

NICOLÁS HONORATO CAVADAS
ROBERTO JOSÉ BATISTA CÂMARA
(ORGANIZADORES)

ANAIS DO
CONGRESSO
CIENTÍFICO DO
Bahia 20
OIL & GAS ENERGY **24**



Atena
Editora

Ano 2024

NICOLÁS HONORATO CAVADAS
ROBERTO JOSÉ BATISTA CÂMARA
(ORGANIZADORES)

ANAIS DO
CONGRESSO
CIENTÍFICO DO
Bahia 20
OIL & GAS ENERGY **24**



Atena
Editora

Ano 2024

Editora chefe

Profª Drª Antonella Carvalho de Oliveira

Editora executiva

Natalia Oliveira

Assistente editorial

Flávia Roberta Barão

Bibliotecária

Janaina Ramos

Projeto gráfico

Ellen Andressa Kubisty

Luiza Alves Batista

Nataly Evilin Gayde

Thamires Camili Gayde

Imagens da capa

iStock

Edição de arte

Luiza Alves Batista

2024 by Atena Editora

Copyright © Atena Editora

Copyright do texto © 2024 Os autores

Copyright da edição © 2024 Atena

Editora

Direitos para esta edição cedidos à Atena Editora pelos autores.

Open access publication by Atena Editora



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

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

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

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

Conselho Editorial

Ciências Exatas e da Terra e Engenharias

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

Profª Drª Alana Maria Cerqueira de Oliveira – Instituto Federal do Acre

Profª Drª Ana Grasielle Dionísio Corrêa – Universidade Presbiteriana Mackenzie

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

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

Profª Drª Carmen Lúcia Voigt – Universidade Norte do Paraná

Prof. Dr. Cleiseano Emanuel da Silva Paniagua – Colégio Militar Dr. José Aluisio da Silva Luz / Colégio Santa Cruz de Araguaia/TO

Profª Drª Cristina Aledi Felseburgh – Universidade Federal do Oeste do Pará

Prof. Dr. Diogo Peixoto Cordova – Universidade Federal do Pampa, Campus Caçapava do Sul

Prof. Dr. Douglas Gonçalves da Silva – Universidade Estadual do Sudoeste da Bahia

Prof. Dr. Eloi Rufato Junior – Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Profª Drª Érica de Melo Azevedo – Instituto Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Fabrício Menezes Ramos – Instituto Federal do Pará

Prof. Dr. Fabrício Moraes de Almeida – Universidade Federal de Rondônia

Profª Drª Glécilla Colombelli de Souza Nunes – Universidade Estadual de Maringá

Prof. Dr. Hauster Maximiler Campos de Paula – Universidade Federal de Viçosa

Profª Drª Iara Margolis Ribeiro – Universidade Federal de Pernambuco

Profª Drª Jéssica Barbosa da Silva do Nascimento – Universidade Estadual de Santa Cruz

Profª Drª Jéssica Verger Nardeli – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho

Prof. Dr. Juliano Bitencourt Campos – Universidade do Extremo Sul Catarinense

Prof. Dr. Juliano Carlo Rufino de Freitas – Universidade Federal de Campina Grande

Prof. Dr. Leonardo França da Silva – Universidade Federal de Viçosa

Profª Drª Luciana do Nascimento Mendes – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Prof. Dr. Marcelo Marques – Universidade Estadual de Maringá

Prof. Dr. Marco Aurélio Kistemann Junior – Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Marcos Vinicius Winckler Caldeira – Universidade Federal do Espírito Santo

Profª Drª Maria Iaponeide Fernandes Macêdo – Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Profª Drª Maria José de Holanda Leite – Universidade Federal de Alagoas

Profª Drª Mariana Natale Fiorelli Fabiche – Universidade Estadual de Maringá

Prof. Dr. Miguel Adriano Inácio – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

Prof. Dr. Milson dos Santos Barbosa – Universidade Tiradentes

Profª Drª Natiéli Piovesan – Instituto Federal do Rio Grande do Norte

Profª Drª Neiva Maria de Almeida – Universidade Federal da Paraíba

Prof. Dr. Nilzo Ivo Ladwig – Universidade do Extremo Sul Catarinense

Profª Drª Priscila Natasha Kinas – Universidade do Estado de Santa Catarina

Profª Drª Priscila Tessmer Scaglioni – Universidade Federal de Pelotas

Prof. Dr. Rafael Pacheco dos Santos – Universidade do Estado de Santa Catarina

Prof. Dr. Ramiro Picoli Nippes – Universidade Estadual de Maringá

Profª Drª Regina Célia da Silva Barros Allil – Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Dr. Sidney Gonçalo de Lima – Universidade Federal do Piauí

Prof. Dr. Takeshy Tachizawa – Faculdade de Campo Limpo Paulista

Anais do Congresso Científico do Bahia Oil & Gas Energy 2024

Diagramação: Nataly Evilin Gayde
Correção: Maiara Ferreira
Indexação: Amanda Kelly da Costa Veiga
Revisão: Os autores
Organizadores: Nicolás Honorato Cavadas
Roberto José Batista Câmara

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)	
A532	Anais do Congresso Científico do Bahia Oil & Gas Energy 2024 / Organizadores Nicolás Honorato Cavadas, Roberto José Batista Câmara. – Ponta Grossa - PR: Atena, 2024. Formato: PDF Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader Modo de acesso: World Wide Web Inclui bibliografia ISBN 978-65-258-2608-0 DOI: https://doi.org/10.22533/at.ed.080240507 1. Energia. 2. Petróleo. 3. Gás. I. Cavadas, Nicolás Honorato (Organizador). II. Câmara, Roberto José Batista (Organizador). III. Título. CDD 621.1
Elaborado por Bibliotecária Janaina Ramos – CRB-8/9166	

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

DECLARAÇÃO DOS AUTORES

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

DECLARAÇÃO DA EDITORA


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

BLOCO: DUTOS, TERMINAIS E NAVAL**CAPÍTULO 1 2**

CONSTRUÇÃO DE UM PROTÓTIPO PARA A IDENTIFICAÇÃO DE FLUIDOS COMBUSTÍVEIS UTILIZANDO O MICROCONTROLADOR ARDUINO

Fernando Ramos Noronha

Joemes de Lima Simas


 <https://doi.org/10.22533/at.ed.0802405071>

CAPÍTULO 2 14

ALGORITMO INTELIGENTE PARA IDENTIFICAÇÃO E CATAGOLAÇÃO DE ERROS NA MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

Rafaela Cruz de Lima

Joemes de Lima Simas


 <https://doi.org/10.22533/at.ed.0802405072>

CAPÍTULO 320

COMUNICAÇÃO E TRATAMENTO DE "NEAR-MISSES" NO SEGMENTO DE TRANSPORTE MARÍTIMO DE ÓLEO E GÁS

João Carlos Silva Ramos

José Carlos Silveira Bruno

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.0802405073>

CAPÍTULO 4 31

AVALIAÇÃO DA SOLDAGEM DE TUBOS API X 65 COM PASSE DE RAIZ COM ELETRODOS DE CLASSIFICAÇÃO E 6010

Luciano dos Santos Belo

Ivan Costa da Silva

Carlos Augusto de Souza

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.0802405074>

BLOCO: REGULAÇÃO**CAPÍTULO 544**

MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO PARA O ARMAZENAMENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO E HIDROGÊNIO EM LARGA ESCALA EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL


Ludmilla Santana

Alana Almeida da Costa

Rosana Fialho

Roberto J. B. Câmara


George A. B. Câmara

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.0802405075>

CAPÍTULO 656

APERFEIÇOAMENTOS DA REGULAÇÃO ESTADUAL SOBRE O MERCADO LIVRE DE GÁS

Daniela Santos

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.0802405076>**BLOCO: GEOLOGIA E GEOFÍSICA****CAPÍTULO 769**IMPLEMENTAÇÃO DO *STORYTELLING* APLICADA AO ENSINO DE GEOCIÊNCIAS

Juliana Souza da Silva

Joemes de Lima Simas

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.0802405077>**CAPÍTULO 876**

CARACTERIZAÇÃO DE SOLEIRAS EM POÇOS PETROLÍFEROS A PARTIR DE ANÁLISES QUANTITATIVAS DE PERFIS GEOFÍSICOS

Deborah Andressa Simas Campos


Joemes de Lima Simas

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.0802405078>**CAPÍTULO 985**

CARACTERIZAÇÃO DE PLUMAS DE CONTAMINAÇÃO POR HIDROCARBONETOS A PARTIR DA INTERPRETAÇÃO DE DADOS GEOFÍSICOS

Pedro Henrique Felix Saraiva


Joemes de Lima Simas

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.0802405079>**CAPÍTULO 10.....96**

INTERPRETAÇÃO DE PERFIL GEOFÍSICO A PARTIR DE VARIÁVEIS REGIONALIZADAS PARA DETERMINAÇÃO QUANTITATIVA DE PROPRIEDADES FÍSICAS

Hyago de Freitas Farias

Joemes de Lima Simas

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050710>**CAPÍTULO 11 103**

CARACTERIZAÇÃO DE SEÇÕES EM 2D DE GPR (GROUND PENETRATING RADAR) PARA IDENTIFICAÇÃO DE MANCHAS DE ÓLEO

Katarina Marti Pinto

Joemes de Lima Simas


 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050711>

CAPÍTULO 12..... 109

APLICAÇÃO DE APRENDIZADO DE MÁQUINA EM DADOS GEOSTATÍSTICOS DE PERFIS GEOFÍSICOS PARA IDENTIFICAÇÃO DE CAMADAS ROCHOSAS COM FLUIDOS

Lívia Evelin De Souza Auzier

Joemes de Lima Simas

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050712>

BLOCO: RESERVATÓRIO**CAPÍTULO 13..... 116**

ESTUDO EXPERIMENTAL DA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO ATRAVÉS DA INJEÇÃO DE ÁGUA PROJETADA

Ladislane S. Bastos


Maiara S. Silva

Fabio P. Nascimento

Darllen G. Silva

Gloria M. N. Costa

Silvio A.B. Vieira de Melo

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050713>


CAPÍTULO 14..... 125

UNDERSTANDING WHY THE COMBINATION OF ACIDIZING AND HYDRAULIC FRACTURING CAN ACTUALLY BE SUCCESSFUL

Henrique Toby Ribeiro

José Maria Júnior Santos

Humberto Almeida Oliveira

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050714>

CAPÍTULO 15..... 137

ESTUDO EXPERIMENTAL DA PRESSÃO DE VAPOR DO PETRÓLEO EM DIFERENTES TEMPERATURAS E PRESSÕES

Thallyta Fogaça

Amanda Amorim

Rodrigo Santana

Alana Almeida da Costa


Rui Lima

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050715>

BLOCO: REFINO**CAPÍTULO 16..... 145**

DETERMINAÇÃO DA CAMADA DE ÓXIDO EM TUBOS DE CALDEIRAS
UTILIZANDO PROCESSAMENTO DE SINAIS ULTRASÔNICOS E
APRENDIZADO DE MÁQUINAS


Ana Eliza S. S. Melo
Filipe L. Oliveira
Hugo D. A. Silva
Luiz Antônio P. Cavalcanti
Cláudia Teresa T. Farias
Ivan Costa da Silva

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050716>

CAPÍTULO 17..... 158

PREVISÃO DE INTEGRIDADE EM TUBULAÇÕES INDUSTRIAIS ATRAVÉS
DE REDES NEURAS ARTIFICIAIS: UMA ABORDAGEM ABRAGENTE


Leonardo Lopes Nascimento
Carlos Augusto de Souza

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050717>

BLOCO: BIOCOMBUSTÍVEIS**CAPÍTULO 18..... 169**

QUAIS OS DESAFIOS PARA A PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS DE
SEGUNDA GERAÇÃO COM O USO DE BIOMASSAS LIGNOCELULÓSICAS


Carlos Eduardo Fernandes Corrêa
Daniel de C.L. Penalva Santos
Flavia Chaves Alves
José Vitor Bomtempo

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050718>

CAPÍTULO 19..... 181

20 ANOS DE PNPB


Gabrielly de Moura Bezerra
Luciano Hocevar
Carine Tondo Alves
Jadiel dos Santos Pereira
Luís Filipe Freitas da Silva de Jesus

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050719>

CAPÍTULO 20 189

PROTÓTIPO DE UM MODELO DE BIORREFINARIA COM BIOMASSA DA
CAATINGA


Léssia Souza Carneiro
Consuelo Cristina Gomes Silva

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050720>

BLOCO: MEIO AMBIENTE E TRANSIÇÃO ENERGÉTICA**CAPÍTULO 21..... 198**

A ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NO AMAZONAS E A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: DESAFIOS E OPORTUNIDADES


Joemes de Lima Simas
Ana Carolina Monte Almeida
Fernando Gadelha de Abreu
Robertom Guedes do Amaral

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050721>

CAPÍTULO 22207

MONTAGEM E IMPLEMENTAÇÃO DE UM SENSOR DE GÁS PARA ANÁLISE DA QUALIDADE DO AR


Cleandro Jorge Lucas Batista Junior
Joemes de Lima Simas

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050722>

BLOCO: ARMAZENAMENTO**CAPÍTULO 23 214**

CÁLCULO DO POTENCIAL TEÓRICO DE ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL EM CAVERNAS SALINAS NA ILHA DE MATARANDIBA, BAHIA, BRASIL


Lucimara D. Carvalho
Roberto J. B. Câmara
George A. B. Câmara

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050723>

CAPÍTULO 24225

INVESTIGAÇÕES EXPERIMENTAIS PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE ARMAZENAMENTO DE CO₂ E H₂ EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS DE PETRÓLEO E GÁS

Matheus Pinheiro
Alana Almeida da Costa
Rosana Fialho
Roberto J. B. Câmara
Rui Lima
Thallyta Fogaça
George A. B. Câmara

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050724>

CAPÍTULO 25236

ANÁLISE DAS METODOLOGIAS PARA O CÁLCULO DE ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO EM MEIOS POROSOS


Leonardo Portela

Alana Almeida da Costa

Rosana Fialho

Roberto J. B. Câmara

George A. B. Câmara

 <https://doi.org/10.22533/at.ed.08024050725>

EQUIPE DE COORDENAÇÃO246

BLOCO: DUTOS, TERMINAIS E NAVAL

CONSTRUÇÃO DE UM PROTÓTIPO PARA A IDENTIFICAÇÃO DE FLUIDOS COMBUSTÍVEIS UTILIZANDO O MICROCONTROLADOR ARDUINO

Data de aceite: 02/06/2023

Fernando Ramos Noronha

Joemes de Lima Simas

ABSTRACT : Contamination of fuel tanks due to human error at the time of filling is a common problem in the oil industry, causing risks and major losses. For this reason, the project consists of building a prototype that includes tanks containing different fuels, such as petrol and ethyl alcohol anhydrous fuel, and tanks intended for the storage of each of them, as well as pipes connecting the tanks, various sensors, valves and the Arduino, arranged and programmed in such a way as to prevent an unwanted liquid from contaminating the liquids contained in the tanks.

PALAVRAS-CHAVE: Fuel Fluids, Arduino, Automation, Conductivity.

1. INTRODUÇÃO

A indústria do Petróleo é um dos setores da economia que mais movimentam dinheiro em todo o planeta, e dentro dessa indústria temos diversas atividades que integram a cadeia produtiva.

A indústria de Óleo e Gás é dividida entre 3 áreas de atuação: *Upstream*, *Midstream* e *Downstream*. O *Upstream* concentra as atividades de exploração e produção de óleo e gás, enquanto o *Midstream* e o *Downstream* concentram as atividades de refino, transporte e distribuição e comercialização dos produtos derivados de óleo e gás até o consumidor final (RBNA Consult, 2017).

É na atividade de refino onde o petróleo é processado em plantas industriais (refinarias) tendo como objetivo produzir produtos (gasolina, diesel, óleo combustível, entre outros) que possam ser vendidos aos consumidores finais tanto no atacado quanto no varejo em estações de serviço (postos de gasolina). Existem também as atividades de transporte, tais como o escoamento do petróleo dos campos de produção para as refinarias e dos produtos refinados da refinaria para os pontos de venda final (que podem se realizar via oleodutos/gasodutos, navios/barcaças e pelos modais ferroviário e rodoviário).

Tanto no *midstream*, em maior escala, quanto no *downstream*, em menor escala, ocorre o transporte de fluidos combustíveis para tanques de armazenamento, sendo uma das atividades mais importantes e que requer mais atenção em todo o processo. Porém, por muitas vezes se tratar de um trabalho humano, erros podem acontecer durante o abastecimento, e a troca de combustível é um dos mais recorrentes deles. Quando o caminhão tanque que abastece os combustíveis em um posto de gasolina faz o descarregamento do combustível no tanque de forma incorreta, podem ocorrer diversas consequências negativas, tanto para o posto quanto para os clientes. Em primeiro lugar, pode haver a contaminação do combustível. Caso o combustível seja descarregado no tanque de armazenamento de um tipo de combustível diferente, isso pode comprometer a qualidade do produto e fazer com que ele não atenda às especificações técnicas exigidas pela legislação. Isso pode provocar problemas mecânicos no veículo, reduzir a eficiência do motor e até mesmo danificar componentes do sistema de combustão. Outra consequência é a questão financeira, caso o tanque do caminhão despeje o combustível errado em um dos tanques de armazenamento do posto todo o conteúdo do tanque deve ser descartado e o processo de limpeza e descontaminação do tanque deve ser realizado. Esses processos podem ser muito caros e demorados, gerando prejuízos permanentes para o proprietário do posto (Brasil Postos, 2023).

As possíveis causas para este problema são: Falta de atenção e treinamento dos operadores, falta de sinalização e erros na comunicação. Isso posto, fica clara a necessidade de desenvolver uma forma de evitar esse problema de forma prática, e para isso podem ser utilizados os recursos de controle e automação de processos. A automação de processos é o uso da tecnologia e da integração de dados e sistemas para automatizar tarefas que antes eram desempenhadas manualmente, de forma a aumentar a produtividade e evitar erros.

O mercado de automação de petróleo e gás foi avaliado em US\$ 17,05 bilhões em 2020 e deve atingir US\$ 24,9 bilhões até 2026 e crescer a um CAGR (Taxa de crescimento anual composta) de 6,47% durante o período de previsão (2021 - 2026). A indústria de petróleo e gás iniciou o movimento em direção à digitalização com mais sensores acumulando dados de plataformas em todo o mundo. A adoção de tecnologias digitais pode melhorar a comunicação interna e simplificar os planos, permitindo que as equipes de engenharia trabalhem com mais eficiência com as empresas de petróleo e gás para gerenciar melhor os dados e os requisitos do projeto. A automação na indústria de petróleo e gás pode melhorar a eficiência e reduzir os custos (Mordor intelligence, 2022).

A tecnologia utilizada nesse trabalho será o Arduino, placa microcontroladora de baixo custo, que nos permite realizar projetos de automação e controle de processos de forma simples, juntamente com sensores, como os de vazão, temperatura, pressão e outros diversos disponíveis para essa plataforma. A linguagem de programação utilizada no Arduino é a linguagem C++ (com pequenas modificações), que é uma linguagem muito

tradicional e utilizada em conjunto com softwares e placas de controle. O presente artigo tem a finalidade de aplicar os conceitos de automação na distribuição de combustíveis e desenvolver a programação de um sensor *flex fuel*, utilizando a placa microcontroladora Arduino, para a analisar o funcionamento do sensor com o objetivo de diferenciar propriedades presentes na gasolina e no etanol.

2 . OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral:

Desenvolver um protótipo que identifique fluidos combustíveis, etanol ou gasolina, utilizando sensores, a modo de evitar a contaminação de tanques de armazenamento de combustíveis.

2.2 Objetivos Específicos:

- Realizar a pesquisa bibliográfica.
- Pesquisar sobre as propriedades dos fluidos combustíveis.
- Pesquisar sobre o microcontrolador Arduino para o controle e automação de processos.
- Pesquisar e entender a parte elétrica envolvida no projeto.
- Pesquisar e analisar possíveis sensores que possam ser utilizados para identificação de fluidos.
- Realizar a pesquisa sobre materiais seguros para a utilização em conjunto com fluidos combustíveis.
- Realizar testes e calibração dos sensores.
- Analisar os resultados para cada fluido utilizado.
- Determinar padrões para a gasolina.
- Programar os processos para controle na plataforma Arduino.

3 . MATERIAIS E MÉTODOS

A metodologia do artigo baseou-se em métodos quantitativos para coleta e análise de dados.

O primeiro passo consistiu em realizar pesquisas de arquivos acadêmicos sobre os assuntos abordados.

O segundo passo foi realizar pesquisas sobre as propriedades dos fluidos combustíveis, como a gasolina, o etanol e o diesel. Nessa etapa foi possível determinar

as propriedades, como a viscosidade, calor latente, constantes elétricas e outras diversas, que foram utilizadas para diferenciar os fluidos.

O terceiro passo consistiu em pesquisar sobre a plataforma Arduino, entendendo como funciona a sua parte elétrica, seus componentes, sua linguagem de programação e como pode ser usada para o controle de processos.

O quarto passo foi procurar e analisar possíveis sensores que trabalham juntamente com a plataforma Arduino e que operam com fluidos combustíveis.

O quinto passo consistiu em realizar pesquisas sobre a segurança envolvida no projeto. Foi necessária uma análise dos riscos envolvidos para a realização de um projeto completamente seguro.

O sexto passo foi realizar a construção do protótipo parcial. O protótipo parcial é composto pelo sensor e suas ligações para o perfeito funcionamento.

A tabela abaixo mostra toda a lista de materiais utilizados para a construção do protótipo parcial.

Tabela 1: Materiais utilizados para construção do protótipo.

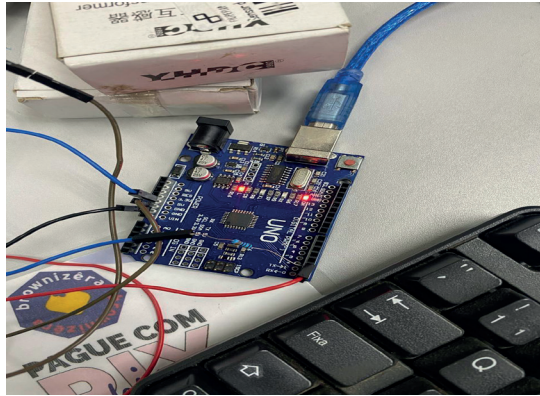
Ordem	Nome	Quantidade
1	Arduino Uno R3	1
2	Sensor <i>Flex Fuel</i> 06k907811b	1
3	Resistor 3K3	1
4	Fonte 12V	2
5	Display LCD	1
6	<i>Jumpers</i>	6

Fonte: Autores, 2024.

3.1 Arduino

Arduino é uma plataforma de prototipagem eletrônica muito versátil e amplamente utilizada por estudantes, *hobbistas* e profissionais das mais diversas áreas. O objetivo principal do Arduino é tornar o acesso à prototipagem eletrônica mais fácil, mais barata e flexível. As versões mais simples da placa utilizam um microcontrolador da família Atmel AVR e uma linguagem de programação baseada em C/C++. Com ele é possível criar projetos variados em eletrônica, desde os mais simples até aplicações intermediárias como Internet das Coisas (IoT), Robôs, Sistemas de Automação Residencial ou Industrial, Alarmes e outros (Embarcados, 2013). No presente projeto, o Arduino e sua plataforma própria foram utilizados para realizar o controle do sensor.

Figura 1 - Arduino Uno R3.

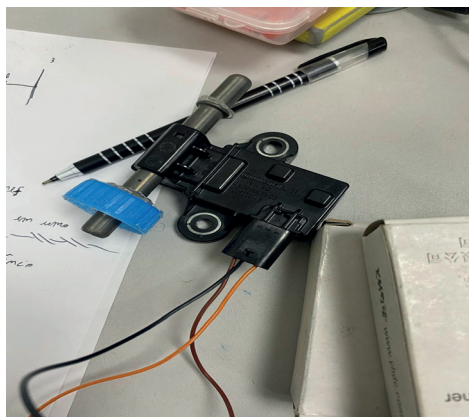


Fonte: Autores, 2024.

3.2 Sensor combustível *Flex Fuel* - 06k907811b

O sensor será o *Flex Fuel*, também conhecido como sensor de combustível flexível ou sensor de conteúdo de álcool, dispositivo utilizado em veículos movidos a álcool ou gasolina para determinar o tipo de combustível presente no tanque, permitindo que o veículo ajuste automaticamente a mistura ar/combustível para funcionar de forma otimizada. O sensor *Flex Fuel* normalmente monitora a condutividade elétrica do combustível, já que o etanol é mais condutivo do que a gasolina, e informa o percentual de etanol com base na frequência, sendo 50Hz igual a 0% e 150Hz igual a 100% (Horizonte autopeças, 2023).

Figura 2 - Sensor Flex Fuel 06k907811b.



Fonte: Autores, 2024.

4 . RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir das pesquisas bibliográficas realizadas foi possível identificar os sensores e dispositivos utilizados para fluidos combustíveis o início da montagem do protótipo além de ser possível determinar as propriedades, que podem ser analisadas pelos sensores. Com a plataforma Arduino, observou-se o seu funcionamento com o sensor adquirido conforme a Figura 3 e utilizando a linguagem de programação da própria plataforma.

Figura 3 - Interface do Arduino com o código de programação.

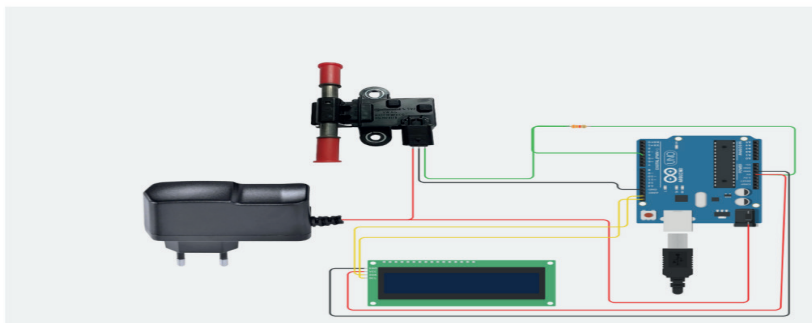
```
sketch_feb26a.ino
1  int analyzer = 0 , comb1 = 0;
2  volatile int state = LOW;
3  volatile int state1 = LOW;
4
5  void analy() {
6  | analyzer++;
7  }
8
9  void setup() {
10 | Serial.begin(9600);
11 | attachInterrupt(0, analy, FALLING);
12
13 | noInterrupts();
14 TCCR1A = 0;
15 TCCR1B = 0;
16 TCNT1 = 0;
17
18 OCR1A = 31250;
19 TCCR1B |= (1<< WGM12);
20 TCCR1B |= (1<< CS12);
21 TIMSK1 |= (1<< OCIE1A);
22 interrupts();
23 }
24 ISR(TIMER1_COMPA_vect) {
25 | comb1 = analyzer * 2 - 50;
26 | analyzer = 0;
27 }
28
29 void loop () {
30 | Serial.println("ANALISADOR DE COMBUSTIVEL");
31 | Serial.print("ETANOL = ");
32
33 | if (comb1 > 2) {
34 | | Serial.print(comb1);
35 | | Serial.println("%");
36 | } else {
37 | | Serial.println("SEM COMBUSTIVEL");
38 | }
39
40 | if (comb1 > 100) {
41 | | Serial.println("ERRO");
42 | }
43
44 | delay(1000);
45
46 }
```

Fonte: Autores, 2024.

A pesquisa sobre os riscos operacionais foi realizada em conjunto com minicurso NR20 e Controle de qualidade de combustíveis, ministrado pelo Engenheiro Químico e Doutorando Everaldo Lima. Neste passo foi analisado a melhor forma de se trabalhar com fluidos inflamáveis e circuitos elétricos, isolando toda a parte elétrica, evitando uma possível fonte de ignição.

Dessa forma o circuito inicial deverá conter os materiais e ligações necessárias para o funcionamento do sensor *flex fuel*, conforme Figura 4 abaixo.

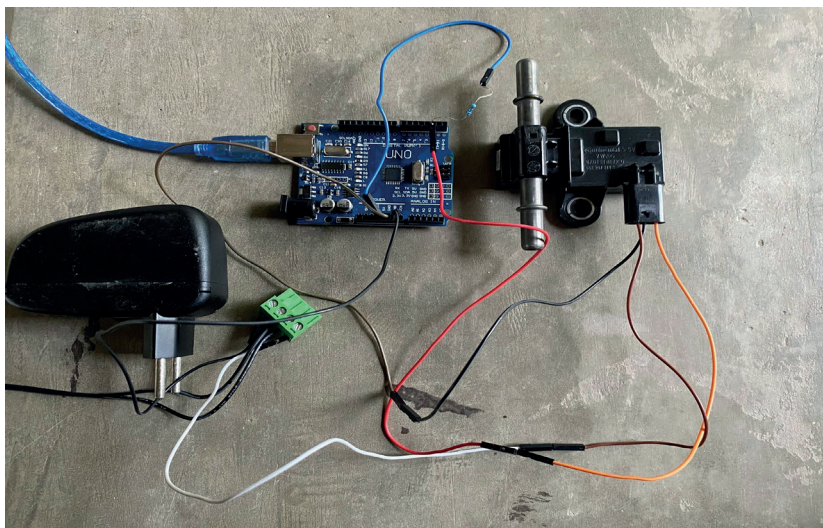
Figura 4 - Circuito inicial do protótipo parcial.



Fonte: Autores, 2024.

Abaixo, na Figura 5, segue a representação do sistema montado para a realização dos testes.

Figura 5 - Protótipo parcial em funcionamento.



Fonte: Autores, 2024.

Foram realizados testes utilizando o circuito acima onde o sensor apresentou pleno funcionamento, sendo utilizado inicialmente sem fluido. Quando operado sem fluido, não houve transmissão de sinal para o Arduino, mostrando assim a mensagem “Sem Combustível”, conforme Figura 6.

Figura 6 - Serial monitor do Arduino sem fluidos.

```
sketch_feb26a.ino
1  int analyzer = 0 , comb1 = 0;
2  volatile int state = LOW;
3  volatile int state1 = LOW;
4
5  void analy() {
6    analyzer++;
7  }
8
9  void setup() {
10   Serial.begin(9600);
11   attachInterrupt(0, analy, FALLING);
12
13   noInterrupts();
14   TCCR1A = 0;
15   TCCR1B = 0;
16   TCNT1 = 0;
17
18   OCR1A = 31250;
19   TCCR1B |= (1<< WGM12);
20   TCCR1B |= (1<< CS12);
21   TIMSK1 |= (1<< OCIE1A);
22   interrupts();

```

Output Serial Monitor X

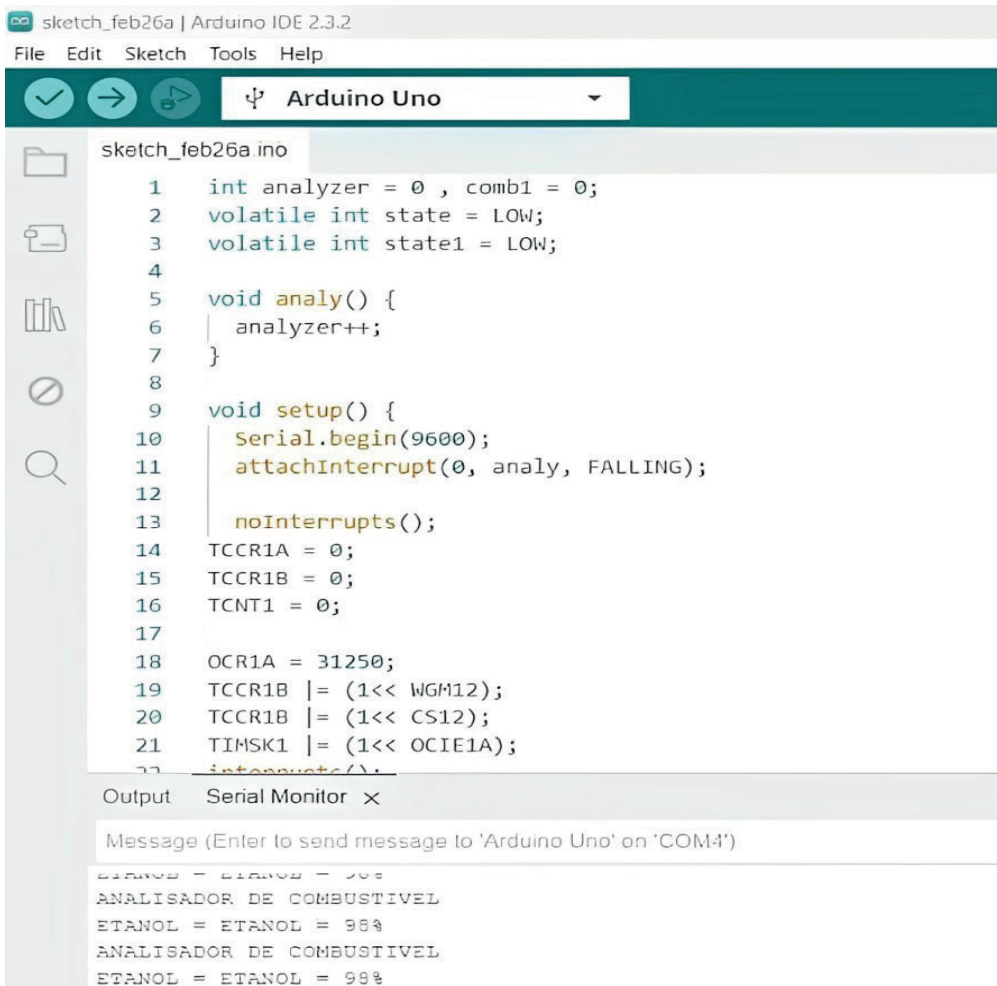
Message (Enter to send message to 'Arduino Uno' on 'COM4')

```
ETANOL = SEM COMBUSTIVEL
ANALISADOR DE COMBUSTIVEL
ETANOL = SEM COMBUSTIVEL
ANALISADOR DE COMBUSTIVEL
ETANOL = SEM COMBUSTIVEL
ANALISADOR DE COMBUSTIVEL
ETANOL = SEM COMBUSTIVEL
ANALISADOR DE COMBUSTIVEL
ETANOL = SEM COMBUSTIVEL
ANALISADOR DE COMBUSTIVEL
ETANOL = SEM COMBUSTIVEL
```

Fonte: Autores, 2024.

Após isso, foi utilizado o etanol combustível, fazendo com que o sensor transmitisse uma frequência próxima aos 150Hz, indicando ao monitor serial uma porcentagem de etanol de cerca de 98%, conforme Figura 7.

Figura 7 - Interface do programa com fluido etanol.

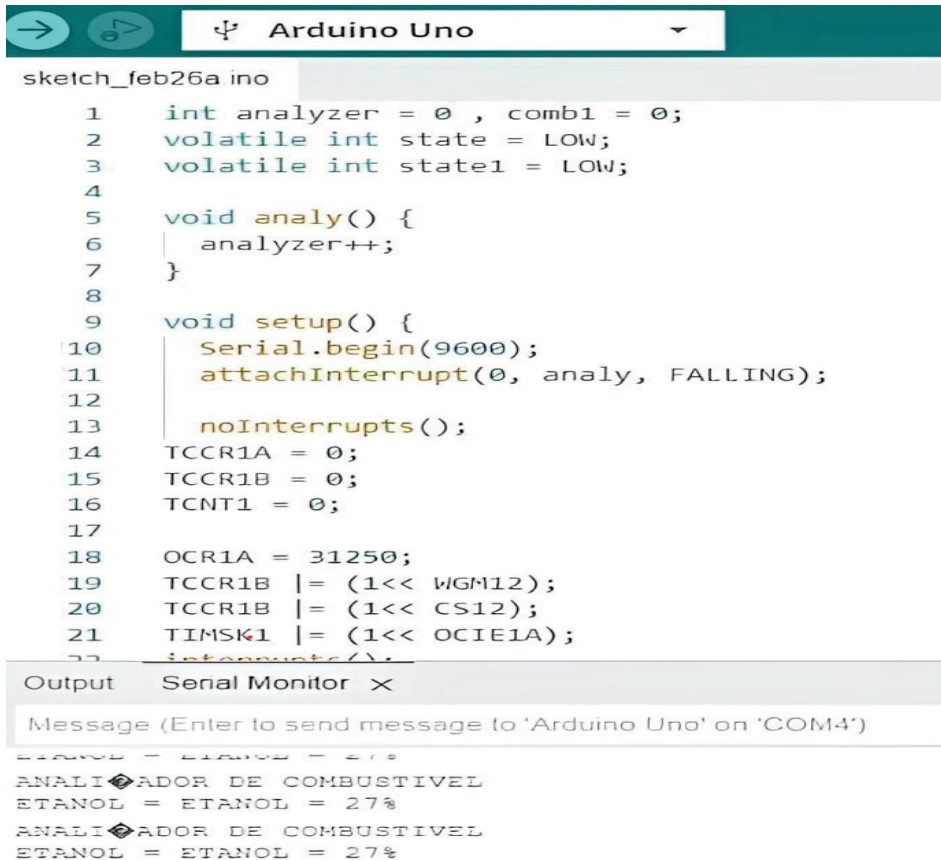


```
sketch_feb26a | Arduino IDE 2.3.2
File Edit Sketch Tools Help
Arduino Uno
sketch_feb26a.ino
1 int analyzer = 0 , comb1 = 0;
2 volatile int state = LOW;
3 volatile int state1 = LOW;
4
5 void analy() {
6   analyzer++;
7 }
8
9 void setup() {
10  Serial.begin(9600);
11  attachInterrupt(0, analy, FALLING);
12
13  noInterrupts();
14  TCCR1A = 0;
15  TCCR1B = 0;
16  TCNT1 = 0;
17
18  OCR1A = 31250;
19  TCCR1B |= (1<< WGM12);
20  TCCR1B |= (1<< CS12);
21  TIMSK1 |= (1<< OCIE1A);
22  interrupts();
23
Output Serial Monitor x
Message (Enter to send message to 'Arduino Uno' on 'COM4')
ETANOL = ETANOL = 98%
ANALISADOR DE COMBUSTIVEL
ETANOL = ETANOL = 98%
ANALISADOR DE COMBUSTIVEL
ETANOL = ETANOL = 98%
```

Fonte: Autores, 2024.

Para os testes com gasolina, devemos considerar que o etanol anidro é misturado em toda a gasolina comercializada no território nacional na proporção de 27% em volume. Nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, este teor deve ser estabelecido pelo Poder Executivo entre 18% e 27,5%. A Figura 8 mostra que o valor apresentado pelo sensor é bem próximo dos indicados pelas normas.

Figura 8 – Interface do programa com fluido gasolina.



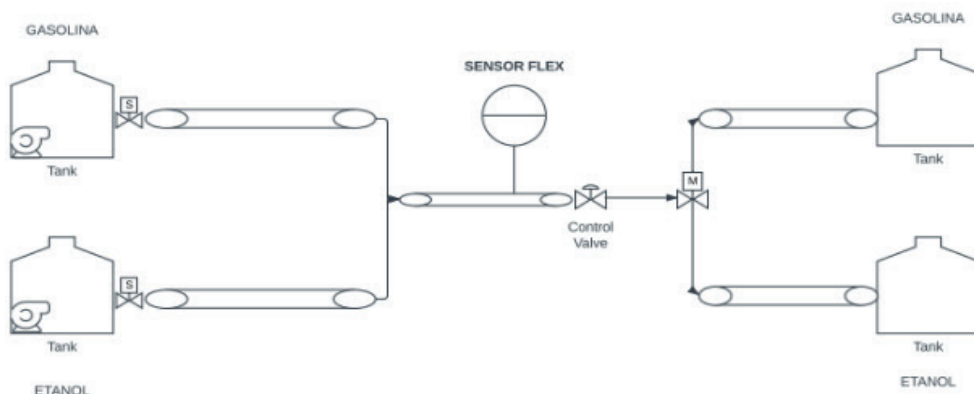
```
sketch_feb26a.ino
1  int analyzer = 0 , comb1 = 0;
2  volatile int state = LOW;
3  volatile int state1 = LOW;
4
5  void analy() {
6  | analyzer++;
7  }
8
9  void setup() {
10 | Serial.begin(9600);
11 | attachInterrupt(0, analy, FALLING);
12
13 | noInterrupts();
14 | TCCR1A = 0;
15 | TCCR1B = 0;
16 | TCNT1 = 0;
17
18 | OCR1A = 31250;
19 | TCCR1B |= (1<< WGM12);
20 | TCCR1B |= (1<< CS12);
21 | TIMSK1 |= (1<< OCIE1A);
22 | interrupts();
23
Output Serial Monitor X
Message (Enter to send message to 'Arduino Uno' on 'COM4')
ETANOL = ETANOL = 27%
ANALISADOR DE COMBUSTIVEL
ETANOL = ETANOL = 27%
ANALISADOR DE COMBUSTIVEL
ETANOL = ETANOL = 27%
```

Fonte: Autores, 2024.

5. CONCLUSÕES

Portanto, foi possível concluir que o Sensor Flex Fuel 06k907811b funcionou para distinguir as propriedades do etanol combustível e da gasolina, tendo sua eficácia comprovada através dos testes realizados com a placa microcontroladora Arduino Uno R3, sendo possível elaborar a implementação desde protótipo em uma planta piloto no futuro. Para a finalização do projeto, será realizada a construção do protótipo final conforme a imagem abaixo. Na Figura 9 podemos observar uma estrutura com tanques, tubulações, bombas e válvulas, que irão funcionar de acordo com o Sensor Flex Fuel 06k907811b.

Figura 9 – Desenho esquemático do protótipo final.



Fonte: Autores, 2024.

6 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BRASILPOSTOS. Tanques Trocados: Como Lidar Quando O Caminhão Tanque Descarrega No Lugar Errado. BrasilPostos, 2023. Disponível em: <https://www.brasilpostos.com.br/noticias/gerenciamento-do-posto/tanques-trocados-como-lidar-quando-o-caminhao-tanque-descarrega-no-lugar-errado>. Acesso em: 31 de agosto de 2023.

DPF eletrônica, CONSTRUA VOCÊ MESMO VERIFICADOR DE COMBUSTÍVEL. YOUTUBE, 16 de maio de 2021. Disponível em: https://youtu.be/6SMCAFeSb4?si=lwGmBrfkV_Xsfrh8

Embarcados, conheça o hardware da placa Arduino em detalhes. 2013. Disponível em: <https://embarcados.com.br/arduino-uno/>

Horizonte autopeças, Sensor De Composição De Combustível Volkswagen 1.0 Tsi Flex 06k907811b, 2023. Disponível em: <https://www.autopecashorizonte.com.br/motor/sensor-de-composicao-de-combustivel-volkswagen-1-0-e-1-4-tsi-flex-06k907811b>

MESQUITA, Daniel; Borges, Alex; SUGANO, Joel; Carlos, Antônio. O desenvolvimento de processos de inovação sob a ótica da teoria dos custos de transação: O caso da tecnologia Flex-Fuel. FEAUSP, 2013.

MORDOR INTELLIGENCE. Mercado de automação de petróleo e gás - crescimento, tendências, impacto do covid-19 e previsões (2023-2028). Mordor intelligence, 2022. Disponível em: <https://www.mordorintelligence.com/pt/industry-reports/oil-and-gas-automation-market>

RBNA CONSULT, Diferentes fases da indústria de e&p e a política de conteúdo local, 2017. Disponível em: <https://rbnaconsult.com/fases-da-industria-de-ep/>

SOUZA, Darlan Carvalho de. Capacitive sensor for monitoring of the level of anhydrous ethyl alcohol fuel (aeaf) in samples of commercial gasoline. 2013. 93 f. Dissertação (Mestrado em QUÍMICA) - Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2013. Disponível em: <http://tedeuc.ufma.br:8080/jspui/handle/tede/977>

7. AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos ao Programa Institucional de Bolsas de Iniciação em Desenvolvimento Tecnológico e Inovação – PIBITI da UFAM, que possibilitou o desenvolvimento do projeto e à professora Dra. Joemes de Lima Simas que coordena o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa foi realizada sob sua orientação.

ALGORITMO INTELIGENTE PARA IDENTIFICAÇÃO E CATAGOLAÇÃO DE ERROS NA MEDIÇÃO DE GÁS NATURAL

Data de aceite: 02/06/2023

Rafaela Cruz de Lima

Universidade Federal do Amazonas

Joemes de Lima Simas

Universidade Federal do Amazonas

ABSTRACT: This research aims to study, present and implement forms of intelligent algorithms for monitoring the measurement of sensors involved in natural gas custody transfer processes. In order to create these algorithms, Artificial Neural Network architectures will be investigated due to particular characteristics, such as: learning, adaptation and prediction. A predictor is implemented with the purpose of reproducing the dynamic behavior of the output of a sensor of interest, in such a way that its output is compared to the real output of the sensor. A recurrent network will be used for this purpose, due to its ability to deal with dynamic information. With the intention that the actual output of the sensor and the estimated output of the predictor form a basis for creating strategies for detecting and identifying possible failures. Two competitive neural network architectures and their potential will be investigated. To

use in the classification of different types of failures, as well as the prediction algorithms and detection strategies for them, and the results obtained will be presented, Gas sensors will be used to carry out tests, and a proposal for a model of assembly using Arduino for the sensors that will be used.

PALAVRAS-CHAVE: Algoritmos, Sensor, Redes Neurais, Modelo de montagem, Arduino.

1. INTRODUÇÃO

Desde a etapa de produção até sua distribuição para consumo, o gás natural é um produto a todo momento monitorado através de instrumentos de medição. Os instrumentos são utilizados para monitorar uma série de variáveis, que dentre elas são: a vazão, temperatura e pressão.

O gás natural é basicamente distribuído através de gasodutos, tubulações que conduzem o produto que é introduzido sob pressão, através de compressores. Através da força do fluxo, há uma perda de energia por atrito e a pressão vai caindo gradativamente ao longo da tubulação, sendo necessárias

estações de compressão (intercaladas ao longo dos percursos) para ser elevada a pressão e permitir a continuidade do fluxo do produto.

Durante a sua distribuição, o gás natural é levado sob a responsabilidade de várias empresas diferentes. Cada empresa recebe o gás natural e o repassa à próxima empresa, por meio de um processo denominado de Transferência de Custódia. A transferência de custódia é realizada em estações de controle e de medição específicas, localizadas em entroncamentos de gasodutos, ou em citygates onde a transportadora entrega o gás para a concessionária local. (Silva, J. M. O. 2019)

Em cada estação, mede-se a quantidade de gás natural, medida em unidades de volume. O volume de gás natural que passa por uma estação é medido a partir de sua vazão na condição de operação e corrigido para as condições de base de pressão e temperatura (pressão de 1 atm e temperatura de 20°C), através de um equipamento chamado computador de vazão.

Os instrumentos de medição são chamados de sensores ou medidores. Um sensor é um elemento transdutor que recebe como entrada uma grandeza física (pressão, temperatura etc.) e fornece um sinal elétrico, analógico ou digital, com valor proporcional ao da grandeza medida.

É muito importante que as medições fornecidas por cada sensor e medidor sejam acuradas, pois, o custo do gás natural recebido estará de acordo com o volume fornecido. As ocorrências dos erros de medição em cálculos de preços incompatíveis com os dados reais e, a consequência é, em perdas econômicas. Como a comercialização de gás natural é feita em grandes quantidades, pequenos erros de medição, ao serem acumulados, podem levar a prejuízos elevados.

Portanto, o desenvolvimento tecnológico de Algoritmos inteligentes para a identificação e Catalogação de falhas na medição de Gás Natural com a utilização do Arduino no Estado do Amazonas pode ser influenciado por uma série de aspectos comerciais específicos da região.

Um dos principais aspectos é: Demanda da Indústria de Gás Natural. Em se tratando do industrial, em relação a janeiro de 2022 a demanda foi de 170,6 mil m³/d, crescimento de 12,5%. Cujo volume comercializado correspondeu a 151,6 mil metros cúbicos por dia (em média). Hoje são mais de 60 empresas do polo industrial de Manaus (PIM) usuárias do Gás Natural distribuído pela Companhia de Gás do Amazonas. (Tn Benicio Biz Editores, 2023)

A implementação desse algoritmo inteligente, pode trazer diversos impactos tecnológicos dramáticos para o setor de gás natural e para região como um todo. Um dos principais impactos esperados é: melhoria da precisão da medição. A utilização de algoritmos inteligentes pode resultar em um resultado mais preciso do gás natural, atendendo às imprecisões e erros nas leituras. Isso leva a um faturamento mais justo e preciso para os consumidores e empresas envolvidas no setor.

O avanço no conhecimento científico pode trazer diversos efeitos relevantes para a região e também para a comunidade acadêmica. A aplicação desses algoritmos em um contexto específico, como o setor de Gás natural no estado do Amazonas, poderá levar a novas descobertas e avanços no campo a análise de dados e aprendizado aplicado à medição de Gás Natural.

Portanto, o estudo durante esta pesquisa será apresentado algoritmo inteligente para identificar e catalogar erros na medição de gás natural com a utilização do Arduino Uno e trazer melhores resultados para a sociedade, tanto no aspecto financeiro, tecnológico, científico e etc.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo Geral:

Desenvolver algoritmo inteligente para detectar falhas em sensores fazendo a utilização do Arduino para identificar erros de medição de Gás Natural.

2.2. Objetivos Específicos:

- Aprimorar a precisão das medições de gás natural;
- Desempenhar atividades de identificação e catalogação de erros em sensores;
- Explorar de forma eficaz a informação agregada às medições de um sensor;
- Incluir elementos de Inteligência Artificial;
- Analisar o vetor de erros;
- Estudar as técnicas para detecção e diagnóstico de falhas em sensores.
- Realizar testes com o uso do Arduino Uno.

3. METODOLOGIA

Para o desenvolvimento do projeto, a primeira etapa foi a realização de pesquisa bibliográfica a fim de identificar os problemas das falhas nos sensores de Gás natural, entendendo a dimensão dele e buscando resoluções relevantes ao mesmo.

A segunda etapa é a pesquisa de instrumentos de medição tais como: sensores e medidores, com conceitos e técnicas referentes à atividade de detecção e diagnósticos de falhas.

Nesta etapa montou-se a lista dos principais equipamentos e dispositivos utilizados conforme Tabela 1 abaixo:

Tabela 1. Descrição dos materiais.

Ordem	Materiais	Quantidade
1	Arduíno Uno R3	1
2	Sensor de Gás MQ3	1
3	Sensor de Gás MQ4	1
4	Resistor	2
5	LED	1
6	Piezo	1
7	Protoboard	1
8	Jumpers	1
9	Display LCD	1

Fonte: Próprio Autor, 2024

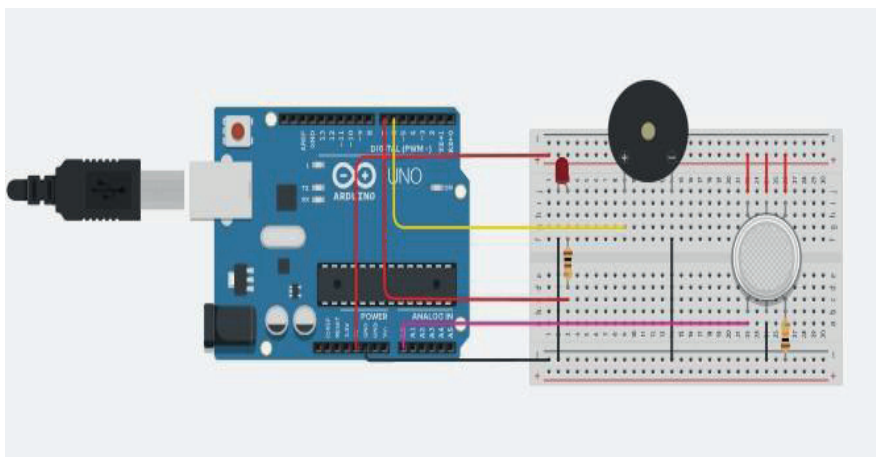
A terceira etapa é a pesquisa de medições de gás natural que possam estar disponíveis nas agências ou companhias responsáveis pela aquisição das informações. A partir desses dados serão realizados os testes iniciais com o módulo de medição proposto na Tabela 1.

A última etapa é a construção do algoritmo com o auxílio do Python e a identificação dos possíveis erros.

4. RESULTADOS

A partir das informações adquiridas no levantamento bibliográfico foi montada a proposta de um modelo de montagem para os sensores que serão utilizados, conforme a Figura 1 abaixo:

Figura 1. Modelo do arranjo para os sensores.



Fonte: Próprio Autor, 2024

O modelo de arranjos dos sensores e dispositivos foi feito em um aplicativo a fim de demonstrar a eficácia do arranjo para a aquisição de dados.

Para a implementação do algoritmo inteligente nesse protótipo será feito os passos a seguir:

- ✓ Portar o algoritmo desenvolvido no estudo para uma linguagem de programação compatível com Arduino, como C++;
- ✓ Utilização de bibliotecas de aprendizado de máquina, como as disponibilizadas no Phytion;
- ✓ Programação do Arduino para processamento dos dados adquiridos pelos sensores e realizar a detecção e classificação de falhas com base no modelo de inteligência artificial treinado.

E para a finalização da proposta serão realizadas as análises dos resultados e a validação da implementação.

5. CONCLUSÕES

O projeto ainda está em andamento com previsão de término em julho de 2024. Para a finalização serão realizados os testes com o algoritmo construído e as medições adquiridas na literatura e, caso haja possibilidade, a comparação com dados reais. O monitoramento do gás natural é um tema complexo e desafiador, mas crucial para garantir a segurança, a eficiência e a justiça na cadeia de valor do gás natural. O desenvolvimento de novas tecnologias e a implementação de boas práticas de monitoramento são essenciais para garantir que o gás natural continue a ser um recurso energético seguro, eficiente e sustentável.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Carpenter, G. A. & S. Grossberg (1987). A massively parallel architecture for a self organizing neural pattern recognition machine. In: Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks (pp. 54–115). IEEE.

Carpenter, G. A., S. Grossberg & D. B. Rosen (1991). Fuzzy art: Fast stable learning and categorization of analog patterns by an adaptive resonance system. In: Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks (pp. 759–771). IEEE.

Carvalho, J. V. (2005). Modelagem temporal das medidas de vazão de drenos na Barragem de Funil (RJ) utilizando redes neurais e métodos estatísticos. Tese de doutorado, Pontifícia Universidade Católica, PUC, Rio de Janeiro, RJ.

Do Amaral, J. L. M. (2006). Sistemas Imunológicos Artificiais Aplicados à Detecção de Falhas. Tese de doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ.

Costa, I. M. (2006). Projeto e implementação em ambiente foundation fieldbus de filtragem estocástica baseada em análise de componentes independentes. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN, Natal, RN.

Fernandes, R. G. (2007). Detecção e isolamento de falhas em sistemas dinâmicos baseados em redes neurais. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN, Natal, RN.

SILVA

Silva, J. M. O. (2019). Otimização do critério de aceitação na calibração de instrumentos para medição de transferência de custódia de gás natural. 12 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia), Universidade Federal do Estado, Cidade, Estado.

Pereira, D. R. V. (2006). Algoritmos inteligentes para auto-calibração, auto-correção e auto- validação de medidas em sensores. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, UFRN, Natal, RN.

Benício Editores, TN, Petróleo. (2023). Consumo de gás natural no Amazonas registra crescimento em janeiro. [Notícia] TN Petróleo.

7. AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos ao Programa Institucional de Bolsas de Iniciação em Desenvolvimento Tecnológico e Inovação – PIBITI da UFAM, que possibilitou o desenvolvimento do projeto e à professora Dra Joemes de Lima Simas que coordena o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa foi realizada sob sua orientação.

COMUNICAÇÃO E TRATAMENTO DE "NEAR-MISSES" NO SEGMENTO DE TRANSPORTE MARÍTIMO DE ÓLEO E GÁS

Data de aceite: 02/06/2023

João Carlos Silva Ramos

Transpetro/Pontifícia Universidade
Católica do Rio Grande do Sul

José Carlos Silveira Bruno

Pontifícia Universidade Católica do Rio
Grande do Sul

ABSTRACT: This study investigates the process of communicating and treatment “near misses” in the maritime industry, concentrating on an oil and gas maritime transport company. According to the International Maritime Organization - IMO (2008), the ISM Code (International Safety Management Code) defines that safety management system of shipping companies must include procedures to ensure that non-conformities, accidents and dangerous situations, including near-misses are communicated to the company, investigated and analyzed. This process is essential to improve safety, mainly preventing events with serious consequences. The methodology applied in this work demonstrates that some crew members do not feel motivated to report “near-accidents”, consider the process bureaucratic and fear possible punishments. However, most

believe that reporting “near misses” is effective in improving safety, highlighting a gap between perceptions and realities. These findings highlight the importance of improving the process of reporting and treatment “near-misses” in the maritime industry, ensuring that it not only meets regulatory requirements, but also promotes the prevention of serious operational accidents, creating an environment of trust that motivates crew members to contribute to maritime safety.

KEYWORDS: “near- misses”, communication, maritime safety.

1 . INTRODUÇÃO

Nas diversas operações do transporte marítimo ao redor do mundo, muitas vezes de alto risco, a segurança para as empresas de navegação é fundamental. Para gerenciar a segurança, foi estabelecido o Código ISM, que estabelece diretrizes e regulamentos para a indústria marítima. “O código ISM entrou em vigor em 1998, tendo surgido após uma série de graves acidentes marítimos na década de 80, sendo o pior deles o naufrágio da balsa Herald of Free

Enterprise, que ocorreu em março de 1987, matando 193 de seus 539 passageiros e tripulantes em Zeebrugge, Bélgica”, conforme Vandeborn (2018, tradução própria). Entre as disposições do código ISM está um item crucial: a comunicação e o tratamento de “near-misses”.

Segundo a IMO (2008, tradução própria), “near-miss” é uma sequência de eventos e/ou condições que poderiam ter resultado em perda. Essa perda foi evitada apenas por uma quebra fortuita na cadeia de eventos e/ou condições”.

A comunicação e tratamento de “near-misses” na indústria marítima é muito importante para auxiliar na melhoria da segurança, gerenciar riscos, cumprir os regulamentos e facilitar a melhoria contínua da segurança. No entanto, apesar da importância da comunicação e tratamento de “near-misses” e dos esforços dedicados para esse processo, muitas empresas de transporte marítimo enfrentam um sistema de tratamento dessas anomalias que fica aquém da finalidade pretendida.

A IMO (2008) afirma que há muitas barreiras relacionadas à notificação de “near-misses”, reforçando principalmente o medo da culpabilização, receios de sofrer sanções disciplinares, assim como de alguma forma ser considerado legalmente responsável. Todos esses fatores são mais evidentes em organizações que possuem uma cultura orientada para a culpa, sem confiança para abordar questões de segurança e onde a notificação de “near-misses” não é encorajada.

Neste sentido, este trabalho investiga o processo de comunicar e tratar “near-misses” numa empresa de navegação marítima de óleo e gás. O estudo mostra, de acordo com análise de banco de dados, realização de entrevistas com membros das tripulações e equipes de apoio em terra e comparação com referências bibliográficas se existem barreiras que possam estar dificultando o processo tanto em comunicar, geralmente realizado pelas equipes de bordo, como também o tratamento dos dados reportados que pode ser realizado tanto por bordo, quanto pelas áreas de apoio de segurança em terra.

Para avaliar esse processo algumas perguntas precisam ser respondidas:

- Os tripulantes têm a prática de reportar “near-misses”?
- As tripulações se sentem confiantes e acreditam na prática de comunicar “near-misses”?
- Em que extensão a qualidade e o tratamento desses relatos está auxiliando na melhoria da segurança?

2 . OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é investigar o processo de comunicação e tratamento de “near-misses” na indústria marítima, com um foco específico em uma empresa de navegação marítima de óleo e gás, verificando possíveis barreiras que possam dificultar esse processo. O estudo visa identificar as razões pelas quais alguns tripulantes podem

não relatar “near-misses”, investigar a confiança e crença das tripulações na prática de comunicação desses incidentes e avaliar a eficácia do tratamento dado a esses relatos para melhorar a segurança.

3 . METODOLOGIA

A metodologia do presente estudo, sobre investigar o processo de comunicação e tratamento de “near-misses” em uma empresa de navegação marítima de óleo e gás, se baseou em abordagens quantitativas e qualitativas, buscando compreender possíveis problemas deste processo e poder gerar sugestões de melhorias.

As abordagens adotadas foram:

3.1 Análise de Banco de Dados Interno proveniente das tripulações dos navios

Foram analisados os dados internos relacionados aos “near-misses” reportados e ao seu tratamento, ocorridos nos últimos 05 anos (2018-2022) a bordo dos navios da frota da empresa. Os dados foram retirados do sistema informatizado utilizado pela Companhia e compilados em planilha do Microsoft EXCEL. Após a inserção e análise dos dados foi possível identificar frequências de comunicação de “near-misses” e tendências associadas à comunicação e tratamento dessas anomalias. O resultado das análises dos dados internos também permitiu uma verificação cruzada com o resultado obtido das entrevistas realizadas neste estudo.

3.2 Realização de entrevistas

Buscando conhecer as diferentes perspectivas dos principais atores envolvidos no processo de comunicação e tratamento de “near-misses”, foi aplicada a técnica de realização de entrevistas, como um instrumento de avaliação qualitativa. As entrevistas foram realizadas ao longo de duas semanas com membros das tripulações de alguns navios, escolhidos aleatoriamente, assim como pessoal de apoio em terra, envolvidos no processo de comunicação e tratamento de “near-misses”. A escolha de diferentes atores buscou alcançar uma amostra representativa que incluísse diferentes níveis de experiência e responsabilidade.

3.3 Comparação com referências bibliográficas

Através dos resultados obtidos foi realizada uma comparação com as práticas realizadas na empresa com as melhores práticas e recomendações encontradas na literatura revisada.

A metodologia adotada auxiliou para garantir uma abordagem sistemática e abrangente para a pesquisa, permitindo uma compreensão profunda da situação atual da prática adotada pela empresa e possibilitando, caso necessário, a indicação de possíveis recomendações para a melhoria do processo.

4 . RESULTADOS

Os resultados alcançados conforme a metodologia adotada foram:

4.1 Análise de Banco de Dados Interno proveniente das tripulações dos navios

Os resultados deste estudo se basearam primeiramente na interpretação do banco de dados internos, referentes aos relatos de “near-misses” proveniente das tripulações dos navios da frota da empresa, que foram registrados no período entre 2018 e 2022, considerando 942 casos de “near-misses”, envolvendo uma média de 30 navios.

Desse total, 94% das comunicações realizadas estiveram relacionadas à segurança ocupacional, onde a gestão da segurança atua de forma a prevenir que ocorram lesões nos tripulantes enquanto realizam suas atividades laborais a bordo dos navios.

86% das ocorrências foram casos de “near-misses” associados a escorregões, tripulantes atingidos por algum objeto, casos de tropeção em diversas áreas dos navios, eventos de desequilíbrio com ou sem queda e quedas de material.

No tocante a casos de “near-misses” comunicados, associados à segurança operacional, o total registrado foi de apenas 2% dos casos, praticamente todos associados a casos de vazamentos. Diferente da segurança ocupacional, a segurança operacional está associada a eventos operacionais, que no segmento de transporte marítimo seriam casos, por exemplo, de problemas de navegação como perda de governo, perda de estabilidade, encalhe, colisão, abalroamento, além de casos de vazamento, incêndio, explosão, entre outros.

Fica evidenciado desta forma uma fragilidade do processo de reportar e tratar “near misses” adotado atualmente pela empresa, demonstrando um desvio do propósito de prevenção de acidentes operacionais de graves consequências, conforme estabelecido pelo Código ISM, como o caso da balsa Herald of Free Enterprise, assim como outros acidentes de grande repercussão na área marítima.

Sendo quase a totalidade dos “near-misses” comunicados, ao longo dos cinco anos analisados, relacionada à segurança ocupacional, a maior parte das abordagens de tratamento se baseou em ações de mudança comportamental dos tripulantes envolvidos nos eventos, com 55% das ações visando aumentar a conscientização da tripulação durante as tarefas.

4.2 Resultado das entrevistas realizadas

As entrevistas foram realizadas através da aplicação de um questionário, contendo oito perguntas associadas ao processo de comunicar e tratar “near-misses”. Ao todo foram selecionados quinze potenciais respondentes, todos com no mínimo cinco anos de experiência na função que ocupam, contemplando tripulantes de alguns navios e membros das gerências operacionais de terra.

Antes da aplicação do questionário foi informado a todos os entrevistados que a entrevista buscava conhecer as diferentes perspectivas de cada um na prática de relatar e tratar os “near-misses” ocorridos a bordo e que todos os respondentes teriam o seu anonimato preservado, sem qualquer tipo de identificação no presente estudo.

Ao todo foram realizadas quatorze entrevistas, das quinze inicialmente pretendidas. As entrevistas foram realizadas presencialmente e de forma virtual (envio do questionário por e-mail). As funções entrevistadas foram: Comandantes, Imediatos, Chefes de máquinas, Oficiais de máquinas, Oficiais de náutica e Superintendentes em terra.

As perguntas elaboradas foram:

- 1) Você se sente estimulado a comunicar “near-misses”?
- 2) Você considera que seus colegas são motivados a comunicar “near-misses”?
- 3) Você considera a prática de comunicar “near-misses” algo burocrático?
- 4) Qual tipo de “near-misses” é mais comunicado?
- 5) Você acredita que comunicar “near-misses” ajuda na melhoria da segurança?
- 6) Você recebe feedback sobre o tratamento dos “near-misses” comunicados?
- 7) O objetivo principal de comunicar “near-misses” é cumprir a meta estabelecida para cada navio?
- 8) Comunicar “near-misses” pode trazer algum tipo de punição para quem comunicou ou para o navio onde o evento ocorreu?

Para as respostas às perguntas formuladas foram consideradas cinco escalas de percepção:

1) Discordo totalmente; 2) Mais discordo que concordo; 3) Nem concordo, nem discordo; 4) Mais concordo que discordo; 5) Concordo totalmente.

