. N.; SUDAKOV, V. A.; ZHANBOSSYNOVA, S.; SAGIROV, R. N. Feasibility of Foam-Enhanced Water-Gas Flooding for a Low-Permeability High-Fractured Carbonate Reservoir, Screening of Foaming Agent and Flooding Simulation, Onepetro, (Paper presented at the SPE Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan), 2022. DOI: <https://doi.org/10.2118/217637-MS>.

EBADATI, A.; AKBARI, E.; DAVARPANAH, A., An experimental study of alternative hot water alternating gas injection in a fractured model, Energy Exploration & Exploitation, 37, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1177/0144598718815247>.

ENERGY INSTITUTE, Statistical Review of World Energy 2024. Disponível em: [energyinst.org/statistical-review](https://www.energyinst.org/statistical-review). Acessado em: janeiro de 2025.

GHASEMINEZHAD, H.; SAHRAEI, E., Experimental investigation of foam assisted water alternating gas injection in relation to Enhanced oil recovery applications, Petroleum Science & Technology, 38, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1080/10916466.2020.1790599>.

HAMZA, M. F.; SINNATHAMBI, C. M.; MERICAN, Z. M. A.; SOLEIMANI, H.; KARL D., S. An overview of present stability and performance of EOR-foam, Sains Malaysiana 46 (9), p. 1641-1650, 2017.

HASSANZADEH, A. et al. A novel foam process with CO₂ dissolved surfactant for improved sweep efficiency in EVGSAU field. *Geoenergy Science and Engineering*, v. 231, p. 212310, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212310>.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), World Energy Outlook 2024. Disponível em: www.iea.org, acessado em janeiro de 2025.

KHAN, J. A.; KIM, J. IRAWAN, S.; VERDIN, P. G.; CAI, B.; YEKEEN, N.; PERMATASAR, K. A. Application of foam assisted water alternating gas flooding and quantification of resistivity and water saturation by experiment and simulation to determine foam propagation in sandstone, Heliyon, 10, 2024. DOI: [10.1016/j.heliyon.2024.e25435](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25435).

KARRAT, R.; ZALLAGHI, M.; OTT, H., Performance quantification of Enhanced Oil Recovery Methods in Fractured Reservoirs, Energies, v. 14(16), p. 4739, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14164739>.

KHARRAT, R.; ALALIM, N.; OTT, H. Assessing the Influence of Fracture Networks on Gas-Based Enhanced Oil Recovery Methods, Energies, v. 16(17), p. 6364, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16176364>.

KHOSHSIMA, A.; SEDIGHI, M.; MOHAMMADI, M. Gas Injection Methods: Enhanced Oil Recovery Series, Chapter 8, GPP, p. 295-316, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822302-4.00001-6>.

MUHAMMAD, U. S. & HAMZA, M. F. *Fenugreek* surfactant: Extraction, Synthesis and Evaluation of Foam Properties for Application in Enhanced Oil Recovery, Applied and Science and Technology Express, v. 2022, p. 1-9, 2022. Article ID: ASTE-2211032112821. Disponível em: <https://www.htpub.org/Applied-Science-And-Technology-Express/>, acessado em dezembro de 2024.

RAZAK, AAA; ZAINAL, S.; BAHRIM, RZK; HSIA, C. I.; RAZALI, N.; ZAIDIN, M. F.; ZULKARNAIN, N. N.; AMIR, M. I. M., Foam-Assisted Water Alternating Gas (FAWAG) Injection in Offshore Malaysia Fields: A Single Formulation Approach for Enhanced Oil Recovery, **OnePetro** (paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Saudi Arabia), 2024. DOI: <https://doi.org/10.2523/IPTC-24497-MS>.

RITOCOCO, H. Foam-assisted oil recovery: A physics-based perspective, Current Opinion Colloid & Interface Science, v. 72 p. 101809, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cocis.2024.101809>.

SANTOS, J. A. G. Valoração de tecnologia microbiana para aplicação em recuperação avançada de petróleo utilizando um modelo adaptado. Tese (Doutorado em Difusão do Conhecimento), Programa de Pós-Graduação Multi-institucional em Difusão do Conhecimento, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia e Universidade Federal da Bahia, 2023.

VALEEV, A. S.; KOTENEV, Y. A.; MUKHAMETSHIN, V. S. Evaluation of Water-Alternating-Gas efficiency when using wide range of composition, IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, v. 194, p. 082042, 2018. DOI: 10.1088/1755-1315/194/8/082042.

AGRADECIMENTOS

Ao Laboratório de Tecnologia de Tensoativos e Processos de Separação (LTT/IQ/UFRN) e ao Laboratório de Reservatórios (LABRES) pelo suporte e estrutura e pelo apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015.



C A P Í T U L O 3

APLICAÇÃO DE APRENDIZADO DE MÁQUINA NA OTIMIZAÇÃO DA GARANTIA DE ESCOAMENTO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

Hellockston Gomes de Brito

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Carla Wilza Souza de Paula Maitelli

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Oswaldo Chiavone-Filho

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

ABSTRACT: The exploration and production of oil and gas in offshore environments face significant challenges related to flow assurance, particularly due to the formation of gas hydrates, paraffin deposition, and asphaltene precipitation. These phenomena lead to partial or complete obstructions in pipelines and process equipment, causing operational inefficiencies, unplanned shutdowns, and substantial financial losses. This study presents a comprehensive bibliographic review supported by bibliometric analysis using VOSviewer to identify research trends and thematic clusters in the field. The methodology included the qualitative and comparative assessment of operational and economic impacts based on literature-reported data, focusing on maintenance costs, production losses, and intervention frequencies. Despite limitations in statistical inference, the compilation of descriptive data allowed for the classification and contextualization of critical phenomena in terms of recurrence and severity. Additionally, the integration of machine learning models—such as artificial neural networks, support vector machines, and decision trees—was discussed as a promising approach to predict and mitigate flow assurance problems. These models achieved up to 92% accuracy in forecasting hydrate formation and contributed to a 25% reduction in corrective maintenance costs. The results reinforce the need for data-driven strategies to enhance the reliability and efficiency of offshore production systems, promoting a proactive and sustainable approach to flow assurance management.

KEYWORDS: Flow assurance, hydrate, machine learning.

INTRODUÇÃO

A exploração e produção de petróleo e gás natural constituem elementos fundamentais para o abastecimento energético mundial, sendo responsáveis pelo fornecimento de insumos essenciais a múltiplos segmentos industriais (Li *et al.*, 2021). No entanto, as operações realizadas tanto em terra (*onshore*) quanto no mar (*offshore*) apresentam complexidades técnicas e operacionais consideráveis, com destaque para os desafios associados à garantia de escoamento (*flow assurance*) eficiente (Nathanael *et al.*, 2024). Fenômenos como a formação de hidratos, a deposição de parafinas e a precipitação de asfaltenos representam riscos críticos, podendo levar à obstrução de dutos, à redução da eficácia dos sistemas de produção e, em situações mais graves, à interrupção total das operações. Tais ocorrências acarretam prejuízos financeiros expressivos, evidenciando a necessidade de abordagens técnicas avançadas e de medidas preventivas para assegurar a continuidade e a eficiência dos processos produtivos (Kumar, 2023; Lee e Wong, 2021).

A formação de hidratos de gás, ou clatratos, representa um dos principais desafios técnicos e operacionais na indústria de petróleo e gás, especialmente em ambientes *offshore*, onde condições de alta pressão e baixas temperaturas favorecem sua cristalização (Xia *et al.*, 2022). Esses compostos, são formados quando moléculas de água se organizam em estruturas de gaiola que aprisionam moléculas de gases leves, como metano, etano ou dióxido de carbono, resultando em sólidos cristalinos semelhantes ao gelo (Pinto *et al.*, 2022). Eles podem obstruir dutos, válvulas e equipamentos, comprometendo o fluxo de fluidos e reduzindo a eficiência operacional.

Além disso, a deposição de parafinas e asfaltenos representa outro desafio significativo para a garantia de escoamento (*flow assurance*) na indústria de petróleo e gás. As parafinas são compostos orgânicos de cadeia longa, presentes no petróleo bruto, que tendem a se solidificar em temperaturas mais baixas, especialmente em dutos e equipamentos submetidos a condições de resfriamento (Elarbe *et al.*, 2021). Já os asfaltenos são macromoléculas poliaromáticas complexas, que podem precipitar devido a mudanças nas condições termodinâmicas, como variações de pressão, temperatura ou composição do fluido (Burdelnaya *et al.*, 2023). Ambos os fenômenos podem levar à formação de depósitos sólidos nas paredes internas dos dutos, reduzindo o diâmetro efetivo e comprometendo o fluxo de fluidos.

A deposição desses compostos pode resultar em obstruções completas, interrupções na produção e elevação dos custos associados à manutenção corretiva (Newberry e Jennings, 2022; Sousa *et al.*, 2022). Além disso, tais ocorrências podem levar a paradas não programadas, incremento nos gastos com manutenção, riscos de falhas estruturais e potenciais acidentes ambientais (Pinheiro e Pinho,

2021). Estratégias convencionais de prevenção, como a injeção de inibidores químicos (metanol, monoetilenoglicol) e o controle termodinâmico das condições operacionais, embora eficazes, frequentemente acarretam custos significativos e elevada complexidade operacional, especialmente em campos localizados em águas profundas (Liu *et al.*, 2024).

Diante desses desafios, a indústria tem buscado soluções inovadoras, como o uso de técnicas avançadas de monitoramento em tempo real e modelos preditivos baseados em inteligência artificial e aprendizado de máquina (Paramesha; Rane; Rane, 2024). Essas abordagens permitem uma análise mais precisa das condições operacionais, facilitando a tomada de decisões proativas e a implementação de medidas preventivas antes que os hidratos, parafinas e asfaltenos se tornem problemas críticos. A integração dessas tecnologias não apenas otimiza a gestão de riscos associados à garantia de escoamento (*flow assurance*), mas também contribui para a redução de custos, a minimização de interrupções e a melhoria da segurança operacional (Hussain *et al.*, 2024). Portanto, a compreensão aprofundada desses fenômenos e a adoção de estratégias robustas são essenciais para garantir a eficiência e a sustentabilidade das operações em ambientes cada vez mais complexos.

Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é analisar, por meio de uma revisão bibliográfica abrangente, os impactos operacionais e financeiros causados pela formação de hidratos, deposição de parafinas e precipitação de asfaltenos nos sistemas de produção de petróleo e gás. A pesquisa busca compreender as principais consequências da falta de controle adequado desses fenômenos, destacando os desafios associados à garantia de escoamento. Além disso, o estudo explora a aplicação de soluções tecnológicas inovadoras, como técnicas de aprendizado de máquina, para otimizar a detecção e prevenção dessas formações indesejadas, promovendo maior eficiência operacional, redução de custos, segurança e sustentabilidade na indústria.

METODOLOGIA

Esta pesquisa foi desenvolvida mediante uma abordagem metodológica integrada, combinando revisão bibliográfica sistemática com análise bibliométrica e tratamento estatístico descritivo, com o propósito de avaliar os impactos operacionais e financeiros decorrentes da formação de hidratos, deposição de parafinas e precipitação de asfaltenos em sistemas de produção offshore. A investigação pautou-se em fontes documentais de natureza técnico-científica, incluindo artigos indexados, relatórios especializados e estudos de caso, coletados em bases de dados consolidadas como *ScienceDirect*, *OnePetro*, *Scopus*, *SpringerLink* e *Web of Science*.

A seleção do material considerou critérios de pertinência temática, recorrência de termos-chave associados à garantia de escoamento, atualidade das publicações (priorizando o período 2015-2023) e a apresentação de dados quantitativos mensuráveis, tais como indicadores de perdas operacionais, custos de intervenção, tempo médio de paradas não programadas e eficácia de estratégias de mitigação. Para mapear o estado da arte e identificar tendências na literatura, foi conduzida uma análise bibliométrica utilizando o software *VOSviewer*, que permitiu a construção de redes de coocorrência de termos técnicos em inglês relacionados aos fenômenos estudados (Martins; Gonçalves; Branco, 2024). Essa análise revelou clusters temáticos, padrões de conexão entre conceitos e a evolução temporal das publicações, destacando as principais lacunas de pesquisa e áreas emergentes no campo.

Complementarmente, os dados extraídos da literatura foram submetidos a uma análise estatística descritiva, organizados em matrizes comparativas que categorizaram os impactos operacionais e financeiros com base em parâmetros como frequência de falhas, redução de vazão e custos associados à mitigação. Embora a ausência de critérios estatísticos inferenciais padronizados limite a generalização dos resultados, a consistência das informações foi garantida por meio de triangulação com estudos de referência, como os trabalhos de Yu et al. (2021), Elarbe et al. (2021) e Mohammed et al. (2021), que forneceram métricas validadas sobre os percentuais de impacto atribuíveis a cada fenômeno. A integração dessas abordagens permitiu uma avaliação abrangente, ainda que reconhecendo as limitações inerentes à natureza não experimental da pesquisa e à variabilidade metodológica dos estudos analisados.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A formação de hidratos, a deposição de parafinas e a precipitação de asfaltenos representam desafios críticos para a indústria de petróleo e gás, impactando diretamente a eficiência operacional e gerando custos financeiros elevados. Este estudo realiza uma análise desses fenômenos, com base em uma revisão bibliográfica sistemática e dados extraídos da literatura. Tais ocorrências podem levar à obstrução de dutos, à redução da eficiência dos sistemas de produção e ao aumento dos custos de manutenção (Pinheiro e Pinho, 2021). Além disso, o trabalho explora soluções tecnológicas inovadoras, como o uso de aprendizado de máquina, para mitigar esses problemas e aprimorar a garantia de escoamento.

Impactos operacionais e financeiros

A formação de hidratos, a deposição de parafinas e a precipitação de asfaltenos são fenômenos que impactam significativamente as operações offshore, causando obstruções em dutos, válvulas e equipamentos de superfície, o que pode resultar

em paradas não planejadas e perdas produtivas. Os hidratos de gás, formados em condições de alta pressão e baixa temperatura, são responsáveis por cerca de 15% das interrupções operacionais (Yu *et al.*, 2021). Já a deposição de parafinas, decorrente da precipitação de hidrocarbonetos de cadeia longa em temperaturas reduzidas, pode diminuir a capacidade de escoamento em até 20% (Alarbe *et al.*, 2021). A precipitação de asfaltenos, causada por variações na pressão, temperatura ou composição do fluido, contribui para cerca de 10% das falhas em dutos e equipamentos (Mohammed *et al.*, 2021). A deposição de parafinas apresenta o maior impacto operacional, enquanto a formação de hidratos e a precipitação de asfaltenos representam desafios significativos tanto na manutenção quanto na continuidade da produção, o que gera uma preocupação ainda maior durante a exploração de petróleo e gás. Observa-se na Tabela 1, os principais impactos operacionais e financeiros causados por esses fatores.

Fenômeno	Impactos Operacionais	Impactos Financeiros	Observações
Formação de Hidratos	Obstrução de linhas de escoamento; paradas de produção; riscos de segurança	Custos elevados de prevenção e remediação; perda de receita devido a interrupções	Reação entre água e gás sob alta pressão e baixa temperatura
Deposição de Parafinas	Redução do diâmetro efetivo dos dutos; aumento da perda de carga; diminuição da eficiência de transporte	Custos com intervenções mecânicas ou químicas; aumento nos gastos operacionais	Ocorre devido à queda de temperatura e à solubilidade limitada das parafinas
Precipitação de Asfaltenos	Obstruções em válvulas, bombas e dutos; interferência nos processos de separação e refino	Custos de manutenção elevados; perdas de produção; impacto na qualidade do produto	Influenciada por mudanças na pressão, temperatura ou composição do óleo bruto

Tabela 1 - Impactos Operacionais e Financeiros dos Depósitos em Sistemas de Produção de Petróleo e Gás

Fonte: Compilação de fontes diversificadas corroborado pela expertise autoral.

Esses problemas também geram impactos financeiros expressivos, elevando custos de manutenção corretiva e resultando em perdas de produção. Intervenções para remoção dessas obstruções podem custar até US\$ 500 milhões anuais (Cheng *et al.*, 2022), enquanto a formação de hidratos, por exemplo, pode acarretar perdas de até 10.000 barris por dia em campos *offshore* (Sahu; Kumar; Sangwai, 2020.). Constam agrupadas na Tabela 2 algumas perdas percentuais de produção, com base na formação de hidratos e parafinas.

Garantia de escoamento		Principais perdas por garantia de escoamento (%)		
Ano	Perdas/perdas totais (%)	Hidratos	Parafinas	Outros
2003	65,4	21,9	78,0	0,1
2004	31,2	0,4	99,4	0,2
2005	42,1	34,5	550,1	10,4
2006	42,2	26,7	72,4	0,9
2007	67,1	53,0	46,3	0,7

Tabela 2 – Variações percentuais nas perdas de produção relacionadas a garantia de escoamento

Fonte: adaptado de Noe *et al.* (2008, p. 2).

A análise dos dados revela variações significativas nas perdas de produção relacionadas à garantia de escoamento entre 2003 e 2007. Inicialmente, a deposição de parafinas foi a principal causa das obstruções, atingindo seu pico em 2004 (99,4%). No entanto, a partir de 2005, houve um aumento expressivo na influência dos hidratos, que passaram de 0,4% para 34,5%, alcançando 53,0% em 2007, superando as parafinas como principal fator de perda.

Esse comportamento pode estar relacionado a mudanças nas condições operacionais, como variações na temperatura e pressão ao longo dos anos, bem como na composição dos fluidos produzidos (Xia *et al.*, 2022). O aumento pontual das perdas classificadas como “outras” em 2005 sugere a influência de eventos específicos que demandariam uma investigação mais detalhada. Assim, os dados indicam uma transição nos desafios operacionais, reforçando a necessidade de estratégias integradas para mitigação de hidratos e parafinas, garantindo maior eficiência e segurança na produção offshore.

Análise estatística

O aprendizado de máquina tem emergido como uma ferramenta promissora para a detecção precoce e prevenção de problemas relacionados à garantia de escoamento (Akape, 2024). Além da melhoria na eficiência operacional, a aplicação de aprendizado de máquina teve impactos econômicos significativos. A redução da frequência dessas falhas pode representar uma economia anual de até US\$ 30 milhões por instalação (Tabela 3).

Fator	Sem <i>Machine Learning</i>	Com <i>Machine Learning</i>
Média de Interrupções/ano	12	5
Tempo Médio de Reparos (horas)	48	20
Custo Anual de Manutenção (US\$)	50 milhões	20 milhões

Tabela 3 – Comparação antes e depois de aplicação de *Machine Learning* na prevenção e detecção de depósitos.

Fonte: Adaptado de Salem; Yakoot; Mahmoud (2022); Bayazitova; Anastasiadou; Santos (2024).

A análise comparativa com estudos anteriores reforça a eficácia das técnicas empregadas. Trabalhos de referência como AL-Sabaei *et al.* (2023) e Sousa *et al.* (2022) indicam redução similar nos custos operacionais ao integrar aprendizado de máquina na manutenção preventiva. Modelos preditivos podem ser treinados para identificar condições que favorecem a formação de hidratos, deposição de parafinas e precipitação de asfaltenos, permitindo a implementação de medidas preventivas antes que ocorram obstruções significativas. Dentre as técnicas passíveis de aplicação, conforme a natureza de cada falha analisada, destacam-se as Redes Neurais Artificiais Recorrentes (LSTM/GRU), as Máquinas de Vetores de Suporte (abordagem supervisionada) e as Árvores de Decisão (baseadas em regras). Os respectivos níveis de precisão desses métodos encontram-se discriminados na Tabela 4.

Algoritmo	Precisão	Aplicação Principal
Redes Neurais Artificiais (LSTM/GRU)	92%	Previsão de formação de hidratos
Máquinas de Vetores de Suporte	85%	Detecção de deposição de parafinas
Árvores de Decisão	80%	Identificação de precipitação de asfaltenos

Tabela 4 - Comparação de Algoritmos de Aprendizado de Máquina na Garantia de Escoamento

Fonte: Adaptado de Lee *et al.* (2022); Men *et al.* (2018); Khalighi e Cheremisin (2023).

A implementação dessas técnicas pode resultar em uma redução significativa nos custos operacionais e na melhoria da eficiência da produção. No entanto, é essencial considerar a qualidade e a disponibilidade dos dados operacionais para treinar os modelos de aprendizado de máquina, bem como a necessidade de integração contínua entre especialistas em domínio e cientistas de dados para desenvolver soluções eficazes. Os modelos foram avaliados com base em métricas estatísticas, como coeficiente de determinação (R^2), erro quadrático médio (EQM; $RMSE = \text{root mean-square error}$) e índice de acurácia (Tabela 5).

Modelo	R ²	RMSE	Redução de Custos (%)
Redes Neurais	0,92	0,18	25
SVM	0,85	0,15	20
Árvores de Decisão	0,80	0,20	18

Tabela 5 - Análise Comparativa dos Modelos de Aprendizado de Máquina

Fonte: Adaptado de Lee et al. (2022, p. 12), Men et al. (2018, p. 13); Khalighi e Cheremisin (2023, p. 11).

Os resultados demonstraram que as redes neurais alcançaram um R² médio de 0,92, indicando alta precisão na previsão da formação de hidratos. A SVM (tabela 5) obteve um RMSE de 0,15, evidenciando baixo erro na detecção de padrões anômalos. A utilização combinada dessas técnicas possibilitou a redução de 25% nos custos de manutenção corretiva e um aumento de 18% na disponibilidade operacional.

Levantamento bibliométrico

A bibliometria é uma ferramenta essencial para mapear a produção científica, identificar tendências e avaliar a relevância de temas de pesquisa. A partir dos dados extraídos da Web of Science e do Scopus e analisados pelo software VOSviewer, foi possível construir um mapa bibliométrico representando a interconectividade entre palavras-chave relacionadas à pesquisa sobre avaliações de riscos em indústrias químicas, conforme mostrado na figura 1.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo teve como objetivo analisar os principais desafios da garantia de escoamento na indústria de petróleo e gás, com foco na formação de hidratos, deposição de parafinas e precipitação de asfaltenos, além de propor o uso de técnicas de aprendizado de máquina como ferramenta de prevenção e mitigação desses fenômenos.

A revisão evidenciou que tais obstruções geram impactos operacionais e financeiros significativos, especialmente em ambientes offshore. Verificou-se que, embora os métodos tradicionais ainda sejam utilizados, apresentam limitações diante da complexidade atual dos sistemas. Nesse cenário, destacam-se as técnicas de aprendizado de máquina, como redes neurais e algoritmos supervisionados, que se mostraram eficazes na previsão de falhas e no apoio à tomada de decisão.

Conclui-se que a integração dessas tecnologias a sistemas de monitoramento em tempo real, aliada à capacitação das equipes e ao uso de bases de dados robustas, pode contribuir significativamente para a redução de custos, aumento da segurança operacional e melhoria da eficiência dos processos. Como proposta para estudos futuros, recomenda-se a aplicação de sensores IoT, a ampliação das bases de dados e o uso de redes neurais profundas, além da exploração de lacunas identificadas no mapeamento bibliométrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AL-SABAEI, A. M.; ALHUSSIAN, H.; ABDULKADIR, S. J.; JAGADEESH, A. Prediction of oil and gas pipeline failures through machine learning approaches: A systematic review. **Energy Reports**, v. 10, p. 1313-1338, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.08.009>. Acesso em: jan. 2025.

AKPE, A. T.; NUAN, S. I.; SOLANKE, B.; IRIOGBE, H. O. Development and implementation of cost control strategies in oil and gas engineering projects. **Global Journal of Advanced Research and Reviews**, v. 2, n. 01, p. 001-022, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.58175/gjarr.2024.2.1.0028>. Acesso em: jan. 2025.

BAYAZITOVA, G.; ANASTASIADOU, M.; SANTOS, V. D. Oil and gas flow anomaly detection on offshore naturally flowing wells using deep neural networks. **Geoenery Science and Engineering**, v. 242, p. 213240, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213240>. Acesso em: jan. 2025.

BURDELNAYA, N. S.; BORISOVA, L. S.; BUSHNEV, D. A.; ILCHENKO, A. A. Geochemical significance of the molecular and supramolecular structures of asphaltenes (a review). **Petroleum Chemistry**, v. 63, n. 1, p. 31-51, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1134/S0965544123020172>. Acesso em: jan. 2025.

CHENG, L.; CUI, J.; LI, J.; ZHU, R.; LIU, B.; BAN, S.; CHEN, G. High efficient development of green kinetic hydrate inhibitors via combined molecular dynamic simulation and experimental test approach. **Green Chemical Engineering**, v. 3, n. 1, p. 34-43, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.gce.2021.07.010>. Acesso em: jan. 2025.

ELARBE, B.; ELGANIDI, I.; RIDZUAN, N.; ABDULLAH, N.; YUSOH, K. Paraffin wax deposition and its remediation methods on crude oil pipelines: A systematic review. **Maejo International Journal of Energy and Environmental Communication**, v. 3, n. 3, p. 6-34, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.54279/mijeec.v3i3.246281>. Acesso em: jan. 2025.

HUSSAIN, M.; ALAMRI, A.; ZHANG, T.; JAMIL, I. (2024). Application of Artificial Intelligence in the Oil and Gas Industry. In: Chakir, A., Andry, J.F., Ullah, A., Bansal, R., Ghazouani, M. (eds) Engineering Applications of Artificial Intelligence. Synthesis Lectures on Engineering, Science, and Technology. Springer, Cham. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-031-50300-9_19. Acessado em: jan. 2025.

KHALIGHI, J.; CHEREMISIN, A. Comparative study of machine learning algorithms in predicting asphaltene precipitation with a novel validation technique. **Earth Science Informatics**, v. 16, n. 4, p. 3097-3111, 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s12145-023-01075-8>. Acessado em: jan. 2025.

KUMAR, A. Perspectives of flow assurance problems in oil and gas production: a mini-review. **Energy & Fuels**, v. 37, n. 12, p. 8142-8159, 2023. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.3c00843>. Acessado em: jan. 2025.

LEE, J. M.; WONG, E. Y. Suez Canal blockage: an analysis of legal impact, risks and liabilities to the global supply chain. In: **MATEC web of conferences**. EDP Sciences, Anais 339, 2021. p. 01019. Disponível em: <https://doi.org/10.1051/mateconf/202133901019>. Acessado em: jan. 2025.

LEE, N.; KIM, H.; JUNG, J.; PARK, K. H.; LINGA, P.; SEO, Y. Time series prediction of hydrate dynamics on flow assurance using PCA and Recurrent neural networks with iterative transfer learning. **Chemical Engineering Science**, v. 263, p. 118111, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ces.2022.118111>. Acessado em: jan. 2025.

LI, Y.; CHEN, B.; CHEN, G.; WU, X. The global oil supply chain: The essential role of non-oil product as revealed by a comparison between physical and virtual oil trade patterns. **Resources, conservation and recycling**, v. 175, p. 105836, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2021.105836>. Acessado em: jan. 2025.

LIU, Y.; MU, H.; LV, X.; YU, Y.; WANG, W.; MU, Y.; SUN, B. Toward Greener Flow Assurance: Review of Experimental and Computational Methods in Designing and Screening Kinetic Hydrate Inhibitors. **Energy & Fuels**, v. 38, n. 18, p. 17191-17223, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c02953>. Acessado em: jan. 2025.

MARTINS, José; GONÇALVES, Ramiro; BRANCO, Frederico. A bibliometric analysis and visualization of e-learning adoption using VOSviewer. **Universal Access in the Information Society**, v. 23, n. 3, p. 1177-1191, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10209-022-00953-0>. Acessado em: jan. 2025.

MEN, H.; FU, S.; YANG, J.; CHENG, M.; SHI, Y.; LIU, J. Comparison of SVM, RF and ELM on an Electronic Nose for the Intelligent Evaluation of Paraffin Samples. **Sensors**, v. 18, n. 1, p. 285, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/s18010285>. Acessado em: jan. 2025.

MOHAMMED, I.; MAHMOUD, M.; AL SHEHRI, D.; EL-HUSSEINY, A.; ALADE, O. Asphaltene precipitation and deposition: A critical review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 197, p. 107956, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107956>. Acessado em: jan. 2025.

NATHANAEL, J.; KHAIRILMIZAL, S.; SAMUEL, C.; SANSUDDIN, N.; HUSSIN, M. F.; HAPANI, M.; HUSNA, K. A. Challenges in managing emergency offshore: A comparison of offshore and onshore perspectives. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 88, p. 105275, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2024.105275>. Acessado em: jan. 2025.

NEWBERRY, M.; JENNINGS, D. W. Paraffin management. In: **Flow Assurance**. Gulf Professional Publishing, 2022. p. 85-183. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822010-8.00003-9>. Acessado em: jan. 2025.

NOE, G.; NASCIMENTO, R. F.; SILVA, S. G.; FRANCISCO FERREIRA RODRIGUES. "Challenges of Flow Assurance in the Roncador Field." Paper presented at the **Offshore Technology Conference**, Houston, Texas, USA, May 2008. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/19291-MS>. Acessado em: jan. 2025.

PARAMESHA, M.; RANE, N. L.; RANE, J. Big data analytics, artificial intelligence, machine learning, internet of things, and blockchain for enhanced business intelligence. **Partners Universal Multidisciplinary Research Journal**, v. 1, n. 2, p. 110-133, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.5281/zenodo.12827323>. Acessado em: jan. 2025.

PINHEIRO, N. C.; PINHO, S. P. G. Assessment of the impact of wax deposition in a pre-salt project. In: **Offshore Technology Conference**. OTC, 2021. p. D022S060R006. Disponível em: <https://doi.org/10.4043/31243-MS>. Acessado em: jan. 2025.

PINTO, C. B. M.; SOUTO, S. K. C.; LIMEIRA, V.; NETO, H. P. B.; SANTANDREA, F. M. Análise da formação de hidratos no escoamento de gás em uma unidade de processamento de gás natural (UPGN). **Caderno de Graduação-Ciências Exatas e Tecnológicas-UNIT- ALAGOAS**, v. 7, n. 3, p. 38-38, 2022. Disponível em: <https://periodicosgrupotiradentes.emnuvens.com.br/cdgetxatas/article/view/11029>. Acessado em: jan. 2025.

SAHU, C.; KUMAR, R.; SANGWAI, J. S. Comprehensive review on exploration and drilling techniques for natural gas hydrate reservoirs. **Energy & Fuels**, v. 34, n. 10, p. 11813-11839, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02202>. Acessado em: jan. 2025.

SALEM, A. M.; YAKOOT, M. S.; MAHMOUD, O. Addressing diverse petroleum industry problems using machine learning techniques: literary methodology spotlight on predicting well integrity failures. **ACS omega**, v. 7, n. 3, p. 2504-2519, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c05658>. Acessado em: jan. 2025.

SOUSA, A. M.; RIBEIRO, T. P.; PEREIRA, M. J.; MATOS, H. A. Review of the Economic and Environmental Impacts of Producing Waxy Crude Oils. **Energies**, v. 16, n. 1, p. 120, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en16010120>. Acessado em: jan. 2025.

XIA, Z. ZHAO, Q.; CHEN, Z.; LI, X.; ZHANG, Y.; XU, C.; YAN, K. Review of methods and applications for promoting gas hydrate formation process. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 101, p. 104528, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104528>. Acessado em: jan. 2025.

YU, Yi-Song; ZHANG, X.; LIU, J. W.; LEE, Y.; LI, X. S. Natural gas hydrate resources and hydrate technologies: a review and analysis of the associated energy and global warming challenges. **Energy & Environmental Science**, v. 14, n. 11, p. 5611-5668, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1039/D1EE02093E>. Acessado em: jan. 2025.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015. Agradecem a UFRN (Universidade Federal do Rio Grande do Norte e o LAUT (Laboratório de Automação) pelo apoio.



C A P Í T U L O 4

ANÁLISE DE JUNTAS SOLDADAS DO METAL DE BASE TUBO DE AÇO-CARBONO ASTM A106/A106M-19A GR. B COM METAIS DE ADIÇÃO ER80S-G E ER70S-3 PELO PROCESSO DE SOLDAGEM TIG (GTAW) UTILIZADO NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS

Marcos Alexandre Rodrigues Pinto

Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP
Mestrando do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM)

Amauri Hassui

Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP
Professor Doutor de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM)

Rodolfo Rossini Peticarrari

Universidade de São Paulo – USP
Engenheiro e Mestre em Engenharia de Materiais e Manufatura, responsável pela análise de falhas e por vários ensaios laboratoriais na empresa WELDING Inspeções, Engenharia e Análise de Materiais Ltda.

ABSTRACT: The carbon steel pipe welding process is used extensively in oil and gas plants for the extraction, refining and transportation of hydrocarbons. It is known that the oil industry generates a high demand for remanufacturing and maintenance of pipes in its networks, due to the corrosiveness of the fluids to which they are exposed. The aim of this study is therefore to analyze the mechanical properties of the welded joint using the following tests: (1) machining by turning the weld bead reinforcement, (2) metallography with interpretation of micrographs and macrographs using optical microscopy, (3) Vickers hardness, and (4) tensile strength of the welded joint in ASTM A106/A106M-19a grade B carbon steel pipe and base metal specimens. The tests carried out were designed to justify the replacement of the filler metal, ER80S-G welding rods, with ER70S-3, using the TIG welding process (GTAW - Gas Tungsten Arc Welding), with a view to significantly reducing the cost of the filler metal (rod) in the welding process and as an alternative similar filler metal. After analyzing the results presented and then comparing them, it is concluded that it was possible to identify satisfactory technical results and propose the replacement of the filler metal, preserving the strength and mechanical properties of the welded joints required for this process, resulting in a cost reduction in the application of these consumables (rods) and guaranteeing precision work in the oil industry, in its plants and construction sites.

KEYWORDS: oil industry; welded joints; filler metals; welding; steel pipes.

INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo e gás é um setor estratégico para a economia brasileira, responsável por cerca de 10% do PIB industrial do país. Em 2023, a produção média anual de petróleo no Brasil atingiu 3,402 milhões de barris/dia, um aumento de 12,57% em relação ao recorde anterior estabelecido em 2022, que foi de 3,022 milhões de barris/dia. Com a produção nacional de petróleo projetada para alcançar 5,2 milhões de barris por dia em 2031, a demanda por materiais e equipamentos resistentes à corrosão e ao desgaste é crescente (ANP, 2023).

Os aços-carbono são amplamente utilizados na indústria de petróleo e gás, e em oleodutos, para fins de extração e transporte desses combustíveis (Santos; Souza; Bezerra, 2019). Contudo, o aço-carbono possui limitações quanto à sua utilização nesse setor, principalmente devido à sua baixa resistência à corrosão (Melo; Urtiga Filho, 2015).

A montagem e a fabricação de tubulações em refinarias brasileiras ainda exigem grande quantidade de mão de obra especializada. Cerca de 40% do tempo de trabalho necessário para construir uma nova planta petroquímica são gastos em atividades relacionadas à tubulação (Sgobbi, 2015). Nesse sentido, a soldagem é uma técnica utilizada na indústria contemporânea, sendo o método mais importante de união de metais em escala industrial. Sua aplicação é vasta desde a microeletrônica até a construção de navios e estruturas de grande porte. Além de ser usada em estruturas simples, como portas e grades, a soldagem também é empregada em situações de alta complexidade e responsabilidade, como na indústria petrolífera e nuclear (César Neto, 2015).

Para minimizar prejuízos, as empresas petroquímicas têm investido no desenvolvimento de novos materiais similares como a substituição do metal de adição ER80S-G pelo ER70S-3 em juntas soldadas de aço-carbono ASTM A106/A106M-19a Gr. B, utilizando o processo de soldagem TIG.

OBJETIVOS

Objetivo geral

O objetivo geral do presente estudo consistiu em analisar a viabilidade de substituição do metal de adição ER80S-G pelo ER70S-3 em junta soldada, aplicando-se o processo de soldagem TIG no metal base aço-carbono ASTM A106/A106M-19a Gr. B, considerando-se esse processo como uma alternativa favorável no tocante à qualidade e na redução de custo do metal de adição (vareta).

Objetivos específicos

Os objetivos específicos foram:

1. Produzir juntas soldadas utilizando ER80S-G e ER70S3 como metais de adição e aço de baixo carbono como metal base, seguindo as diretrizes e parâmetros do processo de soldagem da Especificação de Procedimento de Soldagem – EPS, normas e certificados de fabricação;
2. Avaliar e comparar as propriedades mecânicas das juntas soldadas, por meio de ensaios de:
 - usinagem por torneamento do reforço do cordão de solda e, por meio de análise comparativa, verificar a interferência nos resultados dos outros ensaios.
 - metalografia com análise de micrografias e macrografias por microscopia ótica, para identificar, nas imagens, a presença dos microconstituintes distribuídos pelos pontos da junta soldada, Face (acabamento da zona fundida – ZF), Meio (enchimento da zona fundida – ZF), Transição (da zona de ligação – ZL para zona termicamente afetada – ZTA), Metal base (MB) e raiz.
 - dureza Vickers, para identificar as variações de dureza pelos pontos distribuídos por toda junta soldada, iniciando pelo Metal base – MB, e transcorrendo pela zona termicamente afetada – ZTA, zona de ligação – ZL até a zona fundida – ZF.
 - tração de junta soldada, para analisar os resultados e as propriedades mecânicas por meio de: limite de resistência – LR, limite de escoamento – LE e alongamento – AL.
3. Validar o processo em questão com ênfase em manter preservadas as propriedades mecânicas do metal de adição e metal base, para garantir a efetividade da junta soldada e atender às especificações recomendadas pela norma e pelo certificado de fabricação.

MATERIAIS E MÉTODOS

A preparação e desenvolvimento dos CPs, bem como todos os ensaios, experimentos e utilização de dispositivos, instrumentos e equipamentos em geral foram realizados nos ambientes das oficinas e laboratórios da Escola SENAI de Mogi Guaçu, Faculdade de Tecnologia e Instituto SENAI Nadir Dias de Figueiredo de Osasco-SP e no laboratório WELDING Inspeções, Engenharia e Análise de Materiais Ltda., de Sertãozinho-SP.

A metodologia do artigo baseou-se em elaborar os processos de preparação e planejamento, considerando os seguintes aspectos: especificação e aplicação do metal base e metais de adição, referências técnicas para embasar os procedimentos de execução dos ensaios e experimentos nos corpos de provas e nas juntas soldadas. Sendo assim, as etapas foram realizadas da seguinte forma:

O primeiro passo consistiu em realizar o levantamento bibliográfico sobre os assuntos abordados;

O segundo passo foi pesquisar os custos dos metais de adição (varetas) para comparativo;

O terceiro passo foi desenvolver a parte prática da seguinte forma:

- Preparação dos corpos de prova com a usinagem por torneamento do chanfro (bisel) nas extremidades do tubo;
- Soldagem das juntas utilizando o processo de soldagem TIG e metais de adição ER80S-G e ER70S-3;
- Usinagem por torneamento dos reforços do cordão de solda;
- Corte dos corpos de prova para retirada de amostra para ensaio de dureza e metalografia;
- Lixamento, polimento e ataque químico com reagente para revelação de micro e macrografia nas amostras retiradas;
- Ensaio de micrografia e macrografia por microscopia ótica;
- Ensaio de dureza *Vickers*;
- Montagem de *plugs* nas extremidades dos corpos de prova para ensaio de tração;
- Ensaio de tração considerando-se o limite de resistência LR, limite de escoamento LE, e alongamento AL;

O quarto passo consistiu em analisar os resultados laboratoriais obtidos pelos ensaios mecânicos, acompanhando os requisitos das normas apresentadas no Quadro 1.

Código	Título da Norma
N-76 - PETROBRAS	Materiais de tubulação para instalações de refino e transporte
N-1738 - PETROBRAS	Descontinuidades em juntas soldadas, fundidos, forjados e laminados
ASTM A106/A106M-19a	Metal base
ASME B31.3	Tubulação de processos em refinarias de petróleo
ASME B31.4	Tubulações de transporte de líquidos e lamas
ASME B36.10	Tubos de aço soldados e sem costura
ASME IX	Requisitos de qualificação de procedimentos de soldagem, soldadores e ensaio de tração
ASME BPVC Section II Part C	Especificações para varetas de solda, eletrodos e metais de adição
ASTM E3	Guia padrão para preparação de corpos de prova metalográficos
ASTM E384	Método padrão de ensaio de dureza de materiais
NP EN 1090-2	Requisitos técnicos para estruturas de aço

Quadro 1 – Normas consultadas para execução do trabalho

Fonte: produzido pelo autor

Metal base

Como Metal Base – MB, foi utilizado o aço ASTM A106/A106M-19a Gr. B (*Line Pipe*), aço de baixo carbono com boa soldabilidade. Esse material foi elaborado para fabricação de tubos de aço-carbono sem costura (ASME B36.10, 2018), tendo em vista sua aplicação no processo de refino e transporte de óleo, gás, exploração e produção em fornos de refinaria de petróleo, em altas temperaturas. A definição do uso deste material de base é vinculada à exigência das normas (PETROBRAS N-76, 2020) e (ASME B31.3, 2020). A composição química e as propriedades mecânicas desse material estão expressas nas Tabelas 1 e 2, conforme valores obtidos no certificado de fabricação do material.

Composição química (%)											
C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	Mo	V	Nb	Ti
0,20	0,27	0,50	0,01	0,01	0,05	0,06	0,10	0,05	0,01	0,01	0,01

Tabela 1 – Composição química do MB

Fonte: Adaptado de *Peninsula Piping Manufacturing* (2022)

Limite de Escoamento - LE (MPa)	Limite de Resistência - LR (MPa)	Alongamento – AL (%)
281	475	31

Tabela 2 – Propriedades mecânicas do MB

Fonte: Adaptado de *Peninsula Piping Manufacturing* (2022)

Especificação de Procedimento de Soldagem (EPS)

A Especificação de Procedimento de Soldagem – EPS é um documento fundamental que fornece diretrizes detalhadas aos soldadores e operadores de soldagem. Seu objetivo é garantir a produção de soldas de alta qualidade, segura e conforme aos padrões estabelecidos. Este documento é previsto nas normas técnicas que estabelecem os requisitos para a execução do processo de soldagem em tubulações e equipamentos industriais, garantindo conformidade com os códigos de projeto, fabricação e inspeção, conforme especificado na norma (ASME IX, 2021).

Metal de adição

Metal de adição utilizado para as juntas CPs 70

Para soldagem das juntas dos Corpos de Prova – CPs 70, foi utilizado o metal de adição – MA (ER70S-3), que consiste em uma vareta para soldagem no processo TIG, marca ESAB, descrição OK Tigrod 12.60 2.4 x 1000 mm com a classificação SFA/AWS A5.18. As propriedades química e mecânica estão apresentadas nas tabelas 3 e 4, conforme certificado de fabricação e inspeção.

Composição química (%)											
C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Cu	V	Al	Ti+Zr
0,08	0,57	1,03	0,014	0,012	0,06	0,02	0,02	0,06	<0,01	<0,01	0,01

Tabela 3 – Composição química do MA ER70S-3

Fonte: Adaptado de ESAB (2022)

Limite de Escoamento - LE (MPa)	Limite de Resistência - LR (MPa)	Alongamento – AL (%)
420	515	26

Tabela 4 – Propriedades mecânicas do MA ER70S-3

Fonte: Adaptado de ESAB (2022)

Metal de adição utilizado para as juntas CPs 80

Para soldagem das juntas dos CPs 80, foi utilizado o metal de adição – MA (ER80S-G), que consiste em uma vareta para soldagem no processo TIG, marca *Weld-inox* descrição BARRA WI T1 – 2,40 mm, com a classificação SFA/AWS A5.28. As propriedades química e mecânica estão apresentadas nas tabelas 5 e 6, conforme certificado de fabricação e inspeção.

Composição química (%)								
C	Mn	Si	P	S	Ni	Cr	Mo	Cu
0,095	0,997	0,475	0,0111	0,0074	0,4583	0,3337	0,0032	0,4456

Tabela 5 – Composição química do MA ER80S-G

Fonte: Adaptado de *Weld-inox* Soldas Especiais (2023)

Limite de Escoamento – LE (MPa)	Limite de Resistência – LR (MPa)	Alongamento – AL (%)
470	550	19

Tabela 6 – Propriedades mecânicas do MA ER70S-3

Fonte: Adaptado de *Weld-inox* Soldas Especiais (2023)

Custos dos Metais de adição

Na tabela 7, é possível observar os valores de cotações de três fabricantes de Metais de adição – MAs, e o percentual médio que representa a diminuição do custo entre os consumíveis. O MA ER70S-3 possui uma diminuição de custo de 42% em relação ao ER80S-G.

	ER80S-G	ER70S-3	Diminuição do custo do MA em:
Cotação 1	R\$ 50,00	R\$ 25,00	50%
Cotação 2	R\$ 51,35	R\$ 31,11	39%
Cotação 3	R\$ 21,64	R\$ 13,50	38%
		média	42%

Tabela 7 – Cotações e custos dos MAs em Diadema-SP, Indaiatuba-SP, Campinas-SP, outubro/novembro de 2024

Fonte: produzido pelo autor

Ensaaios

Para facilitar e garantir o planejamento, o controle e a rastreabilidade de cada tipo de ensaio aplicado nos CPs, observa-se na Tabela 8 os tipos de ensaios aplicados para cada um dos Metais de adição – MAs.

CPs	ENSAIOS
CP2-70	USINAGEM DO REFORÇO + TRAÇÃO
CP3-70	USINAGEM DO REFORÇO + DUREZA + METALOGRAFIA
CP4-70	TRAÇÃO
CP5-70	DUREZA + METALOGRAFIA

CP2-80	USINAGEM DO REFORÇO + TRAÇÃO
CP3-80	USINAGEM DO REFORÇO + DUREZA + METALOGRAFIA
CP4-80	TRAÇÃO
CP5-80	DUREZA + METALOGRAFIA

Tabela 8 – Tipo de ensaio aplicado em relação ao MA (2024)

Fonte: produzido pelo autor.

Usinagem por torneamento do reforço do cordão de solda da junta soldada

Para usinagem do reforço do cordão de solda da junta soldada, foi adotada a técnica de torneamento da superfície cilíndrica externa entre pontas, tendo em vista atingir alto grau de concentricidade entre os corpos, placa e contraponto giratório. Essa operação foi realizada no torno mecânico Tormax 30. Após o processo de usinagem, foi realizada a verificação da área usinada com a régua de luz, para analisar a superfície paralela junto ao tubo (MA) – Figura 1.

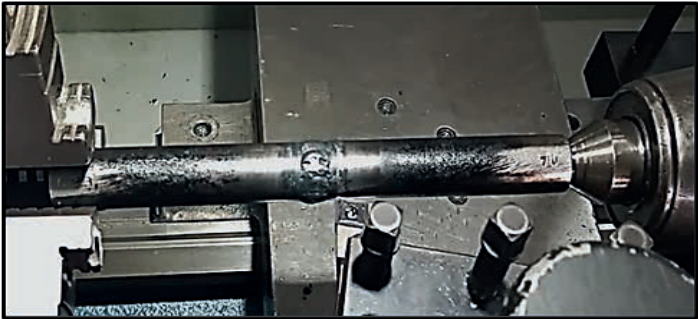


Figura 1 – Torneamento entre pontas do reforço do cordão de solda da junta soldada (2023)

Fonte: produzido pelo autor.

Ensaio de micrografia

Para realizar os ensaios de micrografia, foi utilizado um microscópio óptico OLYMPUS GX41 com computador acoplado, aplicando-se um grau de ampliação de 500X. Foi adotado um método (esquema) para identificar os pontos nos quais foram aplicados os ensaios de micrografias, conforme a Figura 2. Foram adotados 5 pontos distribuídos da seguinte forma:

Ponto 1, na face, no acabamento da ZF com e sem reforço do cordão de solda.

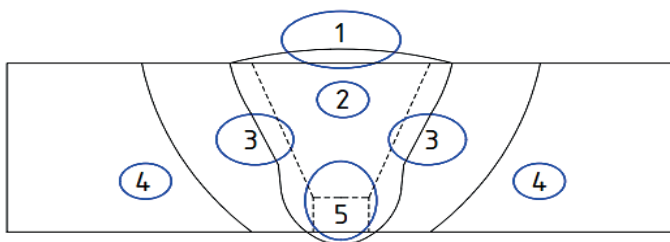
Ponto 2, no meio do enchimento da ZF.

Ponto 3, na transição entre a ZL e ZTA.

Ponto 4, no MB.

Ponto 5, na raiz.

MÉTODO DE IDENTIFICAÇÃO DOS PONTOS PARA ENSAIO DE MICROGRAFIA



1 - FACE (ACABAMENTO DA ZF)

2 - MEIO (ENCHIMENTO DA ZF)

3 - TRANSIÇÃO (ZL + ZTA)

4 - METAL BASE (MB)

5 - RAIZ

Figura 2 – Método (esquema) distribuição dos pontos para os ensaios de micrografia (2024)

Fonte: produzido pelo autor.

Ensaio de macrografia

Para realizar os ensaios de macrografia, foi utilizado um microscópio óptico OLYMPUS SZ61 com computador acoplado, aplicando-se um grau de ampliação de 10X.

Ensaio de dureza

Para os ensaios de dureza, foi utilizado um microdurômetro digital (HV-Vickers *Hardness Tester*, marca *Future-Tech Corp FM, Tokyo, Japan*), com carga de 500 gf e tempo de permanência de carga de 13 segundos para cada medição, um penetrador piramidal de diamante com base quadrada, conforme prevê a norma (ASTM E384, 2022). A Figura 3 indica, por meio de um esquema, o (método) pelo qual foram aplicados os pontos durante o ensaio e a medição da dureza, que, iniciaram-se no ponto 1 e percorreram aproximadamente 21 mm de comprimento até o ponto 21, transcorrendo pelas regiões de MB, ZTA, ZL, ZF – ZL, ZTA, MB.

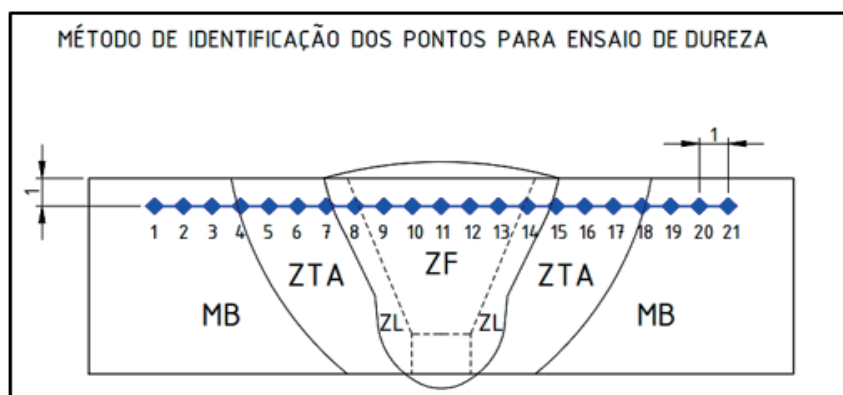


Figura 3 - Esquema (método) de aplicação dos pontos no ensaio de dureza

Fonte: produzido pelo autor.

Ensaio de tração

Os ensaios de tração foram realizados conforme a norma – (ASME IX, 2021), utilizando-se o equipamento EMIC DL60000 com capacidade de 600 kN. Os dados dos ensaios foram coletados e gerados no computador acoplado, por meio do *software* Tesc versão 3.01.

RESULTADOS

Análise da soldagem

Os procedimentos para preparação e execução da soldagem foram realizados conforme determina a Especificação de Procedimento de Soldagem – EPS, que é elaborada seguindo as diretrizes da Norma (ASME IX, 2021). Sendo assim, na preparação da junta e soldagem de raiz, enchimento e acabamento tanto para o

MA ER80S-G quanto para o ER70S-3, os resultados obtidos foram satisfatórios e atenderam aos parâmetros adotados para cada etapa descrita na EPS. A variação de amperagem e tensão dos MAs foi coletada durante a execução da soldagem, em que, para cada MA, foram estabelecidos os parâmetros durante o processo de execução da raiz, enchimento e acabamento, considerando um mínimo e máximo para cada processo. Conforme apresentado na Tabela 9, para o MA ER80S-G obteve-se um aumento de 2,3% na raiz, enchimento e acabamento no mínimo e máximo para amperagem, 11,4% na raiz e 12,5% no enchimento e acabamento no mínimo, e 3,5% na raiz no máximo em relação ao MA ER70S-3.

	Amperagem					
	ER70S-3	ER80S-G	Aumento em %	ER70S-3	ER80S-G	Aumento em %
	mínima	mínima		máxima	máxima	
Raiz	85	87	2,3%	87	89	2,3%
Enchimento e Acabamento	85	87	2,3%	87	89	2,3%
	Voltagem					
	ER70S-3	ER80S-G	Aumento em %	ER70S-3	ER80S-G	Aumento em %
	mínima	mínima		máxima	máxima	
Raiz	8,6	9,7	11,4%	11,3	11,7	3,5%
Enchimento e Acabamento	8,4	9,6	12,5%	12,9	12,9	0,0%

Tabela 9 – Comparativo e aumento em % na amperagem e voltagem dos MAs (2024)

Fonte: produzido pelo autor.

Micrografia

As imagens das microestruturas foram constituídas seguindo o esquema e pontos da Figura 2, e apresentadas nas Figuras 4, 5, 6, 7 e 8. Percebe-se maior temperabilidade dos corpos de prova “80”, proporcionada pelo maior teor de carbono e elementos de liga, resultando em uma microestrutura mais refinada e resistente em comparação com os corpos de prova “70”. Nos CPs “80”, observam-se bainita, ferrita acicular (ferrita de *Widmanstätten*) em maior proporção. Em contraste, os CPs “70” apresentam uma microestrutura menos complexa, com grãos de ferrita mais grossos e poligonais e menor quantidade de perlita. A complexidade das diversas morfologias formadas em todas as regiões dos CPs é altamente influenciada por pequenas variações locais de temperatura máxima atingida, taxa de resfriamento e composição química. Essas variações resultam em uma microestrutura heterogênea, na qual cada região da solda reflete as sutis diferenças nas condições térmicas e químicas.

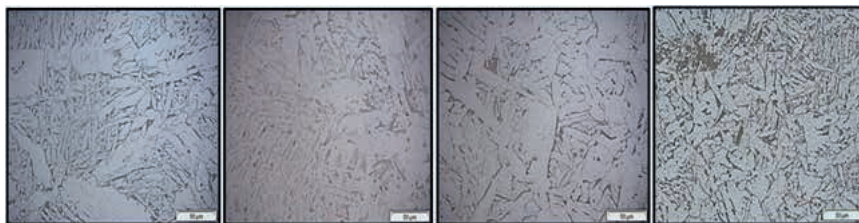


Figura 4 – Micrografias do ponto 1 do esquema – CP3-70, CP3-80, CP5-70 e CP5-80 (50µm)

Fonte: produzido pelo autor.

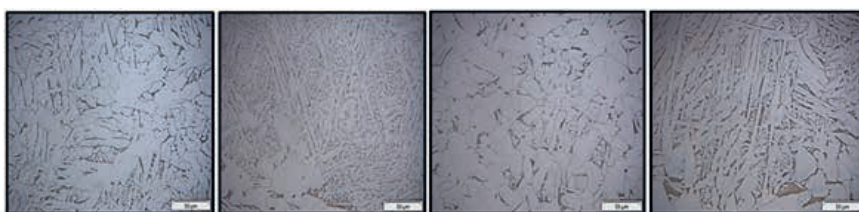


Figura 5 – Micrografias do ponto 2 do esquema – CP3-70, CP3-80, CP5-70 e CP5-80 (50µm)

Fonte: produzido pelo autor.



Figura 6 – Micrografias do ponto 3 do esquema – CP3-70, CP3-80, CP5-70 e CP5-80 (50µm)

Fonte: produzido pelo autor.

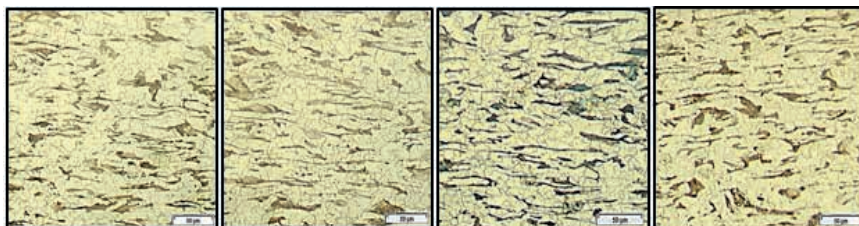


Figura 7 – Micrografias do ponto 4 do esquema – CP3-70, CP3-80, CP5-70 e CP5-80 (50µm)

Fonte: produzido pelo autor.

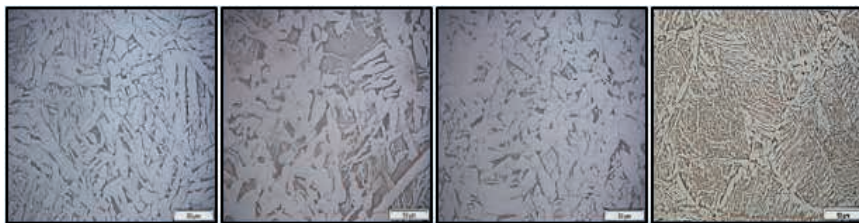


Figura 8 – Micrografias do ponto 5 do esquema – CP3-70, CP3-80, CP5-70 e CP5-80 (50µm)

Fonte: produzido pelo autor

Macrografia

A Figura 9 apresenta as macrografias das juntas soldadas.

CP3 70 – Observa-se uma junta soldada com boa simetria e, na raiz, uma penetração discreta mais alargada e com um bom visual de preenchimento de MA por toda a junta; é possível também identificar a divisão dos passes da raiz com o enchimento e acabamento. Pode-se perceber ainda o reforço do cordão de solda usinado e visualmente isenta de porosidade interna, trincas e mordeduras.

CP3 80 – Na raiz observa-se uma penetração excessiva mais estreita, que também apresenta uma simetria em conformidade, e visualmente sem irregularidades de preenchimento do MA. A junta apresenta discretamente menor quantidade de MA depositado em relação ao CP3 70, e ângulo de bisel preservado em relação à abertura da junta na fusão junto ao MB. Observa-se uma junta mais estreita no total, livre de porosidade interna e trincas. Apresenta ainda pequena mordedura ao lado esquerdo do cordão.

CP5 70 – Observa-se uma junta soldada com reforço do cordão sem ser usinado, simetria com MA ligeiramente mais concentrado ao lado esquerdo e mais afinado ao lado direito. Na raiz, observa-se uma penetração sem excesso e um bom preenchimento de MA por toda junta, a qual apresenta-se visualmente isenta de porosidade interna, trincas e mordeduras, além de uma menor quantidade de MA depositado no seu total e uma menor largura do cordão, em comparação ao CP5 80.

CP5 80 – Observa-se uma junta soldada com morfologia similar ao CP3 70. Apresenta também boa simetria, e na raiz nota-se uma penetração mais excessiva em relação ao CP5 80, mais alargada e com um bom preenchimento de MA. É possível identificar a divisão dos passes da raiz com o enchimento e acabamento. Observa-se reforço do cordão não usinado. Visualmente apresenta-se isenta de porosidade interna e trincas, assim como mordedura bem discreta ao lado direito do cordão. Há uma maior quantidade de MA depositado em relação ao CP5 70 e, conseqüentemente, uma maior largura do cordão e reforço excessivo.

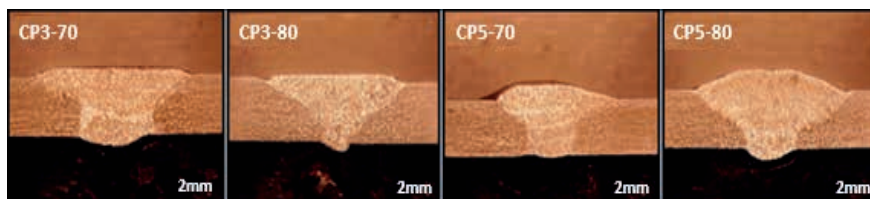


Figura 9 – Macrografias das juntas soldadas (10x)

Fonte: produzido pelo autor.

Ensaio de dureza

Na Figura 10 são observados os resultados dos ensaios de dureza das juntas soldadas.

Nos CP3-70 e CP5-70 há valores aproximados e condições semelhantes entre eles. O CP3-70 passou pelo processo de usinagem do reforço do cordão de solda. Ambos, nas regiões de MB, apresentam valores mais baixos, em função de a região não ser afetada termicamente. Assim, a transformação de estrutura não ocorreu em função do aquecimento, fusão e resfriamento durante processo de soldagem. Nas regiões de ZTA, ZL e ZF, os valores começam a aumentar em relação ao MB, chegando ao ponto máximo na região de ZF. Em função de ser termicamente afetada e com aumento da temperatura, a estrutura inicia-se na ZTA parcialmente transformada, passando pela ZL transformada em granulação fina, chegando até a região da ZF com a granulação grosseira até a fusão e resfriamento. Conforme a temperatura aumenta e recebe o resfriamento rápido, típico de processo de soldagem, os valores de dureza igualmente vão aumentando, partindo dos valores mais baixos que se referem ao MB até a ZF. Essas variações ficam evidentes no gráfico da Figura 10.

CP3-80 e CP5-80 – Apresentam condições, processos aplicados e resultados muito similares aos CPs-70, percebendo-se um aumento dos valores de durezas em relação aos CPs-70, talvez por conta de que o teor de carbono dos CPs-80 seja ligeiramente superior em relação ao CPs-70.

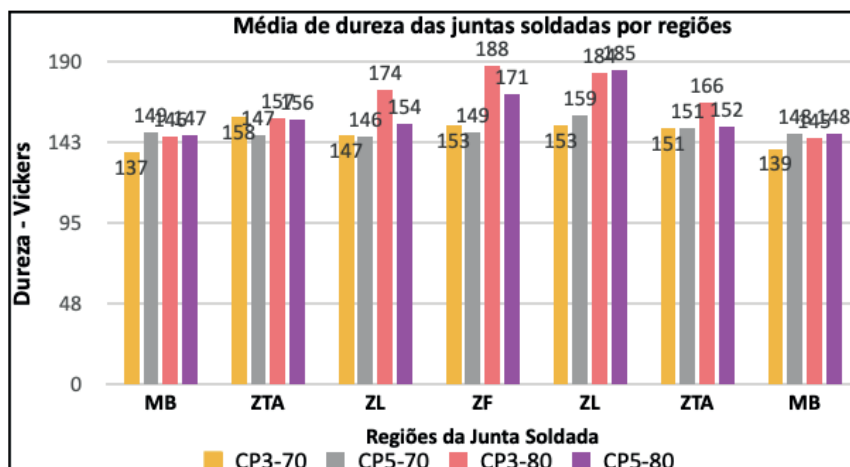


Figura 10 – Gráfico de resultados dos ensaios de dureza

Fonte: produzido pelo autor.

Ensaio de tração

Os ensaios de tração permitiram analisar a influência dos MAs no comportamento da junta soldada, quando submetida ao esforço de tração. Considerando-se a Figura 11, percebe-se, em todos os CPs, que a ruptura aconteceu fora da ZF e ZTA, ou seja, fora do cordão de solda (junta soldada). Todos os CPs romperam-se no Metal Base, caracterizando uma junta soldada e cordão de solda eficaz e com resultado positivo.

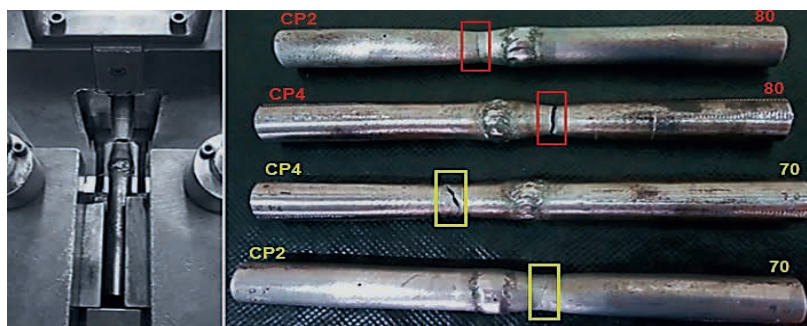


Figura 11 – CPs Tracionados e rompidos fora da ZF e ZTA

Fonte: produzido pelo autor.

Limite de resistência LR

Os, CP2-70 e CP2-80 tiveram o reforço do cordão de solda usinados; o CP2-70 com 1,40 mm de profundidade de corte e o CP2-80 com 1,25 mm. Mesmo com a usinagem do reforço, ambos obtiveram os maiores valores de resistência (519 e 509 MPa) em comparação aos CPs que não foram usinados. Portanto, apresentaram valores satisfatórios de resistência mecânica em comparação ao valor mínimo do MB. Mesmo com esse valor ligeiramente superior, os CP4-70 e CP4-80, com valores iguais (504 MPa) também atenderam ao valor mínimo de 475MPa do MB. No gráfico apresentado da Figura 12, é possível observar os valores obtidos dos CPs em comparação ao valor de fabricação do MB.

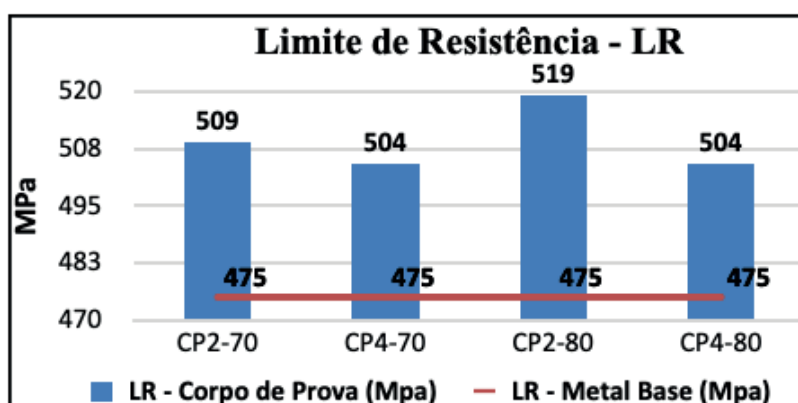


Figura 12 – Gráfico dos resultados dos ensaios de LR x MB

Fonte: produzido pelo autor.

Limite de escoamento LE

Os CPs apresentaram valores de limite de escoamento semelhantes. Mesmo com o ensaio de usinagem do reforço do cordão de solda aplicados nos CP2-70 e CP2-80, os resultados foram satisfatórios considerando todos os CPs. Esses resultados podem evidenciar que o LE não foi influenciado pelos tipos dos MAs. Percebe-se que, pelos procedimentos executados no processo de soldagem das juntas, mesmo não tendo havido o pré e pós-aquecimento, conforme carbono equivalente CE, as temperaturas alcançadas durante a soldagem parecem não ter influenciado na ductibilidade dos materiais soldados. No gráfico da Figura 13, é possível observar os valores obtidos dos CPs em comparação ao valor de fabricação do MB.

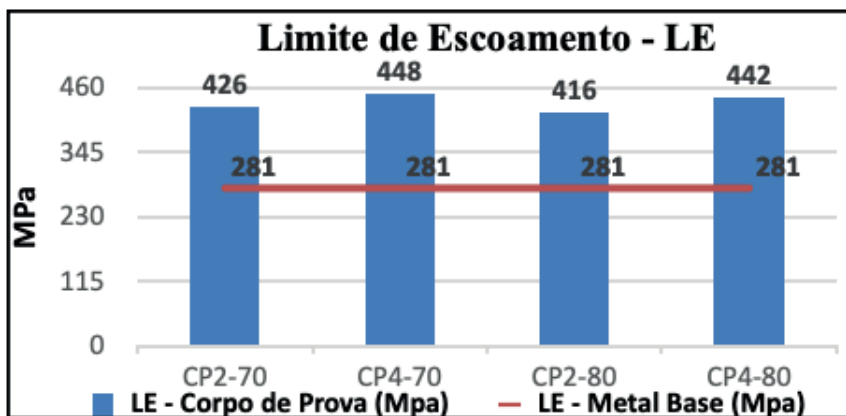


Figura 13 – Gráfico dos resultados de LE x MB

Fonte: produzido pelo autor.

Alongamento AL

Os valores de alongamento foram constituídos conforme apresentam as Figuras 14 e 15. Os CPS 2-70 e 2-80 obtiveram valores maiores – 36 e 34%. Mesmo com o ensaio de usinagem do reforço do cordão de solda, os resultados foram satisfatórios considerando-se todos os CPs, o que evidencia que o AL não foi influenciado pelos tipos dos MAs e pelo ensaio de usinagem. O alongamento percentual do valor de fabricação do MB sem solda é de 31%. Todos os outros CPs dos ensaios possuem valores acima do MB, o que define e evidencia mais uma vez que a ductibilidade dos CPs foi preservada e melhorada. No gráfico da Figura 16, é possível observar os valores obtidos dos CPs em comparação ao valor de fabricação do MB.



Figura 14 – CP com marcação de alongamento inicial (L0)

Fonte: produzido pelo autor.



Figura 15 – CP com marcação de alongamento final (Lf)

Fonte: produzido pelo autor.

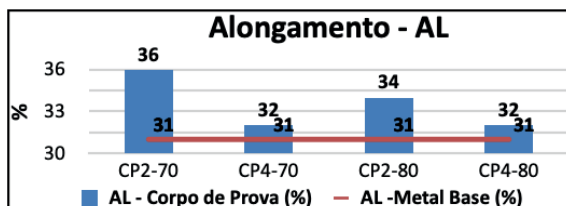


Figura 16 – Gráfico de resultados de LE x MB

Fonte: produzido pelo autor.

CONCLUSÕES

Os resultados deste trabalho permitiram concluir que:

- Após a caracterização das soldas, experimentos e análises realizadas, podemos afirmar que é viável a substituição do metal de adição ER80S-G pelo ER70S-3, utilizando-se o processo de soldagem TIG no metal base aço-carbono ASTM A106/A106M-19a Gr. B para produção de juntas soldadas.
- Foi possível validar que a produção de juntas soldadas utilizando-se o metal de adição ER70S-3 e metal base ASTM A106/A106M-19a Gr. B mostrou-se mecanicamente preservada, considerando as diretrizes e parâmetros estabelecidos pela EPS, normas e certificados de fabricação.
- O metal de adição ER70S-3, apresentou também uma diminuição de custo da vareta de 42% em relação ao ER80S-G, tornando-se uma opção viável e econômica.

Com relação aos resultados dos ensaios mecânicos, podemos concluir que:

- na usinagem por torneamento do reforço do cordão de solda – após a análise comparativa, pode-se afirmar que não houve interferência desse ensaio que pudesse causar impacto no desempenho dos outros ensaios, e sim, em alguns casos apresentaram-se resultados mais expressivos em relação aos CPs que não foram usinados. No ensaio de dureza, o CP3-70 passou pelo processo de usinagem e constatou-se que, nas regiões de MB, foram obtidos valores mais baixos (137 e 139 *Vickers*) em relação aos CPs que não foram usinados (148 e 149 *Vickers*). Isso se dá em função de a região não ser afetada termicamente durante o ensaio de usinagem. No ensaio de tração, no limite de resistência (LR), os CPs 2-70 e 2-80 tiveram o reforço do cordão de solda usinados e, mesmo com a usinagem do reforço, ambos obtiveram os maiores valores de resistência (519 e 509 MPa) em comparação aos CPs que não foram usinados. Para o alongamento (AL), os CP2-70 e CP2-80 obtiveram valores maiores (36 e 34%), evidenciando que não foram influenciados pelo ensaio de usinagem.

- I metalografia com análise de micrografias e macrografias, na:
 - micrografia – observou-se que, nos CPs-80, a bainita e ferrita de *Widmanstätten* apresentaram-se em maior proporção. Os CPs-70 apresentaram uma microestrutura com grãos de ferrita mais grossos e poligonais e menor quantidade de perlita. As morfologias geradas são influenciadas pelas variações de temperatura atingida, taxa de resfriamento e composição química. Isso resultou em uma microestrutura heterogênea, considerando ligeiramente algumas diferenças nas condições térmicas e químicas em cada região da solda. Essas variações não interferiram nos resultados dos ensaios mecânicos, preservando-se as microestruturas distribuídas pelos pontos da junta soldada, Face (acabamento da ZF), Meio (enchimento da ZF), Transição (da ZL para ZTA), Metal base (MB) e raiz.
 - Macrografia – perceberam-se juntas bem definidas, com boa simetria. Apresentou-se algumas descontinuidades, sendo: reforço excessivo, mordeduras e penetração excessiva, mesmo assim, nenhum CP rompeu-se na região da junta soldada no ensaio de tração, caracterizando-se, dessa forma, como uma junta mecanicamente bem produzida, e de acordo com os parâmetros de soldagem descritos e solicitados na EPS. Todos os cordões de solda apresentaram boa penetração total da junta soldada, e a abertura de raiz na medida de 2,0 mm foi suficiente para receber um sobremetal de cordão de solda na parte interna da junta.
- I dureza Vickers – identificaram-se resultados similares pelos pontos de MB, ZTA, ZL e ZF. Os CP3-80 e CP5-80 apresentaram um ligeiro aumento nas regiões ZTA, ZL e ZF, chegando a 188 e 185 *Vickers*, em comparação aos CP3-70 e CP5-70 que atingiram 151 e 159 *Vickers* por conta de que o teor de carbono dos CPs-80 é ligeiramente superior em relação ao CPs-70. Com o aumento da temperatura e resfriamento, rápido os valores de durezas foram aumentando, partindo dos valores do MB até a ZF. Assim sendo, é possível concluir que os resultados atenderam aos requisitos, considerando-se que o certificado de fabricação do MB determina o valor de: ≤ 22 HRC (248 *Vickers*), sendo que os valores gerais, considerando-se que todos os pontos e regiões (MB, ZTA, ZL e ZF) foram de 148 e 150 *Vickers* para os CPs-70, e 159 e 166 *Vickers* para os CPs-80.
- I tração de junta soldada – após análise dos resultados e das propriedades mecânicas dos ensaios de LR, LE e AL, é possível concluir que todos os valores de ensaios atingiram pelo menos 95% do valor de fabricação do MB, o que determina a norma (ASME IX, 2021). Nesse ensaio, foram obtidos os resultados, conforme segue:

- Limite de resistência-LR – os CP2-70 e CP2-80 tiveram o reforço do cordão de solda usinados. Mesmo com a usinagem do reforço, ambos obtiveram os maiores valores de resistência (519 e 509 MPa). Senso assim, os valores foram satisfatórios em comparação ao valor mínimo do MB (475 MPa). Os CP4-70 e CP4-80, com 504 MPa, também atenderam ao valor mínimo do MB. A ruptura ocorreu no metal base MB, região menos resistente, conforme esperado.
- Limite de escoamento-LE – identificaram-se valores de limite de escoamento semelhantes entre os CPs. Percebeu-se que não houve influência dos componentes químicos dos MAs. Mesmo sem o pré e pós-aquecimento, respeitando-se o carbono equivalente CE, as temperaturas não influenciaram na ductibilidade dos materiais.
- Alongamento-AL – foram identificados valores com proximidade, os CP2-70 e CP2-80 obtiveram valores maiores (36 e 34%). O AL não foi influenciado pelos tipos dos MAs e pelo ensaio de usinagem. Todos os CPs apresentaram valores acima do MB (31%), evidenciando uma boa ductibilidade para as fases elásticas, de escoamento, de encruamento e para a fase plástica até o ponto de ruptura.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Encarte de consolidação da produção 2023, dez. 2023. **Boletim da produção de petróleo e gás natural**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-contenido/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2023/encarte-boletim-dezembro.pdf>. Acesso: 05 out. 2024.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME B31.3**: process piping. New York: ASME, 2021.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME B31.4**: pipeline transportation systems for Liquids and Slurries. New York: ASME, 2022.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME B36.10M**: welded and seamless wrought steel pipe. New York: ASME, 2018.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME section IX**: qualification standard for welding and brazing procedures, welders, brazers, and welding and brazing operators. 4 ed. New York: ASME, 2021.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **ASTM A106/A106M-19a**: standard specification for seamless carbon steel pipe for high-temperature service. Pennsylvania: ASTM International, 2019.

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. **ASME BPVC section II**: part c specifications for welding rods, electrodes, and filler metals. New York: ASME, 2021.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **ASTM E3**: standard guide for preparation of metallographic specimens. Pennsylvania: ASTM International, 2017.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **ASTM E384**: standard test method for microindentation hardness of materials. Pennsylvania: ASTM International, 2017.

CÉSAR NETO, Benedito Vieira. **Comparação de junta soldada aço-carbono/aço inox utilizando como metal de adição aço-carbono e aço inox**. 2015. 59 f. (Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Guaratinguetá, 2015. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/e41588e4-f93f-4620-ac25-76b8a38812f9/content> Acesso em: 30 set. 2024.

ESAB - Elektriska Svetsnings Aktie Bolaget. Certificado de Inspeção EC22868444. Sapucaia do Sul, RS, 2022.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. **Panorama geral do setor de petróleo e gás**: uma agenda para o futuro, jan. 2024. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2024/05/panorama-geral-do-setor-de-og-portugues.pdf>. Acesso em: 30 set. 2024.

Instituto Português da Qualidade. **NP EN 1090-2**: execução de estruturas de aço e de estruturas de alumínio: Parte 2: requisitos técnicos para estruturas de aço. Caparica: NP Norma Portuguesa/EN Norma Europeia, 2020.

MELO, Felipe Augusto Cordeiro; URTIGA FILHO, Severino Leopoldino. Estudo do processo de corrosão de aço-carbono exposto a misturas de petróleo e águas salinas. *In*: CONGRESSO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA, 23, CONGRESSO DE INICIAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO E INOVAÇÃO, 7, ENCONTRO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA DO ENSINO MÉDIO, 4., 2015, Recife. **Anais [...]**. Recife: UFPE, 2015. P. 35-40. Disponível em: https://www.ufpe.br/documents/616030/926745/Estudo_processo_a%C3%A7o.pdf/2629a050-78ff-4beb-9be8-ed56de972842. Acesso em: 30 set. 2024.

PETROBRAS. **N-76**: REV. J: materiais de tubulação para instalações de refino e transporte. 2020.

PETROBRAS, **N-1738**: descontinuidades em juntas soldadas, fundidos, forjados e laminados. 2011.

SANTOS, Briza Mateus; SOUZA, Rayanna Aguiar de; BEZERRA, Elaine Cristina Macêdo. **Utilização de Aços em Dutos na Indústria do Petróleo**. 10º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e gás, 2019. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/site_portugues/anais/anais10/repositorio/trabalho/5127071509201_99411.pdf. Acesso em: 30 set. 2024.