Os principais resultados das entrevistas foram:

- Uma parte significativa dos tripulantes (29%) se sente pouco estimulada a comunicar “near-misses”, enquanto 36% estão neutros em relação a essa prática.
- A percepção sobre a motivação dos colegas também não é muito positiva, com 7% discordando e 29% se mostrando neutros.

- A maioria (54%) considera a prática de comunicar “near-misses” como algo burocrático. Apesar de haver algum tipo de motivação para comunicar, há uma percepção de que o processo de comunicação é complexo ou envolve procedimentos burocráticos.
- Quase que a totalidade dos entrevistados (92%) indica que o tipo de “near-misses” mais comunicado está relacionado à segurança ocupacional. Isso sugere que as preocupações com lesões e incidentes no trabalho são mais comuns do que aquelas relacionadas à segurança operacional e situações de riscos associadas aos eventos de navegação.
- A grande maioria (77%) acredita que comunicar “near-misses” ajuda na melhoria da segurança. Isso sugere que, apesar de possíveis obstáculos percebidos, há uma crença na eficácia do processo de comunicação para melhorar as práticas de segurança.
- Cerca de 54% dos entrevistados relatam receber feedback sobre o tratamento dos “near-misses” comunicados. Isso pode indicar que há espaço para melhorias na comunicação e transparência no processo de tratamento, favorecendo a melhoria da confiança no processo.
- Grande parte dos entrevistados (38%) acredita que o objetivo principal de comunicar “near-misses” é cumprir a meta estabelecida para cada navio. Isso sugere uma possível percepção de que a comunicação é mais orientada para atender a requisitos regulatórios do que para a melhoria contínua da segurança.
- Uma parcela significativa (46%) dos entrevistados acredita que comunicar “near-misses” pode resultar em algum tipo de punição. Isso pode indicar uma preocupação com possíveis repercussões negativas associadas à comunicação de incidentes, favorecendo a subnotificação de anomalias ocorridas.

4.3 Correlação entre o banco de dados e as entrevistas realizadas

A verificação cruzada entre os resultados obtidos com a análise do banco de dados internos comunicados e as entrevistas realizadas permitiu identificar algumas correlações importantes, tais como:

4.3.1. Ênfase na segurança ocupacional na comunicação de “near-misses”:

O banco de dados destaca que a quase totalidade dos “near-misses” comunicados está relacionada à segurança ocupacional, o que é confirmado por 92% dos entrevistados que percebem que o tipo mais comunicado de “near-misses” se refere aos eventos ocupacionais.

4.3.2. Burocracia no processo: As entrevistas indicam que a maioria dos entrevistados (54%) considera a prática de comunicação e tratamento de “near-misses” burocrática. Essa evidência pode explicar o fato de que quanto mais simples for o relato do evento, menor será a burocracia associada ao processo. Portanto, é mais fácil comunicar

eventos “simples” como escorregões, tropeções, quedas de objetos, representando 86% dos registros de eventos ocupacionais, do que reportar eventos de maior gravidade, onde o processo de tratamento seria mais burocrático.

4.3.3. Possibilidade de subnotificação: Como 46% dos entrevistados acreditam que comunicar “near-misses” pode resultar em algum tipo de punição, além de 38% que dizem que o objetivo principal de comunicar “near-misses” é cumprir a meta estabelecida para cada navio, podem também explicar o porquê é mais fácil comunicar eventos mais comuns do dia a dia, deixando de lado situações perigosas que podem impactar de forma significativa na segurança da tripulação, do navio e do meio ambiente, contribuindo para casos de subnotificação.

5 . DISCUSSÕES

Desde meados dos anos 80, os acidentes começaram a ser enxergados como consequências de interações complexas, ao invés da linearidade da relação causa e efeito. Dessa forma os acidentes serão evitáveis se totalmente descritos e compreendidos (Hollnagel, 2004). No mundo atual a sociedade moderna é composta por um amplo conjunto de sistemas, que interagem entre si, aumentando o nível de complexidade, devido à rede intrincada de relações entre os vários sistemas sociotécnicos.

Nesse contexto sociotécnico complexo, onde a indústria marítima do setor de óleo e gás se encontra inserida, um dos primeiros passos para a prevenção de acidentes, mais do que um requisito normativo como cumprimento ao Código ISM, é a busca por um processo efetivo de comunicar e tratar “near-misses”, tendo como propósito principal a prevenção de acidentes de alta gravidade, por parte das empresas de navegação, como o caso do naufrágio da balsa Herald of Free Enterprise na Bélgica em 1987 que motivou a criação do Código.

Baseado nas análises do banco de dados internos e no resultado das entrevistas realizadas é perceptível que o processo de comunicação e tratamento de “near-misses” na empresa de transporte marítimo de óleo e gás escolhida não vem funcionando de forma adequada, necessitando de uma análise mais profunda e de possível aprimoramento.

Todo o processo de comunicar e tratar “near-misses” da empresa escolhida está baseado em procedimento escrito, que faz parte do sistema de gestão de segurança da companhia. Neste procedimento interno está estabelecido que mensalmente cada navio da empresa deve indicar pelo menos dois casos de “near-misses” observados a bordo. Trata-se, portanto, de uma meta estabelecida para acompanhamento de um indicador numérico corporativo.

Conforme o resultado das entrevistas realizadas, o fato do processo de comunicar “near-misses” ser obrigatório gera um desconforto para a maior parte dos entrevistados, onde 54% dos respondentes consideram o processo burocrático. Logo, pode haver uma

tendência a comunicação de “near-misses” apenas para o atendimento da meta estabelecida para o respectivo indicador, sem atingir o propósito da prevenção de acidentes. Para Dekker (2012), os sistemas de notificação de “near-misses” que funcionam na prática são voluntários, não punitivos e protegidos.

Ao observar qualquer situação perigosa que poderia ter resultado em algum tipo de perda, qualquer tripulante pode fazer as anotações correspondentes, de forma escrita em livro de registro, localizado em áreas específicas do navio, ou comunicar ao seu superior imediato que ficará responsável por fazer as correspondentes anotações. Em ambos os casos, as informações contidas no livro de registro serão inseridas no sistema informatizado de bordo para o devido tratamento e divulgação posterior para os demais tripulantes durante a reunião mensal de segurança ocorrida em cada navio da frota.

O procedimento estabelecido pela empresa para relatar “near-misses” não garante desta forma a confidencialidade do processo. Não há informação clara no procedimento sobre a garantia da confidencialidade para o tripulante que fez o comunicado. Garantir aos marítimos, que vivem num ambiente multicultural, com diferentes percepções pessoais, que as comunicações das ocorrências de “near-misses” serão feitas de forma confidencial pode ser fundamental para encorajar os tripulantes a comunicarem eventos sem receios de represálias. A implementação de garantias de confidencialidade pode contribuir para uma cultura de comunicação aberta e transparente.

Para Dekker (2012), a confidencialidade deve fazer parte do processo de notificação de “near-misses”, sendo os relatórios protegidos e facilitando principalmente no tratamento, na busca de clarificações sobre a ocorrência e auxiliando a Organização a aprender e crescer.

Uma cultura de comunicação aberta e transparente por parte dos tripulantes a bordo de um navio pode ser favorecida quanto maior for o nível de segurança psicológica dessa tripulação. Pesquisas consideráveis, abrangendo vários setores, apóiam a noção de que a segurança psicológica facilita a comunicação franca e direcionada para cima (Edmondson & Lei, 2014).

O fato do procedimento de comunicar “near-misses” estabelecer uma meta mensal de, no mínimo duas ocorrências por navio, pode ser interpretado como uma barreira significativa para dificultar o processo. Isso pode ser observado pelo alto percentual de “near-misses” relacionados à segurança ocupacional que são relatados. Ou seja, se há uma meta estabelecida, pode ser mais fácil comunicar algo simples, que não precisará de muito esforço para o seu tratamento e a gestão do aprendizado com o evento ficará comprometida, enquanto os indicadores de gestão estabelecidos encontram-se com resultados satisfatórios, alcançando a meta desejada.

Os resultados também reforçam aspectos burocráticos do processo analisado. A percepção generalizada de que o processo é burocrático pode também impactar a motivação dos tripulantes para comunicar “near-misses”. A ênfase em cumprir metas numéricas

mensais, conforme citado anteriormente, pode gerar uma abordagem quantitativa em detrimento da qualidade e relevância dos relatos. A burocracia percebida pode ser uma barreira para uma comunicação mais efetiva.

A percepção da burocracia no processo de reportar e tratar “near-misses” na indústria marítima é relatada por Erdogan (2011) como algo comum, visto que resultados de entrevistas de estudos anteriores mostram claramente que, especialmente, os marítimos experientes consideram que não são todos os eventos que devem ser comunicados. Alguns eventos seriam julgados como inevitáveis e não comprometeriam a segurança. Logo, ser obrigado a comunicar e tratar tais eventos de menores consequências aumentaria a burocracia.

Segundo Andersen (2018), no segmento de navios petroleiros o ritual de cumprimento de indicadores chaves de desempenho, relacionados à comunicação de “near misses” é imposto pela Organização, fazendo nos refletir sobre o relato de “near misses”, se realmente cria um sentimento de ser seguro ou se é percebido como uma ferramenta burocrática de gestão que mede a segurança.

Outro aspecto importante observado nos resultados desse estudo diz respeito ao feedback e transparência no tratamento dos “near-misses” reportados. Ainda que a maioria dos entrevistados acredite que a comunicação de “near-misses” contribui para a melhoria da segurança, a obtenção de feedback sobre o tratamento desses relatos não é refletida da mesma forma. A falta de feedback pode afetar a confiança dos tripulantes no processo. Garantir transparência no tratamento e fornecer feedback construtivo pode ser crucial para incentivar a comunicação contínua.

Um estudo hospitalar colaborativo de Evans et al. (2006) mostrou que as barreiras percebidas para a notificação de incidentes, incluindo “near-misses”, tanto para médicos, como para enfermeiros eram a falta de feedback e fatores organizacionais relacionados com as estruturas e processos de notificação (por exemplo, feedback inadequado sobre as ações tomadas, formulários longos e tempo insuficiente para relatar). Quase dois terços de todos os entrevistados no estudo acreditavam que a falta de feedback acima mencionada era o maior impedimento para o ato de reportar.

Uma outra barreira significativa do processo de comunicar e tratar “near-misses” diz respeito ao medo de punição. A percepção de que comunicar “near-misses” pode resultar em punição é um desafio significativo. Isso sugere uma possível cultura organizacional orientada para a culpa, onde os tripulantes podem temer consequências negativas ao relatar eventos. Uma cultura justa e de aprendizado, em que os relatos são vistos como oportunidades de melhoria, pode contribuir para superar esse receio.

Além de ser voluntário e protegido, Dekker (2012), afirma que o sistema de reportes deve ser não punitivo, significando que o relator não é punido por revelar violações ou problemas de conduta que possam ser interpretados como culposos. Ou seja, se as pessoas relatarem seus erros, numa cultura justa, elas não serão culpadas por tais ações.

A principal razão é que uma Organização pode se beneficiar muito mais aprendendo com os erros cometidos, do que culpando as pessoas que os cometeram. Portanto, as pessoas deveriam se sentir livres para relatar seus erros. A razão pela qual as pessoas não comunicam é porque elas temem as consequências.

De acordo com a IMO (2008), em ambientes onde a confiança e o comportamento responsável fazem parte da realidade, a cultura justa é caracterizada e as pessoas são incentivadas a fornecer informações essenciais relacionadas com a segurança, sem receio de represálias.

Fica evidente pelos resultados do banco de dados de “near-misses” e das entrevistas realizadas que existe a necessidade de um maior treinamento e conscientização sobre a importância da comunicação de “near-misses”, principalmente em eventos de navegação e de segurança operacional, além de eventos ocupacionais.

Demonstrar aos tripulantes como seus relatos ao contribuírem para a segurança geral, pode ser uma estratégia eficaz, principalmente para reforçar a necessidade de não comunicar apenas “near-misses” associados à segurança ocupacional, será fundamental para promover uma cultura de aprendizado contínuo.

6 . CONCLUSÕES

Diante da análise realizada sobre a comunicação e tratamento de “near-misses” numa empresa de transporte marítimo no setor de óleo e gás, foi possível identificar fragilidades e oportunidades importantes para o aprimoramento do processo. As respostas às questões fundamentais que nortearam este estudo tornam claras as complexidades envolvidas, proporcionando importante compreensão para a melhoria da segurança.

Os tripulantes têm a prática de reportar “near-misses”?

Os resultados indicam que a falta de estímulo, percepções negativas sobre a burocracia associada ao processo e o temor de punições são fatores-chave que inibem a prática de reportar “near-misses”. Além disso, a ênfase na segurança ocupacional em detrimento da segurança operacional e de eventos significativos de navegação pode gerar uma abordagem seletiva na comunicação, comprometendo o aprendizado integral com os eventos ocorridos.

As tripulações se sentem confiantes e acreditam na prática de comunicar “near-misses”?

Apesar de uma maioria expressiva acreditar na eficácia da comunicação de “near-misses” para a melhoria da segurança, há desafios perceptíveis, como a falta de feedback transparente sobre o tratamento desses relatos. A necessidade de construir uma cultura organizacional justa, que encoraje a comunicação sem receios de punições, se destaca como um requisito fundamental para aumentar a confiança das tripulações no processo.

Em que extensão a qualidade e o tratamento desses relatos está auxiliando na melhoria da segurança?

Os resultados revelam uma concentração significativa na segurança ocupacional, indicando uma possível lacuna na abordagem integral à segurança marítima. A falta de ênfase em eventos relacionados à segurança operacional e de navegação sugere a necessidade de uma revisão estratégica, reforçando as questões de treinamento das tripulações sobre o processo para garantir que a prática de comunicação abranja todas as dimensões críticas da segurança marítima.

Portanto, aprimorar o processo de comunicação e tratamento de “near-misses” requer uma abordagem abrangente. Além de ajustes práticos, como garantir a confidencialidade, fornecer feedback transparente e desencorajar a cultura de punição, é essencial promover uma mudança cultural que valorize a aprendizagem contínua. A empresa deve investir em treinamentos para conscientizar os tripulantes sobre a importância da comunicação aberta, enfatizando não apenas a segurança ocupacional, mas também a segurança operacional e eventos de navegação. Ao integrar uma cultura justa restaurativa, transparente e orientada para o aprendizado, a empresa pode fortalecer a confiança dos tripulantes, incentivar a comunicação aberta e, em última análise, aprimorar efetivamente a segurança marítima. Este estudo destaca a necessidade de uma abordagem holística para transformar a comunicação de “near-misses” de uma obrigação burocrática para uma ferramenta valiosa na promoção da segurança e prevenção de acidentes, principalmente aqueles de graves consequências.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSEN, Mikkel Gardner. **A Field Study in Shipping: Near-miss, a mantra with dubious effect on safety.** Lund University, Sweden, 2018.

DEKKER, Sidney. **Just Culture - Balancing Safety and Accountability.** Second Edition. CRC Press Taylor & Francis Group, 2012.

EDMONDSON, AmyC; LEI, Z. **Psychological safety: the history, renaissance, and future of an interpersonal construct.** Annu. Rev. Organ. Psychol. Organ. Behav. 1:23–43, 2014.

ERDOGAN, Ilknur. **Best Practices in near-miss reporting - The role of near-miss reporting in creating and enhancing the safety culture.** Department of Shipping and Marine Technology - Chalmers University of Technology - Göteborg, Sweden, 2011.

EVANS, S. M; BERRY, J.G; SMITH, B. J; ESTERMAN, A; SELIM, P; O'SHAUGHNESSY, J; DEWIT, M. **Attitudes and barriers to incident reporting: a collaborative hospital study. Quality and Safety in Health Care.**15, 39-43, 2016.

HOLLNAGEL, Erik. **Barriers and accident prevention.** First Edition. Routledge, 2004.

IMO (International Maritime Organization) MSC-MEPC.7/Circ.7 - **Guidance on near-miss reporting,** 2008. Disponível em: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/MSAS/Documents/MSC%20MEPC.7-circ.7.pdf>

VANDENBORN, Yves - **Twenty years of the ISM code.** 2018. Disponível em: <https://safety4sea.com/twenty-years-of-the-ism-code/>

AValiação DA SOLDAGEM DE TUBOS API X 65 COM PASSE DE RAIZ COM ELETRODOS DE CLASSIFICAÇÃO E 6010

Data de aceite: 02/06/2023

Luciano dos Santos Belo

Mestrando do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais (PPGEM) – IFBA e TPT de Obras na Companhia de Gás da Bahia – BAHIAGAS.

Ivan Costa da Silva

Professor Doutor do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Materiais (PPGEM) - IFBA

Carlos Augusto de Souza

Gerente de Terminais de Dutos Bahia na TRANSPETRO – Petrobras Transporte S.A. e professor Adjunto do SENAI CIMATEC

ABSTRACT: Pipeline infrastructure is fundamental in the distribution of natural gas, playing a vital role in the energy and industrial sectors. The selection of welding procedures receives meticulous attention, being crucial for the safety and integrity of the structures. Professionals face the challenge of technical standardization, often due to the absence of clear national guidelines, necessitating recourse to the American API 1104 code. This work, which is part of

an ongoing master's research, investigates the feasibility of using E 6010 electrodes for the root pass in API X65 pipes, utilizing the procedure qualification methodology of the API 1104 standard. The tests conducted so far, including tensile tests, face and root bending, and nick-break tests, confirm the hypotheses raised, pointing to the technique as an economical alternative to E 8010-P1, a result that will need to be validated after the completion of the master's research, with the execution of final tests, including Charpy-V, Vickers hardness, macrographic analyses, and studies on other material thickness ranges, in addition to an extensive review of American, Brazilian, and international standards. This effort seeks to validate the use of the E 6010 electrode, meeting all applicable technical and regulatory requirements. The preliminary results already demonstrate efficiency, safety, and potential cost reduction for the oil and gas sector, especially in the context of the Bahiagás Southwest Gas project, which aims for operational efficiency and sustainability.

KEYWORDS: Gas Pipelines, API X65 Welding, Coated Electrode, Standardization.

1. INTRODUÇÃO

A descoberta de fontes de combustíveis gasosos aliada ao crescimento da demanda energética no país requerem uma melhoria na infraestrutura da rede de fornecimento dos gases. O crescente emprego do gás natural em vários setores, do residencial ao industrial nas cidades brasileiras, vem consolidando-o como uma das principais matrizes energéticas do país (Imaniche, Belderrain e Senne, 2021). A construção de gasodutos requer rigoroso controle técnico, especialmente na escolha dos procedimentos de soldagem, fundamentais para garantir a segurança e a integridade das estruturas. Neste contexto, surge um desafio significativo relacionado à normatização técnica para decisões de soldagem. A falta de uma norma nacional que forneça diretrizes claras para essas operações leva à adoção do código americano API 1104. Este código estabelece que os consumíveis de soldagem devem ser compatíveis com o metal base, introduzindo a questão: o que define a compatibilidade?

O estudo de Sant'anna (2006) identificou zonas frágeis na região intercrítica da região afetada pelo calor (ZAC) dos aços C-Mn e ARBL (de baixa liga e alta resistência), geradas durante o processo de soldagem de passe único e de passes múltiplos. O autor verificou as propriedades mecânicas e a microestrutura do aço API 5L X65 depois de submetido a tratamentos térmicos na região intercrítica.

Analizou-se a influência destas condições de tratamento intercrítico nas propriedades mecânicas do aço API 5L-X65, porque a região intercrítica da zona afetada pelo calor (IC-ZAC) é susceptível a falhas em serviço. Foi dada especial atenção à identificação e quantificação do constituinte M-A. Pretende-se, assim, fornecer subsídios para possibilitar o controle das variáveis de processo que acarretem na adequada execução do processo de soldagem do aço API 5L X65, reduzindo ou eliminando a possibilidade de baixa resistência à tração e tenacidade à fratura promovida por uma microestrutura inadequada (Sant'anna, 2006. p.3).

Diante do aumento da demanda de gás natural e a importância de aumentar a viabilidade e segurança da sua rede de infraestrutura, este trabalho investiga a viabilidade de usar eletrodos revestidos E 6010 no passe de raiz em tubos API X65, uma opção menos onerosa que o tradicional E 8010-P1. A análise é motivada por um cenário prático envolvendo a Companhia de Gás da Bahia e seu projeto Gás Sudoeste, destacando a complexidade e a relevância da escolha adequada de materiais e técnicas de soldagem. A pesquisa é ainda impulsionada pela necessidade de superar as limitações impostas por normativas anteriores e a busca por eficiência e redução de custos sem comprometer a qualidade e a segurança das soldas.

Ao abordar a discussão sobre as normas técnicas e a força de lei que podem ou não determinar, o estudo também propõe uma articulação entre legislação, regulamentos técnicos e normas que estabelecem um sistema complexo e abrangente para a engenharia e construção de dutos no Brasil. A Lei Nº 4.150 de 1962 exige a utilização de normas técnicas da ABNT em projetos de obras e serviços públicos, ressaltando a necessidade de padrões rigorosos para segurança e qualidade.

O Regulamento Técnico De Dutos Terrestres Para Movimentação De Petróleo, Derivados e Gás Natural (RTDT) da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) complementa essa exigência, especificando critérios para a operação segura de dutos, e alinha-se com normas específicas da ABNT, como a NBR 12712 para projeto e a NBR 15280-2 para construção, além da norma internacional ASME B31.8 para sistemas de transmissão. Essa estrutura normativa promove a adoção de práticas seguras e eficientes, fundamentais para a integridade estrutural e a proteção ambiental no contexto da indústria de petróleo e gás, tanto nacional quanto internacionalmente.

1.1 Tubo API X65 PSL 2

O tubo API X65 desempenha um papel fundamental na infraestrutura de gasodutos, sendo projetado para atender a requisitos rigorosos de tensão e resistência mecânica, essenciais para garantir a segurança e eficácia no transporte de gás natural. Segundo a norma API 5L, este tubo é definido com um limite mínimo de escoamento de 450 MPa (65,300 psi) e um limite de resistência de 535 MPa (77,600 psi), estabelecendo assim os padrões necessários para sua aplicação em condições desafiadoras.

No entanto, nota-se que os resultados dos testes de fabricação do tubo API X65 utilizado em nosso estudo excederam esses requisitos mínimos, apresentando um limite de escoamento real de 467 MPa e um limite de resistência de 606 MPa. Esses valores superiores, verificados no certificado de fabricação do tubo¹ reforçam a qualidade e a confiabilidade do material, proporcionando uma margem adicional de segurança e desempenho. Esta característica é especialmente relevante em projetos de gasodutos, onde a integridade estrutural e a resistência à pressão são críticas. O desempenho superior do tubo API X65, evidenciado pelos resultados de fabricação, destaca sua adequação para aplicações que exigem altos padrões de resistência e durabilidade, alinhando-se às exigências rigorosas da indústria de petróleo e gás.

1.2 Eletrodos Revestidos E 6010 e E 8010 P1

Os eletrodos E 6010 e E 8010 P1 ocupam papéis distintos e complementares na soldagem de tubos API X65, adaptando-se às necessidades normativas e práticas da construção de gasodutos. De acordo com a ASME BPVC Parte II-C e a norma AWS 5.1, o eletrodo E 6010 é caracterizado por um limite mínimo de escoamento de 330 MPa (48,000 psi) e um limite de resistência de 430 MPa (60,000 psi). Essas especificações tornam o E 6010 uma opção viável para o passe de raiz, oferecendo facilidade de manuseio e aplicação que requerem menos habilidade técnica dos soldadores, o que pode levar a uma diminuição significativa na ocorrência de reparos e, conseqüentemente, a uma redução nos custos de construção.

1. Tenaris. Certificação de qualidade conforme ISO 10474 3.1. A Tenaris é uma empresa fabricante de tubos e serviços voltados para a indústria de energia, líder no mercado global.

Em contraste, o eletrodo E 8010 P1, conforme especificado pela ASME BPVC Parte II-C e a norma AWS 5.5, apresenta um perfil de desempenho superior com um limite mínimo de escoamento de 460 MPa e um limite de resistência de 550 MPa. Essas propriedades o qualificam para passes de soldagem subsequentes ao passe de raiz, onde a diluição resultante contribui para o aumento da resistência mecânica global da junta soldada. A escolha do E 8010 P1 para essas aplicações ressalta a busca pela otimização da integridade e durabilidade da solda, aspectos críticos para a segurança e longevidade das infraestruturas de gasodutos.

Os resultados dos testes realizados com os eletrodos fornecidos pelo fabricante ESAB² revelaram valores que excedem as especificações mínimas normativas: o E 6010 demonstrou um limite de escoamento de 380 MPa e uma resistência de 480 MPa, enquanto o E 8010 P1 alcançou um limite de escoamento de 560 MPa e uma resistência de 630 MPa. Esses resultados não apenas confirmam a adequação desses consumíveis às suas respectivas funções na soldagem de tubos API X65, mas também evidenciam um potencial de desempenho superior, que pode proporcionar margens adicionais de segurança.

Portanto, a integração dos eletrodos E 6010 e E 8010 P1 em estratégias de soldagem, levando em consideração suas propriedades normativas e os resultados obtidos em testes práticos, demonstra ser uma abordagem eficaz na construção de gasodutos.

2 . OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é verificar, por meio de ensaios complementares, se o consumível E 6010 utilizado no passe atende para avaliação de projeto para um tubo especificado como API X65, e possibilitar uma confiança técnica a clientes no momento da avaliação e aprovação de Especificações de Procedimentos de Soldagem (EPS's), além de atender uma solicitação do mercado de prestadores de serviço de construção e montagem.

Dessa forma, pretende-se analisar se, com um passe de raiz, e com um passe reforço ao passe de raiz utilizando o eletrodo E 6010 (segundo passe), a soldagem atenderia aos requisitos de qualificação da API 1104.

2.1 Metodologia

A metodologia consiste em testes laboratoriais por meio da realização de ensaios mecânicos de tração, dobramento de face e raiz e nick-break, atendendo requisitos da norma API 1104 de soldagem.

A soldagem foi realizada em dois corpos de prova de tubo API X65 PSL 2, com um diâmetro de 16" e uma espessura de 0,281" (7,11 mm). A fim de reduzir possíveis deformações na contração e descontinuidades como embicamento, dois soldadores foram empregados durante o processo de soldagem a arco elétrico por eletrodo revestido (SMAW).

2. A ESAB Corporation é uma empresa líder mundial em tecnologia de controle de gases especiais e de fabricação. Ela fornece equipamentos avançados, automação, consumíveis, robótica e soluções digitais.

Os tubos foram inclinados a um ângulo de 30° para garantir a soldagem em todas as posições (horizontal, vertical e sobrecabeça). A soldagem foi dividida em cinco passes, cada um completando uma camada de solda.

A geometria da junta foi configurada com uma abertura de raiz de 3,5 mm, uma face de raiz de 1,0 mm e um ângulo de bisel de 60°. Para o corpo de prova 01, apenas para o primeiro passe, foi utilizado eletrodo E 6010 com 3,2 mm de espessura. A amperagem variou entre 97 a 115 A e a tensão entre 26 a 37 V. Para os demais passes (2° ao 5°), foi empregado o eletrodo E 8010 P1, ambos do fabricante ESAB.

Para o corpo de prova 02, nos dois primeiros passes, foram utilizados eletrodo E 6010 com 3,2 mm de espessura. A amperagem variou entre 97 a 115 A e a tensão entre 26 a 37 V. No caso dos demais passes (3°, 4° e 5°), foi empregado o eletrodo E 8010 P1, ambos do fabricante ESAB.

2.2 Ensaios mecânicos

Para um corpo de prova de 16” de diâmetro e 7,11 mm de espessura, os ensaios que devem ser realizados são determinados pelas especificações fornecidas na tabela a seguir.

Tabela 01 – Especificações para ensaios mecânicos

Diâmetro externo do tubo	16” (maior que 12,750”)
Espessura da parede	7.11 mm (menor que 12,7 mm)

Fonte: elaboração do próprio autor

Para essa espessura de parede, devemos realizar os seguintes ensaios: 4 amostras para teste de tração; 4 amostras para teste de dobramento de face; 4 amostras para teste de dobramento de raiz. Como essa quantidade e amostras de teste serão realizadas para 2 Corpos de Provas, um com 1 passe de E 6010 e outro com 2 passes, o que totaliza 32 amostras para a pesquisa.

O ensaio de tração e dobramentos de face e raiz e nick break foram realizados com Máquina Universal de Ensaios, tipo hidráulica, marca EMIC, calibrada pela ABNT NBR ISO/IEC 17025³.

3. Obteram certificados de calibração, nº1246961 e 1246962, emitidos pelo Laboratório Isaac Newton do Centro Tecnológico de Minas Gerais - CETEC - Acreditado pela RBC-CAL-0045.

Figura 01 – Máquina Universal de Ensaio, tipo hidráulica, marca EMIC



Fonte: produzido pelo próprio autor

No ensaio de tração para avaliação de soldas, a resistência à tração da solda deve ser no mínimo igual à resistência mínima à tração do material do tubo. Não é exigido que a resistência da solda supere a resistência real do material. Se a ruptura da amostra ocorrer fora da área da solda e a resistência à tração alcançar no mínimo 95% da resistência mínima à tração do material do tubo, considera-se que a solda atende aos padrões necessários.

Caso a ruptura aconteça na solda e a resistência observada seja maior ou igual à resistência mínima do material do tubo, e a solda satisfaça as exigências de integridade, a solda também é considerada adequada. Se houver ruptura na solda com resistência abaixo do mínimo exigido para o material do tubo, a solda deve ser refeita. Quando a soldagem envolver materiais de diferentes graus, a resistência mínima do material de menor grau deve ser o parâmetro para aceitação. Amostras que falhem por causa de preparo ou execução de teste inadequados podem ser substituídas e submetidas a novo teste, e o dobro de amostras deve ser retestada.

No ensaio de dobramento, o resultado é considerado aceitável se não houver fissuras ou outras imperfeições maiores que 3 mm ou metade da espessura especificada da parede do tubo, prevalecendo o menor, presentes na solda ou na zona de fusão após a dobragem. Fissuras que se originem no raio externo da dobra ao longo das bordas da amostra e menores que 6 mm, não devem ser consideradas, a menos que imperfeições óbvias sejam observadas.

Os critérios de aceitação para o ensaio de nick-break incluem requisitos claros de penetração e fusão da solda. As amostras analisadas devem exibir ausência de falhas, com uma tolerância máxima para pequenas bolhas de gás que não devem ser maiores do que 1,6 mm em sua maior dimensão e cuja área total não pode ultrapassar 2% da superfície exposta da amostra. Quanto às inclusões de escória, estas não devem ser mais profundas do que 0,8 mm e o comprimento não deve exceder 3 mm ou a metade da espessura da parede do tubo. Além disso, é necessário um espaçamento mínimo de 13 mm entre inclusões de escória adjacentes.

3 . RESULTADOS

3.1 Ensaio de Tração

Na investigação das propriedades mecânicas de juntas soldadas, foi realizada uma série de testes de tração, meticulosamente documentados na tabela a seguir. As amostras de 1 a 4, correspondentes ao Código de Procedimento (CP) 01, representam a soldagem executada somente com o primeiro passe utilizando o consumível E 6010. Observou-se que, em todas estas amostras, as rupturas ocorreram fora da região soldada, indicando que a soldagem foi capaz de atingir a resistência necessária do material fora da zona de influência térmica da solda.

Tabela 02 – Resultados dos testes de tração

Item	CP	Dimensões (mm)	Área Seção (mm ²)	Carga (Kgf)	Resist. (MPa)	Observações
1	1	24,33 x 7,11	172,99	10.678	605,5	Ruptura Ocorreu Fora da Solda
2	1	25,26 x 7,09	179,09	10.808	592,0	Ruptura Ocorreu Fora da Solda
3	1	27,09 x 7,14	193,42	12.203	618,9	Ruptura Ocorreu Fora da Solda
4	1	27,60 x 7,11	196,24	12.314	615,6	Ruptura Ocorreu Fora da Solda
5	2	25,59 x 7,14	182,71	11.561	620,7	Ruptura Ocorreu Fora da Solda
6	2	24,63 x 7,21	177,58	10.716	592,0	Ruptura Ocorreu Fora da Solda
7	2	25,87 x 7,13	184,45	11.618	617,9	Ruptura Ocorreu Fora da Solda
8	2	25,26 x 7,15	180,61	10.823	587,9	Ruptura Ocorreu Fora da Solda

Fonte: produzido pelo próprio autor⁴

As amostras de 5 a 8 pertencem ao CP 02 e caracterizam-se pela aplicação do primeiro passe seguido de um segundo passe de reforço. Semelhante ao CP 01, todas as rupturas ocorreram longe da área da solda, corroborando a adequação do processo de soldagem em termos de resistência mecânica. Esses resultados não apenas refletem a eficácia da técnica de soldagem empregada, mas também reforçam a integridade estrutural das juntas, que se mostraram resistentes acima do patamar exigido.

A consistência na ocorrência das rupturas, distante das soldas em ambos os códigos de procedimento, valida a soldagem como aprovada nesse critério específico, demonstrando a capacidade da junta de manter a integridade sob tensão aplicada, uma variável crítica para a segurança e desempenho em aplicações práticas. A seguir, a tabela detalha as dimensões, áreas de seção, cargas e resistências obtidas, juntamente com as observações pertinentes a cada amostra.

4. A tabela foi elaborada pelo próprio autor a partir de resultados obtidos a partir de ensaios laboratoriais realizados pela Universidade de Itaúna, financiados pela Empresa Construtora Elevação e disponibilizados para este trabalho.

Figura 02 – Corpos de prova de tração fraturados



Fonte: produzido pelo próprio autor

3.2 Ensaio de Dobramento

Neste segmento do estudo, analisamos a ductilidade e a resistência da solda através de testes de dobramento, um indicador crítico da capacidade do material de suportar deformações sem apresentar trincas. Os testes foram organizados e categorizados em dois conjuntos distintos, identificados como CP 01 e CP 02. Cada conjunto foi submetido a oito dobramentos - quatro na face e quatro na raiz - para avaliar a integridade da solda sob esforços de flexão.

No CP 01, representando as amostras soldadas apenas com o primeiro passe no E 6010, os resultados foram uniformemente bem-sucedidos, com ausência total de trincas após o dobramento tanto na face quanto na raiz. Isso indica uma excelente ductilidade e resistência à fratura do material soldado sob essa condição específica de soldagem.

Por sua vez, o CP 02, que consistiu em soldas com um primeiro passe e um segundo passe de reforço no E 6010, falhou no teste de dobramento da face, da amostra 9, o que levou à decisão de realizar dois retestes adicionais para validação do processo. Estes retestes, que também fazem parte do CP 02, não apresentaram trincas, corroborando a confiabilidade e a qualidade da soldagem realizada com os dois passes.

Tabela 03 – Resultados dos testes de Dobramento de face e raiz.

Item	CP	Dimensões (mm)	Diâmetro do Cutelo (mm)	Ângulo de Dobramento	Dobramento	Observações
1	1	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Não houve trincas
2	1	25,40 x 7,1	28	180°	Raiz	Não houve trincas
3	1	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Não houve trincas
4	1	25,40 x 7,1	28	180°	Raiz	Não houve trincas
5	1	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Não houve trincas
6	1	25,40 x 7,1	28	180°	Raiz	Não houve trincas
7	1	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Não houve trincas
8	1	25,40 x 7,1	28	180°	Raiz	Não houve trincas

9	2	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Rompeu
10	2	25,40 x 7,1	28	180°	Raiz	Não houve trincas
11	2	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Não houve trincas
12	2	25,40 x 7,1	28	180°	Raiz	Não houve trincas
13	2	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Não houve trincas
14	2	25,40 x 7,1	28	180°	Raiz	Não houve trincas
15	2	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Não houve trincas
16	2	25,40 x 7,1	28	180°	Raiz	Não houve trincas
17	2	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Não houve trincas (reteste)
18	2	25,40 x 7,1	28	180°	Face	Não houve trincas (reteste)

Fonte: produzido pelo próprio autor⁵

Figura 03 – Corpos de prova de dobramento



Fonte: Autor próprio

3.3 Ensaio de Nick-Break

A Tabela 04 destaca os resultados obtidos a partir dos testes de Nick-Break, cruciais para avaliar a presença de porosidade e a qualidade da fusão na solda, seguindo critérios de aceitação que priorizam a integridade da união soldada. Conforme estabelecido, o teste de Nick-Break avalia a penetração e a fusão da solda, exigindo uma completa ausência de falhas significativas. A presença de pequenas bolhas de gás é permitida, desde que não ultrapasse 1,6 mm em qualquer dimensão e a área total delas não exceda 2% da superfície da amostra exposta. O critério garante que tais imperfeições mínimas não comprometam a integridade geral da solda.

Inclusões de escória devem ser limitadas a uma profundidade máxima de 0,8 mm e um comprimento que não supere 3 mm ou metade da espessura da parede do tubo, considerando-se o menor entre esses dois valores. A norma também especifica um espaçamento mínimo de 13 mm entre inclusões de escória adjacentes.

5. A tabela foi elaborada pelo próprio autor a partir de resultados obtidos a partir de ensaios laboratoriais realizados pela Universidade de Itaúna, financiados pela Empresa Construtora Elevação e disponibilizados para este trabalho.

Tabela 04 – Resultados dos testes de Nick-Break.

Item	C.P	Ângulo de Dobramento	Processo	Observações
1	1	180°	Tração	Não houve poros nem descontinuidades
2	1	180°	Tração	Não houve poros nem descontinuidades
3	1	180°	Tração	Não houve poros nem descontinuidades
4	1	180°	Tração	Não houve poros nem descontinuidades
5	2	180°	Tração	Poros com dimensões de 0,2 x 0,2 mm, sem descontinuidade
6	2	180°	Tração	Poros com dimensões de 0,1 x 0,2 mm, sem descontinuidade
7	2	180°	Tração	Sem poros nem descontinuidades
8	2	180°	Tração	Poros com dimensões de 0,3 x 0,2 mm, sem descontinuidade

Fonte: produzido pelo próprio autor⁶

No CP 01, todas as amostras satisfizeram plenamente esses critérios, demonstrando ausência de poros ou descontinuidades, um indicativo de alta qualidade na soldagem. O CP 02, por sua vez, mostrou pequenos poros nas dimensões especificadas em algumas amostras, porém dentro dos limites de tolerância, sem descontinuidades que afetassem a aceitação das soldas a partir dos critérios estabelecidos. Esses resultados sublinham a eficácia dos procedimentos de soldagem utilizados, confirmando que tanto a técnica quanto o material empregado são adequados para assegurar a qualidade necessária da solda, alinhados aos rigorosos padrões de integridade e segurança exigidos para suas aplicações específicas.

Figura 04 – Corpos de prova de Nick-Break após fratura



Fonte: produzido pelo próprio autor

4 . CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em suma, os estudos conduzidos até o momento sobre a utilização do eletrodo E 6010 para soldagem em tubos API X65 revelam um potencial promissor, mesmo diante das diferenças notáveis nas propriedades mecânicas entre o consumível de soldagem e o

6. A tabela foi elaborada pelo próprio autor a partir de resultados obtidos a partir de ensaios laboratoriais realizados pela Universidade de Itaúna, financiados pela Empresa Construtora Elevação e disponibilizados para este trabalho.

material do tubo. Os resultados preliminares não só confirmam as hipóteses iniciais sobre a eficácia deste eletrodo mas também destacam as vantagens econômicas e operacionais que podem beneficiar significativamente o setor de construção de gasodutos. Além disso, esta abordagem de soldagem atende aos rigorosos padrões de qualificação, garantindo a integridade estrutural necessária para aplicações críticas.

Entretanto, é importante enfatizar que este trabalho constitui uma fase de uma pesquisa de mestrado mais abrangente e ainda em progresso. As descobertas atuais, embora encorajadoras, são consideradas preliminares. Uma avaliação mais completa e definitiva da viabilidade do eletrodo E 6010 exigirá uma série de ensaios adicionais, incluindo Charpy-V, dureza Vickers, análises macrográficas e investigações sobre a soldagem em diferentes faixas de espessura de material. Adicionalmente, uma extensa revisão das normativas técnicas e regulatórias — abrangendo perspectivas americana, brasileira e internacional — é indispensável para assegurar a total conformidade e adequação do uso do eletrodo E 6010 às exigências do setor.

Assim, o prosseguimento desta pesquisa implica não apenas na continuação dos testes práticos mas também na profundidade da análise normativa, cujos resultados finais serão cruciais para a conclusão do estudo de mestrado. A confirmação dos resultados dos ensaios finais definirá a viabilidade técnica e econômica do eletrodo E 6010, marcando um significativo avanço tecnológico para a indústria de petróleo e gás e, especialmente, contribuindo para projetos focados em eficiência operacional e sustentabilidade, como é o caso do projeto Gás Sudoeste da Bahiagás.

Esta conclusão reitera o compromisso com a pesquisa contínua e o desenvolvimento tecnológico no campo da soldagem, refletindo a dedicação em superar os desafios técnicos e normativos para inovar no setor de gasodutos. O trabalho em andamento promete não apenas avançar no conhecimento científico e na prática de engenharia, mas também em demonstrar, de forma concreta, como inovações técnicas podem aliar-se à sustentabilidade e eficácia operacional no contexto da infraestrutura crítica de energia.

5 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN SOCIETY FOR MECHANICAL ENGINEER. **Boiler And Pressure Vessel Code**, Section IX – Welding, Brazing and Fusing Qualifications, New York , EUA, 2021.

AMERICAN SOCIETY FOR MECHANICAL ENGINEER. **Boiler And Pressure Vessel Code**, Section II, Part C – Specifications for Welding Rods, Electrodes, and Filler Metals, New York , EUA, 2021.

AMERICAN SOCIETY FOR MECHANICAL ENGINEER. B 31.8, **Gas Transmission and Distribution Piping Systems**, New York , EUA, 2022.

API 1104. **Welding of pipelines and Related Facilities**. 22^a Ed, American Petroleum Institute, Washington, DC, 2021.

API 5L. **Specification for Line Pipe**. 46ª Ed, American Petroleum Institute, Washington, DC, 2020.

Norma N 464, Petrobras, Rer K, 2ª ementa, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15280-2**: Construção e montagem de gasodutos, 2015.

CALLISTER, W.D.; RETHWISH, D.G. **Materials Science and Engineering** – An Introduction. 9th edition, John Wiley & Sons, New York, NY, 2021.

IMANICHE, Carlos César; BELDERRAIN, Mischel Carmen Neyra; SENNE, Edson França. Implementação de uma rede de distribuição de gás (gasodutos) conectando as principais cidades do estado brasileiro de Minas Gerais. In: XXXIV ENDIO – XXXII EPIO. Argentina, 2021. **Anais...** Facultad de Ciencias Económicas Universidad Nacional de Córdoba, Argentina, 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Regulamento técnico de dutos terrestres para movimentação de petróleo, derivados e gás natural (RTDT)**. Brasil, 2011. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional/arq/res_anp_6_2011_anexoi.pdf.

SANT'ANNA, Pedro Carneiro. **Influência de tratamentos térmicos intercríticos na microestrutura e propriedades mecânicas do aço API 5L X65**. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, 2006. Disponível em: <https://repositorio.unicamp.br/Busca/Download?codigoArquivo=471422>. <https://abnt.org.br/normalizacao/sobre-a-normalizacao/>

6 . AGRADECIMENTOS

Agradeço o apoio e financiamento dos ensaios laboratoriais à Construtora Elevação, de Curitiba/ PR, particularmente a Carlos Estefano Cerveira e Sergio Bruno Alongi, pelo apoio institucional, ao Cassio Silva, Raphael Lazarini e Átalos Pacheco Savino, inspetor de soldagem nível 2 da FBTS, e Filó, pelas valiosas colaborações, viabilizando as soldagens e ensaios laboratoriais, cuja atenção na perícia garantiram excelência técnica ao trabalho. Da mesma forma, sou especialmente grato à Bahiagás, onde tenho a honra de atuar há 13 anos, e ao apoio indispensável de Lucas Lopes da Silva Santana, Cristiano Stefanelli Silva, Marcus Virgílio Oliveira e da diretora técnica e comercial, Larisse Karina Stelitano Gonsalves de Oliveira. Minha sincera gratidão a todos.

BLOCO: REGULAÇÃO

MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO PARA O ARMAZENAMENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO E HIDROGÊNIO EM LARGA ESCALA EM RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Data de aceite: 02/06/2023

Ludmilla Santana

Universidade Federal da Bahia

Alana Almeida da Costa

Universidade Federal da Bahia

Rosana Fialho

Universidade Federal da Bahia

Roberto J. B. Câmara

Universidade Federal do Recôncavo da
Bahia

George A. B. Câmara

Senai Cimatec

ABSTRACT: Aiming to meet the climate commitments established in the Paris Agreement and the UN 2030 Agenda, Brazil's target by 2030 is to reduce greenhouse gas emissions by 37% below 2005 levels, in 2025, with a subsequent indicative contribution to reduce greenhouse gas emissions by 43% below 2005 levels in 2030. However, it is necessary to regulate Hydrogen as a fuel included in the global and, mainly, national energy plan. The objective of this study is to evaluate which agent will be responsible for regulating this product and which parameters must be

defined to achieve the national goals set for 2030. The research methodology used was descriptive exploratory, taking Brazilian legislation as the object of study, which determines the actions of regulatory bodies in the national production sector, such as the National Agency for Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP), the National Electric Energy Agency (ANEEL), and the National Water and Basic Sanitation Agency (ANA), confronting the requirements that include regular and legal production in Brazil among agents. The result is expected to contribute to the definition of the Brazilian Regulatory Framework to the large-scale storage of gases such as H₂ and CO₂ in geological reservoirs, such as reservoirs depleted of oil and natural gas.

KEYWORDS: Regulation, Gases, Oil and natural gas reservoirs.

1 . INTRODUÇÃO

Com o advento da Revolução Industrial, o mundo passou a enfrentar novas condições socioambientais que chamaram a atenção de estudiosos no decorrer do tempo sobre a degradação ambiental proveniente da ação humana

e da necessidade de discutir tais questões. Neste sentido, ocorre a Conferência de Estocolmo, em 1972, primeiro grande encontro entre as nações, resultando na Declaração de Estocolmo, formada por 26 princípios e pela criação do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente. Dentre outros desdobramentos, 20 anos após a primeira conferência, outro grande encontro foi promovido pela ONU, denominado Rio 92, onde 176 países assinaram a Agenda 21, que dotada de um conjunto de objetivos e metas universais para promover um desenvolvimento sustentável, serviu de fonte para a composição da Agenda 2030 e do Acordo de Paris. Visando atender aos compromissos climáticos e ambientais estabelecidos no Acordo de Paris e na Agenda 2030 da ONU, vêm sendo adotadas, mundialmente, novas tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) e de captura e utilização de carbono (CCUS), já em aplicação. Além disso, são constantes os estudos sobre a viabilidade da produção em larga escala de hidrogênio (H_2) produzido à partir de fontes renováveis ou com menor emissão de gases poluentes, quando utilizados estas tecnologias de tratamento do dióxido de carbono ao longo da cadeia produtiva. Esta é também uma iniciativa que promove o processo de descarbonização. No entanto, faz-se necessária a regulamentação do Hidrogênio como combustível inserido no plano energético mundial e, principalmente, nacional.

O Marco Regulatório é formulado mediante as condições atreladas à atividade. O Senado e a Câmara dos Deputados têm papel primordial na formulação das leis que lhe serão atribuídas; os clientes e investidores atuam fomentando pesquisas sobre sua viabilidade; a sociedade sinalizando a segurança jurídica necessária ao exercício da atividade na prática. Esta análise em conjunto é que permite o seu reconhecimento legal. Quanto ao hidrogênio, os requisitos a serem regulados contornam os aspectos ligados à sua produção, armazenamento, transporte e distribuição, similarmente àqueles exigidos e segurados pela ANP no que tange ao Gás Natural, Petróleo e seus derivados. Para além disso, tal regulação será acessória ao armazenamento de CO_2 em reservatórios depletados, por exemplo, tópico relevante à tecnologia CCS.

O Brasil tem como meta até 2030 a redução das emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030. Vale ressaltar que no primeiro trimestre de 2023 o Brasil teve o equivalente a 90% de energia produzida à partir de fontes renováveis, resultado proveniente da busca do país em se tornar referência mundial na produção de energia limpa. Além disso, o Hidrogênio Verde, assim denominado devido ao seu processo de produção à partir da eletrólise da água com energia de fontes renováveis, como a eólica e a solar, tem sido a grande aposta mundial no processo de descarbonização movimentando investimentos milionários para sua concretização. Com isto, o percentual de emissão de gases nocivos chegará muito próximo de zero. Conseqüentemente, o Brasil detentor de um dos maiores percentuais de produção de energia limpa no mundo, poderá atrair tais investimentos, fazendo cumprir suas metas previstas para 2025 e 2030 e contribuir para proteção do clima, do meio ambiente e da vida, por meio do desenvolvimento sustentável.

O objetivo deste estudo é avaliar a atuação da ANP como agente reguladora do Hidrogênio como combustível e quais os parâmetros devem ser definidos para que sejam alcançadas as metas nacionais previstas para 2030. A metodologia de pesquisa empregada foi a exploratória descritiva, tomando como objeto de estudo a legislação brasileira que determina a atuação de órgãos reguladores do setor produtivo nacional, tais como a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA). Foram confrontados os requisitos que compreendem a produção regular e legal no Brasil entre os agentes, avaliando qual a maior afinidade entre os critérios que devem ser atendidos e as características do Hidrogênio como possível substituto do Petróleo.

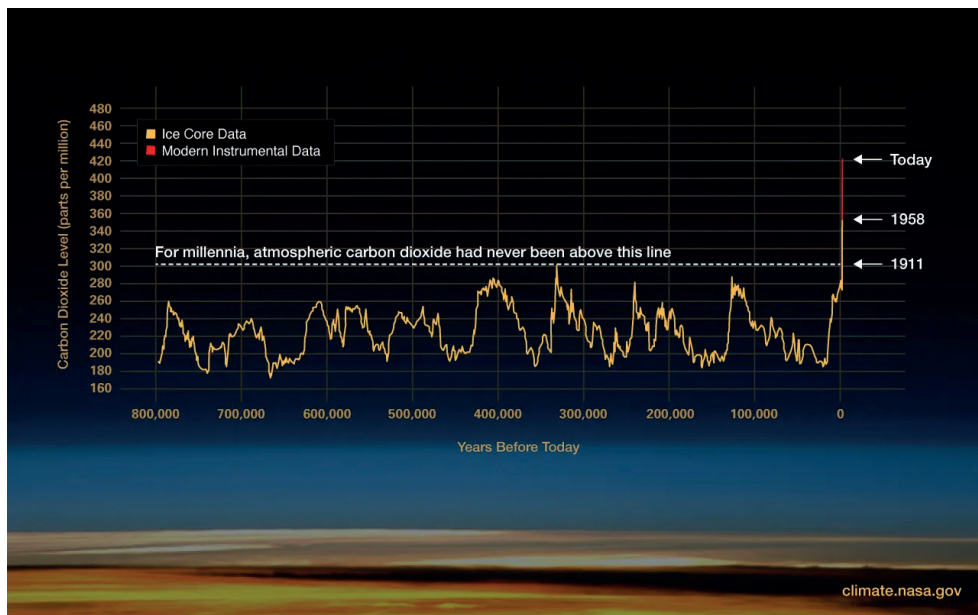
2 . TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E DESCARBONIZAÇÃO

Ao longo da história da humanidade, ocorreram diferentes transições energéticas uma vez que este termo refere-se à substituição ou complemento do uso de uma fonte de energia por outra que possa tornar o processo mais célere e proveitoso. A exemplo disso, temos o uso de carvão mineral como fonte de energia para as máquinas à vapor e locomotivas em detrimento do uso de biomassa e até mesmo da força motriz animal e humana em determinadas atividades. Este evento é historicamente conhecido como Revolução Industrial, período marcado pela crescente industrialização dos meios de produção e consequentes transformações sociais, econômicas e ambientais em meados do século XVIII (ASHTON, 1998). Apesar do crescimento econômico vivenciado por muitos países, o aumento significativo das escalas de produção e a consequente mudança nos padrões de consumo impulsionaram estudiosos a avaliar tais impactos das ações humanas sobre o meio ambiente, a exemplo do professor Vaclav Smil em seu livro “Energia e Civilização: Uma História”.

Além da poluição do ar, da água e do solo, a mudança climática foi uma das principais pautas a ser debatida. Sabe-se que os gases do efeito estufa estão naturalmente presentes na atmosfera terrestre, sendo eles o metano (CH_4), o óxido nitroso (N_2O) e o dióxido de carbono, mais abundante em volume já que é o principal gás produzido pela utilização de combustíveis fósseis. Além destes, existem os hidrofluorcarbonetos (HFCs), os perfluorcarbonetos (PFCs) e o hexafluoreto de enxofre (SF_6), gases provenientes da ação antrópica. Inclusive, são de exímia importância para a manutenção da temperatura do planeta. Isso porque, parte da energia emitida pelo Sol, e que é absorvida pelos oceanos e pela superfície da Terra, quando irradiada novamente para o espaço é bloqueada por esses gases, de forma que esse balanço energético mantém a temperatura média global em torno de 15°C , de acordo com a NASA. Ademais, a NASA afirma que com os avanços tecnológicos, foi possível observar e coletar dados referentes ao clima no planeta ao longo de anos, além de avaliar a forma como os gases do efeito estufa influenciam no

movimento da radiação infravermelha na atmosfera, possibilitando concluir que a tendência de aquecimento mudou claramente desde a Revolução Industrial, como indicado no gráfico apresentado na Figura 1.

Figura 1 - Gráfico fornece evidências de que o CO₂ atmosférico aumentou desde a Revolução Industrial.



Fonte - Luthi, D., et al.. 2008; Etheridge, DM, et al. 2010.

Foi neste sentido que ocorreu o primeiro grande encontro mundial no ano de 1972, a Conferência de Estocolmo, dando início à formulação de compromissos ambientais como o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente e posteriormente à Cúpula da Terra, 20 anos depois, no Rio de Janeiro. Neste encontro foi produzida a Agenda 21, nome significativo quanto ao novo século e que apresentou o termo “desenvolvimento sustentável”. Vale ressaltar também que neste período compreendido entre o final do século XX e o início do século XXI, houve um grande interesse mundial em desenvolver e adotar o uso de energias renováveis, como a solar e a eólica, cenário em que o Brasil passou a assumir grande protagonismo, principalmente nas últimas décadas.

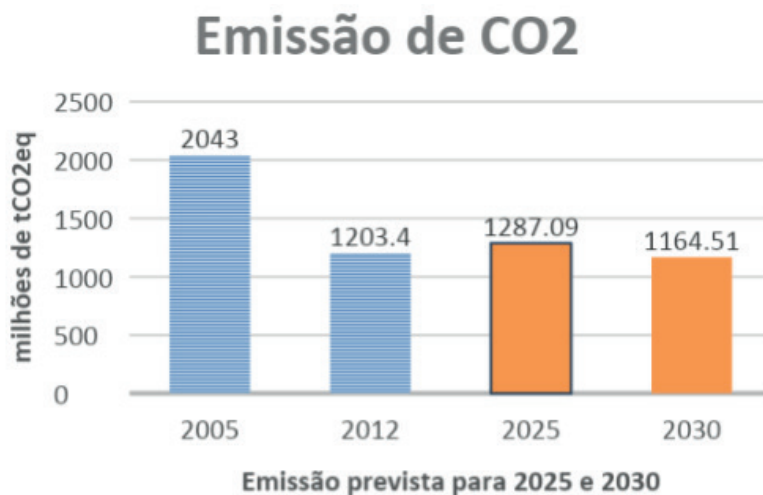
Atualmente, para além do uso de energias renováveis, muito se tem falado sobre a descarbonização, ou ainda, desfossilização, uma vez que buscam-se alternativas de biocombustíveis que possam substituir o uso do Petróleo e do gás natural, como o hidrogênio, além das tecnologias de captura e armazenamento de CO₂ que visam reduzir a emissão desse gás poluente.

2.1 Agenda 2030 da ONU no plano nacional energético

A Agenda 21 foi um acordo firmado e assinado por 179 países com o intuito de promover um desenvolvimento sustentável em escala mundial conciliando justiça social, proteção ambiental e eficiência econômica. Este documento pode ser considerado como um instrumento de planejamento para as ações dos países envolvidos nos anos posteriores. Neste sentido, em Setembro de 2015, foi firmada como compromisso entre 193 nações a Agenda 2030 composta de 169 metas que visam atingir o desenvolvimento sustentável, a proteção do planeta, a paz e a prosperidade das pessoas e o combate à pobreza.

O Brasil, por sua vez, comprometeu-se a investir em novas tecnologias que possibilitem a disposição de energias limpas para compor o plano energético nacional, assim como expandir os investimentos já existentes em energias renováveis. Para além disso, garantir o acesso à energia das diferentes comunidades, sejam elas rurais ou não, preocupando-se também com a eficiência energética. Como forma de atender aos compromissos da Agenda 2030, o país tem como meta até 2030 a redução das emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025, com uma contribuição indicativa subsequente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030. Como dado relevante, temos que, em março de 2023, o Brasil teve o equivalente a 90% de energia produzida à partir de fontes renováveis, sendo destinados altos investimentos para este setor na busca de tornar o país referência mundial na produção de energia limpa, dado disponibilizado no site do Ministério do Meio Ambiente e que consta no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Gráfico referente à redução de emissões de CO₂ à partir de 2005, no Brasil.



Fonte – Produzido pelo autor com base nos dados disponibilizados pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2021).

2.2 Tecnologia CCS e CCUS

À título de investimento nas áreas de pesquisa e inovação, faz-se de grande relevância falar sobre o conjunto de tecnologias denominadas CCS e CCUS que podem contribuir fortemente para a redução de CO₂ emitido para atmosfera. A sigla CCS refere-se a Carbon Capture and Storage, ou Captura e Armazenamento de Carbono, onde são utilizadas técnicas para capturar o dióxido de carbono proveniente de processos industriais, ou outros, antes de serem liberados para a atmosfera, garantindo que este gás seja armazenado de forma segura em reservatórios geológicos. Já a CCUS, Carbon Capture, Utilization, and Storage, prevê a possibilidade de utilizar no mesmo ou em outro processo o CO₂ disponível, podendo maximizar o uso do gás, reduzindo também a sua emissão para a atmosfera. Considerando o potencial as tecnologias de captura e armazenamento possuem em contribuir com o plano estratégico vigente, em 14 de setembro de 2023 foi apresentado o projeto de lei do Combustível do Futuro, ou PL n° 4516/2023 (BRASIL, 2023), que propôs o marco regulatório do exercício dessas atividades na cadeia de petróleo, gás natural e biocombustíveis, sendo designada a responsabilidade de sua fiscalização à ANP (BRASIL, 2024). Em ato contínuo, em 23 de novembro do mesmo ano, foi aprovada por este agente a elaboração de estudo regulatório específico com prazo de 120 dias para sua conclusão. Isso porque essas tecnologias de armazenamento de CO₂ ainda encontram barreiras no que tange à sua implantação devido à omissão atual da legislação brasileira, que gera insegurança jurídica e consequente falta de iniciativas econômicas que possibilitem a sua aplicação. Por outro lado, os estudos de viabilidade sobre o hidrogênio como substituto do petróleo no plano energético nacional, tem apresentado reais avanços em termos de regulação, o que pode servir como jurisprudência, uma vez que os requisitos a serem controlados permeiam entre a produção, o transporte, a distribuição e o armazenamento desse combustível, tópicos estes aplicáveis ao CO₂ capturado.

2.3 Hidrogênio como combustível no plano nacional energético

O hidrogênio é o elemento mais leve e mais abundante no universo, possuindo características que destoam dos demais grupos presentes na tabela periódica e pode ser sintetizado por algumas algas e bactérias. Esse gás que se apresenta incolor, insípido e inodoro nas Condições Normais de Temperatura e Pressão (CNTP), é capaz de formar ligações com grande parte dos elementos existentes e, apesar de raro na atmosfera, pode ser facilmente encontrado na forma de hidreto metálico (LACERDA, 2021). Atualmente, é estudado como potencial combustível de energia limpa, devido à possibilidade de ser obtido por meio da eletrólise da água ou de biomassa, ambos os processos envolvidos de energias renováveis em todas as etapas. Para além disso, o hidrogênio quando utilizado em células de combustível, apresenta alta eficiência energética convertida em eletricidade sem emissão de gases poluentes e obtendo a água como seu único subproduto (BNDS, 2022).

Há também de se falar na capacidade que possui em armazenar energia. No entanto, é preciso avaliar os riscos que estão relacionados ao seu manuseio, uma vez que, é um gás explosivo, inflamável e de difícil detecção.

Atualmente, o Hidrogênio como possível combustível tem sido classificado de acordo com a Tabela 1 (PILGER, 2022):

Tabela 1 – Resumo das cores do Hidrogênio e seus respectivos processos de produção.

Cor	Processo de produção
Hidrogênio cinza	obtido a partir de gás natural ou metano, sem CCUS
Hidrogênio azul	reforma de gás natural, com captura de carbono (CCUS)
Hidrogênio turquesa	pirólise do metano sem geração de CO ₂
Hidrogênio laranja	a partir de resíduos
Hidrogênio branco	é um hidrogênio geológico natural
Hidrogênio verde	eletrólise da água, usando eletricidade renovável
Hidrogênio rosa	eletrólise da água, mas com eletricidade de usinas nucleares
Hidrogênio musgo	produzido de biomassa e biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica;
Hidrogênio Amarelo	Energia elétrica, composta de diversas fontes
Hidrogênio marrom e preto	produzido com a gaseificação do linhito (carvão marrom) feito a partir da gaseificação do carvão preto sem CCUS

Fonte: produzido pelo autor

O Programa Nacional de Hidrogênio é uma iniciativa do governo brasileiro que através de um conjunto de diretrizes, visa desenvolver a economia em torno do H₂, atendendo à estratégia climática mundial em paralelo com o cenário produtivo do país. Vistas as amplas formas de produção do Hidrogênio, não é coincidência que o texto tenha adotado como premissa a condição de “baixa emissão de carbono”. Segundo estudos realizados pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2019a), cerca de 60% do hidrogênio produzido no mundo é proveniente da reforma a vapor do gás metano, ou seja, hidrogênio cinza. Para além disso, há de se considerar que em dezembro de 2023 o Brasil bateu recorde na produção de petróleo e gás (BRASIL, 2024). O alcance foi de 4,344 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), cerca de 11,69 % acima do recorde anterior, alcançado em 2022, segundo dados divulgados pela ANP. Considerando esta informação e relacionando-a com a corrida nacional para a concretização do marco regulatório do armazenamento e estocagem do CO₂, pode-se extrair o entendimento de que a produção de hidrogênio azul e verde no Brasil será complementar, uma à outra, no contexto de transição energética.

2.4 Regulamentação do armazenamento de CO₂ e H₂ em reservatórios geológicos

O Marco Regulatório é, de forma geral, um conjunto de especificidades e direcionamentos que são definidos e aplicados posteriormente à discussões entre a Administração Pública, por meio de órgãos ambientais, usuários e comitês formados para votar sobre o objeto em questão. É esse conjunto de normas, leis e diretrizes que garante segurança jurídica para os entes aqui envolvidos, sendo eles a sociedade, as empresas e os clientes (WOLFFENBÜTTEL, 2006). Para garantir segurança e justiça nas atividades econômicas, são designados agentes reguladores que as fiscalizam afim de que estejam em conformidade com a norma. A Lei nº 13.848 de 25 de junho 2019 dispõe sobre a atividade das agências reguladoras no que tange à sua organização, gestão, processo decisório e gestão social. As agências reguladoras são, conforme o Artigo 2º dessa lei:

“Art. 2º Consideram-se agências reguladoras, para os fins desta Lei e para os fins da Lei nº 9.986, de 18 de julho de 2000:

I - a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel);

II - a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);

III - a Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel);

IV - a Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa);

V - a Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS);

VI - a Agência Nacional de Águas (ANA);

VII - a Agência Nacional de Transportes Aquaviários (Antaq);

VIII - a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT);

IX - a Agência Nacional do Cinema (Ancine);

X - a Agência Nacional de Aviação Civil (Anac);

XI - a Agência Nacional de Mineração (ANM).” (BRASIL, 2019)

A introdução do Hidrogênio como combustível no plano energético brasileiro precisa ser feita de forma segura, principalmente pelas características que esse gás possui. A produção, o transporte, a distribuição, o armazenamento e, até mesmo, a utilização deste produto deverão seguir os parâmetros estabelecidos por lei, garantindo segurança jurídica. Uma vez estipuladas as condições já citadas, pretende-se agregar confiabilidade a todo o processo e qualidade atribuída ao produto final. Além disso, a padronização das indústrias que venham a produzir em larga escala o Hidrogênio garantirá que haja um cenário competitivo justo e conseqüente estímulo ao mercado, proveniente de investimentos depositados nessa nova energia. Vale ressaltar que o Brasil, devido ao seu protagonismo mundial no quesito produção de energias renováveis, tem a possibilidade de atrair milhares de investimentos para a produção em larga escala de hidrogênio verde, o que

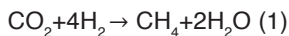
faz necessária a celeridade em elaborar o marco regulatório nacional. É neste sentido que foram elaborados projetos de lei, conforme mostra a Tabela 2:

Tabela 2 – Projeto de lei brasileiras para a regulação do Hidrogênio e para as atividades de CCS em reservatórios geológicos

Projeto de Lei	O que determina
Lei nº 725/2022 (Senado)	Visa regulamentar a incorporação do hidrogênio como uma fonte viável de energia no contexto brasileiro.
Lei nº 1878/2022 (Senado)	Apresenta a definição específica de “Hidrogênio Verde”, que “corresponde ao Hidrogênio que permanece em estado gasoso em condições normais de temperatura e pressão, gerado a partir da eletrólise da água, a qual se utiliza, para sua produção, da energia elétrica gerada por fontes de energia renováveis, sem emissão direta de dióxido de carbono na atmosfera no seu ciclo de produção”.
Lei nº 2308/2023 (Câmara dos Deputados)	Traz uma definição para hidrogênio verde, considerado aquele utilizado como combustível obtido a partir de quaisquer processos ou rotas tecnológicas com uso de fontes renováveis de energia, tais como eletrólise da água, gaseificação de biomassa renovável, reforma de biogás ou de biometano, entre outros.
Lei nº 1425/2022 (Senado)	Estabelece o marco legal das atividades de CCS.