PENINSULA PIPING MANUFACTURING SDN. BHD. **Mill Test Certificate EN10204 3.1**. Malaysia, 2022.

SGOBBI, Alexandre Amaral. **Caracterização mecânica e microestrutural de juntas tubulares soldadas em aço API 5L grau B com base na norma Petrobras N-2301**. 2015. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/85/85134/tde-21072015-104725/publico/2015SgobbiCaracterizacao.pdf>. Acesso em: 22 set 2024.

Weld-inox Soldas Especiais. **Certificado de Qualidade 164388**. São Paulo, 2023.



C A P Í T U L O 5

MODELAGEM NA CONDIÇÃO DE CONTORNO DE CARTAS DINAMOMÉTRICAS PARA DETECÇÃO DE VAZAMENTOS EM VÁLVULAS DE BOMBEIO MECÂNICO

Camila Melo dos Santos

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Ana Carla C. Andrade

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Carla Wilza P. S. Maitelli

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Rutácio de O. Costa

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Andre Laurindo Maitelli

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

ABSTRACT: Sucker Rod Pump is the most widely used artificial lift method in onshore oil wells due to its operational advantages. Like all mechanical systems, rod pump components are subject to wear and fatigue, which can result in failures such as leakage through the downhole pump valves. This paper presents a mathematical model to simulate fluid leakage through these valves as a function of plunger displacement and pump pressure. The ability to predict such failures can enhance pumping system performance, reduce operational costs, and optimize oil production.

KEYWORDS: mathematical modeling; sucker rod pump; bottom boundary condition; valve leakage.

INTRODUÇÃO

O petróleo presente na subsuperfície terrestre *onshore* ou *offshore* pode ser extraído natural ou artificialmente a depender da condição do poço. Esse processo de extração recebe o nome de elevação natural, quando a pressão do reservatório é maior que a pressão do poço, fazendo com que os fluidos armazenados na rocha fluam até a superfície, sem a necessidade de usar equipamentos auxiliares para a elevação, geralmente, isso ocorre no início da vida produtiva de um poço. Quando

a energia do reservatório já não é mais suficiente para garantir a surgência do poço, utiliza-se a elevação artificial, que fornece energia ao fluido localizado no fundo do poço por meio de equipamentos, fazendo com que esse fluido suba até a superfície (TAKÁCS, 2003).

Os principais métodos de elevação usados pela indústria são: a injeção de gás lift contínuo ou intermitente (GLC ou GLI), o bombeio centrífugo submerso (BCS), bombeio por cavidades progressivas (BCP) e o bombeio mecânico com hastes (BM). A escolha do método depende do projeto do poço e deve ser analisado o local de perfuração, a profundidade do poço, a vazão, se há presença de gás entre outros fatores (GALVÃO, 2016).

O objeto de estudo deste trabalho é o Bombeio Mecânico, considerado originalmente o primeiro método de elevação. Desde então, é o mais usado na indústria petrolífera, especialmente em poços terrestres, por operar de maneira simples, dispor de uma manutenção economicamente viável e apresentar um longo período de vida útil dos poços (TAKÁCS, 2003). Em 2014, este método era usado em 73,5% dos poços produtores do Brasil que usavam elevação artificial (LIMA, 2014). Esse equipamento é subdividido em equipamentos de superfície: Unidade de Bombeio, Motor Principal, Caixa de Velocidade e Conjunto de Cabeça de Poço; e de subsuperfície: Bomba de Fundo, Coluna de Hastes e Pistão (TAKÁCS, 2003).

Apesar de suas vantagens, o BM apresenta limitações significativas, entre elas a ocorrência de algumas falhas (ou defeitos) durante a operação do equipamento. As falhas que ocorrem com mais frequência são *pump off*, interferência de gás, haste partida, vazamento nas válvulas de passeio e/ou de pé, que resultam em interrupções da produção e em custos adicionais de manutenção. Para monitorar o funcionamento do método tem-se o registro das cartas dinamométricas de superfície (que mede a posição e a carga na haste polida) e de fundo (medindo a posição e a carga acima da bomba), que, se interpretadas corretamente, indicam a situação da operação (ARAÚJO JÚNIOR, 2019).

Dada a importância das cartas dinamométricas para avaliação dos poços de petróleo, foram desenvolvidas tecnologias capazes de simular o funcionamento do bombeio mecânico a partir de equações matemáticas que modelam as condições de superfície e de fundo de um poço em produção. Essas modelagens permitem prever o comportamento dinâmico do sistema, tornando possível analisar diferentes cenários operacionais e identificar anomalias que comprometam a eficiência do BM.

Desse modo, este trabalho tem como objetivo apresentar a modelagem na condição de contorno de fundo de cartas dinamométricas, que permite fazer a detecção de vazamentos em válvulas de bombeio mecânico.

METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho fundamenta-se na modelagem matemática do sistema de BM, conforme abordagem proposta por GIBBS (1963), com o objetivo de desenvolver um modelo capaz de simular o comportamento do sistema em situações de vazamento nas válvulas da bomba de fundo. Como ponto de partida, foi utilizada a formulação apresentada na dissertação de SILVA (2017), a qual oferece um modelo inicial para o caso em estudo. A partir disso, foram realizadas complementações nas condições de contorno e nos parâmetros ausentes, de modo a permitir a simulação completa do fenômeno. A seguir, são descritos os fundamentos físicos e as principais equações utilizadas na simulação do sistema de BM.

Modelagem matemática

Em síntese, o funcionamento do bombeio mecânico ocorre por meio da conversão do movimento rotativo do motor principal em movimento alternativo da coluna de hastes, esse acionamento é feito pela Unidade de Bombeio (UB). Durante o ciclo de bombeio, as cargas que atuam sobre a UB variam de acordo com o movimento das hastes, uma vez que as cargas dinâmicas e estáticas são maiores no curso ascendente que no descendente, devido à carga do fluido (LIMA, 2014).

É possível prever o comportamento do sistema de BM ao longo do tempo, sendo necessário conhecer as condições de contorno de superfície e de fundo. A condição de contorno de superfície consiste no deslocamento da haste polida ao longo do tempo. Já para a condição de contorno de fundo é necessário determinar o deslocamento do pistão a cada instante, por meio de um processo iterativo que envolve a força dinâmica que atua no pistão. Essa força, por sua vez, depende da pressão no interior da bomba de fundo e pode ser expressa pela força diferencial de pressão aplicada sobre uma área, conforme a equação a seguir, definida por Silva (2017):

$$F_D(t) = (p_d - p_b(t))A_p \quad (1)$$

Onde,

- $F_D(t)$ - força dinâmica atuando no pistão da bomba de fundo, *lbf*.
- $p_b(t)$ - pressão no interior da bomba de fundo, em *psi*, em um dado instante.
- p_d - pressão de descarga, em, *psi*.
- A_p - área do pistão da bomba de fundo, *in*².

Logo, é possível concluir que a modelagem de contorno de fundo é equivalente à modelagem da pressão no interior da bomba em função do deslocamento do pistão. Essa modelagem envolve as propriedades dos fluidos e processos de compressão e expansão. No entanto, o vazamento nas válvulas de passeio e de pé também pode ser considerado.

Durante o curso ascendente, o pistão sobe, a câmara entre as válvulas se expande e a pressão no interior da bomba cai. A pressão maior acima da válvula de passeio do que abaixo desta faz com que ela se mantenha fechada. A pressão entre as válvulas continua a cair até que seja menor que a pressão na sucção. Quando isto ocorre, a válvula de pé abre e permanece aberta até o final do curso ascendente. Já no curso descendente, as posições invertem, pois o deslocamento do pistão para baixo acarretará o aumento da pressão na região entre as válvulas, o que causará o fechamento da válvula de pé e a abertura da válvula de passeio (OLIVA, 2017).

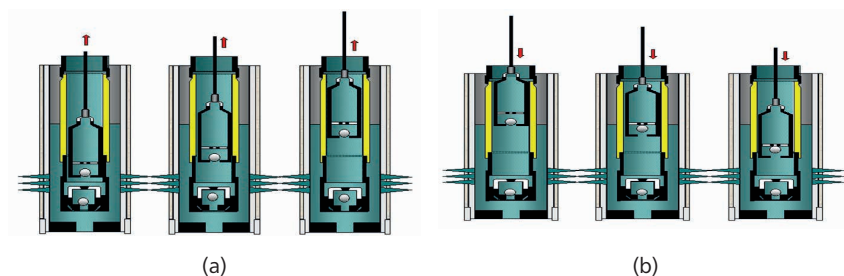


Figura 1 – Pistão no Curso Ascendente (a) e no no Curso Descendente (b).

Fonte: elaborada pelos autores.

Enquanto as válvulas permanecem fechadas, o deslocamento do pistão gera compressão ou expansão dos fluidos. Para o cálculo da pressão com o aumento do volume, considerar-se-á processo isotérmico, com as propriedades dos fluidos conforme correlações obtidas para o modelo *black oil*, que considera a transferência de massa entre as fases líquida e gasosa.

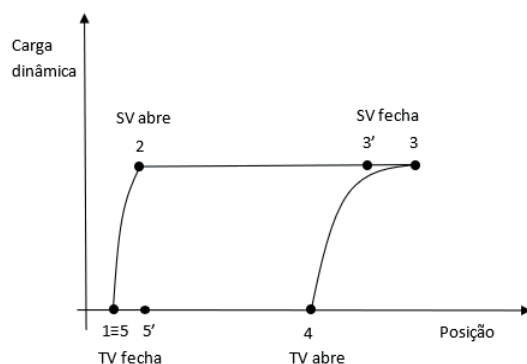


Figura 2 – Carta Dinamométrica De Fundo Típica.

Fonte: autoria desconhecida.

Dada uma carta dinamométrica típica, é possível determinar o momento onde as válvulas de passeio e de pé abrem e fecham, considerando os cursos ascendente e descendente. Desse modo, estabelecemos uma relação entre o movimento do pistão e a pressão interna da bomba (p_b), a pressão de sucção (p_s) e a pressão de descarga (p_d), para elaborar um modelo matemático que determine se há vazamentos que não foram previstos no projeto do poço.

Considerando as possibilidades de haver vazamento em diferentes condições, fizemos um arranjo matemático distinto considerando as diferenças de pressão ao longo dos cursos ascendentes e descendentes. Situação 1: Condição Inicial, situação 2: $p_s < p_b \leq p_d$ no curso ascendente, situação 3: $p_b \cong p_s$ no curso ascendente, situação 4: $p_s < p_b \leq p_d$ no curso descendente, situação 5: $p_b \cong p_s$ no curso descendente.

Condição Inicial

Consideremos a Figura 3, que ilustra em (a) a condição inicial; em (b) o deslocamento dinâmico do pistão, a elongação do tubing e a distância entre as válvulas em algum ponto do curso ascendente; e em (c) o pistão em algum ponto do curso descendente.

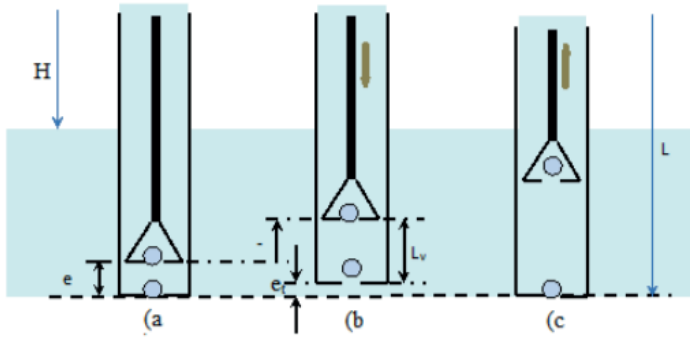


Figura 3 – Bomba de fundo (a) na condição inicial, (b) no curso ascendente, (c) no curso descendente.

Fonte: SILVA, 2017.

A bomba está instalada numa profundidade L (ft) e o nível dinâmico no espaço anular é H (ft). Considere que a coluna de produção está cheia de líquido.

Observe que a figura 3, evidencia a distância entre as válvulas $L_v(t)$, mostrada na figura 1, num dado instante t , Silva (2017), definiu essa distância, como:

$$L_v(t) = -u_p(t) + e_m - e_t(t) \quad (2)$$

Onde,

- $u_p(t)$ - do pistão, na direção para baixo, in.
- e_m - espaço morto estático, in.
- $e_t(t)$ - elongação do tubing, in.

Considere as variáveis a seguir, para equações futuras,

- | | |
|---|--|
| ■ B_o - fator volume para o óleo, adimensional | ■ RGO' - razão gás-óleo do fluido que escoar através da sucção da bomba de fundo, SCT/STB |
| ■ t_s - momento em que a válvula de pé fecha, s | ■ RGL - razão gás-líquido de produção, SCF/STB. |
| ■ t_t - momento em que a válvula de passeio abre, s | ■ RGL' - razão gás-líquido do fluido que escoar através da sucção da bomba de fundo, SCT/STB |
| ■ p_s - pressão de sucção, em psi | ■ f_w - fração de água ou corte de água, adimensional. |
| ■ A_p - área do pistão da bomba de fundo, in ² | ■ B_g - fator volume para o gás, adimensional. |
| ■ A_t - área metálica da seção transversal da coluna de produção, in ² | ■ R_s - razão de solubilidade do gás, SCF/STB |
| ■ E_t - módulo de elasticidade do material da coluna de produção, psi | ■ L_v - distância entre a válvula de passeio e a válvula de pé, in |
| ■ RGO - razão gás-óleo de produção, SCF/STB | ■ t_i - momento em que ocorre o início do curso ascendente, s |

Na condição inicial, ilustrado na Figura 2, ponto 1, e Figura 3(a), a diferença entre a pressão no interior da bomba e a pressão de sucção gera uma carga de fluido que é suportada pela coluna de produção, cujo comprimento é L . A pressão no interior da bomba de fundo é igual à pressão de descarga. A temperatura da bomba de fundo será considerada igual à temperatura da formação, dada pelo gradiente geotérmico.

O volume total de fluido (V_f) no espaço entre as válvulas, na condição inicial ($t=t_i$), é igual a soma dos fluidos produzidos ou, como neste momento está totalmente preenchido, podemos calcular como sendo o produto do espaço morto (e_m) pela área do pistão (A_p), ou seja:

$$V_{f1} = V_{o1} + V_{g1} + V_{w1} = e_m A_p \quad (3)$$

Onde

- V_{o1} - volume de óleo existente na condição inicial, in^3 .
- V_{g1} - volume ocupado pelo gás livre, na condição inicial, in^3 .
- V_{w1} - volume de água, na condição inicial, in^3 .
- V_{f1} - volume ocupado pelos fluidos, na condição inicial, in^3 .

Esses fluidos no interior da bomba estão na pressão de descarga e temperatura T da formação. Silva (2017) definiu esses volumes como sendo,

$$V_{oi} = V_{oisc} B_o(p_d, T) = V_{lisc} (1 - f_w) B_o(p_d, T) \quad (4)$$

$$V_{gi} = 0,1781 V_{lisc} [RGL' - (1 - f_w) R_s(p_d, T)] B_g(p_d, T) \quad (5)$$

$$V_{wi} = V_{lisc} \cdot f_w \cdot B_w(p_d, T) \quad (6)$$

A relação entre os volumes de gás e líquido (óleo+água), expressos em condição padrão, presentes na bomba, será designada por RGL' , em SCF/STB . Com $RGL = RGO (1 - f_w)$. Percebe-se que o volume de gás livre será nulo, na condição inicial, se $R_s(p_d, T) = RGO'$, o que é razoável esperar, pois, em geral, a pressão de descarga é elevada e os poços bombeados produzem pouco gás.

Substituindo as equações 4, 5 e 6 na eq. 3, podemos calcular o volume de líquido inicial, V_{lisc1} , em in^3 , expresso em condições padrão:

$$V_{lisc1} = \frac{V_{f1}}{(1 - f_w) B_o(p_d, T) + 0,1781 [RGL' - (1 - f_w) R_s(p_d, T)] B_g(p_d, T) + f_w \cdot B_w(p_d, T)} \quad (7)$$

Considerando a equação 7, podemos definir o fator de volume para o fluido em função da pressão da bomba e da temperatura, como na equação 8:

$$B_f(p_b(t), T) = \frac{V_f(p_b(t), T)}{V_{isc}} = (1 - f_w)B_o(p_b(t), T) + 0,1781 \left[RGL' - (1 - f_w)R_s(p_b(t), T) \right] B_g(p_b(t), T) + f_w \cdot B_w(p_b(t), T) \quad (8)$$

Desse modo é possível reescrever a equação 7, considerando a condição inicial, $p_b(t_1) = p_d$:

$$V_{isc1} = \frac{V_{f1}}{B_f(p_d, T)} = \frac{e_m A_p}{B_f(p_d, T)} \quad (9)$$

Modelagem do curso ascendente com $p_s < p_b \leq p_d$

Ainda na figura 2, observe que o ponto 1 marca o início do curso ascendente, que podemos considerar como sendo o início de um novo ciclo de bombeio. No instante $t=t_1$, quando o pistão começa a se mover, as duas válvulas permanecem fechadas.

Presumindo que a pressão $p_b(t)$ seja conhecida, com $t_1 < t < t_2$ enquanto as válvulas permanecem fechadas, se houver algum vazamento, o interior da bomba será ocupado com os fluidos que estavam presentes no instante t , mais o fluido que vazou da descarga para o interior da bomba menos o que vazou do interior da bomba para a sucção. Neste instante, a distância entre as válvulas será:

$$L_v(t + \Delta t)A_p = V_f(p_b(t + \Delta t), T) + V_{vtv} - V_{vsv} \quad (10)$$

Onde:

- V_{vtv} - volume de fluido que vazou através da válvula de passeio para o interior da bomba, in^3 .
- V_{vsv} - volume de fluido que vazou do interior da bomba para a sucção, in^3 .
- $V_f(p_b(t + \Delta t), T)$ - volume correspondente ao fluido que havia na bomba no instante t , na pressão $p_b(t + \Delta t)$, in^3 .

Se considerarmos que o vazamento é proporcional ao diferencial de pressão na válvula e assumindo um valor máximo quando o diferencial de pressão for máximo, sendo a constante de proporcionalidade medida em unidades de vazão por unidade de diferencial de pressão, então o volume acumulado pela válvula de passeio (V_{vtv}) e de pé (V_{vsv}) entre t_1 e t , poderá ser dado por

$$V_{vtv} = \int_{t_1}^{t+\Delta t} B_f(p_b(t), T) q_{vtvsc} \frac{p_d - p_b(t)}{p_d - p_s} dt \quad (11)$$

$$V_{vsv} = \int_{t_1}^{t+\Delta t} B_f(p_b(t), T) q_{vsvsc} \frac{p_b(t) - p_s}{p_d - p_s} dt \quad (12)$$

Onde,

- q_{vTVSC} - vazão do vazamento de líquido através da válvula de passeio quando o diferencial de pressão sobre a válvula é $p_d - p_s$, medido em condições padrão, in^3/s .
- q_{vSVSC} - vazão do vazamento de líquido através da válvula de pé quando o diferencial de pressão sobre a válvula é $p_d - p_s$, medido em condições padrão, in^3/s .

Considerando Δt suficientemente pequena, as integrais 11 e 12 podem ser aproximadas pela regra do trapézio. Então,

$$V_{TV} = q_{vTVSC} \left\{ B_f(p_b(t), T) [p_d - p_b(t)] + B_f(p_b(t + \Delta t), T) [p_d - p_b(t + \Delta t)] \right\} \frac{\Delta t}{2} \quad (13)$$

$$V_{SV} = q_{vSVSC} \left\{ B_f(p_b(t), T) [p_b(t) - p_s] + B_f(p_b(t + \Delta t), T) [p_b(t + \Delta t) - p_s] \right\} \frac{\Delta t}{2} \quad (14)$$

Modelagem do curso ascendente com $p_b \cong p_s$

Essa modelagem compreende o movimento do pistão do momento em que a válvula de pé abre até o seu fechamento. Se houver vazamento na válvula de passeio, a válvula de pé fechará antes de finalizar o curso ascendente, enquanto a válvula de pé estiver aberta, não consideramos um vazamento por ela. Assim, o volume do fluido presente na bomba é dado por:

$$L_v(t)A_p = V_f(t_2) + V_{isv}(t) + V_{TV}(t) \quad (15)$$

Onde;

- $V_f(t_2)$ - volume de fluido existente na bomba no momento da abertura da válvula de pé (t_2), in^3 .
- $V_{isv}(t)$ - volume de fluido que entrou na bomba pela válvula de pé, desde a sua abertura (intervalo $t - t_2$), in^3 .
- $V_{TV}(t)$ - volume oriundo do vazamento da válvula de passeio, in^3 .

Derivando 15 em relação a t , temos:

$$A_p \left[-\frac{du_p}{dt} + \frac{12A_p L}{E_t A_t} \frac{dp_b(t)}{dt} \right] = \frac{dV_{isv}(t)}{dt} + B_f(p_b(t), T) q_{vTVSC} (p_d - p_b(t)) \quad (16)$$

Na iminência de ocorrer o fechamento da válvula de pé, devido ao vazamento na válvula de passeio, a pressão na bomba é aproximadamente constante e igual à pressão de sucção e a vazão que entra pela válvula de pé tende a zero. Então

$$B_f(p_s, T) q_{vTVSC} (p_d - p_s) + A_p \frac{du_p}{dt} = 0 \quad (17)$$

$$\frac{du_p}{dt} = - \frac{B_f(p_s, T) q_{vfvsc} (p_d - p_s)}{A_p} \quad (18)$$

Modelagem do curso descendente com $p_s < p_b \leq p_d$

Neste contexto, as válvulas estão fechadas enquanto o pistão desloca-se no curso descendente. O fluido contido entre as válvulas é comprimido e a pressão aumenta até haver abertura da válvula de passeio.

Ao final do curso ascendente, o espaço entre as válvulas de passeio e de pé estava preenchido com fluido a uma pressão $p_b(t_3)$. Portanto, num instante $t_3 < t + \Delta t \leq t_4$, com ambas as válvulas fechadas, neste caso usamos a mesma abordagem usada para essa configuração de pressão no curso ascendente.

Modelagem do curso descendente com $p_b \cong p_s$

Neste momento, compreende-se o movimento do pistão no curso descendente, desde a abertura da válvula de passeio até o seu fechamento. Caso haja vazamento na válvula de pé, a válvula de passeio fechará antes que o curso termine. Enquanto a válvula de passeio estiver aberta, não consideramos um vazamento proveniente dela, logo, o volume do fluido presente no interior da bomba poderá ser dado por:

$$L_v(t)A_p = V_f(t_4) - V_{otv}(t) - V_{vsv}(t) \quad (19)$$

Onde,

- $V_f(t_4)$ - volume de fluido existente na bomba no momento da abertura da válvula de passeio (t_4), in^3 .
- $V_{otv}(t)$ - volume de fluido que saiu da bomba pela válvula de passeio, desde a sua abertura (no intervalo $t - t_4$), in^3 .
- $V_{vsv}(t)$ - volume do vazamento da válvula de pé, in^3 .

Quando ocorre o fechamento da válvula de passeio, devido ao vazamento, a pressão na bomba é aproximadamente constante e igual à pressão de descarga e a vazão que escoar do interior da bomba para a descarga, através da válvula de passeio é nula.

Derivando 19 em relação a t , temos:

$$A_p \left[-\frac{du_p}{dt} + \frac{12A_p L}{E_t A_t} \frac{dp_b(t)}{dt} \right] = -\frac{dV_{otv}(t)}{dt} - B_f(p_b(t), T) q_{vfvsc} (p_b(t) - p_s) \quad (20)$$

Quando ocorre o fechamento da válvula de passeio, devido ao vazamento, a pressão na bomba é aproximadamente constante e igual à pressão de descarga e a vazão que escoar do interior da bomba para a descarga, através da válvula de passeio é nula. Então,

$$B_f(p_d, T)q_{vs\text{vsc}}(p_d - p_s) - A_p \frac{du_p}{dt} = 0 \quad (21)$$

$$\frac{du_p}{dt} = \frac{B_f(p_d, T)q_{vs\text{vsc}}(p_d - p_s)}{A_p} \quad (22)$$

O final do curso descendente, é caracterizado por velocidade nula, isto é, $\frac{du_p}{dt} = 0$. Esse instante coincide com o início do curso ascendente do próximo ciclo de bombeio. O valor da pressão no interior da bomba deve ser guardado para ser usado no início do próximo ciclo.

Simulação computacional

Os cálculos apresentados anteriormente foram incorporados ao algoritmo de um simulador de Bombeio Mecânico que está na fase de desenvolvimento, a parte de vazamento nas válvulas é apenas uma das funcionalidades do simulador. Este simulador foi desenvolvido no Excel, usando programação em VBA e posteriormente reescrito em *Python*. O simulador foi projetado para gerar cartas dinamométricas de superfície e de fundo, com base nas condições de contorno e nos parâmetros operacionais definidos pelo usuário. Os dados de entrada podem ser inseridos diretamente na planilha Excel (VBA) ou diretamente no código (*Python*). Ressalta-se que o conteúdo apresentado neste artigo corresponde a apenas uma das funcionalidades do simulador, com foco específico na modelagem do comportamento da bomba de fundo em situações de vazamento nas válvulas. A tabela a seguir mostra os principais dados de entrada para simular uma condição de vazamento nas válvulas, os valores associados foram usados no teste apresentado nos resultados.

Profundidade da bomba de fundo	2001,1 (m)	Pressão Estática	1500 (psi)
Curso	68 (in)	Razão gás-líquido	1346 (SCF/STB)
Tamanho do pistão	1,5 (in)	Fator de água	62%
Densidade do fluido	0,99	Vazamento na válvula de passeio	0 (bpd/psi)
Prof. média dos canhoneados	2516,0	Vazamento na válvula de pé	0,07 (bpd/psi)

Tabela 1 - Principais dados de entrada do simulador

Fonte: Elaborada pelos autores (2025).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A seguir observa-se duas cartas dinamométricas de fundo, a primeira é uma carta de referência, retirada do banco de dados do *Echometer*, a segunda foi calculada pelo simulador de BM que usa a modelagem matemática descrita neste trabalho.

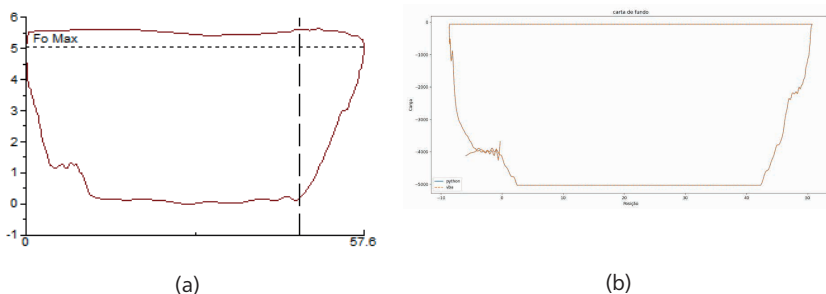


Figura 3 – Carta Dinamométrica de Fundo com vazamento na Válvula de Pé.

Fonte: (a) *Echometer* e (b) elaborada pelos autores, 2025.

Observe que as duas cartas apresentam um comportamento típico para vazamento na válvula de pé, com um recuo no canto inferior esquerdo, demonstrando que a válvula de passeio fechou antes de terminar o curso descendente, reduzindo a eficiência do sistema de bombeio.

Usando as informações disponíveis como dados de entrada para reproduzir a carta dinamométrica disponibilizada. As figuras 3(a) e 3(b), são cartas dinamométricas que apresentam um vazamento na válvula de pé, observe que a carta produzida é equivalente à carta de referência, evidenciando a validade do modelo para reproduzir o comportamento de um poço que tenha vazamentos não previstos no projeto inicial.

CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

O modelo matemático apresentado neste trabalho mostrou-se eficaz no cálculo de vazamento em válvulas de BM, tornando-se uma ferramenta para análise e otimização da produção de petróleo, já que possibilita a detecção precoce desse tipo de falha. A abordagem proposta pode contribuir para a implementação de medidas de manutenção antecipada, já que é possível identificar a ocorrência da falha antes que ela comprometa significativamente a produção do poço.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAÚJO JÚNIOR, Antônio Pereira de. **Cálculo da carta dinamométrica de fundo para poços direcionais**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte: Centro de Tecnologia; Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia do Petróleo. Natal, 2014. 81 p. (Dissertação Mestrado).

BOOMER, Paul M.; Podio, A. L. **The Beam Lift Handbook**. United States of America: University of Texas at Austin, 2012. ISBN 978-0-88698-257-7. capítulo 6. Disponível em: https://fliphtml5.com/inygn/smei/The_Beam_Lift_Handbook/56. Acessado em: 1 abr 2025 às 22h00.

CAJUEIRO, Emanuel Benício de Almeida. **Inferindo posição e carga de haste polida de bombeio mecânico a partir da corrente de saída de inversor de frequência**. Universidade Federal da Bahia: Escola Politécnica; Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial. Salvador, 2012. 138 p. (Dissertação Mestrado).

FONTE, S. S. D.; SANTOS, L. C. L.; SIMONELLI, G. **Dimensionamento do bombeio mecânico com hastes em Excel**. Holos, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte - IFRN, Natal, v. 7, p. 17-29, 2017. ISSN 1518-1634. Disponível em: Dimensionamento do bombeio mecânico com hastes em excel. Acesso em: 1 abr 2025 às 22h03.

GALVÃO, Hannah Lícia Cruz. **Desenvolvimento e aplicação de uma estratégia de controle para o método de elevação artificial por bombeio mecânico**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte: Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal, 2016. 74 p. (Dissertação Mestrado).

GIBBS, S. G. **Predicting the Behavior of Sucker-Rod Pumping Systems**. Journal of Petroleum Technology, v. 15, n. 10, pp. 769-778, 1963.

LIMA, Fabio Soares de. **Deteção e classificação de modos de operação do bombeio mecânico via cartas dinamométricas**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte: Centro de Tecnologia; Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação. Natal, 2014. 173 p. (Tese Doutorado).

OLIVA, Gabriel Bessa de Freitas Fuezi. **Desenvolvimento de uma estratégia de controle para uma unidade de bombeio inteligente**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte: Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal, 2017. 73 p. (Dissertação Mestrado)

SILVA, Raphael Eliedson da. **Estudo do efeito de um modelo aperfeiçoado de uma bomba de uma bomba de fundo sobre a simulação global do método de elevação por bombeio mecânico**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte: Centro de Ciências Exatas e da Terra. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal, 2017. 81 p. (Dissertação Mestrado)

TAKÁCS, Gabor. **Sucker-Rod Pumping Manual**. United States of America: Pennwell Corporation, 2003. ISBN 0-87814-892-2. Capítulo 1.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido no Laboratório de Automação em Petróleo (LAUT) em parceria com a WEG e com o apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de PD&I da Resolução ANP nº 50/2015.



C A P Í T U L O 6

PERFORMANCE EVALUATION OF NANOTREATMENTS FOR INJECTIVITY ENHANCEMENT: A COMBINED LABORATORY AND FIELD STUDY IN WATER DISPOSAL WELLS

Daniel F. Gómez

National University of Colombia, Medellín, Colombia

Lady J. Giraldo

National University of Colombia, Medellín, Colombia

Camilo A. Franco

National University of Colombia, Medellín, Colombia

Farid B. Cortes

National University of Colombia, Medellín, Colombia

Carlos A. Franco

Ecopetrol S.A, Colombia

ABSTRACT: Handling large volumes of produced water often results in poor quality water with significant suspended solids, inorganic scale, and fats and oils (F&O). These contaminants clog injection/disposal wells, increasing energy consumption and greenhouse gas emissions. This study focused on the development and optimization of nanotechnology-based treatments to cost-effectively remediate and inhibit formation damage. Injection water from a Colombian oil field high in F&O and suspended solids was analyzed. Physicochemical tests, filter press tests, and SEM-EDS identified the damage-causing materials. A design of experiments optimized a treatment to remove over 95% of F&O (60-1000 mg/L). Three nano-treatments were evaluated for concentrations below 60 mg/L through water quality, injectivity, and high-pressure, high-temperature (HP-HT) remediation tests. A field test demonstrated the effectiveness of the nanofluid in reducing formation damage, injection pressure, energy consumption (6.08 GWh/year), and GHG emissions (4,029 tCO₂e/year), with an OPEX savings of \$0.49 MUSD/year. The longevity and adaptability of the treatment allows for a phased expansion, which is expected to have a significant positive impact and contribute to a cleaner oil and gas sector.

KEYWORDS: Water disposal, wells injection, Reservoir formation damage, nanotechnology, energy consumption analysis

INTRODUCCTION

During reservoir production, surface fluids include hydrocarbons (gas and oil) and an aqueous phase, with water-to-hydrocarbon ratios typically ranging from 3-10:1 (Al-Ghouti et al., 2019; Nonato et al., 2018). This ratio often escalates with well age and secondary recovery methods like water injection, reaching water cuts of 98-99% (Al-Ghouti et al., 2019). In Colombia, ECOPETROL S.A. reported 12 water barrels per oil barrel in 2016 (Suarez et al., 2016), and in the Eastern Llanos basin, approximately 4 million water barrels were produced per 170,000 oil barrels (Villegas et al., 2017) the Oil & Gas industry employs three produced water disposal methods: reservoir reinjection, effluent discharge, and surface uses. Reinjection, for pressure maintenance or enhanced recovery, is the most common due to environmental concerns (Amakiri et al., 2022). Produced water's composition varies, containing inorganic contaminants (salts, fine particles, heavy metals) and organic fractions (crude oil traces, bacteria, dissolved gases) (Klemz et al., 2021; Patni & Ragunathan, 2023). Treatment is crucial to meet disposal regulations, but high water volumes often result in inadequate contaminant removal, yielding low-quality water. Injecting this water can cause formation damage, reducing flow capacity and injectivity, and increasing injection pressures and energy costs (Bennion et al., 1998).

Specialized literature identifies suspended solids and inorganic scale precipitation as major contributors to reduced reservoir injectivity. However, the presence of fats and oils (F&O) significantly amplifies damage, as these organic fractions bind and aggregate solids, forming cakes at the formation face and within the reservoir (Khatib, 1994; Meyer, 1988; Nabzar et al., 1997; Nasr-El-Din, 1996; Rossini et al., 2020). Traditionally, chemical stimulation methods, employing acids, corrosion inhibitors, surfactants, solvents, and other additives, have been used to dissolve these cakes and plugs (Nasr-El-Din et al., 2000; Nasr-El-Din et al., 2004). However, reducing the chemical load and stimulation frequency is a significant challenge. Recent studies explore nanoparticle benefits for stabilizing solid particles and fines (Carpenter, 2021; Cheraghian & Hendraningrat, 2016; Ju & Fan, 2009; Madadzadeh et al., 2022). This study's objective is to design and optimize nanotechnology-based treatments for cost-effective remediation and inhibition of formation damage, leveraging nano-treatment interactions with injection fluids. The optimized nano-treatment was initially evaluated in the laboratory and subsequently pilot-tested in the field. Results demonstrated improved injectivity, reduced energy and economic costs, and decreased CO₂e emissions, confirming the treatment's effectiveness in mitigating injection process damage.

METHODOLOGY

This work followed a structured experimental design consisting of: (a) initial characterization of field water samples to assess damage potential; (b) laboratory-based performance evaluation of nanotreatments using water quality and flow tests; (c) mixture design optimization of nanotreatment formulations validated under high-pressure, high-temperature conditions; and (d) field application and performance evaluation (Figure 1).

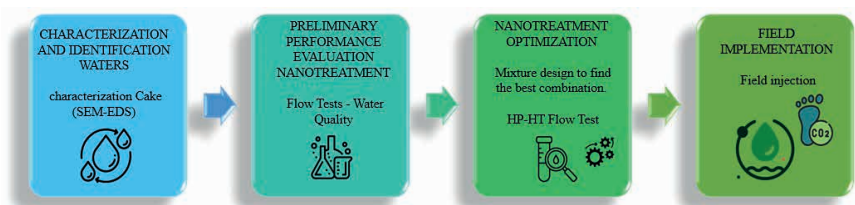


Figure 1. Outline Methodology carried out. (produced by the author)

Materials

Injection water from a Colombian field of interest supplied by Ecopetrol S.A. was used. The nanotreatments to be evaluated were of commercial origin, supplied by the national company based on previous experience. Initially, A1 and B1 nanotreatments were used in a preliminary performance evaluation. However, a third nanotreatment, B2, was then added to perform treatment optimization based on the type of damage to be addressed. For the development of the low pressure/low temperature (LP/LT) flow tests, a 3-1/2 (9.0 cm) diameter BX/100, grade 50 filter paper was used under static conditions. For high pressure/high temperature (HP/HT) conditions, an allozite filter with a pore size of 10 microns was used.

Methods

Initial characterization of the injection water is performed, including measurement of pH, density, conductivity, salinity, and dissolved solids, among other parameters, according to standardized analytical methods. Then, initial flow tests are performed to evaluate the damage potential of the injected water and the preliminary performance of the nano-treatments considered. This test will be carried out using a filter paper and a low pressure and temperature press according to API 13B-1 protocols, and the results will be characterized by SEM and EDS. First, the performance of A1 and B1 nano-treatments is evaluated and then the simplex centroid design of experiments is used to perform an optimization of the nano-treatment, including the B2 nano-treatment, evaluating the response of the system in terms of dissolution of organic

fractions (evaluated by spectrophotometric tests) by varying the concentrations of the nano-treatments and the combinations between them, seeking the efficiency and the minimum number of tests required. The collected data are analyzed with STATGRAPHICS to optimize the performance of the process, using the results of previous G&A dissolution tests.

Following optimization of the nano-treatment through mixture design, the performance of the optimized nano-treatment is evaluated through flow tests at high pressure and temperature conditions to assess remediation and inhibition scenarios. Water is injected until loss of injectivity is achieved, followed by a soak time with the nano-treatment focused on cake dissolution and a post-flow test with water spiked with the inhibition nano-treatment. The HP-HT filter press operates at 400 psi and 130°F.

RESULTS AND DISCUSSION

Injection Water Characterization and Damage Identification

Injection water characterization and damage identification Table 1 shows the results of the basic characterization of the injection water, highlighting the values of suspended solids and oils with values of 54.6 and 60.9 mg/L, respectively. On the other hand, there is evidence of high electrical conductivity, which reaches a value of 1519.6 mg/L.

Parameter	Units	Injection Water
<i>ELECTRICAL CONDUCTIVITY</i>	μS/cm	1519.56
<i>TOTAL HARDNESS</i>	mg CaCO ₃ /L	20.697
<i>TOTAL SUSPENDED SOLIDS</i>	mg TSS/L	54.6
<i>OILS AND/OR GREASES</i>	mg O&G/L	60.9
pH	pH Units	8.039
<i>TURBIDITY</i>	NTU	95.2

Table 1. Basic characterization of injection water.

Scanning electron microscopy (SEM) and energy dispersive spectroscopy (EDS) were used to characterize the solids retained on the filter paper from the water quality tests. The analysis revealed that the retained solids lack a well-defined morphology and exhibit an agglomeration pattern around the filter fibers, indicating a high

carbon content. In addition, the presence of elements such as silicon, aluminum and sulfur was detected, indicating the formation of aluminosilicate-type precipitates. Carbon and oxygen were also identified, which may be associated with organic fractions or degradation by-products. These results provide valuable insights into the composition and potential sources of suspended solids in the water samples, and contribute to a better understanding of the physicochemical processes involved in their formation and deposition.

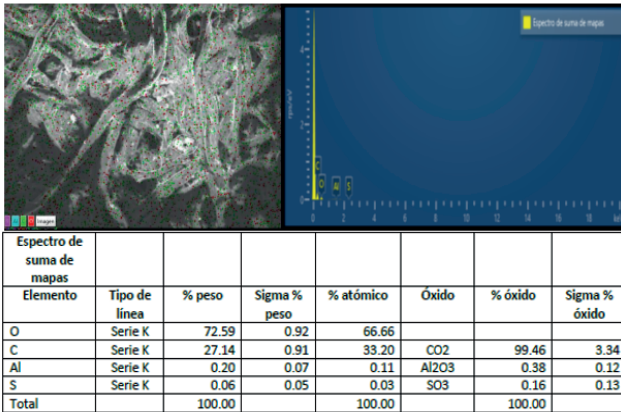


Figure 2. SEM and EDS analysis of solids retained on the filter paper of the injection water. (produced by the author)

Nano-Treatment Performance Evaluation

In order to evaluate the potential for damage to the injection water and its subsequent remediation by the incorporation of nano-treatments, flow tests through a filter paper were performed. Figure 3 illustrates the effect of nano-treatments A1 and B1, which were designed to control solids and promote the dissolution of organic fractions, respectively. The results show that these treatments significantly improved the volume of filtered water by 164% and 195% compared to the untreated injection water.

The graph shows that the normalized water flow rate decreases more rapidly in the base damage condition, while the systems with nano treatments maintain a more sustained flow rate throughout the experiment. In particular, the B1 treatment at 100 ppm shows the best performance, allowing a higher volume of filtered water.

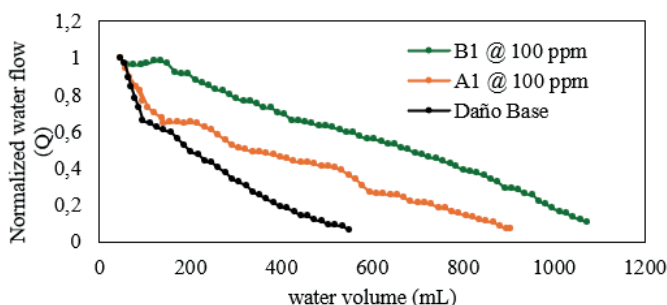


Figure 3. flow curves with injection water and with systems armed with A1 and B1 nanofluids at 100 ppm.(produced by the author)

Nano-treatment optimization with focus on dissolution of organic fractions

According to the results obtained in preliminary sections, a large part of the damage generated is related to the organic load in the injection water, so an improvement and optimization of a nanotreatment based on the addition of a preliminary stage of cake dissolution is proposed, so a simplex centroid type design of experiments is carried out with three nanotreatments focused on the dissolution of fats and oils. Nanotreatment B2 is included, which has a composition focused on the dissolution of organics enhanced with nanomaterials for it.

Figure 4 shows the response surface relating absorbance (as a measure of the dissolution capacity of organic fractions) to a color map. The results indicate that the optimal combination for the dissolution of fats and oils is 90% B2 and 10% of the B1 nanotreatment.

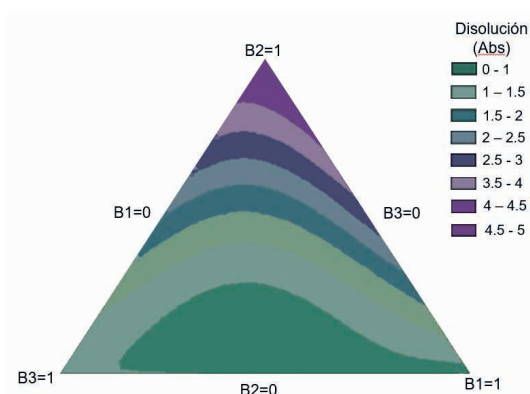


Figure 4. Design of simplex centroid experiments for remediation treatment optimization.(produced by the author).

Subsequently, the efficiency of the optimized nano-treatment (90/10 - B2/B1) was evaluated under high pressure and high temperature (HP-HT) conditions. Figure 5 shows that the optimized nano-treatment recovers 72% of the injectivity after soaking (remediation stage - cake removal). On the other hand, the B1 nano-treatment maintains a 66% increase in the volume of water passing through the disk after soaking, indicating a good damage inhibition capacity. A color change in the disc is also observed, which is evidence of dissolution of the cake formed.

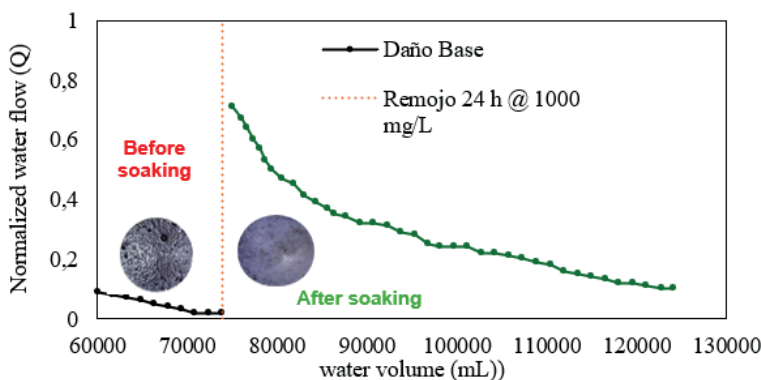


Figure 5. HP-HT test with soaking of 1000 mg/L of the 90/10 -B2/B1 mixture and postflow of 60 mg/L of B1 in the injection water. (produced by the author)

The results obtained in the evaluation of nanofluids are consistent with existing literature on the benefits of nanotechnology in remediation and reservoir damage control. Nanofluids demonstrated remarkable efficacy in solids control and organic fraction disaggregation, as evidenced from laboratory testing to field implementation of the technology.

Field Implementation

Based on the results obtained in laboratory under high pressure conditions, where the potential of nano-treatment for remediation and damage inhibition has been demonstrated, its implementation at field level in a well of interest located in the eastern basin of colombia has been considered. The selected well has experienced a progressive decline in its injection capacity since 2018, which has been attributed to the accumulation of schmoo. This material accumulates in the injection lines over time, reducing the available volumes and affecting the efficiency of chemical treatments. In addition, its entrainment by the water flow has caused clogging in the pore throats, leading to a loss of injectivity in the wells.

To mitigate these effects, a two-phase remediation nanofluid injection program was implemented (08/06 - 04/08/2022 and 01/11/2022 - 03/01/2023), injecting a total of 17,858 gallons into the injector well flow over a 60-day period. The results demonstrated a sustained recovery of injection capacity and a reduction in PAD injection pressure. In addition, the treatment restored the operational and energetic conditions of the PAD, achieving a longevity of effect of 16 months post intervention, as shown in Figure 6.

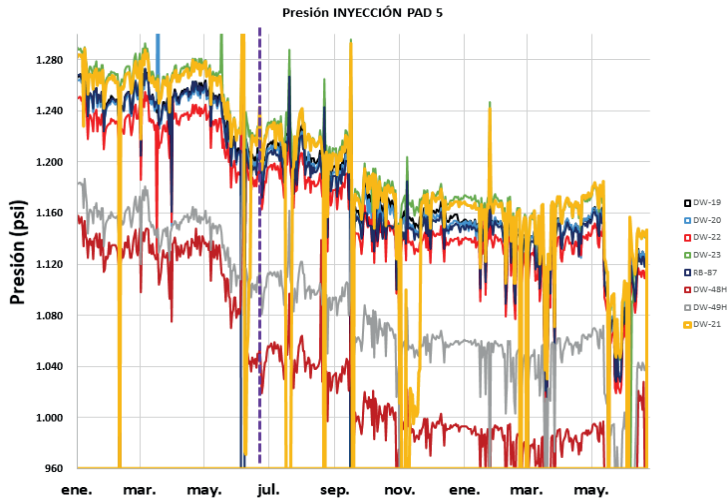


Figure 6. Injection pressure profiles of the different injection wells of the PAD under evaluation. (produced by the author)

With the injection of the nanofluid it has been evidenced that first there is a dissolution of the plugging that is generated in the injector wells, second it inhibits the solids-suspended mixture, grease and oil to be generated at some point of the injection system in the estimated time, and third with the restoration it improves the injectivity of the PAD as a whole allowing the dilution of the precipitated material and reducing the damage due to plugging in the pore throats. All this is evidenced by a significant reduction in the PAD during and after injection (up to 100 psi), reducing the skin of 25 to a value of 0, consequently restoring and mitigating formation damage.

CONCLUSIONS

The results indicate that the injection water carries an organic load that can contribute to clogging of the rock pores. However, nanotechnology has demonstrated

significant benefits in stabilizing solid particles and enhancing the dissolution of organic fractions through surface interaction processes.

An optimized system has been developed to improve the dissolution efficiency of organic fractions at low concentrations, with positive results in both laboratory tests and field applications. In addition, this optimized system was found to be cost effective, resulting in a reduction in energy consumption of 6.08 GWh and a reduction in GHG emissions of 4.029 tCO₂e. These results highlight nanotechnology as a promising, efficient and sustainable solution for mitigating damage in water injection systems.

BIBLIOGRAPHIC REFERENCE

Carpenter, C. (2021). Nanotechnology Helps Decrease Pressure, Increase Injection in Offshore China Oil Field. *Journal of Petroleum Technology*, 73(09), 58-59.

Cheraghian, G., & Hendraningrat, L. (2016). A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part A: effects of nanoparticles on interfacial tension. *International Nano Letters*, 6, 129-138.

Ju, B., & Fan, T. (2009). Experimental study and mathematical model of nanoparticle transport in porous media. *Powder technology*, 192(2), 195-202.

Khatib, Z. (1994). Prediction of formation damage due to suspended solids: modeling approach of filter cake buildup in injectors. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition?*,

Madadzadeh, A., Sadeghein, A., & Riahi, S. (2022). The use of nanotechnology to prevent and mitigate fine migration: a comprehensive review. *Reviews in Chemical Engineering*, 38(1), 1-16.

Meyer, D. R. (1988). The water quality control station: a new monitoring tool for injection water. *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference/Low-Permeability Reservoirs Symposium*,

Nabzar, L., Coste, J.-P., & Chauveteau, G. (1997). Water quality and well injectivity. *IOR 1997-9th European Symposium on Improved Oil Recovery*,

Nasr-El-Din, H. (1996). Permeability Decline Due to Flow of Dilute Suspensions Through Porous Media. In. *ACS Publications*.

Nasr-El-Din, H., Al-Anazi, H., & Mohamed, S. (2000). Stimulation of water-disposal wells using acid-in-diesel emulsions: Case histories. *SPE Production & Facilities*, 15(03), 176-182.

Nasr-El-Din, H., Al-Mohammad, A., Al-Shurei, A., Merwat, N., Erbil, M., & Samuel, M. (2004). Matrix stimulation of water disposal wells using viscoelastic surfactant-based acid. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition,

Rossini, S., Roppoli, G., Mariotti, P., Renna, S., Manotti, M., Viareggio, A., & Biassoni, L. (2020). Produced Water Quality impact on injection performance: predicting injectivity decline for waterflood design. International Petroleum Technology Conference,

Suarez, A., Jaramillo, M. d., González, A., Londoño, J., & Pacavita, J. (2016). Gestión Integral de Recursos Hídricos. Bogotá: Ecopetrol.

Villegas, J. P., Arcila, N., Ortega, D., Franco, C. A., & Cortés, F. B. (2017). Remoción de hidrocarburos de aguas de producción de la industria petrolera utilizando nanointermedios compuestos por SiO₂ funcionalizados con nanopartículas magnéticas. Dyna, 84(202), 65-74.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors thank Ecopetrol S.A. for guaranteeing the successful application under real field conditions. The authors also thank the Universidad Nacional de Colombia for logistical support.



C A P Í T U L O 7

EXPERIMENTAL EVALUATION OF THE TEMPERATURE INCREASE DISTRIBUTION IN AN ELECTROMAGNETIC HEATING SYSTEM (EHS) INTEGRATED WITH IRON OXIDE NANOPARTICLE INJECTION FOR HEAVY CRUDE OILS

Daniela Barrera

Industrial University of Santander

Edwar Herrera

Industrial University of Santander

Nicolás Santos

Industrial University of Santander

ABSTRACT: This study investigates the use of radiofrequency (RF) heating combined with iron oxide nanoparticles to enhance heavy crude oil viscosity reduction. Traditional methods of applying heat to heavy oil reservoirs have limitations, prompting the exploration of more efficient alternatives like electromagnetic heating (EMH). The research focuses on assessing the temperature distribution in an EMH system with nanoparticle injection. A literature review identified key variables affecting the system, including temperature profile, applied power, water saturation, and nanoparticle presence. Experiments were conducted by irradiating RF waves onto reservoir-representative samples of sand, crude oil, water (with varying saturation), and nanoparticles in a reactor. A “one-variable-at-a-time” experimental approach allowed for the collection of data to develop a model of the system’s thermal behavior with nanoparticle application. Temperature profiles were measured using thermocouples, and applied power was monitored. The data was used to create a heat transfer model simulating energy flow in the rock-fluid system under electromagnetic radiation, considering factors such as water saturation, crude oil properties, and nanoparticle concentration. A numerical simulator was integrated to estimate heat transfer based on the electromagnetic absorption coefficient, enabling process simulation at different scales. Results showed that iron oxide nanoparticles enhance EMH efficiency by improving radiation absorption, which reduces crude oil viscosity. The developed model effectively predicts the system’s behavior under various conditions, providing a valuable tool for optimizing heating processes in the petroleum industry.

KEYWORDS: Radiofrequency heating, Heavy crude reservoir, Well stimulation, Microwaves, Nanoparticles, Absorption.

INTRODUCTION

In recent years, the potential of “heavy oil” reservoirs to increase reserves has gained attention due to high hydrocarbon demand and the depletion of conventional crude oil reserves. Extracting heavy hydrocarbons presents both an opportunity and a technological challenge due to their high viscosity, which reduces mobility. Advanced recovery techniques, particularly those focused on raising reservoir temperatures, are being researched to address these challenges (Bera & Babadagli, 2015).

Electromagnetic heating (EMH) utilizes electromagnetic waves to heat a reservoir, reducing oil viscosity. The setup includes an emitting antenna that irradiates dielectric materials in the reservoir, which absorb the waves and convert them into heat, with the oil receiving the energy (Chhetri & Islam, 2008).

While EMH shows promise, the technology has not yet reached the required economic feasibility for field-scale application. To move forward, it’s crucial to characterize heat transfer through laboratory tests and numerical modeling.

This study aims to evaluate heat transfer in an EMH system integrated with iron oxide nanoparticle injection for heavy crude oil. Key indicators like temperature, time, distance, irradiated power, and applied power will be analyzed. Previous research has shown that combining EMH with nanoparticles can improve heating and crude oil properties.

FIELD APPLICATION BACKGROUND

Two field experiments at the Asphalt Ridge deposit near Vernal, UT, in 1981 heated oil sands in situ using gravitational drainage and autogenous push techniques. Approximately 25 m³ of bituminous sands were heated in each experiment, with RF power input ranging from 40 to 75 kW. “Temperatures reached about 120°C in the first experiment and 200°C in the second” (Sresty et al., 1986). In 1986, commercial EM heating in Wildmere Field, Alberta, increased production by 2.23 tons per day from March to November, with one well’s production rising from 1.59 to 4.77 tons per day, peaking at 9.54 tons per day. “Production increased by 2.23 tons per day from March to November” (Spencer, 1987). In 1987, a pilot test in Brazil’s Rio Panon Field boosted production from 1.2 to 10 barrels per day after applying 30 kW of power for 70 days. “Production jumped from approximately 1.2 to 10 barrels per day after applying 30 kW of average power” (Pizarro & Trevisan SPE, 1990). In North Midway Field, Minnesota, a 25 kW generator raised temperatures from 90°F to 220°F at 650 feet depth after 40 hours, demonstrating RF heating’s effectiveness. “After 40 hours of RF heating, the average temperature increased from 90°F to 220°F” (Kasevich et al., 1994). Finally, a 2013 electric heating study in the Congo reduced heavy oil viscosity, improving production rates and recovery. “This resulted in an increase in production rate and recovery factor” (Bottazzi et al., 2013).

EXPERIMENTAL SETUP BACKGROUND

In various laboratory and field studies, electromagnetic heating has been evaluated for its effectiveness in enhancing oil recovery. For example, a 55-gallon drum containing diatomite was heated with a 1 kW source at 50.55 MHz, reaching 150°C. A sample of heavy oil from Bakersfield was heated with a 200 W source at 144 MHz, reaching 130°C after 49 minutes of heating (Kasevich et al., 1994). In another laboratory experiment, a scale model of a heavy oil reservoir was used to study the combination of electromagnetic heating and gas injection with horizontal wells. The model, a 20 cm x 20 cm x 10 cm methacrylate container filled with sand, varied parameters like frequency, power, and salinity to assess their effects on temperature and production (Y. Hu et al., 1999).

In Venezuela, 650 W microwaves were used to heat cores saturated with different crude oils (24° API, 11° API, and 7.7° API). Temperature data taken at short intervals helped validate mathematical models predicting production for hypothetical reservoirs (Ovalles et al., 2002). A study in Turkey examined microwave heating's effect on oil recovery using a graphite core-holder filled with crushed limestone. It was found that high salinity water and saturation improved recovery, and continuous microwave heating yielded better results than cyclic heating (Demiral et al., 2008).

Furthermore, laboratory tests comparing electric resistance electrodes, electromagnetic inductors, and microwaves found microwave heating to be the most cost-effective, increasing oil recovery by up to 30% (Alomair et al., 2012). An experiment using a dipole antenna heated 2 tons of oil-impregnated sand to 200°C using 2.45 GHz microwave radiation (Bientinesi et al., 2013). Finally, combining electromagnetic heating with solvent-assisted gravity drainage (SAGD) demonstrated improved recovery rates when solvents like n-hexane and n-octane were used, suggesting this hybrid method is more cost-effective than simultaneous heating and solvent injection (L. Hu et al., 2017).

These studies highlight the potential of electromagnetic heating methods to enhance oil recovery, offering promising results in both laboratory and field conditions. However, further research is needed to optimize these techniques for large-scale application.

USE OF NANOPARTICLES FOR ELECTROMAGNETIC HEATING

Metal oxide nanoparticles, such as iron, nickel, and copper, can absorb microwaves and increase temperature, enhancing crude oil extraction through electromagnetic heating (Ali et al., 2020). Studies have shown that adding 0.5% iron powder reduced viscosity by up to 88% in Turkey's Bati Raman field (Hascakir, 2008). Nanoparticles

improve heat transfer and reduce viscosity, with concentration, type, and size affecting results (Shokrlu & Babadagli, 2010). Experiments with 2.45 GHz microwaves and nano-metal catalysts demonstrated significant viscosity reduction, with nickel being the most efficient (Greff & Babadagli, 2013). Nickel nanoparticles also accelerated oil recovery, achieving higher recovery with less energy (Bera & Babadagli, 2017). These findings suggest nanoparticles enhance electromagnetic heating efficiency in heavy oil recovery.

MATERIALS AND METHOD

The designed prototype consists of two systems: the wave generator and the reactor. This prototype allows the emission of microwaves to the sample for up to 72 continuous hours, with a maximum operating temperature of 400°C and a maximum operating pressure of 30 psi, at which pressure the relief valves are activated.

Wave Generator System

The wave generator system is crucial, as it radiates energy to the sample and allows the waves to travel to the reactor. In the experiments, the applied power is 5.5 kW, and the frequency is 2.45 GHz. The magnetron, powered by a 10 kW generator, includes controls, alarms, a protection isolator, and a tuner. Radiation is transmitted through waveguides that direct the microwaves to a 10-foot long applicator. Additionally, the system includes a radiation leakage meter and a calibrated power meter at 10 kW both at the generator input and the waveguide output. The control panel manages and monitors the magnetron, which requires water cooling. The isolator protects the magnetron from reflected power, and the impedance coupler match this power.

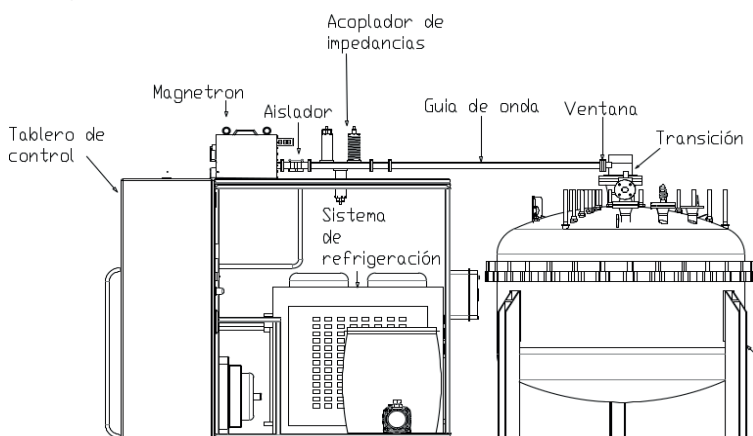


Figure 1- General diagram of the equipment

Source: produced by the author.

Rock-Fluid Container System

This system holds the sample for radiation application, where heating and potential chemical reactions occur. It consists of a cylindrical tank, 160 cm in diameter and 45 cm in height, containing a mixture of sand, crude oil, and water at a concentration representative of the reservoir. In the center, a 15 cm diameter cylindrical microwave applicator is installed. The reactor is a metallic container capable of withstanding 60 psi and includes various measurement devices, with thermocouples arranged radially at three lines to measure temperature at different strata.

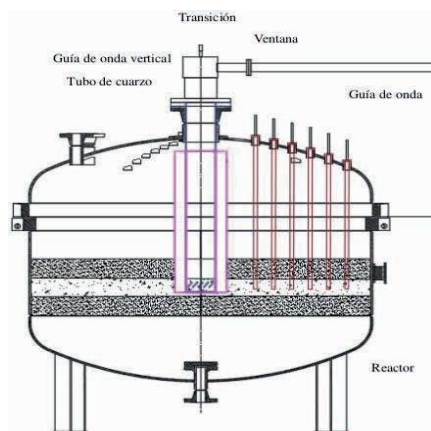


Figure 2- Diagram of the tank or reactor

Source: produced by the author.

The system also includes a pressure gauge, a temperature gauge, a vent valve, a gas sample port, and safety features. It features a local temperature indicator located 5 cm from the container wall and at a depth of 15 cm.

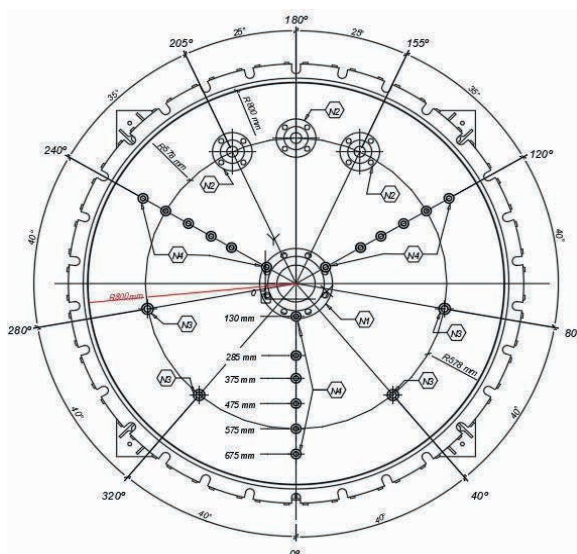


Figure 3 - Vertical view of the tank and arrangement of the thermocouples

Source: produced by the author.

Sample Preparation

The experimental materials include high-viscosity heavy crude oil (API gravity 11-12.5), Ottawa sand for the target stratum, and river sand for top, bottom, and base layers. The average porosity was 0.35. Freshwater or water with 500 ppm nanoparticles was used. Magnetic nanofluid, composed of graphene oxide (rGO) and iron oxide (Fe_3O_4), was provided by the LEAM lab. The heavy crude was dehydrated to 0.7% water content. Two fluids, freshwater and heavy crude, were used for saturation.

Proposed Saturation Models for the Study

The saturation model refers to the fraction of the porous volume of the sand occupied by fluids: water (with nanoparticle fractions in some cases), oil, and gas (nitrogen).

In this study, the sample preparation procedure and equipment operation will always be the same. To address the objectives, saturations will be varied, and nanoparticles will be implemented to assess their performance. Therefore, 9 tests are proposed.

Table 1 presents the properties such as the presence of nanofluid, the saturations of the layer, and the code for easier reference to each sample.

Sample code according to saturation	Sw (%)	So (%)	Sg (%)	Nanofluid present in 500 ppm
O30W301	0,3	0,3	0,4	NO
O30W302	0,3	0,3	0,4	NO
O30W303	0,3	0,3	0,4	NO
O30W60	0,6	0,3	0,1	NO
O30W60NP	0,6	0,3	0,1	SI
O30	0	0,3	0,7	NO
SECA	0	0	1	NO
W30	0,3	0	0,7	NO
W30NP	0,3	0	0,7	SI

Table - 1 Saturations of the stratum of interest and sample code

Source: produced by the author.

EXPERIMENTAL RESULTS

The heating behavior of dry sand, water-saturated sand (60%), and nanofluid-saturated sand (60% with 550 ppm nanoparticles) shows that water saturation helps achieve higher temperatures, as seen in Figure 4. However, when nanoparticles are added, the temperatures are not as high, but they stabilize over time.

In the comparison of heating behavior for crude oil-saturated sand, crude oil and water-saturated sand, and crude oil and nanofluid-saturated sand, Figure 5 demonstrates that sand saturated with only crude oil (sample O30) shows good heating performance, indicating that electromagnetic heating is effective in the absence of water. For the base case (sample O30W303), good heating occurs at the farthest thermocouples, but the temperature increase is less favorable near the antenna. When sand is 60% water-saturated, the temperature increase is not as favorable and does not surpass the O30W303 sample curve, except at later times and near the antenna. Nanoparticle implementation results in good temperature stabilization compared to the other tests. Although temperature increase is lower than in the other cases, the stability provided by nanoparticles allows for prolonged heating and reduced water evaporation.

Comparing heating behavior between water-saturated sand (sample W30) and crude oil-saturated sand (sample O30), Figure 6 shows that the O30 sample heats more smoothly, likely due to water vaporization. Temperatures near the antenna exceed 100°C for both samples, after which water vaporizes. Beyond this point, the

W30 curve exceeds the O30 curve, but at further distances, the O30 curve reaches higher temperatures, as the water vaporization does not occur. Thus, the presence of water vapor aids in elevating the system's temperature.

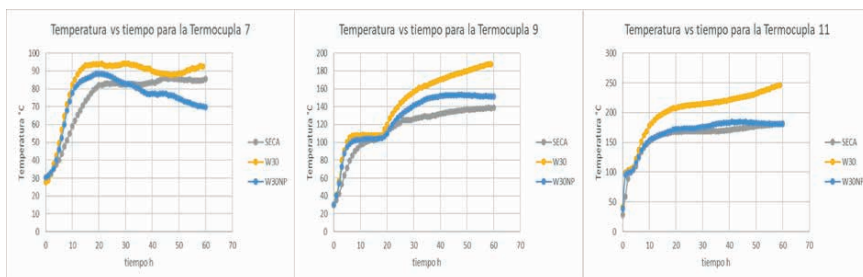


Figure - 4 Temperature over time for different stratum thermocouples for SECA, W30 and W30NP tests

Source: produced by the author.

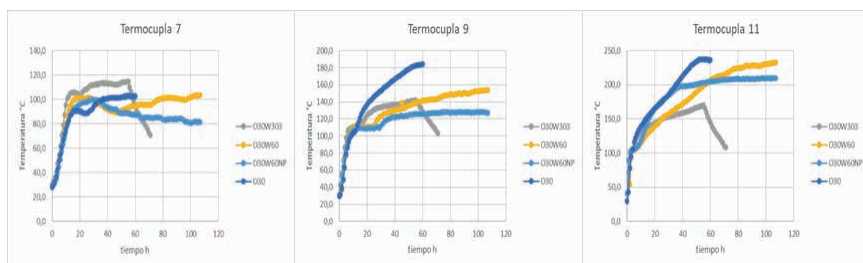


Figure - 5 Temperature over time for different stratum thermocouples for tests O30W303, O30W60, O30W60NP and O30

Source: produced by the author.

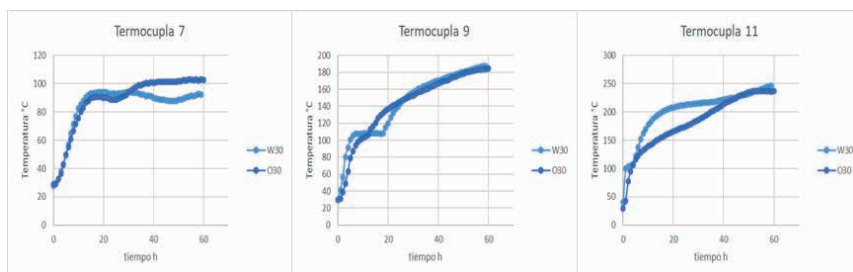


Figure - 6 Temperature over time for different stratum thermocouples for tests O30 and W30

Source: produced by the author.

ANALYSIS AND DISCUSSION

In this section, the practical application of the proposed heat transfer model is described, focusing on how it can be integrated with commercial reservoir simulators, such as CMG, to model the thermal behavior of a reservoir subjected to electromagnetic heating. The importance of the developed model is highlighted as a tool for simulating heat and temperature distribution within a reservoir, thereby allowing for better estimation of production and recovery rates.

The model, based on applied power, fluid saturation, and the presence of nanoparticles, can predict how temperature increases affect crude oil production in a reservoir. Commercial simulators like CMG can accurately apply heat to different parts of the simulation grid. This makes the heat transfer model developed in this research a valuable tool for scaling laboratory experimental results to field conditions, enabling the simulation of electromagnetic heating processes under actual reservoir conditions.

A macro in Excel is proposed and used to apply the modified Abernethy model in reservoir simulators. The Abernethy equation is shown in (1).

$$P_{i+1}^n = P_i^n e^{-\alpha_i^n (dr_i)} \quad (1)$$

It communicates with simulators via keywords, specifying heat application to each cell. Users can input system conditions like nanoparticles, absorption values (α), and match parameters such as boiling temperature and heating strategy. The macro's functionality is validated through a conceptual simulation case for a heavy oil reservoir in the Llanos Orientales, using 60 kW power and $\alpha = 0.25$.

Match of Temperatures with Experimental Data

To achieve the match, the TMPSET keyword is used to indicate to the simulator the target temperatures at each thermocouple. For stability reasons, this temperature is assigned to the entire 10 cm diameter sector around each thermocouple, in each layer. Similarly, historical CMG files (*.fhf) are created to easily compare the results obtained in the Results tool. Excel spreadsheets are used to automate the generation of the TEMPSET keywords with the necessary parameters to represent the historical information.

The match achieved for the first experiment is shown in Figure #1. Note that the simulation correctly reproduces the experimental data. Figure #2 shows another example of the match achieved, in this case for experiment number 4.

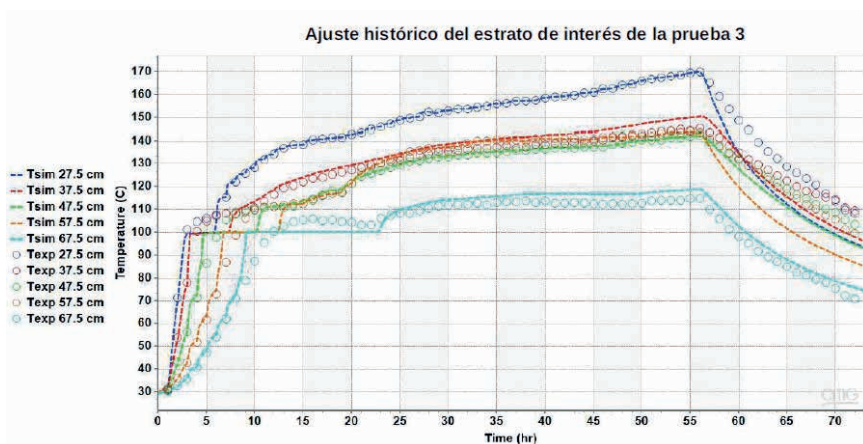


Figure - 7 match for the first experiment O30W301

Source: produced by the author.

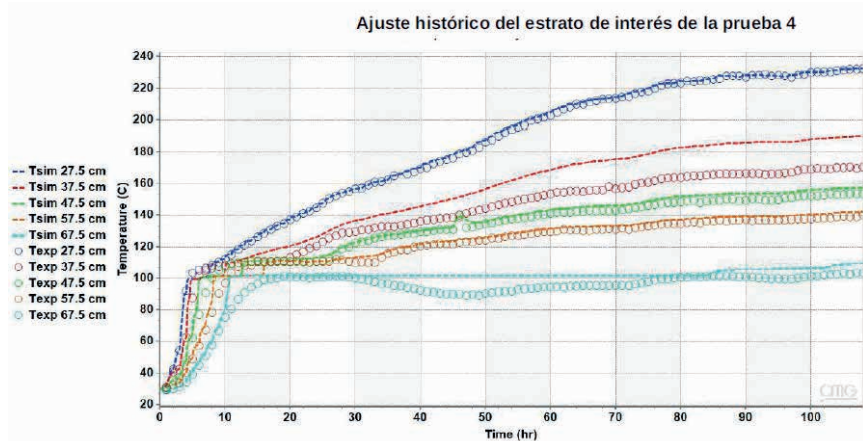


Figure - 8 Match achieved for the fourth experiment O30W60

Source: produced by the author.

This methodology is applied to all the experiments, allowing the estimation of the amount of heat transmitted in each case, according to the information provided by the simulator. The results are summarized in Table #1.

Experiment	Actual input power [kW]	Energy at 55 hours [J]	Average transfer rate [kW]	Ratio
O30W301	4.46	5.36E+08	2.71	0.61
O30W302	4.42	5.14E+08	2.60	0.59
O30W303	4.79	5.75E+08	2.90	0.61
O30W60	5.02	6.36E+08	3.21	0.64
O30W60NP	4.86	6.53E+08	3.30	0.68
O30	5.02	5.43E+08	2.74	0.55
SECA	5.22	5.51E+08	2.78	0.53
W30	5.16	5.95E+08	3.01	0.58
W30NP	5.16	6.51E+08	3.29	0.64

Table - 2 Saturations of the stratum of interest and sample code

Source: produced by the author.

The data of heat transferred to the system are analyzed using the model presented in equation (1), taking into account phenomena such as water evaporation. From this analysis, a characterization of the absorption value of the electromagnetic wave as a function of fluid saturation conditions and nanoparticle concentration is obtained (See Table #2). The model proposed in this work and the analysis and match methodology developed can be useful for the future scaling of the results obtained with the system and experimental setups presented.

CONCLUSIONS AND/OR FINAL CONSIDERATIONS

The experiments conducted on the electromagnetic heating prototype are analyzed based on the proposed experimental design, studying temperature behavior based on water saturation, oil saturation, and nanoparticle concentration. A reservoir simulator is used to reproduce experimental temperatures and match them with historical data, allowing determination of heat transfer in different reservoir sectors.

A heat transfer model is proposed, describing energy flow in a rock-fluid system subjected to electromagnetic radiation. The model is set up in discrete space and time, enabling integration with numerical simulators while accounting for property changes over time. This approach represents natural reservoir property variations, such as fluid saturation and nanoparticle presence.

The model estimates heat transfer based on power and electromagnetic absorption coefficient (α), which depends on fluid saturation and nanoparticles. A correlation was developed for estimating this absorption coefficient. The transfer model integrates with an algorithm that uses a commercial simulator to convert heat data into temperatures, simulating heating effects at various scales.

BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

- Ali, H., Soleimani, H., Yahya, N., Khodapanah, L., Sabet, M., Demiral, B. M. R., Hussain, T., & Adebayo, L. L. (2020). Enhanced oil recovery by using electromagnetic-assisted nanofluids: A review. In *Journal of Molecular Liquids* (Vol. 309). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113095>
- Alomair, O., Alarouj, M., Althenayyan, Alsaleh, A., Mohammad, A., Altaf, H., Alhaidar, Y., Alansari, Y., & Alshammari. (2012). SPE 163311 Improving Heavy Oil Recovery by Unconventional Thermal Methods. <http://onepetro.org/SPEKIPC/proceedings-pdf/12KIPC/All-12KIPC/SPE-163311-MS/1661816/spe-163311-ms.pdf/1>
- Bera, A., & Babadagli, T. (2015). Status of electromagnetic heating for enhanced heavy oil/bitumen recovery and future prospects: A review. In *Applied Energy* (Vol. 151, pp. 206–226). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.031>
- Bera, A., & Babadagli, T. (2017). Effect of native and injected nano-particles on the efficiency of heavy oil recovery by radio frequency electromagnetic heating. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 153, 244–256. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.03.051>
- Bientinesi, M., Petarca, L., Cerutti, A., Bandinelli, M., De Simoni, M., Manotti, M., & Maddinelli, G. (2013). A radiofrequency/microwave heating method for thermal heavy oil recovery based on a novel tight-shell conceptual design. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 107, 18–30. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.02.014>
- Bottazzi, F., Repetto, C., Tita, E., Maugeri, G., & E&p, E. (2013). IPTC 16858 Downhole Electrical Heating for Heavy Oil Enhanced Recovery: A Successful Application in Offshore Congo. <http://onepetro.org/IPTCONF/proceedings-pdf/12IPTC/All-12IPTC/IPTC-16858-Abstract/1558987/iptc-16858-abstract.pdf/1>
- Cerutti, A., Bandinelli, M., Bientinesi, M., Petarca, L., De Simoni, M., Manotti, M., & Maddinelli, G. (2013). A New Technique for Heavy Oil Recovery Based on Electromagnetic Heating: System Design and Numerical Modelling. 32. www.aidic.it/cet
- Chhetri, A. B., & Islam, M. R. (2008). A critical review of electromagnetic heating for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 26(14), 1619–1631. <https://doi.org/10.1080/10916460701287607>
- Greff, J., & Babadagli, T. (2013). Use of nano-metal particles as catalyst under electromagnetic heating for in-situ heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 112, 258–265. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.11.012>

Hascakir, B. (2008). Journal of Canadian Petroleum Technology, Petroleum Society of Canada. In Avenue S.W (Vol. 425).

Hu, L., Li, H. A., Babadagli, T., & Ahmadloo, M. (2017). Experimental investigation of combined electromagnetic heating and solvent-assisted gravity drainage for heavy oil recovery. Journal of Petroleum Science and Engineering, 154, 589–601. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.10.001>

Hu, Y., Jha, K. N., & Chakma, A. (1999). Heavy-oil recovery from thin pay zones by electromagnetic heating. Energy Sources, 21(1–2), 63–73. <https://doi.org/10.1080/00908319950014966>

Mukhametshina, A., & Martynova, E. (2013). Electromagnetic Heating of Heavy Oil and Bitumen: A Review of Experimental Studies and Field Applications. Journal of Petroleum Engineering, 2013, 1–7. <https://doi.org/10.1155/2013/476519>

Ovalles Cesar, Fonseca Anyaleth, Lara Ali, Alvarado Vladimir, Urrecheaga Kerin, Ranson Aaron, & Mendoza Humberto. (2002). Opportunities of Downhole Dielectric Heating in Venezuela: Three Case Studies Involving Medium, Heavy and Extra-Heavy Crude Oil Reservoirs.