Fonte: produzido pelo autor.

O projeto de lei nº 2308/2023 foi aprovado na Câmara dos Deputados em 28 de novembro do mesmo ano, disciplinando sobre o conceito de hidrogênio renovável, sua produção e certificação. Segundo o texto aprovado, “será considerado hidrogênio de baixa emissão de carbono aquele que, no ciclo de vida do processo produtivo, resulte em valor inicial menor ou igual a 4 quilogramas de dióxido de carbono equivalente por quilograma de hidrogênio produzido (4 kgCO₂eq/kgH₂)” (PIOVESAN, 2023). Com as técnicas CCS e CCUS devidamente empregadas, faz-se possível atingir esse limite de especificação. Quanto à sua autorização, caberá à ANP regular o exercício dessa atividade produtora, apesar da possibilidade de produção do hidrogênio à partir de insumos não derivados de combustíveis fósseis. No entanto, é indiscutível que a atuação da ANA e da ANEEL irão se restringir ao uso de recursos hídricos e ao fornecimento de energia elétrica, respectivamente, uma vez que a lei que as institui é clara sobre suas competências. Ficam também estabelecidos os incentivos tributários previstos na Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Quanto ao armazenamento, há benefícios em correlacionar o H₂ e o CO₂ para este processo. O hidrogênio pode servir como um agente redutor do dióxido de carbono formando metano (CH₄), gás comumente produzido em indústrias e de fácil transporte quando comparado aos compostos que lhe deram origem, conforme mostra a Equação 1. Além disso, ambos os gases podem ser armazenados juntos, respeitadas as técnicas distintas de injeção, quando os reservatórios tiverem capacidade para tal.



A Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021, dispõe sobre as normas impostas à indústria de gás natural brasileira, nos aspectos destacados em seu artigo 1º transcrito abaixo:

Art. 1º Esta Lei institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, de que tratam os incisos III e IV do caput do art. 177 da Constituição Federal, bem como para a exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

§ 1º As atividades econômicas de que trata este artigo serão reguladas e fiscalizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e poderão ser exercidas por empresa ou consórcio de empresas constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Conhecida como nova Lei do Gás, foi regulamentada pelo Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, sendo a ANP o agente regulador e fiscalizador. Apesar de o hidrogênio e o dióxido de carbono serem gases antropogênicos, não considerados no diploma legal que fornece o conceito de gás natural, é possível que este a ANP avalie a possibilidade de atribuir à eles os requisitos de armazenamento ou estocagem dispostos nesta norma. Isso promoveria celeridade ao marco regulatório das tecnologias de captura e armazenamento de carbono, respeitadas as características distintas entre esses gases mediante colaboração da Empresa de Pesquisa Energética – EPE na elaboração de estudos específicos.

2.5 O Uso das Terminologias Estocagem e Armazenamento

Referente à guarda seja do H_2 , do CO_2 ou do gás natural, podemos observar que há um duplo uso de terminologias que caracterizam essa atividade. Tomando como exemplo a Lei do Gás, surge empregado o termo “estocagem”, enquanto na PL 1425/2022 temos a designação da palavra “armazenamento”. Este tópico, ainda pouco explorado, pode nos levar a crer que ambos os termos referem-se à mesma coisa, possuindo mesmo significado. No entanto, a estocagem é uma parte do processo de armazenamento que visa adequar determinado material em local próprio para si. Já o armazenamento, envolve toda a gestão do fluxo de proteção e conserva de um produto ou material específico. Neste sentido, é possível considerar a armazenamento do gás como uma atividade sazonal enquanto o estoque visa um processo estático de sua guarda (SA, 2021). Sem prejuízo do entendimento, esses termos no inglês não se diferenciam, sendo denominados como “storage” para ambas as práticas.

3 . CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante da aprovação da Lei nº 2308/2023, podemos concluir que a criação do marco regulatório para o hidrogênio como combustível e para o armazenamento de CO₂ está sendo tratado com grande importância no cenário jurídico e econômico nacional. No entanto, os projetos de lei em trâmite nas casas legislativas apresentam-se vazios de determinações técnicas, desde a produção até o armazenamento seja do H₂ ou do CO₂. A ANP, por sua vez, pode contribuir pontuando as lacunas técnicas existentes nas PL's, para que venham a ser discutidas e definidas. Dentre os pontos não citados nos textos, temos a falta de prazo definido para o armazenamento, a ausência das características de transporte e o mínimo fomento de programas claros de investimento para as técnicas CCS e CCUS. A concretização da regulação terá papel crucial para a redução da emissão de gases do efeito estufa para a atmosfera, contribuindo para que o Brasil alcance as metas e compromissos firmados na Agenda 2030 da ONU, além da captação de diversos investimentos de todo o mundo na produção nacional de biocombustíveis.

4 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BALAGO, R. Exame. “Marco regulatório do hidrogênio verde deve ser enviado ao Congresso em dezembro, diz ministro.”. São Paulo: Exame, 2023. Disponível em: <https://exame.com/brasil/marco-regulatorio-do-hidrogenio-verde-deve-ser-enviado-ao-congresso-em-dezembro-diz-ministro/>. Acesso em : 29/10/2023.

BRASIL. “Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007.” Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura. Câmara dos Deputados. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/2007/lei-11488-15-junho-2007-555352-norma-pl.html>. Acesso em : 30/10/2023.

BRASIL. “Projeto de Lei nº 2308, de 2023.” Câmara dos Deputados. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2267302&filename=PL%202308/2023. Acesso em : 30/10/2023.

BRASIL. “Proposta de Lei nº 2308, de 2023.”. Senado Legislativo. Disponível em: https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=9096572&ts=1687892491729&disposition=inline&_gl=1_pkg9yj_gaNjM3NjA5MjkzLjE2OTY2MTkxNTg_ga_CW3ZH25XMK*MTY5NjYyMjQ4Ny4yLjAuMTY5NjYyMjQ5My4wLjAuMA... Acesso em : 10/12/2023.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente (MMA). “Contribuição Nacionalmente Determinada do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (COP-21)”. Brasília: Ministério do Meio Ambiente (MMA), 2021. Disponível em: <http://antigo.mma.gov.br/images/arquivo/80108/BRASIL%20iNDC%20portugues%20FINAL.pdf>. Acesso em : 11/12/2023.

BRASIL. “Governo entrega Projeto de Lei do Combustível do Futuro”. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/governo-entrega-projeto-de-lei-do-combustivel-do-futuro>. Acesso em: 02/04/2024.

BRASIL. “Estocagem Subterrânea de Gás Natural”. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estocagem-subterranea-de-gas-natural>. Acesso: em 02/04/2024.

BNDS – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Hidrogênio de Baixo Carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa. Rio de Janeiro: BNDS, 2022. 113 p. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22665/1/PRLiv_Hidrog%C3%AAnio%20de%20baixo%20carbono_215712.pdf. Acesso em: 02/04/2024.

BRASIL. “Produção média nacional de petróleo e gás bate recorde em 2023”. Brasília: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/producao-media-nacional-de-petroleo-e-gas-bate-recorde-em-2023#:~:text=Em%20dezembro%20de%202023%2C%20o,Bacia%20Potiguar%2C%20com%20865%20po%C3%A7os. Acesso em: 02/04/2024.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.134-de-8-de-abril-de-2021-312904769>. Acesso em: 02/04/2024.

FRANCO, AC. Exame. “A importância de um marco regulatório para o hidrogênio verde.”. São Paulo: Exame, 2023. Disponível em: <https://exame.com/esg/a-importancia-de-um-marco-regulatorio-para-o-hidrogenio-verde/>. Acesso em : 29/11/2024.

LACERDA, N. “Os desafios da armazenagem e transporte de hidrogênio em larga escala.”. Porto Alegre: Gas Energy, 2021. Disponível em: <https://gasenergy.com.br/os-desafios-da-armazenagem-e-transporte-de-hidrogenio-em-larga-escala/>. Acesso em : 30/11/2023.

NASA. NASA. “Mudanças Climáticas Globais: Evidências”. Mudanças climáticas globais e aquecimento global da NASA: sinais vitais do planeta. Evidence.” Jet Propulsion Laboratory / National Aeronautics and Space Administration, 2015. Disponível em: <https://science.nasa.gov/climate-change/evidence/>. Acesso em : 30/03/2024.

PILGER, L. “Um guia para as cores do hidrogênio.”. Curitiba: Ecotx, 2022. Disponível em: <https://www.ecotx.com.br/um-guia-para-as-cores-do-hidrogenio/>. Acesso em : 29/03/2024

PIOVESAN, E. Câmara dos Deputados. “Câmara aprova certificação e incentivos para hidrogênio com baixa emissão de carbono.”. Brasília: Câmara dos Deputados, 2023. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/1020557-camara-aprova-certificacao-e-incentivos-para-hidrogenio-com-baixa-emissao-de-carbono/>. Acesso em : 30/03/2024

WOLFFENBÜTTEL, A. “Tecnologia de Armazenamento Geológico de Dióxido de Carbono: Panorama Mundial e Situação Brasileira.”. Brasília: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2006.” Disponível em: http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2093:catid=28&Itemid=23. Acesso em : 30/03/2024.

SMIL. Vaclav. Energia e Civilização: Uma História. 1ª edição. São Paulo. Bookman, 2023.

SA, Grupo. “Armazenagem e estocagem: conheça as diferenças!”, 2021. Disponível em: <https://www.sagrupo.com/armazenagem-e-estocagem-conheca-as-diferencas/>. Acesso em 30/03/2024.

5 . AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à UFBA por disponibilizar a sua infraestrutura para desenvolvimento desta pesquisa.

APERFEIÇOAMENTOS DA REGULAÇÃO ESTADUAL SOBRE O MERCADO LIVRE DE GÁS

Data de aceite: 02/06/2023

Daniela Santos

Advogada e Mestre em Direito
Constitucional pela Pontifícia
Universidades Católica do Rio de
Janeiro (PUC) e Sócia Fundadora da SG
Advogados

ABSTRACT: This article aims to identify and analyze the regulatory framework of the Brazilian state of Bahia with regards to the free market for natural gas commercialization in a state that is recognized for its diversity of natural gas suppliers. Based on descriptive and exploratory research cases from other Brazilian states, the main objective of this document is to indicate the regulatory adjustments that could be adopted to suit the specific needs of agents that trade within the scope of the natural gas-free market. During the construction of this study, several normative provisions were identified in the state of Bahia's legislation which could be improved to contribute to the security and predictability of the local segment, thus stimulating competition in the natural gas-free market. Given that the natural gas market is still an embryonic segment in the country, the expected results from the regulatory adjustments proposed

in this article seek to encourage the entry of new agents in the Bahia market. Such a scenario would positively contribute to ensure competitive prices for natural gas, which benefits the entire society, but also to increase its use, as it is a cleaner fuel source than other fossil energy sources, which is in line with the global premises of energy transition to renewable sources.

PALAVRAS-CHAVE: Gás Natural, Regulação, Mercado Livre, Bahia

1 . INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o gás natural tem se tornado uma prioridade em várias partes do mundo. Tanto por conta da necessidade de substituição do carvão (Europa) – dada a sua característica de combustível menos poluente, se comparado a outras fontes fósseis – como para substituir outras energias, desde que tenha preço competitivo. Além da questão ambiental e econômica, há uma importante discussão geopolítica que envolve implicações na soberania dos países.

No Brasil, o cenário de priorização do gás natural também é fortemente notado. Nos últimos anos, muitos avanços foram

observados para estimular a competição, eficiência e dinamismo às relações que envolvem o insumo. É possível destacar várias ações, mas algumas foram (e são) fundamentais para o incremento do mercado de gás no Brasil: o desinvestimento da Petrobras no setor no contexto do Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) firmado entre Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e Petrobras em 2019 – a venda de ativos da petroleira favoreceu a entrada de novos produtores de gás natural no País, especialmente produtores *onshore*, o que, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (2023) contribuiu diretamente para a diversificação dos supridores e a redução do preço da molécula, um elo da cadeia não regulado, que deve ser estimulado a competir – a edição da Lei nº 14.134/21 (Nova Lei do Gás) e do Decreto Federal nº 10.712/21, além dos avanços nas leis estaduais sobre distribuição de gás natural.

Neste contexto, os elos de monopólio natural têm sido centros de debates para o aperfeiçoamento das normas sobre gás natural, de modo a garantir modicidade tarifária, fortalecimento das atividades e dos seus agentes, além de segurança para a sua expansão, respeitando as competências legais.

A Constituição Federal estabelece, nos inc. XII do art. 22, inc. I e IV do art. 177 e inc. IX do art. 20 e art. 176, que a competência para legislar sobre as atividades referentes ao gás natural – exceto a sua distribuição estadual ou a prestação de serviços locais de gás canalizado, segundo o §2º do art. 25 do texto constitucional – é da União, cabendo a ANP a sua regulação e fiscalização.

Por outro lado, o texto constitucional define, no seu § 2º do art. 25, que “cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação”, ou seja, é de atribuição de cada estado regular e fiscalizar a distribuição de gás natural canalizado e a sua comercialização no mercado cativo, em conformidade com o contrato de concessão e observadas as normas aplicáveis ao mencionado mercado.

No mercado livre, os agentes podem negociar livremente as condições para a compra e venda de gás natural (além de contratar a sua movimentação de transportadores e distribuidores – atividades reguladas) cabendo à regulação prever estímulos à competição e ao dinamismo neste ambiente. Com efeito, nos termos do art. 33 da Nova Lei do Gás estabeleceu-se que será de atribuição da ANP:

acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.

Para tanto, é necessário, entre outras condicionantes, a existência de regras claras, objetivas, que respeitem as competências constitucionais, afastem penalidades injustificadas, custos desproporcionais ou inadequados e promovam concorrência, previsibilidade e segurança jurídica.

Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) (2020), a Bahia é o maior estado da região nordeste do Brasil, com uma área de aproximadamente 564 mil Km² e com uma população de cerca de 15 milhões de habitantes. No setor, o estado se destaca como o quinto maior produtor de petróleo (20.106 bbl/d) e gás natural (4.319,50 Mm³/d), com o maior número de campos produtores do País (84 campos), segundo o Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural (ANP, 2024).

A Companhia de Gás da Bahia – Bahiagás, criada pela Lei Estadual nº 5.555/89, é a responsável pela prestação de serviço de distribuição de gás canalizado em todo o estado, tendo iniciado as suas atividades em 1994, nos termos do seu contrato de concessão celebrado em 1991, de acordo com o Decreto Estadual 4.401/91, com vigência de 50 anos (AGERBA, 2023).

Atualmente, o estado se destaca pela maior competição na oferta do gás e, mesmo considerando as especificidades de outros estados da federação, é um exemplo importante para um contexto concorrencial que se pretende estabelecer no setor.

Segundo informação fornecida pela Bahiagás, o estado da Bahia é uma liderança nacional em razão da quantidade de fornecedores e de contratos celebrados. Em abril de 2024, a Bahiagás conta com 9 (nove) fornecedores do insumo, possui 13 (treze) contratos celebrados em diferentes modalidades e 7 (sete) contratos celebrados com a Transportadora Associada de Gás (TAG).

Outro dado importante a ser considerado, é o volume de gás movimentado no mercado livre e cativo no estado, conforme descrito na tabela abaixo:

Tabela – Volume de Gás Natural movimentado no estado da Bahia

Tipos de Uso	Média (mil m ³ /dia)
Residencial	21,03
Comercial	39,09
Industrial	3.455,23
Termelétrica	--
Automotivo	329,22
GNC	5,00
Consumidor Livre (industrial)	1.449,95
Consumidor Livre (termo)	579,43
TOTAL	5.878,95

Fonte: Produzido pela autora com base nas informações disponibilizadas pela Bahiagás em abril de 2024.

Assim, justamente em razão da sua importância no cenário nacional e dos destaques acima, o presente artigo se propõe a analisar os aperfeiçoamentos normativos estaduais – considerando as melhores práticas para o setor de gás natural e as adequações normativas já realizadas em outros estados brasileiros (RELIVRE, 2024) – de modo a garantir avanços na direção do aumento da concorrência e atratividade de investimentos – o que resultará

no incremento da arrecadação e aumento de empregos diretos e indiretos em benefício da sociedade (PINTO, 2016).

Para tanto, em um primeiro momento, o presente artigo apresenta as normas do estado da Bahia que versam sobre gás natural e as informações específicas do estado fornecidas pela Bahiagás. Para a elaboração deste estudo, foram analisadas 20 (vinte) normas estaduais, contrato de regulamentação da concessão para exploração industrial, comercial, institucional e residencial dos serviços de gás canalizado no estado da Bahia (celebrado entre Poder Concedente e a Bahiagás), além da Constituição Federal e das leis e decretos federais sobre o gás natural (Lei nº 9.478/97, Lei nº 14.143/21 e Decreto nº 10.712/21).

Na sequência, o presente estudo aponta quais são as principais alterações nas normas estaduais que deveriam ser implementadas de modo a facilitar os trâmites do mercado livre de gás natural. Neste ponto, o artigo apresentará as justificativas que embasam a necessidade de reavaliação de normas estaduais da Bahia, inclusive a luz da experiência de outros estados da Federação, os quais já possuem normas mais condizentes com os avanços desejados para o mercado livre de gás natural.

Este artigo conclui que, com realização de ajustes pontuais nas suas normas, o estado da Bahia contará com todas as ferramentas para se transformar em um centro de atração de investimentos do mercado livre de gás natural, o que favorecerá a concorrência e incrementará, inclusive, a prestação do serviço de movimentação de gás oferecido pela distribuidora local, considerando o desejado aumento da comercialização de gás natural naquele mercado (PINTO, 2016).

2. AS NORMAS ESTADUAIS QUE AFETAM O MERCADO LIVRE DE GÁS NATURAL

Atualmente, as normas concernentes à regulação do setor de gás natural no estado da Bahia encontram-se dispostas em resoluções emitidas pela Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transporte e Comunicações da Bahia (AGERBA). Para efeitos do presente artigo, as principais são as seguintes:

1. Resolução AGERBA nº 14 de 04 de maio de 2021 que autoriza a instituição e regulamenta a modalidade de serviço de distribuição de gás intitulado serviço de movimentação de gás canalizado (SMGC), assim como estabelece as condições gerais da sua prestação no estado da Bahia.
2. Resolução AGERBA nº 15 de 28 de abril de 2021 que estabelece as condições gerais para formalização dos contratos do serviço de movimentação de gás canalizado no estado da Bahia (SGMC).

Além das normas indicadas acima, o estado da Bahia conta com uma série de outros atos normativos que tratam dos seguintes temas: condições gerais de fornecimento de gás canalizado, tarifas, metodologia da margem bruta, reajustes tarifários, receitas,

modelos de termo de comercializador, modelos de contratos (prestação de serviço de movimentação de gás canalizado, residencial, gás natural veicular (GNV) entre outros), termo de compromisso, mecanismo de conta gráfica, entre outros. Seguem as principais normas (AGERBA, 2024):

- I. Resolução AGERBA nº 47/22 – Regulamentação do mecanismo de conta gráfica
- II. Resolução AGERBA nº 16/21 – Modelo de termo de comercializador
- III. Resolução AGERBA nº 04/21 – Aprova o termo de compromisso para autorização para comercializador a ser utilizado no SMGC
- IV. Resolução AGERBA nº 05/21 – Aprova o modelo de contrato de prestação de serviço de movimentação de gás canalizado
- V. Resolução AGERBA nº 23/20 – Autoriza o SMGC
- VI. Resolução AGERBA nº 02/20 – Aprova modelos de fornecimento de gás para clientes industriais e cogeração
- VII. Resolução AGERBA nº 26/19 – Disciplina a aplicação da metodologia da margem bruta
- VIII. Resolução AGERBA nº 12/15 – Contratos de GNV
- IX. Resolução AGERBA nº 27/13 – Contrato padrão comercial
- X. Resolução AGERBA nº 09/13 – Contrato padrão residencial

2.1 Sugestões de aperfeiçoamento das normas que afetam o mercado livre de gás natural

De início, relevante mencionar que regras contidas em atos normativos provenientes de agências reguladoras são fundamentais para a correta aplicação de normas contidas em leis e decretos, em qualquer caso, precedidas de participação pública.

Neste sentido, considerando que as normas estaduais sobre serviços locais de gás canalizado estão contidas em resoluções normativas expedidas pela AGERBA, seria recomendável que os princípios (promoção de livre mercado, razoabilidade, transparência, isonomia, entre outros) e conceitos mais amplos (sobre as tarifas, ramal dedicado, garantia de equilíbrio econômico-financeiro, entre outros) referentes aos temas de competência estadual sobre o gás natural fossem dispostos em uma lei estadual (observado os trâmites ordinários e a participação popular), o que garantiria mais segurança jurídica ao setor no estado da Bahia.

Feita tal consideração, a partir da análise das resoluções indicadas acima, é possível verificar que há dispositivos que devem ser ajustados para garantir segurança, concorrência e adequação ao mercado livre de gás natural na Bahia. E o objetivo do presente artigo é apontar tais normas e justificar a recomendação de ajuste.

É importante não perder de vista que o ponto de partida da presente análise é a premissa de que a comercialização e o controle da qualidade do gás natural são, nos termos da Constituição Federal e legislação infraconstitucional, de competência da União, cuja regulação é definida pela ANP, enquanto agência reguladora no âmbito federal. Portanto, são atividades que não fazem parte do conceito constitucional de “serviços locais de gás canalizado” e, conseqüentemente, da legislação estadual.

Outro ponto importante a ser ressaltado é o de que as regras concernentes ao mercado de gás natural na Bahia, da forma como estão dispostas nas resoluções da AGERBA, são, em boa parte, positivas para o setor de gás natural. Entretanto, há ajustes que devem ser considerados – e que são objeto do presente artigo – nos termos apontados a seguir.

De forma concreta, devem ser reavaliados os dispositivos que se referem: (a) à fiscalização e aplicação de taxa de fiscalização referente à atividade de comercialização de gás natural (art. 30 da Resolução AGERBA nº 14/21), uma vez que não cabe aplicar uma taxa (que deve estar necessariamente vinculada à prestação de serviço de sua competência) sobre uma atividade de competência federal; (b) às obrigações do mercado livre, no caso de emergência e de contingenciamento do gás (art. 28, § 3º da Resolução AGERBA nº 14/21), uma vez que tais deveres devem ser administrados exclusivamente pela concessionária de distribuição local e nos termos da regulação federal; (c) à responsabilidade do comercializador pela qualidade do gás natural (art. 27 §1º da Resolução AGERBA nº 14/21), considerando que tais regras são estabelecidas pela agência reguladora federal, nos termos da Resolução ANP nº 16/08 e; (d) à obrigação de apresentação de contratos de comercialização à agência reguladora estadual (art. 24 da Resolução AGERBA nº 14/21), entre outras obrigações (art. 25 até 28 da Resolução AGERBA nº 14/21), uma vez que se tratam de deveres relacionados à competência constitucional da União (e, como tal, as informações sobre comercialização devem ser enviadas ao regulador federal).

Ademais, por conta da competência federal, devem ser afastadas quaisquer condicionantes, hipóteses de suspensão ou revogação da autorização do comercializador e penalidades referentes à atividade de comercialização indicadas nas Resoluções AGERBA nº 14/21 e 04/21. Novamente: os desdobramentos e medidas referentes à atividade de comercialização devem ser tratados pela ANP, órgão competente para regular e fiscalizar à atividade de comercialização de gás natural (art. 1º da Lei nº 14.134/21).

Em relação ao mencionado nos parágrafos anteriores, para garantir que os reguladores estaduais tenham conhecimento sobre as atividades de competência federal, o que inclui o acesso a documentos e informações referente à atividade de comercialização de gás natural, é possível firmar acordo de cooperação com a ANP (ou, se já houver, ampliar o seu escopo) para a definição da sua participação no monitoramento da atividade realizada na área de concessão, sem, contudo, onerar injustificadamente os usuários do mercado livre.

A despeito da sua importância, a migração do consumidor cativo para o mercado livre não se limita à figura do consumidor parcialmente livre, ou seja, aquele consumidor que possui contratação simultânea nos mercados livre e regulado para adquirir gás natural (o que é possível, segundo a regulação da Bahia, nos termos do art. 2º do inc. XIX da Resolução AGERBA nº 15/21 e do art. 2º inc. XIX e art. 9º da Resolução AGERBA nº 14/21).

Há, pelo menos, três pontos relevantes para garantir a possibilidade de migração parcial que merecem ser observados no âmbito estadual: o primeiro deles é a previsão regulatória referente à soma das capacidades por CNPJ, considerando que, independentemente de pontos de entrega do gás diversos, poderá ser a forma de viabilizar a migração do usuário para o mercado livre (sem prejuízo para o consumidor cativo). O segundo seria a previsão regulatória sobre a alocação de capacidade do consumidor parcialmente livre, de modo a garantir maior flexibilidade na gestão dos contratos dos agentes livres. E o terceiro ponto seria prever a alocação do volume faturado na estrutura tarifária, de modo a contabilizar a capacidade total nos dois mercados, e, com isso, assegurar a melhor tarifa em benefício dos usuários, o que já é garantido em diversas legislações estaduais.

Ainda sobre o consumidor parcialmente livre, importante não perder de vista que se trata de uma figura central na abertura do mercado de gás, porque ao mesmo tempo em que possui uma parte da sua demanda de gás suprida pela distribuidora local no mercado cativo, também adquire molécula no mercado livre. Portanto, é um agente que “testa” os dois ambientes e, se realmente as normas forem consistentes e seguras, poderá optar, de forma livre, pelo ambiente melhor de contratação, sem qualquer prejuízo para a distribuidora local, que seguirá fornecendo o serviço local de gás canalizado.

Um outro ponto importante a ser considerado no arcabouço normativo estadual de gás natural é a previsão de acordo operacional, de modo a garantir a determinação das condições técnicas, operacionais e de fluxo de comunicação para o funcionamento eficiente das redes de transporte e distribuição, além de determinar regras de alocação de gás natural aos consumidores livres, autoprodutores e auto importadores, em um contrato próprio, no qual todos os agentes envolvidos (distribuidor, transportador, agências reguladoras estadual e federal) estarão cientes dos seus termos.

A previsão de elaboração de acordos operacionais está disposta em diversas normas de estados como São Paulo, Ceará, Sergipe, Espírito Santo, Pernambuco, Alagoas. Entretanto, ainda não há acordos celebrados, o que deverá ser equacionado em breve no âmbito dos estados, envolvendo a participação das agências reguladoras estaduais e federal.

Importante garantir, ainda, que dispositivos operacionais indicados nos Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) sejam transferidos ao futuro acordo operacional – uma vez que envolvem outros agentes além das partes contratantes (como, p.e., obrigações concernentes às transportadoras) – e que seus dispositivos não gerem duplicidade de obrigações e penalidades com contratos celebrados entre as partes envolvidas.

Ainda sobre a CUSD, é de suma importância que os seus termos sejam revisados de modo a assegurar isonomia de tratamento, ou seja, equalização das normas e procedimentos jurídicos entre os consumidores cativos e livres. Na Resolução AGERBA nº 15/21, há a previsão de cobrança de penalidades que não deveriam ser impostas aos agentes do mercado livre.

Outro ponto que garantiria grande avanço para o setor de gás na Bahia seria a elaboração, após participação pública, de um modelo interruptível de CUSD, de modo a servir como parâmetro para as situações nas quais o prazo do contrato celebrado entre usuário e a distribuidora tenha vigência durante o período de ociosidade do gasoduto, sem compromisso prévio de nenhuma das partes.

No caso da CUSD interruptível, o usuário solicitaria capacidade e a distribuidora poderia atendê-lo, mediante a disponibilidade do seu sistema de distribuição. Nesta medida, em razão da sua natureza, tal contrato de uso do sistema deveria, entre outros, afastar penalidades e deveres – uma vez que não há a obrigatoriedade de atendimento de capacidade.

Sobre o balanceamento, é oportuno não perder de vista a sua definição na Nova Lei do Gás (art. 3º, inc. VI da Lei nº 14.134/21) como o “gerenciamento das injeções e retiradas de gás natural em gasoduto ou em sistema de transporte de gás natural com vistas ao seu equilíbrio em determinado período de tempo e à execução eficiente e segura dos serviços de transporte”.

Dessa forma, considerando que o balanceamento é prioritariamente realizado no sistema de transporte, não há que se discutir penalidade por desequilíbrios na legislação estadual, conforme consta da cláusula 11 do Anexo da Resolução AGERBA nº 15/21. Ou seja, as penalidades, se cabíveis, serão aplicadas pelo transportador que é o agente competente para garantir o equilíbrio das injeções e retiradas de gás natural nos gasodutos. Em qualquer caso, os procedimentos para a tratativa do fluxo informacional entre distribuidor e transportador devem estar previstos no já mencionado acordo operacional.

Outro ponto fundamental a ser observado é a necessidade de, após participação pública, assegurar acesso prévio (princípios de publicidade e transparência) à metodologia de cálculo das tarifas que serão aplicadas aos agentes interessados, o que, no caso do mercado livre, diz respeito à TMOV-E (ou seja, tarifa referente à movimentação do gás cujo valor unitário, em reais por metro cúbico, será devido pelos Consumidores Livres, Autoprodutores ou Auto importadores, de forma diferenciada, com Redes de Distribuição Exclusivas, Dedicadas e Específicas, nos termos das definições contidas na Resolução ABERBA nº 15/21), nos termos indicados no art. 40, §5º da Resolução AGERBA nº 14/21.

Por fim, a despeito dos grandes avanços normativos referentes à desverticalização, condição essencial para a garantia de concorrência no setor de gás natural, é necessário afastar expressamente a permissão ao *self-dealing*, ou seja, de transações comerciais entre partes relacionadas, o que não está evidenciado nas regras concernentes ao mercado de gás na Bahia. Neste ponto, importante considerar o entendimento do regulador federal, no qual afirma o que se segue (ANP, 2018):

Transações comerciais entre partes relacionadas que possibilitam redirecionar valor das firmas para seus controladores, prejudicando investidores e consumidores das distribuidoras nas quais possui participação. Como é a vendedora e influencia na decisão da compra, por meio de seus representantes nas distribuidoras, fica configurado um claro conflito de interesses. A prática do self-dealing possui potencial de prejudicar os consumidores finais e, uma vez comprovada, configura uma prática anticoncorrencial, já que o produtor/vendedor com participação na distribuidora/compradora teria acesso às condições comerciais das ofertas de gás de outros vendedores e utilizaria essas informações na precificação de seu gás natural, favorecendo a sua oferta em detrimento de seus competidores, que deveriam acessar o mercado em igualdade de condições.

E segue, no mesmo documento:

Portanto, resolver o problema do self-dealing pode ser considerado uma pré-condição, juntamente com o acesso obrigatório, para o efetivo desenvolvimento da comercialização de gás natural no Brasil. Deste modo, para coibir e/ou limitar práticas de self-dealing pressupõe-se uma mudança estrutural na indústria, que seria alcançada idealmente por meio da desverticalização completa da distribuição, na qual ao produtor não seria permitida a participação acionária nas distribuidoras estaduais de gás canalizado, viabilizando também maior diversidade de agentes independentes no mercado.

Por fim, sobre a desverticalização do mercado de gás, importante não perder de vista que a Lei do Gás (Lei nº 14.134/21) estabelece, no seu art. 33, o que segue:

Art. 33. Caberá à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.

§ 1º Os mecanismos de que trata o caput deste artigo poderão incluir:

I - medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento;

II - programa de venda de gás natural por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP; e

III - restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional que possam comprometer a produção de petróleo.

§ 2º A ANP deverá ouvir o órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) previamente à aplicação das medidas de que trata o § 1º deste artigo.

Portanto, a despeito de outros dispositivos constantes das resoluções do estado da Bahia estarem em harmonia com tais premissas, é fundamental afastar a possibilidade do *self-dealing* no estado e, com isso, assegurar plenas condições de eficiência e competitividade no mercado livre de gás natural.

3 . CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este artigo se concentrou na avaliação das legislações estaduais, sem perder de vista as normas federais sobre a comercialização de gás natural, de modo a verificar como seria possível criar um ambiente mais propício no estado da Bahia para o incremento do mercado livre de gás natural.

Foram avaliadas diversas normas de modo a identificar quais seriam as recomendações de mudança para setor de gás do estado da Bahia. Após as análises correspondentes, chegou-se à conclusão de que há pontos importantes que devem ser reavaliados pelos agentes competentes, de forma a garantir normas adequadas e condizentes ao interesse do estado da Bahia de expandir o seu mercado livre de gás natural.

Nesta medida, o presente estudo concluiu que deveriam ser reavaliados os seguintes pontos dispostos nas Resoluções AGERBA nº 14/21 e Resoluções AGERBA nº 15/21, conforme elencado abaixo:

- I. Afastamento de obrigações relacionadas a situações de emergência/ contingenciamento e de qualidade do gás natural dos dispositivos estaduais, de modo a assegurar o respeito à competência federal sobre o tema;
- II. Considerando que a atividade de comercialização de gás natural no mercado livre não é de competência estadual, deveria ser afastada qualquer taxa de fiscalização sobre a atividade, além de outras obrigações e condicionantes contidas nas normas do estado da Bahia;
- III. A respeito do consumidor parcialmente livre, são necessários ajustes normativos de modo a garantir que não sejam desincentivados a comercializar parcialmente no ambiente de livre contratação;
- IV. Previsão de elaboração de acordo operacional celebrado por todos os agentes envolvidos;
- V. Revisão do CUSD, de modo a garantir tratamento isonômico entre consumidores livres e cativos e criação do CUSD interruptível para as hipóteses de comercialização de gás natural durante o período de ociosidade do gasoduto;
- VI. Adequações referentes ao balanceamento (especialmente relacionadas às penalidades), uma vez que o mesmo ocorre prioritariamente no sistema de transporte do gás natural e não na sua distribuição;
- VII. Indicação da metodologia de cálculo das tarifas; e
- VIII. Afastamento da possibilidade de *self-dealing* de modo a garantir a desejada desverticalização do setor de gás natural.

Ou seja, além da questão do respeito às competências federais, o estudo aponta aspectos técnicos que têm o condão de afastar obstáculos, inseguranças e assimetrias que ainda podem ser verificadas no ambiente normativo referente ao mercado livre de gás natural do estado da Bahia.

Nesta medida, o objetivo deste estudo foi alcançado, sendo correto afirmar que, para tornar o gás natural ainda mais competitivo no estado da Bahia, é fundamental garantir que o arcabouço normativo relacionado ao mercado livre seja ajustado. E tal conclusão pressupõe a participação pública e a observância às especificidades do caso, de modo a assegurar que, além dos benefícios advindos da diversidade de fornecedores, a Bahia também conte com um mercado livre cada vez mais seguro e adequado, em benefício da concorrência e dos seus usuários.

4 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA ESTADUAL DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS DE ENERGIA, TRANSPORTE E COMUNICAÇÕES DA BAHIA (AGERBA). Disponível em: <www.agerba.br.gov.br/legislacoes>. Acesso em 20 de março de 2024.

COMPANHIA DE GÁS DA BAHIA (BAHIAGÁS). Disponível em: <www.bahiagas.com.br>. Acesso em 20 de março de 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em 20 de março de 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Nota Técnica Conjunta ANP nº 2/2023. Estudo técnico para diagnóstico concorrencial do mercado de gás natural no Brasil diagnóstico concorrencial da indústria do gás natural brasileira visando proposta de programa de redução de concentração. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2023/nt-conjunta-gas-2-2023.pdf>>. Acesso em 22 de abril de 2024.

RANKING DO MERCADO LIVRE DE GÁS NATURAL (RELIVRE). Disponível em: <www.relivre.com.br>. Acesso em 20 de março de 2024.

MEIRELLES, Hely Lopes. Direito Administrativo Brasileiro. 36ª edição, São Paulo. Editora Malheiros, 1990.

PINTO JR., Helder Queiroz. Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial, 2ª edição. São Paulo. Editora Elsevier, 2016.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). Disponível em: <www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/ba.html>. Acesso em 20 de março de 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em 20 de março de 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/notas-e-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/arquivos/2018/nota-tecnica-04-2018-sim.pdf>. Acesso em 20 de março de 2024.

5 . AGRADECIMENTOS

A autora agradece aos envolvidos no RELIVRE, pelas discussões e aprofundamentos sobre as normas estaduais que afetam diretamente o mercado livre de gás natural. A contribuição do grupo é fundamental para suscitar o aprofundamento de questões até então pouco discutidas e que são essenciais para o aprimoramento do mercado de gás natural em todos os estados da Federação.

Os agradecimentos são extensivos à equipe da Bahiagás pela disponibilização das informações utilizadas neste artigo a respeito do mercado de gás natural na Bahia.

A responsabilidade por erros e omissões neste artigo é exclusiva da autora.

BLOCO: GEOLOGIA E GEOFÍSICA

IMPLEMENTAÇÃO DO STORYTELLING APLICADA AO ENSINO DE GEOCIÊNCIAS

Data de aceite: 02/06/2023

Juliana Souza da Silva

Universidade Federal do Amazonas

Joemes de Lima Simas

Universidade Federal do Amazonas

ABSTRACT: This paper presents a study of the use of storytelling in geoscience subjects in an oil and gas engineering course. Through bibliographic research, two projects were designed to integrate the technique into two subjects. Geophysical Well Profiling and Petroleum Geology. To apply the methodology, two presentations were made using flowcharts and concept maps to make the concept clearer and more understandable to the students. The aim of the study is to demonstrate the effectiveness of the technique to the students.

PALAVRAS-CHAVE: Oil, Gas, Storytelling, Teaching, Active learning

1. INTRODUÇÃO

As histórias são fundamentais para a sociedade humana desde muito tempo. Na idade média, o humano a utilizou como forma de transmitir valores e informações entre grupos e comunidades. Segundo Miller (2014) e Tenório, Dal forno, Faccin

e Gozzi (2021) as histórias prestam um papel educativo de entretenimento, além de contribuir em uma construção da identidade cultural.

Na educação, o conceito de narrativa, segundo Bruner (1990) e Tenório et al. (2021), torna o storytelling uma ferramenta ideal, pois está associado à organização da experiência para uma melhor compreensão. Essa técnica possui os requisitos necessários para oferecer uma experiência envolvente ao aluno, permitindo uma aprendizagem eficiente.

O storytelling é uma técnica que inicialmente teve sua implementação difundida nos âmbitos do Marketing e da Publicidade, e tem sido cada vez mais incorporada no cenário educacional como uma metodologia capaz de estimular o aprendizado ativo, por Carrilho e Markus (2014) e Valença e Tostes (2019). É uma técnica que se baseia na arte de cortar histórias, a metodologia tem o poder de envolver e transmitir o conteúdo em uma abordagem mais dinâmica e significativa no processo de aprendizagem.

No caso de textos escritos, verifica-se que integrar imagens visuais aumenta e acelera a compreensão dos alunos e que a contação digital de histórias é uma boa estratégia para coletar, criar, analisar e combinar imagens com textos (Burkman, 2004; Vieira et. Al, 2021). Robin (2008) e Vieira et al. (2021) dizem que, os professores que se utilizaram das histórias digitais nas suas aulas puderam perceber que, além de prender a atenção do aluno, a técnica também facilitou as discussões sobre os tópicos abordados tornando assuntos abstratos mais coerentes.

Valença e Tostes (2019) dizem que, a técnica de storytelling deve ser integrada em um planejamento pedagógico mais amplo, de forma que conclua os objetivos propostos e simultaneamente mantendo a transparência e perspectiva entre aluno e professor.

De acordo com Vieira, Rosa e Pellegrin (2020) storytelling é uma técnica testada, consagrada e eficaz sendo alinhada com os jovens estudantes, podendo ser aplicada em diversas áreas do conhecimento. Para o ensino superior, de acordo com estudos recentes, essa metodologia é apropriada para diferentes contextos educacionais que engajam o aluno de forma ativa no processo de aprendizagem.

2 . OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Implementar o storytelling como ferramenta de ensino no processo de aprendizagem das disciplinas de geociências do curso de Engenharia de Petróleo e Gás

2.2 Objetivo específico

- Realizar a pesquisa bibliográfica sobre o storytelling;
- Pesquisar aplicativos para apresentação dos temas;
- Implementar a técnica de storytelling em sala de aula.

3 . METODOLOGIA

Na fase inicial das pesquisas adequamos algumas etapas para obter o resultado esperado:

- Pesquisa bibliográfica

Foi realizada uma pesquisa extensa sobre a técnica e sua utilização no âmbito educacional.

- Seleção de conteúdo

A escolha dos assuntos que poderiam ser abordados, de forma que, utilizando a técnica para intermediar a compreensão, pelo aluno, de forma mais fácil.

- Seleção de recursos para a técnica

Com base nos estudos bibliográficos feitos, é necessário uma forma de integrar o método nas disciplinas do curso através do uso de recursos multimídia, materiais didáticos e ferramentas de apoio necessários para a implementação do método.

- Avaliação

É realizado um questionário para os alunos com a finalidade de obter o *feedback* da turma com a intenção de monitorar a eficácia da técnica e melhorar o método proposto.

4 . RESULTADOS E DISCUSSÕES

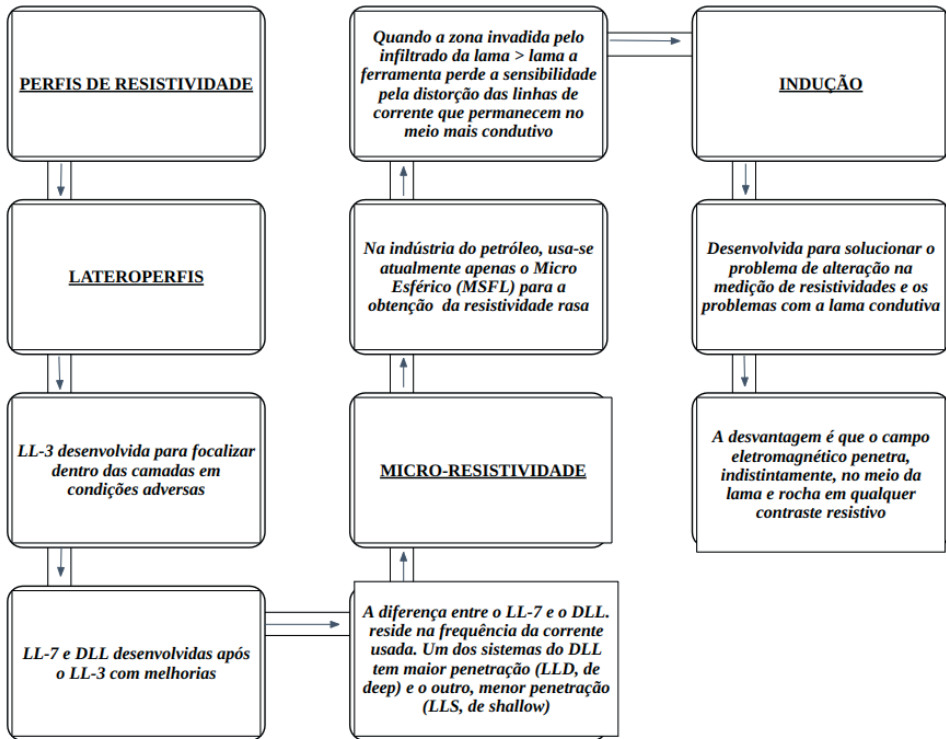
A condução da pesquisa avançou por meio da produção de dois conjuntos de slides, cada um aplicado a uma das disciplinas mencionadas. No primeiro projeto, focado na Perfilagem Geofísica de Poços, a atenção foi direcionada às ferramentas de indução, lateroperfis e Micro-resistividade, fundamentada nos trabalhos apresentados pelos próprios estudantes da turma e na obra “Perfilagem Geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo” do autor Geraldo Girão Nery. O fluxograma utilizado funciona como uma representação para demonstrar a evolução das ferramentas de perfilagem ao longo do tempo.

No segundo projeto, direcionado à disciplina de Geologia do Petróleo, foram explorados os componentes do reservatório conforme descritos no livro “Fundamentos de Engenharia do Petróleo” do autor José Eduardo Thomas. Para a apresentação deste trabalho, ferramentas como o aplicativo Canva e o Google Apresentações foram utilizadas na criação de slides, complementados por um mapa mental que serviu como guia conceitual.

O mapa conceitual apresenta os componentes do reservatório, juntamente com os tópicos associados a cada componente. Esta representação visa destacar de forma clara e organizada os elementos essenciais do reservatório, assim como os aspectos relacionados a cada um deles.

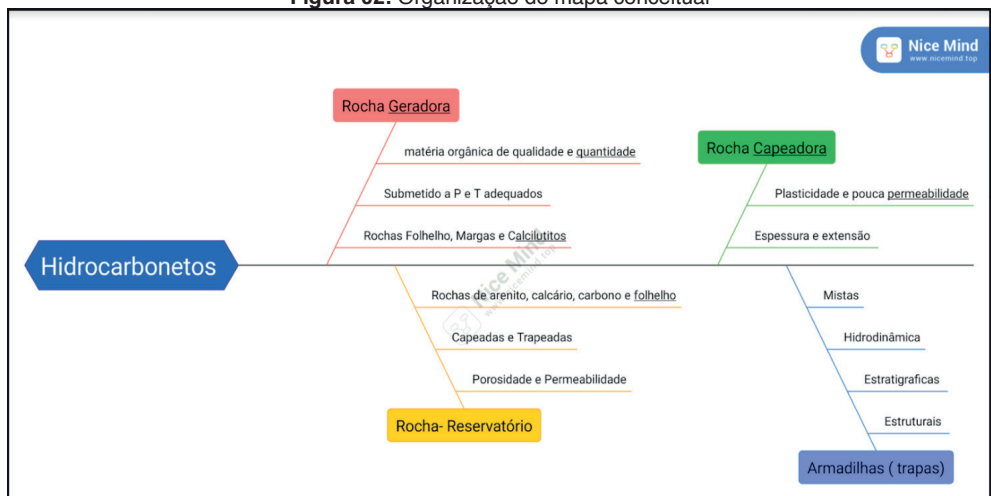
Os slides produzidos utilizaram-se de imagens, e fluxogramas, visando aprimorar a absorção do conteúdo pelos estudantes. A Figura 1 e 2 exemplificam visualmente esse recurso.

Figura 1 – Organização do fluxograma



Fonte: Produzido pelo autor

Figura 02: Organização do mapa conceitual

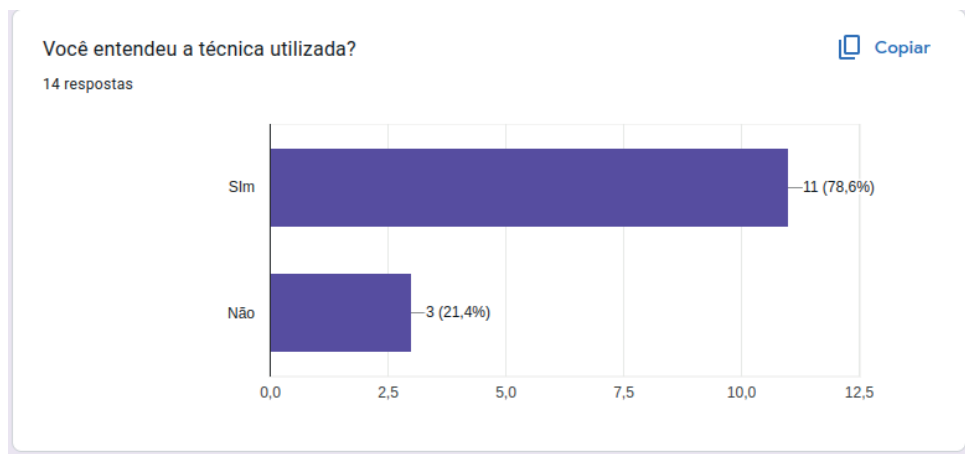


Fonte: produzido pelo autor.

Na primeira apresentação Figura 1, ficou claro que o conteúdo foi transmitido, abordando o funcionamento das ferramentas de indução, lateroperfis e Micro-resistividade. Este trabalho complementou o tema discutido em sala de aula.

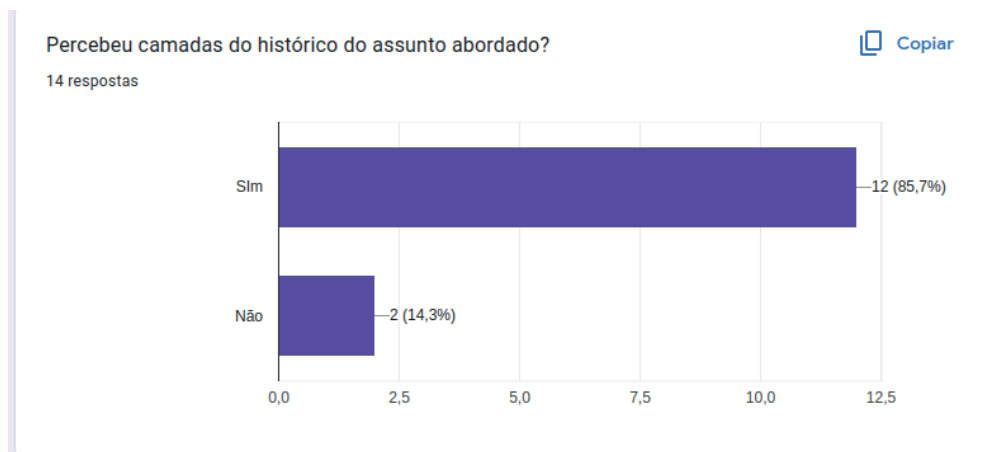
Já na segunda apresentação Figura 2, realizada para uma turma maior, foi adotado um formulário como recurso para os estudantes. Embora a maioria dos alunos tenha compreendido o conteúdo apresentado, algumas dúvidas surgiram em relação à técnica utilizada. A seguir gráficos gerados sobre o formulário utilizado.

Figura 3 – Gráfico I



Fonte: Google Forms (2024)

Figura 4 - Gráfico II



Fonte: Google forms (2024)

Os gráficos destacam que, apesar de uma grande parte dos alunos ter compreendido a técnica e a camada de histórico abordada, ainda há alunos que precisam de maior esclarecimento. Portanto, é importante revisar e melhorar a abordagem para alcançar um entendimento regular e completo entre os estudantes.

5. CONCLUSÕES

A incorporação da técnica de storytelling nas matérias de geociências demonstra uma abordagem diferente e inovadora para o curso. Através dos estudos foi desenvolvido uma estratégia para essa aplicação nas matérias com os recursos visuais. Esse método promete aprimorar a compreensão dos conceitos, permitindo uma absorção do conteúdo pelos estudantes.

A utilização das imagens e fluxogramas tornou o conteúdo mais acessível, o que comprova que é uma ferramenta valiosa para tornar o ensino mais dinâmico, em disciplinas que são mais desafiadoras na compreensão de conceitos.

De acordo com os resultados obtidos, a técnica não foi 100% eficaz em sala de aula, portanto, devemos pesquisar nossas ferramentas para utilizar essa técnica e melhorar a abordagem com o aluno, com o intuito de alcançar o entendimento completo em sala de aula.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BENITES, F. B. A. M.; DUTRA, A.; MIQUELIN, A. F. Criatividade e impacto das narrativas aliados para o ensino e aprendizagem (ativa): Storyboard that e suas múltiplas possibilidades e contextos: Creativity and impact of narratives aligned to teaching and (active) learning: Storyboard that and its multiple possibilities and contexts. Revista Cocar, [S. l.], v. 16, n. 34, 2022. Disponível em: <https://periodicos.uepa.br/index.php/cocar/article/view/4808>. Acesso em 13/08/2023.

FIGUEIREDO, José. Digital Storytelling no eLearning: estudo de caso da sua aplicação a um módulo no ensino superior. Lisboa, 2014. Disponível em: [https://repositorioaberto.uab.pt/bitstream/10400.2/3472/1/TEMPEL Jos%20Carlos%20Figueiredo.pdf](https://repositorioaberto.uab.pt/bitstream/10400.2/3472/1/TEMPEL%20Jos%20Carlos%20Figueiredo.pdf). Acesso em: 08/09/2023.

KARAKOYUN, Ferit; KUZU, Abdullah. The investigation of preservice teachers' and primary school students' views about online digital storytelling. European Journal of Contemporary Education, v. 15, n. 1, p. 51-64, 12 mar. 2016. Academic Publishing House Researcher. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.13187/ejced.2016.15.51>. Acesso em: 08/09/2023

KEAREY, P.; BROOKS, M.; HILL, I. Geofísica de exploração. Tradução Maria Cristina Moreira Coelho. 1ª Reimpressão. São Paulo: Oficina do Texto, 2013. 438 p. Acesso em: 21/08/2023.

MASSAROLO, João. Transmídia: Narrativa para multiplataformas. Universidade de Sorocaba, 2013. Disponível em: <https://periodicos.uniso.br/triade/article/view/1764/1646>. Acesso em: 08/09/2023.

NERY, G.G. Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Geofísica, Salvador: Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo, 2013. Acesso em: 15/10/2023.

NETO, Celso A. Prospecção Sísmica Das Bacias de Camamu, Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba. Pantheon. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/10760/1/MOREIRA%20NETO%2c%20C.A.pdf>. Acesso em: 08/09/2023.

OLIVEIRA, Ana Cristina Martins de. Influência do storytelling nas práticas de consumo de estudantes do Ensino Superior e nas suas percepções face à notoriedade das marcas. Repositório Científico do Instituto Politécnico de Viseu. Disponível em: <https://repositorio.ipv.pt/handle/10400.19/6769>. Acesso em: 15/09/2023.

OLIVEIRA, Marina Silva; BORGES, Ana Cláudia Lins. Usando a Storytelling enquanto Metodologia de Aprendizagem Ativa: Um Relato de Experiência. In: CONGRESSO SOBRE TECNOLOGIAS NA EDUCAÇÃO (CTRL+E), 6., 2021, Evento Online. Anais [...]. Porto Alegre: Sociedade Brasileira de Computação, 2021. p. 508-514. Acesso em: 02/11/2023.

ROSA, Roberto. YouTube. Disponível em: <https://youtube.com/@RobertoRosaGEO?si=wbwFkScrUqbFMMG8>. Acesso em: 08/11/2023.

SANTOS, Rogério. Geofísica de Petróleo. Universidade Federal Fluminense. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://www.sismica.uff.br/index.php/geofisica-de-petroleo>. Acesso em: 05/10/2023.

TENÓRIO, N.; DAL FORNO, L. F.; FACCIN, T. C.; GOZZI, F. Uso da Storytelling para a construção e o compartilhamento do conhecimento na educação. Educação Por Escrito, [S. l.], v. 11, n. 2, p. e30601, 2020. DOI: 10.15448/2179-8435.2020.2.30601. Disponível em: <https://revistaseletronicas.pucrs.br/index.php/poescrito/article/view/30601> Acesso em: 15/09/2023.

THOMAS, J.E. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Editora Interciência, 2º edição, Rio de Janeiro, 2001. 271 p. Acesso em: 18/10/2023.

VALENÇA, M. M.; BALTHAZAR TOSTES, A. P. O Storytelling como ferramenta de aprendizado ativo. Carta Internacional, [S. l.], v. 14, n. 2, 2019. DOI: 10.21530/ci.v14n2.2019.917. Disponível em: <https://www.cartainternacional.abri.org.br/Carta/article/view/917>. Acesso em: 13/08/2023.

VIEIRA, Alboni M. D. P.; ROSA, Vinicius F. N.; PELLEGRIN, Letícia V. A importância da digital storytelling na arte do ensinar: uma discussão teórica sobre as possibilidades de uso da técnica no ensino superior. REVISTA EDUCAÇÃO E CULTURA CONTEMPOR NEA, v. 18, n. 53, p. 297-312, 2021. Disponível em: <http://revistaadmmade.estacio.br/index.php/reeduc/article/view/5235/47967678>. Acesso em: 23/11/2023.

WILWERT, M. et al. Revisão sistemática de estudos sobre a contação de histórias (storytelling) como facilitadora da aprendizagem no ensino fundamental. Cadernos de Educação, n. 65, 2021, p. 1-19. Disponível em: <https://revistas.ufpel.edu.br/index.php/educacao/article/view/3261/262>. Acesso em: 12/11/2023.

7. AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos ao Programa Institucional de Bolsas de Iniciação em Desenvolvimento Tecnológico e Inovação – PIBITI da UFAM, que possibilitou o desenvolvimento do projeto e à professora Dra Joemes de Lima Simas que coordena o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa foi realizada sob sua orientação.

CARACTERIZAÇÃO DE SOLEIRAS EM POÇOS PETROLÍFEROS A PARTIR DE ANÁLISES QUANTITATIVAS DE PERFIS GEOFÍSICOS

Data de aceite: 02/06/2023

Deborah Andressa Simas Campos
Universidade Federal do Amazonas

Joemes de Lima Simas
Universidade Federal do Amazonas

ABSTRACT: The well geophysical profiles are an important source of information for the qualitative and quantitative evaluation of formations associated with petroleum systems. In this project, geophysical profiles were used for the characterization of sills associated with petroleum systems through the study of four wells in the Amazon Basin and four in the Solimões Basin. The methodology is based on petrophysical investigation and quantitative analysis of geophysical profiles in oil wells. As a result, the identification and characterization of sills present in the rock formations are expected to be achieved.

PALAVRAS-CHAVE: Perfilagem; Análise Quantitativa; Avaliação de Formações

1. INTRODUÇÃO

A perfilagem de poços é uma ferramenta essencial para a indústria de

petróleo, com o avanço das ferramentas de perfilagem, a busca por petróleo em áreas cada vez mais difíceis foi ficando intensa e incessante, elevando assim os custos de operação (NERY, 2013).

A perfilagem de poços aplicados à exploração de petróleo permite obter informações significativas a respeito das formações atravessadas por esse poço, como Litologia (tipos de rocha), espessura dos intervalos do reservatório, porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos presentes, entre outras (THOMAS, 2001). A análise de perfis geofísicos em poços de petróleo permite a avaliação qualitativa e quantitativa das Formações associadas aos sistemas petrolíferos, o mapeamento estrutural, a correlação entre poços, a caracterização do reservatório, a identificação sedimentológica, mineralógica e a petrofísica da rocha, além da identificação de fraturas e dos fluidos presentes (KEAREY, 2010).

Os perfis constituem-se na mais importante ferramenta exploratória de geólogos, engenheiros de petróleo e

reservatório, pelo fato de proporcionarem padrões para correlação entre poços vizinhos, confecção de mapas geológicos e definição da geometria dos corpos e ambientes de sedimentação (NERY, 2013). Na análise quantitativa, é possível realizar os cálculos numéricos com relação a saturações fluidas, volumes de hidrocarbonetos móveis, volumes de hidrocarbonetos residuais, espessuras das camadas, permeabilidades, porosidades, resistividades, velocidades sônicas, densidades das rochas, constantes elásticas das rochas, percentual de misturas litológicas, conteúdo radioativo, volume de argila das camadas, reservas de reservatório, cálculo da pressão de poros, medida do diâmetro e do volume dos poços, mergulho das camadas, determinação da inclinação e direção de Poços (NERY, 2013).

Dessa forma, a petrofísica, que é o estudo das propriedades físicas das rochas, corrobora com o processo de análise quantitativa pois seu processo de estudo evidencia as principais propriedades de armazenamento e transporte nas rochas reservatórias, como a porosidade e a permeabilidade.

2 . OBJETIVO GERAL

Caracterizar soleiras em perfis geofísicos de poços petrolíferos a partir de análise quantitativa.

2.1 Objetivos específico

- Pesquisar as bibliografias disponíveis sobre o tema;
- Coletar dados de perfis geofísicos de poços petrolíferos;
- Selecionar os perfis que serão utilizados

3 . METODOLOGIA

O presente projeto é desenvolvido de acordo com as seguintes etapas: Na primeira etapa realizou-se as pesquisas bibliográficas em trabalhos científicos, artigos, teses, livros, especializadas disponíveis no Portal Periódicos da CAPES (Scifinder Scholar, Web of Science e Scopus). Os artigos e teses foram obtidos pelo próprio Portal Periódicos e do Google Acadêmico. Nesta etapa do projeto as pesquisas bibliográficas foram sobre o tema proposto, visando identificar metodologias para análise quantitativa e identificação de soleiras em perfis geofísicos.

Em seguida, na segunda etapa, foram feitas as coletas de dados dos perfis geofísicos, a fim de selecionar os mais adequados para análise quantitativa, utilizando oito poços de petróleo. A seleção dos poços levou em consideração os indícios de hidrocarbonetos, classificando-os conforme a presença de óleo ou gás, com base nas informações fornecidas pela ANP.

Após a obtenção dos poços, na terceira etapa está sendo realizada a coleta de dados quantitativos do perfil de Raio Gama em cada poço, para que nas etapas seguintes sejam interpretados e identificados as soleiras nos reservatórios com a ajuda de softwares.

Para a interpretação dos perfis geofísicos do poço, serão realizadas as seguintes Etapas:

Na quarta etapa será utilizada a versão acadêmica dos softwares Opendtect (dGB, 2020) e o Petrel para analisar os dados e delinear a zona de interesse: as soleiras.

Na quinta etapa, a avaliação da localização e espessura das soleiras, considerando que sua presença pode afetar a maturação dos hidrocarbonetos.

E por fim na sexta etapa, a partir da pesquisa conduzida, será possível determinar as posições e extensões onde as soleiras estão presentes, além de realizar a interpretação quantitativa para identificar suas profundidades correspondentes.

4 . RESULTADOS E DISCUSSÕES

Durante a revisão bibliográfica, foram obtidas informações sobre diversas técnicas de perfilagem geofísica, incluindo o raio gama, eletrorresistividade, caliper e sônico, entre outras.

Pontuar os critérios para cada técnica foi crucial nesta etapa inicial, pois essas definições são fundamentais para a seleção das técnicas de investigação adequadas para análise quantitativa. Além disso, na revisão bibliográfica, foram identificados os principais conceitos e metodologias utilizadas para a análise quantitativa em perfis geofísicos. Assim como os conceitos de rochas cristalinas e também sobre as soleira.

Na segunda etapa, foram selecionados e escolhidos quatro poços da Bacia do Amazonas e outros quatro da Bacia do Solimões conforme os indícios de hidrocarbonetos em seus reservatórios e da presença de rochas cristalinas.

Os poços escolhidos foram 1 UR 0001 AM, 1 BR 0001 PA e 3 ICA 0002 AM da Bacia do Amazonas, e os outros poços 1 MV-2 AM, 1 MV 1 AM, 4 RUC 0002 AM da Bacia do Solimões. Após a escolha dos poços, na terceira e atual etapa, foi escolhido o perfil de raio gama para a identificação do índice de radioatividade e argilosidade em todos os poços.


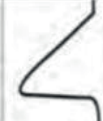

O perfil de raio gama é uma técnica de perfilagem geofísica utilizada para análises qualitativas e quantitativas, fornecendo informações sobre a quantidade de material radioativo nas rochas subterrâneas. Esses dados ajudam na identificação de diferentes tipos de formações geológicas e na localização de recursos naturais, como petróleo e gás.

De acordo com o Girão, para registrar uma curva de Raios Gama, são suficientes detectores como a Câmara de Ionização, o Geiger-Müller, o Cintilômetro ou o contador proporcional. Esses dispositivos são influenciados pela presença de raios gama ambientais após a sua eliminação, bem como pela presença do corpo metálico da sonda e das radiações alfa e beta. A ferramenta é instalada em uma sonda e depois é descida pelo poço, fazendo a detecção dos raios gama de baixo para cima.

São dois os tipos de ferramentas de raios gama, o convencional e o espectral. O convencional dá a soma dos elementos radioativos nas formações rochosas, enquanto que no espectral é detectável e possível distinguir quais elementos radioativos terá e também é possível obter a soma de todos estes. “Sabendo-se que o perfil de Raios Gama convencional reflete somente a proporção de folhelho ou argila de uma camada, pode-se utilizá-lo com um indicador do teor de folhelho ou da argilosidade (VsgGR) das rochas” (Girão,2013).

Para uma análise quantitativa, inicialmente é necessária uma análise qualitativa das formações rochosas. Para tal foi usado um quadro com as características das curvas do Raio Gama, onde as quais carregam informações sobre onde há radioatividade e argilosidade nas formações. A figura 1 abaixo mostra tais características das curvas .

Figura 1 - Definições de ambientes sedimentares com o uso do perfil de raio gama (Adaptado de Glover, 2007)

Forma	Suave	Ambientes	Serrilhada	Ambientes
Cilíndrica Representa deposição uniforme		Dunas Eólicas, Areias de Maré, Canais Fluviais		Deltas Distributários, Canais Turbidíticos, Leques Proximais de Mar Profundo
Sino Granodecrescência ascendente		Areias de Maré, Areias Fluviais, Fluxos de Traças, Canais Fluviais, Barras de Pontal		Areias Lacustres, Deltas Distributários, Canais Turbidíticos, Leques Proximais de Mar Profundo
Funil Granodecrescência descendente		Restingas, Praias, Brechas Oblíquas num dique		Barreira de Foz Distributários, Delta de Orla Marítima, Leques Distais de Mar Profundo

Fonte: GIRÃO, 2013

Depois de feita a análise qualitativa e entendida a qualidade da curva do raio gama, inicia-se a análise quantitativa. Para tal processo, primeiro será feita o traço da LBF (linha base do folhelho) o qual representa a média dos valores máximos de radioatividade dos folhelhos. De acordo com Girão “(2013)”, esse valor médio da LBF é adotado como GRmáximo (GRmax), enquanto o valor do arenito mais “limpo” será o GRmínimo (GRmin). Para o valor do GR, será utilizado o pico da curva do Raio gama no trecho escolhido. Tais passos devem ser adotados no trecho de estudo.