Pizarro, os, & Trevisan SPE, O. (1990). Electrical Heating of Oil Reservoirs: Numerical Simulation and Field Test Results. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/42/10/1320/2222283/spe-19685-pa.pdf/1>

Shokrlu, Y. H., & Babadagli, T. (2010). CSUG/SPE 137540 Effects of Nano Sized Metals on Viscosity Reduction of Heavy Oil/Bitumen During Thermal Applications.

Sresty, G. C., Dev, H., Snow, R. H., & Bridges, J. E. (1986). Recovery of Bitumen From Tar Sand Deposits With the Radio Frequency Process.

Wilson, A. (2012). Comparative Analysis of Electromagnetic Heating Methods for Heavy-Oil.

ACKNOWLEDGMENTS

This thesis was supported by the Industrial University of Santander (UIS) and was developed in collaboration with the Research Group in Computed Tomography for Reservoir Characterization (GIT) and the Research Group on Hydrocarbon Process Modeling (GMPH). The author thanks project 413 of 2021, held between UIS and the Ministry of Science (Minciencias) and supported by the National Hydrocarbons Agency (ANH).

Thanks are also given to the LEAM laboratory for its contribution to the generation of the nanofluid used in this project.



C A P Í T U L O 8

MACHINE LEARNING MODEL FOR PREDICTING CO CORROSION RATE IN BRINES WITH DIVALENT IONS IN THE PRESENCE OF CARBON QUANTUM DOTS (CQDS)

Viviana Ortiz-Pérez

Grupo de Investigación Fenómenos de Superficie Michael-Polanyi,
Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín

Lady J. Giraldo

Grupo de Investigación Fenómenos de Superficie Michael-Polanyi,
Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín

Camilo A. Franco

Grupo de Investigación Fenómenos de Superficie Michael-Polanyi,
Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín

Farid B. Cortés

Grupo de Investigación Fenómenos de Superficie Michael-Polanyi,
Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín

ABSTRACT: The use of carbonated water (CW) in carbon capture, utilization, and storage (CCUS) processes is an effective strategy to address security and environmental sustainability challenges. However, the presence of minerals, organic acids, inorganic ions such as calcium (Ca^{2+}), and dissolved CO_2 in formation brines enhances electron exchange, accelerating corrosion in pipelines and facilities. This poses a substantial risk to equipment integrity and reduces the effectiveness of CW injection in enhanced oil recovery (EOR) processes and CO_2 storage. To mitigate these effects, environmentally friendly corrosion inhibitors, such as carbon quantum dots (CQDs), have emerged as promising alternatives due to their high dispersibility, low toxicity, and stable chemical properties. Nevertheless, accurately predicting corrosion rates remain a major challenge, as traditional models often fail to capture the complex interactions among multiple factors. In this study, the inhibitory mechanism of CQDs and the corrosive effect of divalent ions (Ca^{2+}) in CO_2 -saturated production brines were evaluated through gravimetric measurements. Additionally, four predictive models were developed using machine learning algorithms: Random Forest (RF), K-Nearest Neighbors (KNN), Extreme Gradient Boosting (XGBoost) and Support Vector machine Regressor (SVR), to enhance predictive accuracy and operational efficiency

in CO₂ corrosion management. Among these models, SVR demonstrated the best predictive performance, achieving an R² of 0.9281 on the test set, indicating strong generalization capabilities. In contrast, XGBoost exhibited overfitting, performing exceptionally well on the training set but showing a noticeable drop in accuracy on the test set. RF and KNN showed moderate predictive capacity but struggled to generalize effectively. These results highlight the need for further refinement of predictive models, including improved feature selection, hyperparameter tuning, and the exploration of additional experimental conditions such as temperature, pH variations, and different CQD concentrations.

KEYWORDS: CO₂ corrosion, Calcium carbonate, Carbon quantum dots, Machine learning.

INTRODUCTION

In the Oil & Gas industry, the presence of carbon dioxide (CO₂) plays a crucial role in enhanced oil recovery (EOR) processes by reducing crude oil viscosity and allowing for greater extraction efficiency, as well as in carbon capture and storage (CCS) processes where it can be injected into depleted reservoirs or saline aquifers for geological storage to mitigate environmental impacts [1-3]. However, when injected or naturally occurring CO₂ dissolves in water, it hydrates to produce carbonic acid (H₂CO₃), changing the acidity of the formation water and promoting electrochemical reactions between the aqueous phase and the steel surface, leading to iron dissolution [4-7]. CO₂ corrosion of carbon steel represents serious problems in the sector by causing pipeline perforation and cracking, which can result in catastrophic accidents and massive economic losses [8]. Despite its susceptibility and low corrosion resistance in CO₂-containing environments, carbon steel is still widely used in oil and gas production and transportation due to its high tensile strength, low cost, and wide availability [9,10].

Corrosion in carbonated brines is a complex process influenced by parameters such as CO₂ content in the gas phase, temperature, pH, and ionic composition of the solution [11, 12]. Formation brine can vary from a simple solution to a more complex mixture containing various types of carbonaceous species and divalent cations dissolved at high concentrations, such as Ca²⁺ (calcium ion), along with the predominant presence of monovalent salts like NaCl [13, 14]. Typically, the corrosion product deposited on the steel surface in an aqueous medium of sodium chloride (NaCl) saturated with CO₂ consists of iron carbonate (FeCO₃) scales [5]. The formation of siderite scales acts as a protective surface film, blocking active dissolution sites and creating a barrier to the diffusion of electrochemically active species, significantly reducing the corrosion rate [15]. However, the presence of Ca²⁺ ions can react with

CO₂, facilitating the precipitation of carbonate-type corrosion products (CaCO₃ and Fe_xCa_yCO₃), altering the protective capacity of FeCO₃ layers, and affecting the stability of already precipitated corrosion products [16, 17], making CO₂ corrosion even more complex. Authors such as Ding et al. evaluated the effect of these ions in simulated brine with different Ca²⁺ concentrations, finding that the corrosion rate increases with the rise in calcium ion concentration. Additionally, they attributed that as Ca²⁺ concentration increases, the corrosion scales become looser, and the grain size becomes larger, decreasing the resistance and adhesion strength of the scales to the matrix [18]. Later, Shamsa et al. studied the role of Ca²⁺ ions in Ca/Fe products in CO₂-corrosive environments at temperatures of 80 and 150°C, finding that at 80°C, the addition of Ca²⁺ ions increased the corrosion rate and produced a more porous Fe_xCa_yCO₃ layer, whereas at 150°C, the mixed carbonate layer was as protective as pure FeCO₃, reducing overall corrosion and minimizing pitting formation [19].

Thus, the use of corrosion inhibitors is crucial in the industry to prolong the operational lifespan of field facilities by mitigating CO₂ corrosion [20]. Currently, numerous CO₂ corrosion inhibitors derived from imidazoline, Schiff bases, and quaternary ammonium salts have been reported [21-23]. However, these organic compounds exhibit high toxicity, poor biodegradability, and complex synthesis in the petrochemical industry, impacting the environment and limiting their application [24]. Therefore, the development of carbon quantum dots (CQDs) is considered one of the most promising candidates as eco-friendly corrosion inhibitors due to their outstanding properties, such as high water solubility, good biocompatibility, low toxicity, and stable chemical properties, making these fluorescent nanomaterials applicable in the field of corrosion. The inclusion of Carbon Quantum Dots in corrosion research has gained traction in recent years. Cen et al. synthesized nitrogen and sulfur co-doped Carbon Dots as corrosion inhibitors in 3.5wt% NaCl solutions saturated with CO₂ [25], finding that the inhibitory effect of CDs is associated with the chemisorption of functional groups on the surface of N, S-CDs with iron, contributing to the formation of the protective film. More recently, authors such as Wu et al. synthesized Carbon Dots from sodium salicylate and urea to evaluate them as effective corrosion inhibitors for N80 steel in 1M HCl and 3.5wt% NaCl solutions saturated with CO₂ [26]. Their results showed that N-CDs gradually adhered to the steel surface through physical and chemical adsorption to form a corrosion-inhibiting film that isolates corrosive ions from contacting the carbon steel.

Over the last decade, with the growth of computing technology and the advancement of artificial intelligence, machine learning has been applied to various corrosion-related problems, such as corrosion detection through automated image analysis [27], prediction of corrosion defect growth in pipelines [28], material

inspection [29], and estimation of corrosion rate in marine environments [30]. Aghaaminiha et al. [31] evaluated supervised machine learning models to predict carbon steel corrosion rates over time in the presence of corrosion inhibitors. Their dataset considered the addition of corrosion inhibitors at different concentrations and dosing schemes. The authors tested four machine learning algorithms: Random Forest (RF), K-Nearest Neighbors (KNN), Artificial Neural Networks (ANN), and Support Vector Regression (SVR), finding that the Random Forest model accurately predicted the temporal evolution of corrosion and its sensitivity to environmental conditions such as temperature, pH, CO₂ concentration, and inhibitor type. Additionally, authors like Dong et al. [32] developed a predictive model to estimate CO₂ corrosion rate and severity based on machine learning algorithms. They evaluated six machine learning models: Random Forest (RF), K-Nearest Neighbors (KNN), Gradient Boosting Decision Tree (GBDT), Support Vector Machine (SVM), XGBoost, and LightGBM. Among the most significant results, they found that SVM had the lowest performance in both training and test sets, while Random Forest (RF) achieved the best results, with R² values of 0.92 for the training set and 0.88 for the test set.

Despite advances in CO₂ corrosion prediction and the development of efficient inhibitors, no studies have modeled corrosion rates in the simultaneous presence of Ca²⁺ ions and Carbon Quantum Dots (CQDs) as inhibitors. The presence of Ca²⁺ in carbonated brines can significantly alter the stability and effectiveness of corrosion products, modifying the dynamics of protective layer formation and affecting inhibitor performance. However, to date, predictive models have not comprehensively considered these effects, limiting their applicability in real environments. Therefore, machine learning techniques serve as a highly valuable tool by offering nonlinear modeling capabilities, superior predictive performance, and the ability to comprehensively consider multiple influential factors. In this study, the implementation of a machine learning-based model to predict corrosion rates over a wide range of experimental conditions will enhance the understanding of the combined effect of Ca²⁺ ions and CQDs under different salinity scenarios, immersion times, and inhibitor concentrations. This will contribute to the development of more effective strategies for corrosion mitigation in oil and gas production environments, where Ca²⁺ presence in brines is common, and its impact on corrosion product stability has not been fully characterized.

METHODOLOGY

Description of the experimental data

The experimental data used was obtained from a series of tests on the corrosion inhibition of carbon steel in CO₂-saturated aqueous solutions. The corrosion rate was

measured using weight loss tests. Carbon steel samples were immersed in prepared CO₂-saturated solutions containing NaCl and CaCl₂ at different concentrations (5000, 10000, and 30000 mg/L), both in the absence and presence of Carbon Quantum Dots (CQDs), at 70°C and under static conditions for different immersion times. At the end of the immersion period, the corrosion products on the steel surface were removed using a cleaning solution (5% HCl), rinsed with distilled water, and dried with compressed air. All samples were weighed before the experiment and after cleaning, ensuring the removal of corrosion products to determine the average corrosion rate. The corrosion rate (CR) was calculated using Equation 1:

$$CR = \frac{87600 \Delta W}{\rho St} \quad (1)$$

Where ΔW represents the average weight loss (g) of the samples, ρ is the density of the carbon steel samples (7.79 g cm⁻³), S is the exposed area (cm²), and t represents immersion time (h). The experimental matrix design is presented in **Table 1**.

Description	Range	Unit	Type
Type of Brine	{NaCl, CaCl ₂ }	-	Categorical
Time	[24 – 120]	hour	Numerical
Salinity	[4500 – 30500]	mg L ⁻¹	Numerical
Carbon Quantum Dots concentration	[0 – 100]	ppm	Numerical
Temperature	70	°C	Numerical
pH	[3.3 – 4]	-	Numerical

Table 1. Operational Input variables (features) considered to model corrosion rate

Source: produced by the author

Overview of machine learning algorithms

Machine learning techniques refers to a set of algorithms that learn to perform tasks, such as predicting experimental outcomes, by being trained on data from previously conducted experiments. In particular, supervised learning involves training a model using labeled data, where the algorithm learns to map input data to their corresponding labels, enabling accurate predictions based on previously observed patterns [33,34]. In this study, common machine learning algorithms in corrosion such as Supported Vector machines Regression (SVR), Random Forest (RF), K Nearest Neighbors (KNN) and Extreme Gradient Boosting (XGBoost) were applied to the processed data. The data were randomly sampled, with 80% used as the training set and 20% for the testing set to evaluate the model's performance.

Random Forest (RF) is an ensemble learning algorithm built upon the principles of decision trees. A decision tree splits a dataset into progressively smaller subsets based on input variables, aiming to reduce variance in outcome values at each step. This hierarchical structure consists of branches representing decision rules and leaves containing outcome predictions. The splitting process continues until a predefined condition, such as a maximum number of splits or a variance threshold, is met [35]. RF enhances the predictive power of decision trees by constructing multiple trees using bootstrap sampling of the training data. Each tree is trained on a different subset of the data, and the final prediction is obtained through majority voting (for classification) or averaging (for regression). This approach reduces overfitting and improves model generalization. The effectiveness of RF lies in its ability to combine multiple decision trees, leveraging their individual strengths while minimizing weaknesses through ensemble learning techniques [36].

Support Vector Regression (SVR) is a supervised learning algorithm designed to handle non-linear relationships between input variables and target labels. Unlike traditional regression models, which assume a linear relationship, SVR transforms the input data into a higher-dimensional space where the relationship can be more effectively captured as a linear function. To achieve this transformation, SVR employs kernel functions, which map the original data into a higher-dimensional feature space without the need for explicit computation in that space, thereby reducing computational complexity. In this transformed space, SVR fits a hyperplane that best represents the data while maintaining a margin of tolerance, allowing the model to generalize well to new inputs. This ability to capture complex patterns makes SVR a powerful tool for regression tasks where traditional linear models fall short [37].

K-Nearest Neighbors (KNN) is a simple yet effective algorithm that predicts the outcome of a data point based on its **K** nearest neighbors in the training set. The nearest neighbors are identified using a distance metric, such as Euclidean distance for numerical variables or Hamming distance for categorical variables. The final prediction is obtained by averaging the labels of the **K** closest points (for regression) or by majority voting (for classification). KNN is non-parametric and relies on the assumption that similar data points have similar outcomes [38-39].

Lastly, XGBoost is a high-performance boosting algorithm designed for speed and accuracy. It builds decision trees sequentially, with each new tree learning to correct the residuals of the previous ones. To enhance model generalization, XGBoost incorporates a regularization term in the cost function, balancing predictive power and complexity. The final prediction is obtained by summing the contributions from all trees, making it a robust and efficient approach for various machine learning tasks [40].

Performance evaluation metrics for machine learning models

To evaluate the performance of the predictive models, this study employs the coefficient of determination (R^2) and root mean squared error (RMSE) as key metrics. R^2 measures the goodness of fit, quantifying the proportion of variance in the target variable explained by the independent variables. It is calculated as shown in Equation 2:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_i (y_i - f_i)^2}{\sum_i (y_i - \bar{y})^2} \quad (2)$$

where y_i is the actual value, f_i is the predicted value, and \bar{y} is the mean of the actual values. R^2 ranges from 0 to 1, with higher values indicating better predictive accuracy.

The root mean squared error (RSME) evaluates the average magnitude of prediction errors by considering squared differences between predicted and actual values, followed by a square root transformation, presented in Equation 3:

$$RSME = \sqrt{\frac{1}{n} \sum (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (3)$$

where n is the number of samples, y_i is the actual value, and \hat{y}_i is the predicted value. RMSE penalizes larger errors more than smaller ones, making it useful for assessing model precision.

RESULTS AND DISCUSSION

Weight loss measurements

The weight loss tests of carbon steel samples in CO₂-saturated solutions at 70°C at different brine concentration for NaCl and CaCl₂ solutions were investigated.

Figure 1 shows the weight loss results, in which the corrosion rate in the presence of CaCl₂ is consistently higher than that observed in NaCl solutions.

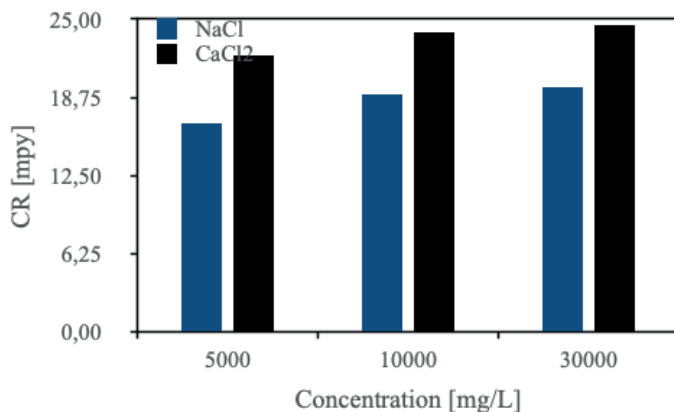


Figure 1. Corrosion rates of carbon steel at different salinity after 24 h immersion time

Source: produced by the author

This results, suggests that the presence of Ca^{2+} ions enhances the corrosion rate, potentially due to their influence to alter the stability of protective oxide layers and affecting the solubility of corrosion products, thereby increasing the overall corrosion rate.

Additionally, the results presented in the **Figure 2** illustrate the effect of 100 ppm CQD on the corrosion rate (CR) of carbon steel in NaCl and CaCl_2 brines at 70°C after 24 hours. A notable reduction in CR is observed in both solutions upon CQD addition, with a more pronounced inhibition effect in CaCl_2 solutions. The reduction percentages in CR indicate that CQDs effectively mitigate corrosion, with a maximum inhibition efficiency of **46.2%** in CaCl_2 and **45.3%** in NaCl at the lowest concentration (5000 mg/L).

These findings suggest that CQDs may act as corrosion inhibitors by interacting with the steel surface, possibly forming a protective layer that limits metal dissolution. Furthermore, the stronger inhibition observed in CaCl_2 solutions could indicate a chelating effect, where CQDs coordinate with Ca^{2+} ions, altering their impact on corrosion dynamics. This potential chelation mechanism may contribute to the stabilization of corrosion products or reduce their solubility, thereby enhancing the inhibition effect.

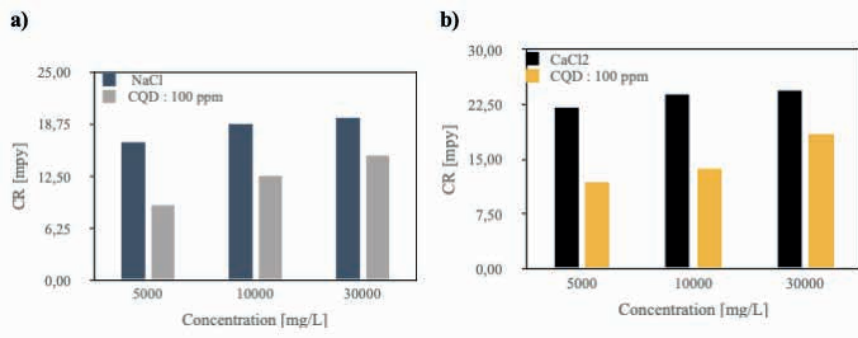


Figure 2. Corrosion rate of carbon steel in presence and absence of carbon quantum dots (a) NaCl and (b) CaCl2

Source: produced by the author

Data preprocessing

Before developing machine learning models, it is essential to carefully organize and analyze the data using various analytical techniques. This process helps uncover key characteristics and hidden patterns within the dataset, providing valuable insights that are crucial for building effective models. The dataset consists of 108 sample points, each containing six features: temperature, immersion time, pH, salinity, inhibitor concentration and brine type. A summary of the data is presented in **Table 2**.

	Inhibitor	Time	pH	Salinity	CR
Mean	50.56	72.00	3.82	15018.43	10.95
Std	49.23	39.37	0.17	10892.79	5.73
Min	0.00	24.00	3.31	4510.00	3.20
25%	0.00	24.00	3.73	5119.50	6.28
50%	49.50	72.00	3.85	10000.00	9.33
75%	100.00	120.00	3.97	29997.75	14.28
Max	100.00	120.00	4.05	30435.00	25.42

Table 2. Data summary

Source: produced by the author

Table 2 provides a statistical analysis of the key influencing factors in the dataset. The data exhibit considerable dispersion, particularly in salinity, inhibitor concentration, and corrosion rate. The average corrosion rate is 10.95 mpy, with a minimum of 3.20 and a maximum of 25.42, indicating that higher corrosion rates

occur under specific conditions and may represent extreme cases. The distribution of corrosion rates suggests that most values fall within a moderate range, with a standard deviation of 5.73.

The inhibitor concentration varies widely, indicating a clear distinction between samples with and without inhibitors. Similarly, salinity ranges from 4,510 to 30,435 mg/L, with an average of 15,018 mg/L and a high standard deviation suggesting significant variations in experimental conditions. The pH remains relatively stable, with values concentrated around a mean of 3.82 and a narrow standard deviation of 0.17, ensuring a consistently acidic environment.

These statistical insights highlight key trends in the dataset, allowing for a better understanding of how different factors contribute to corrosion rates. The observed variability suggests that corrosion behavior is influenced by multiple interacting variables, underscoring the need for predictive modeling to identify dominant effects and optimize corrosion control strategies.

Correlation analysis

The correlation matrix provides insights into the relationships between various factors influencing corrosion. As shown in **Figure 1**, the correlation coefficients between the studied variables reveal key interactions affecting the corrosion rate (CR).

The inhibitor concentration exhibits a moderate negative correlation with CR (-0.47), indicating that higher inhibitor levels effectively reduce the corrosion rate. Similarly, immersion time shows a strong negative correlation with CR (-0.76), suggesting that prolonged exposure contributes to corrosion mitigation, potentially due to the formation of protective layers. The pH also presents a negative correlation with CR (-0.49), implying that higher pH values (less acidic conditions) are associated with lower corrosion rates. Conversely, salinity has a weak correlation with CR (0.10), suggesting a minimal direct impact on the corrosion process within the tested conditions, despite the results obtained in the weight loss tests. Overall, the correlation coefficients indicate that the influencing factors operate relatively independently, and feature reduction is not necessary. These findings highlight the importance of inhibitor concentration, exposure time, and pH control in corrosion prevention strategies

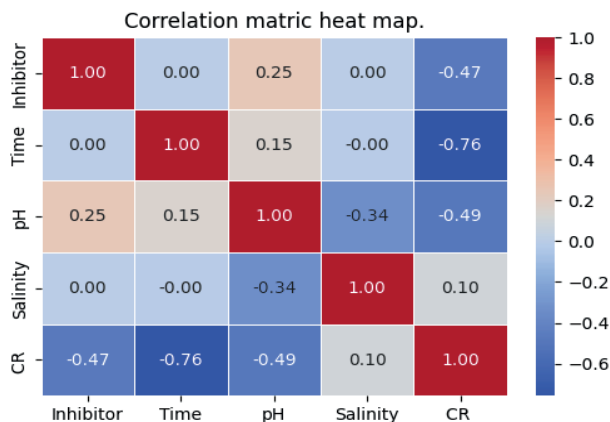


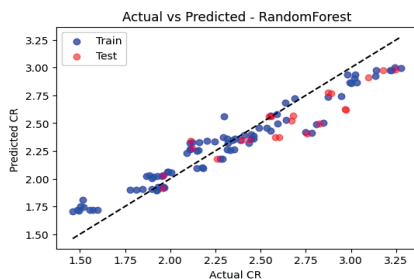
Figure 3. Correlation matrix heat map

Source: produced by the author

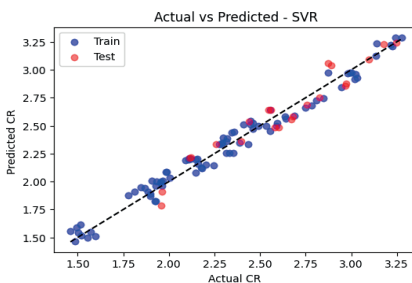
ML models for CO₂ corrosion rate

In this study, widely used algorithms relevant in corrosion field, such as RF, KNN, SVR, and XGBoost, were employed to predict the CO₂ corrosion rate in presence of divalent ions and carbon quantum dots as corrosion inhibitors. To thoroughly evaluate the performance of these models, RMSE and R² were chosen as the primary assessment metrics. **Figure 2** illustrates the predictive performance of each algorithm in modeling the corrosion rate. By analyzing these results, we can compare the strengths and limitations of different approaches, gaining deeper insights into their effectiveness in corrosion rate prediction.

a)



b)



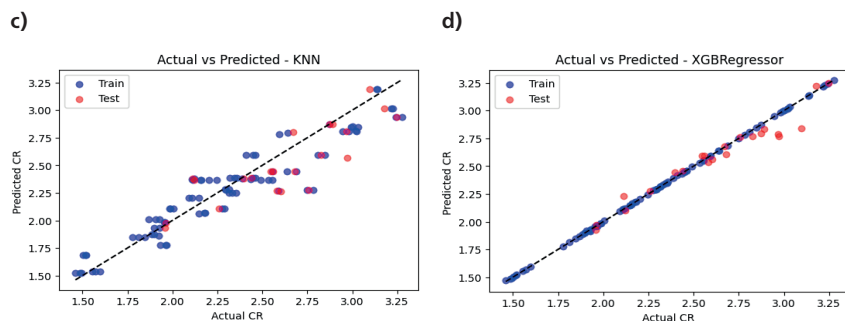


Figure 4. Fit graphs of corrosion rates with different machine learning algorithms (a) RF, (b) SVR, (c) KNN and (d) XGBoost. Dashed lines represents the agreement between actual and predicted corrosion rates

Source: produced by the author

Figure 2 presents the fitting curves of corrosion rate predictions for different machine learning algorithms. The left axis represents the actual corrosion rate, while the right axis corresponds to the predicted values generated by each model. The $X = Y$ line serves as a reference, representing an ideal scenario where the predicted values perfectly match the actual corrosion rates. In an optimal case, all data points would be closely aligned with this reference line, indicating high predictive accuracy. The distribution of predictions across both the training and test sets suggests a reasonable approximation to actual values, reflecting a certain level of model consistency.

A comparative analysis reveals that the fitting performance of Random Forest (RF) model in **Figure 2a** exhibits a moderate alignment between predicted and actual values, though some dispersion is observed, particularly in the test set. In contrast, the SVR model in **Figure 2b** demonstrates a stronger fitting performance, with predictions closely following the $X = Y$ reference line, suggesting higher accuracy. The KNN model, depicted in **Figure 2c**, achieves reasonable performance, but noticeable deviations appear in both training and test sets, indicating potential overfitting or sensitivity to data distribution. Among all models, XGBoost in **Figure 2d** appears to exhibit the best fitting performance, with predictions almost perfectly aligned along the $X = Y$ line. Despite these observations, the evaluation metrics are necessary to calculate the performance assessment of these models.

In **Figure 5**, it is observed that the SVR model demonstrates the best predictive performance among the evaluated models. It achieves a high R^2 value of 0.9725 on the training set and 0.9281 on the test set, indicating strong generalization capabilities while maintaining a relatively low RMSE (0.9210 for training and 1.4802 for testing). This suggests that SVR effectively captures the underlying patterns in the data, making it the most reliable model for corrosion rate prediction.

The XGBoost model also exhibits strong predictive performance, however, its near-perfect fit on the training set, indicating overfitting, as the model may be memorizing patterns rather than generalizing them. Despite this, its test RMSE (1.5994) is relatively low, indicating that it still performs well on unseen data but might require further tuning to reduce overfitting.

In contrast, RF and KNN show weaker generalization, with significantly lower R^2 values on the test set (0.6820 and 0.6677, respectively) and higher RMSE values (3.1136 and 3.1830). These results indicate that RF and KNN models struggle to maintain predictive accuracy on new data, suggesting a potential lack of complexity in capturing the data relationships effectively.

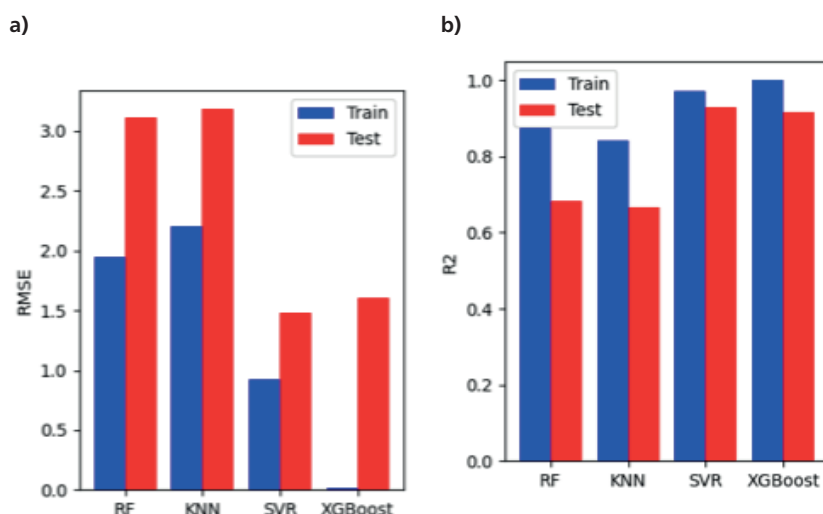


Figure 5. RSME and R^2 charts for different models

Source: produced by the author

CONCLUSIONS AND/OR FINAL CONSIDERATIONS

This study evaluated the corrosion behavior of carbon steel in CO_2 -saturated brines with varying concentrations of NaCl and CaCl_2 , and the effect of CQD as a corrosion inhibitor in this scenario. The presence of Ca^{2+} ions was consistently associated with higher corrosion rates compared to NaCl solutions at equivalent concentrations. This observation suggests that Ca^{2+} influences the stability of protective oxide layers and alters the solubility of corrosion products, accelerating material degradation. The addition of CQD at 100 mg L^{-1} demonstrated significant inhibition effects in both NaCl and CaCl_2 solutions, with a more pronounced impact

in CaCl_2 solutions. This supports the hypothesis that CQD not only acts as a corrosion inhibitor but also as a chelating agent for Ca^{2+} ions, mitigating their influence on steel corrosion.

Among the machine learning models tested, SVR emerged as the best-performing algorithm, achieving the highest R^2 values and lower RMSE for both training and test sets. This suggests that SVR effectively captured the underlying patterns governing corrosion rates. However, some degree of overfitting was still observed, indicating that further refinement is necessary to enhance generalization capabilities. On the other hand, XGBoost exhibited extreme overfitting, delivering near-perfect predictions on the training set while showing a significant drop in accuracy on the test set. While XGBoost successfully captured intricate relationships within the data, its poor generalization underscores the importance of employing more robust validation techniques and model tuning strategies.

Despite the insights gained, the current study emphasizes the need for further exploration of experimental conditions to improve model accuracy and robustness. Expanding the range of environmental variables, such as temperature, pH variations, and different CQD concentrations, could provide a more comprehensive dataset for model training. Moreover, optimizing feature selection and hyperparameter tuning will be essential to reduce overfitting and enhance predictive performance. By addressing these challenges, future research can move toward more reliable and generalizable models for corrosion rate estimation in CO_2 environments.

BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

- [1] J. Choi, J.N. Seyyed, A. Hosseini, S.J. Clift, S.D. Hovorka, CO_2 recycling accounting and EOR operation scheduling to assist in storage capacity assessment at a U.S. gulf coast depleted reservoir, *Int. J. Greenhouse Gas Control* 18 (2013) 474–484.
- [2] S. Sim, I.S. Cole, Y.-S. Choi, N. Biribilis, A review of the protection strategies against internal corrosion for the safe transport of supercritical CO_2 via steel pipelines for CCS purposes, *Int. J. Greenhouse Gas Control* 29 (2014) 185–199.
- [3] Navabzadeh Esmaeely, S., Choi, Y. S., Young, D., & Nešić, S. (2013). Effect of calcium on the formation and protectiveness of iron carbonate layer in CO_2 corrosion. *Corrosion*, 69(9), 912-920.
- [4] R.H. Hausler, H.P. Gaddart, *Advances in CO_2 Corrosion Vol. 2* NACE International, Houston TX, 1986.

[5] M. Rogowska, J. Gudme, A. Rubin, K. Pantleon, R. Ambat, Effect of Fe ion concentration on corrosion of carbon steel in CO₂ environment, *Corros. Eng. Sci. Technol.* 51 (2016) 25–36, <https://doi.org/10.1179/1743278215Y.0000000029>.

[6] S. Nešić, Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipe lines- A review, *Corros. Sci.* 49 (2007) 4308–4338, <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2007.06.006>.

[7] A. Kahyarian, M. Singer, S. Nesic, Modeling of uniform CO₂ corrosion of mild steel in gas transportation systems: a review, *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 29 (Suppl. C) (2016) 530–549.

[8] H. Mansoori, R. Mirzaee, F. Esmailzadeh, A. Vojood, A.S. Dowrani, Pitting corrosion failure analysis of a wet gas pipeline, *Eng. Fail. Anal.* 82 (2017) 16–25.

[9] Hua, Y., Barker, R., & Neville, A. (2015). Comparison of corrosion behaviour for X-65 carbon steel in supercritical CO₂-saturated water and water-saturated/unsaturated supercritical CO₂. *The Journal of Supercritical Fluids*, 97, 224–237.

[10] Kermani, M. B., and A. Morshed. "Carbon dioxide corrosion in oil and gas production a compendium." *Corrosion* 59.08 (2003).

[11] Forero, A., M. Núñez, and I. Bott, *Analysis of the corrosion scales formed on API 5L X70 and X80 steel pipe in the presence of CO₂*. *Materials Research*, 2014. 17: p. 461–471.

[12] Fang, H., B. Brown, and S. Nešić, *Sodium chloride concentration effects on general CO₂ corrosion mechanisms*. *Corrosion*, 2013. 69(3): p. 297–302.

[13] Elgaddafi, R., R. Ahmed, and S. Shah, *Corrosion of carbon steel in CO₂ saturated brine at elevated temperatures*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021. 196: p. 107638.

[14] Mansoori, H., et al., *Case study: production benefits from increasing C-values*. *Oil & gas journal*, 2013. 111(6): p. 64–73.

[15] Rizzo, R., et al., *Corrosion of carbon steel under CO₂ conditions: Effect of CaCO₃ precipitation on the stability of the FeCO₃ protective layer*. *Corrosion Science*, 2020. 162: p. 108214.

[16] Esmaeely, S.N., et al., *Effect of incorporation of calcium into iron carbonate protective layers in CO₂ corrosion of mild steel*. *Corrosion*, 2017. 73(3): p. 238–246.

[17] Tavares, L.M., et al., *Effect of calcium carbonate on low carbon steel corrosion behavior in saline CO₂ high pressure environments*. *Applied Surface Science*, 2015. 359: p. 143–152.

[18] Ding, Chen, Ke-wei Gao, and Chang-feng Chen. "Effect of Ca²⁺ on CO₂ corrosion properties of X65 pipeline steel." *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials* 16.6 (2009): 661-666.

[19] Shamsa, Amir, et al. "The role of Ca²⁺ ions on Ca/Fe carbonate products on X65 carbon steel in CO₂ corrosion environments at 80 and 150° C." *Corrosion Science* 156 (2019): 58-7

[20] Nor, A. M., Suhor, M., Mohamed, M., Singer, M., & Nesić, S. (2011). Corrosion of carbon steel in high CO₂ environment: flow effect. *NACE CORROSION*,

[21] A. Charles, K. Sivaraj, S. Thanikaikarasan, Synthesis, characterization and corrosion studies of Schiff bases derived from pyrrole-2-carbaldehyde, *Mater. Today: Proc.* 33 (2020) 3135–3138

[22] A. Shamsa , R. Barker , Y. Hua , E. Barmatov, T.L. Hughes , A. Neville , Performance evaluation of an imidazoline corrosion inhibitor in a CO₂-saturated environment with emphasis on localised corrosion, *Corros. Sci.* 176 (2020) 108916

[23] Tang Y, Zhang F, Hu S, Cao Z, Wu Z, Jing W. Novel benzimidazole derivatives as corrosion inhibitors of mild steel in the acidic media. Part I: gravimetric, electrochemical, SEM and XPS studies. *Corros Sci* 2013;74:271–82 .

[24] Luo X, Pan X, Yuan S, Du S, Zhang C, Liu Y. Corrosion inhibition of mild steel in simulated seawater solution by a green eco-friendly mixture of glucomannan (GL) and bisquaternary ammonium salt (BQAS). *Corros Sci* 2017;125:139–51

[25] Cen, Hongyu, Zhenyu Chen, and Xingpeng Guo. "N, S co-doped carbon dots as effective corrosion inhibitor for carbon steel in CO₂-saturated 3.5% NaCl solution." *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers* 99 (2019): 224-238

[26] Wu, Xiaodan, et al. "Novel carbon dots as effective corrosion inhibitor for N80 steel in 1 M HCl and CO₂-saturated 3.5 wt% NaCl solutions." *Journal of Molecular Structure* 1250 (2022): 131897.

[27] W.T. Nash, C.J. Powell, T. Drummond, N. Birbilis, Automated corrosion detection using crowdsourced training for deep learning, *Corrosion* 76 (2019) 135–141, <https://doi.org/10.5006/3397>.

[28] C.I. Ossai, A data-driven machine learning approach for corrosion risk assessment—a comparative study, *Big Data Cogn. Comput.* 3 (2019) 28, <https://doi.org/10.3390/bdcc3020028>.

- [29] G. Sanchez, W. Aperador, A. Cerón, Corrosion grade classification: a machine learning approach, *Indian Chem. Eng.* 62 (2020) 277–286, <https://doi.org/10.1080/00194506.2019.1675539>.
- [30] L. Yan, Y. Diao, Z. Lang, K. Gao, Corrosion rate prediction and influencing factors evaluation of low-alloy steels in marine atmosphere using machine learning approach, *Sci. Technol. Adv. Mater.* 21 (2020) 359–370, <https://doi.org/10.1080/14686996.2020.1746196>.
- [31] Aghaaminiha, Mohammadreza, et al. “Machine learning modeling of time-dependent corrosion rates of carbon steel in presence of corrosion inhibitors.” *Corrosion Science* 193 (2021): 109904
- [32] Dong, Zhenzhen, et al. “Development of a Predictive Model for Carbon Dioxide Corrosion Rate and Severity Based on Machine Learning Algorithms.” *Materials* 17.16 (2024): 4046.
- [33] T.M. Mitchell, Does machine learning really work?, 11–11, *AI Mag.* 18 (1997), <https://doi.org/10.1609/aimag.v18i3.1303>.
- [34] A. Géron, Hands-on machine learning with scikit-learn, keras, and tensorflow: concepts. Tools, and Techniques to Build Intelligent Systems, O'Reilly Media, Inc, 2019.
- [35] L. Breiman, Random forests, *Mach. Learn.* 45 (2001) 5–32, <https://doi.org/10.1023/A:1010933404324>.
- [36] Paul, A.; Mukherjee, D.P.; Das, P.; Gangopadhyay, A.; Chintla, A.R.; Kundu, S. Improved Random Forest for Classification. *IEEE Trans. Image Process.* 2018, 27, 4012–4024.
- [37] S.R. Gunn, Support vector machines for classification and regression, *ISIS Tech. Rep.* 14 (1998) 5–16.
- [38] T. Cover, P. Hart, Nearest neighbor pattern classification, *IEEE Trans. Inf. Theory* 13 (1967) 21–27, <https://doi.org/10.1109/TIT.1967.1053964>.
- [39] S. Xia, Z. Xiong, Y. Luo, L. Dong, G. Zhang, Location difference of multiple distances-based k-nearest neighbors algorithm, *Knowl.-Based Syst.* 90 (2015) 99–110, <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2015.09.028>.
- [40] Chen, T.; Guestrin, C. XGBoost: A Scalable Tree Boosting System. In *Proceedings of the 22nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, San Francisco, CA, USA, 13–17 August 2016; Association for Computing Machinery: New York, NY, USA, 2016; pp. 785–794.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors acknowledge MINCIENCIAS for the financial support provided through contract No. 112721-282-2023 for the development of this research, as well as the National University of Colombia - Sede Medellín.