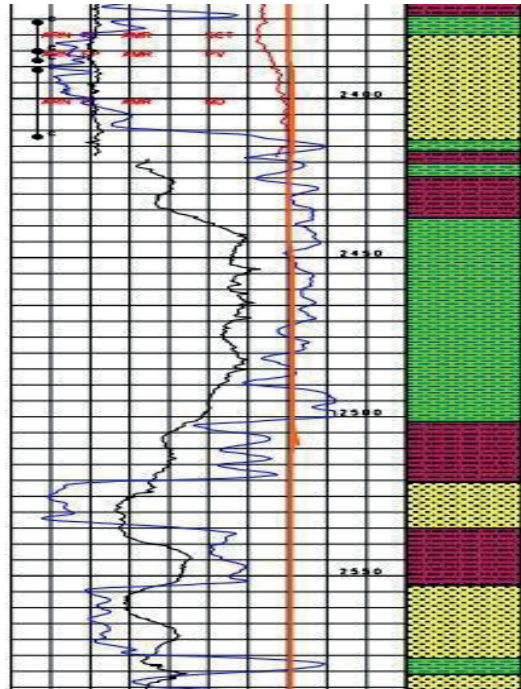
Logo após seguir os passos acima, os valores coletados deverão ser utilizados na equação para encontrar o índice de radioatividade (IGR) para depois encontrar propriamente dito a argilosidade da formação. Abaixo estão representadas as equações que serão utilizadas respectivamente pelo passo a passo.

$$VshGR = IGR / (3-2.IGR)$$

$$IGR = (GR - GRmin)/(GRmax - GRmin)$$

Primeiro vamos analisar de forma qualitativa e quantitativa o poço da Bacia do Amazonas, 1 UR 0001 AM, nas profundidades de 2374m a 2650m, dentro dessa profundidade foram analisados três trechos que são intercalações de folhelhos e arenitos. Assim como foi traçado a LBF (traço laranja na figura 4).

Figura 2 - Reservatório do poço da Bacia do Amazonas



Fonte: ANP

Na profundidade 2374m a 2413, a interpretação do perfil GR indica que há um folhelho em cima de um arenito, pois a curva do raio gama demonstra valores de alta radioatividade no topo, onde se tem o folhelho, e decai no arenito se mantendo estável, isto se trata de baixa radioatividade, ou seja, um arenito limpo. Qualitativamente, a LBF possui 105 API, que será o GRmax, enquanto que o GRmin é de 15 API e o GR é de 60 API. Substituindo esses valores na equação do IGR (figura 2) teremos um índice de radioatividade de 0,5, ou seja, avaliando o percentual fica 500%. Agora que já temos o índice linear de radioatividade, vamos substituir esse valor na equação de Steiber (figura 3), que teremos um total de 0,25 de argilosidade.

Esse mesmo passo a passo foi feito nos demais trechos encontrados, o segundo trecho intercalando arenito em cima e folhelho embaixo nas profundidades entre 2380m a 2417m. A curva do raio gama indica um arenito limpo e um folhelho bem radioativo. O

calculado do IGR, produz um índice linear de radioatividade igual 116% enquanto que o valor da argilosidade é de 0,68.

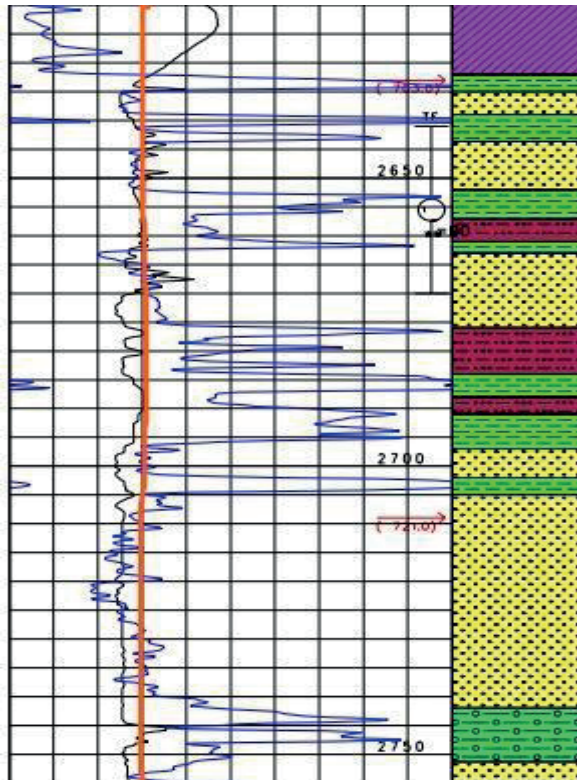
No terceiro e último trecho distinguível na profundidade de 2374m a 2650m no poço 1 UR0001 AM, da Bacia do Amazonas, temos um arenito e folhelho entre 2553m a 2586m. A curva do raio gama, novamente, mostra um arenito limpo enquanto que o pico da curva se dá no folhelho. Depois de substituir os valores encontrados na equação do IGR, obteve-se um índice linear de radioatividade igual 116%, e o valor da argilosidade é de 0,68. Igual ao trecho anterior.

O mesmo roteiro de análise, aplicado ao poço anterior, foi repetido no poço 1BR 0001 PA, também da Bacia do Amazonas. O foco de estudo foi na profundidade de 3015m a 3375m, onde há 5 trechos de arenito e folhelhos intercalados. Com a linha base do folhelho traçada em 45 API e o GRmin de 30 API, os valores são substituídos nas equações de IGR e na equação de índice de argilosidade. No primeiro trecho o IGR é de 200% , enquanto que o índice de argilosidade fica entre 2%. Já no segundo trecho, o índice de radioatividade é de 100% e o VshGR é de 1%. O terceiro trecho, com arenito e folhelho, tem o IGR igual a 700% e o VshGR com 0.636%. No quarto trecho, a curva de raio gama sofre um pico no folhelho, sendo assim o valor do IGR de 400% e o VshGR de 0.80%. No quinto e último trecho, têm-se um arenito intercalando com um folhelho, o valor do IGR é de 150%, enquanto o índice de argilosidade é nulo nesse trecho.

No terceiro poço, 3 ICA 0002 AM, teremos a linha base do folhelho em 60 API e o GR min com 30 API, na profundidade de 1600m a 1715m. Foram analisadas três sequências com arenitos e folhelhos intercalados entre si. Na primeira sequência, têm-se um folhelho e um arenito com picos do raio gama no folhelho com 150 API, O resultado do IGR é de 400% de radioatividade e a argilosidade de 0.80 %. No segundo trecho, já com um arenito e um folhelho, respectivamente, o IGR é de 100% enquanto o VshGR é de 1%. No terceiro e último trecho, têm-se folhelho em cima e um arenito embaixo com a curva do raio gama marcando 135 API, o índice de radioatividade ficou em 350% e o índice de argilosidade em 0.875%.

No segundo poço, 1 MV-2 AM, da Bacia do Solimões, foi escolhida a profundidade entre 2633m a 2767m. Dentro dessa área foram encontrados 4 trechos com a mesma intercalação do poço anterior, folhelhos e arenitos. Aqui também foi traçada uma LBF com valor médio dos valores máximos dos folhelhos de 45 API (GRmax) exemplificado na figura 5 logo abaixo.

Figura 3 - Reservatório do poço da Bacia do Solimões



Fonte: ANP

No trecho 1, têm-se folhelho em cima e arenito em baixo, as curvas do Raio Gama demonstram um pico altíssimo no folhelho, enquanto no arenito ele decai. Esse pico é de 150 API e será o GR na equação, o valor mínimo (GRmin) é de 25 API. Substituindo esses valores já equação do IGR, teremos um índice linear de radioatividade de 520% e o valor da argilosidade será de 0,70.

No trecho 2, também teremos a curva do raio gama indicando alta radioatividade nos folhelhos. O GR nesse trecho é de 150 API. Substituindo esses valores na equação do IGR, o índice linear também será de 520%, portanto o valor da argilosidade será de 0,70.

No trecho 3, os valores do índice de radioatividade mudam, pois o GR nesse trecho é 135 API. Mostrando que a radioatividade está toda no folhelho. Substituindo na equação do IGR tem-se um índice de radioatividade igual a 460%. Substituindo o valor que foi encontrado na equação de Stieber, a argilosidade será de 0,74%.

No último e 4º trecho temos um folhelho em cima e um arenito em baixo nas profundidades 2690m a 2763m. A curva do raio gama mostra alta radioatividade no folhelho enquanto no arenito a curva decai. O GR nesse trecho é igual a 135 API. Substituindo os valores nas equações, obteve-se o mesmo índice de radioatividade e o mesmo valor de argilosidade que foi encontrado no trecho anterior.

O poço 1 MV 1 AM, também da Bacia do Solimões, foi projeto de estudo com a mesma metodologia. A profundidade analisada foi de 2100m a 2373m, com 3 trechos com seqüências de arenito e folhelho. A linha base do folhelho foi traçada e o valor mínimo do raio gama encontrado, com 45 API e 15 API respectivamente. O primeiro trecho, têm-se arenito e folhelho, com a curva do raio gama marcando 150 API, indicando alto índice de radioatividade. Após substituir os valores na equação do IGR, obteve-se um valor de 450 % de radioatividade e 0.75% de argilosidade. No segundo trecho, obteve-se um índice de radioatividade de 400% e o de argilosidade com 0.8%. No terceiro e último trecho, com folhelho e arenito intercalados, o pico da curva do raio gama marca em 105 API. Substituindo os valores, têm-se o IGR de 300% e o índice de argilosidade de 1%.

No poço 4 RUC 0002 AM, têm-se 3 trechos avaliados. O valor da LBF é de 45 API e o valor mínimo da curva do raio gama é de 30 API, valores esses encontrados na profundidade de 2325m a 2650m. Na primeira seqüência de arenito e folhelhos, a curva do raio gama marca em 135 API, com os cálculos feitos, o IGR fica com 700% e o índice de radioatividade com 0.636%. No segundo trecho, após analisado e feitos os cálculos, o índice de radioatividade é de 200% e com 2% de argilosidade. No terceiro e último trecho, têm-se folhelho e arenito, com a curva do raio gama entrando em pico no folhelho com 120 API. Após a substituição de todos os valores nas equações, obteve-se um total de 600% de radioatividade e 0.66% de argilosidade.

5 . CONCLUSÕES

Até esta etapa, foram feitas as análises qualitativas e quantitativas em 6 (seis) poços. Logo, relacionando os dados e valores encontrados nos quais pode-se observar um alto índice de radioatividade em alguns trechos e um baixo teor de argilosidade. Quando se tem um IGR alto o valor da argilosidade será alto e vice-versa. Para a conclusão do projeto e identificação de soleiras nos poços ainda serão analisados mais quatro poços nas bacias sedimentares do Amazonas e Solimões.

6 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Aminzadeh, F.; Dasgupta, S. (2015). Geofísica para engenheiros de petróleo. Rio de Janeiro: Elsevier.

Amui, S. (2010). Petróleo e gás natural para executivos: exploração de áreas, perfuração e completção de poços e produção de hidrocarbonetos. Rio de Janeiro: Interciência.

Kearey, P.; Brooks, M.; & Hill, I. (2009). Geofísica de Exploração. São Paulo: Oficina de textos.

Melani, L. H. Caracterização Petrofísica de Reservatório Carbonático. Dissertação de Mestrado. Universidade Estadual De Campinas, 2015.

Nery, G.G. 2013. Perfilagem Geofísica em poço Aberto – Fundamentos básicos com ênfase em petróleo. Rio de Janeiro, SBGf. 222p.

Rocha, C. E. D., & De Azevedo, A. E. 2009. Análise petrofísica e identificação de hidrocarbonetos em reservatórios de carbonatos. In Conferência de Engenharia de Petróleo da América Latina e do Caribe da SPE. Sociedade de Engenheiros de Petróleo.

Scardini, D. C., Damasceno, E. A., & Maximiano, F. A. 2013. Integração de dados de perfilagem, testemunho e produção para caracterização de reservatórios de carbonatos. In: Conferência de Engenharia de Petróleo da América Latina e do Caribe da SPE. Sociedade de Engenheiros de Petróleo.

Telford, W.M.; Geldart, L. P.; & Sheriff, R. E. (1990). Applied Geophysics. 2ed. New York: Cambridge University Press. THOMAS, J. E. Fundamentos de Engenharia de petróleo. 1ª edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2001.

7. AGRADECIMENTOS

Ao PROGRAMA INSTITUCIONAL DE BOLSAS DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA (PIBIC)/PROPEP/UFAM, especialmente a UFAM pela concessão da bolsa de Iniciação Científica e a Professora Doutora Joemes de Lima Simas que coordena o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa foi realizada sob sua orientação.

CARACTERIZAÇÃO DE PLUMAS DE CONTAMINAÇÃO POR HIDROCARBONETOS A PARTIR DA INTERPRETAÇÃO DE DADOS GEOFÍSICOS

Data de aceite: 02/06/2023

Pedro Henrique Felix Saraiva
Universidade Federal do Amazonas

Joemes de Lima Simas
Universidade Federal do Amazonas

ABSTRACT: Geophysics serves as a potent instrument for subsurface investigations, facilitating swift data acquisition and offering considerable ease in equipment utilization. The geophysical methodologies encompass a wide array of techniques, none of which is deemed superior in an absolute sense, thereby leading to the common practice of employing multiple techniques concurrently within a single study. This project leverages computational support via open-source software to aid in the characterization of sections derived from geophysical data, thereby enabling the identification of potential subsurface contamination plumes.

PALAVRAS-CHAVE: Geofísica; Contaminação; Derivados de Petróleo.

1. INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera é seccionada em três grandes segmentos, Upstream, Midstream e Downstream.

Dispostas nos segmentos Upstream e Downstream, as atividades de exploração de hidrocarbonetos, bem como o armazenamento de seus derivados em Tanques de Armazenamento Subterrâneos (TAS), em postos de serviço refinarias e oleodutos, configuram uma parte da infraestrutura industrial indispensável ao desenvolvimento social e econômico mundial. Entretanto, em caso de vazamentos nessas instalações, essas atividades representam um potencial risco de contaminação do sistema edáfico e das águas subterrâneas. Nesse viés, a poluição ambiental, decorrente da contaminação de solo por petróleo e seus derivados, têm atraído atenção pela sua resistência na esfera ambiental, isto é, pela resistência à biodegradação e pelos efeitos nocivos causados no ambiente, decorrente do crescimento progressivo da indústria de petróleo desde a Segunda Revolução Industrial, danos oriundos de seu armazenamento e transporte são gradativamente mais suscetíveis.

Dentre os constituintes desse combustível fóssil, estão os hidrocarbonetos monoaromáticos ou compostos BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e os três xilenos orto, meta e para), configurando, não somente, danos ao meio ambiente, mas também, à saúde pública, visto que os constituintes dos combustíveis apresentam propriedades tóxicas, tornando a contaminação do solo e das águas subterrâneas por substâncias poluentes como derivados de petróleo, uma preocupação crescente em todo o mundo (Braga, 2016). As plumas são o resultado do transporte hidrogeológicos de contaminantes em subsuperfície. (Sauk, 2000). Estimar esses vazamentos é uma atividade difícil, uma vez que não é possível fazer observações diretas, tendo em vista que plumas de hidrocarbonetos formam-se no subsolo sem apresentar indícios em superfície. Destarte, os métodos geofísicos são considerados mais eficazes na identificação de plumas de contaminantes devido à sua natureza não invasiva. Isso significa que não há necessidade de perfurações e sondagens para realizar obtenção de dados, tornando-os convenientes e de aplicação simplificada.

Dentre as técnicas de pesquisa empregadas para a determinação de meios físicos com problemas de contaminação subterrânea, está a Geofísica Aplicada – que envolve a aplicação da teoria e instrumentação geofísica na investigação de situações ou estruturas existentes nos meios geológicos (Braga, 2016). Considerando as composições mineralógicas, texturais e disposições, as seções geológicas apresentam propriedades elétricas, como resistividade, permeabilidade magnética, constante dielétrica, isto visto, uma seção geológica apresenta distintas propriedades elétricas, fato este, que é atenuado pela presença de hidrocarbonetos que, no meio físico natural, apresentam um maior contraste devido às suas propriedades elétricas – condutividade e permissividade. O método geofísico classificado como geoeletrico estuda, em tese, os contrastes das propriedades eletromagnéticas do meio em subsuperfície (Zhdanov & Keller, 1994). Dessa forma, os métodos pertencentes ao grupo dos métodos geoeletricos – eletrorresistividade, polarização induzida, potencial espontâneo, radar de penetração e eletromagnético – vêm contribuindo de maneira eficaz na investigação dessa problemática ambiental (Nobes, 1996).

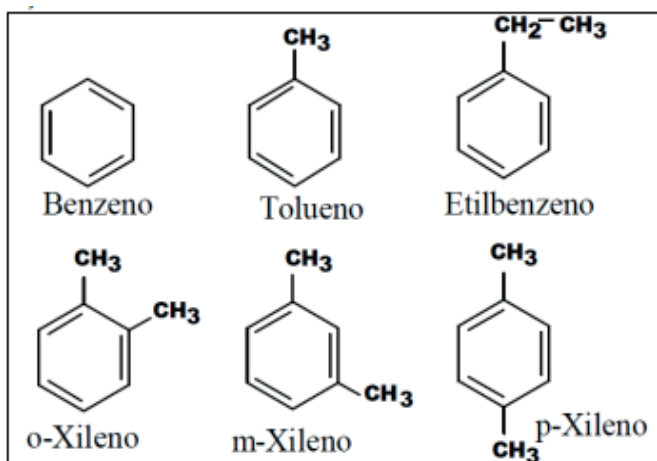
1.1 Hidrocarbonetos

Hidrocarbonetos compreendem o grupo de compostos orgânicos constituídos por átomos de carbono e hidrogênio. Em um panorama mais abrangente, essa classe orgânica é dividida três grandes classes: saturados, insaturados e aromáticos. Isto posto, hidrocarbonetos são a principal matéria componente do óleo cru, ou petróleo bruto, constituídos em média por 84,5% de carbono, 13% de hidrogênio, 1,5% de enxofre, 0,5% de nitrogênio e 0,5% de oxigênio (Solomons, 1996), que, por sua vez, é a fonte primária de quase todos os derivados de petróleo. O petróleo apresenta composições distintas, de acordo com a quantidade relativa de hidrocarbonetos contidos em sua composição,

devido as propriedades físicas que variam de campo petrolífero para outro, e ainda, pelos processos pelo qual esse produto é submetido, como a volatilização, dissolução e degradação química e biológica. Sendo possível identificar mais de 600 hidrocarbonetos: 25% alcanos, 50% cicloalcanos, 17% aromáticos e 8% compostos alifáticos, em sua composição. (Fetter, 1999).

Os compostos de interesse que exigem maior preocupação ambiental e que, normalmente, são os principais a serem identificados e quantificados após um processo de vazamento, são: benzeno, tolueno, etilbenzeno e xilenos (isômeros: orto-, meta- e para-xileno). Esses compostos, conhecidos também como BTEX, estão alocados no grupo dos hidrocarbonetos monoaromáticos, cujas estruturas moleculares detêm como característica principal a presença do anel benzênico. Aplicados, principalmente, como solventes industriais sendo os principais componentes aromáticos encontrados em muitos derivados do petróleo e amiudamente, encontrados na água subterrânea.

Figura 1 – Estrutura Química dos Compostos BTEX.



Fonte: Mazzuco (2004)

Os vazamentos do BTEX configuram um grande desafio, não apenas no Brasil, mas em todo o mundo. Esses compostos aromáticos são prejudiciais tanto ao meio ambiente quanto à saúde humana. Dentre os BTEX, o benzeno é o que possui maior grau de toxicidade, apontado como o agente mais preocupante em termos de saúde pública. De acordo com a Agência Internacional de Pesquisa sobre o Câncer (IARC), órgão da Organização Mundial da Saúde, o benzeno é classificado no Grupo I, ou seja, é uma substância comprovadamente cancerígena. Para além dos BTEX, geralmente, outras classes de compostos também são alvos de atenção, como os hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA), os compostos orgânicos voláteis (COV) e os hidrocarbonetos totais

de petróleo (HTP). Os compostos BTEX, HPA e HTP são escolhidos, principalmente, pela toxicidade, mobilidade e persistência no meio ambiente. Portanto, todo e qualquer vazamento oriundo de petróleo e seus derivados deve ser estudado e caracterizado visando estabelecer o potencial risco que a pluma contaminante provocará no local.

Tabela 1 – Principais derivados do petróleo

COMBUSTÍVEL	FAIXA DE ÁTOMOS DE CARBONO POR MOLÉCULA	PONTO DE FULGOR	COMPONENTES PRESENTES	USO
Gás	C1 a C4	20 °C	Metano, Etano, Propano, Butano, Etileno, Propileno, Butileno, Isobutano, Isobutileno.	Cocção e aquecimento domiciliar.
Gasolina	C5 a C10	20 a 190 °C	Alcanos, Alcenos, Monocromáticos solúveis em água e aditivos.	Combustível automotivo
Querosene	C11 a C13	190 a 260 °C	Alcanos, monocromáticos, HPA (naftalenos, atracenos), pouco solúveis, alguns metais e aditivos.	Combustível, combustível para avião
Diesel	C14 a C18	260 a 360 °C	Alcanos, monocromáticos, HPA (naftalenos, atracenos), pouco solúveis, alguns metais e aditivos.	Combustível automotivo
Óleos Lubrificantes	C19 a C40	360 a 530 °C	Alcanos, HPA's insolúveis em água e metais como níquel e vanádio	Lubrificantes e graxas

Fonte: Maximiano, 2001

1.2 Denominação dos contaminantes em subsuperfície

No estudo de contaminação hidrogeológica os fluidos responsáveis pela contaminação são denominados por líquidos de fase não aquosa, ou NAPLs, os hidrocarbonetos, por sua vez, por uma densidade menor que água, são denominados LNAPLs, e ainda os DNAPL mais densos que a água. A fase livre dos combustíveis, geradas com o vazamento, ocupam posições distintas para cada NAPL, o LNAPL permanece sobre o nível d'água e o DNAPL afunda para a base do aquífero (Pereira, 2000).

Elencados como os principais tipos de LNAPL pelo American Petroleum Institute - API (2024), a gasolina, diesel, querosene e óleos lubrificantes, e ainda, o etanol, possuem essa classificação por flutuarem nas águas subterrâneas.

1.2.1. Processos

Os contaminantes, quando em contato com o subsolo e a água, são influenciados por processos físicos, químicos e biológicos. Esses processos dependem da solubilidade e densidade dos contaminantes, bem como das características naturais do meio dos quais entram em contato (Chapelle, 1992).

Processos físicos:

- Fase dissolvida: os contaminantes dissolvidos acompanham o fluxo de água subterrânea, movendo-os a jusante do ponto do vazamento;
- Fase livre: os contaminantes encontram-se livres, móveis, com seu comportamento influenciado pelo fluxo da água subterrânea.
- Fase vapor: a porosidade da formação rochosa é preenchida por vapor.

Processos químicos:

- Fase Adsorvida - ligação das partículas à superfície (adsorção) e sua incorporação interna (absorção). A adsorção age de maneira a imobilizar e mobilizar, respectivamente, os contaminantes em subsuperfície.

1.2.2. Fases dos contaminantes

Em caso de vazamentos os hidrocarbonetos infiltram-se no solo manifestando-se de distintas maneiras, formando algumas fases que facilitam o seu processo de migração. A contaminação ocorre da seguinte forma: Zona não saturada (zona vadosa), onde contaminação pode ocorrer em 4 fases:

- Fase livre: os contaminantes encontram-se de forma pura, criando uma fase contínua e imiscível na água;
- Fase vapor: as moléculas do composto se transformam em vapor e se deslocam através dos espaços porosos da formação;
- Fase retida: moléculas do composto que ficam imobilizadas no solo;
- Fase dissolvida: moléculas do composto reagem com a água intersticial do solo.

Na Zona Saturada, em que os poros e interstícios das formações estão saturados pelos contaminantes, a contaminação pode ocorrer em 3 fases:

- Fase livre: composto puro na forma de pequenas gotículas ou de lentes sobre-nadantes ao aquífero;
- Fase dissolvida: moléculas do composto que se dissolvem na água;
- Fase retida: moléculas do composto que ficam na superfície das partículas sólidas da formação aquífera, após a passagem do contaminante na fase líquida. Ocorre quando o LNAPL fica retido pelas forças capilares do solo ou preso entre os poros da formação. (Hulling & Weaver. 1991).

1.2.2. Migração dos hidrocarbonetos em subsuperfícies

O comportamento do hidrocarboneto, em caso de vazamentos, dependerá principalmente de suas características físico-químicas. Independente da origem de seu vazamento, seja de um tanque de armazenamento, posto de serviço ou linha de distribuição, as propriedades físico-químicas de um composto determinam sua interação com o meio, influenciando diretamente na sua mobilidade, degradação e possibilidade de remoção do meio contaminado.

O vazamento do produto e o gradiente do nível de água subterrânea são fatores importantes que afetam a migração dos hidrocarbonetos no subsolo. Dentre os fatores que têm uma influência direta na formação da pluma de LNAPL estão: a proporção entre o vazamento do produto, a permeabilidade do solo e a profundidade e orientação do nível de água. Em casos de vazamento de hidrocarboneto, a migração ocorre devido a um somatório de forças: gravidade, pressão do ar e pressão do hidrocarboneto. A gravidade exerce uma força descendente sobre o hidrocarboneto, enquanto o ar na zona não saturada exerce uma força ascendente. Se a pressão do hidrocarboneto for maior que a do ar, ele migrará para baixo, deslocando o ar à medida que se move para baixo.

Na hipótese de vazamento de gasolina, um dos fatores alarmantes é a possível contaminação dos aquíferos, que são fontes de água potável para consumo humano. Devido à sua baixa solubilidade em água, a gasolina, inicialmente permanecerá no subsolo na forma de líquido não aquoso. Ao entrar em contato com a água, os compostos BTXE parcialmente se dissolvem, sendo os primeiros poluentes a atingir o nível da água subterrânea. O deslocamento da fase livre através da zona não saturada é principalmente impulsionado pela gravidade (potencial gravitacional). Ao alcançar a zona saturada, a fase livre do produto se acumula sobre a franja capilar e se move seguindo o fluxo de água no aquífero.

Para além disso, os contaminantes podem ser adsorvidos pelo solo, dissolverem-se na água, transferidos do solo para a água, sofrer volatilização do ambiente edáfico para o ar, e ainda, ser sorvidos do solo por planta. A forma pela qual dar-se-á a migração de um contaminante é definida pelas suas propriedades físico-químicas - densidade, solubilidade em água, viscosidade, molhabilidade, pressão de vapor e constante de Henry) Kaipper (2003).

1.3 Metodologia geofísica

A Geofísica pode ser definida basicamente como uma ciência de investigação indireta aplicável à Geologia que proporciona a identificação de estruturas e corpos delimitados pelos contrastes de algumas propriedades físicas com as do meio circundante. (Braga. 2016). Essa ferramenta possui características intrínsecas como seu aspecto não

destrutivo, compreende uma vasta quantidade de área, bem como, a possibilidade de gerar dados indiretos de maneira ágil e menos custosa. Dentre as diversas técnicas geofísicas, o método geoelétrico é um dos pilares dessa ciência, concentrando-se nas propriedades elétricas do subsolo terrestre para obter informações, possui como fundamento o postulado que diferentes materiais possuem condutividades elétricas distintas, o que permite a identificação de camadas geológicas, presença de hidrocarbonetos, bem como ainda, identificar contaminações em subsuperfícies, tornando-se uma ferramenta inestimável em estudos ambientais. Com interesse particular no estudo de áreas contaminadas, estão o Método Ground Penetrating Radar (GPR), o Método da Eletrorresistividade (ER), Polarização Induzida e os Métodos Eletromagnéticos.

Dentre esses métodos, a técnica geofísica a ser estudada será a do Radar de Penetração no Solo (Ground Penetrating Radar - GPR) que consiste em um método eletromagnético que emprega ondas de rádio em frequências muito altas (normalmente entre 10 – 1000 MHz) para caracterizar estruturas geológicas em subsuperfície. Porsani, 1999). O extenso gradiente de frequências de operação aliados a ampla variedade de materiais dielétricos viabiliza a aplicação do método GPR em pesquisas que variam de centímetros a profundidades de dezenas de metros. O Radar de Penetração em Solo é constituído de alguns componentes, dentre eles um computador, o transmissor, o receptor e um controlador. A onda eletromagnética de alta frequência é emitida pela antena transmissora para a subsuperfície, sofrendo reflexões, refrações e dispersões, semelhante à técnica de reflexão sísmica, embasado na reflexão de ondas eletromagnéticas, cuja transmissão depende das propriedades do meio, como a condutividade elétrica e a permissividade dielétrica.

A antena receptora captura o sinal recebido, que é amplificado, digitalizado, e posteriormente modelados em softwares específicos para gerar o radargrama, que trata-se de uma imagem em alta resolução.

2 . OBJETIVOS

2.4 Geral:

Caracterizar plumas de contaminação por hidrocarbonetos a partir de interpretação de dados geofísicos.

2.5 Específicos:

- Realizar pesquisa bibliográfica;
- Definir o uso de software livre a ser utilizado;
- Adquirir dados geofísicos;
- Definir o fluxo subterrâneo nos dados geofísicos;
- Analisar e interpretar os dados;
- Caracterizar as plumas de contaminação nos dados geofísicos.

3 . METODOLOGIA

Para o desenvolvimento deste projeto e elaboração do relatório parcial foram desenvolvidas as seguintes etapas:

- Pesquisa bibliográfica para escolha dos dados geofísicos que serão utilizados;
- Pesquisa e determinação quanto a utilização de software livre a fim de processar os dados obtidos de modo que tenha uma imagem (seção) para a análise qualitativa dos dados;
- Obtenção das seções de GPR (radargrama)

A metodologia utilizada envolve métodos de interpretação que focam para a definição de intervalos de interesse nos dados geofísicos. Dentre os dados analisados, daremos preferência principalmente nas áreas que forem propícias a possuir a presença de plumas de contaminação apontadas pelo software utilizado.

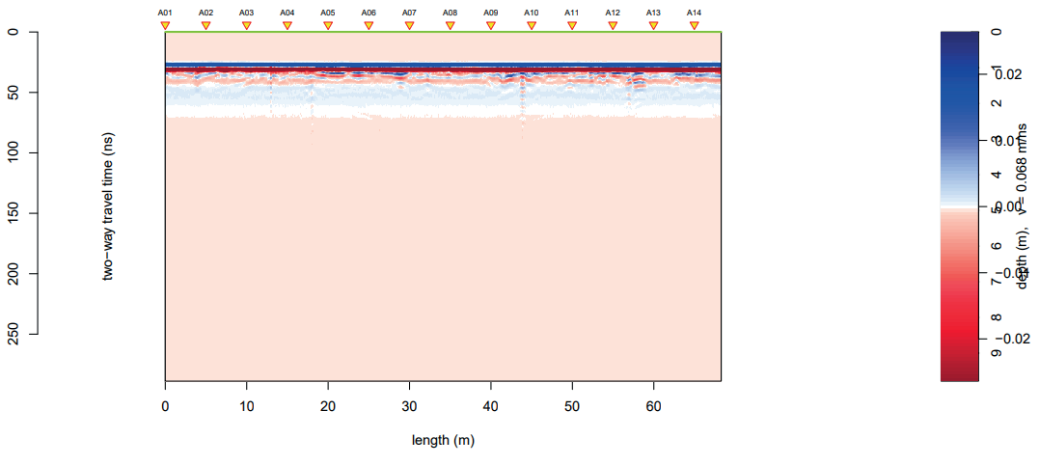
4 . RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os dados foram processados no software livre RGPR que é um programa de processamento de dados e interpretação desenvolvido para análise de dados de radar de penetração no solo (GPR) que pode ser adquirido no link: <https://emanuelhuber.github.io/RGPR/>. Ele opera recebendo os dados brutos coletados pelo equipamento de GPR e os processa para criar imagens detalhadas da subsuperfície. O processo envolve várias etapas, como filtragem de ruído, correção de distorções, empilhamento de dados, processamento de migração e interpolação. Uma vez que os dados são processados, o software permite a visualização e interpretação das imagens resultantes, fornecendo informações sobre a estrutura do solo, como a presença de camadas geológicas, interfaces entre diferentes materiais e possíveis objetos enterrados.

Os dados processados foram doados por uma empresa que realizou o levantamento com GPR em uma área do município de Coari no estado do Amazonas onde ocorreu o derramamento de óleo. Os dados não haviam recebido nenhum tipo de processamento.

No RGPR foi possível realizar o processamento básico dos dados onde foi gerada as seções (Figuras 2 e 3) abaixo:

Figura 2 – Radargrama da Seção 1

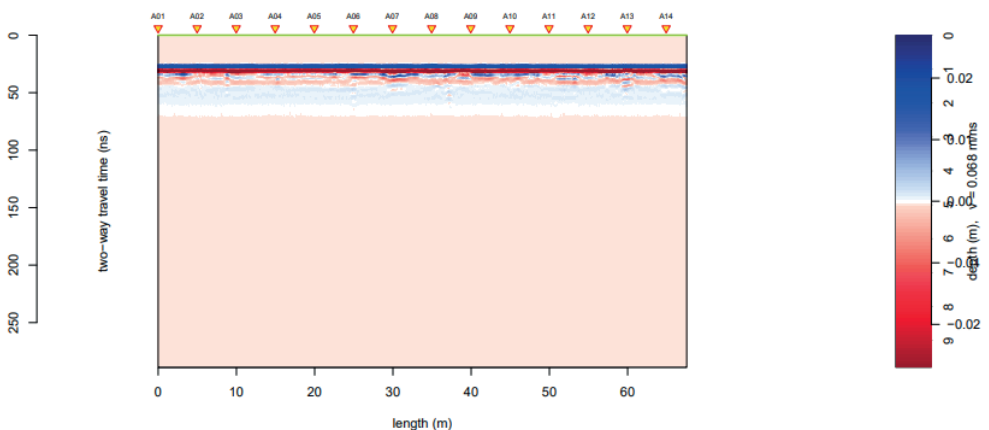


Fonte: produzido pelos autores.

Na Figura 2, observa-se que o processamento dos dados que originou o radargrama, uma linha nos primeiros 2 metros de profundidade e os pulsos de energia deixam de formar linhas contínuas no radargrama a partir dos 2 metros e começam a formar padrões que se relacionam à natureza das estruturas subsuperficiais. O radargrama apresenta reflexões plano paralelas até aproximadamente 1,40 m de profundidade. A partir da profundidade de 1,60 metros é possível observar pelo menos uma fácies de radar: Fácies de radar I – refletores subparalelos com média a baixa amplitude.

Essa característica dos refletores subparalelos são indicativos da presença de argila em subsuperfície até a profundidade de 8m.

Figura 3 – Radargrama da Seção 2.



Fonte: produzido pelos autores

Na Figura 3, também observa-se uma linha contínua nos primeiros 2 metros de profundidade e os pulsos de energia deixam de formar linhas contínuas no radargrama a partir dos 2 metros e começam a formar padrões que se relacionam à natureza das estruturas subsuperficiais. O radargrama apresenta reflexões plano paralelas até aproximadamente 2,00 m de profundidade. A partir da profundidade de 3,0 metros é possível observar uma atenuação elevada o que pode ser indicativo da presença de aquífero.

Em ambos os radargramas ainda não foi possível identificar a presença de óleo em subsuperfície considerando principalmente que houve vazamento na área.

5 . CONCLUSÕES

A análise dos radargramas medidos sobre a área de um derramamento de óleo, no município de Coari no estado do Amazonas, foi feita com base na literatura, a fim de identificar as interfaces e fácies presentes no processo de aquisição de imagem. As seções obtidas (radargramas) passaram pelo processamento básico do RGPR, que inclui filtragem de ruído, correção de distorções, empilhamento de dados, processamento de migração e interpolação, a fim de realçar as feições e proporcionar a interpretação geofísico-geológica dos dados.

A partir das seções analisadas foi possível correlacionar as informações obtidas com o GPR e iniciou-se o processo de caracterização da área estudada.

O projeto ainda não está finalizado, com previsão de término em julho de 2024, para a finalização serão elaboradas mais seções (radargramas) a fim de realizar a caracterização de plumas de contaminação por hidrocarbonetos (óleo).

6 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGUIAR, J. C. M. (2005) Radar de penetração no solo (GPR): aspectos geofísicos e geodésicos processamento e análise em pavimento exível, Dissert. de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, Pernambuco.

Aminzadeh, F.; Dasgupta, S. (2015). Geofísica para engenheiros de petróleo. Rio de Janeiro: Elsevier.

Amui, S. (2010). Petróleo e gás natural para executivos: exploração de áreas, perfuração e completação de poços e produção de hidrocarbonetos. Rio de Janeiro: Interciência.

ANNAN, A. P. e COSWAY, S. W. 1992. Ground Penetrating Radar Survey Design. Proceedings of the Symposium on the Application of Geophysics to Engineering and Environmental Problems. SAGEEP'92, April 26-29, 1992, Oakbrook, IL, pp. 329-35.

Aquino , W.F., Gandolfo, O.C.B., Botelho, M.A.B., Mendes, J.M.B.I, 1998, II Workshop de Geofísica Aplicada, Rio Claro

ATEKWANA, E. A., Sauck, W. A., WERKEMA, D. D. J. 2000. Investigations of geoelectrical signatures at a hydrocarbon contaminated site. Journal of Applied Geophysics 2000 167-180.

BRAGA, Antônio Celso de Oliveira. Geofísica aplicada: métodos geoeletricos em hidrogeologia – São Paulo: Oficina de Textos, 2016.

CHAPELLE, F.H (1992) – Groundwater microbiology & geochemistry – New York . John Wiley & Sons Inc.

Davis, J.L & Anann, A.P. - 1989 - Ground Penetrating Radar for high resolution mapping of soil and rock stratigraphy. *Geophysical Prospecting* 37 (5), pp. 533- 550 DEHAINI, 2004

DEHAINI, J. Detecção de plumas contaminantes de hidrocarbonetos em subsuperfície pelo método de radar de penetração. 2001. 100p. Tese de Doutorado em Recursos Minerais e Hidrogeologia. Instituto de Geociências – USP, São Paulo, 2001. hidrologia. São Paulo: Oficina de Textos, 2016.

FETTER, C. W. (1988) - Applied Hydrology. Columbus, Charles E. Merrill Publishing Co.

HULLING, S.G.; WEAVER, J.W. (1991) – Dense Nonaqueous phase liquids. Ground water Issue Paper.

KAIPPER, B. I. A. Influência do etanol na solubilidade de Hidrocarbonetos aromáticos em aquíferos contaminados por óleo diesel, 2003. Universidade Federal de Santa Catarina.

MAXIMIANO A.M.S (2001) - Determinação de níveis aceitáveis no Ambiente para hidrocarbonetos utilizando o procedimento de ações corretivas baseadas no risco (RCBA). Aplicação para a cidade de São Paulo. São Paulo 121 p. (Dissertação de Mestrado - Instituto de Geociências - USP)

MAZZUCO, L. M. Atenuação Natural de Hidrocarbonetos Aromáticos em Aquíferos Contaminados com Óleo Diesel. Dissertação (Mestrado em Química) Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2004.

NOBES, D.C. (1996) Troubled waters: environmental applications of electrical and electromagnetic methods. *Surveys in Geophysics*. v 17, p 393 - 454.

PEREIRA, M. A.C. (2000) - Alteração da espessura da fase livre da gasolina sob ação co-solvente do etanol. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo.

SAUCK, W.A. A model for the resistivity structure of LNAPL plumes and their environs in sandy sediments, *Journal of Applied Geophysics*, v. 44, p. 151-165, 2000.

SAUCK, W.A., ATEKWANA, E.A., AND NASH, M.S. Elevated conductivities associated with an LNAPL plume imaged by integrated geophysical techniques. *Journal of Environmental and Engineering Geophysics*, v. 2, p. 203-212, 1998.

SOLOMONS, T.W.(1996) - Organic Chemistry. New York. Wiley. 1218 p.

ZHDANOV, M.S. & KELLER, G.V. (1994) The geoelectrical methods in geophysical exploration. Elsevier Science 8.V.. The Netherlands. 873p.

7 . AGRADECIMENTOS

Ao PROGRAMA INSTITUCIONAL DE BOLSAS DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA (PIBIC)/ PROPESP/UFAM pela possibilidade de elaboração do projeto ao qual participo como voluntário e a Professora Doutora Joemes de Lima Simas que coordena o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa foi realizada sob sua orientação.

INTERPRETAÇÃO DE PERFIL GEOFÍSICO A PARTIR DE VARIÁVEIS REGIONALIZADAS PARA DETERMINAÇÃO QUANTITATIVA DE PROPRIEDADES FÍSICAS

Data de aceite: 02/06/2023

Hyago de Freitas Farias

Universidade Federal do Amazonas

Joemes de Lima Simas

Universidade Federal do Amazonas

ABSTRACT: The interpretation of geophysical profiles assists in the evaluation stage of rock formation. In addition to qualitative analysis (visual), quantitative analysis (numerical calculations) assists in sizing the present physical properties. Computational support optimizes the process of geostatistical analysis of the physical properties present in rocks. The methodology used in this project consists of using geostatistical analysis software based on the technique of regionalized variables for the quantification of porosity and permeability properties and other properties that may be necessary in order to facilitate and optimize the interpretative processes of geophysical profiles.

PALAVRAS-CHAVE: Geoestatística; Geofísica; Variáveis regionalizadas.

1 . INTRODUÇÃO

Métodos geofísicos representam uma das principais ferramentas para a investigação e caracterização de subsuperfícies, visto que, baseiam-se na determinação de propriedades físicas que salientam os diferentes tipos de materiais encontrados no ambiente geológico, e nos contrastes que essas propriedades podem apresentar (Braga, 2016).

Fundamentada na integração de vários métodos geofísicos em uma mesma área de interesse, a perfilagem ambiciona mensurar as propriedades físicas das rochas ao longo de furos de sondagem e caracterizar as formações presentes no poço perfurado. Em função do parâmetro físico estudado, a geofísica subdivide-se em quatro grupos: gravimétrico, magnetométrico, geoeletrico e sísmico; que, por sua vez, estão associados a: campo magnético terrestre, fluxo geotérmico, propagação de ondas sísmicas, gravidade, campos elétricos e eletromagnéticos, correntes telúricas e radioatividade (Braga, 2016).

A Perfilagem Geofísica de Poços é uma importante ferramenta na indústria petrolífera, sobretudo na avaliação prospectiva em poço aberto e tem como objetivo auxiliar na caracterização petrofísica de um reservatório de petróleo.

O trabalho de caracterização petrofísica detém o intrínseco interesse nas propriedades determinantes para identificar, caracterizar e avaliar um reservatório de hidrocarbonetos, isto é, porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos em uma rocha reservatório. Aliada a petrofísica computacional, que trata-se de uma metodologia rápida e de baixo custo, está a Geoestatística, que viabiliza análise de dados obtidos por meio da geofísica de modo a colher um aparato quantitativo de propriedades físicas das rochas.

A análise quantitativa das propriedades físicas facultam o processo de predição de propriedades como porosidade, permeabilidade intrínseca, permeabilidade relativa e parâmetros elétricos como fator de formação e índice de resistividade, a partir unicamente do conhecimento da microestrutura da rocha (NERY, 2013).

As variáveis regionalizadas referem-se a características espaciais ou fenômenos físicos que exibem padrões de variação geográfica. Essas variações são frequentemente analisadas usando métodos estatísticos e técnicas de interpolação para entender melhor sua distribuição e padrões na sua área de aplicação.

E a aplicação da técnica de variáveis regionalizadas se faz de extrema importância pois a partir dela será possível determinar, identificar e quantificar diretamente as propriedades presentes nos perfis geofísicos, e este projeto visa explorar e aplicar essa metodologia, destacando sua relevância na caracterização do ambiente subsuperficial.

2 . OBJETIVOS

OBJETIVOS GERAL: Interpretar quantitativamente propriedades físicas em perfis geofísicos com a técnica de variáveis regionalizadas para obtenção de informações significativas sobre o comportamento das propriedades.

ESPECÍFICOS: Interpretar quantitativamente as propriedades físicas com uso de geoestatística nos perfis adquiridos; Analisar o estado da arte de dados de perfis geofísicos de poços; Interpretar a análise quantitativa realizada; Identificar as propriedades físicas da porosidade e saturação.

3 . METODOLOGIA

Este projeto compreende as seguintes etapas: A primeira etapa consiste na pesquisa bibliográfica e na aquisição de dados no banco de dados geofísicos, onde o primeiro passo refere-se à elaboração que se estenderá por toda a extensão do presente projeto, consistindo na realização de um prévio levantamento bibliográfico a respeito da perfilagem geofísica envolvendo sua aplicação e ferramentas utilizadas, e também acerca de testes

realizados em poços envolvendo suas aplicações, características e ferramentas para o processo de análise quantitativa de propriedades físicas por meio de perfis geofísicos a partir de variáveis regionalizadas.

A segunda etapa refere-se a coleta e tratamento de dados, que de forma simultânea ao exposto precedentemente, será utilizado o Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP, para a elaboração de um mapeamento contendo a localização das perfilagens geofísicas realizadas. E após a coleta, a terceira etapa será a análise dos perfis geofísicos de poços, onde será designada a análise dos perfis geofísicos de Caliper, Raio Gama e Sônico referentes a cinco poços disponibilizados pela ANP, no qual foi utilizado softwares específicos como: PETREL, TRACE e LOGPLOT.

E os dados obtidos através dos três primeiros perfis geofísicos, serão empregados na modelagem litológica da bacia no local onde o poço foi perfurado. As etapas adiante serão concluídas nos próximos meses com base no andamento do projeto, sendo elas constituídas da análise geoestatística dos dados obtidos através dos perfis geofísicos, sendo feito um levantamento de propriedades físicas das rochas, como porosidade, permeabilidade, isto é, as funções regionalizadas.

A modelagem geológica que será realizada com os dados obtidos precedentemente, sendo feita uma interpretação dos dados geofísicos, por meio de softwares específicos, que consistirá na modelagem, e se possível correlação entre os perfis geofísicos. E a última etapa, compreenderá a conciliação de todas as informações levantadas nas etapas precedentes, análise dos resultados obtidos, elaboração de relatório final e semelhantes compilações necessárias à publicação dos resultados.

4 . RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados da primeira etapa foram obtidos a partir da aquisição de dados geofísicos em bancos de dados, onde foram aplicados nos softwares PETREL, TRACE e LOGPLOT que desempenharam papéis fundamentais na análise geoestatística desses dados, fornecendo uma série de modelos de resposta que permitem uma compreensão detalhada das propriedades físicas do subsolo.

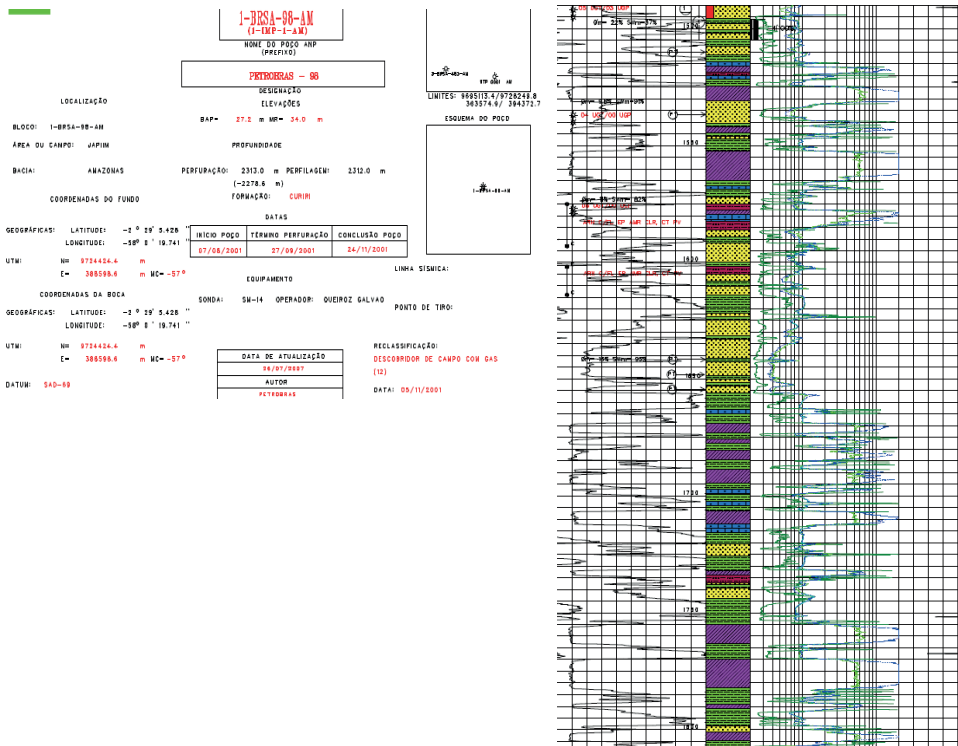
Esses softwares foram amplamente utilizados devido às suas capacidades de integrar dados de diferentes fontes e aplicar modelos matemáticos sofisticados, proporcionando uma interpretação mais precisa e confiável dos perfis geofísicos selecionados. Além disso, eles permitem extrair informações relevantes sobre as características das litologias, contribuindo para o avanço do conhecimento geológico e geofísico.

Os resultados da segunda etapa estão ligados diretamente com a coleta e o tratamento de dados obtidos no banco de dados de exploração e produção, onde com suporte dos softwares foi possível criar um modelos de resposta utilizando os dados da perfilagem de raios gama, caliper e sônica, onde estes modelos são particularmente

relevantes em estudos geofísicos, pois as variações observadas com estas ferramentas conseguimos observar e analisar as propriedades físicas e geológicas do material em análise.

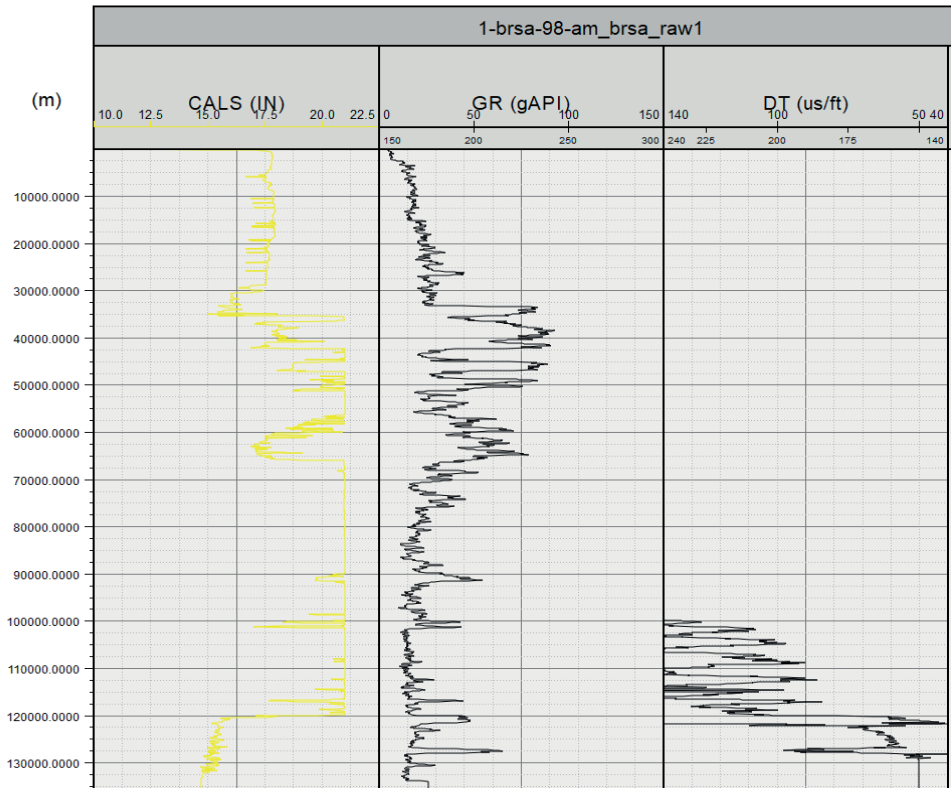
A partir da utilização dos softwares PETREL e TRACE foi possível realizar a construção de perfis de raio gama a partir de dados coletados pelo método de gamma-ray. Além disso, esses softwares também geraram modelos de resposta para outros métodos de perfilagem, como: caliper e sônico. Possibilitando a interpretação das características dos poços para cada método de investigação, a avaliação da integridade das formações rochosas e a análise das variáveis regionalizadas.

Figura 1 - Cabeçalho e Perfil do poço 1- BRSA-98-AM



Fonte: ANP, 2024

Figura 2 - Perfis gerados pelo software TRACE



Fonte: Produzida pelo autor

E utilizando o software TRACE, obtivemos os perfis geofísicos da Figura 1, onde podemos observar que no perfil de caliper, a partir da profundidade de 300 m se tem um arrombamento do diâmetro do poço, intercalando com certas variações de diâmetro até a profundidade de 600 m, onde logo após esta profundidade, o arrombamento se torna contínuo até próximo do final do poço. E analisando o perfil de raios gama, pode-se observar que a partir da profundidade de 300 m, temos uma variação de radiação muito grande que chega até próximo da profundidade de 700 m, e observando o perfil geofísico disponibilizado pela ANP, é possível observar que entre estas profundidades, temos uma quantidade de folhelhos muito grande, o que pode ser o ocasionador desta grande variação. E observando o perfil sônico, inicialmente deve-se ressaltar que os dados referentes a esta ferramenta somente se iniciam a partir da profundidade de 1000 m, e com este perfil podemos adquirir informações como porosidade, permeabilidade, presença de hidrocarbonetos e neste caso por ter dados somente no fundo do poço, isto pode caracterizar que temos hidrocarbonetos a partir de 1000 m dentro do poço.

E posteriormente utilizando o software LOGPLOT, sendo empregado para a análise geoestatística nos dados de perfis de poços, fornecendo modelos de resposta para propriedades físicas como litologia, porosidade, saturação de fluidos e possibilitando a identificação do reservatório de cada poço analisado.

5 . CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este projeto científico continua em estágio de desenvolvimento, conforme planejado. Embora tenha feito progressos significativos até o momento, é importante reconhecer que há mais trabalho a ser feito para atingir nossos objetivos finais. Com base nos recursos disponíveis, a previsão é que este estudo seja concluído no mês de agosto. Onde a busca para determinar se existe uma maior assertividade sobre a presença das propriedades buscadas em toda a extensão do poço será o foco para os próximos meses, com o comprometimento em continuar avançando metodicamente, superando desafios e refinando as análises para garantir a qualidade e a relevância dos resultados obtidos se faz presente.

6 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARCHIE, G. E. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics.

Asquith, G. & Krygowski, D. (2004). Basic Well Log Analysis, AAPG Methods in Exploration. Bacoccoli, G.; Morales, R. G.; Campos, O. A. J. (1980). The Namorado Oil Field, a Major Discovery in the Campos Basin, Brazil, AAPG Memoir 30, p. 329-338.

BARBOZA, E. G. (2005). Análise Estratigráfica do Campo de Namorado (Bacia de Campos) com base na Interpretação Sísmica Tridimensional, Tese de Doutorado, Universidade Federal Fluminense.

BARDON, C. & Pied, B. (1969). Formation water saturation in shaly sands, Society of Professional Well Log Analysis 10th Annual Logging Symposium Transactions: Paper A, 19pp. BORGES, Y. A. (2012). Método de inversão mineralógica a partir de perfis geofísicos de poços do campo de Namorado, bacia de Campos, trabalho de conclusão de curso.

BRAGA, Antônio Celso de Oliveira (2016). Geofísica aplicada: métodos geoelétricos em hidrologia. São Paulo: Oficina de Textos.

CHANG, H. K.; Kowsmann, R. O.; Figueiredo, A. M. F. (1988). New concepts on the development of east brazilian marginal basins.

CRUZ, M. M. (2003). Aplicação de perfilagem geofísica e sísmica na caracterização da faciologia do reservatório de Namorado, Tese de Doutorado, Rio de Janeiro, RJ.

DARLING, T. (2005). Well Logging and Formation Evaluation, Elsevier.

FERNANDES, C. P.; SANTOS, L. O. E.; PHILIPPI, P. C.; BUENO, A. D.; RODRIGUES, C. R. O.; GASPARI, H. C. (2001). Predição de propriedades petrofísicas de rochas reservatório de petróleo a partir de análise de imagens. 1º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, UFRN – SBQ Regional RN, Natal.

LIMA, O. A. L. (2014). Propriedades físicas das rochas: bases da geofísica aplicada, Sociedade Brasileira de Geofísica, Rio de Janeiro, RJ.

NERY, G. G. (2013). Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo, Tese de Doutorado, Rio de Janeiro, RJ.

SCHÖN, J. (2014). Propriedades físicas das rochas aplicadas à Engenharia de Petróleo, Elsevier.

7. AGRADECIMENTOS

Ao PROGRAMA INSTITUCIONAL DE BOLSAS DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA (PIBIC)/ PROPESP/UFAM e especialmente a UFAM pela concessão da bolsa de Iniciação Científica e a Professora Doutora Joemes de Lima Simas que coordena o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa foi realizada sob sua orientação.

CARACTERIZAÇÃO DE SEÇÕES EM 2D DE GPR (GROUND PENETRATING RADAR) PARA IDENTIFICAÇÃO DE MANCHAS DE ÓLEO

Data de aceite: 02/06/2023

Katarina Marti Pinto

Universidade Federal do Amazonas

Joemes de Lima Simas

Universidade Federal do Amazonas

ABSTRACT: Ground Penetrating Radar (GPR) is a high-resolution subsurface imaging technique. GPR is a non-destructive technique and can therefore be applied in urban and sensitive environments. GPR has many geological applications, such as high-resolution imaging of shallow soil and rock structures, locating buried channels, and mapping the water table. Thus, this project aims to analyze GPR sections (radargrams) in order to characterize oil stains. Finally, interpretation of the data sections will be performed to characterize the presence of oil stains in the GPR sections (radargrams).

PALAVRAS-CHAVE: Caracterização; GPR; Manchas de óleo

1. INTRODUÇÃO

O Ground Penetrating Radar (GPR), é uma técnica geofísica que utiliza ondas eletromagnéticas de alta frequência para

investigar o subsolo (KEAREY, 2010). O GPR consiste em um transmissor que emite pulsos de ondas eletromagnéticas de alta frequência que se propagam no solo e são refletidas por interfaces entre diferentes materiais ou camadas no subsolo.

Um receptor registra os sinais refletidos e a profundidade em que essas interfaces se encontram é calculada com base no tempo que as ondas levam para serem transmitidas e retornarem ao receptor. É utilizado em diversas aplicações, como na investigação geológica, na detecção de objetos e estruturas no subsolo, na análise da composição do solo e no estudo de processos geotécnicos, entre outros (PORSANI, 1995).

A aquisição de dados do GPR é realizada através da utilização de um equipamento específico, que consiste em uma antena que emite e recebe as ondas eletromagnéticas, um sistema de controle e aquisição de dados e um dispositivo de armazenamento de dados (BRAGA, 2016). O procedimento de aquisição dos dados do GPR pode variar dependendo do

tipo de aplicação e do terreno em que a técnica será utilizada. É necessário preparar o terreno para garantir que a antena do GPR possa ser deslocada com facilidade e que não haja interferências na propagação das ondas eletromagnéticas, como objetos metálicos ou áreas com alta umidade (ARAÚJO,2004).

Essa aquisição dos dados do GPR é realizada deslocando a antena sobre a superfície do terreno em linhas paralelas. O equipamento emite pulsos de ondas eletromagnéticas e registra os sinais refletidos pelas camadas e interfaces no subsolo. Para obter uma imagem tridimensional do subsolo, é necessário adquirir os dados em diferentes direções e em diferentes profundidades (ANNAN & COSWAY,1992). Após a aquisição dos dados, é necessário processá-los para obter imagens e perfis que possam ser interpretados.

O processamento pode incluir a aplicação de filtros para remover ruídos, a correção de distorções na imagem e a integração dos dados em um modelo tridimensional. Os dados processados são interpretados para identificar as camadas e interfaces no subsolo e extrair informações relevantes para a aplicação em questão.

A interpretação de dados de GPR é baseada na imagem e, portanto, é necessário compreender a natureza e origem das reflexões para se obter uma interpretação segura.

Cada conjunto de refletores com configurações semelhantes corresponde a uma fácies de radar, e cada conjunto de refletores concordantes, limitados por superfícies discordantes, constitui uma unidade de radar (VAN OVERMEREN, 1998).

As fácies de radar se referem às diferenças visíveis nos padrões de reflexão de uma seção de GPR. Tanto as feições texturais como estruturais em subsuperfície influenciam as respostas do radar e produzem efeitos característicos nas observações de radar. Estes efeitos são chamados de elementos de fácies de radar. Os mais comuns são: 1) amplitude da reflexão; 2) continuidade da reflexão; 3) configuração da reflexão; e 4) geometria (VAN OVERMEREN, 1998).

2 . OBJETIVOS

Objetivo geral: Analisar as seções de GPR (radargramas) a fim de caracterizar manchas de óleo otimizando assim sua identificação em casos de contaminação de solo ou água de subsuperfície por hidrocarbonetos.

Específicos:

- Realizar pesquisa bibliográfica referente às seções de GPR (radargramas);
- Coletar dados da literatura ou dados disponibilizados pela ANP ou outras agências;
- Analisar e interpretar as seções adquiridas;
- Identificar as manchas de óleo a partir das características do radargrama.

3 . METODOLOGIA

Para o desenvolvimento desse projeto, serão feitas pesquisas bibliográficas em livros, artigos, teses, entre outros materiais que abordem temas como: método gpr (radar de penetração do solo), análise e interpretação de dados gerados através do uso do GPR, os dados obtidos para essa análise será baseado em estudos já realizados, com o propósito de ilustrar uma situação concreta.

A metodologia envolve a aquisição e utilização de seções de GPR denominadas de radargramas (imagens) que nada mais é do que a assinatura geofísica do processo de aquisição onde é possível realizar a análise e interpretação das respostas adquiridas.

A partir da aquisição das seções a próxima etapa é a separação com relação à presença ou não de óleo, a fim de se iniciar o processo de caracterização das imagens (radargramas). A interpretação dos radargramas será baseada nas descrições encontradas na literatura e no princípio físico de funcionamento e propagação das ondas eletromagnéticas.

Por fim a identificação das seções (radargramas) com manchas de óleo das que não apresentam nenhum vestígio do produto (limpos) serão selecionadas para a determinação de suas características corroborando com o processo de descrição da subsuperfície em casos de contaminação do solo ou água de subsuperfície

4 . RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com a revisão bibliográfica do tema foi possível encontrar um software gratuito (com código aberto) o RGPR, desenvolvido especificamente para o processamento de dados de radar de penetração no solo (GPR), na Figura 1 abaixo observa-se a interface do software.

Figura 1 - Interface do software RGPR



The image shows the interface of the RGPR software. On the left is a dark sidebar with a circular logo containing the text 'RGPR' and a white waveform. Below the logo, the sidebar lists menu items: 'Lar', 'Importar dados GPR', 'Plotar dados GPR', 'Processamento básico de dados GPR', 'Processamento de tubos', 'Ajuste de hipérbole', 'Desconvolução de dados GPR', 'Dados GPR gratuitos', and 'RGPR na web'. At the bottom of the sidebar are social media links: 'Siga-nos no Twitter' and 'Visualize o Projeto no GitHub' with the URL 'emanuelhuber/RGPR'. To the right of the sidebar, there are two sections: 'Tutoriais' with a numbered list of 12 items, and 'Como instalar/carregar' with a numbered list of 4 items. Below the installation instructions is a code block with the following content:

```
if(!require("devtools")) install.packages("devtools")
devtools::install_github("emanuelhuber/RGPR")
```

Fonte: produzida pelo autor

O uso do software RGPR é feito na linguagem R, então para manipular os dados de RGPR, foi desenvolvido um código em linguagem R, aproveitando as bibliotecas disponíveis para processamento de dados geoespaciais e radar. Na página oficial do software (RGPR) <https://emanuelhuber.github.io/RGPR/>, foi possível observar as etapas para a manipulação dos dados de gpr. Essas etapas compreendem o seguinte: Importar dados; plotar dados; processamento básico e avançado; ajuste de hipérbole e deconvolução de dados.

A partir dos códigos disponibilizados na página é possível importar os dados brutos, realizar a correção dos dados obtidos, e converter os dados para um formato adequado para análise posterior. Para a realização do processamento dos dados foi necessária a aquisição das informações de valores de GPR de uma empresa privada que disponibilizou os mesmos para o andamento do projeto.

De posse dessas informações foi necessária a identificação do formato do arquivo, afim de realizar o processamento no RGPR. Na etapa de importação dos dados adquiridos foram considerados os dados no formato .dzt esse formato corresponde ao utilizado pela *Geophysical Survey Systems, Inc.* (GSSI). Para a importação dos dados foi feita a instalação de uma ferramenta disponibilizada no site do software para fazer a leitura do arquivo, conforme a Figura 2.

Figura 2 - ferramenta de instalação

```
# install "devtools" if not already done
if(!require("devtools")) install.packages("devtools")
devtools::install_github("emanuelhuber/RGPR")
# load RGPR in the current R session
library(RGPR)
```

Fonte: produzida pelo autor

Posteriormente, foram utilizados os códigos disponibilizados no site do software para fazer a abertura dos dados, como mostra a Figura 3.

Figura 3 - Códigos de importação para a abertura dos dados em .DZT

Para ler os dados GPR, digite

```
x <- readGPR(dsn = "XLINE00.DT1")
plot(x)
```

Fonte: produzida pelo autor

Incluindo junto ao código da figura acima o caminho do arquivo para que o software encontre o arquivo no diretório pessoal para ser feita a abertura das imagens. No entanto, não obtivemos sucesso com o código fornecido pelo site, pois o código disponibilizado apresentou várias falhas ao ser processado pelo R.

Como segunda opção de abrir os dados em formato de imagens, foi utilizado o software Rstudio, na tentativa de abrir as imagens em .dzt, foi realizado todo o processo de instalação conforme o site do RGPR, e a utilização dos mesmos códigos usados anteriormente na tentativa de abertura das imagens, mas não conseguimos obter nenhum resultado.

Com isso, foi realizado um estudo em cima do código para identificar os possíveis erros e realizar assim as devidas modificações para uma terceira tentativa de abrir as imagens, com isso foi observado que havia um erro na leitura dos arquivos, o código fornecido pelo site não era compatível para abrir as imagens. Então foi necessário construir um novo código para fazer a abertura das mesmas, utilizando apenas a instalação (Figura 3) para a leitura de RGPR fornecida pelo site, como mostra a Figura 4, a seguir:

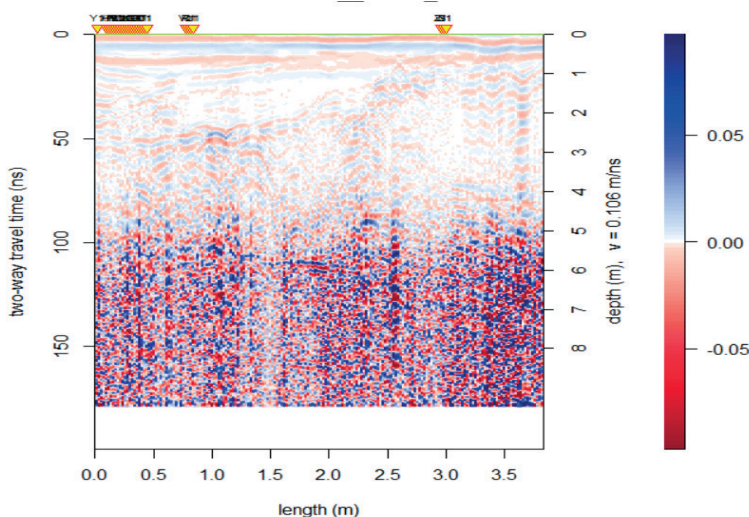
Figura 4 - Código autoral desenvolvido para a abertura das imagens

```
> library(tools)
>
> # Escolher um arquivo usando GUI
> fn <- file.choose()
>
> # Verificar o caminho do arquivo
> print(fn)
[1] "C:\Users\hyago\Desktop\IMAGENS 2D\DTI"
>
> # Ler o arquivo (substitua 'seu_formato_de_arquivo' pela extensão correta)
> if (file.exists(fn) && tolower(tools::file_ext(fn)) %in% c('dti', 'dzt', 'rd3', 'sgy', 'segy', 'rds', 'iprb', 'iprb', 'dat', 'agpr', 'dt', 'vol', 'seg2', 'sq2', 'out')) {
+ x <- readGPR(dsn = fn)
+ plot(x)
+ } else {
+ cat("Arquivo não reconhecido ou não encontrado.\n")
+ }
```

Fonte: produzida pelo autor

Após a utilização deste novo código desenvolvido na tentativa de abrir as imagens, foi possível processar os arquivos e verificar que as imagens foram processadas com sucesso pelo software, como mostra a Figura 5.

Figura 5 - Imagem gerada pelo software através da utilização do novo código criado para processar os dados



Fonte: produzida pelo autor

5 . CONCLUSÕES

A partir das imagens geradas (radargramas) foi possível identificar as principais feições texturais e a identificação de estruturas em subsuperfície que podem influenciar nas respostas do radar. Os elementos de fácies de radar identificados nos radargramas foram: 1) amplitude da reflexão; 2) continuidade da reflexão e 4) geometria.

Para a finalização do projeto serão feitos os processamentos básicos e avançados de dados a fim de concluir o projeto para o mês de agosto de 2024 conforme previsto.

6 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMUI, S. (2010). *Petróleo e gás natural para executivos: exploração de áreas, perfuração e completação de poços e produção de hidrocarbonetos*. Rio de Janeiro: Interciência.

ANNAN, A. P. & Cosway, S. W. (1992). Ground Penetrating Radar Survey Design. Proceedings of the Symposium on the Application of Geophysics to Engineering and Environmental Problems. SAGEEP'92, April 26-29, 1992, Oakbrook, IL, pp. 329-35.

ARAÚJO, Z. A. (2004). *Levantamento e processamento de dados de radar de penetração no solo (GPR) em um afloramento da Bacia de Resende - RJ. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 48p.*

AMINZADEH, F. & Dasgupta, S. (2015). *Geofísica para engenheiros de petróleo*. Rio de Janeiro: Elsevier.

KEAREY, P.; Brooks, M.; & Hill, I. (2009). *Geofísica de Exploração*. São Paulo: Oficina de textos.

KELLER, G. V. (1987). Rock and mineral properties. In M. N. Nabighian, Ed., *Electromagnetic methods in applied geophysics-Theory*: Soc. Expl. Geophys.

PORSANI, J. L. & Rodrigues, A. R. (1995). O método GPR aplicado à caracterização de reservatórios: um exemplo na Bacia Potiguar-RN. In: *Congresso Internacional da Sociedade Brasileira de Geofísica, 4, 1995, Rio de Janeiro. Resumos expandidos, Rio de Janeiro: SBGf, v.2, p.843-845.*

PORSANI, J. L. (1999). *Ground penetrating radar (GPR): proposta metodológica de emprego em estudos geológico-geotécnicos nas regiões de Rio Claro e Descalvado-SP. Tese de Doutorado, Instituto de Geociências da UNESP, Campus de Rio Claro-SP, Brasil, 145p.*

POWERS, M. H. (1997). Modeling frequency dependent GPR: The Leading Edge. 16, p. 1657-1662.

OVERMEREN, R. A. (1998). Radar Facies of unconsolidated sediments in the Netherlands: a radar stratigraphy interpretation method for hydrogeology. *Journal of Applied Geophysics*. 40 (1-3): 1-18.

7 . AGRADECIMENTOS

Ao PROGRAMA INSTITUCIONAL DE BOLSAS DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA (PIBIC)/PROPESP/UFAM, especialmente a UFAM pela concessão da bolsa de Iniciação Científica e a Professora Doutora Joemes de Lima Simas que coordena o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa foi realizada sob sua orientação.

APLICAÇÃO DE APRENDIZADO DE MÁQUINA EM DADOS GEOSTATÍSTICOS DE PERFIS GEOFÍSICOS PARA IDENTIFICAÇÃO DE CAMADAS ROCHOSAS COM FLUIDOS

Data de aceite: 02/06/2023

Livia Evelin De Souza Auzier

Universidade Federal do Amazonas

Joemes de Lima Simas

Universidade Federal do Amazonas

data analysis and understanding reservoir geology.

KEYWORDS: Machine Learning, Geostatistics, Fluid Identification, Rock Layers.

ABSTRACT: The oil industry uses advanced tools to process large volumes of data and identify complex patterns. Machine learning stands out in this context, offering efficient solutions to this demand. This work is under development and presents partial results of data obtained from wells for geostatistical manipulation and machine learning. The project is based on numerical methods to collect and interpret information from geophysical profiles, such as gamma ray, spontaneous potential, gauge, among others. Each fluid (oil, water and gas) presents unique characteristics in these profiles, enabling its identification. The algorithm that will be developed will analyze and interpret data from geophysical profiles, learning to identify patterns and classify different types of fluids, allowing for more efficient and safe exploration of petroleum resources. The project also aims to contribute to undergraduate teaching in Petroleum Engineering and Geology, providing students with a modern tool for

1. INTRODUÇÃO

Os perfis geofísicos são técnicas geofísicas com o objetivo de identificar as propriedades físicas a partir de medições e registro da subsuperfície ao longo do poço perfurado, deles são obtidos os dados necessários e relevantes na técnica de aprendizado de máquina.

Segundo Coppin (2010), o aprendizado está diretamente ligado com a inteligência, pois realmente se um sistema é capaz de aprender a exercer determinada tarefa mereça então ser chamado de inteligente. Embora possam ser confundidos muitas vezes como sinônimos, Machine Learning e Inteligência Artificial não são a mesma coisa. Na verdade, a IA é o campo mais amplo, enquanto o Aprendizado de Máquina é uma subcategoria específica da IA que se concentra na capacidade de aprender com dados (Handtalk,2024).

De acordo com a *Statistical Analysis System* (SAS, 2019), o Machine Learning é um método de análise de dados que automatiza a construção de modelos analíticos. É um ramo da inteligência artificial baseado na ideia de que sistemas podem aprender com dados, identificar padrões e tomar decisões com o mínimo de intervenção humana.

Na técnica de *machine learning* considera-se o aprendizado indutivo que pode ser dividido em supervisionado e não-supervisionado.

No aprendizado supervisionado é fornecido ao algoritmo de aprendizado, ou indutor, um conjunto de exemplos de treinamento para os quais o rótulo da classe associada é conhecido. No aprendizado não-supervisionado o indutor analisa os exemplos fornecidos e tenta determinar se alguns deles podem ser agrupados de alguma maneira, formando agrupamentos ou *clusters* (Cheeseman & Stutz 1990).

Dessa forma um algoritmo é uma sequência de instruções ou regras que um computador segue para executar uma determinada tarefa e quando o algoritmo se inspira no funcionamento do cérebro, sendo composto por camadas de neurônios que aprendem padrões e informações mais complexas é denominado de rede neural que é ideal para entender o que aparece em imagens e saber o que alguém está dizendo (Handtalk,2024).

Sendo assim, ao invés de programar regras específicas, os algoritmos de Machine Learning são alimentados com dados e aprendem a realizar tarefas sem serem explicitamente programados.

Para o desenvolvimento deste projeto será considerado o aprendizado não-supervisionado no qual tem como objetivo desenvolver um algoritmo que permite a análise de dados obtidos a partir de características fornecidas pelos perfis geofísicos para aplicar em metodologia de ensino para melhor compreensão dos alunos e conseqüentemente para a utilização no mercado de trabalho, trazendo resultados mais eficientes e robustas com relação a detecção de fluidos.

2 . OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral:

Desenvolver um algoritmo para implementação de aprendizado de máquinas buscando a identificação de fluido em camadas rochosas, com base em dados geoestatísticos.

2.2 Objetivos Específicos:

- Pesquisar a bibliografia referente ao aprendizado de máquina;
- Estudar a linguagem de programação escolhida;
- Analisar os dados geoestatisticamente do perfil geofísico;

- Estudar da linguagem de programação que irá ser utilizada;
- Elaborar o algoritmo para aprendizado;
- Iniciar o aprendizado no perfil geofísico;
- Analisar os dados obtidos;

3 . MATERIAIS E MÉTODOS

A primeira etapa é a pesquisa bibliográfica para um melhor entendimentos métodos numéricos a fim de que fosse possível o agrupamento de informações e a interpretação destas.

A segunda etapa é a coleta de dados de poços da Bacia do Solimões e da Bacia do Amazonas na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) Terrestre <https://reate.cprm.gov.br/anp/TERRESTRE>. Poços da década de 80 foram selecionados.

Em seguida, após a análise dos dados de poços disponibilizados no site foram escolhidos os poços que apresentavam pelo menos 06 (seis) perfis distintos, sendo eles:

- Perfil de Raio Gama;
- Perfil de Calibre;
- Perfil de Potencial Espontâneo;
- Perfil de Densidade;
- Perfil Sônico;
- Perfil Neutrônico;

Com base nas informações individuais de cada poço, foram selecionados 2 poços:

- Um na Bacia do Solimões: Poço 3-RUC-20-AM, com área de estudo na profundidade de 2.550m a 2.750m.
- E outro na Bacia do Amazonas: Poço 1-LIT-1-AM, com área de estudo na profundidade de 2.450m a 2.550m.

A partir da escolha dos poços, foi coletado e estudado as informações de cada perfil do poço, para que assim esses dados sejam utilizados no *software* para o treinamento da máquina. Para a organização dos dados que serão manipulados para a análise geoestatística foram montadas duas tabelas contendo a profundidade; dados dos 06 (seis) perfis relacionados acima e os tipos de rochas. A partir da montagem das tabelas com os dados adquiridos dos poços as informações serão inseridas em um *software*.

A quinta etapa é o treinamento do algoritmo a partir dos dados dos perfis listados na terceira etapa.

4 . RESULTADOS E DISCUSSÕES

Apartir das coletas de dados foram coletados dados de 80 poços da Bacia do Solimões e da Bacia do Amazonas, 10 poços foram selecionados com base na disponibilidade dos seis perfis mencionados, então 2 poços foram selecionados para a análise final, um de cada bacia (Amazonas e Solimões). Para a análise dos dados de cada poço com os dados dos perfis (Perfil de Raio Gama, Perfil de Calibre, Perfil de Potencial Espontâneo, Perfil de Densidade, Perfil Sônico, Perfil Neutrônico) foi montada duas tabelas (1 e 2) referentes aos poços nas Bacias do Amazonas e Solimões respectivamente

Tabela 1 - Dados geoestatísticos dos perfis da Bacia do Amazonas (Poço: 1-Lit-1-Am).

DADOS GEOESTATÍSTICOS - BACIA DO AMAZONAS: POÇO 1-LIT-1-AM							
Prof. (2550 - 2750 M)	GR (0-150 API)	SP (50.0 - 150.0 Mv)	CALI (6.0 - 16.0 In)	DT (240.0 - 40.0 µs)	RHOB (2.0 - 3.0 g/cm³)	NPHI (0.4 - 2.0 pu)	Tipo de rocha
2450	30 API	60 Mv	6 In	40 µs	0,7 g/cm³	2,16pu	FOLHELHO
2455	30 API	40 Mv	6 In	40 µs	0,7 g/cm³	2,16pu	FOLHELHO
2460	30 API	70 Mv	6 In	40 µs	0,7 g/cm³	2,28 pu	FOLHELHO
2465	30 API	60 Mv	6 In	40 µs	0,7 g/cm³	2,16pu	FOLHELHO
2470	30 API	40 Mv	6 In	50 µs	0,08 g/cm³	2,28 pu	FOLHELHO
2475	30 API	60 Mv	6 In	40 µs	0,7 g/cm³	2,04 pu	FOLHELHO
2480	15 API	40 Mv	6 In	40 µs	0,7 g/cm³	2,04 pu	FOLHELHO
2485	15 API	70 Mv	6 In	40 µs	0,08 g/cm³	2,04 pu	FOLHELHO
2490	15 API	40 Mv	6 In	50 µs	0,7 g/cm³	2,04 pu	FOLHELHO
2495	15 API	40 Mv	6 In	50 µs	0,65 g/cm³	1,92 pu	FOLHELHO
2500	45 API	40 Mv	6 In	50 µs	0,65 g/cm³	1,92 pu	FOLHELHO
2505	75 API	30 Mv	6 In	50 µs	0,65 g/cm³	2,04 pu	FOLHELHO
2510	15 API	40 Mv	6 In	40 µs	0,65 g/cm³	2,04 pu	FOLHELHO
2515	120 API	40 Mv	6 In	30 µs	0,65 g/cm³	1,44 pu	FOLHELHO
2520	135 API	30 Mv	6 In	40 µs	0,65 g/cm³	1,68 pu	FOLHELHO
2525	150 API	30 Mv	6 In	30 µs	0,65 g/cm³	1,56 pu	FOLHELHO
2530	30 API	30 Mv	6 In	20 µs	0,75 g/cm³	1,84 pu	ARENITO
2535	150 API	30 Mv	6 In	20 µs	0,55 g/cm³	0,96 pu	ARENITO/FOLHELHO
2540		30 Mv	6 In		0,55 g/cm³		ARENITO
2545		80 Mv	6 In		0,65 g/cm³		ARENITO
2550			6 In		0,6 g/cm³		ARENITO

Fonte: Agência nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Tabela 2 - Dados geoestatísticos dos perfis da Bacia do Solimões (Poço: 3-Ruc-20-Am).

DADOS GEOESTATÍSTICOS - BACIA DO SOLIMÕES: POÇO 3-RUC-20-AM							
Prof. (2550 - 2750 M)	GR (0-150 API)	SP (58.0 - 313.0 Mv)	CALI (6.0 - 16.0 In)	DT (240.0 - 40.0 µs)	RHOB (2.0 - 3.0 g/cm³)	NPHI (45.0 - 15.0 pu)	Tipo de rocha
2550	60 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,35 g/cm³	36 pu	ARI NITO
2555	30 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,55 g/cm³	21 pu	ARENITO
2560	45 API	109.0 Mv	9 IN	40 µs	0,55 g/cm³	21 pu	ARENITO
2565	120 API	109.0 Mv	9 IN	40 µs	0,65 g/cm³	24 pu	ARGILITO
2570	45 API	109.0 Mv	10 IN	40 µs	0,35 g/cm³	33 pu	ARI NITO
2575	60 API	109.0 Mv	11 IN	30 µs	0,4 g/cm³	36 pu	ARENITO
2580	60 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,3 g/cm³	33 pu	ARENITO
2585	30 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,55 g/cm³	27 pu	ARENITO
2590	45 API	109.0 Mv	10 IN	30 µs	0,55 g/cm³	21 pu	ARI NITO
2595	45 API	109.0 Mv	11 IN	30 µs	0,55 g/cm³	24 pu	ARENITO
2600	45 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,55 g/cm³	21 pu	ARENITO
2605	45 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,5 g/cm³	30 pu	ARENITO
2610	30 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,55 g/cm³	21 pu	ARI NITO
2615	30 API	109.0 Mv	10 IN	20 µs	0,55 g/cm³	21 pu	ARENITO
2620	45 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,45 g/cm³	24 pu	ARENITO
2625	30 API	109.0 Mv	9 IN	20 µs	0,55 g/cm³	24 pu	ARENITO
2630	45 API	109.0 Mv	9 IN	40 µs	0,4 g/cm³	30 pu	ARI NITO
2635	45 API	109.0 Mv	9 IN	40 µs	0,4 g/cm³	33 pu	ARENITO
2640	60 API	109.0 Mv	10 IN	40 µs	0,4 g/cm³	33 pu	ARGILITO/ARENITO
2645	60 API	109.0 Mv	9 IN	20 µs	0,5 g/cm³	33 pu	ARGILITO
2650	30 API	109.0 Mv	10 IN	30 µs	0,55 g/cm³	24 pu	ARENITO
2655	45 API	109.0 Mv	9 IN	40 µs	0,45 g/cm³	27 pu	ARENITO
2660	150 API	109.0 Mv	10 IN	40 µs	0,6 g/cm³	36 pu	FOLHELO
2665	150 API	109.0 Mv	10 IN	40 µs	0,6 g/cm³	36 pu	DIAMICTITO
2670	135 API	109.0 Mv	10 IN	40 µs	0,7 g/cm³	33 pu	DIAMICTITO
2675	120 API	109.0 Mv	10 IN	40 µs	0,55 g/cm³	33 pu	FOLHELO
2680	120 API	109.0 Mv	10 IN	40 µs	0,65 g/cm³	30 pu	DIAMICTITO
2685	150 API	109.0 Mv	9 IN	70 µs	0,65 g/cm³	33 pu	ARENITO
2690	150 API	109.0 Mv	9 IN	60 µs	0,5 g/cm³	27 pu	ARENITO
2695	135 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,55 g/cm³	33 pu	FOLHELO
2700	75 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,35 g/cm³	33 pu	ARENITO
2705	75 API	109.0 Mv	9 IN	40 µs	0,35 g/cm³	36 pu	ARGILITO
2710	45 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,45 g/cm³	30 pu	ARENITO
2715	60 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,5 g/cm³	30 pu	ARENITO
2720	30 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,55 g/cm³	21 pu	ARENITO
2725	30 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,4 g/cm³	21 pu	ARENITO
2730	90 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,5 g/cm³	33 pu	ARENITO
2735	150 API	109.0 Mv	9 IN	30 µs	0,6 g/cm³	30 pu	ARENITO/ARGILITO
2740	135 API	109.0 Mv	12 IN	30 µs	0,6 g/cm³	30 pu	ARGILITO/ARENITO
2745	105 API	109.0 Mv	13 IN	20 µs	0,6 g/cm³	21 pu	ARENITO
2750	120 API	109.0 Mv	10 IN	40 µs	0,6 g/cm³	24 pu	ARGILITO/ARENITO

Fonte: Agência nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

A análise dos dados está em andamento para a próxima etapa que é o Treinamento da máquina onde os dados analisados serão utilizados para a criação do algoritmo e início do treinamento da máquina.

Os resultados parciais demonstram o potencial da metodologia proposta para a identificação de camadas rochosas com fluidos. Dessa forma para a conclusão do projeto o treinamento da máquina será primordial de modo que permita a validação do algoritmo, que serão fundamentais para avaliar a efetividade da ferramenta.

5 . CONCLUSÕES

A análise dos dados está em andamento para a próxima etapa que é o treinamento da máquina onde os dados analisados serão utilizados para a criação do algoritmo e início do treinamento. Os resultados parciais demonstram o potencial da metodologia proposta para a identificação de camadas rochosas com fluidos. Dessa forma para a conclusão do projeto o treinamento da máquina será primordial de modo que permita a validação do algoritmo, que serão fundamentais para avaliar a efetividade da ferramenta.

6 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, L. E. Aplicação De Visão Computacional Em Imagens Capturadas Por Drones Em Inspeção De Plataformas De Petróleo, 2019.

AMARAL, R. G. Implementação da técnica de machine learning (ml) para processamento de dados sísmicos. Rio Oil and Gas, 2020.

AMARAL, R. G. Elaboração de algoritmo para aplicação de aprendizado de máquina a fim de reconhecer armadilhas geológicas do tipo domo salino em seções sísmicas, TCC, 2021.

AMINZADEH, F.; DASGUPTA, S. Geofísica para Engenheiros de Petróleo. 1ª Edição. Editora Elsevier, 2015.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Disponível em: < <https://reate.cprm.gov.br/anp/TERRESTRE>>. 2023

COPPIN, Ben. Inteligência artificial. Rio de Janeiro: LTC, 2010.

GALA, Ana Sofia. Disponível em: <https://www.handtalk.me/br/blog/aprendizado-de-maquina/>. Acesso em: 28/04/2024.

MARSLAND, S. Machine Learning - An algorithmic perspective. 2. ed. Estados Unidos: CRC Press, 2015.

PROJECTSAL). Disponível em : <https://www.k2sistemas.com.br/trace/> 2023.

SBGf (Sociedade Brasileira de Geofísica) – Estimativa da porosidade usando ferramentas de aprendizagem de maquina nao parametrica. Disponível em:< https://sbgf.org.br/mysbgf/eventos/expanded_abstracts/i/>.

7. AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos ao Programa Institucional de Bolsas de Iniciação em Desenvolvimento Tecnológico e Inovação – PIBITI da UFAM pela concessão da bolsa que possibilitou o desenvolvimento do projeto e à professora Dra Joemes de Lima Simas que coordena o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa foi realizada sob sua orientação.

BLOCO: RESERVATÓRIO

ESTUDO EXPERIMENTAL DA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO ATRAVÉS DA INJEÇÃO DE ÁGUA PROJETADA

Data de aceite: 02/06/2023

Ladislane S. Bastos

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

Maiara S. Silva

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

Fabio P. Nascimento

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

Darllen G. Silva

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

Gloria M. N. Costa

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

Silvio A.B. Vieira de Melo

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

Centro Interdisciplinar em Energia e Ambiente, Campus Universitário da Federação/Ondina, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

ABSTRACT: Within the scope of Reservoir Engineering, several experimental tests are applied to investigate enhanced oil recovery methods, including smart water injection. The smart water (saline solutions) aims to change the equilibrium initially existing in the system with the presence of formation brine (170 kppm), through interaction with both the oil and the porous medium (rock). In this work, a sequence of experiments was carried out to evaluate the performance of desulfated seawater injection for recovering oil from the Brazilian pre-salt in carbonate cores, including coreflooding and spontaneous imbibition tests, in addition to contact angle, oil-brine interfacial tension and zeta potential at the brine-oil and brine-rock interfaces measurements. During the coreflooding test, 59.8% of the oil volume

present in the porous medium was recovered. For the imbibition test, oil recovery was 43.8%. Compared to the system with formation water, there was a reduction in contact angle for the system with desulfated seawater, which indicates a weakening of the interaction between oil and rock, favoring recovery. Furthermore, there is also a reduction in the oil-brine interfacial tension when desulfated seawater is injected instead of formation water, decreasing the capillary forces that retain the oil in the pores. The zeta potential results revealed slight electrostatic repulsion between oil and rock when desulfated seawater was used.

KEYWORDS: Enhanced oil recovery; desulfated sea water; pre-salt; experimental study.

1. INTRODUÇÃO

Injeção de água tem sido um dos principais métodos utilizados em reservatórios para aumento do fator de recuperação de óleo. Embora seja um método convencional, muitos estudos têm sido desenvolvidos para melhorar sua aplicação à recuperação avançada de petróleo (Bastos et al., 2023).

Estudos recentes têm investido na utilização de água projetada, que se constitui de salmouras preparadas com uma composição específica capaz promover o desequilíbrio químico do sistema e modificar as interações óleo/salmoura/rocha, gerando um aumento do fator de recuperação de óleo. No contexto do pré-sal, a água do mar é um fluido com alta disponibilidade e seu uso ocorre após um processo de dessulfatação para minimizar os riscos de deposição de sulfato. Variações de composição da água projetada, a partir da água do mar ou sua diluição, também têm sido investigadas (Bastos et al., 2023).

Neste contexto, o entendimento das interações das diferentes salmouras com o óleo e com a rocha é crucial para avaliação dos mecanismos envolvidos e, como consequência, para busca de maiores fatores de recuperação de óleo. A literatura relata tanto estudos experimentais que avaliam a recuperação de óleo através da injeção em meio poroso e da embebição espontânea, quanto experimentos específicos que analisam os mecanismos de recuperação de óleo (Dandekar, 2013; McPhee, Reed e Zubizarreta, 2015). Medições de ângulo de contato permitem identificar a tendência de molhabilidade da rocha e determinar a fase com interação mais significativa com a superfície sólida em um sistema com duas fases imiscíveis. Dessa forma, ajuda a avaliar a facilidade ou não de recuperação do óleo adsorvido na rocha (Ramanathan, Shehata e Nasr-El-Din, 2016).

A tensão interfacial entre o óleo e outras fases está diretamente relacionada ao número capilar, sendo uma propriedade muito aplicada para investigar a recuperação e o deslocamento do óleo aprisionado nos poros da rocha (Ramanathan, Shehata e Nasr-El-Din, 2016). Além disso, medidas de potencial zeta revelam a carga superficial nas interfaces rocha-óleo e rocha-salmoura. A depender da polaridade pode ser observada a atração ou repulsão destas interfaces, o que indiretamente permite avaliar a estabilidade do filme de água em torno da rocha e a interação entre o óleo e a rocha (Almeida da Costa et al., 2020).

No estudo dessas propriedades, importantes fatores devem ser avaliados, tais como composição mineralógica da rocha, salinidade da salmoura e informações relacionadas aos componentes polares do óleo, que são os agentes atuantes na interface do óleo com a rocha e outros fluidos. A maioria das reservas de petróleo, por exemplo, está em rochas carbonáticas, sendo a calcita, um dos minerais predominantes.

O presente estudo tem como objetivo avaliar de forma ampla o desempenho da injeção de água do mar dessulfatada para recuperação de óleo do pré-sal brasileiro em plugue carbonático composto majoritariamente por calcita, utilizando para isso diferentes ensaios experimentais: teste de injeção em testemunho, embebição espontânea, determinação do ângulo de contato e tensão interfacial, além de medição do potencial zeta.

2 . MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Materiais

Óleo morto proveniente dos campos do pré-sal brasileiro foi inicialmente homogeneizado para ser utilizado neste trabalho. Trata-se de um óleo parafínico-naftênico, conforme classificação sugerida por Farah (2006). O óleo morto foi recombinação com gás associado (mistura equimolar de CO_2 e CH_4) em uma célula PVT da Sanchez-CoreLab, modelo PVT400/1000FV (Figura 1a). Duas salmouras sintéticas foram preparadas para os experimentos através da diluição dos sais em água ultrapura conforme composição apresentada na Tabela 1. Plugues carbonáticos do tipo *Indiana Limestone*, provenientes de afloramento, foram adquiridos junto a *Kocurek Industries*. A amostra de rocha foi inicialmente caracterizada pela técnica de difratometria de raio X (DRX), indicando composição mineralógica majoritária de calcita.

Tabela 1 – Composição das salmouras

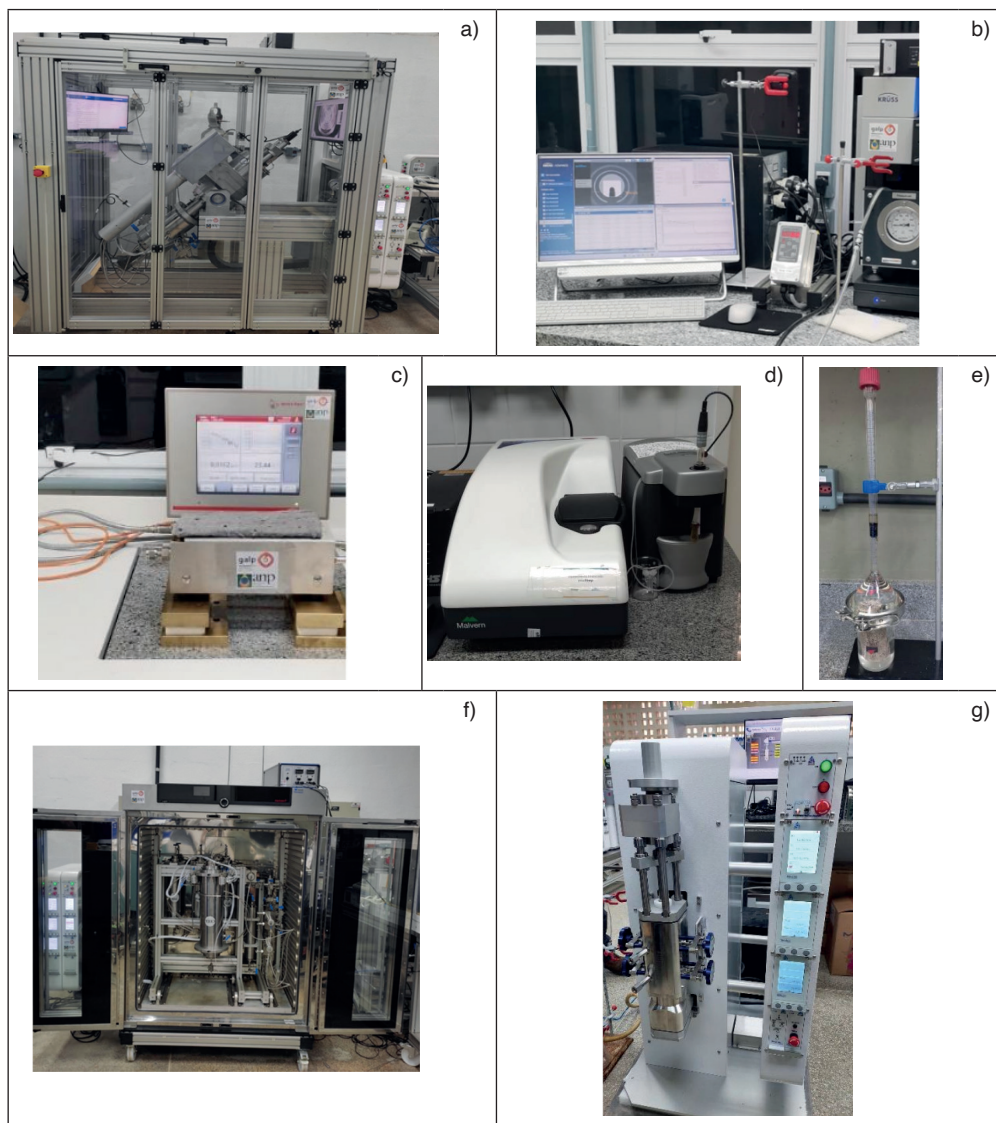
Modelo	Na ⁺	Ca ²⁺	K ⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	SO ₄ ²⁻
Água de formação	64982	2011	-	-	103739	57	-
Água do mar dessulfatada	11200	355	395	670	20109	52	100

Fonte: produzido pelo autor.

2.2 Métodos

Os métodos dos experimentos realizados são detalhados a seguir. Imagens dos equipamentos utilizados, disponíveis no EOR LAB/UFBA, são apresentados na Figura 1.

Figura 1 – Aparato experimental utilizado neste trabalho: a) Célula PVT Sanchez-CoreLab, modelo PVT400/1000FV; b) Tensiômetro Krüss/Eurotechnica, DSA100; c) Densímetro Anton Paar, DMA HPM; d) Analisador de Partículas Zetasizer Nano ZS, da Malvern; e) Célula Amott; f) Sistema *coreflooding* Sanchez-CoreLab, modelo CFS 700 e g) Viscosímetro Sanchez-CoreLab modelo CVL 10/1000.



Fonte: produzido pelo autor.

2.2.1 Tensão interfacial - IFT

As medidas de tensão interfacial (IFT, do inglês *interfacial tension*) óleo-salmoura foram realizadas no tensiômetro DSA100, marca Krüss/ Eurotechnica (Figura 1b). A câmara de alta pressão foi preenchida com a salmoura de interesse (água de formação ou água do mar dessulfatada) e após atingir as condições do teste foi formada uma gota de óleo

recombinado através de um tubo capilar, utilizando a técnica da gota ascendente. A forma da gota de óleo foi monitorada por 30 horas através da câmera acoplada ao equipamento e a IFT determinada através do software *Advance* (Krüss), utilizando-se a equação de Young-Laplace (McPhee, Reed e Zubizarreta, 2015). A massa específica dos fluidos, requerida nesses cálculos, foi previamente determinada no densímetro de alta pressão e alta temperatura da Anton Paar, modelo DMA HPM (Figura 1c).

2.2.2 Ângulo de contato

As medidas de ângulo de contato também foram realizadas utilizando o tensiômetro DSA100 (Figura 1b). Pastilhas de rocha foram inicialmente limpas e envelhecidas em água de formação e óleo morto. A pastilha envelhecida foi colocada em um suporte na câmara de alta pressão do tensiômetro, que foi preenchida com a salmoura de interesse. Após atingir as condições do teste, uma gota de óleo recombinado foi cuidadosamente colocada na superfície da pastilha de rocha, utilizando um capilar posicionado na entrada inferior da câmara (método da gota cativa). O ângulo de contato foi medido por 72 horas, através da captura do formato da gota de óleo sobre a superfície da rocha, usando o software *Advance*.

2.2.3 Potencial zeta

As medidas de potencial zeta foram feitas no analisador de partículas Zetasizer Nano ZS, da Malvern (Figura 1d). As amostras foram preparadas considerando a mistura de 0,1 g de pó de rocha para 10 mL da salmoura a ser avaliada para o sistema rocha-salmoura, enquanto a proporção de 0,1 mL de óleo morto para 10 mL da salmoura foi adotada para o sistema óleo-salmoura. As medidas foram realizadas utilizando a equação de *Smoluchowski* (Sze et al., 2003).

2.2.4 Embebição espontânea

Inicialmente, um plugue de rocha *Indiana Limestone*, de 4" de comprimento e 1,5" de diâmetro, foi limpo e saturado com água de formação. Após 24 horas, o plugue foi mergulhado em óleo morto para envelhecimento por 15 dias. Por fim, o plugue foi transferido para a célula de Amott (Figura 1e), sendo submerso na água do mar dessulfatada. Esta etapa de embebição espontânea foi conduzida por 15 dias. O volume de óleo recuperado foi contabilizado no final deste período.

2.2.5 Teste de injeção em escala de testemunho

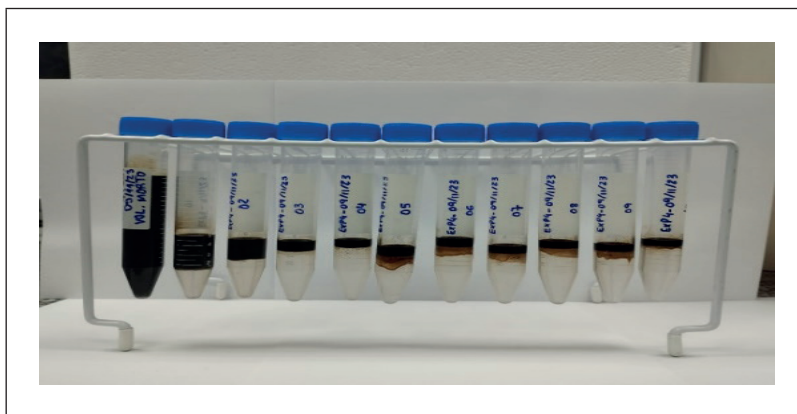
As etapas iniciais do teste de injeção são as mesmas do teste de embebição espontânea. O plugue de rocha *Indiana Limestone* de 8" de comprimento e 1,5" de diâmetro. foi limpo e, saturado com salmoura de formação durante 24 horas. Em seguida o plugue foi

transferido para o *core holder* do Sistema de injeção em testemunho (Sanchez-CoreLab, modelo CFS 700, Figura 1f). A permeabilidade do plugue de rocha à água foi determinada no CFS 700 através da injeção de água de formação à vazão constante e aplicação da lei de Darcy (McPhee, Reed e Zubizarreta, 2015). O dado de viscosidade da água de formação, necessário nesta etapa, foi determinado previamente utilizando um viscosímetro Sanchez-CoreLab modelo CVL 10/1000 (Figura 1g). Posteriormente, o plugue passou por envelhecimento dinâmico com óleo recombinado por 15 dias. Após este período, foi feita a injeção de 6 volumes porosos de água do mar dessulfatada, à vazão constante de 0,5 mL/min. Os fluidos produzidos foram expandidos para pressão atmosférica e alíquotas dos efluentes líquidos foram coletadas a cada 0,1 PV injetado, para determinação do volume de óleo e água produzidos.

3 . RESULTADOS E DISCUSSÃO

O plugue utilizado no teste de injeção foi caracterizado nas etapas iniciais do experimento. A porosidade e a permeabilidade foram 17,8% e 57,4 mD, respectivamente. O ensaio de injeção em meio poroso contemplou a injeção da água do mar dessulfatada. Imagens de tubos contendo efluentes líquidos produzidos durante este tipo de experimento são apresentados na Figura 2.

Figura 2 –Efluentes coletados durante teste de injeção



Fonte: produzido pelo autor.

Os resultados de produção acumulada de óleo indicam um fator de recuperação de 59,81%. O teste de injeção em meio poroso é o experimento mais representativo quando se almeja reproduzir a recuperação de óleo em um reservatório. Neste ensaio, foram estabelecidas as mesmas condições de reservatório. Além dos mecanismos de recuperação na escala de interação fluido-fluido e rocha-fluido, são observados os mecanismos macroscópicos que decorrem dos efeitos das propriedades do plugue (porosidade e

permeabilidade) no escoamento da salmoura injetada, além do deslocamento provocado pelo diferencial de pressão gerado entre a entrada e a saída do plugue, devido ao fluxo do fluido injetado.

Por sua vez, o experimento de embebição espontânea, conduzido na pressão atmosférica, possibilita a avaliação do desempenho da salmoura para recuperação de óleo levando em consideração apenas as interações fluido-fluido e rocha-fluido e forças gravitacionais e capilares. Os resultados deste experimento levaram a um fator de recuperação de óleo de 43,8%.

Tanto o teste de injeção quanto o de embebição espontânea mostraram que a injeção da água do mar dessulfatada promoveu a recuperação de óleo. Embora forneçam uma visão macroscópica do processo de recuperação, outros ensaios (medidas de ângulo de contato, tensão interfacial e potencial zeta) foram realizados para investigar os mecanismos que levam a este desempenho da água do mar dessulfatada na recuperação de óleo. Este conjunto de experimentos permite entender como as propriedades de interação rocha-fluido e fluido-fluido são alteradas ao se injetar a água do mar dessulfatada, tendo como referência a condição inicial (com água de formação).

Embora tenha sido monitorado por mais tempo, o valor de IFT entre o óleo recombinado e as salmouras foi determinado para um tempo de contato de 8 horas, que corresponde ao tempo do ensaio de injeção em meio poroso. Os resultados indicam que há uma redução da IFT quando se compara o sistema óleo recombinado/água de formação (19,45 mN/m) com o sistema óleo recombinado/água do mar dessulfatada (17,39 mN/m). A redução da IFT quando se utiliza a água do mar dessulfatada é um dos fatores que favorecem a recuperação de óleo, porque implica em menor intensidade das forças capilares que retêm o óleo nos poros da rocha.

Em relação as medidas de potencial zeta, os resultados indicaram que, para os sistemas com água de formação, o potencial zeta da salmoura-rocha apresentou valor positivo, enquanto o potencial zeta da salmoura-óleo apresentou valor negativo. Como as cargas apresentam polaridade contrária, existe uma tendência a atração entre o óleo e a rocha na condição inicial do sistema com água de formação. Em contrapartida, para os sistemas com água do mar dessulfatada, a carga superficial da interface salmoura-óleo permaneceu negativa e o potencial zeta da salmoura-rocha também. Por apresentarem mesma polaridade, existe uma repulsão eletrostática entre o óleo e a rocha, reduzindo a interação, o que favorece a recuperação de óleo.

Medidas de ângulo de contato auxiliam a interpretação dos resultados de recuperação do óleo, porque a molhabilidade indica qual fluido tem maior interação com a rocha. O critério adotado para classificar a molhabilidade da rocha foi o mesmo proposto por Dandekar (2013). Pelos valores de ângulo de contato obtidos, o sistema comportou-se como molhável à água (ângulo menor que 75°) para as duas salmouras, sendo que a salmoura dessulfatada apresentou menor ângulo (41,5°) em relação à salmoura de formação (58,1°).

Os resultados obtidos permitiram avaliar de forma comparativa dois sistemas contemplando água de formação e água do mar dessulfatada. Futuros trabalhos pretendem comparar o desempenho destas com outras salmouras projetadas, visando identificar aquelas que levam à maior recuperação de óleo, bem como os mecanismos envolvidos.

4 . CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os experimentos utilizados para avaliação da injeção de água do mar dessulfatada na recuperação avançada de óleo do pré-sal em rocha *Indiana Limestone* foram divididos em dois grupos: os que reproduzem a recuperação de óleo do meio poroso (injeção em testemunho e embebição espontânea) e os que auxiliam no entendimento dos mecanismos de recuperação envolvidos (medidas de ângulo de contato, potencial zeta e tensão interfacial).

- O teste de embebição espontânea e de injeção em testemunho indicaram uma recuperação de óleo de 43,8% e 59,81%, respectivamente.

- A tensão interfacial óleo recombinado/salmoura foi reduzida com a diminuição da salinidade da salmoura utilizada no experimento, indicando o decréscimo da intensidade das forças capilares que retêm o óleo nos poros;

- Os resultados do potencial zeta indicaram leve repulsão eletrostática entre o óleo e a rocha quando se utilizou água do mar dessulfatada, o que reduz a interação óleo-rocha e favorece a recuperação;

- Para os fluidos e condições utilizados nos experimentos, os resultados de ângulo de contato indicam que a calcita apresenta molhabilidade a água já no cenário inicial com água de formação. Entretanto, foi observada uma redução do ângulo de contato, e consequentemente da interação óleo recombinado-rocha, quando utilizada a água do mar dessulfatada.

5 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA DA COSTA, A., TRIVEDI, SOARES, J., ROCHA, P., COSTA, G. M. N., EMBIRUÇU, MARCELO. **An experimental evaluation of low salinity water mechanisms in a typical Brazilian sandstone and light crude oil with low acid/basic number.** Fuel, v. 273, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117694>.

BASTOS, L. S., LINS, I. E. S., ROSA, P. T. V., COSTA, G. M. N., VIEIRA DE MELO, S. A. B. **An experimental assessment of seawater alternating near-miscible CO₂ for EOR in pre-salt carbonate reservoirs.** Geenergy Science and Engineering, v.230, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212227>.

DANDEKAR, A.Y. **Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties**, 2ª Ed. CRC Press, Boca Raton. 2013.

FARAH, M. A. **Caracterização de frações de petróleo pela viscosidade.** Tese de doutorado – Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

MCPHEE, C.; REED, J.; ZUBIZARRETA, I. **Best Practice in Coring and Core Analysis**. 1º Ed. Amsterdam: Elsevier, 2015.

RAMANATHAN, R.; SHEHATA, A.M.; NASR-EL-DIN, H.A. **Effect of Rock Aging on Oil Recovery during Water-Alternating-CO2 Injection Process: An Interfacial Tension, Contact Angle, Coreflood, and CT Scan Study**. In Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Conference; SPE, April 2016.

SZE, A.; ERICKSON, D.; REN, L.; LI, D. **Zeta-potential measurement using the Smoluchowski equation and the slope of the current–time relationship in electroosmotic flow**. Journal of Colloid and Interface Science, 261, 2003, [https://doi.org/10.1016/S0021-9797\(03\)00142-](https://doi.org/10.1016/S0021-9797(03)00142-)

6 . AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio recebido da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da PETROBRAS S.A., associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de PD&I.

UNDERSTANDING WHY THE COMBINATION OF ACIDIZING AND HYDRAULIC FRACTURING CAN ACTUALLY BE SUCCESSFUL

Data de aceite: 02/06/2023

Henrique Toby Ribeiro
3R Petroleum

José Maria Júnior Santos
Universidade Federal de Minas Gerais

Humberto Almeida Oliveira
Universidade Federal de Minas Gerais

ABSTRACT: The combination of acidizing and hydraulic fracturing seems to be a very logical approach to achieve the maximum stimulated volume in unconventional reservoirs. However, this hybrid technique is not yet widely used due to the notion that acidizing could compromise the mechanical integrity of the rock and affect fracture conductivity. This paper delves into the analysis of microscopic images of acidized carbonate and siltstone specimens, coupled with nanoindentation analysis and proppant embedment tests to better understand acid-proppant fracturing.

KEYWORDS: Acid Propped Fracturing, Proppant Embedment, Unconventional Reservoir, Nanoindentation, Fracture Conductivity.

1 . INTRODUCTION

The idea of combining hydraulic fracturing and acid stimulation, or acid-proppant fracturing, was patented in the last century by Cardwell et al. (1957). But the first well-known field cases of acid-proppant fracturing didn't happen until 2010.

The study presented here is based on the characterization of three types of rocks from the Neoproterozoic section of the São Francisco Basin: a crystalline limestone, a microbial or biogenic carbonate (stromatolite) and a siltstone. The São Francisco Basin is an unconventional gas reservoir approximately 600 Ma years old located in the central part of Brazil (Vieira et al., 2007; Uhlein et al., 2017).

Microscopic analysis of acidized specimens revealed two types of neolayers resulting from acid-rock interaction. The mechanical properties of the neolayers were evaluated using the nanoindentation technique and proppant embedment tests were performed to compare acidized and non-acidized specimens.

2 . METHODS AND MATERIALS

2.1 Compositional analysis

A detailed compositional analysis was performed for each of selected the rock types from the San Francisco Basin.

Table 1 presents the chemical analysis given by x-ray fluorescence (XRF), Table 2 presents the mineralogical analysis given by x-ray diffraction (XRD) and Table 3 presents the total organic carbon (TOC) analysis.

The analyses revealed that the limestone samples were practically pure calcite, while stromatolite, a carbonate of microbial origin, showed a higher quartz content compared to limestone. The siltstone samples contained mainly silica and aluminum silicates.

Table 1. Total $CaCO_3$, total sulfur and XRF analysis.

Rock	LOI Total $CaCO_3$	Direct Combustion Total Sulfur (%)	X-Ray Fluorescence (%)				
			Al_2O_3	CaO	Cr_2O_3	Fe_2O_3	K_2O
Siltstone	2.96	0.04	12.37	1.4	<0.01	5.13	2.66
Stromatolite	40.44	0.01	0.34	49.91	<0.01	0.12	0.14
Limestone	43.20	0.03	<0.1	55.68	<0.01	0.1	0.01

Rock	X-Ray Fluorescence (%)						
	MgO	MnO	Na_2O	P_2O_5	SiO_2	TiO_2	-
Siltstone	2.08	0.08	2.88	0.21	69.26	0.84	-
Stromatolite	0.38	0.01	<0.1	0.04	8.51	0.01	-
Limestone	0.12	0.01	<0.1	0.12	0.66	0.01	-

Source: produced by the authors.

Table 2. XRD Analysis.

Rock	X-Ray Diffraction (%)				
	Calcite	Quartz	Muscovite	Albite	Chamosite
Siltstone	4.5	41.1	17.6	26.2	10.6
Stromatolite	91.5	8.5	-	-	-
Limestone	99.3	0.7	-	-	-

Source: produced by the authors.

Table 3. Total Organic Carbon (TOC) Analysis.

Rock	Organic carbon(%)	Graphite (%)	Inorganic carbonate (%)
Siltstone	<0.05	0.06	<0.05
Stromatolite	<0.05	0.17	10.97
Limestone	<0.05	0.12	11.47

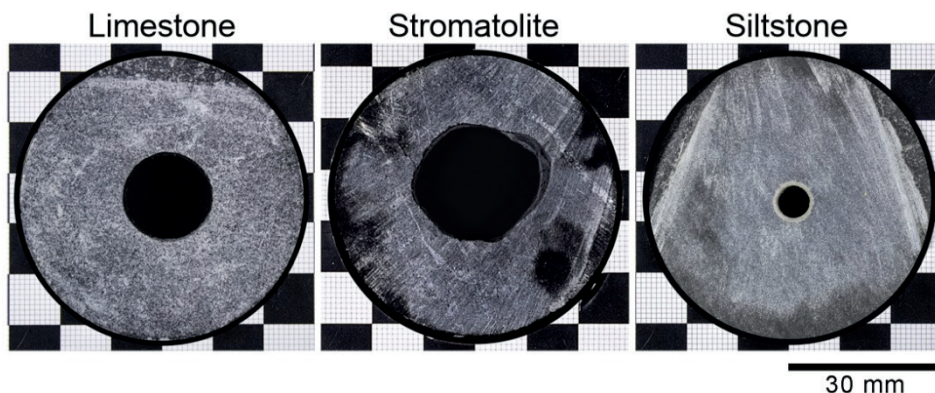
Source: produced by the authors.

2.2 Acid etching experiment

The core samples were prepared with a central hole of 0.60 cm in diameter for the acid injection. During the acidizing procedure, the samples were positioned in a vertical position and 900 ml of 15% hydrochloric acid (HCl) were pumped from bottom to top inside the orifice at 15 mL/min, atmospheric pressure and laboratory temperature (22 °C). In this dynamic test, the CO₂ bubbles moved continuously away from the rock surface and the contact between the acid and the rock surface was not impaired.

The sections displayed in Figure 1 were cut at 1.00 cm from the acid injection point. They show the dissolution results for the three different lithofacies. The stromatolite showed the highest dissolution rate, while the siltstone showed only a bleached layer, visible by naked eye.

Figure 1 – Rock dissolution results after 15% hydrochloric acid was injected inside the rock cores.



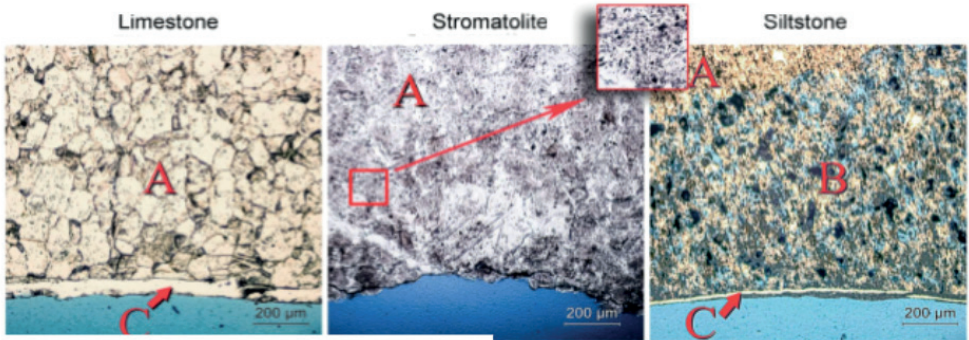
Source: produced by the authors.

2.3 Petrographic thin sections and resin mounted specimens

For the preparation of the petrographic thin sections and resin-mounted specimens, the acidized holes in Figure 1 were filled with a blue resin in order to preserve the microstructures originated during the acid etching process.

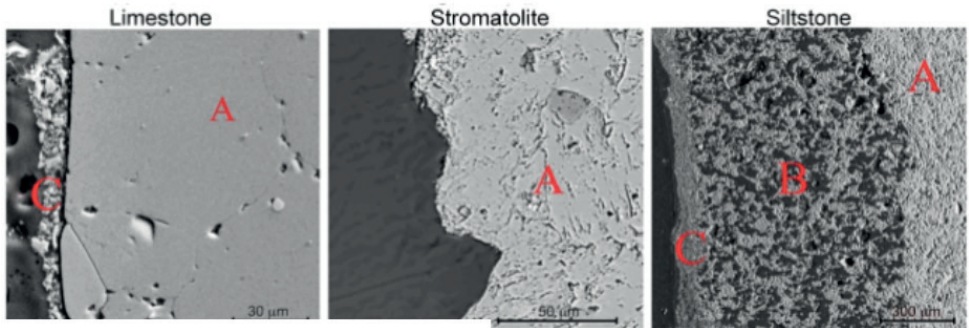
The petrographic thin sections were analyzed with optical microscopy, Figure 2, and the resin mounted specimens were analyzed with scanning electronic microscope (SEM), Figures 3 and 4.

Figure 2 - Microphotography showing the original rock matrices (A) and the neolayers resulting from the acidizing process (B and C). Note the microposity of the stromatolite highlighted on top.



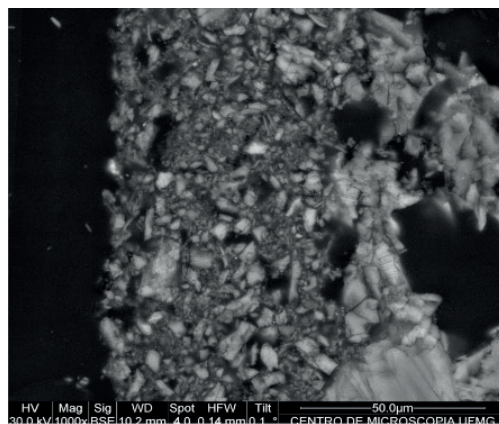
Source: produced by the authors.

Figure 3 - SEM images of the neolayers B and C discovered on top of the original rock matrices (A).



Source: produced by the authors.

Figure 4 - Detailed SEM image of neolayer C in the siltstone.

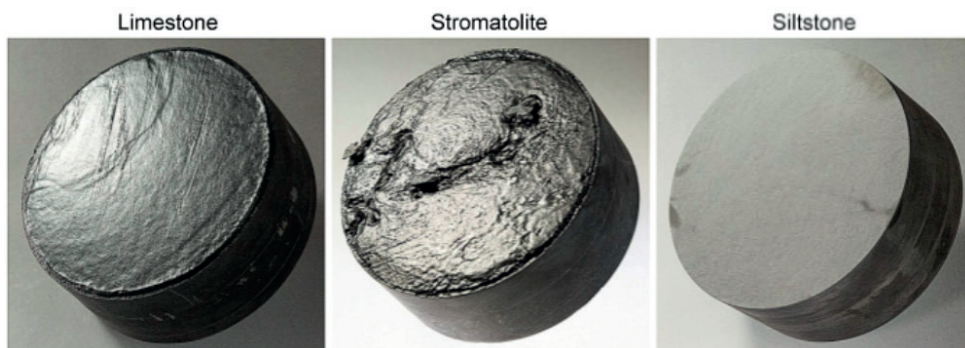


Source: produced by the authors.

2.4 Proppant embedment specimen's preparation

The specimens for the proppant embedment tests were prepared with a diameter of 9.80 cm, a height of 4.00 cm and were mechanically rectified to achieve smooth flat surfaces. Then, half of the specimens had one of the flat sides acidized (Figure 5) in order to perform comparative embedment proppant tests between acidized and non-acidized specimens.

Figure 5: Acidized specimens prepared for the proppant embedment tests. The asperities in the stromatolite are far more evident.



Source: produced by the authors.

The acidification procedure for the above samples consisted of immersing one of the rectified flat sides in 300 ml of 15% HCl solution for period of 1 hour in a pressurized cell at 100 psi pressure.

3 . THEORY

3.1 Nanoindentation

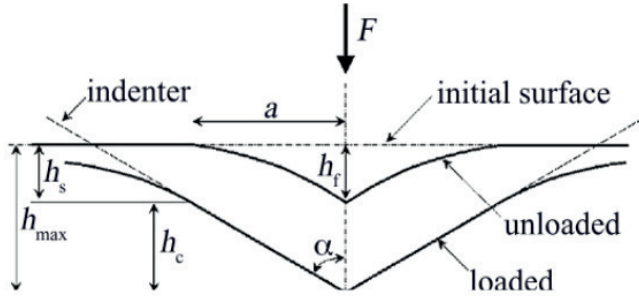
Nanoindentation analysis has been used to characterize mechanical properties of different materials, such as metal alloys, polymers, thin films, biological tissues and cement-based materials (Liu et al., 2018).

Nanoindentation has also been used to study the mechanical properties of shale formations and optimize hydraulic fracturing designs (Kumar et al., 2012).

The theoretical basis of nanoindentation was established by Oliver and Pharr (1992), and generally this process can be carried out either on a constant loading rate (CLR) mode or on a constant strain rate (CSR) mode. The majority of nanoindentation studies in shale are performed using the CLR mode, where the maximum load needs to be pre-determined and deeper indentation depths indicate inferior mechanical properties (Shi et al., 2020).

Figure 6 illustrates the nanoindentation process. The indentation depth (h_{max}) corresponds to the vertical surface deflection at the perimeter of contact (h_s) plus the contact depth (h_c).

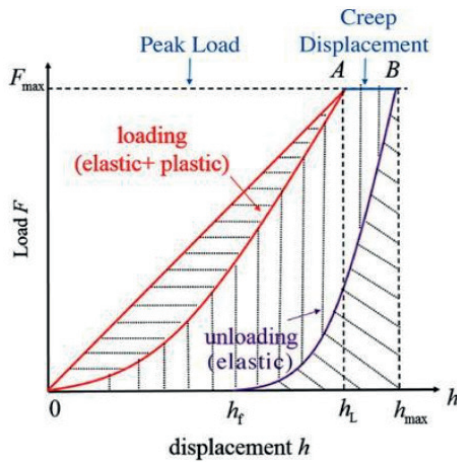
Figure 6 - Schematic cross-section of a nanoindentation process.



Source: produced by the authors.

Figure 7 illustrates the load vs. displacement curve which consists of three stages: loading, holding, and unloading.

Figure 7 - Load vs. displacement nanoindentation curve.



Source: produced by the authors.

The loading stage is a combination of elastic and plastic deformation, while the unloading stage consists of elastic (recovered) deformation.

The holding stage, also called creep displacement (Li et al., 2019), is used to study creep behavior of the rock (Liu et al., 18).

3.2 Proppant embedment, proppant pack compaction and fracture conductivity

Proppant embedment and proppant pack compaction are considered to play the primary roles in fracture width loss (Guo et al., 2017; Chen et al., 2017). The proppant pack compaction also leads to a loss of porosity and permeability of the proppant pack (Neto et al., 2015). Width and permeability losses result in the decrease of fracture conductivity according to Equation 1:

$$F_c = K_f \times w_f \quad (1)$$

where F_c is the fracture conductivity, k_f is the proppant pack permeability and w_f is the fracture width.

The proppant pack permeability can be calculated by the empirical Carman-Kozeny equation, Equation 2, widely used to predict the permeability of random sphere packs (Sanematsu et al., 2015).

$$k_f = \frac{d_p^2 \phi^3}{180(1-\phi)^2} \quad (2)$$

where d_p is the median proppant diameter and ϕ is the porosity of the proppant pack that can be calculated by Equation 3 (Neto et al., 2015):

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = 1 - \frac{V_s}{V_b} \quad (3)$$

where V_p is the volume of the porous space within the prop-pant pack, V_s is the volume of the solid proppant particle, and V_b , expressed by Equation 4, is the bulk volume of the proppant pack:

$$V_b = V_p + V_s \quad (4)$$

In general, the proppant embedment represents the main part of fracture width loss, while the proppant pack compaction plays a secondary role (Gao et al., 2013). The factors that have a greater influence in the proppant embedment are related to the characteristics of the formation (clay content, total organic carbon, porosity of formation, carbonate and quartz content) and proppant characteristics (proppant type, size, proppant distribution, concentration, and number of layers) (Bandara et al., 2019).

Guo et al. (2012) proposed an analytical model that incorporated both elastic and creep deformation in the proppant embedment model to analyze how time influences proppant embedment, assuming tightly packed and non-deformable proppants.

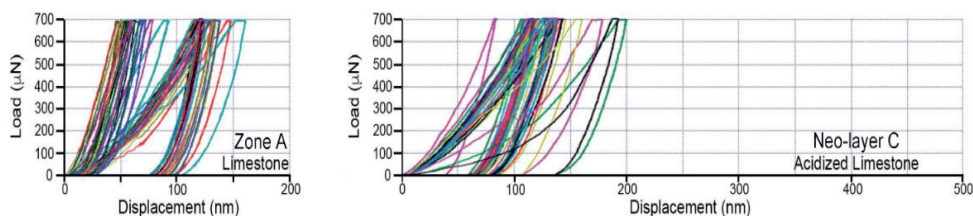
According to Guo et al. (2012), in a first stage, the proppant instantly embeds at a certain depth into the rock replicating the elasticity theory. Then in a second stage of creep deformation, the proppant continues to embed slowly and constantly simulating the viscoelastic theory.

4 . EXPERIMENTS AND RESULTS

4.1 Nanoindentation tests

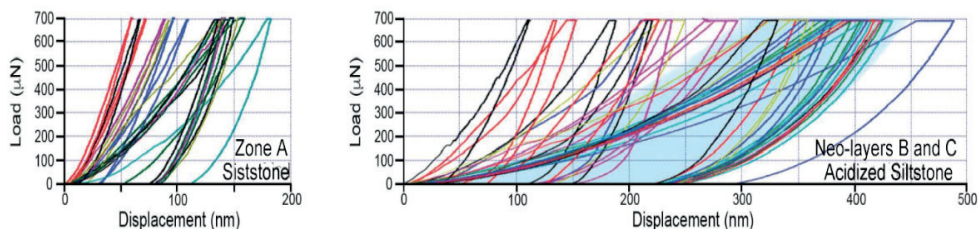
Nanoindentation tests were carried out using a Berkovich indenter at a constant loading rate of $70 \mu\text{N/s}$ and a maximum load of $700 \mu\text{N}$ maintained at peak load for 10 s. The indentation points were located at the vertices of a $50 \times 50 \mu\text{m}$ grid. The neolayers B and C presented deeper indentation depths compared to the original rock matrices, confirming the weakening of the surface properties of the rock as a result of acid etching (Figure 8 and Figure 9).

Figure 8 - Load-depth curves for the non-acidized limestone (Zone A, on the left side) and its respective neolayer C (right).



Source: produced by the authors.

Figure 9 - Load-depth curves for the non-acidized siltstone (Zone A, on the left side), and neolayers B and C (right). The blue region is the indentation range of the blue resin that fills the voids in neolayer B.

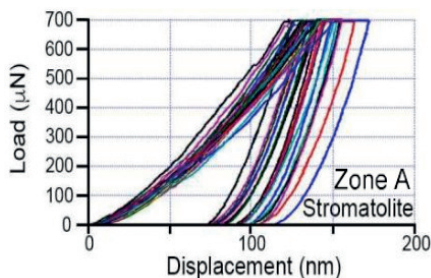


Source: produced by the authors.

The siltstone was the type of rock mostly affected by acid etching. The curves associated with neolayers B and C (Figure 9) reached indentation depths of up to 500 nm and showed large creep displacements related to the decrease in Young's modulus and hardness (Liu et al., 2018).

The stromatolite was the only lithofacies that did not present neolayers and the indentation depths for the stromatolite (Figure 10) revealed it had poorer mechanical properties when compared to the non-acidized specimens of limestone and siltstone, but better mechanical properties when compared to the acidized specimens of limestone and siltstone.

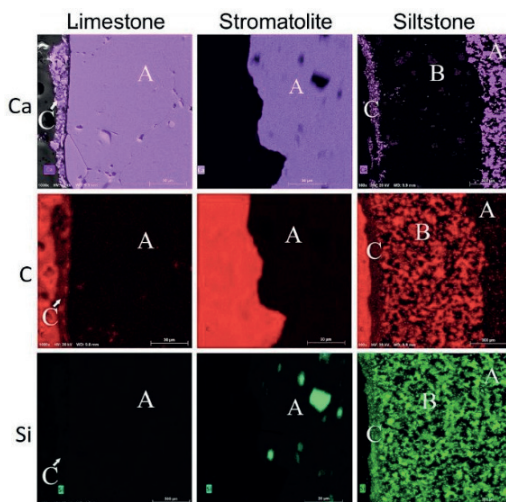
Figure 10 - Load-depth curves for the non-acidized stromatolite (Zone A).



Source: produced by the authors.

In Figure 11 below, it is possible to observe the zone of acid invasion in the siltstone, and the composition of the residual (B) and recrystallization (C) neolayers provided by energy-dispersive X-ray spectroscopy (EDS). The C neolayer in limestone consists exclusively of calcite crystals (top-left), while in siltstone it is made up of calcite and insoluble silicate grains that were “captured” during the calcite recrystallization process (top-right and bottom-right). Neolayer B is made up exclusively of silicates (bottom-right) and the carbon of the resin applied to the samples can be seen filling the voids left by the calcite removed from the acid invasion zone B (middle-right).

Figure 11 - EDS mapping for calcium, carbon, and silicon.