BLOCO 3

INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA



CAPÍTULO 9

AVALIAÇÃO DO CUSTO DE DESLOCAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS, HÍBRIDOS E A COMBUSTÃO PARA O TRANSPORTE RODOVIÁRIO NO ESTADO DA BAHIA

Pedro Almeida

SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

Pedro Ventin

SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

Gabriel Borges

SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

Ricardo Travassos

SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

Gabriel Sampaio

SENAI CIMATEC, Salvador, Brasil

Heloisa Althoff

Petrogal, Rio de Janeiro, Brasil

André Fonseca

Galp, Lisboa, Portugal

RESUMO: Diante dos desafios impostos pelas mudanças climáticas, o setor de transportes tem explorado alternativas focadas na redução das emissões de carbono. Nesse contexto, a indústria automotiva tem avaliado o uso de veículos alternativos como os elétricos e os movidos a célula a combustível, sendo registrado um aumento de aproximadamente 300% no número de veículos a hidrogênio entre 2019 e 2023. Dessa forma, a fim de avaliar os custos associados à rodagem desses veículos, este estudo analisou os custos de abastecimento de caminhões com diferentes propulsões: diesel, elétrico por baterias, e elétrico com célula a combustível, incluindo uma comparação entre os gastos energéticos nesses sistemas. O custo do diesel foi baseado no preço da distribuidora Acelen na Bahia, enquanto o custo da eletricidade utilizou-se do parâmetro *Levelized Cost of Energy*, através do caderno de preços de geração da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2021, com a aplicação dos reajustes para o estado da Bahia nos anos subsequentes até 2024. O valor do

hidrogênio teve os seus custos estimados para produção no SENAI CIMATEC, no estado da Bahia. Concluiu-se que os caminhões movidos a hidrogênio apresentaram custos por quilômetro mais elevados devido às despesas associadas à produção do hidrogênio. Os elétricos apresentaram menores custos devido ao menor custo da eletricidade, porém, com menor capacidade de transporte de carga útil, enquanto os veículos a diesel demonstraram custos intermediários.

PALAVRAS-CHAVE: Hidrogênio, Descarbonização, Transporte, LCOE, LCOH.

INTRODUÇÃO

Devido às buscas por menores emissões de poluentes, o setor de transportes tem buscado alternativas visando a descarbonização e o uso de combustíveis alternativos. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA) (2022), o uso de caminhões e ônibus corresponderam a 29% das emissões de dióxido de carbono (CO₂) no setor de transportes, enquanto os caminhões pesados representaram 52% dessas emissões. Segundo Barger *et al.* (1966), a eficiência térmica dos motores diesel em 1966 era de 35%. Em 2018, essa eficiência aumentou para 45%, segundo Tansini *et al.* (2018). Apesar disso, os motores elétricos ainda apresentam um maior rendimento, e, portanto, a indústria automotiva tem avaliado o uso de veículos alternativos como os elétricos e os movidos a célula a combustível. A IEA (2023) registrou um aumento de aproximadamente 300% no número de veículos a hidrogênio entre 2019 e 2023, com previsão de um *market share* de 17% do mercado de automóveis para 2050, segundo Manoharan *et al.* (2019). Apesar dos avanços tecnológicos, desafios importantes para a implementação destes veículos ainda não foram superados, especialmente aqueles relacionados à infraestrutura de abastecimento: segundo a IEA (2023), existem 1100 estações de abastecimentos ao redor do mundo, além de outros desafios como a grande variação no preço do custo de produção e distribuição do hidrogênio. Em relação aos veículos à combustão e elétricos, o preço do combustível diesel e da tarifa de energia elétrica no mercado brasileiro apresentaram um aumento, de acordo com os preços fornecidos pela Acelen (2021) (2024) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2022) (2023) (2024), de 10% e 33% respectivamente, no período de 2021 a 2024. Neste contexto, este estudo analisou os custos de deslocamento, relacionados ao abastecimento, bem como realizou uma comparação entre os gastos energéticos de veículos de transporte rodoviário similares com diferentes propulsões: motor a diesel, motor elétrico por baterias (BEV), e motor elétrico com célula a combustível (híbrido FCEV) no estado da Bahia.

METODOLOGIA

O objetivo do trabalho foi identificar o custo por quilômetro rodado (US\$/km) no estado da Bahia, com diferentes fontes de energia, em caminhões da categoria superior a 23 toneladas (T) de peso bruto total combinado (PBTC), segundo a Texaco (2017), denominados de “carretas”. A metodologia utilizada foi baseada no parâmetro “custo total de propriedade por quilômetro”, conforme Opoku *et al.* (2023), que por sua vez utilizou a metodologia do “custo total de propriedade” (TCO). O método do autor utilizou dados abrangentes como: especificações do veículo, consumo de combustível, preço de compra do veículo, custo em reparos e manutenções, distâncias diárias percorridas, impostos e seguro. No presente trabalho, foram pesquisados apenas os custos relacionados ao abastecimento, sendo assim foi desenvolvida uma revisão com base em dados primários, extraídos publicamente dos fabricantes dos automóveis bem como de órgãos competentes, e secundários, calculados a partir de tais informações. Dessa forma, os custos de abastecimento total de cada caminhão (C) foram divididos pelas suas respectivas autonomias (A) descritas pelos fabricantes ou calculadas nos tópicos subsequentes desse trabalho, resultando no custo por quilômetro rodado (C/km). Para os casos do hidrogênio e da energia elétrica, foi utilizado o método dos custos nivelados (*Levelized Cost of Hydrogen* e *Levelized Cost of Energy*), que correspondem aos custos médios de geração ao longo da vida útil de cada fonte de energia, conforme a IBM (2024). O custo do combustível diesel utilizou a média dos preços às distribuidoras de diesel S10 (sem tributos) no estado da Bahia. Esta decisão foi realizada devido a este ser o custo direto de obtenção para as distribuidoras de combustível e tornar este valor comparável ao método dos custos nivelados.

Paralelamente ao objetivo principal, esse trabalho incluiu, também, uma revisão bibliográfica sobre o teor energético de combustíveis usados nesses diferentes caminhões, da mesma categoria, comparando estas tecnologias. A comparação foi feita com o intuito de entender os diferentes gastos energéticos relativos a cada fonte de energia utilizada como combustível. Para isso, foi feito um cálculo de capacidade energética de cada caminhão, e seus respectivos gastos energéticos, baseados no parâmetro “fatores de consumo” (FC) de cada caminhão, conforme Campos, Punhagui e John (2011). Uma vez que as diferentes fontes de energia dos caminhões possuem diferentes unidades de medida, o parâmetro “FC” do método dos “fatores de consumo” foi modificado para “Mega Joules”, assim se tornando “MJ”, possibilitando os respectivos cálculos de conversão, como explicado mais a fundo nos tópicos subsequentes.

O caminhão a hidrogênio escolhido para o comparativo foi da fabricante GWM (*Great Wall Motors*), devido a fabricante anunciar uma fase experimental de veículos a hidrogênio no Brasil, com a ideia de desenvolver parcerias com empresas locais e

realizar o fornecimento de sistemas de célula a combustível para desenvolvimento e produção desse tipo de veículo futuramente no país, segundo o Estadão (2024). O caminhão *Battery Electric Vehicle* (BEV) escolhido foi o “*Nikola Tre BEV*”, uma vez que, dentre os caminhões BEVs pesquisados, ele apresentou o menor peso em ordem de marcha. Esse fato é importante pois, quando maior é essa massa do veículo, menor será a capacidade de carga útil a ser transportada. O caminhão a diesel escolhido foi o “*Hyundai Xcient Diesel*”, por conta da sua ampla quantidade de especificações disponíveis, o que foi relevante para pesquisa dos dados usados nesse comparativo. Todos os caminhões utilizados nesse trabalho (Figura 1) têm usos compatíveis globalmente, com faixa de PBTC variando entre 40 e 50 T. O PBTC é a soma do peso em ordem de marcha do veículo mais a massa da carga que ele pode transportar.



Figura 1 – Respectivamente, GWM, Nikola Tre BEV, Hyundai Xcient Diesel.

Fonte: Respectivamente, GWM (2024), Nikola (2024) e Hyundai (2024).

Metodologia para determinação do Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH)

Para o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH), utilizou-se o custo com base em fonte de água subterrânea para plantas com capacidade de 20MW na Bahia de 2021, calculado por Santana *et al.* (2024), demonstrado no Gráfico 1. O custo foi atualizado para 2024 através do índice de custo de instalações de engenharia química da *Chemical Engineering* (2024). O valor original era de 8,32US\$/kg, e com o acréscimo de 12,7% devido a atualização, resultou em 9,38US\$/kg. O valor do LCOH foi obtido por Santana *et al.* (2024) utilizando uma análise quanto ao preço da energia elétrica com base em dados da Confederação Nacional da Indústria (CNI), bem como custos de investimento em captação e armazenamento de água. Os dados da unidade de eletrólise por Santana *et al.* (2024) consideraram uma vida útil da pilha de 90000 horas num sistema de 100 MW com produção de hidrogênio a 40 bar e 70 °C. A capacidade da planta de 20MW foi escolhida devido à proximidade com a capacidade média antecipada das plantas em construção na Europa segundo a *European Hydrogen Observatory* (2023).

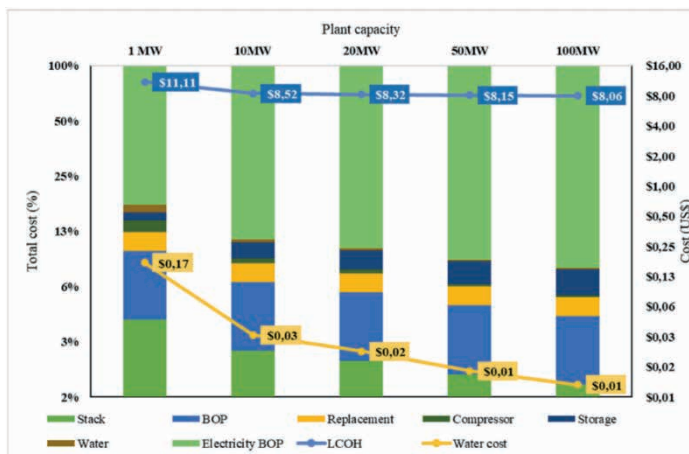


Gráfico 1 – Valor do custo nivelado de hidrogênio de acordo com a capacidade da planta de produção.

Fonte: Santana et al. (2024, p. 357).

Metodologia para determinação do Custo Nivelado de Energia (LCOE)

Apesar da maior disponibilidade de informações técnicas referentes ao custo de energia elétrica no Brasil, foi considerada nesta pesquisa o custo de produção de energia através de fontes renováveis. Esta escolha foi realizada devido a produção de energia elétrica no SENAI CIMATEC ser advinda de fontes renováveis. Foi realizada uma média da faixa de valores de LCOE para todas as fontes renováveis da EPE (2021), demonstradas no Gráfico 2. Uma vez que os valores correspondem ao ano de 2021, foi admitida uma atualização para os anos subsequentes até 2024 através da porcentagem de reajuste das tarifas para o consumidor da Neoenergia Coelba, conforme aprovadas pela ANEEL (2022 - 2024). O valor final foi convertido para o dólar comercial com a cotação do dia 10/12/2024 segundo o Banco Central do Brasil (BCB, 2024). O valor final foi de R\$ 0,3896 por kWh, sendo o equivalente a US\$0,0644 por kWh.

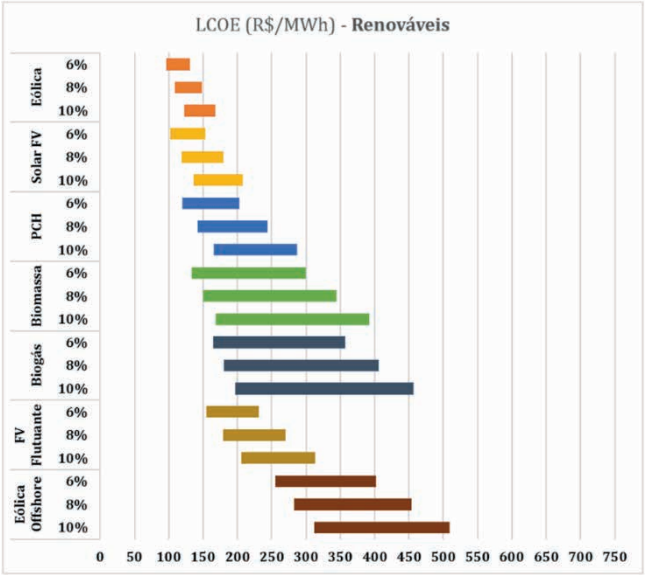


Gráfico 2 – Valor do custo nivelado de energia de acordo com a fonte de energia.

Fonte: EPE (2021, p .51).

Metodologia para determinação do custo do diesel

Semelhante ao realizado para os custos de hidrogênio e eletricidade, foram considerados os custos do diesel combustível comercial S10 sem tributos, à vista, por vigência, fornecido pela Acelen (2024) na data de 05/12/2024, no estado da Bahia. O valor final foi convertido para o dólar comercial com a cotação do dia 10/12/2024 segundo o BCB (2024). O valor final foi de R\$3,6621 por litro, sendo o equivalente a US\$0,6053 por litro.

CÁLCULO DO GASTO ENERGÉTICO

Energia total: diesel

No caso do combustível diesel, foi realizado o cálculo estimado do poder calorífico do combustível, considerando o diesel comercial brasileiro que é composto por 14% de biodiesel (em vol.). Desta forma utilizou-se o poder calorífico calculado por Da Silva e Tôrres (2013), demonstrado no Gráfico 3.

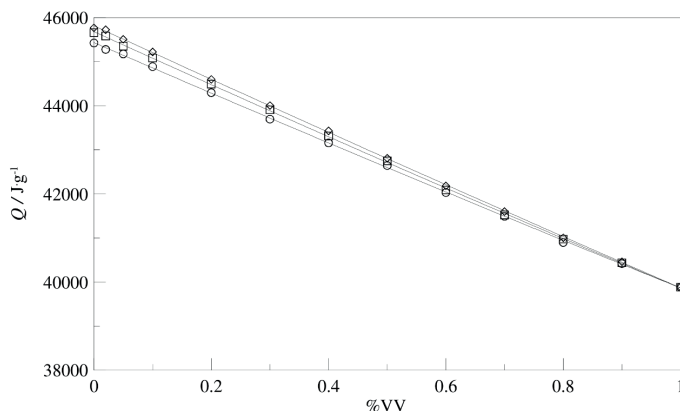


Gráfico 3 – Poder Calorífico Superior (PCS) do diesel em função da fração de volume de biodiesel.

Fonte: Da Silva e Tôrres (2013, p.06).

Como o valor no Gráfico 3, corresponde ao poder calorífico superior mássico PCS_{mass} do diesel B14, foi necessária a conversão para o poder calorífico inferior mássico PCI_{mass} . O poder calorífico inferior (PCI) é a energia gerada pela queima de uma massa de combustível, subtraindo-se a energia necessária na geração e absorção de calor pelo vapor d'água. Para este cálculo, são utilizados os teores mássicos de hidrogênio e oxigênio do combustível, conforme relatado por Van Wylen e Sonntag (2003) e Heywood (2018). Entretanto, com base em Erdogan (2021) e Giakoumis e Sarakatsanis (2018), o fator de correção do poder calorífico superior (PCS) para o PCI é de aproximadamente 6%. O poder calorífico encontrado no Gráfico 3, reduzido do fator de correção de 6%, resultou num valor de poder calorífico inferior mássico de Diesel S10 B14 de 42,3 MJ/kg de combustível, como demonstra a Equação 1. Segundo Da Silva e Tôrres (2013), a densidade desse combustível, como descrito no Gráfico 4, é de 0,845 kg/L a 20°C. Assim, como consta na Equação 2, concluímos que o poder calorífico inferior volumétrico PCI_{vol} do Diesel S10 B14 é de 35,74 MJ/L.

Uma vez que o caminhão a diesel escolhido tem um tanque de combustível com capacidade para 400 litros, temos que a energia total do tanque é de 14.297,40 MJ.

$$PCI_{mass} = PCS_{mass} \cdot 0,94 = 42,3 \text{ MJ/kg} \quad (1)$$

$$PCI_{vol} = PCI_{mass} \cdot 0,845 = 35,74 \text{ MJ/L} \quad (2)$$

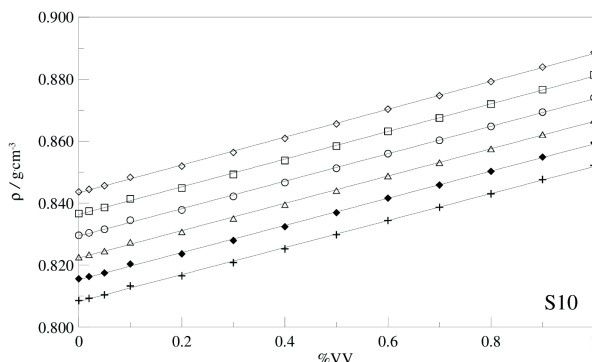


Gráfico 4 – Densidade do diesel S10 em função da fração de volume de biodiesel.

Fonte: Da Silva e Tôres (2013, p .02).

Energia total: hidrogênio

Para o PCI do hidrogênio, o valor de 120 MJ/kg foi obtido conforme o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE) (2020), e é demonstrado no Gráfico 5. Uma vez que o caminhão a hidrogênio escolhido tem um tanque de armazenamento com capacidade para 40 quilogramas de H_2 , temos que a energia total do tanque de é de 4800 MJ.

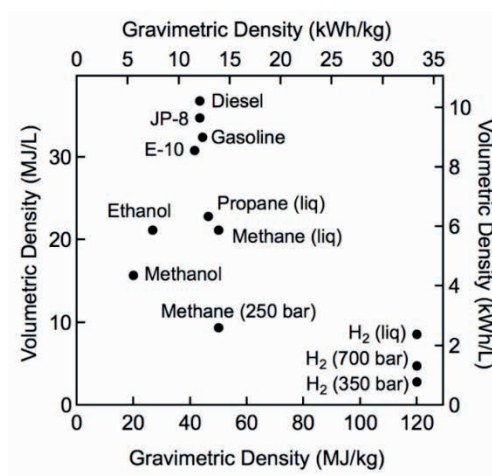


Gráfico 5 – PCI do hidrogênio.

Fonte: DOE (2020, p. 01).

Energia total: eletricidade

A energia total da bateria do caminhão BEV foi encontrada multiplicando a capacidade dela de 613 kWh pelo fator de conversão padrão de 3,6 MJ para cada kWh. Assim, a energia total da bateria é de 2.206,80 MJ.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Gasto energético total e relativo

Dessa forma, o poder calorífico de cada combustível foi multiplicado pela capacidade de armazenamento da fonte de energia de cada caminhão, o que resultou na energia total correspondente de cada caminhão (Tabela 1). Ainda, observa-se gasto energético por quilômetro rodado de cada caminhão, obtido através da divisão da energia total pela autonomia de cada um.

	Tre BEV	Xcient Diesel	GWM FCEV
Autonomia (km)	531	1120	500
Capacidade energética (kWh, L, kg)	613	400	40
Energia total (MJ)	2.206,80	14.297,40	4.800,00
MJ/km (vazio)	2,24	6,89	5,18
MJ/km (carregado)	4,16	12,77	9,60

Tabela 1 – Energia total e gasto energético por quilômetro rodado (2025).

Para a autonomia do caminhão a diesel, foi utilizado o consumo de 2,8 km/litro de combustível, calculado por Coyle (2007). Já para os outros dois caminhões, foi utilizada a autonomia divulgada oficialmente pelas fabricantes. Para o consumo de energia dos caminhões vazios, foi utilizado um fator de multiplicação de 0,54, obtido através da média entre os fatores de aumento de consumo conforme aumento da carga dos caminhões, calculado com dados de Coyle (2007). Esses dados são demonstrados no Gráfico 6.

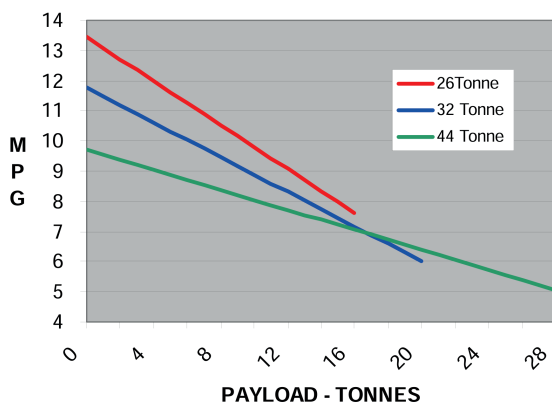


Gráfico 6 – Fatores de aumento de consumo conforme aumento da carga.

Fonte: Coyle (2007, p. 25).

Assim, foi feito um cálculo de gasto energético por quilômetro por tonelada $MJ/T.km$, como consta na Equação 3, através da divisão entre o gasto energético por quilômetro MJ/km pelo PBTC de cada caminhão. Para o caminhão a diesel, foi utilizado o PBTC conforme o teste de consumo de combustível vs. capacidade de carga por Coyle (2007). Para os outros modelos, foi utilizado o PBTC máximo divulgado pelo fabricante.

$$MJ/T.km = MJ/(PBTC . km) \quad (3)$$

	Tre BEV	Xcient Diesel	GWM FCEV
PBTC (T)	37,20	44,00*	49,00
MJ/T.km	0,11	0,29	0,20
Eficiência relativa ao BEV (%)	100%	39%	57%

Tabela 2 – Gasto energético por tonelada por quilômetro e eficiência relativa (2025).

*Massa correspondente ao caminhão utilizado no teste de consumo de combustível por Coyle (2007).

Como observa-se na Tabela 2, o caminhão elétrico apresentou o menor gasto energético, então, o cálculo da eficiência relativa foi feito com relação a ele. Logo, quando comparados os três tipos de caminhões, o de propulsão diesel mostrou-se o pior no quesito gasto energético e o caminhão a hidrogênio ficou com valor intermediário.

Custo por quilômetro rodado

O custo total de abastecimento C_{abas} foi obtido, conforme a Equação 4, através da multiplicação do custo por fonte de energia C_{fonte} (US\$/kWh, L, kg) discutidos nos itens do tópico 3 deste trabalho pela capacidade energética C_{ener} de cada veículo (kWh, L, kg), discutidas no tópico 4.1 e fornecidas por cada fabricante. O custo por quilômetro rodado C_{km} foi obtido, conforme a Equação 5, através da razão do custo total de abastecimento C_{abas} de cada veículo pelas suas respectivas autonomias A .

$$C_{abas} = C_{fonte} \cdot C_{ener} \quad (4)$$

$$C_{km} = \frac{C_{abas}}{A} \quad (5)$$

	Tre BEV	Xcient Diesel	GWM FCEV
Capacidade energética (kWh, L, kg)	613	400	40
Custo por fonte de energia (US\$/kWh, L, kg)	0,06	0,60	9,38
Custo total de reabastecimento (US\$)	39,53	242,52	375,20
Custo por km rodado (US\$/km)	0,07	0,21	0,75

Tabela 3 – Custo por quilômetro rodado de cada veículo (2025).

Analisando-se os resultados na Tabela 3 constatou-se que o caminhão BEV possui o menor custo por quilômetro rodado, sendo o caminhão a hidrogênio com o custo mais alto e o caminhão a diesel apresentando um valor intermediário. É importante ponderar questões contextuais como o fato de que esses valores levaram em conta o custo de produção de cada fonte de energia (não considerando custos relacionados a distribuição ou impostos), como explicados no tópico 3.

Outro ponto de observação é que o caminhão BEV necessita, segundo o fabricante, de 90 minutos de recarga para alcançar o nível de 80% de sua bateria, e só consegue fazê-lo nesse tempo com um carregador de 350 kW, o que exige uma infraestrutura elétrica adequada. No caso do caminhão a hidrogênio, segundo a Sociedade de Engenheiros Automotivos (SAE) (2020), o tempo de abastecimento depende da taxa de fluxo do Sistema de Reabastecimento de Hidrogênio (HRS), bem como da temperatura ambiente, temperatura de entrega do combustível (por exemplo, -40°C, -30°C e -20°C) e da pressão inicial do tanque do veículo.

De acordo com Xu *et al.* (2022) e Caponi *et al.* (2021), para o caso de um tanque de 40 kg e 350 bar (como é o caso do caminhão da GWM) e taxa de fluxo variando entre 2,0 kg/min e 4,5 kg/min, o tanque demoraria entre 8 e 20

minutos para ser completamente abastecido. Isso representa (para uma condição extrema) uma diferença de 70 minutos entre o caminhão BEV e o à hidrogênio, o que, considerando uma carga horária diária de 8 horas de trabalho, significa uma diminuição quantitativa de tempo de operação do veículo de aproximadamente 14,6%, sendo essa uma desvantagem do veículo somente à bateria, no caso da necessidade de recarregamento durante o expediente.

Outra questão importante é o fato de que caminhões elétricos possuem grandes e pesadas baterias, como discutido na metodologia desse trabalho, pois isso reduz a capacidade de transporte de carga útil do Nikola Tre BEV: segundo os fabricantes, a massa do caminhão elétrico vazio é de 13,3 toneladas, contra 10,8 toneladas do caminhão a hidrogênio da GWM, significando menos 2,5 toneladas, o que no caso do caminhão elétrico, representa aproximadamente 10,5% de sua capacidade de transporte de carga útil.

Em rotas longas, onde o reabastecimento durante o expediente se faz necessário, e em casos em que a capacidade de carga máxima é utilizada, esses dois fatores podem acabar inviabilizando a operação do caminhão BEV, sendo os caminhões a diesel e a hidrogênio mais indicados para grandes distâncias.

CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

O comparativo deixou claro, como consta na Tabela 3, que o custo por quilômetro rodado do caminhão BEV é menor, mas fatores como maior tempo de recarga e menor capacidade de carga útil podem diminuir a competitividade do veículo e tornar a sua operação inexequível para grandes distâncias. Nesses casos, os caminhões a hidrogênio e a diesel, com um abastecimento mais rápido e maior capacidade de carga útil, se demonstram mais viáveis que o elétrico. Além disso, o comparativo de gasto energético total e relativo, evidenciados na Tabela 2, deixou claro que o caminhão a hidrogênio é mais energeticamente eficiente que o veículo a diesel.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACELEN. **Preços às Distribuidoras | Acelen - Energia para acelerar.** Disponível em: <<https://www.acelen.com.br/precos-as-distribuidoras/?produto=7&ano=2021&mes=12#resultados>>. Acesso em: 31 mar 2025 às 15h04.

ACELEN. **Preços às Distribuidoras | Acelen - Energia para acelerar.** Disponível em: <<https://www.acelen.com.br/precos-as-distribuidoras/?produto=7&ano=2024&mes=12#resultados>>. Acesso em: 17 mar 2024 às 14h39.

ANEEL. **ANEEL aprova novos índices tarifários para a Neoenergia Coelba.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-aprova-novos-indices-tarifarios-para-a-neoenergia-coelba>>. Acesso em: 17 mar 2025 às 14h38.

ANEEL. **ANEEL aprova reajuste tarifário de 21 permissionárias.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-aprova-reajuste-tarifario-de-21-permissionarias>>. Acesso em: 17 mar 2025 às 14h37.

ANEEL. **Novas tarifas da Neoenergia Coelba são aprovadas pela ANEEL.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/novas-tarifas-da-neoenergia-coelba-sao-aprovadas-pela-aneel>>. Acesso em: 17 mar 2025 às 14h36.

ANEEL. **Reajuste tarifário anual da Coelba é aprovado.** Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/reajuste-tarifario-anual-da-coelba-e-aprovado>>. Acesso em: 17 mar 2025 às 14h35.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Cotações e boletins.** Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes>>. Acesso em: 17 mar. 2025 às 14h34.

BARGER, E.; LILIEDAHL, J.; CARLETON, W.; MCKIBBEN. **Tratores e Seus Motores.** São Paulo: Editora Edgard Blucher Ltda, 1963. p. 04-100.

CAMPOS, E. F.; PUNHAGUI, K. R. G.; JOHN, V. M. **Emissão de CO2 do transporte da madeira nativa da Amazônia.** Ambiente Construído, v. 11, n. 2, p. 157–172, 1 jun. 2011. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S1678-86212011000200011>>. Acesso em: 14 mar 2025 às 16h00.

CAPONI, R.; FERRARIO, A. M.; BOCCI, E.; VALENTI, G.; PIETRA, M. D. **Thermodynamic modeling of hydrogen refueling for heavy-duty fuel cell buses and comparison with aggregated real data.** International Journal of Hydrogen Energy, v. 46, n. 35, p. 18630–18643, maio 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.224>>. Acesso em: 14 mar 2025 às 15h58.

CHEMICAL ENGINEERING. **The Chemical Engineering Plant Cost Index.** Disponível em: <<https://www.chemengonline.com/pci-home>>. Acesso em: 20 nov 2024 às 15h31.

COYLE, M. **EFFECTS OF PAYLOAD ON THE FUEL CONSUMPTION OF TRUCKS.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://imise.co.uk/wp-content/uploads/2017/09/RR5-Effects-of-Payload-on-the-Fuel-Consumption-of-Trucks.pdf>>. Acesso em: 25 nov 2024 às 12h45.

DA SILVA, E. R.; TÔRRES, R. **THERMOPHYSICAL PROPERTIES OF DIESEL/BIODIESEL BLENDS.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://abcm.org.br/anais/cobem/2013/PDF/1526.pdf>>. Acesso em: 16 dez 2024 às 14h22.

EPE. **Caderno de preços da geração.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao/CadernodePre%c3%a7osdeGera%c3%a7%c3%a3o_r0.pdf>. Acesso em: 25 nov 2024 às 09h35.

ERDOĞAN, S. **LHV and HHV prediction model using regression analysis with the help of bond energies for biodiesel**. *Fuel*, v. 301, p. 121065, out. 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121065>>. Acesso em: 14 mar 2025 às 15h52.

ESTADÃO. **Caminhão a hidrogênio da GWM vem ao Brasil em 2025 para testes e busca de parcerias**. Disponível em: <<https://estradao.estadao.com.br/caminhoes/caminhao-a-hidrogenio-da-gwm-vem-ao-brasil-em-2025-para-testes-e-busca-de-parcerias/>>. Acesso em: 28 mar 2025 às 14:39.

EUROPEAN HYDROGEN OBSERVATORY. **The European hydrogen market landscape**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/sites/default/files/2023-11/Report%201%20-%20November%202023%20-%20The%20European%20hydrogen%20market%20landscape.pdf>>. Acesso em: 13 jan 2025 às 11h 22.

GIAKOUMIS, E. G. SARA KATSANIS, C. K. **Estimation of biodiesel cetane number, density, kinematic viscosity and heating values from its fatty acid weight composition**. *Fuel*, v. 222, p. 574–585, jun. 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.02.187>>. Acesso em: 14 mar 2025 às 15h50.

GWM. **Long March 1 heavy-duty fuel cell truck price, endurance, and parameter configuration**. Disponível em: <<https://www.xczqc.com/item-2.html>>. Acesso em: 31 mar 2025 às 10h34.

HEYWOOD, J. B. **Internal Combustion Engine Fundamentals**. Nova York: Editora McGraw-Hill Education, 2018. 1056 p.

HYUNDAI. **Xcient | HYUNDAI Truck & Bus**. Disponível em: <<https://trucknbus.hyundai.com/global/en/products/truck/xcient/gallery-detail/exterior>>. Acesso em: 31 mar 2025 às 10h38.

IBM. **What Is the Levelized Cost of Energy (LCOE)?** Disponível em: <<https://www.ibm.com/think/topics/levelized-cost-of-energy>>. Acesso em 17 mar 2025 às 12h46.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global Hydrogen Review**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>>. Acesso em: 14 nov 2024 às 10h12.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Transport**. Disponível em: <<https://www.iea.org/energy-system/transport>>. Acesso em: 14 nov 2024 às 10h35.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Trucks & Buses**. Disponível em: <<https://www.iea.org/energy-system/transport/trucks-and-buses>>. Acesso em: 14 nov 2024 às 10h48.

MANOHARAN, Y.; HOSSEINI, S. E.; BUTLER, B.; ALZHAHRANI, H.; SENIOR, B. T. F.; ASHURI, T.; KROHN, J. **Hydrogen Fuel Cell Vehicles; Current Status and Future Prospect**. Applied Sciences, 4 jun. 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/app9112296>>. Acesso em: 14 mar 2025 às 15h05.

NIKOLA. **Nikola BEV - Battery-electric Semi-truck**. Disponível em: <<https://www.nikolamotor.com/tre-bev>>. Acesso em: 31 mar 2025 às 10h36.

OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. **Hydrogen Storage**. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>>. Acesso em: 16 dez 2024 às 11h10.

OPOKU, R. AHUNU, B.; AYETOR, G. K. K.; AYITEY, D. T.; UBA, F.; ASIEDU, N.; OBENG, G. Y. **Unlocking the potential of solar electric vehicles for post-COVID recovery and growth in the transport sector in Ghana**. Scientific African, v. 20, jul. 2023. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.sciaf.2023.e01583>>. Acesso em: 14 mar 2025 às 15h41.

SAE. **J2601_202005: Fueling Protocols for Light Duty Gaseous Hydrogen Surface Vehicles**. Disponível em: <https://www.sae.org/standards/content/j2601_202005/>. Acesso em: 20 jan 2025 às 09h41.

SANTANA, L.; DOS SANTOS, G.; SANTOS, A.; MARINHO, C.; BISPO, A.; VILLARDI, H.; PESSOA, F. **Evaluating the economic influence of water sources on green hydrogen production: A cost analysis approach**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 89, p. 353–363, 28 set. 2024. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.09.274>>. Acesso em: 14 mar 2025 às 15h37.

TANSINI, A.; ZACHAROF, N.; PRADO RUJAS, I.; FONTARAS, G. **Analysis of VECTO data for Heavy-Duty Vehicles (HDV) CO2 emission targets**. Publications Office of the European Union (2018). Disponível em: <<https://data.europa.eu/doi/10.2760/551250>>. Acesso em: 14 mar 2025 às 15h10.

TEXACO. **Tipos de caminhões: conheça os principais tamanhos e capacidades**. Disponível em: <<https://blog.texaco.com.br/ursa/tipos-de-caminhoes-e-capacidades/>>. Acesso em: 31 mar 2025 às 10:01.

VAN WYLEN, G. J.; SONNTAG, R. E. **Fundamentals of Classical Thermodynamics. 6th edition**. Detroit: Editora John Wiley & Sons, 2003. 816 p.

XU, Z.; DONG, W.; YANG, K.; ZHAO, Y.; HE, G. **Development of efficient hydrogen refueling station by process optimization and control**. International Journal of Hydrogen Energy, v. 47, p. 23721–23730, 1 jul. 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.158>>. Acesso em: 14 mar 2025 às 15h34.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da Petrogal Brasil S.A. (Joint Venture Galp | Sinopec) e o fomento à Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I) no Brasil concedido pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pela Empresa Brasileira de Pesquisa e Inovação Industrial (EMBRAPPI) para a execução deste projeto, intitulado “Avaliação técnico-científica de soluções para produção, armazenamento, transporte e consumo de hidrogênio verde, e seus impactos e oportunidades na cadeia de energia”, que resultou nesse artigo.



C A P Í T U L O 10

PREFEASIBILITY OF IMPLEMENTING A SMALL MODULAR REACTOR FOR ELECTRIC POWER GENERATION IN AN OIL FIELD

Llanes Hermes

Universidad de Rosario, Bogotá, Colombia

Pérez Alison

Universidad de Rosario, Bogotá, Colombia

Galeano David

National University of Medellín

ABSTRACT: A pre-feasibility study was carried out for the implementation of a small modular reactor (SMR) for continuous, clean and highly available generation of electricity for the production operations of an oil field, where half of its energy comes from fossil fuels, in order to achieve a reduction of CO2 emissions, which included:

- I Identification of the regulatory and normative requirements required by the International Atomic Energy Agency (IAEA), which articulates around the world, the promotion of the use of nuclear technologies for peaceful purposes and ensuring high standards of safety and security for the implementation of an SMR in Colombia.
- I Conducting a technical and economic pre-feasibility study for the use of nuclear energy for electricity generation to decarbonize the energy matrix of an oil field, replacing the use of fossil fuels to reduce CO2 emissions.
- I Development of a systems integration analysis that evaluates the interaction of the SMR with the existing oil field infrastructure, ensuring technical compatibility. This analysis would include the load management to maximize the utilization of the energy generated by the SMR.

The results present the selected reactor through a comparative analysis of the progress of SMRs, using the following six conditions: licensing, siting, financing, supply chain, social commitment and fuel; incorporated in the SMR assessment used by the Nuclear Energy Agency (NEA) and the Organization for Economic

Cooperation and Development (OECD), NEA/OECD, which aim to generate confidence in the technology and identify challenges or needs of government policies in the deployment of this type of reactors.

KEYWORDS: Oil, Gas, Energy, Nuclear, Fission, Small Modular Reactor, LCOE, clean, use of land.

INTRODUCTION

Since the first industrial revolution in the mid-18th century and up to the present day, industry has made great advances and technological developments to achieve higher production volumes (Pigna, 2017). The extractive industry, both mineral and oil, has not been immune to these developments; for example, crude oil has been extracted at lower costs and several paradigms associated with the scarcity of the resource have been overcome in order to provide continuity in the global supply of fossil fuels.

SMRs, being an emerging technology, present specific challenges compared to large-scale nuclear reactors. Among these challenges are fuel cycle management and the development of effective thermal management methods at the modular level, especially in molten salt reactors (MSRs) and fast neutron reactors (FRs). Heat transfer and fission efficiency must be maximized to ensure reliable and competitive energy production relative to conventional systems. (Westinghouse Electric Company LLC, 2024). This requires the integration of advanced alloys and real-time monitoring systems for critical reactor operating parameters.

The adoption of SMR in complex industrial sectors, such as oil fields, requires a thorough understanding of the interaction between nuclear generation modules and the existing grid infrastructure. This implies not only an adaptation of electrical distribution systems, but also an implementation of advanced protocols for responding to load variations. SMRs, particularly those cooled by helium or with graphite moderators, offer exceptional thermodynamic stability, allowing efficient integration with intermittent sources. Low no-load reactivity and higher thermal limits provide additional operating margin, significantly increasing responsiveness to variations in energy demand, which reactor manufacturers such as Westinghouse indicate the reactor can operate with variations of up to 20% of the load in a minute (Westinghouse Electric Company LLC, 2024).

Reactor manufacturers, such as Nuscale, indicate that its module has the ability to vary reactor power by up to 40% per hour, which conforms to the specifications set forth by the Electric Power Research Institute (EPRI) in the document: "Advanced Light Water Reactor Utility Requirements Document, Revision 13, Tier 2, Chapter 1". To respond even more quickly to sudden changes in power demand, Nuscale's

module can rapidly reduce its electrical power output by up to 10% per minute and return to full power at the same rate using turbine bypass, making it much faster than conventional nuclear reactors (NuScale Power, LLC, 2021).

OBJECTIVES

General objective

Evaluate the technical and economic pre-feasibility of implementing an SMR for electric power generation in an oil field, focusing on the ability of this system to provide continuous and low CO₂ emission energy, in order to improve the availability of energy required for oil operations.

Specific Objectives

- I Review of existing nuclear regulations in the country and the requirements and standards required by the IAEA.
- I Record the integration of the SMR with the existing oil field infrastructure, ensuring technical compatibility and optimizing local energy availability, including the adaptation of electrical distribution systems and load management to maximize the use of the energy generated by the SMR.
- I Verification of the simulations performed by the reactor manufacturer, according to the main events that may affect the power delivered by the reactor.

PROBLEM

The electricity matrix of the oil production field analyzed, whose name and location cannot be indicated due to a confidentiality agreement signed with the operating company, has half of its electricity source with fossil fuels and the other half is supplied from the grid. With this, it can be said that at least half of the energy in this matrix can be decarbonized through SMR, incorporating a more resilient energy source in the face of climate and supply challenges, using less fuel and space needed compared to other energy sources, guaranteeing, as regulated by the IAEA, control over waste from mining to final disposal. Figure 8 shows that nuclear energy sources use the least amount of space, averaging 8 ha/TWh/year (*Land-Use Intensity of Electricity Production and Tomorrow's Energy Landscape*, s. f.).

The oil production field has 350 producing wells fed through a 13.8 kV medium voltage network, which takes its energy from two sources: the first from two thermal power plants totaling 50 MW and the second through a connection to the Regional

Transmission System (RTS) at 115 kV from where another 50 MW are taken for a total of 100 MW, with the configuration shown in Figure 1. *([Hot Item] 1MW 1MW 3MW 4MW 5MW 6MW 7MW 10MW Hfo aceite combustible pesado Hfo generador planta eléctrica con Lloyd Registrarse Lrqa de los Cssc / Man, s. f.).*

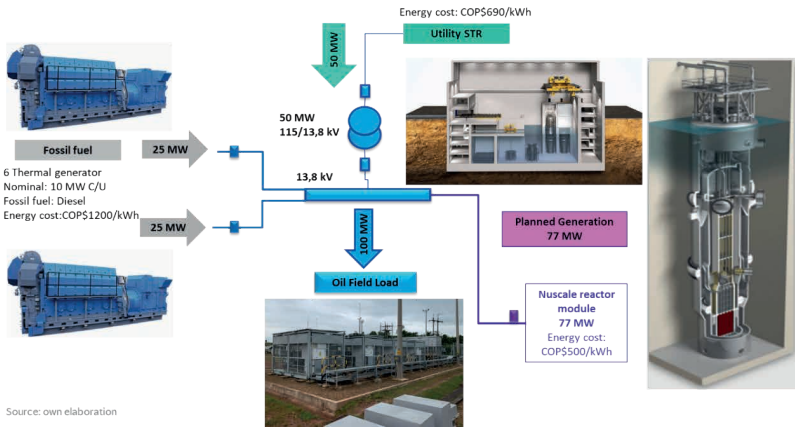


Figure 1. Schematic diagram of the power generation system in the production field. Source: own elaboration.

In order to determine the daily load curve and thus foresee demand considerations, measurements were taken with a network analyzer installed in the 13.8 kV busbar, as well as a verification of the simulations of the stability of the proposed reactor and its response to load changes. Figure 2 shows the daily load curve, which is constant and has no time slots, indicating a continuous operation 365 days a year, representing a developed and permanent industrial system.

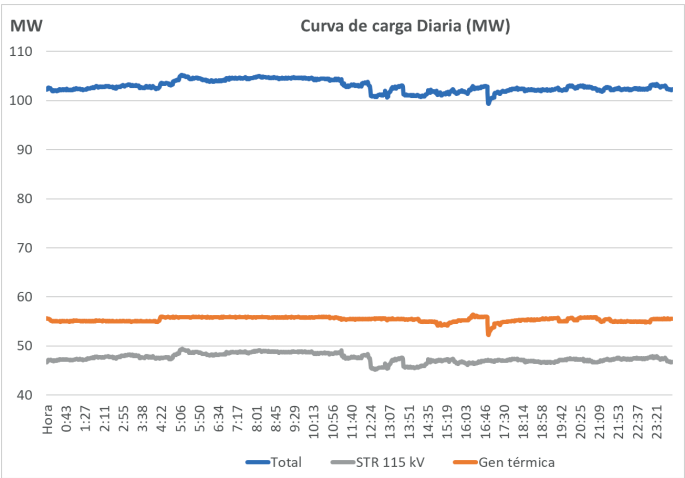


Figure 2. Daily production field load curve. Source: own elaboration.

To mitigate the environmental impact, particularly to stop the increase in global temperature as a consequence of the generation of electricity mainly with fossil fuels, which is equivalent to a quarter of global emissions, as shown in Figure 3 (Ritchie & Roser, 2024), the implementation of an SMR, defined by the International Atomic Energy Agency (IAEA) as an advanced nuclear reactor with a capacity of up to 300 MWe equivalent, pursuing economies of mass production and short construction times, is proposed.

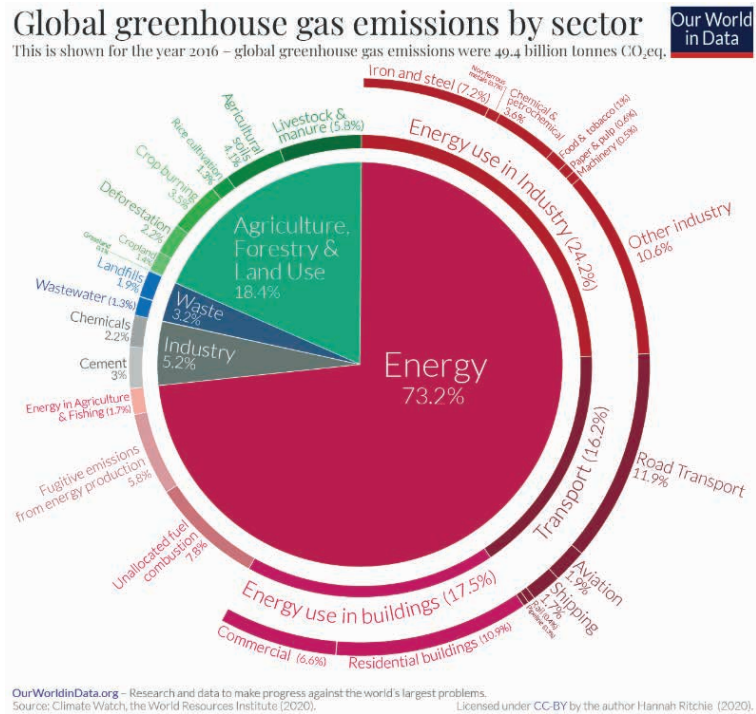


Figure 3. Global greenhouse gas emissions by sector.

STATE OF THE ART

The focus will be on Generation III+ (some under construction) and Generation IV reactors, since these are the designs that will have the greatest deployment in the next decade and have incorporated the lessons learned from sixty years of operation of nuclear reactors of previous generations, which has allowed improving their modularity, cost structure and safety aspects.

Generation I, operated between the 1950s and 1960s, were mainly prototypes. Generation II started in the 1970s and corresponds to most of the reactors currently

in operation. Generation III was designed in the nineties, incorporating advances in safety and costs, mainly in Asia. Generation III+ is an improvement in terms of construction methods and incorporation of safety elements, several are currently under construction and are expected to start operation around 2030. Generation IV reactors adjusted their modularity, improved safety features, optimization in fuel use and more severe conditions to avoid their use in weapons proliferation as summarized in Figure 4 (H. Khalil et al., s. f.).

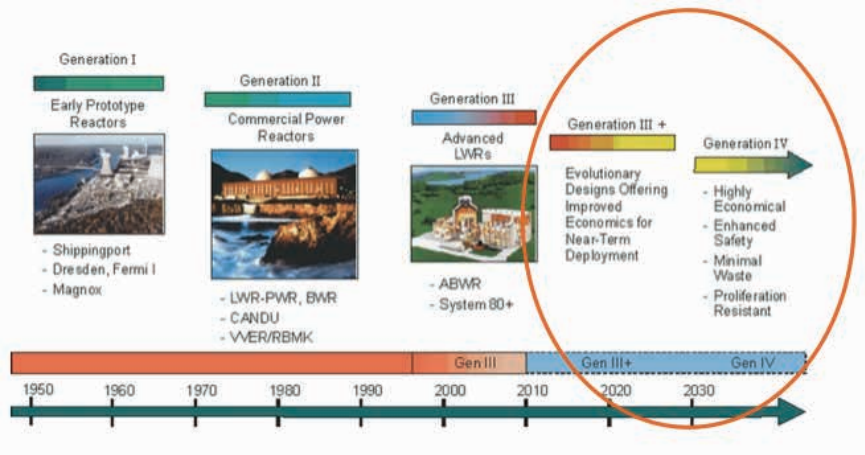


Figure 4. Nuclear reactor generations (H. Khalil et al., s. f.).

STATE OF THE ART IN NUCLEAR REACTOR OPERATIONS

According to (International Atomic Energy Agency, 2024), As of June 2024, there were 418 reactors operating in 31 countries with an installed capacity of 371.5 GWe, which, as shown in Figure 1, has an approximate share of 10% of the world’s energy mix.

Globally, there are 59 nuclear reactors under construction in 17 countries with a capacity of 61 GWe, led by China with 24 reactors and an estimated 25 GWe, followed by India with 4 reactors totaling 6 GWe and Turkey with 4 reactors and a capacity of 4.4 GWe, only these three countries are installing 58% of the capacity to be incorporated in the next five to ten years.

La Agencia Internacional de Energía, en su reporte el camino para una nueva era de la energía nuclear, prevé mas de mil (1000) SMR en operación para 2050, adicionando una capacidad instalada de 120 GWe principalmente en China, Estados Unidos, La Unión Europea, India y el Reino Unido como se ve en la figura 27 (*The Path to a New Era for Nuclear Energy – Analysis*, 2025). La incorporación de SMR están

tomando relevancia dada su modularidad, menores tiempos de construcción, apoyo de los gobiernos, menores costos y nuevos modelos de negocios, que permitirán tener una energía gestionable, continua y limpia, impulsada también por el incremento de la demanda del sector privado (*The Path to a New Era for Nuclear Energy – Analysis*, 2025).

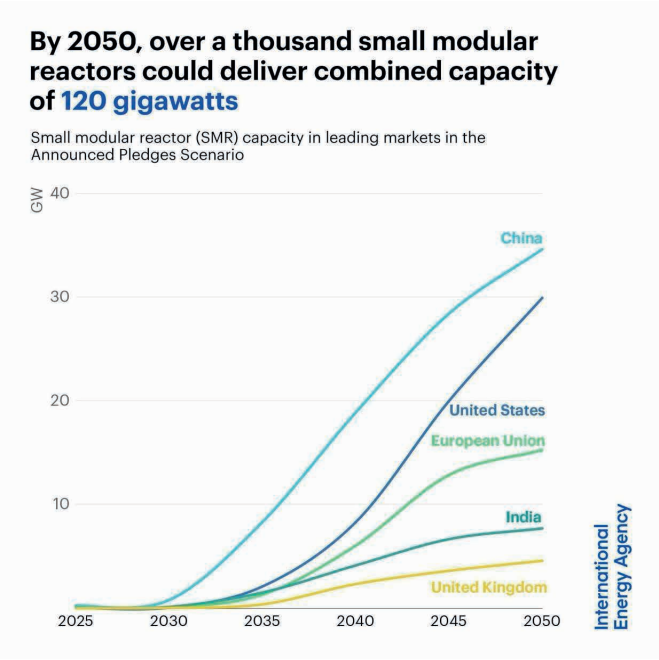


Figure 5. Projected IEA deployment of nuclear reactors to 2050 (H. Khalil et al., s. f.).

STATE OF THE ART IN COSTS

In the table 1 (Torres Diaz & Ronningen, 2024) lists the investment costs per MW (CAPEX) of plants that have come on line from 2023 to those that will come on line by the end of 2025, this Global Nuclear Energy Review 2024 report by RystadEnergy (Torres Diaz & Ronningen, 2024), shows a large difference in costs in favor of the Generation III+ reactors with three Generation III designs, which have had a series of atypical situations described below that have greatly increased their costs and construction times and have served as lessons learned for the new Generation III+ and IV reactor designs.

Economics of selected large-scale plants recently commissioned or under development

Plant	Location	Capacity (MW)	Planned start-up	Cost (USD billion)	Capex (USD million per MW)
Hinkley Point C	UK	3,260	Jan-31	44	13.5
Flamanville 3	France	1,650	Jun-24	20.6	12.5
Shidaowan 1	China	1,500	Jun-25	7.9	5.3
Barakah 3	UAE	1,400	Feb-23	6.1	4.4
Shin Hanul 1	South Korea	1,340	Dec-22	6	4.5
Shin Kori 5	South Korea	1,340	Dec-24	4.4	3.3
Kursk II-1	Russia	1,255	Dec-25	3.8	3.0
Vogtle 4	US	1,250	May-24	15	12.0

Rystad

Table 1. CAPEX costs per MW of plants entering operation.

RESULTS

o reliably assess the progress of SMRs, the following six conditions incorporated in the NEA/OECD assessment were used to build confidence in the technology and identify challenges or government policy needs in the deployment of this type of reactor; in turn, it provides the most comprehensive assessment to date of progress towards commercialization of SMRs, identifying those designs that are making significant progress towards commercial deployment and those that are in earlier stages of development (*The NEA Small Modular Reactor Dashboard*, s. f.).

A comparison of the six conditions in the models with the highest level of technological maturity TRL (Technology readiness level) was made, as shown in Figure 6. (*The NEA Small Modular Reactor Dashboard*, s. f.).

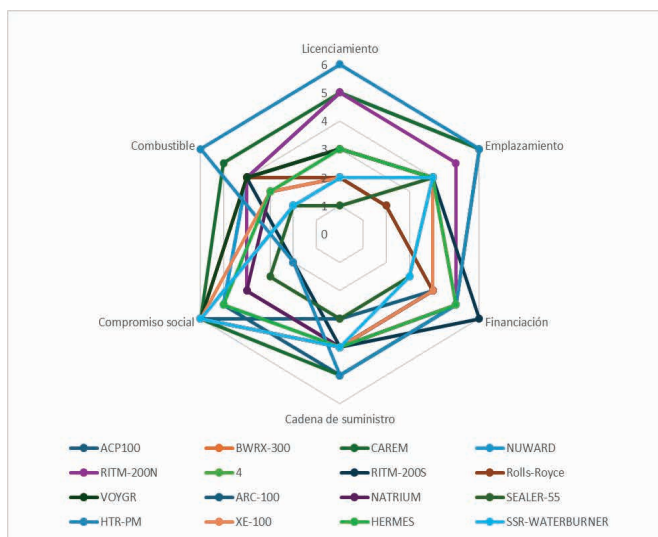


Figure 6. Comparison of reactors with higher technological maturity.

Source: Own elaboration with information from NEA/OECD.

For the 77 MWe module, which is expected to operate with a capacity of more than 50 MWe, a total investment of ThUS\$308.47 was estimated over ten years, as shown in Figure 7, including pre-construction, detailed engineering, construction, management, contingencies, start-up, facility construction costs and financial costs, among others.

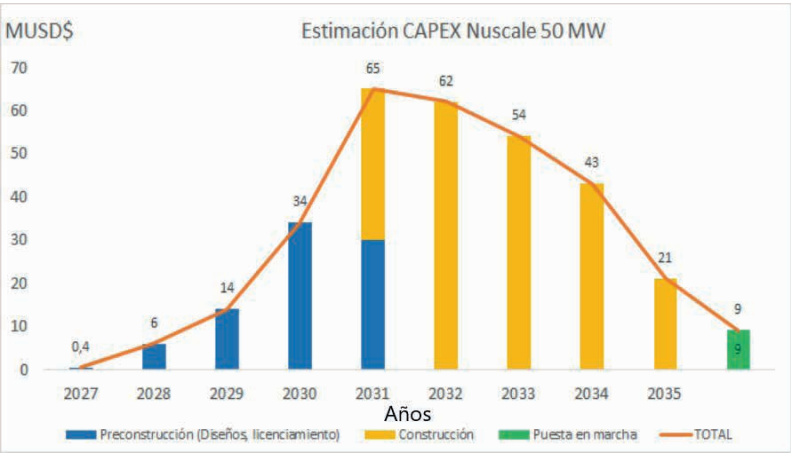


Figura 7. Estimated SMR investment 77 MWe. Source: own elaboration.

A comparison of variables associated to generation with fossil fuel (diesel) and generation with SMR, shown in Table 2, shows that there is a negative economic valuation for those technologies high in CO2 emissions and its economic model is punished with USD\$30/Ton CO2, this scheme encourages the use of low emission technologies in new projects and in the case of SMR gives a bonus of MUSD\$6.6. There is also a savings of ThUS\$38/year due to the difference in energy tariffs and a business option of being able to commercialize the diesel and oil used for energy generation for a sales value of ThUS\$18/year; adding these benefits together, annual savings of ThUS\$62.65 are achieved with a return on investment period of five years.

The levelized cost of energy (LCOE) model of SMRs presents a clear competitive advantage over conventional diesel systems, particularly when considering the social and environmental costs associated with carbon emissions. This analysis, which integrates reactor construction, maintenance and disposal costs, reveals economic superiority in continuous high demand scenarios. SMRs, by operating on extended maintenance cycles and low fuel turnover, optimize operating costs and ensure a stable and scalable energy supply without dependence on seasonal factors. In addition, savings in negative externalities, such as CO2 and SOx emissions, translate into direct benefits for the region by reducing the need for environmental offsets and improving public health indicators

Variable Assessed	First Year Diesel	First Year SMR
Energy to be replaced (MWh)/year	438.000	674.520
Estimated (TON CO _{2e})/year	220.752	26.490
Shadow price reduction (MUSD)	0	\$6,62
Levelized cost of energy LCOE (USD/MWh)	210	80
Nominal Generation Capacity (MWe)	50	77
Nominal Plant Factor	0,86	0,92
Actual Energy Generated (MWh)	376.680	620.558
Cost of Energy Generated (MUSD)	\$91,98	\$53,96
Crude Oil Consumption (BOPD)	534.725	0
FO#4 Consumption (BPD)	49.275	0
Margin of crude sale (MUSD/BLS) @30 USD/BL	0	\$16,04
Selling FO#4 margin (MUSD/BLS) @40 USD/BL		\$1,97
Initial SMR Investment (MUSD/MW)		\$308,00
Annual Profit (MUSD)		\$62,65
Payback time (years)		4,92

Tabla 2. Economic comparison Diesel and SMR. Own elaboration with information from the field and Nuscale.

CONCLUSIONS AND/OR FINAL CONSIDERATIONS

It is possible to diversify the energy used in the oil production field and replace fossil fuel sources with nuclear energy through SMRs, which provide continuous, low-emission energy without price variability due to climatic phenomena such as El Niño. This would make it possible to configure a diversified and resilient electricity matrix in the face of climate and fossil fuel supply challenges.

The analysis shows annual benefits of ThUS\$62.6 million, which leverages the investment and allows recovering it in less than 5 years, confirming what was seen in the theoretical framework. The financial model will need to be adjusted as the results of the start-up of the SMRs that have already begun construction unfold.

A fast response time of the safe shutdown of the reactor to the events and disturbances presented in the simulations is observed, which indicates that the control system is robust and provides a safe response to the contingencies evaluated.

The government - business - academia articulation is important, as efforts will be required to formalize careers associated with nuclear technologies. It is recommended to make alliances with countries with significant progress in this area (Argentina, United States, France, Russia, Korea, China, among others), establishing in turn the generation of higher quality and better paid jobs.

There are 32 countries in the world that use nuclear energy and plan to continue using it to generate electricity, in addition to 10 countries that plan to build SMRs. A resurgence of nuclear energy is clearly observed, with a cut-off date of July 2024.

SMR designs use less fuel because they increase the frequency of energy replenishment, thus improving operating costs, have less waste and boast the lowest land use compared to other energy sources.

The results of the effort made by the Ministry of Mines and Energy are observed, regarding the updating of the regulations associated with nuclear technologies, for example: Resolution 40234 of July 4, 2024: "Whereby the requirements for physical security in the use of category 1, 2 and 3 radioactive sources are established..."; and Resolution 40306 of August 5, 2024, 'Whereby the regulations for the safe transport of radioactive materials are updated', showing a clear commitment by the Ministry of Mines and Energy to update its regulations on nuclear matters, aligning the national regulation with the IAEA guidelines and directives.

It is advisable to continue with technology watch to develop the feasibility study and the studies associated with the milestone approach suggested by the IAEA for the deployment of a nuclear program.

BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

H. Khalil, R. Bennett, & R. Versluis. (s. f.). *THE GENERATION IV NUCLEAR ENERGY SYSTEMS TECHNOLOGY ROADMAP*. <https://www.oecd-nea.org/science/rd/presentations/2-2-doc.pdf>

[Hot Item] 1MW 1MW 3MW 4MW 5MW 6MW 7MW 10MW Hfo aceite combustible pesado Hfo generador planta eléctrica con Lloyd Registrarse Lrqa de los Cssc / Man. (s. f.). Made-in-China.com. Recuperado 28 de octubre de 2024, de https://es.made-in-china.com/co_kanpor/product_1MW-1MW-3MW-4MW-5MW-6MW-7MW-10MW-Hfo-Heavy-Fuel-Oil-Hfo-Generator-Set-Power-Plant-with-Lloyd-Register-Lrqa-of-Cssc-Man_rouihsshg.html

International Atomic Energy Agency. (2024, septiembre). *Nuclear Technology Review 2024*. <https://www.iaea.org/sites/default/files/gc/gc68-inf-4.pdf>

Land-use intensity of electricity production and tomorrow's energy landscape. (s. f.). PubMed Central (PMC). Recuperado 29 de diciembre de 2024, de <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC9258890/>

NuScale Power, LLC. (2021). *NuScale SMR Technology. An ideal solution for repurposing U.S. coal plant infrastructure and revitalizing communities*. <https://www.nuscalepower.com/-/media/nuscale/pdf/publications/nuscale-smr-technology-an-ideal-solution-for-coal-plant-replacement.pdf>

Pigna, F. (2017, noviembre 8). La revolución industrial. *El Historiador*. <https://elhistoriador.com.ar/la-revolucion-industrial/>

Ritchie, H., & Roser, M. (2024). Sector by sector: Where do global greenhouse gas emissions come from? *Our World in Data*. <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>

The NEA Small Modular Reactor Dashboard: Second Edition. (s. f.). Nuclear Energy Agency (NEA). Recuperado 24 de abril de 2024, de https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_90816/the-neo-small-modular-reactor-dashboard-second-edition?details=true

The Path to a New Era for Nuclear Energy – Analysis. (2025, enero 16). IEA. <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy>

Torres Diaz, C., & Ronningen, F. (2024, febrero). *Global Nuclear Energy Review 2024*.

Westinghouse Electric Company LLC. (2024). *Delivering on the Promise of Small Modular Reactors*. Delivering on the Promise of Small Modular Reactors, Viena, Austria.

BLOCO 4

INSTALAÇÕES DE SUPERFÍCIE



C A P Í T U L O 11

ANÁLISE DE UM TRANSPORTADOR DE OXIGÊNIO PARA APLICAÇÃO NA TÉCNICA DE COMBUSTÃO POR RECIRCULAÇÃO QUÍMICA UTILIZANDO O GÁS NATURAL COMO COMBUSTÍVEL

Jeniffer Bomfim da Silva

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Rebecca Araújo Barros do Nascimento

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Gineide Conceição dos Anjos

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Willian Alber da Silva Farias

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Dulce Maria de Araújo Melo

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

RESUMO: O dióxido de carbono (CO_2) é o principal gás de efeito estufa, com impacto direto nas mudanças climáticas devido à sua elevada permanência na atmosfera. A dependência global de combustíveis fósseis, como o petróleo, intensifica as emissões de CO_2 , exigindo tecnologias eficazes para mitigação. Nesse cenário, a Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) destaca-se como solução estratégica, com a Combustão com Recirculação Química (CLC) ganhando relevância por viabilizar a captura inerente de CO_2 a custos reduzidos. A eficiência dessa técnica, entretanto, depende criticamente do desenvolvimento de materiais otimizados para atuarem como transportadores de oxigênio (TO), o que justifica a investigação de minérios naturais abundantes e economicamente viáveis. Este estudo visa avaliar o potencial de um minério à base de ferro como transportador de oxigênio no processo de CLC, com foco na eficiência de conversão do combustível em CO_2 e H_2O e na estabilidade do material em condições operacionais. Foram realizadas caracterizações estruturais e físico-químicas do minério selecionado por meio de técnicas como Fluorescência de Raios X (FRX), Difração de Raios X (DRX), ensaios de resistência mecânica, picnometria, Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) e Espectroscopia de Dispersão de Energia (EDS). Os resultados preliminares indicam que o minério à base de ferro apresenta

características promissoras para aplicação em CLC, incluindo alta capacidade de transferência de oxigênio e estabilidade térmica. Isso sugere sua viabilidade como alternativa sustentável e de baixo custo para processos de CCS, alinhando-se às demandas por soluções energéticas eficientes e ambientalmente responsáveis.

PALAVRAS-CHAVE: Dióxido de carbono, Captura e Armazenamento de Carbono, Combustão por Recirculação Química, Transportadores de oxigênio, Minérios.

INTRODUÇÃO

O processo de CLC se destaca como uma tecnologia promissora para usinas de energia e aplicações industriais, oferecendo captura inerente de CO_2 . Essa tecnologia apresenta potencial significativo para a indústria de petróleo e gás, podendo substituir sistemas convencionais de captura de CO_2 em aquecedores e caldeiras, contribuindo para a redução de emissões de gases de efeito estufa (Matzen *et al.*, 2017).

Atualmente, o mundo enfrenta o desafio de equilibrar a crescente demanda energética com a mitigação dos impactos ambientais associados à queima de combustíveis fósseis. Nesse contexto, o Brasil, como um dos maiores produtores de petróleo e gás natural, desempenha papel estratégico no cenário energético global. Além disso, o país possui alto potencial para implementar soluções tecnológicas inovadoras que aliam sustentabilidade e eficiência energética, como a CLC, reforçando sua contribuição para a transição energética e a descarbonização (Adanez *et al.*, 2012).

Conforme ilustrado na Figura 1, a CLC baseia-se na transferência de oxigênio do ar para o combustível mediante um transportador de oxigênio (TO), eliminando o contato direto entre ambos. Para viabilizar esse processo, é essencial que o oxigênio seja transferido eficientemente por meio do TO. Os materiais mais adequados para essa função são sólidos metálicos, geralmente óxidos metálicos, devido à sua estabilidade termodinâmica e eficiência na transferência de oxigênio (Johansson *et al.*, 2004).

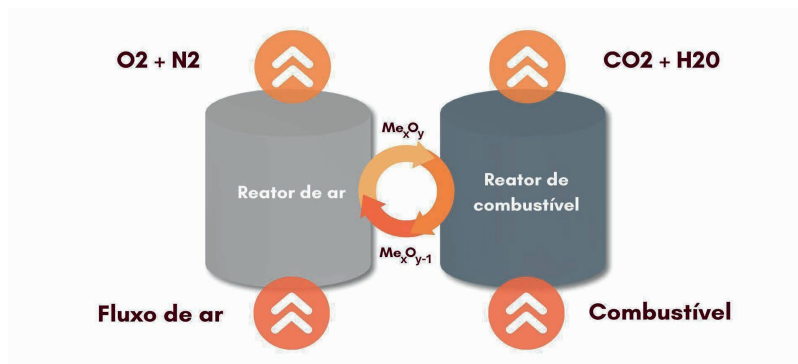


Figura 1 – Esquema do processo de CLC (2025).

A seleção adequada do TO é crucial para o desempenho da CLC. Esse material é responsável pela transferência de oxigênio entre os reatores, viabilizando a geração de energia por combustão. Para uma escolha eficaz, o TO deve possuir características específicas: alta reatividade com o combustível, capacidade de convertê-lo em CO_2 e H_2O , elevada capacidade de transporte de oxigênio, baixa tendência ao atrito e aglomeração, estabilidade térmica, resistência à deposição de carbono, segurança ambiental e baixo custo (Matzen *et al.*, 2017).

Minérios à base de ferro destacam-se como materiais atrativos para a CLC, devido ao custo reduzido, baixa toxicidade e segurança ambiental. Entretanto, a capacidade de transporte de oxigênio (Ro) do Fe_2O_3 é relativamente baixa comparada a óxidos de níquel e cobre. Contudo, essa capacidade aumenta significativamente com o grau de redução do material: o Ro do Fe_2O_3 é, em média, 0,10, podendo atingir valores até dez vezes superiores quando totalmente reduzido (Adanez *et al.*, 2012). Nesse contexto, a pesquisa foca nas características do minério, como reatividade, capacidade de conversão térmica e transporte de oxigênio, para determinar sua eficiência no processo e sua viabilidade para reduzir as emissões de CO_2 e melhorar a eficiência energética na CLC.

OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo avaliar o minério de ferro como transportador de oxigênio no processo de Combustão com Recirculação Química (CLC).

METODOLOGIA

O material utilizado como TO foi um minério à base de ferro, fornecido pela Companhia Siderúrgica do Pecém (CSP), localizada no Ceará, Brasil. Sua seleção baseou-se em critérios de abundância regional, baixo custo e segurança ambiental, aliados ao potencial termodinâmico para transferência de oxigênio, conforme estabelecido em estudos prévios com óxidos metálicos (Adanez *et al.*, 2012). Para preparação do material, o minério foi inicialmente submetido a moagem em moinho de martelos, seguida de peneiramento para obtenção de granulometria controlada entre 100 e 300 μm , visando homogeneidade nas reações e minimização de efeitos de transferência de massa (Matzen *et al.*, 2017).

Os ensaios experimentais foram conduzidos no Laboratório de Tecnologia Ambiental (LabTam), vinculado ao Instituto de Química da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN). As caracterizações físico-químicas incluíram técnicas consolidadas para avaliação de propriedades críticas ao desempenho do TO no processo de CLC. A Tabela 1 apresenta as técnicas de caracterização, condições experimentais e parâmetros analíticos utilizados para avaliar o minério de ferro em estudo.

Técnica	Objetivo	Equipamento	Parâmetros	Preparação
FRX	Análise quantitativa da composição química do minério.	Shimadzu Rayny 720	500 mg de amostra em porta-amostra de polietileno.	Deposição da amostra em suporte específico.
DRX	Identificação das fases cristalinas presentes no minério.	Difratômetro Shimadzu XDR-7000	- Radiação de cobre (Cu-K α): 30 kV e 30 mA. - Varredura: 10° a 90°. - Passo: 0,02°.	Amostra pulverizada e posicionada no porta-amostras.
Resistência Mecânica	Avaliar a resistência do TO a choques em leito fluidizado.	Dinamômetro Nidec FGV-5XY	- 20 medições. - Resultados expressos em Newton (N).	Partículas na faixa granulométrica de 100–300 μ m.
Picnometria	Determinar volume e densidade das partículas.	Picnômetro a gás AccuPycII 1340	- 10 ciclos de medição. - Temperatura ambiente.	Amostra seca e granulometria controlada (100–300 μ m).
MEV	Analisar características morfológicas (textura, forma, dimensões).	Tescan VEGA LMU	- Feixe de elétrons contínuo. - Vácuo e metalização com ouro.	Amostra metalizada com ouro para condução superficial.
EDS	Identificar elementos químicos na superfície das partículas.	Acoplado ao MEV Tescan VEGA LMU	- Feixe de elétrons interagindo com a amostra. - Detecção de raios X característicos.	Mesma preparação do MEV.

Tabela 1 – Técnicas de caracterização, parâmetros experimentais e objetivos analíticos do TO (2025).

Esta abordagem metodológica, alicerçada em normas técnicas e equipamentos de precisão garantem a replicabilidade do estudo e fornecem subsídios para discussão segmentada dos resultados, articulando dados de composição, estrutura e desempenho funcional do TO.

RESULTADOS

A técnica de FRX foi utilizada para determinar a composição elementar do minério, permitindo a identificação e quantificação precisa dos elementos presentes na amostra. Esses dados são cruciais para a caracterização química do material e para a avaliação de sua adequação como TO.

Os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 2, onde as concentrações de cada elemento são expressas em porcentagem. As informações fornecidas por essa análise são essenciais para entender como a presença e a proporção dos elementos podem impactar o desempenho e a estabilidade do minério durante o processo de CLC, influenciando diretamente a eficiência do material como TO.

Elementos	%
Fe_2O_3	80,51
SiO_2	19,01
MnO	0,189
CaO	0,097

Tabela 2 – Composição química do minério de ferro (2025).

Os resultados obtidos por FRX indicam que o minério apresenta uma elevada concentração de ferro (Fe), uma baixa concentração de silício (Si) e uma quantidade mínima de impurezas. Essas características são favoráveis para o uso do minério como transportador de oxigênio no processo de CLC, pois o ferro, na forma de óxidos, desempenha um papel central na transferência de oxigênio.

Conforme afirmado por Deng *et al.* (2018), os transportadores de oxigênio podem ser divididos em três categorias, com base em sua composição e função: fases ativas, suportes inertes e aditivos. No caso do minério estudado, a principal fase ativa é o óxido de ferro (Fe_2O_3), responsável pelo armazenamento e pela liberação de oxigênio durante o ciclo de combustão.

Os suportes inertes, como o dióxido de silício (SiO_2), têm um papel significativo na estabilização da reatividade do óxido de ferro em atmosferas redutoras. Além disso, esses compostos ajudam a melhorar a resistência mecânica do material, pois auxiliam na manutenção da estrutura porosa do minério durante as altas temperaturas do processo, e a presença controlada de SiO_2 contribui para aumentar a durabilidade e o desempenho do transportador de oxigênio ao longo dos ciclos de reação.

Observa-se na Figura 2 o difratograma de DRX do minério, possibilitando a identificação das fases cristalinas presentes e a análise de seu comportamento estrutural. As variações observadas nos picos de difração são fundamentais para avaliar a estabilidade e a reatividade do material, fornecendo informações cruciais sobre as transformações que ocorrem no minério durante os processos térmicos e reacionais. Essas mudanças podem influenciar diretamente a eficiência do minério como transportador de oxigênio no processo de CLC.

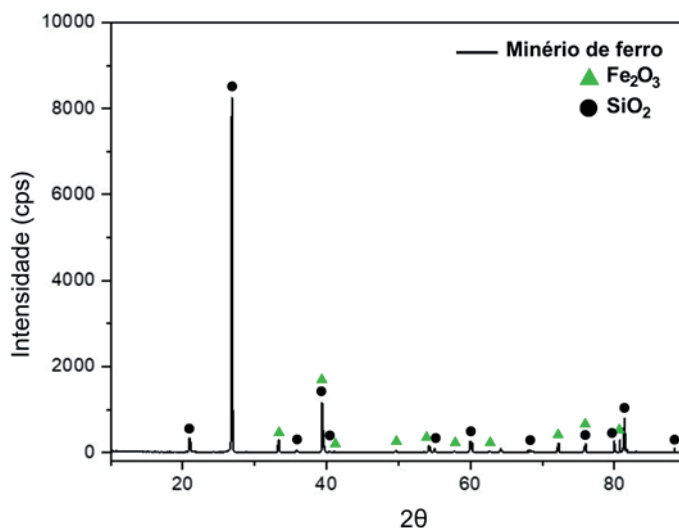


Figura 2 – Imagem do difratograma do minério (2025).

O difratograma apresenta as fases predominantes de hematita (Fe_2O_3) e sílica (SiO_2), o que é consistente com os dados obtidos pelo FRX. Além disso, a análise indica a ausência de silicatos de ferro, confirmando o comportamento inerte da sílica. Este componente inerte é fundamental para a estabilidade do TO, pois auxilia na preservação da estrutura porosa do material em altas temperaturas, promovendo uma reatividade mais eficiente durante o processo de CLC.

É fundamental que o minério possua resistência mecânica suficiente para suportar os choques durante o processo de CLC, além de resistir ao estresse gerado pelas reações redox cíclicas em altas temperaturas. Partículas com resistência inferior a 1N são consideradas extremamente frágeis e inadequadas para uso em unidades de CLC (Pérez Vega et al., 2018). Por outro lado, materiais à base de minério de ferro demonstram alta resistência mecânica, com força de esmagamento superior a 2N, o que os torna apropriados para a aplicação no processo de CLC (Johansson et al., 2004).

Na Tabela 3, é possível observar o resultado do ensaio de resistência mecânica, que apresentou um valor de 4,60 N. Este valor é superior ao mínimo recomendado pela literatura, indicando que o minério possui resistência mecânica adequada para ser utilizado no processo de CLC.

Transportador de oxigênio	Minério de ferro
Resistência mecânica (N)	4,60
Desvio padrão	1,50

Tabela 3 – Dados de resistência mecânica do minério de ferro (2025).

A Tabela 4 ilustra os resultados obtidos por picnometria do minério de ferro, fornecendo informações sobre a densidade e o volume das partículas. A análise desses parâmetros é essencial para avaliar a viabilidade do material em condições operacionais, uma vez que a densidade influencia diretamente a eficiência do transporte de oxigênio e a estabilidade do material.

Transportador de oxigênio	Minério de ferro
Densidade (g/cm ³)	4,57
Volume (cm ³)	3,68

Tabela 4 – Dados da picnometria (2025).

Para a aplicação do minério na técnica, é crucial que o material seja capaz de suportar as condições operacionais dos reatores de leito fluidizado. Nessa técnica, utiliza-se uma amostra de 50 mg para as análises no reator, e o volume das partículas desempenha um papel fundamental nesse processo. Além disso, é desejável que o minério não possua uma densidade excessiva, pois uma alta densidade pode prejudicar a fluidez do material, dificultando sua circulação eficiente entre os dois reatores e comprometendo o desempenho do processo de CLC. Portanto, a densidade das partículas é um parâmetro essencial para garantir a eficácia no transporte de oxigênio e a movimentação contínua das partículas dentro do sistema. Com base nessas considerações, é possível considerar que o minério apresenta características favoráveis em termos de volume, densidade e resistência mecânica.

A Figura 3 apresenta as imagens obtidas por MEV, nas quais é possível observar uma uniformidade nas formas das partículas do minério, embora com algumas variações. Essa uniformidade na distribuição das partículas é de grande importância, pois afeta diretamente o tamanho da área superficial das partículas e, conseqüentemente, a capacidade de transporte de oxigênio. Uma distribuição uniforme possibilita que o minério maximize sua eficácia como transportador de oxigênio.