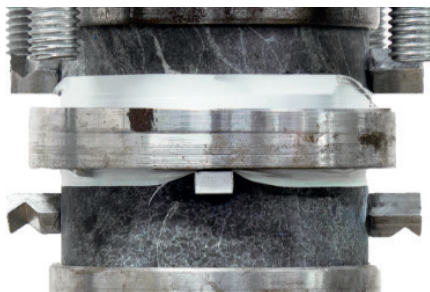
Source: produced by the authors.

4.2 Proppant embedment tests

The proppant embedment tests used 20/40 high strength bauxite ($425\text{-}850\ \mu\text{m}$) at $10.00\ \text{Kg/m}^2$, for 8 hours under a pressure of 40 MPa (5800 psi).

Proppant embedment values were determined by subtracting the total axial compression measured in the experimental assembly shown in Figure 12, from the specific axial compressions of the rock waffles and of the proppant pack; both determined separately in a series of previous experiments using analog samples and under identical conditions.

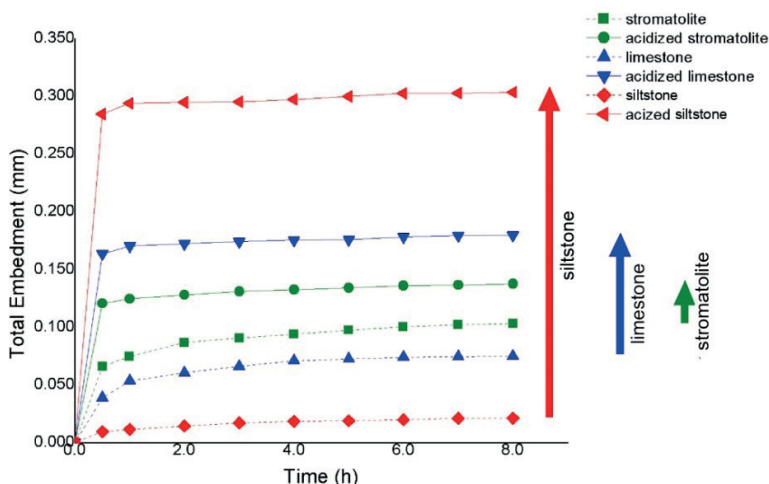
Figure 12 - Proppant embedment experimental assembly.



Source: produced by the authors.

As expected, the siltstone, with the thickest set of neolayers, presented the highest increment in proppant embedment. On the other hand, the stromatolite, not having any type of neolayers, presented the minimum increment in terms of proppant embedment. Finally, the limestone, containing only the recrystallization neolayer (Zone B), presented an intermediary increment situated between those observed in the siltstone and in the stromatolite (Figure 13).

Figure 13 - Proppant embedment results for acidized and non-acidized specimens.



Source: produced by the authors.

5 . CONCLUSIONS

A cautious analysis of the results presented in this article may explain why acid-proppant fracturing, which is a combination of acid stimulation and hydraulic (propped) fracturing, can exceed the results of each of the stimulation techniques applied individually.

Two types of neolayers resulting from acidizing were discovered: a residual and a recrystallization type. The residual neolayer was observed only in the siltstone which is rich in quartz and aluminum silicates. The recrystallization neolayer was observed both in the limestone and to a lesser extent in the siltstone which presented some calcium carbonate content.

The stromatolite was the only type of rock that did not present any neolayer. Probably because the amount of silicates was not high enough to allow the existence a residual neolayer and probably because a turbulent dissolution interface prevented the reprecipitation of calcium carbonate crystals as the stromatolite clearly showed the highest dissolution rate.

When neolayers are not present, it is very unlikely that acidizing could be contributing to the increased in proppant embedment, but it will certainly be contributing to the increase of reservoir's permeability beyond the propped fracture. And when the neolayers are present, as a result of acidizing, their contribution to fracture conductivity loss tends to be very limited due to the small thickness associated with the neolayers.

Further testing with different types of reservoir rocks under various pressure and temperature conditions is a suggestion for future work to allow the generalization of the rules determining the presence and characteristics of neolayers.

6 . REFERENCES

Bandara, K., et al., 2019. Improved understanding of proppant embedment behavior under reservoir conditions: A review study. **Powder Technology**.

Cardwell, P.H., et al., 1957. **Well treatment**. US Patent 2,802,531.

Chen, D., et al., 2017. A permeability model for the hydraulic fracture filled with proppant packs under combined effect of compaction and embedment. **Journal of Petroleum Science and Engineering** 149, 428–435.

Gao, Y., Lv, Y., Wang, M., Li, K., 2013. New mathematical models for calculating the proppant embedment and conductivity, in: IPTC 2013: **International Petroleum Technology Conference**, European Association of Geoscientists & Engineers. pp. cp–350.

Guo, J., et al., 2012. Modeling of proppant embedment: elastic deformation and creep deformation, in: SPE **International Production and Operations Conference & Exhibition**, Society of Petroleum Engineers.

Guo, J., et al., 2017. Analytical analysis of fracture conductivity for sparse distribution of proppant packs. **Journal of Geophysics and Engineering** 14, 599–610.

- Kumar, V., et al., 2012. Estimation of elastic properties of organic matter in Woodford shale through nanoindentation measurements, in: **SPE Canadian Unconventional Resources Conference**, Society of Petroleum Engineers.
- Li, C., et al., 2019. Indentation creep behavior of Fe-based amorphous coatings fabricated by high velocity oxy-fuel. **Journal of Non-Crystalline Solids** 503, 62–68.
- Liu, K., et al., 2018. Application of nanoindentation to characterize creep behavior of oil shales. **Journal of Petroleum Science and Engineering** 167, 729–736.
- Neto, L.B., et al., 2015. Conductivity and performance of hydraulic fractures partially filled with compressible proppant packs. **International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences** 74, 1–9.
- Oliver, W.C., Pharr, G.M., 1992. An improved technique for determining hardness and elastic modulus using load and displacement sensing in- dentation experiments. **Journal of materials research** 7, 1564–1583.
- Sanematsu, P., et al., 2015. Image-based stokes flow modeling in bulk proppant packs and propped fractures under high loading stresses. **Journal of Petroleum Science and Engineering** 135, 391–402.
- Shi, X., et al., 2020. Application of nanoindentation technology for characterizing the mechanical properties of shale before and after supercritical CO₂ fluid treatment. **Journal of CO₂ Utilization** 37, 158–172.
- Uhlein, G.J., et al., 2017. Early to late Ediacaran conglomeratic wedges from a complete foreland basin cycle in the southwest São Francisco craton, Bambuí group, Brazil. **Precambrian Research** 299, 101–116.
- Vieira, L.C., et al., 2007. A formação Sete Lagoas em sua área-tipo: fácies, estratigrafia e sistemas deposicionais. **Revista Brasileira de Geociências** 37, 1–14.

7 . ACKNOWLEDGEMENTS

The authous would like to acknowledge the support of CNPq, UFMG and Centro de Microscopia (UFMG).

ESTUDO EXPERIMENTAL DA PRESSÃO DE VAPOR DO PETRÓLEO EM DIFERENTES TEMPERATURAS E PRESSÕES

Data de aceite: 02/06/2023

Thallyta Fogaça

Universidade Federal da Bahia (UFBA),
Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Amanda Amorim

Universidade Federal da Bahia (UFBA),
Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Rodrigo Santana

Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Alana Almeida da Costa

Universidade Federal da Bahia (UFBA),
Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

Rui Lima

Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG),
Salvador, Bahia, Brasil

afetar consideravelmente as propriedades do óleo, refletindo na liberação do gás em solução (vaporização), causando o fenômeno conhecido como encolhimento do petróleo. Este trabalho apresenta a determinação experimental da pressão de vapor de amostras de petróleo em diferentes valores de temperatura. Foram realizados experimentos em laboratório, onde amostras de petróleo foram submetidas a vários pontos de temperaturas, enquanto a pressão de vapor era medida. Os resultados obtidos forneceram dados valiosos sobre o comportamento da pressão de vapor do petróleo sob diferentes condições, destacando a importância de compreender e controlar esse parâmetro para garantir a segurança e eficiência das operações na indústria petrolífera.

KEYWORDS: Vapor pressure, oil, temperature, pressure, experimental study.

ABSTRACT: A pressão de vapor é uma propriedade fundamental na indústria de petróleo e gás, influenciando diretamente nas operações de armazenamento, transporte e processamento. Sua medida é dependente da temperatura e da natureza da substância. Assim, variações de pressão e temperatura no meio ou processo, podem

1. INTRODUÇÃO

O petróleo é uma substância composta por uma complexa mistura de hidrocarbonetos, predominantemente, acompanhada por alguns compostos inorgânicos, desempenhando um papel

crucial como fonte de energia em escala global (Barcza, 2021). Encontrado em estado líquido, o petróleo bruto frequentemente contém gás natural solubilizado, o que adiciona complexidade à sua composição (Barcza, 2017).

Durante a produção e escoamento do petróleo, ainda ocorre perdas do seu volume transferido, devido o gás solubilizado em óleo em condições de pressão e temperatura, pois tende a volatilizar, ocasionando a redução do volume de óleo no qual ainda é vendido na fase líquida, gerando impactos na quantidade de volume, riscos operacionais e perdas econômicas. Para assegurar um controle eficaz da produção de óleo e garantir sua qualidade, aplicação e segurança, é essencial conhecer suas propriedades, tais como viscosidade, densidade, grau API, ponto de fluidez, perfil de hidrocarbonetos, pressão de vapor, entre outros.

A pressão de vapor é a propriedade que revela o grau de volatilidade de uma substância e se relaciona com os fenômenos de evaporação e condensação. Quanto maior a pressão de vapor mais volátil é a substância. Na indústria do petróleo é importante conhecer essa propriedade, pois, ela influencia diretamente o comportamento do petróleo bruto afetando sua produção, armazenamento, transporte e processamento. Como tal, a medição da pressão de vapor evita danos dispendiosos em oleodutos ou navios que transportam petróleo bruto. Também fornece orientação sobre como as instalações de transporte precisam ser construídas para sobreviver ao pior cenário (Pichler e Hense 2015).

O bombeamento através de oleodutos é o meio mais conveniente de transporte de óleo do campo produtor até parques de estocagem e refinarias (Martins et al., 2015), entretanto, as variações de pressão e temperatura desde o bombeio e ao longo do percurso afetam consideravelmente as propriedades do óleo, refletindo na liberação do gás em solução (vaporização), o que reduz a densidade aparente do fluido e causa o fenômeno conhecido como encolhimento do petróleo.

Assim, a determinação da pressão de vapor em óleo bruto é uma análise essencial, uma vez que a pressão de vapor é uma medida da tendência de um líquido para evaporar a uma determinada temperatura. Quanto maior sua pressão de vapor, mais volátil o líquido. Para determinar a pressão de vapor em laboratório, é necessário seguir procedimentos padronizados e precisos, como os fornecidos pela ASTM D-6377. Este estudo visa avaliar como a variação da temperatura afeta a pressão de vapor de diferentes amostras de óleo bruto, contribuindo para um melhor entendimento de seu fator de encolhimento.

2. OBJETIVOS

- Investigar a influência da temperatura na pressão de vapor em amostras de óleo de duas estações distintas (A e B) coletoras de produção de poços de petróleo bruto, visando compreender melhor o comportamento do óleo em condições práticas de produção e transporte.
- Analisar a relação entre a pressão de vapor do óleo bruto e suas propriedades físico-químicas, destacando a importância dessa propriedade para o controle da produção e qualidade do petróleo.

3 . METODOLOGIA

- As amostras de petróleo foram coletadas por meio de garrafas isobáricas, conforme a Figura 1, mantendo pressão e volume constantes. Os pontos de amostragem foram informados pelas operadoras produtoras de petróleo. Essas amostras foram coletadas adequadamente, preservadas corretamente sem contato atmosférico e preparadas para os experimentos.

Figura 1 – Amostragem de petróleo em estação coletora de petróleo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- Em seguida, para realizar as medições de pressão de vapor nas amostras coletadas, foram utilizados equipamentos de laboratório adequados. Um gasômetro (DB Robinson, Canadá), conforme mostrado na Figura 2, foi empregado para medir dados de pressão de vapor na faixa de 0,02 a 14,99 psi. Um banho termostático controlou a temperatura na faixa estudada (30-70) °C. Uma alíquota na proporção de 4:1 ml de óleo foi carregada lentamente com o auxílio de uma bomba de deslocamento positivo.

Figura 2 – Gasômetro DB Robinson.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- A determinação em laboratório utilizando o equipamento separador flash, que simula um vaso separador, foi utilizado para medir a pressão de vapor em diferentes temperaturas e pressões. Além disso, outros equipamentos auxiliares como, garrafa de amostragem, cilindro de transferência, picnômetro, bomba de vácuo, balança semi-analítica foram utilizados para execução do experimento. Isso incluiu a transferência da amostra, a calibração dos equipamentos, o aquecimento das amostras para atingir as temperaturas desejadas na faixa de 30 a 70 °C, e a medição da pressão de vapor em cada ponto de temperatura e estabilização.
- Os dados de pressão foram obtidos após a estabilização da temperatura em cada ponto de medição.
- Após a realização dos experimentos, os dados obtidos foram analisados e interpretados e plotados em um gráfico de função polinomial.

Esse método desenvolvido, utilizando o gasômetro conforme a ASTM D-6377, foi concebido para minimizar variações na composição que possam ocorrer durante a medição, estabelecendo um equilíbrio entre a fase líquida e de vapor da substância em um recipiente hermético. Logo, inicialmente, a substância foi inserida em um recipiente fechado e mantida a uma temperatura constante, e a pressão de vapor foi medida quando a substância atingiu o equilíbrio entre a evaporação e a condensação.

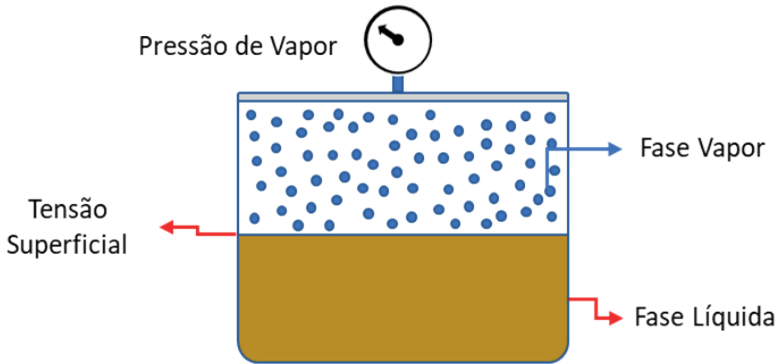
4 . RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados obtidos foram fundamentados em dados coletados em campo e em estudos laboratoriais, visando entender o comportamento dessas propriedades em diversas condições operacionais.

Inicialmente, observou-se uma clara relação entre a temperatura e a pressão de vapor do petróleo em cada tipo de amostra coletada. Os dados revelaram um aumento consistente na pressão de vapor à medida que a temperatura aumentava. Esse comportamento é esperado devido à influência direta da temperatura na taxa de evaporação dos componentes voláteis do petróleo. A determinação da pressão de vapor através do gasômetro com auxílio do banho termostático, produziram bons resultados para a faixa de operação que se propôs atender procedimentos da ASTM D-6377.

A pressão de vapor de um líquido é a pressão exercida por seus vapores quando estão em equilíbrio dinâmico com o respectivo líquido, numa dada temperatura. Esta é dependente da temperatura e não depende do volume do líquido, como observado na Figura 3.

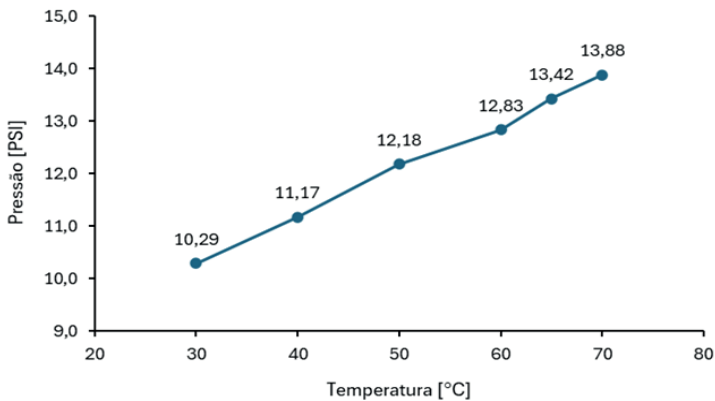
Figura 3 – Equilíbrio Líquido-Vapor.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados coletados de pressão em função da temperatura no gasômetro para o campo A estão apresentados na Figura 4 a seguir, neles é possível visualizar a tendência contínua do crescimento da pressão em função da temperatura.

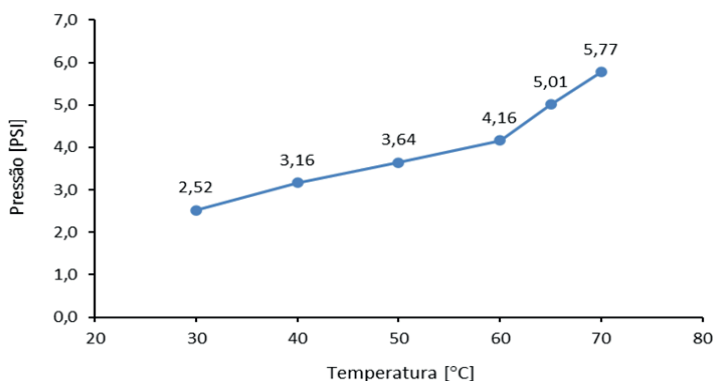
Figura 4 – Análise da amostra de óleo A.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A segunda coleta de dados foi feita com uma amostra identificada com ‘campo B’, cujos valores obtidos apresentam-se na Figura 5. Semelhante ao ocorrido no campo A, houve uma tendência crescente da pressão conforme o aumento da temperatura.

Figura 5 – Análise da amostra de óleo B.



Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras 4 e 5, apresentam a visualização das pressões de vapor do petróleo em função da temperatura para cada tipo de amostra de petróleo coletado nas estações produtoras. Os resultados revelaram uma clara tendência de aumento na pressão de vapor conforme a temperatura aumenta, refletindo as propriedades físico-químicas do petróleo e as condições do reservatório. A amostra A, que é proveniente de reservatórios mais profundos e temperaturas mais elevadas, apresentaram pressões de vapor mais altas em comparação com a amostra de um poço mais maduro do tipo B, que operam em condições mais rasas e temperaturas mais baixas.

Os resultados desta análise têm implicações importantes para a indústria de petróleo e gás. Compreender as variações nas pressões de vapor do petróleo em diferentes condições de reservatório, às quais os poços estão submetidos é essencial para o planejamento e a execução eficazes das operações de produção e transporte. Isso permite o desenvolvimento de estratégias de gerenciamento de riscos e otimização de processos para garantir a segurança e eficiência das operações.

5 . CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em suma, a temperatura desempenha um papel crucial no comportamento do fator de encolhimento do petróleo. À medida que a temperatura aumenta, a viscosidade do petróleo diminui e sua capacidade de reter gases dissolvidos também é reduzida. Isso pode levar à evaporação de frações mais leves do petróleo e à formação de bolhas de vapor, especialmente em locais onde a temperatura é mais elevada, como próximo a equipamentos de aquecimento ou em regiões de clima quente.

Por outro lado, em áreas com temperaturas mais baixas, o resfriamento do petróleo pode ocorrer, aumentando sua densidade e diminuindo o volume de gases dissolvidos.

Além disso, as perdas de pressão ao longo do duto contribuem para o encolhimento do petróleo, já que parte da energia cinética do fluxo é dissipada devido ao atrito com as paredes do duto e à turbulência do fluido.

Portanto, tanto a pressão quanto a temperatura são fatores interdependentes que influenciam o comportamento do fator de encolhimento do petróleo durante o transporte pelo duto. Monitorar e controlar essas variáveis é essencial para garantir a eficiência e segurança das operações de transporte de petróleo.

Em resumo, os resultados deste estudo destacam a importância de considerar as variações nas pressões de vapor do petróleo em diferentes tipos de poços, especialmente em relação às condições de temperatura. A compreensão dessas variações é essencial para garantir a segurança e eficiência das operações de produção e transporte de petróleo, além de fornecer insights valiosos para o desenvolvimento de estratégias de gerenciamento de riscos e otimização de processos.

6 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS - ASTM. Standard Test Method for Determination of Vapor Pressure of Crude Oil: VPCRx (Expansion Method). ASTM D- 6377-20 (2020).

BARCZA, M. V. Processos Químicos Industriais III. EEL USP. São Paulo, 2017.

BARCZA, M. V. Processos Químicos Industriais III: Processamento do Petróleo e do Gás Natural. São Paulo: Escola de Engenharia de Lorena, Universidade de São Paulo, 2021.

PICHLER, H.; HENSE, K. Crude oil vapour pressure testing. PTQ Quarterly Journal of Petroleum Technology, Q1. Grabner Instruments, a subsidiary of Ametek, 2012.

7 . AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Laboratório de Petróleo e Gás (LAPEG) por disponibilizar a sua infraestrutura para realização deste estudo.

BLOCO: REFINO

DETERMINAÇÃO DA CAMADA DE ÓXIDO EM TUBOS DE CALDEIRAS UTILIZANDO PROCESSAMENTO DE SINAIS ULTRASÔNICOS E APRENDIZADO DE MÁQUINAS

Data de aceite: 02/06/2023

Ana Eliza S. S. Melo

Graduanda em Engenharia Química –
GPEND/LABIND/IFBA

Filipe L. Oliveira

Engenheiro Mecânico – SENAI-CIMATEC

Hugo D. A. Silva

Mestrando, Engenharia de Materiais –
GPEND/LABIND/IFBA

Luiz Antônio P. Cavalcanti

Dr. em Engenharia Química - GPEND/
LABIND/PPGEM/IFBA

Cláudia Teresa T. Farias

Dra em Engenharia Metalúrgica e
Materiais - GPEND/LABIND/PPGEM/IFBA

Ivan Costa da Silva

Dr em Engenharia Metalúrgica e Materiais
- GPEND/LABIND/PPGEM/IFBA

ABSTRACT: Water-tube boilers are employed in the steam generation process in chemical and petrochemical industries. One of the major causes of failures in this equipment is related to the overheating of its tubes. This phenomenon occurs due to the formation of oxide layer on the inner wall of the carbon steel tubes, where above a certain thickness, it begins

to decrease the thermal efficiency of the boiler. Measurement methods for this layer are typically destructive or non-destructive, employing ultrasound with frequencies greater than 20MHz. Faced with this reality, this study presents the results of oxide layer measurement using non-destructive ultrasonic technique, with a transducer operating at a frequency of 10MHz, coupled with digital signal processing: fast Fourier transform, principal component analysis, and machine learning. Three samples were extracted from the test specimens, for oxide layer measurement by optical microscopy and divided into three classes: CPSOX - without oxide, CP4 - with 100 μm , and CP7 - 200 μm of internal oxide layer. The data processed in MATLAB® software were used as input for machine learning classifiers for determining the thickness of the oxide layer. The tests conducted showed that the Quadratic Discriminant and Support Vector Machine classifiers achieved accuracy values exceeding 97%. The results obtained indicate that the non-destructive ultrasonic technique with 10 MHz, combined with signal processing, proved promising in determining the thickness range of the oxide layer inside water-tube boiler tubes.

KEYWORDS: Water tube boilers, Oxide layer, Ultrasound, Signal Processing and Classifiers.

1 . INTRODUÇÃO

1.1 Equipamento de Caldeiras

As caldeiras aquatubulares possuem em sua configuração construtiva diversos conjuntos de tubos, os quais podem ser citados os seguintes: tubos do superaquecedor, do evaporador, do economizador e também as paredes de tubos que envolvem a fornalha. Esses elementos construtivos são fundamentais para o funcionamento eficiente da caldeira, os quais podem estar susceptíveis a ocorrência de falhas devido a corrosão interna proveniente do tratamento de água inadequado, proporcionando assim a formação de camada de óxido de ferro na parte interna dos tubos, o que contribui para redução da vida útil do equipamento podendo gerar paradas não programadas da caldeira devido rupturas dos tubos [1].

A camada de óxido formada na superfície interna de tubos de aço de baixa liga (até 3% Cr) expostos ao vapor gerado nas caldeiras consiste em uma camada composta por diferentes níveis. Quando a temperatura do metal está abaixo de aproximadamente 560°C e há uma alta pressão parcial de oxigênio, uma camada dupla composta por um filme de magnetita (Fe₃O₄) e outro de hematita (Fe₂O₃) é encontrada. Em altas temperaturas, uma camada adicional de wustita (FeO) pode se formar. Se o aço do tubo contiver elementos de liga, um óxido spinel (Fe,Cr,Mo)₃O₄ pode se formar à medida que a camada de óxidos cresce em direção à parede do tubo [2]. A reação simplificada é mostrada na equação 1 [3].



1.2 Ensaio Ultrassônico

Ensaio não destrutivos utilizam a técnica de ultrassom para a medição da espessura dessa camada de óxido baseando-se na técnica de pulso-eco, com um transdutor de ondas longitudinais de alta frequência. A espessura da camada de óxido é determinada pelo tempo medido entre os ecos dividido por dois, posteriormente, o resultado é multiplicado pela velocidade do som na magnetita, o primeiro eco representa a reflexão na interface aço/óxido, e o segundo representa o eco de reflexão da interface óxido/ar [4].

Um fator importante quando se trata da medição de finas camadas é a frequência do transdutor. Frequências maiores proporcionam menores comprimentos de ondas que impactam diretamente na resolução do ensaio. Como o estudo realizado por Cardoso [2], que mediu os sinais provenientes da camada de óxido de tubos de caldeiras empregando 20 MHz e como resultado foram medidas espessuras entre 130 μm a 993 μm.

Trabalhos posteriores a esse, feitos por Silva [5] e Oliveira [6] utilizaram frequências ainda menores com o transdutor de 15MHz para medição da espessura de camada de óxido na faixa de 0 até 300 μm, ambos utilizando o uso de processamento de dados através da aplicação da FFT, PCA e aprendizado de máquina.

1.3 Processamento de Sinais

A Transformada de Fourier (FFT, do inglês Fast Fourier Transform) é uma técnica utilizada para decompor um sinal no domínio do tempo em suas componentes no domínio da frequência. Ela converte um sinal de tempo contínuo ou discreto em um espectro de frequências, mostrando os diferentes componentes de frequência presentes no sinal. A FFT é amplamente usada em processamento de sinais ultrassônicos em diferentes materiais: mel [7]; compósito de fibra-resina [8] e metais [9]. Transformadas rápidas de Fourier são eficientes nos casos em que as características do meio sob teste não produz alterações mensuráveis no A-scan tais como alterações na microestrutura [10] e do tamanho de grão [11].

A análise das Componentes Principais (PCA, do inglês Principal Component Analysis), é uma técnica estatística que tem como objetivo identificar a estrutura subjacente e as relações existentes em um conjunto de dados multidimensionais. Ela é amplamente utilizada em diferentes áreas, como estatística, ciência dos dados, reconhecimento de padrões e aprendizado de máquina [6].

No ensaio ultrassônico a PCA pode ser usada para: Extração de características dos sinais contém informações relevantes sobre as características do material e neste caso serão usadas como entrada para classificadores [12]; Classificação e detecção de falhas como uma técnica de análise de padrões para classificar e detectar falhas ou anomalias em ensaios não destrutivos [10], [13].

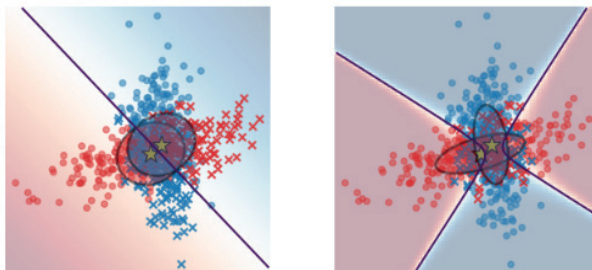
1.4 Aprendizagem de Máquina

O termo aprendizado de máquina vem da tradução do termo em inglês machine learning (ML), que representa uma das derivações da inteligência artificial. O método de ML baseia-se no princípio de sistemas computacionais que são capazes de aprender e modificar seu comportamento em respostas a estímulos externos, evoluindo com as experiências acumuladas durante sua operação, portanto, melhorando o desempenho dos algoritmos em função da quantidade de treinamentos realizados. O desenvolvimento dos algoritmos também utiliza conceitos de probabilidade estatística, possibilitando obtenção de informações importantes sobre os dados inseridos, permitindo a tomada de decisões e/ou previsão de resultados [14].

A Análise Discriminante Linear (DL) e a Análise Discriminante Quadrática (DQ), Figura 1, são dois classificadores clássicos e como seus nomes sugerem uma de superfície de decisão linear e outra quadrática, respectivamente. Esses classificadores são atraentes porque possuem soluções de formato fechado que podem ser facilmente computadas, são inerentemente multiclases, provaram funcionar bem na prática e não possuem hiperparâmetros para ajustar [15].

No modelo DQ se assume que as matrizes de covariância são diagonais, então as entradas são assumidas como condicionalmente independentes em cada classe, e o classificador resultante é equivalente ao classificador Gaussian Naive Bayes [15].

Figura 1 - Análise Discriminante Linear e Discriminante Quadrática com dados de covariâncias variáveis.

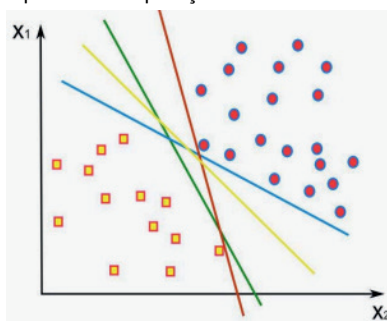


Fonte: Scikit-learn: Classificador Discriminante Quadrático [15].

O gráfico mostra limites de decisão para Análise Discriminante Linear e Análise Discriminante Quadrática. A linha inferior demonstra que a Análise Discriminante Linear só pode aprender limites lineares, enquanto a Análise Discriminante Quadrática pode aprender limites quadráticos e é, portanto, mais flexível [15].

O SVM foi introduzido por Vapnik como um modelo de aprendizado de máquina, baseado em Kernel para tarefas de classificação e regressão. A sigla SVM vem da tradução do inglês Support Vector Machine (SVM), que é um algoritmo que se caracteriza por usar um modelo treinado, retirado de um conjunto de dados rotulados e, a partir de então, prever rótulos para novos dados [16].

Figura 2 - Hiperplanos de separação linear dos classificadores SVM.



Fonte: Cervantes et al. [17].

A Figura 2 ilustra o processo de separação entre as classes por meio da criação de hiperplanos em um espaço bidimensional, onde há um conjunto de classificadores lineares responsáveis pela separação das duas classes, enquanto outro conjunto busca maximizar a margem de separação.

Diante das informações impostas, o presente trabalho tem como objetivo determinar a espessura da camada de óxido em tubos de caldeiras aquatubulares utilizando a abordagem não destrutiva com a técnica de ultrassom em baixas frequências, associadas a processamento de sinais e aprendizado de máquina.

2. METODOLOGIA

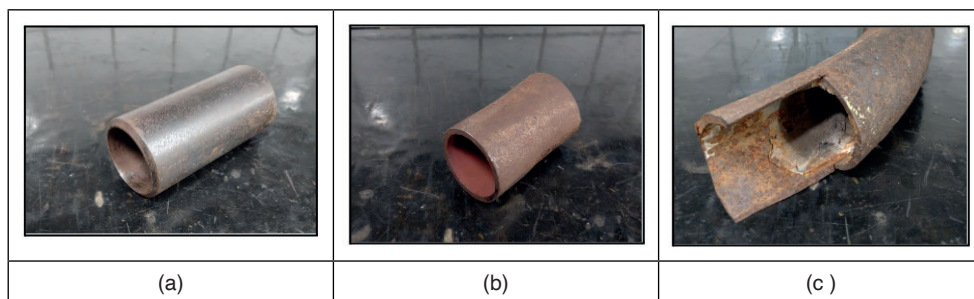
Neste capítulo, serão delineadas as etapas empregadas no desenvolvimento deste estudo, abrangendo: a metodologia adotada para especificar a fase de óxido de ferro presente na superfície interna das amostras; o método utilizado para mensurar a espessura da camada de óxido de ferro; detalhes técnicos dos instrumentos empregados; o software de engenharia utilizado para processar os dados; a abordagem adotada para o processamento dos sinais; a organização e classificação dos dados; e por fim, a metodologia empregada na condução dos testes com os sinais coletados.

2.1 Materiais

Neste estudo, foram usados 3 corpos de prova distintos de aço carbono retirados de tubos de caldeiras com diferentes espessuras de camadas de óxido, que estiveram em operação a um tempo superior a dez anos, com histórico de falhas devido ao superaquecimento causado pela elevada espessura de óxido.

O primeiro corpo de prova ensaiado foi um tubo que não entrou em operação e que não possuía nenhuma camada de óxido de ferro, representado na Figura 3(a). O segundo e o terceiro corpo de prova foram de tubos colocados em diferentes tempos de operações na caldeira representados nas Figuras 3 (b) e 3(c).

Figura 3 - Corpos de provas empregados na pesquisa. a) Sem camada de óxido, b) Com camada de 100 μm e c) Com camada de 200 μm .



Fonte: Produzida pelo autor.

2.2 Preparação Metalográfica

Para a preparação metalográfica, as amostras foram extraídas, dos corpos de provas, e passaram por três etapas de preparação metalográficas: corte com sistema de refrigeração, embutimento e lixamento de granulometria 80 até 1200 com o objetivo de revelar somente a interface entre o aço e a camada de óxido. Em seguida, as amostras foram observadas em um microscópio óptico, das lentes de aumento de 40 (4x) e 100

(10x) vezes. As medidas de espessura da camada de óxido foram feitas usando o software IMAGEJ® e divididas em três classes: CPSOX - sem óxido, CP4 - com 100 μm e CP7 - 200 μm de camada de óxido interno.

2.3 Ensaio Ultrassônico

Foram coletados 51 sinais A-Scan em cada um dos três corpos de prova ao longo de toda a circunferência do tubo, posteriormente foram coletados 5 sinais para testes, ao todo foram 56 sinais coletados.

A coleta dos sinais foi realizada nas condições descritas abaixo:

- Ganho: 0.0 (dB);
- Frequência do transdutor: 10 MHz;

Os ensaios ultrassônicos foram realizados por meio de um gerador de pulso ultrassônico, acoplado a um osciloscópio para a captura dos sinais que foram transferidos para armazenamento no notebook. O transdutor utilizado foi do tipo pulso-eco, com frequência de 10 MHz. Para todos os corpos de prova, os procedimentos e parâmetros de configuração dos equipamentos foram mantidos para a realização de ensaios.

Após a captura e o armazenamento dos sinais através do software LabVIEW® instalada no notebook, os dados foram transferidos para o software MATLAB® onde os sinais foram processados e testados, através da elaboração de uma matriz, FFT e PCA para extração dos parâmetros característicos dos sinais, treinamento dos dados, acurácia dos algoritmos e testes dos sinais.

2.4 Processamento de sinais

O processamento dos sinais se iniciou já na captura de 56 sinais ultrassônicos, onde 5 deles foram separados para teste dos classificadores e 50 para treino. O conjunto de dados foi composto por uma matriz geral de 51 colunas e 2500 linhas. A elaboração dessa matriz se deu pela concatenação horizontal dos 51 sinais A-scan referentes a cada um dos corpos de prova. Após essa primeira etapa, foram agrupados todos os sinais em uma única matriz, chamada de geral, onde foi processada por meio da Transformada Rápida de Fourier (FFT), a aplicação desse procedimento de gerou um novo conjunto de dados, com informações sobre a frequência dos sinais, constituído por 154 colunas e 2500 linhas de modo que, da coluna 1 até a 50 foram alocados os sinais do CPSOX, da coluna 51 até a 92 foram alocados os sinais do CP4 e por fim, da coluna 93 até a 153 foram alocados os sinais do CP7. A partir da matriz de coeficientes da FFT foi feita a análise das componentes principais (PCA) que serviram de entrada para os classificadores. Para o trabalho de classificação foram utilizados 11 componentes principais. O método de treinamento foi Validação Cruzada com 5 partições do conjunto de dados.

A acurácia foi a métrica para avaliação de cada classificador equação 2.

$$Acurácia = \frac{PV + NV}{PV + NV + FP + FN} \quad (2)$$

Onde: PV = Positivo Verdadeiro ; NV = Negativos Verdadeiros ; FP = Falsos Positivos e FN = Falsos Negativos.

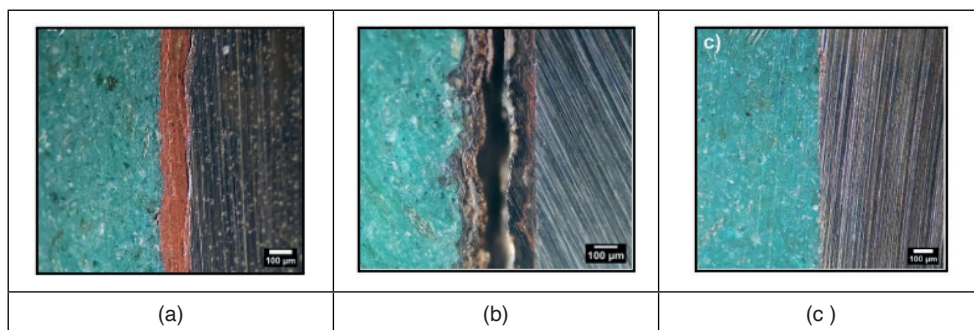
Os resultados das classificações são mostradas na forma de matrizes de confusão para discussão do desempenho de cada classificador.

3 . RESULTADOS

3.1 Medida da Camada de Óxido por Microscopia Óptica.

A Figura 5 mostra as imagens dos corpos de provas CP4, CP7 e CPSOX. As medidas de espessuras foram $102,88 \pm 4,21 \mu\text{m}$ e $206,15 \pm 8,40 \mu\text{m}$ e sem formação de óxido, respectivamente. Os valores nominais adotados para as classes foram $100 \mu\text{m}$ e $200 \mu\text{m}$ e $0 \mu\text{m}$. Na Figura 5a é possível perceber a camada de óxido entre a baquelite de cor verde e o metal de base, onde há continuidade e alta aderência entre o metal e o óxido. Já na Figura 5b há o início do processo de formação da esfoliação do óxido aderido à superfície do metal, indicando uma aderência menor do que em camadas menos espessas.

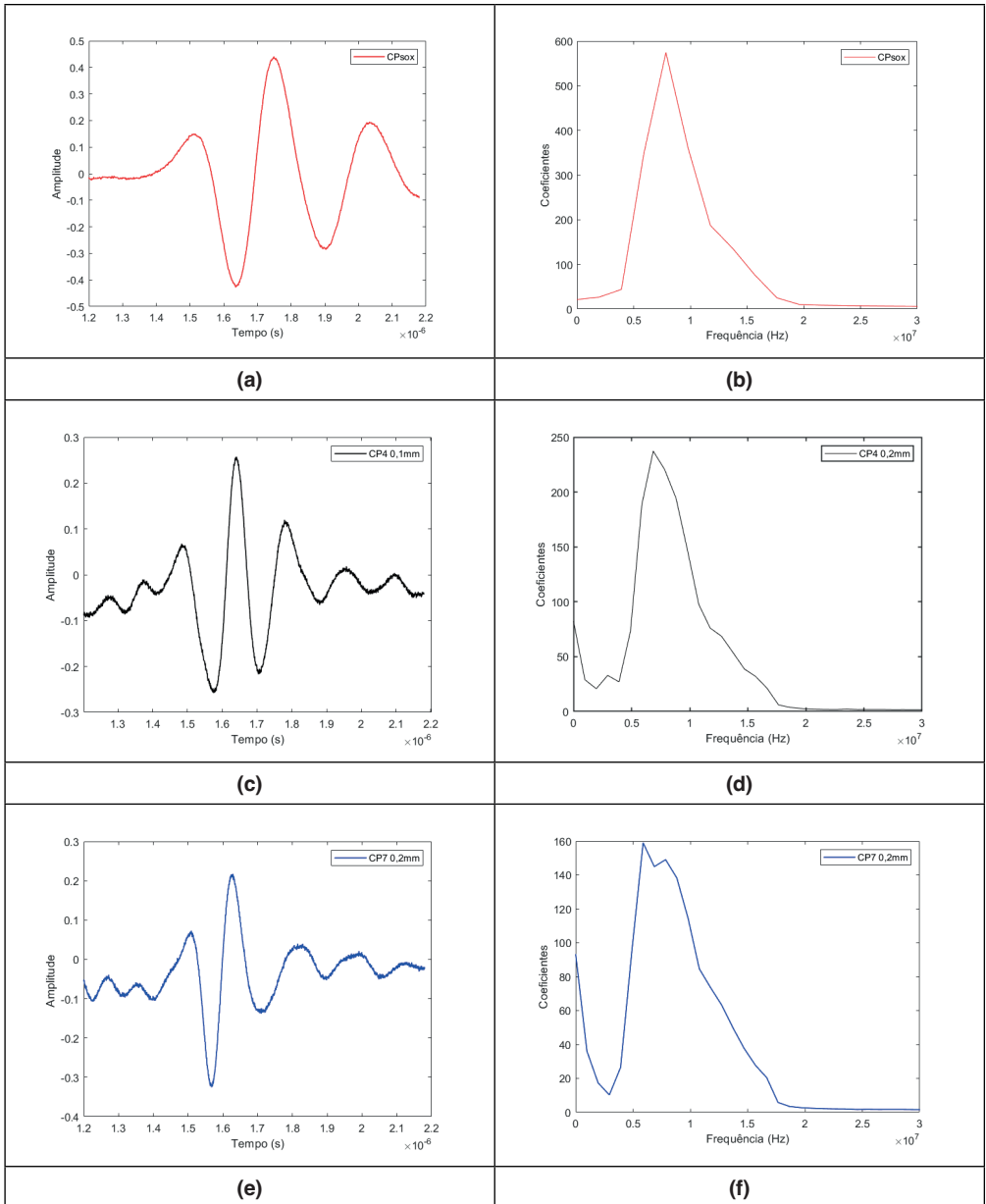
Figura 5 - Imagens microscópicas das amostras. a) CP4, b) CP7 e c) CPSOX.



3.2 Medição por Ultrassom

A representação A-scan média obtida da média das 56 capturas de sinais realizadas em cada corpo de prova é mostrada na Figura 6, onde as linhas vermelha, preta e azul representam o eco da superfície interna da parede dos tubos dos corpos de prova CPSOX, CP4 e CP7, respectivamente.

Figura 6 - Sinais A-scan médios dos ecos ultrassônicos e suas respectivas FFT.



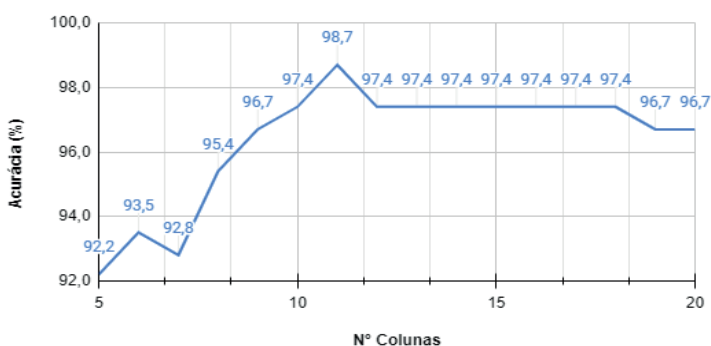
Observando a Figura 6a, 6c e 6e, percebe-se que não é fácil diferenciar os corpos de prova por meio de seus sinais de A-scan. Diante dessa dificuldade de obter informações sobre a camada de óxido, fizemos a FFT dos 55 sinais e elaboramos um novo gráfico do espectro médio de cada corpo de prova, onde novamente as linhas vermelha, preta e azul correspondem aos corpos de prova CPsox, CP4 e CP7, nas figuras 6b, 6d e 6f respectivamente.

Nas FFT's correspondentes aos corpos de prova CP4 e CP7, é evidente uma disparidade nos espectros, notadamente na menor amplitude dos coeficientes quando comparado a condição sem óxido, figura 6b, embora apresentem formas similares em termos de largura.

3.3 Testes com os Classificadores

A quantidade de componentes principais escolhidos possui relação direta com desempenho da PCA, podendo ser visualizado a sua diferença por meio do Gráfico 1.

Gráfico 1 - Variação percentual do número de componentes principais para um conjunto com 5 partições

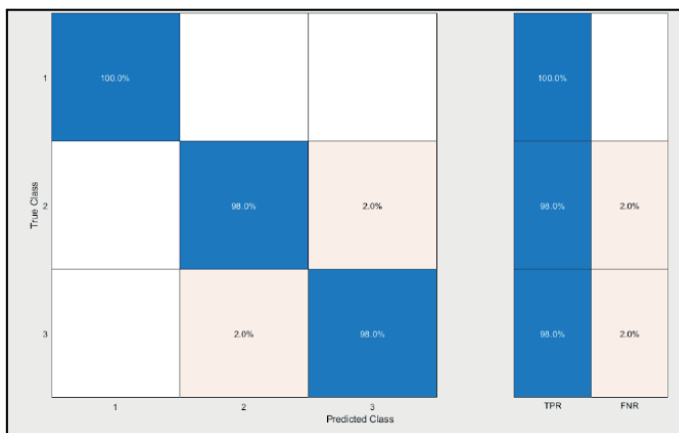


Entre todos os experimentos realizados, os ensaios que evidenciaram os resultados mais promissores foram aqueles que envolveram 11 e 10 componentes principais, os quais apresentaram acurácias de 98,7% e 97,4% , respectivamente, ao utilizar os classificadores Discriminante Quadrático e Máquina de Vetor de Suporte. Nesse contexto, observou-se que o emprego de um número maior de componentes contribuiu para a estabilização da representatividade do conjunto de dados, mantendo-a abaixo do pico alcançado.

3.4 Discriminante Quadrático

O classificador do tipo Discriminante Quadrático (DQ), acertou 100%, 98% e 98% para as classes sem óxido (CPSOX), 100 μm (CP4) e 200 μm (CP7) respectivamente, Figura 8. A classe CPSOX foi corretamente classificada com 100% de PV. A classe CP4 confundiu apenas 2% com a classe CP7 e não fez confusão alguma com a classe CPSOX. Já a classe CP7 confundiu também 2% com o CP4 e não teve confusão de dados com o CPSOX. Considerando o desempenho médio para as três classes, DQ obteve 98,7% de PV e 1,3% de FN.

Figura 8 - Matriz de confusão para DQ e taxas de positivo verdadeiro (PV) e falso negativo (FN).



Após coletar cinco sinais adicionais de cada corpo de prova para fins de validação dos classificadores, os resultados obtidos foram os seguintes: os sinais corretamente validados pelo classificador DQ são ressaltados em verde (OK), enquanto os incorretamente classificados são identificados em vermelho (-), de acordo a Tabela 1.

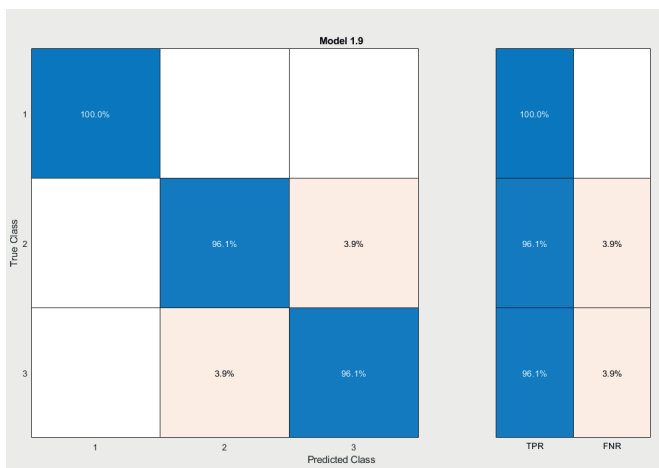
Tabela 1 - Validação do Classificador DQ

Discriminante Quadrático (98,7%) - 11 Componentes Principais			
Sinal	CPSOX	CP4	CP7
51	ok	ok	ok
52	ok	ok	-
53	ok	ok	ok
54	ok	ok	ok
55	ok	ok	ok

3.5 Máquina de Vetor de Suporte

O classificador do tipo Máquina de Vetor de Suporte (SVM), acertou 100%, 96,1% e 96,1% para as classes sem óxido (CPSOX), 100 μm (CP4) e 200 μm (CP7) respectivamente, Figura 9. A classe CPSOX foi corretamente classificada com 100% de PV. A classe CP4 confundiu apenas 3,9% com a classe CP7 e não fez confusão alguma com a classe CPSOX. Já a classe CP7 confundiu também 3,9% com o CP4 e não teve confusão de dados com o CPSOX. Considerando o desempenho médio para as três classes, SVM obteve 97,4% de PV e 2,6% de FN.

Figura 9 - Matriz de confusão para SVM e taxas de positivo verdadeiro (PV) e falso negativo (FN).



Validação dos cinco sinais do corpo de prova do classificador SVM. Os resultados obtidos foram os seguintes: os sinais corretamente validados são ressaltados em verde (OK) na tabela, enquanto os incorretamente classificados são identificados em vermelho (-), de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 - Validação do Classificador SVM.

SVM (97,4%) - 10 Componentes Principais			
Sinal	CPSOX	CP4	CP7
51	ok	ok	ok
52	ok	ok	-
53	ok	ok	-
54	ok	ok	-
55	ok	ok	ok

4. CONCLUSÃO

Os resultados obtidos neste trabalho foram promissores, visto que as classificações dos sinais dos três corpos de prova apresentaram bons desempenhos com o transdutor de 10MHz. Dentre os diversos tipos de classificadores de aprendizagem de máquina disponíveis, o que se destacou foi os Discriminante Quadrático (DQ) e Máquina de Vetor de Suporte (SVM). Esses classificadores atingiram níveis de acurácia superiores a 97% na distinção das diferentes espessuras de camada óxido. Com base nisso, foi possível demonstrar a capacidade do método em avaliar tubos de caldeiras através da utilização de transdutores ultrassônicos de 10MHz com frequência menor do que as convencionalmente empregadas.

5 . REFERÊNCIAS

- [1] LABRECK, S.; KASS, D.; NELLIGAN, T. Ultrasonic thickness measurement of internal oxide scale in steam boiler tubes. 9th European Conference on NDT - September, (2006).
- [2] Cardoso, B. R., Comeli, F. W., Santana, R. M., & Furtado, H. C. . Previsão de vida em tubos de caldeiras com base na medição da espessura da camada de óxido por ultrassom. *Matéria*, Rio De Janeiro, (2011). 16(4), 819–829. DOI: 10.1590/S1517-70762011000400003
- [3] Raman, B., Hall, D. M., Shulder, S. J., Caravaggio, M. F., & Lvov, S. N. (2016). An experimental study of deposition of suspended magnetite in high temperature-high pressure boiler type environments. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 508, 48-56. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2016.08.018
- [4] Vesela J., Mares P., Janura R., Internal oxide thickness measurement by ultrasonic method. *Materials at High Temperature*, (2019).
- [5] Silva, H. D. A. Determinação da espessura da camada de óxido ferro em tubos de radiant shield presente em caldeiras aquatubulares através de processamento de sinais de ultrassom e uso de classificadores. Dissertação para Obtenção do Título de Mestre, Engenharia de Materiais, PPGEM - Instituto Federal Da Bahia, Salvador (2023). <https://repositorio.ifba.edu.br/jspui/handle/123456789/541>
- [6] Oliveira, F.L. Determinação da camada de óxido em tubos de caldeira aquatubular utilizando técnica não destrutiva ultrassônica. Dissertação de conclusão de curso em Engenharia Mecânica - Instituto Federal Da Bahia, Salvador (2023). <http://repositorio.ifba.edu.br/jspui/>
- [7] Rufo, M., Jiménez, A., Paniagua, J. M., & González-Mohino, A. (2021). Ultrasound Assessment of Honey Using Fast Fourier Transform. *Sensors*, 21(20), 6748.
- [8] Bayat, S., Jamzad, A., Zobeiry, N., Poursartip, A., Mousavi, P., & Abolmaesumi, P. (2023). Temporal enhanced Ultrasound: A new method for detection of porosity defects in composites. *Composites Part A: Applied Science and Manufacturing*, 164, 107259.
- [9] Lin, Y. J., Yang, C. H., & Huang, J. Y. (2020). Influence of Microstructural Changes' Effects on the Linear and Nonlinear Ultrasonic Parameters of Cast Stainless Steels. *Applied Sciences*, 10(10), 3476.
- [10] Oliveira, M. A., Simas Filho, E. F., Albuquerque, M. C. S., Santos, Y. T. B., Silva, I. C. d., & Farias, C. T. T. (2020). Ultrasound-based identification of damage in wind turbine blades using novelty detection. *Ultrasonics*, 108, 106166. DOI: 10.1016/j.ultras.2020.106166
- [11] Xue, R., Wang, X., Yang, Q., Xu, D., Sun, Y., Zhang, J., & Krishnaswamy, S. (2021). Grain size distribution characterization of aluminum with a particle swarm optimization neural network using laser ultrasonics. *Applied Acoustics*, 180, 108125.
- [12] Simas Filho, E. F., Souza, Y. N., Lopes, J. L. S., Farias, C. T. T., & Albuquerque, M. C. S. (2013). Decision support system for ultrasound inspection of fiber metal laminates using statistical signal processing and neural networks. *Ultrasonics*, 53(6), 1104-1111. DOI: 10.1016/j.ultras.2013.02.005
- [13] Sarr, C. A. T., Chataigner, S., Gaillet, L., & Godin, N. (2021). Nondestructive evaluation of FRP-reinforced structures bonded joints using acousto-ultrasonic: Towards diagnostic of damage state. *Construction and Building Materials*, 313, 125499. DOI: 10.1016/j.conbuildmat.2021.125499
- [14] ALPAYDIN, E. *Introduction to Machine Learning*. MIT Press, 2a Edição, 2010.

[15] Scikit-learn: Classificador Discriminante Quadrático. Disponível em: https://scikit-learn.org/stable/modules/lda_qda.html#id1

[16] JIMÉNEZ A. A.; GÓMEZ MUÑOZ C. Q.; GARCÍA MÁRQUEZ, F.P. Dirt and mud detection and diagnosis on a wind turbine blade employing guided waves and supervised learning classifiers. Reliability Engineering System Safety, 184, 2-12, 2019.

[17] CERVANTES, J., LAMONT, F. G., MAZAHUA, L. R., LOPEZ, ASDRUBAL. A comprehensive survey on support vector machine Classification: Applications, Challenges and trends. Neurocomputing, v. 408, p. 189-215, 2020.

6 . AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Fundação de Apoio a Pesquisa da Bahia (FAPESB) pelo apoio na forma de bolsa de iniciação científica.

PREVISÃO DE INTEGRIDADE EM TUBULAÇÕES INDUSTRIAIS ATRAVÉS DE REDES NEURAS ARTIFICIAIS: UMA ABORDAGEM ABRAGENTE

Data de aceite: 02/06/2023

Leonardo Lopes Nascimento

System Inspeção e aluno de pós-graduação do SENAI CIMATEC

Carlos Augusto de Souza

TRANSPETRO – Petrobras Transporte S.A. e professor do SENAI CIMATEC

ABSTRACT: This article evaluates the integrity of industrial drainage pipes, aiming for operational reliability in complex systems. Given the diversity of materials and fluids used, the use of Artificial Neural Networks (ANNs) emerges as a promising approach. Authors like Elsayed (1992) and Lafraia (2001) emphasize the relevance of reliability in industrial contexts. The methodology adopted included data normalization from the pipes, pre-processing, and exploratory analysis. Multi-Layer Perceptron (MLP), Stratified K-Fold cross-validation, and L2 regularization were chosen strategies for model construction. The results showed consistency, with average test accuracies ranging from 83.77% to 91.54%. Predictions confirmed trends identified in exploratory analysis, highlighting the influence of material and fluid type on predictions. The synergy between technical knowledge and AI

proved to be a valuable resource to enhance reliability management in complex industrial environments. Conclusions indicate that the application of ANNs in evaluating pipe integrity offers potential to improve decision-making, optimize maintenance, and extend the lifespan of these systems, positively impacting the industry as a whole.

PALAVRAS-CHAVE: Redes Neurais Artificiais, Confiabilidade, Drenagem Industrial, Tubulações Enterradas.

1 . INTRODUÇÃO

A integridade operacional das tubulações desempenha um papel fundamental na indústria, especialmente no contexto de sistemas de drenagem industrial. A confiabilidade desses sistemas é essencial para garantir que fluidos sejam direcionados de maneira eficiente e segura, contribuindo para a manutenção do desempenho e atendimento a regulamentações ambientais rigorosas. De acordo com Flogiatto e Da Silveira (2006), a confiabilidade é definida como a probabilidade de um sistema realizar suas funções sob condições estabelecidas, é um elemento crítico para a operação bem-sucedida de indústrias em todo o mundo.

A diversidade das tubulações de drenagem industrial envolve não apenas a grande variedade dos efluentes mas também dos materiais utilizados em sua construção. Materiais como polímeros, ligas metálicas e concreto são empregados para atender a requisitos específicos de cada aplicação. Essa variedade de materiais cria um ambiente desafiador para avaliar e prever a integridade dessas tubulações, demandando abordagens inovadoras e avançadas para garantir que a confiabilidade seja mantida ao longo do tempo (Lafraia, 2001).

Elsayed (1992) e Lafraia (2001) enfatizam a importância da confiabilidade na manutenção de sistemas complexos. Elsayed (1992) destaca a necessidade de métodos precisos para avaliar e melhorar a confiabilidade, especialmente em contextos industriais, onde as consequências de falhas podem ser significativas. Lafraia (2001) contribui com a aplicação da análise de sobrevivência na avaliação da confiabilidade de sistemas, demonstrando a relevância da abordagem de análise de dados para compreender a integridade e a longevidade dos sistemas.

No cenário atual, a Inteligência Artificial (IA) tem emergido como uma ferramenta poderosa para enfrentar os desafios da confiabilidade e integridade das tubulações de drenagem industrial. Especificamente, as Redes Neurais Artificiais (RNAs) têm se destacado como uma abordagem promissora para avaliar e prever problemas de integridade. Segundo Haykin (1994), as RNAs são estruturas computacionais inspiradas no funcionamento do cérebro humano, capazes de aprender padrões complexos a partir de dados brutos. Sua capacidade de lidar com informações multidimensionais e não lineares as torna particularmente adequadas para enfrentar os desafios inerentes à avaliação da confiabilidade de sistemas complexos, como as tubulações de drenagem industrial.

Este artigo apresenta uma aplicação das RNAs na avaliação da integridade das tubulações de drenagem industrial, considerando a diversidade de materiais empregados. Nele são discutidos os benefícios da utilização de RNAs para prever problemas de integridade, otimizar operações e garantir a confiabilidade desses sistemas. A abordagem proposta neste artigo combina conhecimentos técnicos de engenharia de materiais e IA (Inteligência Artificial), fornecendo uma metodologia inovadora para prevenir falhas e melhorar a eficiência das operações de drenagem industrial.

O principal objetivo é discutir a efetividade de uma RNA criada de forma customizada para prever a integridade de tubulações com diversas características. Por consequência, o artigo apresenta os seguintes desdobramentos:

- A exploração da influência dos diferentes materiais de tubulação na confiabilidade e previsão de integridade em sistemas de drenagem industrial.
- Uma abordagem detalhada baseada em Redes Neurais Artificiais para avaliar a integridade de sistemas complexos de tubulação.
- A relevância da análise de dados e IA na detecção precoce de problemas de integridade e otimização da confiabilidade operacional.

- *Insights* sobre como a combinação de conhecimentos técnicos especializados e IA pode transformar a gestão da confiabilidade em ambientes industriais desafiadores.

Neste contexto, é importante ressaltar que os riscos de vazamento de produtos em sistemas de drenagem industrial podem ter sérios impactos ambientais, incluindo a contaminação do solo e a possibilidade de comprometimento dos ecossistemas locais. Normas regulamentadoras como a NR-25 (2023), estabelecem diretrizes estritas para a prevenção de vazamentos e o manuseio seguro de produtos químicos e materiais perigosos. Garantir a integridade desses sistemas não apenas promove a eficiência operacional, mas também contribui para a preservação ambiental e o cumprimento das regulamentações.

2 . APLICAÇÃO DE RNA NA AVALIAÇÃO DE INTEGRIDADE DE TUBULAÇÕES

Em uma planta industrial com mais de 3 quilômetros de linhas enterradas com diferentes diversos materiais, contendo diferentes tipos de drenagem, como drenagem oleosa, proveniente do resíduo de produtos em tanques, bombas, torres e outros equipamentos, e drenagem contaminada, que pode conter traços de substâncias como hidrocarbonetos e produtos químicos, uma amostra representativa de 15% dessas linhas foi selecionada para inspeção. A partir dessas inspeções, foi possível fazer a previsão da integridade das demais linhas, utilizando a RNA desenvolvida.

A avaliação da integridade das tubulações industriais foi conduzida através da aplicação de dois métodos: teste de estanqueidade e vídeo inspeção. O teste de estanqueidade verificou a capacidade das tubulações em manter a contenção do efluente transportado, enquanto a vídeo inspeção permitiu uma visualização direta do estado das tubulações, identificando danos, corrosão ou obstruções que pudessem comprometer sua integridade. Com base nos resultados desses ensaios, as tubulações foram categorizadas como “Integras” ou “Não Integras”, fornecendo insights valiosos para a tomada de decisões sobre intervenções corretivas ou preventivas.

Além disso, uma Rede Neural Artificial (RNA) customizada foi desenvolvida para prever o estado de integridade das tubulações. Essa RNA foi treinada e avaliada utilizando a técnica de validação cruzada Stratified K-Fold, que garante a representatividade das classes “Integras” e “Não Integras” em cada fold, evitando vieses na avaliação do modelo. A customização da RNA e a utilização do Stratified K-Fold destacam a abordagem acadêmica e a originalidade desta pesquisa, contribuindo para a criação de uma ferramenta precisa para prever a integridade das tubulações industriais.

2.1 Apresentação das tubulações avaliadas

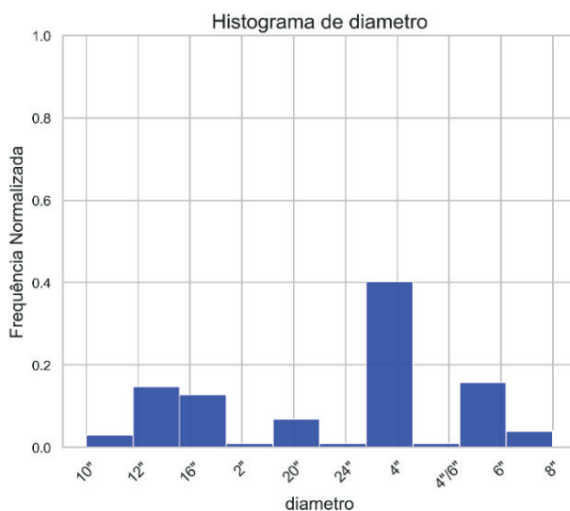
A extensão do estudo de caso abrangeu 6 quilômetros divididos em 765 linhas e durou 7 meses, envolvendo uma equipe de 2 inspetores de integridade, 1 projetista de tubulação e mais de 15 pessoas de campo responsáveis pela coleta de dados e imagens das tubulações, durante aproximadamente 1 ano.

A rede de drenagem analisada apresenta uma constante flutuação na concentração de hidrocarbonetos, o que impõe desafios adicionais na análise e gestão eficaz do sistema. Essa complexidade exige uma abordagem especializada e cuidadosa na condução do estudo de caso na planta petroquímica em questão.

Durante a fase inicial do estudo, foi realizada uma abordagem de tratamento de dados para garantir a qualidade e veracidade das informações. A normalização dos dados de treinamento foi feita para padronizar os valores dos atributos, enquanto técnicas de pré-processamento foram aplicadas aos dados de operação, selecionando apenas aqueles dentro dos limites estabelecidos durante a fase de teste.

A análise exploratória dos dados proporcionou *insights* sobre as características das tubulações, com histogramas revelando a distribuição de frequência de atributos como diâmetro, material e fluido. Por exemplo, o histograma de diâmetros (Figura 1) apresenta variação considerável, com maioria das tubulações com diâmetros entre 4 e 6 polegadas.

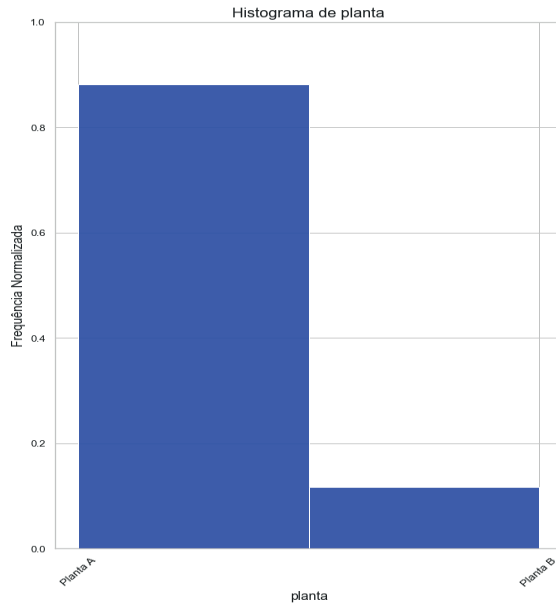
Figura 1 – Histograma dos diâmetros das tubulações (normalizados)



Fonte: produzido pelo autor

A Figura 2 apresenta o histograma das plantas, com uma concentração maior de dados na área Planta A, possivelmente indicando assimetrias na distribuição das áreas das tubulações.

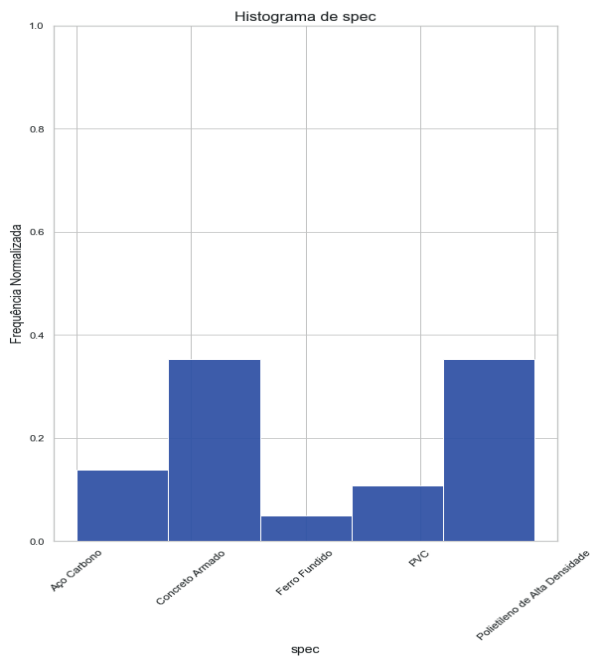
Figura 2 - Histograma das plantas (normalizados)



Fonte: produzido pelo autor

Em relação ao material, a Figura 3 revela a predominância dos tipos Polietileno de Alta Densidade (PEAD) e concreto armado nas tubulações analisadas.

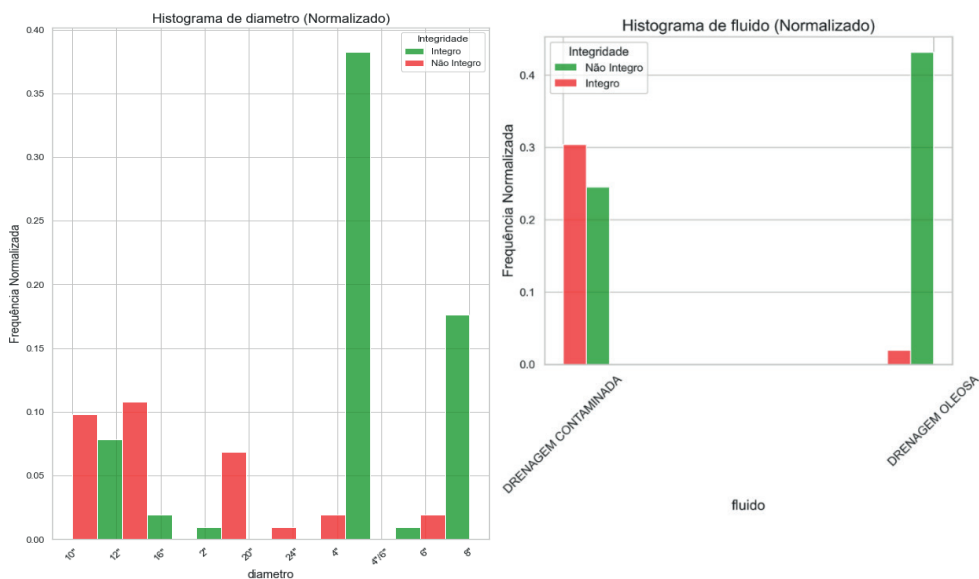
Figura 3 - Histograma dos materiais (normalizados)



Fonte: produzido pelo autor

A relação entre o diâmetro das tubulações e seu estado de integridade foi destacada, assim como a influência do tipo de fluido transportado. Por exemplo, a Figura 4 mostra a relação entre o estado de integridade e os diâmetros, evidenciando que tubulações com maiores diâmetros tendiam a apresentar mais casos de não integridade.

Figuras 4 e 5 – Relação entre o estado de integridade e os diâmetros (normalizados) e Relação entre o estado de integridade e tipo de fluido (normalizado)



Fonte: produzido pelo autor

Igualmente, a Figura 5 apresenta a relação entre o estado de integridade e o tipo de fluido, demonstrando que tubulações destinadas à drenagem de efluentes oleosos mostraram uma proporção significativamente maior de componentes íntegros em comparação com aquelas destinadas à drenagem de efluentes contaminados.

2.2 Descrição breve do modelo de RNA

Esses dados foram fundamentais para o desenvolvimento de um modelo de previsão de integridade baseado em Redes Neurais Artificiais (RNAs), utilizando a arquitetura de Multi-Layer Perceptron (MLP). O modelo foi avaliado utilizando a técnica de validação cruzada Stratified K-Fold e técnicas de regularização L2 para lidar com *overfitting*. O otimizador estocástico SGD foi escolhido para otimizar o MLP, garantindo uma convergência eficiente durante o treinamento da rede.

Essa abordagem robusta e cuidadosamente definida permitiu a construção de um modelo preciso e confiável de previsão de integridade de tubulações, considerando

a complexidade dos dados e garantindo a generalização do modelo para cenários de operação real.

A metodologia adotada visou avaliar a integridade das tubulações industriais, utilizando métodos de teste de estanqueidade e vídeo inspeção como base para análise subsequente. Com esses métodos, foi possível classificar as tubulações em “Integras” e “Não Integras”, estabelecendo a fundação para o desenvolvimento de uma Rede Neural Artificial (RNA) personalizada. A RNA foi elaborada com parâmetros selecionados, como material, diâmetro, tipo de fluido, entre outros, após análise exploratória dos dados e considerações especializadas do domínio das tubulações industriais, garantindo a relevância e eficácia do modelo. Com a metodologia estabelecida, os resultados foram obtidos e podem ser apresentados a partir da aplicação dessa abordagem em um estudo de caso específico.

2.3 Resultados e Discussões

Os resultados do algoritmo de previsão de integridade de tubulações revelaram um desempenho satisfatório, conforme mostrado na Tabela 1. A acurácia média de teste variou entre aproximadamente 83,77% e 91,54%, com consistência entre diferentes folds, evidenciando a robustez do modelo e sua capacidade de generalização.

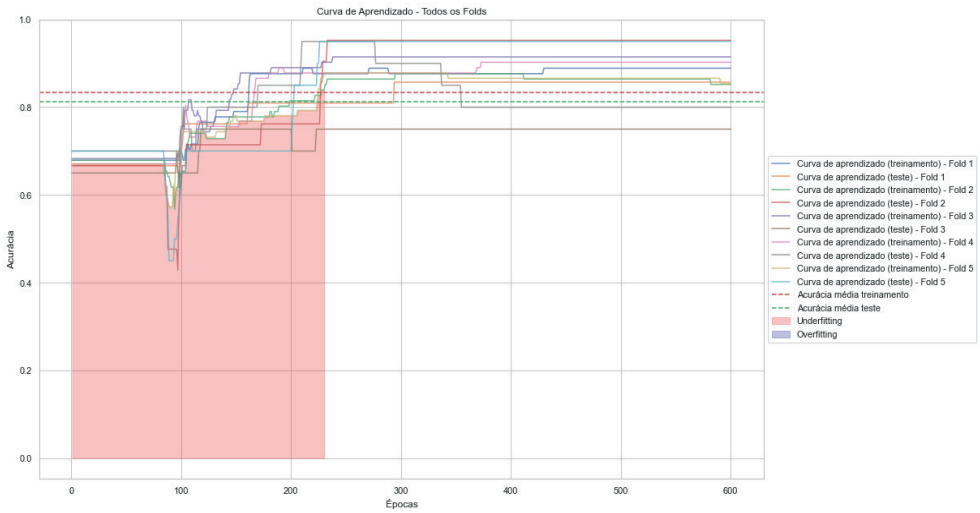
Tabela 1 - Resultado das acurácias médias para cada fold

<i>Fold</i>		1	2	3	4	5
Acurácia Média	Treinamento	0.8693	0.8572	0.8961	0.8686	0.8592
	Teste	0.8510	0.9154	0.8377	0.8386	0.9095
	Status	Modelo adequado	Modelo adequado	Modelo adequado	Modelo adequado	Modelo adequado

Fonte: produzido pelo autor

Considerando o *underfitting* e o *overfitting*, limiares foram estabelecidos em 0,85 e 0,95, respectivamente, para garantir um equilíbrio entre a simplicidade e complexidade do modelo. A Figura 7 ilustra a curva de aprendizado para K-Fold com esses limiares, evidenciando a progressão do modelo em relação aos dados reais.

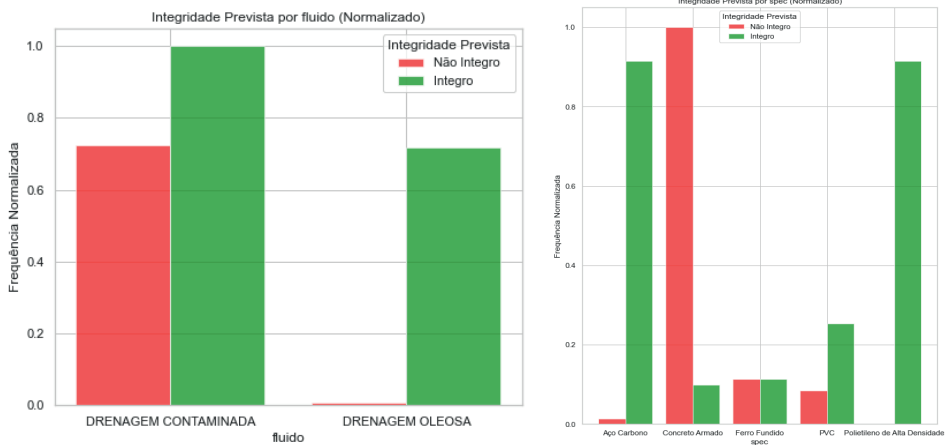
Figura 7 – Curva de aprendizado para Kfold com limiares de *under* e *overfitting*



Fonte: produzido pelo autor

A análise das previsões realizadas pela RNA revelou tendências interessantes, como o alto número de tubulações previstas como não íntegras para o material concreto armado, conforme mostrado na Figura 8. Do mesmo modo, as previsões indicaram um maior número de tubulações previstas como íntegras para as tubulações de drenagem oleosa, comparadas às de drenagem contaminada, como evidenciado na Figura 9.

Figuras 8 e 9 – Relação entre o estado de integridade prevista e o material da tubulação (normalizado) e Relação entre o estado de integridade prevista e o tipo de fluido (normalizado)



Fonte: produzido pelo autor

Em suma, as previsões realizadas pela RNA corroboraram as tendências identificadas na análise exploratória dos dados, validando os padrões observados. Esses resultados destacam a eficácia do modelo desenvolvido para prever a integridade das tubulações, considerando diversos atributos como material e tipo de fluido. O uso da RNA como ferramenta de previsão mostra seu potencial para auxiliar na manutenção e gestão de sistemas de tubulações industriais, possibilitando a tomada de decisões mais informadas e eficazes. Essa abordagem oferece informações para a identificação precoce de problemas de integridade, permitindo a implementação de ações preventivas e estratégias de manutenção baseadas em dados confiáveis e previsões precisas.

3 . CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste estudo, foi abordada a avaliação da integridade das tubulações industriais por meio da aplicação de métodos de teste de estanquidade e vídeo inspeção, com o intuito de contribuir para a gestão eficaz desses sistemas críticos. A classificação das tubulações em “Integras” e “Não Integras” com base em procedimentos internos proporcionou uma base sólida para a análise subsequente.

A construção de uma Rede Neural Artificial (RNA) customizada, desenvolvida pelo autor deste artigo, demonstrou um compromisso em criar uma ferramenta precisa e adaptada às necessidades específicas da avaliação da integridade das tubulações de drenagem industrial. A configuração cuidadosa da RNA, incluindo a definição da arquitetura da rede, a implementação de técnicas de regularização L2 e a seleção de parâmetros, estabeleceram as bases para um modelo robusto e confiável.

A metodologia adotada, que emprega validação cruzada Stratified K-Fold, destacou-se como uma abordagem eficaz para avaliar o desempenho do modelo em um conjunto de dados desequilibrado. Essa técnica garantiu que a distribuição das classes “Integras” e “Não Integras” fosse mantida em cada etapa, evitando vieses na avaliação do modelo.

A análise exploratória dos dados permitiu a identificação de padrões e relações entre os atributos das tubulações e seu estado de integridade, enriquecendo a compreensão do problema. A escolha do Multi-Layer Perceptron (MLP) como arquitetura de RNA, juntamente com a seleção criteriosa dos parâmetros, consolidou a construção de um modelo capaz de capturar complexidades nos dados.

Os resultados obtidos comprovaram a eficácia do modelo, com uma acurácia média de teste variando entre aproximadamente 83,77% a 91,54%. A consistência entre diferentes folds demonstrou a robustez do modelo, indicando sua capacidade de generalização para diferentes subconjuntos de dados. A definição de limiares de *underfitting* e *overfitting* contribuiu para alcançar um equilíbrio entre simplicidade e complexidade do modelo.

As previsões geradas pela RNA corroboraram as tendências identificadas na análise exploratória dos dados, reforçando a importância do material das tubulações, do tipo de fluido e do diâmetro na determinação de sua integridade.

Portanto, a abordagem proposta neste estudo, que combina técnicas de inspeção física, análise exploratória de dados e modelagem com RNA, representa uma contribuição valiosa para a manutenção e gestão de sistemas de tubulações industriais. Esta pesquisa abre caminho para um gerenciamento mais eficaz e seguro das tubulações industriais, sobretudo em avaliar a condição de integridade com diferentes parâmetros envolvidos, contribuindo para a segurança e confiabilidade das operações industriais.

4 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

KARDEC, Alan; LAFRAIA, João Ricardo. **Gestão Estratégica e Confiabilidade**. [S. l.]: Qualitymark, 2009. ISBN 978-8573037326.

LAFRAIA, João Ricardo. **Aplicação da análise de sobrevivência ao estudo da confiabilidade do sistema de abastecimento de água de Curitiba**. [S. l.]: Universidade Federal do Paraná, 2001.

A. ELSAYED, Elsayed. **Reliability Engineering**. [S. l.]: Prentice Hall, 1992. ISBN 978-0201634815.

HAYKIN, Simon. **Neural Networks: A Comprehensive Foundation**. USA: Macmillan, 1994.

FLOGIATTO, Flavio S.; DA SILVEIRA, Giovani J.C. **Administração da produção e operações: conceitos, modelos e exemplos**. [S. l.]: Bookman Editora, 2006.

DA SILVA, Ivan Nunes; SPATTI, Danilo Hernane; FLAUSINO, Rogerio Andrade. **Redes Neurais Artificiais Para Engenharia e Ciencias Aplicadas: Fundamentos Teoricos e Aspectos Praticos**. [S. l.]: Artliber, 2020.

BLOCO: BIOCOMBUSTÍVEIS

QUAIS OS DESAFIOS PARA A PRODUÇÃO DE BIOCOMBUSTÍVEIS DE SEGUNDA GERAÇÃO COM O USO DE BIOMASSAS LIGNOCELULÓSICAS

Data de aceite: 02/06/2023

Carlos Eduardo Fernandes Corrêa

Escola de Química – Universidade Federal do Rio de Janeiro

Daniel de C.L. Penalva Santos

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco

Flavia Chaves Alves

Escola de Química – Universidade Federal do Rio de Janeiro

José Vitor Bomtempo

Escola de Química – Universidade Federal do Rio de Janeiro

ABSTRACT: Using residual biomass to produce biofuels requires compliance with some conditions that have proven challenging for developing production processes based on renewable resources. The first second-generation ethanol (2GE) production units, implemented in the first decades of the 2000s, brought some warnings about obstacles that still need to be faced for the large-scale conversion of lignocellulosic residual biomass into biofuels. Even after years of research to develop technological packages, the first 2GE production plants could not operate continuously within

project conditions, generating a significant breach of expectations in the market. Based on information obtained from professionals who have experienced these plants, this work identified some challenges in using these new types of biomasses in projects, including technological discontinuities or the construction of pioneer plants. The results indicate that the lack of technological mastery for the use of lignocellulosic biomass may have been responsible for the relative operational failure of the pioneer 2GE production plants and that the use of these new types of raw materials should give rise to new strategies for developing innovations to produce advanced biofuels. The conclusions of the work suggest that filling this knowledge gap and understanding these new models and patterns can be fundamental to the success of the innovation processes necessary for the implementation of pioneer plants within the scope of the bioeconomy.

KEYWORDS: Biofuels, biorefineries, second-generation ethanol, pioneer plants, lignocellulosic biomass.

1. INTRODUÇÃO

Os biocombustíveis já foram, por milhares de anos, as principais fontes de geração de energia. Resíduos agrícolas eram as fontes de energia utilizadas para aquecer ambientes, preparar alimentos e, também nas indústrias, como na produção de vidro e cerâmica, por exemplo. Apenas há poucos séculos formas fósseis de energia, começaram a ser utilizadas (Nogueira et al, 2021). Durante a primeira revolução industrial, o carvão mineral passou a ser a principal fonte de energia sendo ultrapassado pelo petróleo quase cem anos depois, com a criação da indústria petroquímica (Spitz, 1988).

Desde 1920, o petróleo foi se consolidando como a principal fonte mundial de geração de energia, além de gerar derivados que estruturaram a economia do século XX: desde combustíveis para o setor de transportes e para a geração de energia, até a fabricação de produtos químicos e plásticos que passaram a ser fundamentais para a economia e o para desenvolvimento tecnológico que se seguiria (Bennett & Pearson, 2009). Essa posição de liderança do petróleo se manteve incontestável por 50 anos até sofrer seu primeiro abalo com o embargo comandado pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP, que provocou aumentos nos preços do barril e gerou uma crise global que despertou o interesse pela busca de fontes alternativas para geração de energia. A partir daí, grandes flutuações no preço do óleo somadas a especulações sobre sua escassez continuaram a estimular a busca por fontes alternativas de combustível. Mesmo a partir de 2008, com a reversão na tendência de crescimento dos preços do petróleo e a diminuição das especulações sobre sua escassez, as demandas pela substituição de combustíveis fósseis por fontes renováveis continuaram estimuladas por pressões sociais e regulatórias para a diminuição da carga de emissão de carbono na atmosfera (Calderon & Arantes, 2019). Com isso, um século depois do início da liderança do petróleo, o mundo caminharia para uma nova mudança em sua base energética.

Por ser o biocombustível mais utilizado no mundo, o etanol foi o candidato natural a ser a alternativa aos combustíveis derivados de petróleo, para veículos automotores leves. O etanol já vinha sendo fabricado, principalmente, a partir de matérias-primas à base de açúcar e amido (principalmente cana-de-açúcar e milho), mas com um volume de produção incapaz de atender as necessidades globais de combustíveis. Como o aumento de produção de etanol a partir dessas mesmas matérias-primas sofria forte resistência, principalmente na Europa, em função de seu potencial conflito com a produção de alimentos e de questões ligadas ao manuseio e uso da terra, a introdução de novas fontes para produção de etanol se tornou fundamental para viabilizar o aumento de seu volume de produção. Um dos caminhos para esse aumento foi aberto com o desenvolvimento de inovações para produzir de etanol também a partir de biomassas lignocelulósicas residuais que, além de não competirem com a produção de alimentos, eram consideradas como abundantes e de baixo custo (Cherubini, 2010; Calderon & Arantes, 2019). O etanol que já era produzido a

partir de açúcar e amido foi denominado de etanol de primeira geração (E1G) enquanto o gerado a partir de biomassa lignocelulósica, foi chamado de etanol celulósico ou etanol de segunda geração (E2G).

Pesquisas que procuravam desenvolver tecnologias viáveis para a produção do E2G a partir de biomassas lignocelulósica residuais vinham sendo desenvolvidas desde os anos 1970 e esbarravam tanto em aspectos técnicos quanto econômicos, até que seus estágios de desenvolvimento tecnológico levaram à construção da primeira planta pioneira de produção do E2G, na Itália, em 2013. Tal iniciativa foi seguida por duas outras plantas construídas no Brasil e três nos Estados Unidos (Calderon & Arantes, 2019). Entretanto, logo após a entrada em operação dessas plantas, dificuldades técnicas e operacionais impediram que elas conseguissem estabilizar sua produção. Poucos anos depois – já em 2019, apenas duas das seis plantas instaladas ainda estavam em operação (ambas no Brasil), mas com níveis de utilização bem abaixo de suas capacidades nominais de produção. As outras quatro já haviam anunciado o término de suas operações, por motivos diversos (Calderon & Arantes, 2019).

A partir desse contexto, e da premissa que o crescimento do uso de biomassa em escala industrial faz parte dos processos de transição energética em curso nos últimos anos, esse artigo analisa os obstáculos operacionais enfrentados pelas plantas de produção do E2G e seus impactos potenciais em novos projetos de plantas inovadoras que venham a utilizar biomassas lignocelulósicas como matéria-prima.

2 . METODOLOGIA

A investigação dos desafios da utilização de biomassas lignocelulósicas em plantas inovadoras, se deu a partir de uma revisão bibliográfica sobre o crescimento do uso do etanol como combustível, desde os anos 1970 até os dias atuais, visando conhecer o contexto sobre o qual as plantas pioneiras do E2G foram projetadas e construídas. As informações colhidas pela revisão bibliográfica foram combinadas com entrevistas realizadas com profissionais que participaram dos projetos dessas plantas (Corrêa, 2023) e com pesquisas de patentes sobre o desenvolvimento de equipamentos para manuseio e alimentação de biomassa em escalas industriais (Corrêa et. al, 2022).

As entrevistas foram realizadas tendo por base um questionário que buscou confrontar as expectativas das empresas no início dos projetos, com os desafios efetivamente enfrentados. Todos os convidados a participar das entrevistas tinham nível de diretoria ou alta gerência, e tiveram contato e/ou participação tanto no processo de tomada de decisão da construção das plantas quanto nas buscas de solução para os problemas técnicos decorrentes. Além das entrevistas, foram visitadas plantas de produção de E2G e E1G, fábricas de equipamentos de movimentação de sólidos e uma planta de produção do setor de papel & celulose, assim como participação em congressos e workshops

relacionados à produção de etanol. A pesquisa de patentes buscou por pedidos de patentes relacionando tipos específicos de biomassa com equipamentos de movimentação, transporte e processamento de sólidos, visando encontrar conhecimento tecnológico que poderia ajudar na solução de parte dos problemas técnicos vividos pelas plantas pioneiras do E2G. As informações extraídas das fontes acima foram analisadas à luz de conceitos clássicos que tratam dos processos de inovação.

Esse confronto entre conceitos teóricos e experiências práticas visa discutir os modelos e padrões dos processos de inovação vividos pelas pioneiras do E2G, assim como suas abordagens frente aos desafios encontrados. Os resultados dessas análises tratam das possíveis consequências (positivas ou negativas) dessas estratégias e abordagens sobre os resultados dos projetos pioneiros do E2G e seus possíveis impactos sobre novos projetos que se utilizem de biomassas lignocelulósicas como matéria-prima.

3 . AS PLANTAS PIONEIRAS DE PRODUÇÃO DO E2G

3.1 Contexto histórico

Em fevereiro de 2008, o Departamento de Energia (DOE) dos EUA, aumentou o estímulo ao desenvolvimento de pesquisas para produção de biocombustíveis celulósicos ao tornar pública a criação de três Centros de Pesquisa sobre Bioenergia com o objetivo de enfrentar os desafios tecnológicos impostos pelo seu desenvolvimento (DOE, 2008). Além da etapa de extração de biomassa, com a busca da identificação de sequências de DNA, de novos genes e caminhos de aumento da produtividade e facilidade de degradação das culturas, as etapas de processo que iriam concentrar os esforços de pesquisa e desenvolvimento dos três centros eram: pré-tratamento, hidrólise enzimática e fermentação além de estudos sobre a integração de processos entre essas etapas.

Seguindo na mesma linha dos EUA, em 2009 a OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico) reforçou a direção na busca do desenvolvimento de combustíveis celulósicos ao publicar o relatório *The Bioeconomy to 2030: Designing a Policy*, com um conteúdo que incluiu a “produção de biocombustíveis de alta densidade energética a partir da cana-de-açúcar e de fontes celulósicas de biomassa”, entre as tecnologias com alta probabilidade de chegar ao mercado até 2030 e que deveriam ser suportadas por políticas públicas (OCDE, 2009). No Brasil, em 2011, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), ligado ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), ligada ao Ministério de Ciência e Tecnologia lançaram, o Plano de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico (PAISS). Com oferta de financiamento a baixo custo e de recursos não reembolsáveis. O plano buscava fomentar iniciativas empresariais de P&D em temas relacionados à conversão da biomassa da cana-de-açúcar em E2G e outros produtos. Outra iniciativa que buscava organizar o apoio técnico

e financeiro à atividades de P&D foi o Programa de Pesquisa em Bioenergia (BIOEN) da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP). O BIOEN visava estimular e articular atividades de P&D no país para promover o avanço do conhecimento e sua aplicação em áreas relacionadas à produção de bioenergia no Brasil (Milanez et al, 2015).

Após os esforços dispendidos, ao redor do globo, no desenvolvimento tecnológico para converter biomassas lignocelulósicas em etanol, em 2013, a Beta Renewables (Itália) anunciou ter completado a construção da primeira planta comercial de produção de E2G, em Crescentino na Itália e projetada para produzir 75 milhões de litros de etanol por ano a partir de palha de arroz, palha de trigo e Arundo donax. Logo no ano seguinte, a segunda planta de produção do E2G foi anunciada pela POET-DSM Advanced Biofuels, uma *joint venture* entre Royal DSM (Holanda) e POET, LLC (EUA), em operação associada a uma planta tradicional de etanol de milho em Emmetsburg, Iowa, EUA com capacidade de produção de 94,5 milhões de litros de etanol por ano à base de palha de milho. A primeira planta de produção de E2G no hemisfério sul foi a da GranBio, projetada para produzir 82 milhões de litros de etanol por ano a partir da palha de cana-de-açúcar, que entrou em operação em setembro de 2014, em Alagoas. Em outubro do mesmo ano, foi a vez da fábrica da Abengoa (Sevilha, Espanha), projetada para produzir 95 milhões de litros de etanol por ano utilizando resíduos de palha de milho que começou a operar em Hugoton, KS, EUA. A Raízen (São Paulo, Brasil), uma *joint venture* entre a Royal Dutch Shell (Haia, Países Baixos) e a empresa brasileira Cosan (São Paulo), inaugurou em 2015 uma planta para produzir 40 milhões de litros de etanol por ano, em Piracicaba. Em outubro de 2015, a DuPont inaugurou a maior planta de etanol celulósico do mundo em Iowa, Nevada com uma capacidade de quase 120 milhões de litros de etanol por ano a partir da palha e de outros resíduos de milho (Calderon & Arantes, 2019; Novacana, 2016; Santos, 2023).

Entretanto, após aproximadamente um ano de operação, nenhuma das plantas pioneiras havia conseguido estabilizar sua produção nas condições de projeto, em função de diversos problemas operacionais. Alguns desses problemas já eram esperados, mas outros parecem não ter sido previstos. As dificuldades de manuseio e alimentação contínua de biomassa celulósica, por exemplo, parecem ter sido subestimadas. A maioria dos equipamentos dos sistemas que alimentavam as primeiras etapas de processo operou muito abaixo da capacidade projetada e sem continuidade, devido a entupimentos, incrustações e acúmulo de material, além de problemas de erosão e corrosão nos equipamentos (Dale, 2017; CNPEM, 2018).

A primeira planta a encerrar suas operações foi a da Abengoa, ainda em 2016, depois de experimentar dificuldades financeiras. Também em 2016, a GranBio suspendeu as operações de sua planta devido a dificuldades técnicas na etapa de pré-tratamento que causaram um colapso no sistema. Em 2018, a DuPont chegou a um acordo para vender sua planta de Nevada à subsidiária americana da alemã Verbio Vereinigte BioEnergie AG, junto

com uma parte de seu estoque de palha de milho (DUPONT, 2018; Calderon & Arantes, 2019). No ano seguinte, foi a vez da planta de Crescentino, operada pela Beta Renewables, ser vendida para quitar dívidas do Grupo M&G (Calderon & Arantes, 2019). Em 2019, a POET-DSM anunciou o encerramento das operações industriais de sua unidade, a ser transformada em uma instalação de P&D, em função da redução dos incentivos fiscais por parte do governo dos EUA, além de questões de mercado (POET-DSM, 2019), enquanto a Raízen anunciava redução em seus investimentos em etanol celulósico, devido aos baixos preços da gasolina (Calderon & Arantes, 2019) – redução que seria revertida anos depois.

Problemas de estabilização em plantas industriais pioneiras com uso de biomassa não se restringiram aos casos do E2G. Outras biorrefinarias também enfrentaram dificuldades semelhantes para operar. Essas questões foram bem debatidas em outubro de 2016, no *Biorefinery Optimization Workshop*, promovido pelo DOE. Esse workshop reuniu mais de 100 especialistas envolvidos na produção/geração de bioenergia, e levantou importantes discussões a respeito das barreiras encontradas por diversas biorrefinarias que resultaram tanto em complicações para suas operações quanto para os estágios subsequentes de seu desenvolvimento tecnológico (DOE, 2016). Entre os aspectos técnicos mais discutidos se destacava a necessidade de uma compreensão profunda da matéria-prima e de melhor caracterização de materiais sólidos.

Apesar das expectativas iniciais para o desenvolvimento de plantas inovadoras a partir de biomassas lignocelulósicas terem sido positivas, sua realidade operacional se mostrou mais complexa, reforçando o papel da incerteza nos processos de inovação. Tanto mudanças nos aspectos macroeconômicos quanto no desenvolvimento tecnológico reforçam a necessidade de uma visão de longo prazo combinada com políticas consistentes, também de longo prazo, para lidar com períodos de progressos lentos e incertos (Furtado, Hekkert & Negro, 2020), como, em geral, se caracterizam os processos inovadores.

3.2 O que aconteceu com as plantas

As entrevistas mostraram que as empresas que decidiram enfrentar os desafios para produzir o E2G, o fizeram a partir da identificação de uma janela de oportunidade aberta pelos aumentos dos preços do petróleo, e pelo lançamento de políticas públicas nos EUA, Europa e Brasil. Todas eram oriundas dos setores de química, petroquímica e energia e todas com aparente capacidade de investimento suficiente para suportar as incertezas típicas de um processo de inovação em uma nova indústria com rotas tecnológicas ainda em desenvolvimento. As empresas sabiam que as tecnologias a serem utilizadas em suas plantas pioneiras ainda não haviam sido comprovadas em nível industrial (o que indicava um nível de maturidade de TRL 7 ou 8). Mesmo assim, de maneira geral, optaram por tecnologias que fossem mais simples, de baixo custo e que pudessem ser implantadas com rapidez.

Na fase de tomada de decisão para construção das plantas, os principais riscos identificados diziam respeito aos custos de produção, principalmente custos ligados aos coquetéis enzimáticos a serem usados na etapa de hidrólise enzimática, mas também a potenciais problemas de fornecimento de biomassa e suas dificuldades logísticas.

Todas as empresas montaram corpos técnicos qualificados dedicados aos projetos, e possuíam estruturas internas de engenharia capazes de lidar com os desafios tecnológicos que pudessem surgir. Também de forma geral, os entrevistados deixaram transparecer sua confiança nessas equipes e em sua capacidade de solucionar potenciais problemas nas etapas de projeto, construção e montagem, apesar de reconhecerem (em função de suas experiências anteriores) que essas etapas sempre trazem surpresas e imprevistos. O ponto de destaque nessa questão é que, por entenderem que os potenciais problemas estariam vinculados aos processos de conversão de biomassa (pré-tratamento, hidrólise e fermentação), essas equipes foram formadas por técnicos com capacitação para lidar com esses processos. Eventuais problemas ligados aos sistemas periféricos, seriam transferidas para fornecedores especializados, assim como era feito em suas experiências anteriores com projetos inovadores em seus setores de origem.

Como quase sempre acontece em projetos inovadores, os projetos de engenharia sofreram diversas alterações ligadas aos processos de conversão, mas nesses casos, aconteceram com quantidade e frequência muito acima do esperado, na visão dos entrevistados. As primeiras alterações aconteceram já durante o desenvolvimento do projeto básico e continuaram até durante a fase de pré-operação das plantas. Mesmo assim, as plantas iniciaram seus processos de startup dentro de uma faixa de tempo dentro das expectativas. O que não estava previsto foi, a partir daí, a ocorrência de inúmeras paradas que se sucederam, cada vez mais frequentes, com quebras de equipamentos e intensos processos de corrosão e abrasão nos sistemas de alimentação de biomassa e nas instalações de alimentação e descarga da etapa de pré-tratamento.

Apesar de cada empresa ter seguido seu próprio caminho, sem significativas trocas de experiência ou de informações entre elas, as entrevistas apontaram para problemas operacionais bem semelhantes e, principalmente ligados ao manuseio da biomassa. Segundo as entrevistas, as empresas seguiram a estratégia de não compartilhar seus desafios prevendo uma competição por um mercado potencial de venda de tecnologia: a primeira empresa a ter sua tecnologia operando entraria com vantagens nesse novo mercado.

O que parece ter sido um “ponto cego” na avaliação de riscos das empresas é que, nesse caso, as novas plantas não iriam operar a partir de derivados do petróleo e nem de qualquer outra matéria-prima líquida ou gasosa, como os setores químico e petroquímico estão habituados. Elas iriam operar a partir de novas matérias-primas sólidas até então desconhecidas no âmbito de operações industriais em grandes escalas. Dificuldades com manuseio de sólidos já não eram uma novidade no meio industrial desde a década de 1980

(Merrow, Phillips & Myers, 1981). Mesmo assim, parece que essas dificuldades não foram consideradas nos projetos das plantas do E2G. Segundo as informações dos entrevistados, problemas com a movimentação da biomassa não estavam entre as prioridades nem dos pesquisadores e nem das empresas envolvidas na produção. Tanto que, na composição de suas equipes técnicas, não havia especialistas com essa capacitação. E foi justamente o trato com a matéria-prima um dos principais fatores que impediram as plantas de operar continuamente.

O uso em grande escala das biomassas lignocelulósicas, em indústrias de processamento contínuo, não se mostrou como um problema técnico secundário, mesmo não envolvendo reações químicas. Os desafios impostos pela movimentação da biomassa mostraram que essas questões precisam ser encaradas com relevância semelhante aos problemas ligados aos processos de conversão e não relegados a um segundo plano, como se fossem de menor complexidade. Fazendo uma analogia com fórmulas matemáticas, nessa indústria emergente, a matéria-prima não é mais uma constante, como no caso dos derivados do petróleo: ela é uma variável fundamental para a solução da equação e exige a compreensão de que questões relacionadas ao seu manuseio são complexas e ainda precisam ser estudadas, testadas e trabalhadas para que se garanta seu aprendizado. De outra forma, as plantas que se utilizarem dessas matérias-primas, poderão seguir enfrentando sérios problemas de fluxo, que poderão comprometer as taxas de ocupação de capacidade projetadas e, conseqüentemente, o retorno esperado dos investimentos realizados, assim como aconteceu nas plantas pioneiras do E2G.

3.3 As buscas por patentes

O objetivo das buscas de patentes foi identificar se, fora do universo de conhecimento das operadoras do E2G, havia alguma tecnologia já desenvolvida e patenteada com projetos de equipamentos especialmente dimensionados para os tipos de biomassa lignocelulósicas utilizados nas plantas pioneiras do E2G.

As buscas foram realizadas em 2021, compreendendo uma janela de tempo entre 1970 e 2020 e encontraram 58.198 depósitos de patentes ligados ao uso de biomassas nos setores de geração de energia e produção de combustíveis. Após restringir as buscas aos tipos de biomassas lignocelulósicas (resíduos de cana-de-açúcar, milho e trigo), o resultado foi reduzido para 5.640 patentes, indicando que, entre 1970 e 2020, apenas 1% de todos as patentes depositadas sobre projetos de equipamentos para uso em biomassa tratavam dos tipos específicos usados nas plantas de E2G. O passo seguinte foi dirigir a busca para patentes que tratassem de equipamentos de movimentação e transporte de sólidos – excluindo, portanto, equipamentos tipicamente ligados aos processos de conversão da biomassa, como reatores, queimadores e outros equipamentos. Os resultados dessa etapa levaram a 171 patentes. Em uma última etapa, os conteúdos de todas as 171 patentes

foram lidos na íntegra, selecionando, por fim, apenas as que tratavam especificamente de projetos de equipamentos para movimentação ou alimentação dos tipos de biomassas lignocelulósicas utilizadas nas plantas pioneiras do E2G. Após essa seleção qualitativa, restaram apenas 4 patentes sendo que, nenhuma das 4 trata de equipamentos projetados para um dos tipos específicos de biomassa usados em plantas do E2G. Todas consideravam que um mesmo projeto poderia manusear diferentes tipos de biomassa (Correa et al., 2022).

Os atributos da biomassa são variáveis e inconsistentes, tanto dentro de uma determinada espécie quanto entre diferentes espécies. Além disso, mudanças de local e época da colheita podem afetar seu teor de umidade, dificultando tanto as operações de transporte e manuseio quanto de armazenamento e pré-processamento. Por isso, os equipamentos a serem utilizados para seu manuseio precisam considerar as especificidades de cada material para que se possa garantir estabilidade nos fluxos de alimentação e possibilitar operações industriais contínuas e estáveis (DOE, 2016). As dificuldades operacionais enfrentadas pelas pioneiras do E2G e a falta de patentes com projetos de equipamentos dedicados a tipos específicos de biomassa dão indicações de que os projetos de equipamentos, até então conhecidos podem ainda não ter conseguido alcançar esses objetivos. Além disso, é importante considerar que para dimensionar equipamentos para tipos específicos de biomassa, é preciso que essas especificidades sejam conhecidas e, pesquisas e estudos anteriores (DOE, 2016, Corrêa et al., 2022, Corrêa, 2023 & Corrêa et al., 2023) encontraram dados que indicam uma lacuna de conhecimento, no âmbito da engenharia, justamente no que diz respeito às características específicas das biomassas lignocelulósicas.

Nesse ponto, vale considerar que a engenharia de processos, em especial a engenharia química, se desenvolveu ao longo de quase um século, a partir da química do petróleo, manuseando, processando e transformando materiais fluídos (líquidos e gases). Em sua 5ª edição do Manual de Engenharia Química, Perry e Chilton (1980) tratam, em 87% de seu conteúdo, de processos dedicados aos fluidos, sendo apenas 13% dedicados a materiais sólidos. E mesmo entre estes 13%, não se encontram muitas fórmulas ou equações que tratem de seu processamento. Em sua grande maioria, seu conteúdo traz soluções empíricas a partir de materiais específicos como grãos, madeira e minérios utilizados na agricultura e pecuária assim como nos setores de papel & celulose e mineração – setores que carregam grandes diferenças para os de química & petroquímica e suas indústrias de processos contínuos. A potencial entrada, em grande escala, das biomassas lignocelulósicas residuais nos processos produtivos de fabricação de produtos e de geração de energia, pode ser o gatilho para que a engenharia se debruce sobre a ciência que estuda os materiais sólidos e desenvolva novas tecnologias que atendam ao manuseio desse tipo de material.

Os desafios enfrentados pelas pioneiras do E2G com o uso de biomassas lignocelulósicas, além de levantar questões técnicas sobre seu manuseio, também devem

suscitar debates a respeito de suas consequências potenciais em outras indústrias que venham a se utilizar desse tipo de matéria-prima, com impactos sobre: estratégias de inovação das empresas; práticas de gerenciamento de projetos; expectativas sobre retorno dos investimentos; relação com fornecedores de equipamentos e importância das políticas públicas sobre o início dos investimentos privados em projetos inovadores (Corrêa et al., 2023).

4 . CONSIDERAÇÕES FINAIS

As empresas que projetaram e operaram as plantas pioneiras do E2G, parecem não ter antevisto que o manuseio e a alimentação das biomassas lignocelulósicas poderiam oferecer desafios técnicos que ainda não haviam sido enfrentados. A falta desse olhar para os problemas de manuseio e alimentação de biomassa, parece ter causado um “ponto cego” sobre a necessidade de desenvolvimentos tecnológicos que levassem os sistemas de movimentação a alimentação aos mesmos níveis de maturidade tecnológica alcançados pelos processos de pré-tratamento, hidrólise enzimática e fermentação. Esse desnível tecnológico parece ter impedido que as plantas conseguissem operar continuamente. Os estudos que basearam esse artigo indicam, também, que não foram apenas as empresas a não ter olhos para essas questões, mas também os formuladores de políticas públicas e os investidores, assim como pesquisadores e desenvolvedores de tecnologia. Não considerar questões ligadas ao manuseio de matérias-primas sólidas entre as prioridades para desenvolvimentos tecnológicos, pode ser um paradigma construído a partir do uso predominante do petróleo e seus derivados (fluidos) nas indústrias de processos químicos e similares. Um paradigma que deve remontar até a base de formação acadêmica dos engenheiros de processo e que precisa ser revisto. Com o uso da biomassa em grande escala, a matéria-prima deve ser considerada como uma importante variável no direcionamento de projetos e desenvolvimentos tecnológicos e, não apenas um dado. Provavelmente, muito conhecimento científico ainda precisa ser transformado em tecnologia para viabilizar esses desenvolvimentos.

Nesse caminho, as experiências vividas pelas pioneiras do E2G podem trazer importantes lições sobre como riscos tecnológicos não antecipados se transformaram em obstáculos, chamando atenção sobre a importância do manuseio da biomassa dentro dos desafios tecnológicos que ainda precisam ser vencidos para o sucesso operacional de novas plantas pioneiras que venham a utilizar biomassas lignocelulósicas.

5 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BENNETT, S.J.; PEARSON, P.J.G. **Scenarios for biorefineries** – results from interviews with UK biofuels and bio-based chemicals professionals. Poster presented at IARU International Scientific Congress on Climate Change, March 2009, Copenhagen.

CALDERON, O.R.; ARANTES, V. **A review on commercial - scale high - value products that can be produced alongside cellulosic ethanol**; Biotechnology for Biofuels, 2019; ISBN 1306801915291.

CHERUBINI, F. The biorefinery concept : **Using biomass instead of oil for producing energy and chemicals**. Energy Convers Manag 2010;51:1412–21. doi:10.1016/j.enconman. 2010.01.015.

CNPEN. **Obstáculo no Caminho**, Revista Pesquisa FAPESP, 2018. Disponível em: <https://cnpem.br/obstaculos-no-caminho/>

CORRÊA, C.E.F., **Os Desafios da Utilização de Biomassas Lignocelulósicas em Plantas Industriais Pioneiras**: O Caso das Plantas de Etanol de Segunda Geração. Rio de Janeiro, 2023, Tese (Doutorado em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Available from: <http://objdig.ufrj.br/61/teses/937878.pdf>

CORRÊA, C.E.F., SANTOS, D.d.C.L.P., BOMTEMPO, J.V. and ALVES, F.C. **Biomass feeding in cellulosic ethanol projects**: An underestimated issue?. Alexandria Engineering Journal. 2022. 61, 10233–10244. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2022.03.066>

CORRÊA, C.E.F., SANTOS, D.d.C.L.P., BOMTEMPO, J.V. and ALVES, F.C. **The challenges of using lignocellulosic biomass in pioneer industrial plants**. Biofuels, Bioprod. Bioref. 2023.<https://doi.org/10.1002/bbb.2583>

DALE, B. **A sober view of the difficulties in scaling cellulosic biofuels**. Biofuels, Bioprod. Biorefining 11. 2017. 5–7, <https://doi.org/10.1002/bbb>.

DOE. **Bioenergy Research Centers** – An Overview of the Science. Feb. 2008. genomicsgtl.energy.gov/centers/brcbrochure.pdf

DOE. **Biorefinery Optimization Workshop**. Chicago, Illinois. Summary report from the October 5-6, 2016. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Bioenergy Technologies Office

DUPONT. **Verbio to buy DuPont cellulosic ethanol plant, convert it to RNG**. 2018. BIOMASS Magazine. Disponível em: <http://biomassmagazine.com/articles/15743/verbio-to-buy-dupont-cellulosic-ethanol-plant-convert-it-to-rng>

FURTADO, A.T.; HEKKERT, M.P.; NEGRO, S.O. Of actors, functions, and fuels: **Exploring a second generation ethanol transition from a technological innovation systems perspective in Brazil**. Energy Research & Social Science 70. 2020. 101706.

MERROW, E.W.; PHILLIPS, K.E.; MYERS, C.W. **Understanding Cost Growth and Performance Shortfalls in Pioneer Process Plants**. 1981. Prepared for DOE. The Rand corporation. R-2569-DOE.

MILANEZ, A.Y et al. **De promessa a realidade: como o etanol celulósico pode revolucionar a indústria da cana-de-açúcar** – uma avaliação do potencial competitivo e sugestões de política pública. Biocombustíveis BNDES Setorial 41, p. 237-294. 2015. Disponível em: <http://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/4283>.

NOGUEIRA, L.A.H. et al. **Bioenergy in Brazil: current status and perspectives** (in Portuguese). Revista Brasileira de Energia I Vol. 27, No 3, 3o Trimestre de 2021 - Edição Especial. DOI: 10.47168/rbe.v27i3.640

NOVACANA. **Custo de Produção estimado do etanol celulósico nas 6 maiores usinas do mundo**. 2016. Novacana.com. Disponível em: <https://www.novacana.com/n/etanol/2-geracao-celulose/custo-producao-etanol-celulosico-usinas-mundo-150316>

OCDE. **The Bioeconomy to 2030: Designing a Policy. Main Findings and Policy Conclusions**. 2009. OECD International Futures Project. Disponível em: www.oecd.org/futures/bioeconomy/2030

PERRY, R.H.; CHILTON, C.H. **Manual de Engenharia Química** - 5ª edição, Edição brasileira Ed. Guanabara Dois, 1980.

POET-DSM. **Poet-DSM pausing production of cellulosic ethanol at Project Liberty, shifting to R&D; blames EPA**. 2019. Disponível em: <https://www.greencarcongress.com/2019/11/20191124-poetdsm.html>

SANTOS, D.C.J.P. et al. **Brazil and the world market in the development of technologies for the production of second-generation ethanol**. Alexandria Engineering Journal. 2023. 67, 153–170. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2022.09.004>.

SPITZ, P.H. **Petrochemicals: The rise of an industry**. 1988. John Wiley & Sons, New York.

20 ANOS DE PNPB

Data de aceite: 02/06/2023

Gabrielly de Moura Bezerra

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

Luciano Hocevar

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

Carine Tondo Alves

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

Jadiel dos Santos Pereira

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia

Luís Filipe Freitas da Silva de Jesus

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia Instituto Federal da Bahia.

ABSTRACT: The production of biodiesel in Brazil has acquired great importance since 2004, with the implementation of the National Plan for the Production and Use of Biodiesel – PNPB, as it is a source of renewable energy, with positive environmental and social values, as well as being economically and geopolitically relevant, as it replaces fossil and imported diesel. Added to these characteristics was the advantage of being

able to be produced from different raw materials abundant in the country, which led biodiesel to occupy a prominent place in the federal government's energy and economic planning at that time. The objective of this work is to analyze the development of the PNPB in Brazil, taking as a time frame the period between its implementation and the current moment, when it turns 20 years old. **PALAVRAS-CHAVE:** Biodiesel, PNPB, Transição energética, Matriz energética brasileira.

1 . INTRODUÇÃO

Os óleos vegetais foram utilizados em motores pelo próprio Rudolf Diesel no início do século XX (NITSKE e WILSON, 1965) [], mas o desenvolvimento da indústria de refino do petróleo revelou um combustível que poderia servir para os motores de combustão por compressão (“óleo diesel”), com vantagens logísticas, econômicas e de escala, o que inviabilizou o uso direto de óleos vegetais para os motores do ciclo diesel, mais por questões econômicas do que técnicas.

Desde então a sociedade contemporânea tem no petróleo sua

principal fonte energética, com consequências geopolíticas, tecnológicas, sociais e ambientais.

Além de fatores ligados à geopolítica do petróleo e de indicadores pessimistas sobre as reservas remanescentes, a pressão por políticas ambientais e, o mais forte de todos os argumentos, a crescente demanda por energia, têm estimulado pesquisas sobre produção de combustíveis a partir de recursos renováveis e ambientalmente aceitáveis.

O biodiesel no Brasil é definido pela Lei N° 11.097, de 13 de Janeiro de 2005, em seu Artigo 6º, inciso XXV como o “biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil”.

Quanto ao seu processo de obtenção, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a legislação em vigor especificam exclusivamente que “o biodiesel é o combustível renovável obtido a partir da transesterificação, reação química por meio da qual os triglicerídeos presentes nos óleos vegetais e na gordura animal reagem com um álcool primário gerando éster e glicerina” e, além disso, o combustível só pode ser comercializado como biodiesel após passar por processos de purificação para adequação à especificação da qualidade.

2 . BIODIESEL NO BRASIL E O PNPB

Os primeiros estudos para a criação de uma política para o biodiesel no Brasil iniciaram em 2003, com a criação da Comissão Executiva Interministerial do Biodiesel (CEIB) e do Grupo Gestor (GG) pelo governo federal que, em dezembro de 2004, lançou o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), com o objetivo de introduzir o biodiesel na matriz energética brasileira, com foco na inclusão social e no desenvolvimento regional. O principal resultado dessa primeira fase foi a definição de um arcabouço legal e regulatório (Brasil MME, 2004).

Lançado oficialmente pelo Presidente da República em 06 de dezembro de 2004, o PNPB (ver figura 1) organizou a cadeia produtiva, definiu linhas de financiamento, estruturou a base tecnológica, editou o marco regulatório e estipulou metas físicas para produção de biodiesel (PNPB, 2004). Em 13 de janeiro de 2005 foi publicada a Lei 11.097, que dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, altera leis afins e dá outras providências, como metas progressivas para a adição de biodiesel ao diesel de petróleo (ANP. Lei n° 11.097 de 13.1.2005 - DOU 14.1.2005).

Figura 1 – Programa Nacional de Produção e Uso do biodiesel.

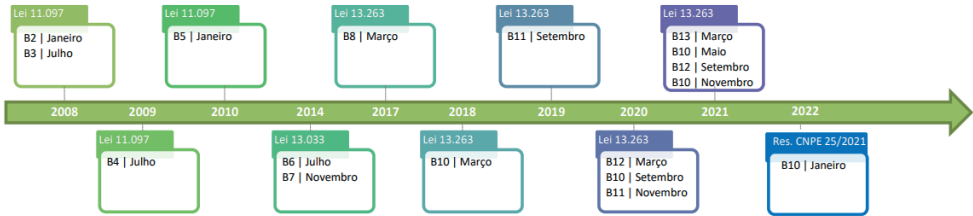


Fonte: Cartilha Biodiesel. O novo combustível do Brasil (2004).

Na oportunidade houve o lançamento do Marco Regulatório que estabeleceu as condições legais para a introdução do biodiesel na Matriz Energética Brasileira de combustíveis líquidos.

Assim, de 2005 a 2007 a adição de 2% de biodiesel ao diesel de petróleo era facultativa, mas passaria a ser obrigatória em 2008. Em 2009 seria de 4% e em 2013 de 5%. “Em 1º de janeiro de 2010, o óleo diesel comercializado em todo o Brasil passou a conter 5% de biodiesel, por meio de regra estabelecida pela Resolução nº 6/2009 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), publicada no Diário Oficial da União (DOU) em 26 de outubro de 2009, que aumentou de 4% para 5% o percentual obrigatório de mistura de biodiesel ao óleo diesel. A contínua elevação do percentual de adição de biodiesel ao diesel demonstra o sucesso do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel e da experiência acumulada pelo Brasil na produção e no uso em larga escala de biocombustíveis” (ANP, 2011). Uma síntese das alterações do marco legal do biodiesel estão representadas na figura 2.

Figura 2 – Evolução do marco legal do biodiesel.



Fonte: Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2023).

Desde a implantação do PNPB muitas mudanças nos combustíveis comercializados no Brasil foram aplicadas por meio de implementações nos marcos regulatórios, como visto, visando a ampliação da matriz energética brasileira e potencialização dos produtos combustíveis nacionais.

2.1 Percentual de biodiesel adicionado ao diesel de petróleo

A mistura do biodiesel ao diesel de petróleo teve início em 2004, em caráter experimental e, entre 2005 e 2007, no teor de 2%, a comercialização passou a ser voluntária. A obrigatoriedade veio no artigo 2º da Lei nº 11.097/2005, que introduziu o biodiesel na matriz energética brasileira. Em janeiro de 2008, entrou em vigor a mistura legalmente obrigatória de 2% (B2), em todo o território nacional. Com o amadurecimento do mercado brasileiro, esse percentual foi sucessivamente alterado pelo CNPE, como pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 – Percentual de biodiesel na mistura com diesel.

	ANO		% Biodiesel na mistura com Diesel	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B10	B11	B12	B13	B14	B15
1	2004		Experimental													
2	Jan 2005	a Dez 2007	2% (*)													
3	Jan 2008	a Jun 2008	2%													
4	Jul 2008	a Jun 2009	3%													
5	Jul 2009	a Dez 2009	4%													
6	Jan 2010	a Jun 2014	5%													
7	Jul 2014	a Out 2014	6%													
8	Nov 2014	a Fev 2017	7%													
9	Mar 2017	a Fev 2018	8%													
10	Mar 2018	a Ago 2019	10%													
11	Set 2019	a Fev 2020	11%													
12	Mar 2020	a Ago 2020	12%													
13	Set 2020	a Out 2020	10%													
14	Nov 2020	a Dez 2020	11%													
15	Jan 2021	a Fev 2021	12%													
16	Mar 2021	a Abr 2021	13%													
17	Mai 2021	a Ago 2021	10%													
18	Set 2021	a Out 2021	12%													
19	Nov 2021	a Mar 2023	10%													
20	Abr 2023	a Mar 2024	12%													
21	Abr 2024	a Mar 2025	13%													
22	Abr 2025	Mar 2026	14%													
23	Abr 2026		15%													

(*) (facultativo)

Fonte: Produzido pelos autores com base em dados da ANP.

Os dados da Tabela 1 mostram que, desde a sua implantação em 2004 até o presente momento (março de 2024), os limites de biodiesel na mistura com diesel (BX) foram alterados vinte vezes, em muitas ocasiões com alterações mais de uma vez ao ano. Oito das alterações foram feitas entre 2020 e 2021, quatro em 2020 e outras quatro em 2021.

2.2 Capacidade instalada de biodiesel no Brasil (2004-2024)

O Brasil é um dos três países que mais produzem e consomem biodiesel no ranking internacional. Até dezembro de 2022 foram registradas 58 usinas produtoras do material (EPE, 2022), com capacidade nominal de produção de biodiesel (B100) de cerca de 14 milhões de m³. Já a produção nacional foi de pouco mais de 6 milhões de m³, o que correspondeu a 46% da capacidade total (ANP, 2023). Esses dados indicam que ainda há capacidade pronta para uso, mas em estado ocioso, o que implica em perdas ambientais e econômicas para o país.

O PNPB, que propôs inicialmente o uso da mamona como a principal oleaginosa, contemplava o aproveitamento de todo o tipo de matéria-prima, inclusive o uso de óleos de fritura, de acordo com as diversidades regionais. Entretanto, existe a necessidade de uma cadeia produtiva estruturada do início ao fim para implementação de diferentes matérias primas em suas regiões pelo território brasileiro, o que implica em investimento científico para aprimoramento produtivo, dentre outros, como escala de produção e estruturação da cadeia logística.

3 . MATÉRIAS PRIMAS MAIS UTILIZADAS PARA PRODUÇÃO DE BIODIESEL NO BRASIL

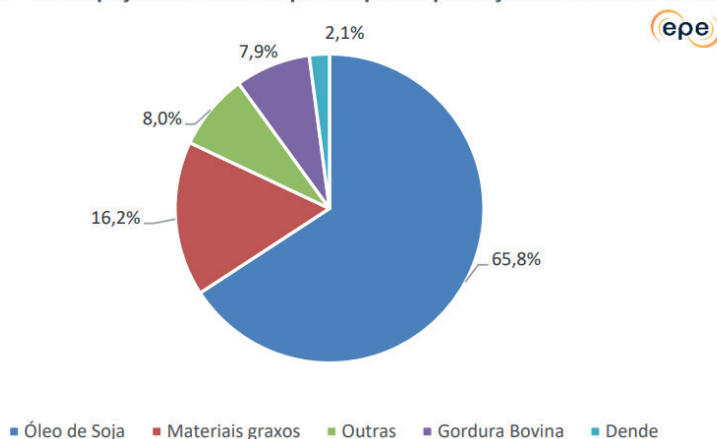
Segundo dados da ANP relativos às matérias-primas utilizadas na produção de biodiesel no Brasil, no período de outubro de 2008 a dezembro de 2021, a principal matéria-prima disponível para a produção de biodiesel é o óleo de soja, que apresenta a maior participação média entre as demais.

A estrutura montada para o complexo da soja no Brasil desde a década de 1960, constituída por sementes, esmagamento, produção de farelo, óleo e alimentos (EMBRAPA, 2011), torna a soja, nas circunstâncias atuais, a oleaginosa com maior escala de produção, esmagamento e logística, não havendo alternativa viável em curto prazo para substituí-la, de modo que pode-se considerar que esta ainda continuará sendo a principal fonte de matéria graxa para a produção de biodiesel no país por muitos anos.

Além do óleo de soja, com base nos dados levantados pela EPE em 2023, outras matérias primas são utilizadas atualmente para produção do biodiesel no Brasil (ver figura 3).

Figura 3 – Matérias primas para produção do biodiesel no Brasil.

Gráfico 37 - Participação de matérias-primas para a produção de biodiesel em 2022



Fonte: Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2023).

A predominância do uso do óleo de soja se dá pela facilidade de aproveitamento de uma produção já bem definida e instalada, já que o Brasil é um dos maiores produtores de soja do mundo.

4 . CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

Pelo que pudemos aferir, a produção de biodiesel no Brasil está consolidada e o combustível ocupa lugar de destaque em planos estratégicos do governo federal.

A construção de uma política nacional para o biodiesel teve como foco a solução de problemas tecnológicos ligados à produção do combustível propriamente dito, relacionados à qualidade e ao rendimento do produto. Como assuntos colaterais a essa política também foram abordados o destino de resíduos, subprodutos e coprodutos do processo produtivo, como o bagaço das oleaginosas e a glicerina, mas essas discussões, também importantes, não foram objeto desta análise, e sim os avanços feitos desde o lançamento do Plano Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (2004) até os dias atuais (2024), quando o PNPB completa 20 anos.

É possível afirmar, após a observação dos documentos e dados previamente citados, que desde a sua implantação o PNPB possibilitou mudanças significativas na cadeia produtiva dos biocombustíveis, tornando possível o seu aprimoramento e aumentando a relevância desse setor produtivo, que é uma das partes importantes mais bem estabelecidas para amplificação e diversificação da matriz energética brasileira e mundial.

5 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Brasil). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2023 / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. - Rio de Janeiro: ANP, 2006-. v. : gráf., tab. Anual. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico>. Acesso em 20 mar 2024.

Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis (EPE, 2023) NOTA TÉCNICA EPE/DPG/SDB/2023/01. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-756/NT-EPE-DPG-SDB-2023-01_Analise_de_Conjuntura_dos_Biocombustiveis_Ano2022.pdf. Acesso em 23 mar 2024.

BRASIL. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/biodiesel/especificacao-do-biodiesel>. Acesso em: 13 fev 2024.

BRASIL. LEI Nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as Leis 9.478/1997, 9.847/1999 e 10.636/2002; e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2005/lei/l11097.htm. Acesso em 13 fev 2024.

NITSKE, W. R.; WILSON, C. M. **Rudolf Diesel**: pioneer of the age of power. University of Oklahoma Press, 1965, p.139.

Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2021

6 . AGRADECIMENTOS

Deixo aqui registrados meus agradecimentos, em especial aos coautores do presente artigo que são também meus orientadores de pesquisa, pela oportunidade de aprender e de desenvolver projetos que geram conhecimento, oportunidades e levam informação para além do ambiente institucional. Agradeço também à UFRB, pelo fomento à pesquisa e desenvolvimento intelectual cedido.

PROTÓTIPO DE UM MODELO DE BIORREFINARIA COM BIOMASSA DA CAATINGA

Data de aceite: 02/06/2023

Léssia Souza Carneiro

Universidade Federal do Recôncavo da
Bahia

Consuelo Cristina Gomes Silva

Universidade Federal do Recôncavo da
Bahia

ABSTRACT: The development of biorefineries integrates different conversion routes to process biomass, such as macaúba fruit, aiming for efficient use of resources. Macaúba, with a high oleic acid content, produces oil on a large scale, being attractive in the production of biodiesel. The cake, an extraction residue, shows potential for biofuels such as bio-oil, biochar and synthesis gas. The research analyzes efficient conversion routes, considering economic, social and environmental feasibility.

PALAVRAS-CHAVE: Biorrefinaria, Macaúba, Pirólise, Transesterificação.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o interesse global pela transição energética tem impulsionado a busca por fontes renováveis

e alternativas de energia mais limpas. De acordo com Silva et al. (2023), durante o encontro do G20 em 2023, líderes de importantes economias globais lançaram a Aliança Global para os Biocombustíveis (GBA) visando promover a produção sustentável e o uso em larga escala de biocombustíveis como alternativa aos combustíveis fósseis. Paralelamente, o Governo Federal Brasileiro apresentou ao Congresso Nacional o Projeto de Lei Programa Combustível do Futuro (PLPCF) com o intuito de impulsionar a mobilidade de baixo carbono e alcançar metas de redução das emissões de gases de efeito estufa (Silva et al., 2023). Essas iniciativas buscam enfrentar os desafios do descontrole climático, ressaltando o papel potencial do Brasil como uma potência ambiental devido às suas vastas reservas de floresta tropical e água doce, bem como à sua matriz energética com considerável participação de fontes renováveis, como etanol e biodiesel (Silva et al., 2023).

Na década de 1990, o conceito de biorrefinaria emergiu em resposta à

escassez de combustíveis fósseis e ao crescente interesse na utilização de biomassa como fonte renovável para produtos não alimentares, como biocombustíveis e plásticos. Esse conceito visa reduzir a dependência de matéria-prima fóssil e mitigar os impactos ambientais (Oliveira, 2016). Conforme destacado pela Embrapa (2011), o conceito de biorrefinaria abarca instalações que convertem biomassa em uma ampla gama de produtos, incluindo biocombustíveis, insumos químicos, materiais, alimentos, rações e energia. Em Borges (2010) é enfatizada a importância fundamental das tecnologias baseadas em biomassa e biorrefinarias para uma produção integrada de diversos produtos, atendendo às demandas futuras de alimentos, substâncias químicas, materiais e combustíveis de forma eficiente e sustentável. Entre os tipos de biorrefinarias identificados estão as convencionais, verdes, de cereais, de lignocelulose, plataforma dual, termoquímicas, aquáticas, além das convencionais com estrutura descentralizada. Os diferentes conceitos de biorrefinarias oferecem rotas para o processamento da biomassa e a produção de uma ampla variedade de produtos. A biorrefinaria de lignocelulose tem se destacado devido à abundância da biomassa lignocelulósica e sua competitividade em relação aos alimentos. No entanto, é crucial integrar eficientemente as diversas cadeias da biomassa, incluindo alimentos, combustíveis e produtos químicos. Isso requer avanços tecnológicos para aprimorar a separação da celulose, hemicelulose e lignina, além de explorar o potencial da lignina na indústria química (Borges, 2010).

A macaúba (*Acrocomia aculeata*), conhecida também como coco-baboso, coco-de-espino ou macajuba, é uma espécie que ocorre em diversos biomas, inclusive na caatinga, destacando-se por seus atributos singulares. Pertencente à família botânica *Palmae*, a macaúba é amplamente distribuída por quase todas as regiões do Brasil (Embrapa). A macaúba destaca-se na produção de biodiesel devido à sua alta capacidade de produzir óleo, tanto na polpa (70%) quanto na amêndoa (50%), rivalizando com a produção de óleo de palma e superando a da soja. Com uma produtividade média de 114,11 kg/planta/ano e produtividade estimada de 45,6 toneladas/hectare, considerando a eficiência de 70% da extração do óleo bruto a macaúba pode gerar cerca de 4 toneladas de óleo/hectare/ano da polpa e 0,8 tonelada de óleo/hectare/ano da amêndoa (Embrapa, 2014). Os óleos da polpa e da amêndoa têm diferentes composições de ácidos graxos, ideais para várias aplicações, como biodiesel, alimentos, cosméticos e farmacêuticos. Além disso, a torta de macaúba, resíduo sólido após a extração do óleo, mostra potencial na produção de biocombustíveis e geração de energia renovável, com produtos como bio-óleo, biocarvão e gás de síntese. Diante desse cenário, o presente estudo tem como objetivo avaliar rotas de processamento eficientes, visando explorar de maneira integrada e sustentável o potencial energético da macaúba em biorrefinarias.

2. METODOLOGIA

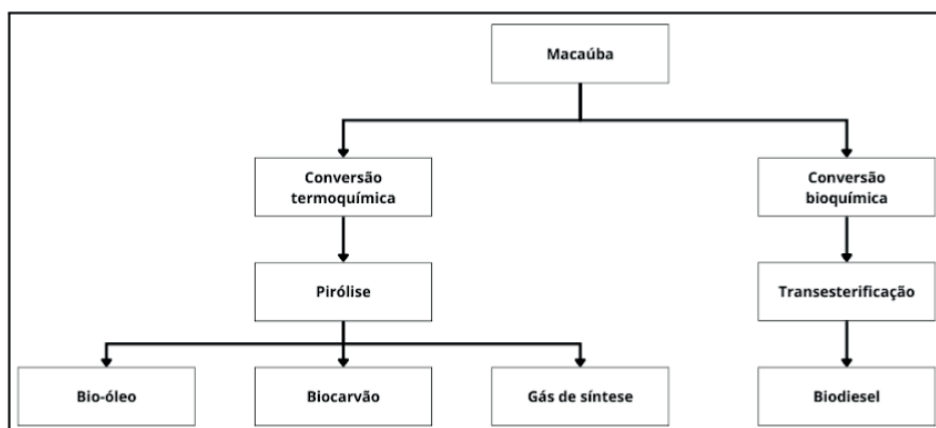
O presente artigo caracteriza-se como uma pesquisa bibliográfica e tem como objetivo avaliar a caracterização da torta, composição do óleo, parâmetros e os produtos obtidos pela pirólise e transesterificação da macaúba. O trabalho se divide em quatro partes: introdução, metodologia, resultados e discussão, e conclusão. O tópico de resultados e discussão divide-se em duas partes, as quais tratam das rotas de processamento termoquímica e bioquímica da macaúba.