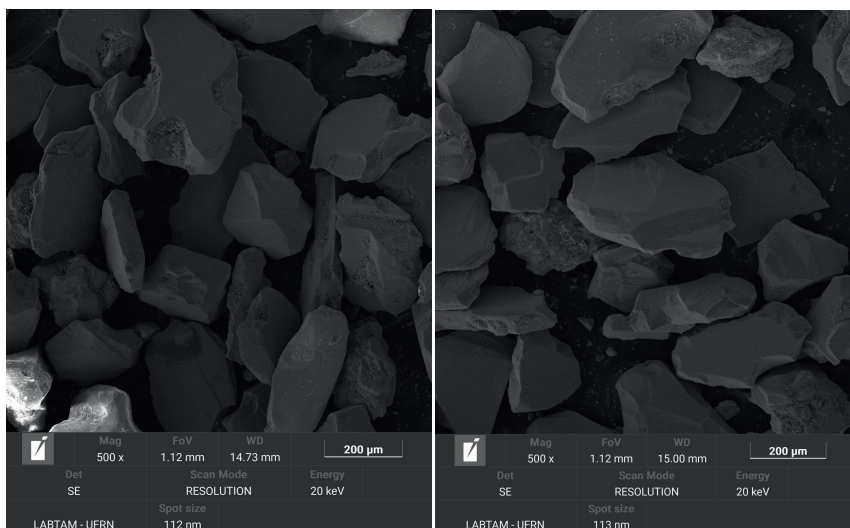


Figura 3 – Imagem das partículas do minério por MEV (2025).

Juntamente com a análise por MEV, foi realizado o EDS na região selecionada, conforme mostrado na Figura 4. Os resultados obtidos confirmaram o alto teor de ferro na amostra, validando a composição esperada para o material analisado. Essa confirmação é essencial para garantir que o minério possui as características químicas adequadas para sua aplicação como transportador de oxigênio no processo de CLC.

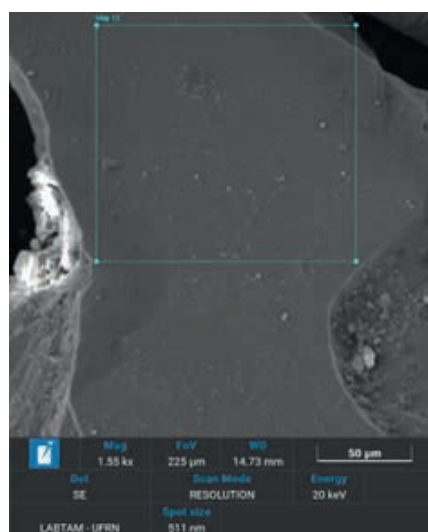


Figura 4 – Imagem região analisada via EDS (2025).

A análise revelou que a partícula apresenta predominância de ferro, com a presença de pequenas áreas em verde correspondendo ao manganês (Mn), em azul ao silício (Si) e em vermelho ao oxigênio (O). Esses resultados confirmam a composição heterogênea da amostra, evidenciando a distribuição dos elementos na região analisada. A visualização completa desse resultado pode ser observada na Figura 5.

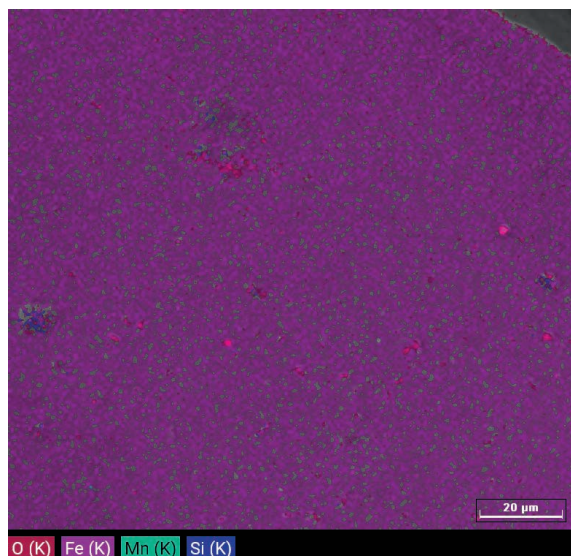


Figura 5 – Imagem região analisada via EDS (2025).

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos últimos dez anos, a CLC tem se destacado como uma solução promissora para a captura de CO_2 e geração de energia de maneira sustentável. O desenvolvimento de combustíveis e transportadores de oxigênio tem sido um foco importante nesse processo, com estudos significativos sobre a seleção e otimização desses materiais, ajudando a aprimorar a técnica e adaptá-la a diferentes condições operacionais.

Este estudo demonstrou que o minério de ferro tem grande potencial como transportador de oxigênio. Sua abundância, baixo custo e a possibilidade de regeneração fazem dele uma opção interessante para processos industriais de CLC. Além disso, a pesquisa sobre outros minérios e óxidos metálicos abre novas possibilidades para criar materiais ainda mais eficientes, com melhor estabilidade térmica, maior capacidade de transporte de oxigênio e menor formação de depósitos de carbono.

Embora os avanços sejam notáveis, a implementação em grande escala da CLC ainda enfrenta obstáculos, como a durabilidade dos transportadores, a otimização da dinâmica dos reatores e a viabilidade econômica comparada com tecnologias convencionais. No entanto, os progressos indicam que a tecnologia oferece benefícios importantes, como a separação eficiente do CO_2 , maior eficiência energética e a possibilidade de integração com sistemas industriais existentes.

Dessa forma, a CLC surge como uma alternativa tecnológica promissora para o futuro da energia. Com investimentos contínuos em pesquisa e desenvolvimento, essa tecnologia pode ser fundamental para reduzir as emissões de carbono, diversificar a matriz energética e impulsionar a transição para uma economia mais sustentável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADANEZ, J.; ABAD, A.; GARCIA-LABIANO, F.; GAYAN, P.; DE DIEGO, L. F. Progress in Chemical-Looping Combustion and Reforming technologies. **Progress in energy and combustion science**, v. 38, n. 2, p. 215–282, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2011.09.001>

DENG, G.; LI, K.; GU, Z.; ZHU, X.; WEI, Y.; CHENG, X.; WANG, H. Synergy effects of combined red muds as oxygen carriers for chemical looping combustion of methane. **Chemical Engineering Journal**, v. 341, p. 588-600, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2018.02.072>

JOHANSSON, Marcus; MATTISSON, Tobias; LYNGBELT, Anders. Investigation of Fe_2O_3 with MgAl_2O_4 for chemical-looping combustion. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 43, n. 22, p. 6978-6987, 2004. <https://doi.org/10.1021/ie049813c>

MATZEN, M.; PINKERTON, J.; WANG, X.; DEMIREL, Y. Use of natural ores as oxygen carriers in chemical looping combustion: A review. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 65, p. 1-14, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.08.008>

PÉREZ-VEGA, R.; ABAD, A.; GARCÍA-LABIANO, F.; GAYÁN, P.; DE DIEGO, L. F.; IZQUIERDO, M. T.; ADÁNEZ, J. Chemical Looping Combustion of gaseous and solid fuels with manganese-iron mixed oxide as oxygen carrier. **Energy Conversion and Management**, v. 159, p. 221-231, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.01.007>

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro por meio do Programa Institucional de Bolsas de Iniciação Científica (PIBIC), que viabilizou o desenvolvimento deste trabalho. Expresso também minha gratidão à minha orientadora, Dulce Maria de Araújo Melo e a coorientadora, Rebecca Araújo Barros, cujo apoio e direcionamento foram fundamentais ao longo de toda a pesquisa.



C A P Í T U L O 12

REFORMA SECA DE METANO: USO DE CATALISADORES DE NÍQUEL SUPORTADOS EM ÓXIDO DE GRAFENO PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES NO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS

Willian Alber da Silva Farias

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Dulce Maria de Araujo Melo

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Antonio Eduardo Martinelli

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Ângelo Anderson Silva de Oliveira

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Rodolfo Luiz Bezerra de Araújo Medeiros

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Jeniffer Bomfim da Silva

Universidade Federal do Rio Grande do Norte

RESUMO: A crescente demanda por combustíveis fósseis no setor de petróleo e gás resulta em emissões significativas de metano e Dióxido de Carbono (CO_2), agravando as mudanças climáticas. Tecnologias como a captura e utilização de carbono (CCUS = *Carbon Capture, Utilization and Storage*) e a transição para fontes de baixo carbono são essenciais para mitigar esses impactos. Nesse contexto, a reforma seca do metano (DRM = *Dry Reforming of Methane*) se destaca como uma alternativa promissora, convertendo metano e CO_2 em gás de síntese, um insumo estratégico para a produção de combustíveis e produtos químicos de maior valor agregado. Este estudo tem como objetivo investigar o uso de óxido de grafeno (GO = *Graphene Oxide*) e GO termicamente reduzido (TrGO) como suportes para catalisadores de níquel, buscando aprimorar a eficiência catalítica do processo. A metodologia envolveu a síntese dos catalisadores via deposição-precipitação, seguida de caracterização estrutural e morfológica por técnicas como DRX, MEV-EDS, FT-IR e BET. Os resultados confirmaram a alta dispersão do níquel nos suportes de grafeno e indicaram uma interação significativa entre as nanopartículas metálicas

e a matriz carbonácea, contribuindo para maior estabilidade térmica e atividade catalítica. Constata-se o potencial de aplicação e eficiência dos materiais baseados em grafeno na DRM, na mitigação e pela conversão de gases de efeito estufa em processos industriais, alinhadas às demandas do setor de petróleo e gás.

PALAVRAS-CHAVE: Reforma seca de metano, Catalisador de níquel, Óxido de grafeno.

INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o aumento do consumo de energia, impulsionado pelo crescimento populacional e pela industrialização, tem desafiado o setor de petróleo e gás, especialmente na etapa de exploração e produção. A dependência de combustíveis fósseis, como petróleo e gás natural, resulta em emissões significativas de gases de efeito estufa, destacando-se o metano e o Dióxido de Carbono (CO_2), principais responsáveis pelas mudanças climáticas. O metano, embora presente em menor quantidade na atmosfera em relação ao CO_2 , possui um impacto expressivo no aquecimento global. No setor de petróleo e gás, seu aproveitamento ainda enfrenta desafios logísticos, levando à prática da queima em flare, que desperdiça recursos e agrava as emissões. Nesse contexto, estratégias como a captura e utilização de carbono emergem como alternativas promissoras para mitigar esses impactos ambientais. Além da captura e utilização de carbono (CCUS = *Carbon Capture, Utilization and Storage*), soluções inovadoras que integram a transição para processos de baixo carbono são essenciais para promover um setor energético mais sustentável e alinhado às exigências ambientais e econômicas atuais (Tanksale; Beltramini; Lu, 2010; Li, 2005).

A conversão de metano e CO_2 em produtos de alto valor agregado tem sido amplamente estudada como uma estratégia para mitigar emissões no setor de petróleo e gás. Entre as tecnologias disponíveis, a produção de gás de síntese se destaca por sua viabilidade econômica e aplicação consolidada na indústria química e energética. Esse gás é essencial para a fabricação de combustíveis líquidos e produtos como metanol e hidrocarbonetos sintéticos, sendo obtido por diferentes processos de reforma, como a reforma a vapor de metano (SRM = *Steam Reforming of Methane*), a oxidação parcial de metano (POM = *Partial Oxidation of Methane*) e a reforma seca de metano. A reforma seca do metano (DRM = *Dry Reforming of Methane*), em particular, apresenta vantagens ambientais e estratégicas, pois permite a conversão direta de metano e CO_2 em gás de síntese, reduzindo emissões e agregando valor a subprodutos da indústria. Além disso, esse processo favorece a obtenção de uma razão H_2/CO ajustada para a síntese de compostos químicos e combustíveis, sendo também uma solução promissora para o aproveitamento energético do biogás (Noor *et al.*, 2013; Pakhare; Spivey, 2014; Usman; Daud; Abbas, 2015).

A eficiência da DRM depende do uso de catalisadores adequados, geralmente compostos por metais suportados em óxidos. O níquel (Ni) tem se destacado como alternativa viável devido ao seu baixo custo e alta atividade catalítica em comparação com metais nobres, como a platina (Pt). Catalisadores baseados em Ni/Al₂O₃ são amplamente utilizados devido à sua estabilidade térmica e viabilidade para aplicações em larga escala, consolidando-se como uma solução eficiente para a transição do setor energético para processos mais sustentáveis (Talyan *et al.*, 2007; Liu *et al.*, 2022).

O grafeno tem se destacado como um suporte promissor para catalisadores devido à sua elevada área superficial teórica, alcançando 2630 m²/g, além de possuir propriedades que variam conforme o número de camadas e a presença de defeitos estruturais. Esse material bidimensional é formado por átomos de carbono organizados em uma rede hexagonal com hibridização sp², o que lhe confere alta estabilidade e condutividade elétrica. No entanto, a inércia química do grafeno puro dificulta sua interação com hidróxidos metálicos durante processos de deposição, limitando sua eficiência como suporte catalítico. O mesmo ocorre com o grafite puro, cuja baixa área superficial (aproximadamente 0,6 m²/g) e ausência de grupos funcionais reduzem sua capacidade de ancoragem de partículas metálicas. Estudos indicam que a introdução de grupos funcionais — como hidroxila, carboxila e epóxi — através da oxidação do grafite favorece a nucleação e deposição homogênea de nanopartículas metálicas. Dessa forma, o óxido de grafeno se apresenta como uma alternativa viável para suportar catalisadores à base de níquel, uma vez que sua estrutura funcionalizada melhora a interação com precursores metálicos e possibilita uma distribuição mais uniforme das partículas catalíticas na superfície (Iqbal *et al.*, 2020; Shen; Oyadiji, 2020; Mohan *et al.*, 2018; Khan *et al.*, 2015).

O óxido de grafeno tem se destacado como suporte para diversos estudos em áreas como fotocatalise, eletrocatalise, células a combustível e células solares, devido às suas notáveis propriedades físicas e químicas. Sua síntese é relativamente simples e de baixo custo quando comparado a outros suportes sólidos, como nanotubos de carbono. Pesquisas indicam que nanopartículas de níquel depositadas sobre GO têm se mostrado eficazes como catalisadores na reforma seca de metano. Suportes com alta área superficial são amplamente desejáveis na catálise heterogênea, e embora o óxido de grafeno apresente uma área superficial relativamente baixa (geralmente entre 30 e 40 m²/g), devido às ligações de hidrogênio entre suas folhas, tratamentos térmicos podem melhorar essas características. O seu aquecimento em altas temperaturas promove a redução térmica do material, restaurando a estrutura de carbono sp² e eliminando grupos funcionais, o que resulta no aumento da área superficial e na diminuição das ligações de hidrogênio que causam a agregação das folhas. Além disso, esse tratamento térmico também reduz o espaçamento entre as camadas de GO, o que pode favorecer a formação de partículas de níquel em forma de placa, ao invés de esféricas, devido à restrição espacial imposta pela estrutura (Song; Wang; Chang, 2014; Wang *et al.*, 2022).

OBJETIVOS

Geral

Avaliar a eficiência catalítica de catalisadores de níquel suportados em óxido de grafeno e GO termicamente reduzido (TrGO) na reforma seca do metano, investigando sua influência na conversão de metano e CO₂ e na estabilidade térmica do sistema.

Específicos

- Comparar a dispersão do níquel nos diferentes suportes por meio de análises morfológicas, estruturais e químicas realizadas via DRX e MEV-EDS;
- Determinar a presença de grupos funcionais e a interação entre as nanopartículas metálicas e os suportes carbonáceos por espectroscopia FT-IR;
- Analisar a área superficial e a porosidade dos materiais são analisadas por BET;
- Discutir a influência dos parâmetros elencados e analisados no desempenho catalítico.

METODOLOGIA

O óxido de grafeno foi produzido a partir de pó de grafite, utilizando uma mistura de ácido sulfúrico (H₂SO₄) e ácido fosfórico (H₃PO₄) em proporção 9:1. Após a adição de 0,225 g de grafite à solução, 1,32 g de permanganato de potássio (KMnO₄) foi lentamente incorporado, com a mistura sendo agitada por 6 horas até se tornar verde escura. Para remover o excesso de KMnO₄, 0,675 ml de peróxido de hidrogênio (H₂O₂) foi adicionado, resultando em uma reação exotérmica. A mistura foi resfriada, tratada com ácido clorídrico (HCl) e água desionizada, e centrifugada a 5000 rpm. O material foi lavado três vezes, seco a 90 °C por 24 horas, obtendo-se o pó de GO, seguido pela síntese de óxido de grafeno reduzido via rota térmica (TrGO), onde o GO é submetido a um choque térmico próximo de 250°C, causando a retirada abrupta da matéria orgânica presente no material (Iqbal *et al.*, 2020; Shen; Oyadiji, 2020; Mohan *et al.*, 2018; Pei; Cheng, 2012; Rane *et al.*, 2018).

Para a produção do catalisador de níquel/grafeno (Ni-TrGO), pesou-se 0,1345 g nitrato de níquel hexahidratado (Ni(NO₃)₂*6H₂O) e 0,11 g de ureia. Em um béquer 100 ml, transferiu-se quantitativamente, os reagentes usando água destilada até o volume de 60 ml e deixou-se em agitação magnética até completa dissolução da ureia. Em seguida, pesou-se 0,5258g de GO e transferiu-se para a solução. Depois da completa homogeneização da solução, o material resultante foi submetido a

um banho ultrassônico por 30 min. Após esse processo, a solução foi transferida para um balão de fundo redondo de 200 ml e submetida a aquecimento em banho de óleo a 115 °C por 2,5 h (até formação de sedimento verde). Após a conclusão da reação, a mistura será resfriada à temperatura ambiente e, em seguida, lavado com água deionizada e centrifugado o suficiente para remover íons adsorvidos e excesso de reagentes. O sedimento foi então seco a 120 °C durante a noite. Com as amostras secas, faz-se a calcinação a 400 °C por 3 h sob atmosfera de N₂ (100 ml/min). Formando portanto o catalisador de níquel suportado pelo óxido de grafeno reduzido termicamente (Ni-TrGO) (Guerra *et al.*, 2013).

Toda parte experimental do trabalho foi realizada no Laboratório de Tecnologia Ambiental (LabTam) que integra o Núcleo de Pesquisa Djalma Ribeiro da Silva (NUPPRAR) na Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com base nos resultados, busca-se promover o desenvolvimento de catalisadores mais eficientes e sustentáveis para a DRM, contribuindo para a mitigação das emissões de metano e CO₂ no setor de petróleo e gás.

As mudanças estruturais do GO, TrGO e Ni-TrGO foram analisadas utilizando a técnica de Difração de Raios X (DRX), cujos resultados estão apresentados na Figura 1. Para calcular os valores de espaçamento de rede, foi aplicada a Lei de Bragg. No GO, após o processo de oxidação do grafite, observa-se um pico característico localizado em $2\theta = 11,5^\circ$, o que resulta em um espaçamento de rede de 0,77 nm. Esse valor indica uma oxidação eficaz, com a introdução de grupos funcionais de oxigênio no plano basal das folhas de carbono, características típicas do óxido de grafeno. A presença desses grupos é essencial para conferir ao GO suas propriedades físicas e químicas únicas, sendo um fator determinante em diversas aplicações. No entanto, após o tratamento térmico para obtenção do TrGO, o pico relacionado ao GO torna-se indetectável, indicando a redução bem-sucedida do material. O pico do TrGO desloca-se para $2\theta = 24,4^\circ$, o que corresponde a um espaçamento de rede de 0,36 nm, evidenciando a remoção de grupos oxigenados e a recuperação parcial do caráter de grafeno, com a restauração das ligações sp². Esse deslocamento sugere a eliminação progressiva dos grupos funcionais de oxigênio à medida que a temperatura de redução aumenta, resultando em uma estrutura mais compacta e com maior estabilidade. Quando analisado o catalisador Ni-TrGO, o pico da difração de raios X é observado em $2\theta = 25,4^\circ$, com espaçamento de rede de 0,35 nm.

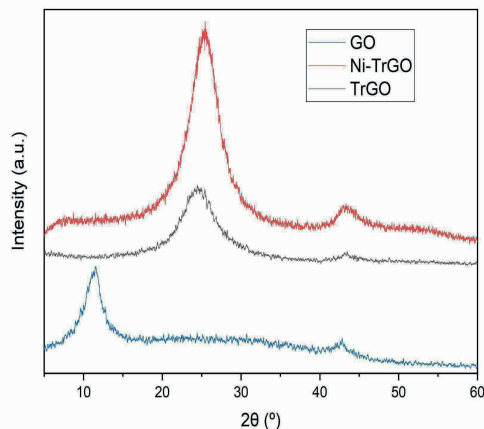


Figura 1 – Gráfico dos padrões DRX comparativos das amostras de GO, TrGO e Ni-TrGO (2025)

Esse valor reflete a preservação da estrutura do grafeno mesmo após a calcinação do catalisador, indicando que o material de suporte, o TrGO, mantém sua integridade estrutural durante o processo de preparação do catalisador. Além disso, o deslocamento sutil do pico em comparação com o TrGO puro sugere uma interação entre as nanopartículas de níquel e o suporte de grafeno, o que pode influenciar a dispersão das partículas de Ni, fator crucial para a atividade catalítica do material. Assim, os resultados de DRX fornecem informações valiosas sobre a estrutura dos materiais, confirmando a eficácia do tratamento térmico na modificação do GO para TrGO e a estabilidade da estrutura do grafeno no catalisador Ni-TrGO.

O método de deposição-precipitação (DP) foi empregado na preparação do catalisador Ni-TrGO. A deposição de um precipitado verde-claro de Ni nas diferentes superfícies de suporte de carbono confirma a formação dos catalisadores de Ni suportados em carbono. A formação bem-sucedida do Ni-TrGO foi confirmada por meio da análise de FT-IR (Figura 2). No espectro, observou-se um pico largo em 1710 cm^{-1} , atribuído à sobreposição da banda de estiramento C=O de grupos carbonílicos, como quinonas e ácidos carboxílicos, além das vibrações de estiramento C=O ligadas por pontes de hidrogênio. Esse pico inclui ainda a sobreposição de um pico em 1579 cm^{-1} , atribuído às vibrações esqueléticas C=C aromáticas do carbono grafítico não oxidado. Um dos principais aspectos observados foi o desaparecimento do pico em 1050 cm^{-1} (vibração de estiramento C–O), o que confirma a eficácia do tratamento térmico na eliminação dos grupos epóxi. Além disso, o pico em 1579 cm^{-1} (carbono

grafítico não oxidado) tornou-se intenso, sugerindo a redução do suporte de GO. Nos espectros do Ni-GO e Ni-TRGO, o pico em 1629 cm^{-1} desapareceu devido à remoção das moléculas de água adsorvidas durante o tratamento térmico. O pico em 1400 cm^{-1} também desapareceu nos espectros de ambos os catalisadores, o que é atribuído à remoção dos grupos OH terciários durante a calcinação. O pico em 1363 cm^{-1} tornou-se mais intenso, atribuído à absorção de flexão do grupo carboxila, indicando possíveis interações entre os grupos carbonila e hidroxila do grafeno com as nanopartículas de níquel, corroborando a existência de interações entre as nanopartículas metálicas e o grafeno.

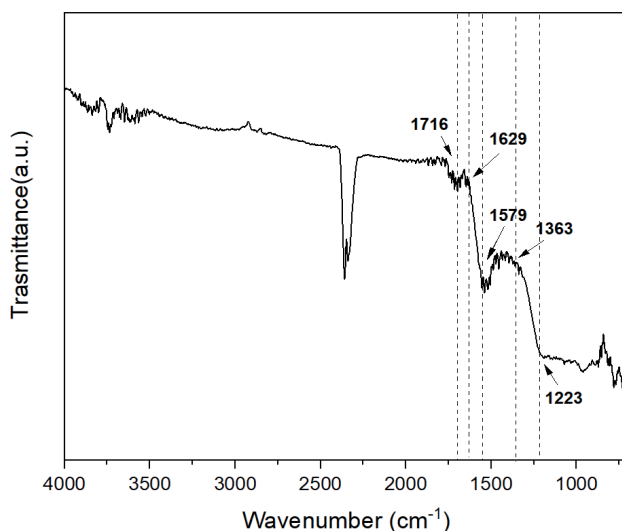


Figura 2 – Gráfico do espectro FT-IR da amostra de Ni-TrGO (2025)

Medições de fisisorção de nitrogênio para análise da área superficial do material preparado foi quantificada pelo método de Brunauer-Emmett-Teller (BET). O gráfico representativo de BET apresentado na Figura 3a), demonstrou que a área superficial do catalisador de Ni-rGO é de $100,4961\text{ m}^2/\text{g}$. A área superficial BET mínima necessária para a atividade catalítica na reforma a seco do metano varia conforme a natureza do catalisador, o suporte e as condições de reação, mas estudos indicam que valores acima de $50\text{--}100\text{ m}^2/\text{g}$ favorecem uma boa dispersão do metal ativo e melhor desempenho catalítico. Catalisadores suportados em óxidos metálicos, como Al_2O_3 , SiO_2 e CeO_2 , frequentemente apresentam BET acima de $100\text{ m}^2/\text{g}$, o que reduz a formação de coque. Já o grafeno e o óxido de grafeno reduzido (TrGO), mesmo com áreas superficiais menores ($\sim 30\text{--}50\text{ m}^2/\text{g}$), podem ser eficazes devido à forte interação metal-suporte.

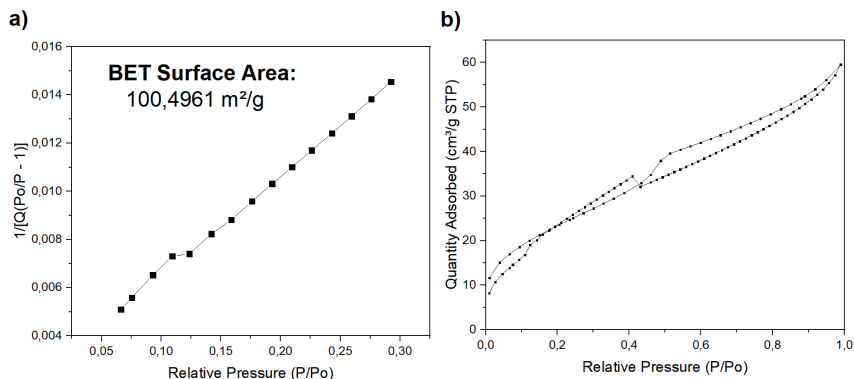


Figura 3 – Gráficos dos resultados BET da amostra de Ni-TrGO (2025)

Na Figuras 3b) observa-se o gráfico linear da isoterma de adsorção do híbrido Ni-TrGO. O volume de poros de adsorção do catalisador foi calculado a partir da isoterma BJH, resultando em 0,0837 cm³/g. Esse valor sugere uma estrutura porosa relativamente baixa, o que pode influenciar a dispersão do níquel sobre o suporte e, consequentemente, o desempenho catalítico do material na reforma a seco do metano. A presença de mesoporos pode ser inferida a partir da técnica de adsorção de nitrogênio, uma vez que esses poros desempenham um papel crucial na difusão dos reagentes e na acessibilidade dos sítios ativos. No entanto, a redução térmica do óxido de grafeno pode ter impactado a estrutura do material, levando a uma diminuição na quantidade de poros acessíveis, possivelmente devido ao rearranjo das folhas de grafeno ou à deposição de nanopartículas de níquel nos espaços interlamelares. Apesar da porosidade relativamente baixa, a interação entre as nanopartículas de níquel e o grafeno reduzido pode compensar essa limitação, promovendo boa dispersão metálica e estabilidade térmica, características essenciais para aplicações catalíticas.

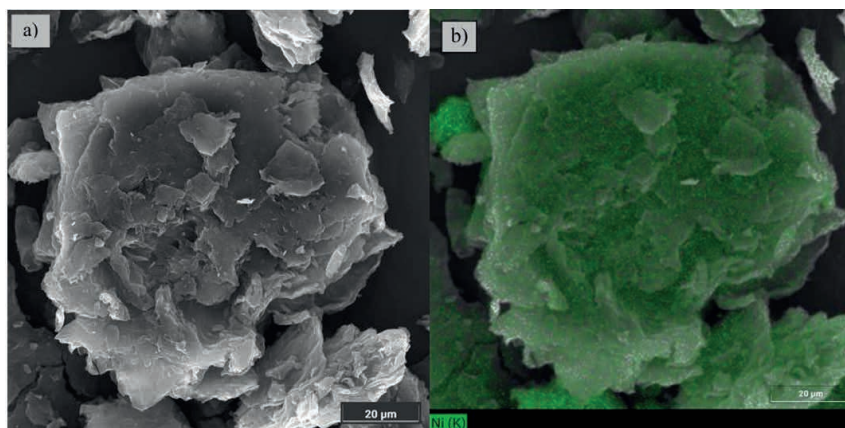


Figura 4 – Imagens de (a) MEV e (b) EDS do catalisador níquel/grafeno (Ni-TrGO) (2025)

A morfologia da superfície foi analisada por Microscopia Eletrônica de Varredura (MEV) e utilizou-se o Detector de Energia Dispersiva (EDS) para determinação da composição química da amostra. Os resultados obtidos confirmaram a manutenção da estrutura lamelar do grafeno após o tratamento térmico, atuando como suporte para catalisador de níquel no processo de reforma a seco do metano (DRM). As análises demonstram a presença de fases cristalinas de níquel bem definidas e uma distribuição homogênea níquel no suporte de grafeno, indicando uma alta dispersão das partículas catalíticas na superfície dos suportes, como demonstrado na Figura 4 a) e b). A imagem de MEV destaca a morfologia uniforme e a presença de estruturas de alta área superficial, que são fundamentais para aumentar a atividade catalítica. Além disso, o resultado mostrou que os suportes de GO e TrGO podem proporcionar uma melhor estabilidade estrutural das partículas de níquel, prevenindo a aglomeração e mantendo a dispersão ao longo do processo. As observações morfológicas e estruturais corroboram a eficiência desses materiais na estabilização das partículas catalíticas e na promoção de reações de DRM mais eficientes, contribuindo para uma conversão eficiente de metano e CO₂ em produtos valiosos, com menor impacto ambiental.

CONCLUSÕES

Com base nos resultados experimentais obtidos, este trabalho demonstrou que o óxido de grafeno e o óxido de grafeno reduzido termicamente são materiais promissores como suportes para catalisadores de níquel na reforma a seco do metano. A análise de DRX confirmou a oxidação bem-sucedida do grafeno, com a formação de grupos funcionais que facilitam a interação com o níquel durante a decoração

do suporte. A redução térmica do GO resultou em um aumento significativo na área superficial, com a remoção de grupos funcionais e a formação de TrGO, que favoreceu a redução da estrutura de grafeno e a modificação da morfologia das partículas de níquel.

A análise de FT-IR reforçou as evidências de uma modificação bem-sucedida do GO para TrGO, destacando a eliminação de grupos epóxi e a redução do GO, o que favorece a interação entre as nanopartículas de níquel e o suporte. O desaparecimento dos picos associados aos grupos epóxi e a intensificação do pico relacionado ao carbono grafítico não oxidado indicam que o tratamento térmico promoveu a formação de um suporte mais adequado para as reações catalíticas. Além disso, as interações entre os grupos carbonila e hidroxila do grafeno e as nanopartículas de níquel, indicadas pelo aumento da intensidade do pico em 1363 cm^{-1} , sugerem que o Ni-TrGO pode apresentar uma boa estabilidade e eficiência nas reações de reforma a seco do metano.

A análise de BET e volume de poros indicou que o Ni-TrGO possui uma área superficial de $100,496\text{ m}^2/\text{g}$ e um volume de poros de $0,0837\text{ cm}^3/\text{g}$, sugerindo a presença de mesoporos. Esses resultados indicam que a estrutura porosa do Ni-TrGO pode contribuir para a dispersão das nanopartículas de níquel, facilitando a difusão dos reagentes durante a reforma do metano. A presença de mesoporos, embora não excessiva, pode melhorar a acessibilidade dos sítios ativos e a eficiência catalítica, tornando o Ni-TrGO um candidato interessante para processos catalíticos.

As análises de MEV e EDS confirmaram a manutenção da estrutura lamelar do grafeno após o tratamento térmico, mostrando uma distribuição homogênea de níquel na superfície do grafeno. A alta dispersão das partículas catalíticas é um ponto positivo, pois pode aumentar a atividade catalítica do sistema, prevenindo a aglomeração das partículas de níquel e mantendo a estabilidade estrutural durante o processo. Além disso, a morfologia de alta área superficial observada nas imagens de MEV é crucial para a melhoria da eficiência nas reações de DRM, o que contribui para uma conversão mais eficaz do metano e CO_2 em produtos valiosos.

Os resultados indicam que o Ni-TrGO apresenta boas características estruturais e catalíticas, com potencial para ser utilizado em reações de reforma a seco do metano. A combinação de alta área superficial, boa dispersão das nanopartículas de níquel e presença de mesoporos sugere que este material pode ser eficiente e estável em condições reacionais, contribuindo para a busca de alternativas sustentáveis e eficientes no setor energético.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Guerra, E. L., Shanmugaraj, A. M., Choi, W. S., & Ryu, S. H. Thermally reduced graphene oxide-supported nickel catalyst for hydrogen production by propane steam reforming. **Applied Catalysis A: General**, v. 468, p. 467-474, 2013. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0926860X1300567X>. Acesso em 24 de março de 2025.

Iqbal, A. A., Sakib, N., Iqbal, A. P., & Nuruzzaman, D. M. Graphene-based nanocomposites and their fabrication, mechanical properties and applications. **Materialia**, v. 12, p. 100815, 2020. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589152920302313>. Acesso em 24 de março de 2025.

Khan, M., Tahir, M. N., Adil, S. F., Khan, H. U., Siddiqui, M. R. H., Al-warthan, A. A., & Tremel, W. Graphene based metal and metal oxide nanocomposites: synthesis, properties and their applications. **Journal of Materials Chemistry A**, v. 3, n. 37, p. 18753-18808, 2015. Disponível em <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ta/c5ta02240a/unauth>. Acesso em 24 de março de 2025.

Li, X. Diversification and localization of energy systems for sustainable development and energy security. **Energy policy**, v. 33, n. 17, p. 2237-2243, 2005. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421504001491>. Acesso em 24 de março de 2025.

Liu, W., Li, L., Lin, S., Luo, Y., Bao, Z., Mao, Y., ... & Peng, H. Confined Ni-In intermetallic alloy nanocatalyst with excellent coking resistance for methane dry reforming. **Journal of Energy Chemistry**, v. 65, p. 34-47, 2022. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2095495621003041>. Acesso em 24 de março de 2025.

Mohan, V. B., Lau, K. T., Hui, D., & Bhattacharyya, D. Graphene-based materials and their composites: A review on production, applications and product limitations. **Composites Part B: Engineering**, v. 142, p. 200-220, 2018. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359836817344426>. Acesso em 24 de março de 2025.

Noor, Z. Z., Yusuf, R. O., Abba, A. H., Hassan, M. A. A., & Din, M. F. M. An overview for energy recovery from municipal solid wastes (MSW) in Malaysia scenario. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 20, p. 378-384, 2013. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032112006648>. Acesso em 24 de março de 2025.

Pakhare, D., & Spivey, J. A review of dry (CO₂) reforming of methane over noble metal catalysts. **Chemical Society Reviews**, v. 43, n. 22, p. 7813-7837, 2014. Disponível em <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2014/wk/c3cs60395d/unauth>. Acesso em 24 de março de 2025.

Pei, S., & Cheng, H. M. The reduction of graphene oxide. **Carbon**, v. 50, n. 9, p. 3210-3228, 2012. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0008622311008967>. Acesso em 24 de março de 2025.

Rane, A. V., Kanny, K., Abitha, V. K., & Thomas, S. Methods for synthesis of nanoparticles and fabrication of nanocomposites. In **Synthesis of inorganic nanomaterials**. Woodhead publishing, 2018. p. 121-139. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/B9780081019757000051>. Acesso em 24 de março de 2025.

Shen, Chen; Oyadiji, S. Olutunde. The processing and analysis of graphene and the strength enhancement effect of graphene-based filler materials: A review. **Materials Today Physics**, v. 15, p. 100257, 2020. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S254252932030081X>. Acesso em 24 de março de 2025.

Song, Jianguo; Wang, Xinzhi; Chang, Chang-Tang. Preparation and characterization of graphene oxide. **Journal of Nanomaterials**, v. 2014, n. 1, p. 276143, 2014. Disponível em <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1155/2014/276143>. Acesso em 24 de março de 2025.

Talyan, V., Dahiya, R. P., Anand, S., & Sreekrishnan, T. R. Quantification of methane emission from municipal solid waste disposal in Delhi. **Resources, conservation and recycling**, v. 50, n. 3, p. 240-259, 2007. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344906001455>. Acesso em 24 de março de 2025.

Tanksale, Akshat; Beltramini, Jorge Norberto; Lu, GaoQing Max. A review of catalytic hydrogen production processes from biomass. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, n. 1, p. 166-182, 2010. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109002093>. Acesso em 24 de março de 2025.

Usman, M., Daud, W. W., & Abbas, H. F. Dry reforming of methane: Influence of process parameters—A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 45, p. 710-744, 2015. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115001148>. Acesso em 24 de março de 2025.

Wang, J., Mao, Y., Zhang, L., Li, Y., Liu, W., Ma, Q., ... & Peng, H. Remarkable basic-metal oxides promoted confinement catalysts for CO₂ reforming. **Fuel**, v. 315, p. 123167, 2022. Disponível em <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236122000382>. Acesso em 24 de março de 2025.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN) pela assistência de pessoal e infraestrutura, bem como ao CNPq, CAPES-Brasil (Código Financeiro 001) e ANP-FAPESP-PRH32.1 pelo apoio financeiro.

SOBRE OS ORGANIZADORES

NICOLÁS HONORATO - é um profissional de desenvolvimento de negócios internacionais que possui mais de duas décadas de experiência nas principais indústrias de energia das Américas. Possui sólida formação técnica como Engenheiro de Minas com especialização em Engenharia de Petróleo e Mestrado em Gestão Ambiental. Como consultor, sua principal experiência inclui a realização de pesquisas de mercado internacionais sobre produtos e serviços específicos do setor de energia, bem como a organização de eventos técnicos, missões comerciais internacionais e rodadas de negócios. Nicolás é proficiente em inglês, espanhol, português e francês.

ROBERTO CÂMARA - possui graduação em Engenharia de Minas pela Universidade Federal da Bahia (2000) e é mestre em Regulação da Indústria de Energia pela Universidade Salvador (2004), especialista em Engenharia de Petróleo pela UFBA (2012) e doutor em Engenharia Industrial pela UFBA (2019) com Tese na área de armazenamento energético em larga escala. Foi sócio-diretor da empresa Câmara Consultoria Ltda, desenvolvendo projetos e serviços de consultoria para empresas e instituições do setor petrolífero e energético. Atualmente é Professor Adjunto da Universidade Federal do Recôncavo da Bahia. Tem experiência nas áreas de energia, mineração e petróleo e gás.



Bahia | **20**
OIL & GAS ENERGY **25**

Anais do Congresso do Bahia Oil & Gas Energy 2025 **BOGE25**



www.atenaeditora.com.br



contato@atenaeditora.com.br



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



www.facebook.com/atenaeditora.com.br



Bahia | **20**
OIL & GAS ENERGY **25**

Anais do Congresso do Bahia Oil & Gas Energy 2025 **BOGE25**



www.atenaeditora.com.br



contato@atenaeditora.com.br



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



www.facebook.com/atenaeditora.com.br