Para a seleção da bibliografia foram utilizados os seguintes bancos de dados: a plataforma google acadêmico, o repositório institucional da UFMG e bibliotecas digitais de teses e dissertações. Para a seleção da bibliografia foram empregados os seguintes descritores: biorrefinaria, macaúba, pirólise, transesterificação, caracterização e composição química. A pesquisa baseou-se em dissertações de mestrado, revistas e artigos científicos, com recorte temporal de 13 anos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A revisão dos estudos conduzidos por Borges (2010) em modelos de biorrefinarias serviu de base para a proposição de um modelo de biorrefinaria de lignocelulose integrada com macaúba. Esse modelo visa obter produtos de potencial energético por meio de rotas de processamento termoquímicas e bioquímicas. A estratégia proposta permite a utilização eficiente das diferentes partes da macaúba: o óleo extraído mecanicamente é destinado à produção de biodiesel, enquanto a torta remanescente é convertida em bio-óleo, biocarvão e gás de síntese. A Figura 1 apresenta um fluxograma geral ilustrando as rotas de processamento da macaúba e os produtos obtidos.

Figura 1 – Rotas de processamento da macaúba



Fonte: elaborado pelo autor.

3.1 Rota termoquímica de processamento da macaúba

Foram estabelecidos parâmetros experimentais adequados à pirólise da torta de macaúba, abordando a viabilidade da torta de macaúba como matéria-prima para a produção de bio-óleo, biocarvão e gases através de processos termoquímicos. A Tabela 1 apresenta os dados referentes às análises da caracterização realizadas na torta de macaúba.

Tabela 1 – Caracterização da torta de macaúba

Parâmetro	Valor
Densidade (gcm ⁻³)	1,32 ± 0,03
Análise imediata	(%)
Umidade	5,7 ± 0,1
Volatéis	76,5 ± 0,3
Carbono fixo	11,8 ± 0,8
Cinzas	6,1 ± 0,5
Análise elementar	(%)
Carbono	40,2
Nitrogênio	2,1
Hidrogênio	5,2
Enxofre	0,4
Oxigênio	46,7
Composição química	(%)
Extrativos	27,2
Celulose	21,8
Hemicelulose	22,3
Lignina	17,9
Composição mineral	(%)
Flúor	3,2
Potássio	2,5
Cálcio	0,5
Ferro	0,2
Magnésio	0,1

Fonte: elaborada a partir de Teófilo, 2019.

As análises de composição centesimal realizadas por Garroni et al. (2021) revelaram variações nos teores de umidade e cinzas apresentados, o teor de umidade foi medido em 4,4%, enquanto o de cinzas foi de 5,3%. Os modelos isoconversionais utilizados por Teófilo (2019), indicaram que a energia de ativação variou significativamente entre os componentes da biomassa, sendo a lignina a mais reativa e a celulose a menos reativa. Na Tabela 2 são apresentadas a energia de ativação dos componentes da torta de macaúba, essas informações são cruciais para otimizar as condições de processamento termoquímico.

Tabela 2 – Energia de ativação dos componentes da torta de macaúba

Componente	Energia de ativação (kJ mol ⁻¹)
Lignina	28,140 - 44,220
Hemicelulose	72,863
Celulose	120,600

Fonte: elaborada a partir de Teófilo, 2019

Os resultados obtidos por Teófilo (2019) evidenciaram que a temperatura é o fator mais determinante no rendimento dos produtos da pirólise. O reator utilizado foi o pirolisador CDS, e as condições ótimas foram identificadas com taxa de aquecimento de 20°C ms⁻¹, temperatura de 400°C, granulometria entre 0,106 e 0,250 mm e vazão de N₂ de 500 mL min⁻¹, resultando em um rendimento de bio-óleo em 21,1%, biocarvão em 32,4% e gases em 46,5%.

3.2 Rota bioquímica de processamento da macaúba

No estudo conduzido por Nunes (2013), é destacado a variação significativa na umidade e no teor de lipídeos dos frutos de macaúba (conforme Tabela 3), entre plantas da mesma região, em Corumbá (MS). A macaúba desperta interesse socioeconômico devido à sua alta produtividade de óleo, além de diversos outros produtos que podem ser obtidos em biorrefinarias. O óleo de macaúba tem várias aplicações, desde alimentação até indústrias de fármacos, cosméticos e lubrificantes (Nunes, 2013).

Tabela 3 – Variação nas características dos frutos de macaúba

Teor	(%)
Umidade	57,17 - 70,29
Lipídeos	16,29 - 45,43
Proteína (amêndoa)	17,6
Óleo (amêndoa)	51,7

Fonte: elaborada a partir de Nunes, 2013.

Existem dois tipos de óleo extraídos da macaúba: da polpa e da amêndoa, com características químicas distintas e economicamente relevantes. O óleo de polpa da macaúba tem coloração alaranjada devido à presença de carotenoides e é composto principalmente por ácido oleico, sendo conhecido como “azeite do cerrado” devido às suas semelhanças com o azeite de oliva (Nunes, 2013). Já o óleo da amêndoa da macaúba é claro e possui alto teor de ácidos graxos saturados, com predominância de ácido láurico, tornando-se um óleo do tipo láurico/oleico (Nunes, 2013). A análise da Tabela 3 revela que a

amêndoa da macaúba possui uma alta concentração de proteína e óleo, com uma elevada saturação, o que confere um alto valor agregado. Estimativas indicam que a produção de óleo da macaúba supera significativamente outras culturas oleaginosas anuais, como a soja (420 litros por hectare/ano), o girassol (890 litros) e até mesmo a mamona (1320 litros) (Nunes, 2013).

Na Tabela 4 são apresentados os perfis de ácidos graxos presentes na polpa e na amêndoa da macaúba, as características de composição dos ácidos graxos podem influenciar na aplicação desses óleos (Nunes, 2013).

Tabela 4 – Perfis de ácidos graxos constituintes na polpa e amêndoa da macaúba

Ácido graxo	Polpa (%)	Amêndoa (%)
Caprílico C 8:0	0,45	6,2
Cáprico C 10:0	0,27	5,3
Láurico C 12:0	1,97	43,6
Mirístico C 14:0	0,45	8,5
Palmítico C 16:0	15,96	5,3
Palmitoleico C 16:1	1,01	-
Esteárico C 18:0	5,92	2,4
Oleico C 18:1 (ω 9)	65,87	25,5
Linoleico C 18:2 (ω 6)	5,10	3,3
Linolênico C 18:3 (ω 3)	2,52	-
Araquídico C 20:0	0,50	-

Fonte: Nunes, 2013., 2005; Cetec, 1983.

O processamento bioquímico do óleo de macaúba abarca etapas como extração, purificação e transesterificação. A alta acidez do óleo extraído da polpa, aproximadamente 43,90% em massa, representa um desafio significativo para esse processo. No entanto, entre os métodos investigados por Rezende e Pasa (2019), a reesterificação do óleo com glicerol, sem a presença de catalisador, demonstrou ser uma abordagem mais eficaz na redução da acidez do óleo, diminuindo-a para 0,8% em massa em apenas 80 minutos. Essa técnica apresenta vantagens econômicas e ambientais, uma vez que dispensa o uso de catalisadores externos.

A transesterificação homogênea alcalina, utilizando metanol, representa a principal técnica industrial para a produção de biodiesel, requerendo matéria-prima com baixo teor de ácidos graxos livres, inferior a 2% em massa (Rezende e Pasa, 2019). No estudo de Rezende e Pasa (2019), o óleo resultante da reação de reesterificação não catalisada foi empregado na produção de biodiesel por transesterificação alcalina homogênea, alcançando um teor de éster de 98,4%, em conformidade com os padrões internacionais. Esse resultado ressalta o potencial da macaúba como uma fonte promissora de biocombustíveis.

Com base na metodologia desenvolvida por Rezende e Pasa (2019), foram definidos os parâmetros experimentais ideais para os processos de reesterificação (sem catalisador) e transesterificação do óleo de macaúba, visando a produção de biodiesel, conforme apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Parâmetros de reesterificação e transesterificação do óleo de macaúba

Parâmetro	Reesterificação	Transesterificação
Fluxo de nitrogênio (L/min)	1,0	-
Temperatura (°C)	235 ± 5	65
Tempo de reação (min)	180	60
Agitação	Magnética	Vigorosa com refluxo
Glicerol (%)	100	-
Glicerol : ácido graxo	1:3	-
Hidróxido de sódio (%)	-	0,5 m/m
Metanol : óleo	-	6:1
Processamento pós-reação	-	Decantação e lavagem com água destilada
Remoção de água	-	Rotoevaporação

Fonte: elaborada a partir de Rezende e Pasa, 2019.

4 . CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo demonstrou que a rota termoquímica é uma alternativa viável para o aproveitamento da torta de macaúba. A compreensão dos mecanismos cinéticos e a otimização das condições operacionais são fundamentais para maximizar o rendimento e a qualidade dos produtos gerados. A torta de macaúba mostrou-se promissora para a obtenção de bio-óleo, biocarvão e gases, contribuindo assim para o desenvolvimento sustentável e para a economia circular.

A macaúba representa uma fonte promissora para a indústria de biocombustíveis e biorrefinarias. Além disso, a revisão evidencia a importância da caracterização do óleo e do desenvolvimento de métodos eficientes para seu processamento. A reesterificação sem catalisador surge como uma alternativa viável para a recuperação de óleos ácidos e produção subsequente de biodiesel. Esse potencial reforça o papel significativo da macaúba como uma fonte versátil e renovável de energia e produtos químicos.

5 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BORGES, Fernanda Cabral. Proposta de um modelo conceitual de biorrefinaria com estrutura descentralizada. 2010. 121 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

EMBRAPA AGROENERGIA. Biorrefinarias. Brasília, DF, 2011, 6 p.

GARRONI, Nayabi et al. Caracterização físico-química e tecnológica de bolos tipo cupcake incorporados com torta de amêndoa de jerivá e de macaúba. *Brazilian Journal of Food Research*, v. 12, n. 1, p. 1-13, 2021.

Macaúba - Portal Embrapa. Disponível em: <<https://www.embrapa.br/agencia-de-informacao-tecnologica/tematicas/agroenergia/biodiesel/materias-primas/macauba>>. Acesso em: 24 out. 2023.

Macaúba é matéria-prima promissora para biodiesel - Portal Embrapa. Disponível em: <<https://www.embrapa.br/busca-de-noticias/-/noticia/2329636/macauba-e-materia-prima-promissora-para-biodiesel>>. Acesso em: 20 fev. 2024.

NUNES, Ângela Alves. Óleo da Polpa de Macaúba (*Acrocomia aculeata* (Jacq) Lood. ex Mart.) com Alta Qualidade: Processo de Refino e Termoestabilidade. 2013. 149 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Biotecnologia, Universidade Católica Dom Bosco, Mato Grosso do Sul, 2013.

OLIVEIRA, B. Complexidade Em Biorrefinarias. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de processos Químicos e Bioquímicos) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química. Rio de Janeiro, 2016, p. 20 - 23.

REZENDE, D. B. DE; PASA, V. M. D. Reesterificação de óleo ácido de macaúba visando a produção de biodiesel. *repositorio.ufmg.br*, 2019.

SILVA, Fabiano Rosa et al. O biodiesel no Brasil: Uma análise da produção, consumo e perspectivas na transição energética. *Research, Society and Development*, v. 12, n. 11, p. e43121143670-e43121143670, 2023.

TEÓFILO, C. R. Pirólise de torta de macaúba: influência dos parâmetros experimentais e caracterização dos produtos. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Lavras – Programa de Pós-graduação em Agroquímica. Lavras/MG, 2019.

BLOCO: MEIO AMBIENTE E TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NO AMAZONAS E A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: DESAFIOS E OPORTUNIDADES

Data de aceite: 02/06/2023

Joemes de Lima Simas

Universidade Federal do Amazonas

Ana Carolina Monte Almeida

Universidade Federal do Amazonas

Fernando Gadelha de Abreu

Universidade Federal do Amazonas

Robertom Guedes do Amaral

Universidade Federal do Amazonas

ABSTRACT: Petroleum engineering plays an indispensable role in the development of modern society, driving the global economy and satisfying the growing demand for energy. However, as the world faces environmental challenges and seeks an energy transition to cleaner and more sustainable sources, petroleum engineering faces a series of significant changes, especially in regions such as the State of Amazonas, which presents complex scenarios, mainly involving issues environmental, logistical and regulatory. This article explores the intersection between petroleum engineering and the energy transition, highlighting the challenges and opportunities that arise in this context. Petroleum engineering plays a crucial role in shaping the modern world,

but as society moves toward cleaner, more sustainable energy sources, petroleum engineers face significant challenges and opportunities. The energy transition requires them to adapt, diversify and innovate in their practices and knowledge. In doing so, they can play a vital role in pursuing a more sustainable energy future and reducing the environmental impacts of the petroleum industry. Collaboration between oil and gas engineering professionals and renewable energy experts is key to effectively addressing the challenges of the energy transition and creating a more sustainable world.

KEYWORDS: Energy Transition. Oil and Gas Engineering. Amazonas.

1 . INTRODUÇÃO

A extração de hidrocarbonetos tem sido uma atividade essencial para produção de energia em escala mundial, alimentando a economia e indústrias. Por outro lado, essa atividade se destaca negativamente pelo grande impacto no meio ambiente, contribuindo para a emissão de gases de efeito estufa e deterioração ambiental (Li et al., 2023).

No Amazonas a exploração de óleo e gás natural teve início em 1986, em Coari, a cerca de 650 quilômetros da cidade de Manaus (Figura 1). Essa atividade proporcionou grandes impactos positivos na região, aumentando exponencialmente o desenvolvimento econômico e social. Atualmente ainda é crescente a perspectiva da exploração na região (Figura 2), principalmente com as instalações de novas empresas produtoras de gás natural, consolidando a região como um pólo em ascensão nesse setor, além da iniciação da fase de exploração na denominada margem Equatorial (bacias marítimas da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar).

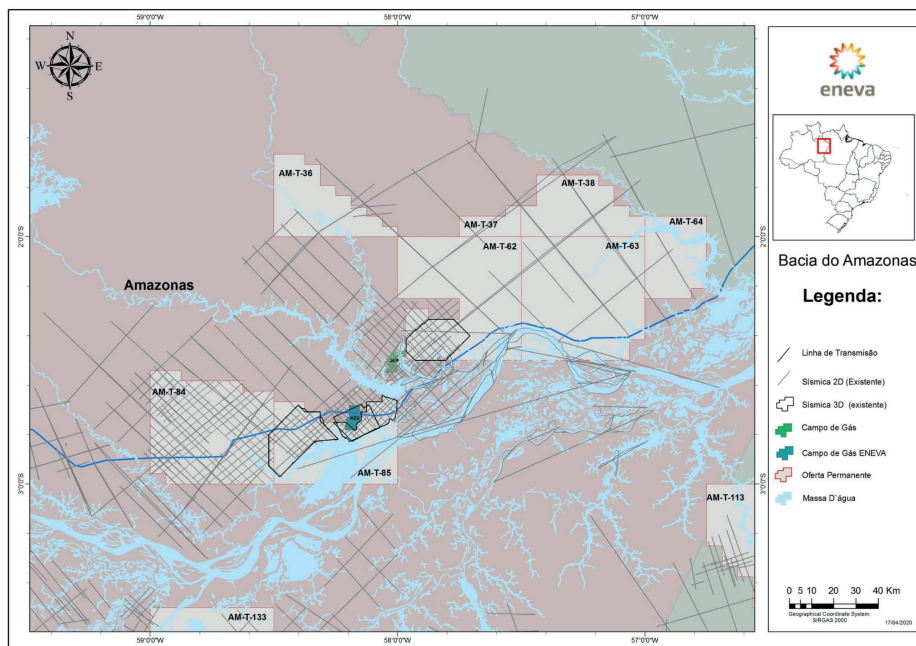
Figura 1. Base de operações em Urucu, Amazonas.



Fonte: VEJA (2011).

O grande desafio das empresas exploradoras de óleo e gás natural, entretanto, reside no cenário atual de transição energética, principalmente pela alta demanda global por fontes de energia sustentáveis, tornando-se prioridade a formulação de estratégias que promovam uma transição gradativa. Corroborando com essa ideia, Morgunova e Shaton (2022) mencionam que o processo de transição energética dependerá, significativamente, de como a indústria petrolífera responderá a essas questões emergenciais relacionadas a soluções de sustentabilidade.

Figura 2. Mapa da Bacia do Amazonas.



Fonte: Eneva (2020).

Neste paradoxo entre a alta demanda pela utilização de combustíveis fósseis e a necessidade de transição energética global, a educação na engenharia de petróleo também necessita de revisões e atualizações, mantendo conteúdos primários nas áreas centrais de energia (geração e armazenamento – petróleo, gás, fontes geotérmicas naturais e projetadas), aspectos de geologia e geofísica (geociências), fluxo químico e ambiental (refinaria, oleoduto, controles ambientais, instalações de superfície, etc.), armazenamento subterrâneo de qualquer tipo de material (gases de efeito estufa) e energia (ar comprimido e armazenamento de hidrogênio), e atividades subterrâneas não petrolíferas (hidrogeologia, eliminação de resíduos) (Babadagli, 2023).

De acordo com Ershaghi e Paul (2020) essa transformação da cadeia energética também promoverá novas oportunidades na área de atuação para os engenheiros de petróleo, desde a reorientação e adequação das estruturas subterrâneas para armazenamento de diferentes materiais como gás natural, petróleo, ar comprimido, hidrogênio e dióxido de carbono, na recuperação de fluidos geotérmicos como fonte de energia não hidrocarbonadas e no gerenciamento da recuperação de águas doces subterrâneas.

O objetivo principal deste artigo de revisão concentra-se na contribuição para a literatura atual sobre transição energética, estratégias e percepções na indústria do petróleo e os desafios e oportunidades para a engenharia de petróleo e gás natural no Amazonas.

2 . METODOLOGIA

Para a elaboração deste artigo optou-se pela abordagem da pesquisa bibliográfica, que envolveu análise de fontes literárias, principalmente livros e artigos científicos (SCIENCE DIRECT, GOOGLE SCHOLAR, SCOPUS, SPRINGER, CAPES), relatórios executivos (ANP, ENEVA, CIGÁS, IEA), resoluções (LEI N. 5.496, DE 14 DE JUNHO DE 2021) e publicações relacionadas ao tema (teses, dissertações), além da experiência adquirida com a implantação do curso de Engenharia de Petróleo e Gás no Amazonas.

Dessa forma, neste artigo consolidou-se os principais tópicos da transição energética, do papel da engenharia de petróleo e gás no Amazonas e a indústria petrolífera na região. E para um melhor entendimento dos resultados será aplicada a ferramenta de análise SWOT para identificação dos pontos

2.1 Transição Energética

Na engenharia, o conceito de transição energética refere-se a uma mudança, não apenas da fonte da matriz energética, mas também nos sistemas de produção, distribuição e consumo de energia, com o objetivo de torná-los mais sustentáveis, eficientes e ambientalmente aceitáveis. Buscando reduzir a dependência de fontes de energia não renováveis, como combustíveis fósseis, e promover a adoção de fontes renováveis e tecnologias mais limpas.

Historicamente, o primeiro processo de transição energética registrado no mundo, e impulsionado pela necessidade de acelerar a industrialização, envolveu a substituição do carvão para o petróleo e gás natural e o processo de transição atual envolve migração dos hidrocarbonetos para fontes de energéticas renováveis (Chipangamate e Nwaila, 2024 e Li et al., 2023).

De acordo com a *International Energy Agency* (IEA, 2021), as emissões de dióxido de carbono, medida em gramas de dióxido de carbono por megajoule (gCO₂/MJ), têm crescido de maneira muito acelerada em países em desenvolvimento. O estudo aponta que as emissões de CO₂ provenientes da utilização de óleo e gás natural terão maior intensidade até o ano de 2050, chegando a 60 gCO₂/MJ. Já as emissões referentes à utilização de fontes de energias renováveis tendem a aumentar de maneira exponencial, tendo seu ápice de aproximadamente 50 gCO₂/MJ no mesmo ano.

A transição energética na engenharia é um desafio complexo, mas é crucial para enfrentar os desafios ambientais e climáticos associados ao consumo de energia não sustentável.

2.2 A Engenharia de Petróleo e Gás Natural no Norte do Brasil.

Atualmente o norte do Brasil conta com dois cursos de bacharelado dedicados à Engenharia de Petróleo e Gás Natural.

O Curso de Engenharia de Petróleo e Gás da Universidade Federal do Amazonas (UFAM), foi criado pela Resolução nº 045, de 01 de outubro de 2009 do Egrégio Conselho Universitário (CONSUNI) e é integrado a Faculdade de Tecnologia FT/UFAM, de acordo com o Programa de Apoio a Planos de Reestruturação e Expansão das Universidades Federais (Reuni) e já conta com mais de 150 profissionais formados.

Na Universidade Federal do Pará (UFPA), a criação do curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo, no Campus Universitário de Salinópolis, foi aprovada pela Resolução Nº 4.563 de 28 de Agosto de 2014 pelo Conselho Superior da UFPA.

A existência do curso de engenharia de petróleo e gás no estado do Amazonas oferece oportunidade única para a utilização da mão de obra local, essa realidade proporciona vantagens significativas, reduzindo a dependência de profissionais de outras regiões e contribuindo para o desenvolvimento econômico sustentável da área.

2.3 Indústria Petrolífera no Amazonas

Na região Norte do Brasil, a Bacia do Amazonas destaca-se como pioneira na exploração de petróleo. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em seu relatório de 2021, as atividades de pesquisa tiveram início por volta de 1917, conduzidas pelo Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB). As operações de perfuração, por sua vez, remontam de 1925, quando foram identificados os primeiros indícios de óleo e gás natural na região.

Ainda de acordo com os dados disponíveis pela ANP estão previstos, para o ano de 2024, cerca de US\$1,96 bilhões para investimentos na fase de exploração de petróleo e gás natural. Somente para investimentos na exploração da Margem Equatorial a previsão é de cerca de US\$1,09 bilhão, correspondendo a aproximadamente 55,61 % do montante total. Nesta fase, as empresas realizam estudos e atividades, como levantamentos sísmicos e perfuração de poços exploratórios, para detectar a presença de hidrocarbonetos em quantidades economicamente viáveis (ANP, 2024).

Mais recentemente a empresa responsável pela maior parte da produção de gás natural no Estado, anunciou a comercialidade de três novos campos, dois deles no Amazonas. O Campo de Tambaqui, com volume estimado de *gas-in-place* de até 3,6 Bm³ e total de óleo e condensado estimado de 13,9 MMBIs e o Campo de Azulão Oeste, com estimativa de *gas-in-place* de 2,3 Bm³, de acordo com os relatórios executivos de auditoria das reservas e recursos de campos, em 2023.

3 . RESULTADOS E DISCUSSÕES

Dentre os Desafios da Transição Energética para a Engenharia de Petróleo e Gás no Amazonas, destacam-se (Lima, 2022):

Redução das Emissões de Carbono: A principal preocupação da transição energética é reduzir as emissões de carbono. A indústria de petróleo é uma grande fonte dessas emissões devido à queima de combustíveis fósseis. Os engenheiros de petróleo precisam desenvolver tecnologias mais limpas e eficientes para reduzir o impacto ambiental da produção e consumo de petróleo.

Diversificação de Fontes de Energia: À medida que as fontes de energia renovável, como a solar e eólica, ganham espaço, os engenheiros de petróleo precisam adaptar suas habilidades para trabalhar em setores relacionados à energia limpa. Isso pode incluir a gestão de infraestruturas para armazenamento de energia e a integração de sistemas de energia sustentável.

Tecnologias de Carbono Zero: A captura e armazenamento de carbono (CAC) é uma área de pesquisa e desenvolvimento fundamental para a indústria de petróleo. Os engenheiros de petróleo e gás podem desempenhar um papel vital no desenvolvimento de tecnologias CAC eficazes, ajudando a reduzir as emissões de gases de efeito estufa associadas à queima de combustíveis fósseis.

Além disso, como oportunidades na Transição Energética para a Engenharia de Petróleo e Gás podemos destacar (Gabielli, 2020):

- **Reciclagem de Conhecimento:** Os engenheiros de petróleo e gás têm habilidades valiosas em geologia, geofísica e engenharia de reservatórios. Essas habilidades podem ser aplicadas na identificação e desenvolvimento de recursos geotérmicos, armazenamento subterrâneo de energia e até mesmo na gestão de projetos de infraestrutura para energia renovável.
- **Exploração de Novos Mercados:** À medida que a indústria de petróleo enfrenta desafios, as empresas do setor estão diversificando seus investimentos em energia renovável. Isso cria oportunidades para engenheiros de petróleo e gás se envolverem em projetos de energia solar, eólica e de armazenamento de energia.
- **Inovação Tecnológica:** A engenharia de petróleo sempre foi caracterizada por sua inovação tecnológica. Os engenheiros de petróleo e gás podem aplicar essa mentalidade inovadora para criar soluções mais eficazes e sustentáveis para os desafios da transição energética.

3.1 Desafios e Oportunidades

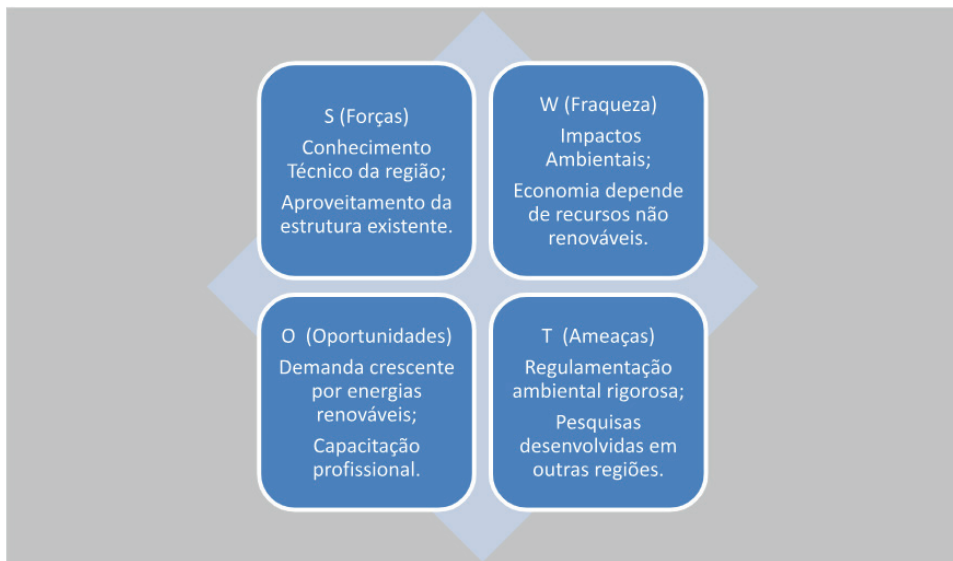
Como o artigo trata-se de uma revisão bibliográfica, apresentamos a Tabela 1 a seguir com as principais pesquisas na área e as suas devidas características e conclusões.

Tabela 1. Pesquisas realizadas

Estudo de pesquisa	Características	Conclusões
Lima (2022)	Concentra-se nos desafios de redução de emissões de carbono, diversificação de fontes de energia e desenvolvimento de tecnologias de carbono zero na indústria de petróleo e gás.	Destaca a necessidade de tecnologias mais limpas e eficientes para reduzir o impacto ambiental da produção e consumo de petróleo.
Gabrielli (2020)	Identifica oportunidades para engenheiros de petróleo e gás na transição para energias renováveis, incluindo reciclagem de conhecimento, exploração de novos mercados e inovação tecnológica.	Em destaque, as habilidades valiosas que os engenheiros de petróleo e gás possuem e como elas podem ser aplicadas a projetos de energia renovável.

A fim de identificar a relação da engenharia de petróleo e gás com a transição energética é importante a elaboração de uma matriz SWOT, vista na Figura 3, que permite a visão mais estratégica sobre o cenário a ser enfrentado e as informações geradas auxiliam na tomada de decisões. Dessa forma, inicialmente identificou-se os seguintes pontos:

Figura 3. Matriz SWOT.



Fonte: Elaboração do Autor.

4. CONCLUSÕES

O paradoxo é evidente, ao mesmo tempo que a engenharia de petróleo gera energia que não provém de fontes limpas e renováveis, paralelamente precisa buscar alternativas para superar os dilemas e dificuldades da transição energética, que busca por fontes de energia limpa, o que torna o desafio ainda mais crítico, mas não impossível.

No Amazonas, onde o cenário complexo da região é um fator agravante da dificuldade de adaptação, uma vez que envolve vários desafios logísticos, regulatórios e principalmente ambientais, o que leva aos engenheiros de petróleo a elaborarem abordagens inovadoras e adaptativas. Os novos interesses e investimentos destacam ainda mais a importância da região como um polo em ascensão, o que implica afirmar que a formação dos novos profissionais desta indústria deve ser um tanto mais ampla para as atuais necessidades, assim como os profissionais já atuantes devem buscar conhecimento para atender a atual demanda de maneira satisfatória.

A colaboração entre os profissionais da indústria do petróleo e os especialistas em energias renováveis deve ser ampliada, tornando o equilíbrio sustentável para ambas as partes, além do que os engenheiros de petróleo podem se posicionar como agentes de mudança e transição energética, superando obstáculos e, por fim, o principal objetivo: a sustentabilidade global.

5 . REFERÊNCIAS

BABADAGLI, T. **Reassessment of petroleum engineering education: Is it the end of an era or a new start?** Education for Chemical Engineers, v. 43, p. 1-9, 2023.

CHIPANGAMATE, N.; NWAILA, G. **Assessment of challenges and strategies for driving energy transitions in emerging markets: A socio-technological systems perspective.** Energy Geoscience, v. 5, 2024.

ERSHAGHI, I.; PAUL, D.L. **Engineering the Future of Petroleum Engineering and Geoscience Graduates.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, 2020.

LI, N.; DILANCHIEV, A.; MUSTAFA, G. **From oil and mineral extraction to renewable energy: Analyzing the efficiency of green technology innovation in the transformation of the oil and gas sector in the extractive industry.** Resources Policy, v. 86, Part A, 2023.

MORGUNOVA, M.; SHATON, K. **The role of incumbents in energy transitions: Investigating the perceptions and strategies of the oil and gas industry.** Energy Research & Social Science, v. 89, 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Investimentos em exploração podem chegar a US\$ 1,96 bilhão em 2024.** www.gov.br/anp, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/investimentos-em-exploracao-podem-chegar-a-us-1-96-bilhao-em-2024. Acesso em: 23/01/2024.

ENEVA. **Relatórios de Certificação de Reservas.** ri.eneva.com.br, 2024. Disponível em: <https://ri.eneva.com.br/informacoes-ao-mercado/relatorios-de-certificacao-de-reservas-e-recursos/>. Acesso em 18/02/2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Net Zero by 2050. 4º revisão, outubro de 2021.** Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf. Acesso em: 18/02/2024.

VEJA, Revista. **Base de operações em Urucu, Amazonas**. veja.abril.com.br, 2011. Disponível em: <https://veja.abril.com.br/economia/petrobras-encontra-novos-indicios-de-petroleo-na-amazonia> Acesso em: 18/02/2024.

ABRAHAM-DUKUMA, MAGNUS C. **Dirty to clean energy**: Exploring 'oil and gas majors transitioning'. The Extractive Industries and Society, v. 8, n. 3, p. 100936, 2021.

MORGUNOVA, Maria; SHATON, Katerina. **The role of incumbents in energy transitions**: Investigating the perceptions and strategies of the oil and gas industry. Energy Research & Social Science, v. 89, p. 102573, 2022.

SANTOS, C.M dos; BRAGA, A.L. de C. SANTOS, J.M. dos; OLIVEIRA, M.B. de; MADUREIRA, M. T. **A indústria do petróleo e energia frente aos novos desafios de se inserir nos modelos da transição energética**. Research, Society and Development, v. 11, n.9, 2022 ISSN 2525 DOI: <http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v11i9.32000>

LIMA, Leandro Jose Barbosa. HAMZAGIC, Miroslava. **Estratégias para a transição energética**: revisão de literatura. Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento. Ano. 07, Ed. 06, Vol. 08, pp. 96-120. Junho de 2022. ISSN: 2448-0959, Link de acesso: <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/>

LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. CHAVES, A. C; COUTINHO, I.; RODRIGUES, R. **A geopolítica do petróleo e do gás natural no contexto da transição energética**: um processo de transição justa? Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2021. ISSN 2595-8232.

GABBRIELLI DE AZEVEDO, J.S. **O petróleo vai acabar?** Controvérsias sobre pico de produção e transição energética. Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2020. ISSN 2595-8232

6 . AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Centro de Desenvolvimento Energético da Amazônia - CDEAM-UFAM, que possibilita o desenvolvimento da pesquisa juntamente com o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa é realizada.

MONTAGEM E IMPLEMENTAÇÃO DE UM SENSOR DE GÁS PARA ANÁLISE DA QUALIDADE DO AR

Data de aceite: 02/06/2023

Cleandro Jorge Lucas Batista Junior
Universidade Federal do Amazonas

Joemes de Lima Simas
Universidade Federal do Amazonas

through the assembly and implementation of a gas sensor to assist in air quality analysis.

PALAVRAS-CHAVE: Gás natural; gases tóxicos; qualidade do ar; sensor de gases.

ABSTRACT: The Amazonas is a major producer of natural gas in Brazil. This natural resource, after being treated and processed, is widely used in industries, commerce, residences, and the transportation sector. According to the International Energy Agency (IEA), based on its investigations in the World's Energy Outlook 2006 (IEA, 2006a), fossil fuels will remain the dominant primary energy source until 2030, with natural gas showing the highest annual growth rate. However, natural gas, despite being considered a clean fossil fuel, is itself a mixture of odorless gases that, when inhaled, pose risks to human health. Its production, handling, and consumption require constant monitoring to ensure the safety of the area where it is circulating. This issue surrounding the handling and consumption of natural gas inspires the search for solutions to analyze air quality in companies and environments that operate with natural gas and other toxic pollutants

1. INTRODUÇÃO

O gás natural, após tratado e processado, é largamente utilizado em indústrias, no comércio, em residências e no setor de transportes. A Agência Internacional de Energia (AIE), pautada em suas investigações no *World 's Energy Outlook 2006* (AIE, 2006a), fez algumas previsões sobre o consumo de energia a nível mundial e sobre as matrizes energéticas que estarão em voga até 2030. Dentre as inferências feitas pelo estudo, estão as previsões de que os combustíveis fósseis permanecerão como fonte de energia primária dominante e que o gás natural apresentará a maior taxa de crescimento anual, 2%, devendo alcançar, até 2030, uma representação de 22,6% do consumo global de energia.

A emissão de gases tóxicos na atmosfera representa riscos à saúde

humana e necessita de monitoramento e tratamento adequado. O gás natural, apesar de ser considerado menos poluente quando comparado a outras fontes de energia, é, por si só, uma mistura de gases inodoros que, quando inalados, oferecem risco à saúde. Sua produção, manipulação e consumo necessita de um monitoramento constante para averiguar a segurança do local onde ele circula. De acordo com a resolução CONAMA n° 491 de 19/11/2018, que dispõe sobre os padrões de qualidade do ar, poluentes atmosféricos são “qualquer forma de matéria em quantidade, concentração, tempo ou outras características, que torna ou pode tornar o ar impróprio ou nocivo à saúde, inconveniente ao bem-estar público, danoso aos materiais, à fauna e flora ou prejudicial à segurança, ao uso e gozo da propriedade ou às atividades normais da comunidade”.

Dado a problemática envolta à manipulação e consumo do gás natural, com o intuito de buscar soluções para a análise da qualidade do ar em empresas e ambientes que operam com gás natural e outros poluentes tóxicos, este projeto colabora com o desenvolvimento de um equipamento para auxiliar na análise da qualidade do ar.

2 . OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Montar um equipamento com sensor de gás a fim de tornar possível a análise da qualidade do ar.

2.2 Objetivos Específicos

- a. Apresentar um modelo de equipamento para a análise da qualidade do ar;
- b. Efetuar a validação da proposição com a utilização do equipamento na investigação para gases poluentes;
- c. Adquirir e instalar equipamentos em laboratórios do Departamento de Engenharia de Petróleo e Gás da Universidade do Estado do Amazonas necessários para o desenvolvimento da proposta;
- d. Capacitar mão-de-obra local para o uso dos equipamentos, das novas tecnologias e ferramentas computacionais aplicadas ao tema proposto;
- e. Fomentar a discussão do tema propondo à comunidade científica métodos de análise da qualidade do ar.

3 . METODOLOGIA

A metodologia para o desenvolvimento do projeto foi pautada em análises do ar em ambiente interno e externo de locais onde são utilizados o gás natural, além de outros

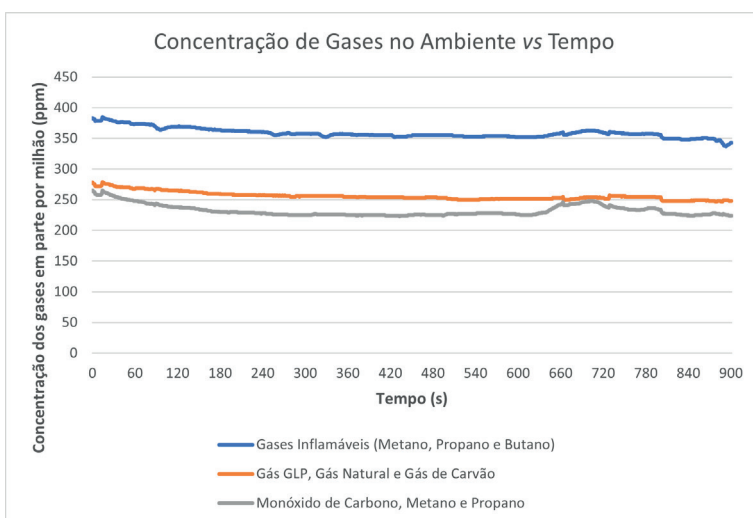
ambientes propícios à presença de gases tóxicos, a fim de gerar uma base de dados que proporcione uma análise quantitativa da qualidade do ar. A implementação e introdução de rotinas de monitoramento para a medição da qualidade do ar a partir do uso do gás natural foi abordada mediante análise de indicadores desenvolvidos através de ferramentas de computação gráfica, sensores e o desenvolvimento de interfaces programáveis, baseados em dispositivos de uso comum como o ARDUINO UNO R3 e sensores de gás da série MQ e softwares como o pacote de EXCEL e o *Parallax Data Acquisition tool* (PLX-DAQ).

Todo o circuito foi construído através do microcontrolador ARDUINO UNO R3 e de uma placa de prototipagem (PROTOBOARD). Para estabelecer as conexões físicas necessárias no projeto foram utilizados jumpers e o cabo de conexão USB do tipo AB, que funciona tanto para alimentar o protótipo quanto para estabelecer a comunicação entre o microcontrolador e o computador.

4 . RESULTADOS E DISCUSSÃO

O protótipo foi projetado para funcionar conectado a um computador. Uma vez inicializado, o protótipo começa a realizar as leituras das concentrações dos gases no ambiente. Dessa forma, foram realizados testes com o protótipo em ambientes propensos à concentração de gases tóxicos, como o monóxido de carbono. Um dos locais de testes escolhido foi o Terminal de Integração Constantino Nery, localizado na Av. Constantino Nery, no centro de Manaus. Os dados das concentrações dos gases lidos nesse intervalo de tempo foram plotados no gráfico da Figura 1 abaixo.

Figura 1 – Gráfico das concentrações dos gases lidas pelo protótipo em função do tempo no Terminal de Integração Constantino Nery

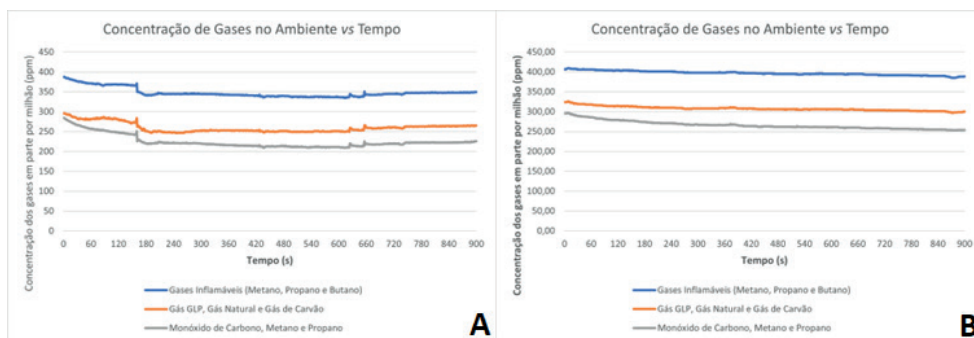


Fonte: produzido pelo autor

É possível visualizar através do gráfico que os sensores de gás foram sensíveis às variações de concentração ao longo do tempo, principalmente no intervalo entre 11 e 13 minutos após o início das medições, em que se registrou uma variação expressiva nas leituras do sensor de monóxido de carbono.

Outros dois ambientes escolhidos para fazer a medição da concentração dos gases através do protótipo foram uma região de mata no interior da Universidade Federal do Amazonas e a entrada da câmara de distribuição de gás natural encanado do condomínio Vistas dos Buritis localizado na cidade de Manaus. Os gráficos com os dados de leitura são apresentados na Figura 2 abaixo.

Figura 2 – A. Gráfico das concentrações dos gases lidas pelo protótipo em função do tempo na entrada da câmara de distribuição de gás natural encanado do condomínio Vistas dos Buritis. B. Gráfico das concentrações dos gases lidas pelo protótipo em função do tempo referentes à segunda leitura feita no trecho de mata próximo ao auditório CETELI na Faculdade de Tecnologia da Universidade Federal do Amazonas



Fonte: produzido pelo autor

Dois pontos interessantes a serem observados ao comparar os dois gráficos apresentados na Figura 1 e Figura 2A acima: o gráfico referente às leituras das concentrações dos gases no Terminal de Integração Constantino Nery, mostrado na Figura 1, apresentou uma elevação na concentração dos gases no perfil gerado pelo sensor de monóxido de carbono nos minutos finais das medições. O segundo ponto é que, no gráfico referente às leituras das concentrações dos gases na entrada da câmara de distribuição de gás natural encanado do condomínio, houve uma similaridade de comportamento nos três perfis de leitura.

O gráfico da figura 2B mostra os perfis das concentrações dos gases tomados no trecho de mata próximo ao auditório CETELI. Percebe-se que os sensores captaram altas concentrações de gases, causadas possivelmente pela presença expressiva de gás metano.

5 . CONCLUSÕES

O protótipo do sensor de gás construído mostrou-se efetivo nos testes realizados que visavam a leitura em tempo real das concentrações de gases tóxicos como metano, propano e monóxido de carbono presentes em um determinado ambiente e na geração de dados no formato de tabelas e de gráficos que serviram de base para uma análise quantitativa da qualidade do ar. Os perfis das concentrações dos gases plotados nos gráficos referentes às leituras feitas pelo protótipo no Terminal de Integração Constantino Nery e na entrada da câmara de distribuição de gás natural encanado do condomínio Vista dos Buritis apresentaram variações de concentração mais bruscas e maiores quando comparados ao gráfico referente às leituras feitas no trecho de mata localizados no interior da Universidade Federal do Amazonas.

Os sensores utilizados nesse projeto sempre operam na detecção da concentração de mais componente gasoso. Isso dificulta a exatidão da medida de cada um desses gases de maneira isolada, impossibilitando uma análise ainda mais apurada da qualidade do ar. Porém, o protótipo do sensor é bastante viável na detecção da presença de gases tóxicos no ambiente e no fornecimento não só de uma medida da concentração em conjunto dos gases aos quais são sensíveis, mas também na variação dessa concentração ao longo do tempo.

6 . REFERÊNCIAS

BRAGA, B.; HESPANHOL, I.; CONEJO, J.L.; entre outros. Introdução à engenharia ambiental: o desafio do desenvolvimento sustentável - 3ª ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2005. 392 p.

COMAR, V.; TURDERA, E. M. V.; COSTA, F.R. dos S. Avaliação Ambiental estratégica para o gás natural AAE/GN. 1ª edição. Editora Interciência Científica e Tecnológica do IFPB. Revista Principia. N. 49. 2020 págs 31-42. João Pessoa 2020

DALLABONA, A. R.; SILVA, D.; HUPALO, M. F. Estudos de eficiência térmica e de emissão de poluentes em fornos rotativos a óleo de xisto e gás natural. 4o PDPETRO, Campinas, SP 5.3.0360-1- 1 21-24 de outubro de 2007

MENDES, V.H; SILVA, L. A. da. Análise da qualidade do ar utilizando ferramentas de big data PIVIC Mackenzie. XV Jornada de Iniciação Científica e XIX Mostra de Iniciação Tecnológica - 2019. Universidade Presbiteriana Mackenzie.

Moreira. L. Comparação entre os poluentes atmosféricos emitidos por uma caldeira flamotubular movida a gás natural e a óleo combustível BPF 2A. INTERAÇÕES, Campo Grande, v. 13, n. 1,p.49-57, jan./jun. 2012.

SANTOS, E.M.; FAGÁ, M.TW.; BARUFI, C.B.; POULALLION, P.L. Gás natural: a construção de uma nova civilização. Estudos Avançados 21 (59) p 22-39, 2007. MONK, S. Programação com Arduino: começando com Sketches. tradução: Anatólio Laschuk. Porto Alegre: Bookman, 2013.

7. AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos ao Programa Institucional de Bolsas de Iniciação em Desenvolvimento Tecnológico e Inovação – PIBITI - UFAM, pela concessão de bolsa para o desenvolvimento do projeto e à professora Dra Joemes de Lima Simas que coordena o Laboratório de Petrofísica do curso de Engenharia de Petróleo onde a pesquisa foi realizada sob sua orientação.

BLOCO: ARMAZENAMENTO

CÁLCULO DO POTENCIAL TEÓRICO DE ARMAZENAMENTO DE GÁS NATURAL EM CAVERNAS SALINAS NA ILHA DE MATARANDIBA, BAHIA, BRASIL

Data de aceite: 02/06/2023

Lucimara D. Carvalho

Universidade Federal do Recôncavo da
Bahia

Roberto J. B. Câmara

Universidade Federal do Recôncavo da
Bahia

George A. B. Câmara

Senai Cimatec

ABSTRACT: Elected as the fuel responsible for the transition from a high-carbon energy economy to a green energy economy, Natural Gas (NG) has been gaining more space every year on the global energy scene. In particular, storing NG in large quantities is vital for managing supply and demand, and is a crucial concern in regions such as central/northern Europe, where energy security is a priority. In this context, storage in saline caves has become an efficient and reliable practice on that continent, allowing the storage of large gas volumes. Alternatives for storing this energy in saline masses can lead to better use of this commodity produced in Brazilian territory. The main objective of this paper is to propose the calculation of the theoretical potential for NG storage in the salt structure

of Matarandiba, Ba. To achieve this objective, exploratory bibliographical research was carried out. Based on this research, steps were created such as calculating the critical compressibility factor of the NG under study, reduced temperature and pressure, maximum, minimum and useful volume of gas to be stored in the cave and finally the energy potential associated with this useful volume stored. The calculated energy volume was 3 TWh, showing the great storage potential of the studied structure. The results obtained in this work, even though it is a preliminary study, can be applied to projects in the public or private sphere. The research sought to not only quantify storage potential, but also provide valuable insights into the sustainable and efficient development of energy resources.

PALAVRAS-CHAVE: Gás natural, armazenamento, cavernas salinas.

1. INTRODUÇÃO

Eleito como o combustível responsável pela transição da economia energética de alto carbono para economia energética verde, o Gás Natural (GN) vem ganhando a cada ano mais espaço no

cenário energético mundial. Apesar do declínio na utilização dos energéticos fósseis, como óleo e o carvão mineral, a sua utilização vem crescendo nas últimas décadas e a sua estabilização só está prevista a partir de 2035 (British Petroleum, 2021). Ao longo do tempo, o uso do GN adaptou-se às mudanças e aprimoramentos tecnológicos e econômicos. Em particular, o armazenamento de GN em grandes quantidades é vital para gerenciar a oferta e a demanda, sendo uma preocupação crucial em regiões como no centro/norte europeu, onde a segurança energética é prioritária. Nesse contexto, o armazenamento em cavernas salinas tornou-se uma prática eficiente e confiável naquele continente, permitindo a estocagem de grandes volumes gasosos. Segundo o último Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural, publicado pela ANP em novembro de 2023 (ANP, 2023), a produção total de GN no Brasil foi de 162.123.000 m³/d e a quantidade de GN queimado foi de 3,6 milhões m³/d. Neste cenário, alternativas para armazenamento deste energético em maciços salinos podem levar a um melhor aproveitamento da commodity produzida em território brasileiro. O objetivo principal deste trabalho é, utilizando as características da estrutura salina da Ilha de Matarandiba, Bahia, propor um cálculo do potencial teórico de armazenamento energético de GN neste maciço. Esta localidade abriga um domo salino com 51 cavernas já construídas pela empresa Dow Química do Brasil e oferece, preliminarmente, um considerável potencial de armazenamento energético. Para alcançar esses objetivos foram realizadas pesquisas bibliográficas exploratórias com intuito de verificar a existência de uma metodologia para desenvolvimento desses cálculos. Foram cumpridas etapas como cálculo do fator de compressibilidade crítico do GN em estudo, temperatura e pressão reduzidas do GN, volume máximo, mínimo e útil de gás a ser armazenado na caverna e por fim o potencial da energia associado a esse volume útil armazenado. Os resultados obtidos neste trabalho, mesmo sendo um estudo preliminar, poderão ser aplicados em projetos na esfera pública ou privada. A pesquisa buscou não apenas quantificar o potencial de armazenamento, mas também fornecer insights valiosos para o desenvolvimento sustentável e eficiente de recursos energéticos. A aplicação prática desses resultados pode contribuir para a formulação de políticas públicas energéticas mais robustas e estratégias de gestão que impulsionam a transição para fontes mais sustentáveis. Em última análise, esta investigação não apenas beneficia energeticamente o estado da Bahia, mas também oferece uma contribuição significativa para o entendimento global do papel do GN na matriz energética e nas práticas inovadoras de armazenamento geológico em larga escala.

2 . OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é calcular o potencial teórico de armazenamento de GN na estrutura salina de Matarandiba no estado da Bahia. Além desse objetivo principal, elenca-se como objetivos secundários: estruturar um método para o cálculo do

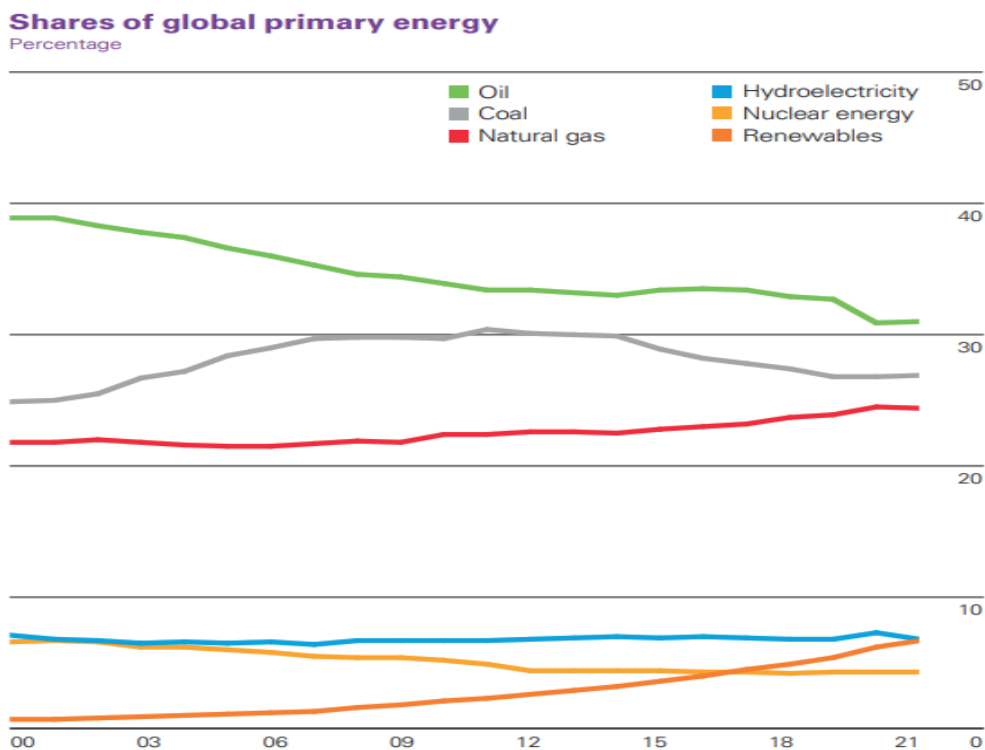
armazenamento energético em cavernas salinas para o GN e demonstrar a instituições públicas e privadas o potencial e a possibilidade do armazenamento de GN numa estrutura salina no estado da Bahia.

3 . CONTEXTUALIZAÇÃO/JUSTIFICATIVA

O GN tem sido considerado como fundamental no processo da transição energética mundial. Esse protagonismo é assumido principalmente em função de algumas características como elevado rendimento na queima, baixo impacto ambiental quando comparado a outros combustíveis fósseis e estabilidade térmica, gerando produtos com melhor qualidade como dito por Cordeiro & Aragão (2017). Essas características o fazem assumir um papel protagonizante no processo de inclusão das energias renováveis na matriz energética mundial.

Esse papel pode ser constatado através da Figura 01, a seguir.

Figura 1 – Consumo de energia por fonte primária



Fonte: British Petroleum, 2023.

O gráfico acima, extraído do relatório estatístico energético anual da British Petroleum (2021) apresenta um decréscimo da utilização das energias fósseis como fontes de energia primária no mundo, em detrimento ao crescimento das renováveis. Dentre as energias fósseis somente o GN cresce e se estabiliza nos últimos anos, mostrando assim a sua função como energético fundamental na transição energética

Segundo Kaiser (2015) existe um descompasso entre a oferta e demanda, na substituição da energia fóssil pela energia renovável. Esse descompasso é em função da necessidade da transposição dos três grandes desafios para a inserção definitiva das renováveis na matriz energética mundial: intermitência, despachabilidade e armazenamento. Sendo que dos três, o armazenamento em larga escala de energia é o elo perdido entre a geração renovável e o fornecimento de energia de uma forma sustentável que pode ser despachada em momentos de alta demanda da rede, como relatado por Pinto et al., (2013).

Nessa mesma perspectiva das renováveis, o armazenamento em larga escala do GN já é uma atividade amplamente utilizada no mundo para garantir o processo de segurança energética das nações. Países como o México, cujo 60% da geração de energia elétrica é oriunda do GN, só possui estoque armazenado de apenas 2,4 dias enquanto a Áustria possui 318,3 dias, a França possui 98,8 dias, a Itália 93,8 dias e a Espanha 34,2 dias, segundo Carrillo, Díaz & Ocampo (2022). Esses números demonstram uma fragilidade na segurança energética mexicana. Segundo esses mesmos autores, globalmente falando, existem quatro tecnologias principais para o armazenamento de GN: reservatórios de hidrocarbonetos explorados ou economicamente inviáveis, cavernas salinas, aquíferos confinados e tanques de GN liquefeito (GNL). Países como México e Brasil utilizam apenas a última forma de armazenamento, não aproveitando o potencial existente para o armazenamento geológico do gás.

Nesse artigo será verificado o potencial de armazenamento de GN em cavernas salinas da estrutura de Matarandiba, estado da Bahia. O armazenamento em cavernas de sal consiste em aproveitar os domos de sal para desenvolver infraestruturas (cavernas) subterrâneas. Apesar de ter custos de capital mais elevados do que os reservatórios de hidrocarbonetos explorados, esta tecnologia apresenta níveis de extração e injeção mais elevados. Nos Estados Unidos, esta tecnologia é utilizada principalmente nos estados do Golfo do México. Seus altos níveis de produtividade também popularizaram essa tecnologia nas regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudoeste daquele país, conforme relatado por Belcher (2004). Ainda nesse sentido, segundo a Agência de Coordenação dos Reguladores de Energia da União Europeia, os elevados níveis de retirada e injeção do GN nas cavernas salinas as tornam alternativas adequadas para a comercialização do GN a curto prazo, mas não necessariamente como reservas estratégicas, como informado por Kotek et al. (2023).

4 . METODOLOGIA

Segundo Gil (2002) o tipo de pesquisa para o desenvolvimento deste artigo pode ser classificado como exploratória pois tem como objetivo proporcionar maior familiaridade com o problema, com vistas a torná-lo mais explícito ou a construir hipóteses. Pode-se dizer que este tipo de pesquisa tem como objetivo principal o aprimoramento de ideias ou a descoberta de intuições, podendo envolver no seu planejamento o levantamento bibliográfico. Já quanto a sua natureza, esta pesquisa pode ser classificada como pesquisa aplicada pois seu principal objetivo é inspirar a geração de conhecimento para aplicação prática, resolvendo problemas específicos (GERHARDT & SILVEIRA, 2009). Em relação aos procedimentos técnicos adotados, o presente trabalho é definido como uma pesquisa documental, pois a coleta de dados necessária foi de fontes mais alternativas, como: normas, pareceres, relatórios técnicos, relatórios de empresas e projetos de lei, em conformidade com o que conceitua Mazucato (2018).

Dessa forma, a primeira parte da pesquisa exploratória foi sobre a estrutura salina a ser estudada. O maciço salino escolhido para o cálculo do potencial de armazenamento de GN foi uma ocorrência situada na Ilha de Matarandiba, localizada no município de Vera Cruz -BA. A empresa Dow Química do Brasil possui 97% da sua área sob concessão, portanto é detentora dos direitos minerários do subsolo da Ilha à 47 anos para extração de salmoura. A salmoura é uma solução de água saturada de sal, usada na fabricação de cloro-soda e outros produtos industriais. Durante os últimos anos foram explorados espaços subterrâneos que originaram 51 poços, sendo que 10 estão em produção atualmente. O depósito de sal-gema está situado entre 1200 e 1300 metros de profundidade, com espessura variando entre 20 e 60 metros e diâmetro por volta de 150 metros por poço, conforme descrito por Guimarães et al. (2018). Cada poço perfurado no processo de extração da salgema resulta em uma caverna construída, com potencial de aproveitamento para armazenagem energética em larga escala. Para realizar o cálculo do volume total de gás a ser armazenados nas cavernas a primeira informação a ser levantada é o volume total da caverna com potencial de armazenagem.

Se este trabalho fosse realizado para a armazenagem de um gás ideal, o cálculo volumétrico da quantidade de gás existente na caverna, deveria ser desenvolvido utilizando a lei do gás ideal. Porém, como o GN é uma mistura de gases faz-se necessário o cálculo de Z que é o fator de compressibilidade ou expansão do gás. Para o cálculo volumétrico do GN, necessita-se do fator de compressibilidade crítico (Z_c), conforme descrito por Andrade (2023), que é encontrado utilizando os parâmetros de volume, pressão e temperaturas críticos do gás em estudo além da constante dos gases reais (R). O Z_c do gás é dado pela Equação 01 a seguir:

$$Z_c = \frac{P_c V_c}{R T_c} \quad (1)$$

Onde:

Z_c = fator de compressibilidade crítico do GN

P_c = pressão crítica do GN;

V_c = volume crítico do GN;

T_c = temperatura crítica do GN; e,

R = constante dos gases reais

O segundo passo é o cálculo da temperatura reduzida (T_R) e Pressões reduzidas (P_R) para o GN em estudo. Esses parâmetros são encontrados dividindo as pressões máxima e mínima de trabalho do gás na caverna pela pressão crítica do gás e a temperatura reduzida é a temperatura da caverna dividida pela temperatura crítica. Com os valores da temperatura e pressão reduzidas encontra-se os valores de z , D_a e D_b , conforme Andrade (2023). Hougen e Watson propuseram que o valor final de Z para qualquer fluido é em função do Z_c gerando uma correlação com esses três parâmetros conforme descrito por Andrade (2023) e explicitado na Equação 02:

$$Z_{corr} = z + D(Z_c - 0,27) \quad (2)$$

Onde:

Z_{corr} – coeficiente de compressibilidade corrigido do GN;

z – valor retirado das tabelas;

D – fator que corrige as discrepâncias de Z_c (se $Z_c > 0,27$ usar D_a ; Se $Z_c < 0,27$ usa D_b); e,

Z_c – fator de compressibilidade real.

Faz-se necessário o cálculo de dois valores de Z_{corr} devido a existência de uma pressão máxima e uma pressão mínima de trabalho na caverna. Com os dois valores de Z_{corr} multiplica-se pelo volume da caverna para encontrar os volumes máximo ($V_{máx}$) e mínimo ($V_{mín}$) de GN. A diferença entre os dois volumes fornece o volume de gás útil ($V_{útil}$) armazenado que significa o real a ser utilizado caso haja a implementação do projeto conforme sugerido por Costa (2013). Para calcular o potencial energético da caverna deve-se multiplicar o volume de gás útil pelo poder calorífico do gás (9.000 kcal/m³), descrito por Izidoro (2017), encontrando assim o Potencial teórico de armazenamento energético da caverna (P_t) utilizando GN.

5 . RESULTADOS E DISCUSSÃO

Seguindo o sugerido no tópico anterior, as primeiras características do GN a serem utilizadas são a temperatura, pressão e volumes críticos. Sabe-se que o GN é uma mistura de gases como metano, etano, propano, portanto essas características variam de acordo com a composição de cada GN existente. Para o desenvolvimento deste trabalho serão

considerados exemplos fornecidos pela literatura pesquisada. Segundo Borges (2009) as características de criticidade de um GN podem ser aproximadas para: $T_c = 355,75$ K, $P_c = 47$ Mpa e $V_c = 0,0995$ m³/mol. Já a constante dos gases reais é dada por 8,314 j/mol. Utilizando a Equação 01 calcula-se o fator de compressibilidade real do gás.

$$Z_c = \frac{47.000.000 \times 0,0995}{8,314 \times 355,75} \therefore Z_c = 1.581$$

Segundo Câmara et al. (2024) os valores de pressão máxima e pressão mínima das cavernas do maciço de Matarandiba para utilização como armazenadoras de gás são $P_{\text{máx}} = 26,18$ Mpa e $P_{\text{mín}} = 6,28$ Mpa e a temperatura da caverna $T_{\text{cav}} = 318,81$ K. Encontrados os valores de pressão máxima e pressão mínima de trabalho da caverna, o próximo passo é calcular a Temperatura Reduzida e as Pressões Reduzidas.

$$T_R = \frac{T_{\text{cav}}}{T_c} \therefore T_R = \frac{318,81}{355,75} \therefore T_R = 0,896$$

$$P_{R \text{ máx}} = \frac{P_{\text{máx}}}{P_c} \therefore P_{R \text{ máx}} = \frac{26,18}{47} \therefore P_{R \text{ máx}} = 0,557$$

$$P_{R \text{ mín}} = \frac{P_{\text{mín}}}{P_c} \therefore P_{R \text{ mín}} = \frac{6,28}{47} \therefore P_{R \text{ mín}} = 0,134$$

Com os valores da temperatura reduzida e pressões reduzidas, utiliza-se uma correlação generalizada para gases conforme descrito em Andrade (2023) e se encontra os valores para a pressão máxima ($Z = 0,825$; $D_a = 0,50$; $D_b = 0,44$) e para a pressão mínima ($Z = 0,947$; $D_a = 0,20$; $D_b = 0,14$). Como o fator de compressibilidade Z_c é maior que 0,27 então foi utilizado o valor da constante D_a .

Utilizando-se a Equação 02 calcula-se agora o valor de Z_{corr} tanto para a pressão máxima quanto para a pressão mínima:

$$Z_{\text{corr máx}} = 0,825 + 0,5 \cdot (1581 - 0,27) \therefore Z_{\text{corr máx}} = 791,19$$

$$Z_{\text{corr mín}} = 0,947 + 0,2 \cdot (1581 - 0,27) \therefore Z_{\text{corr mín}} = 317,90$$

Para calcular o volume de GN nas pressões máxima e mínima de trabalho deve-se multiplicar o valor acima pelo volume da caverna.

$$V_{m\acute{a}x} = V_{cav} \cdot Z_{corr\ m\acute{a}x} \cdot V_{m\acute{a}x} = 618.501 \times 791,25 \cdot V_{m\acute{a}x} = 489.388.916\ m^3$$

$$V_{m\acute{i}n} = V_{cav} \cdot Z_{corr\ m\acute{i}n} \cdot V_{m\acute{i}n} = 618.501 \times 316,90 \cdot V_{m\acute{i}n} = 196.002.967\ m^3$$

Numa operação de armazenamento gasoso em larga escala, uma parte do gás não é retirada da caverna. Esse gás é conhecido como gás almofada e o objetivo dele é manter o local armazenado minimamente pressurizado. Para o desenvolvimento deste trabalho essa quantidade de gás almofada foi denominada de volume mínimo. Já o volume máximo é a quantidade total de gás que a caverna suporta. Para encontrar-se o volume de gás útil, ou seja, aquele que realmente será utilizado na operação, basta subtrair o volume mínimo pelo volume máximo de gás.

$$V_{\acute{u}til} = V_{m\acute{a}x} - V_{m\acute{i}n} \cdot V_{\acute{u}til} = 489.388.916 - 196.002.967 \cdot V_{\acute{u}til} = 293.385.949\ m^3$$

Admitindo-se o poder calorífico do GN de 9.000 kcal/m³ como sugerido por Izidoro (2017) calcula-se o potencial energético possível (P_t) de armazenamento da caverna em estudo.

$$P_t = V_{\acute{u}til} \cdot 9.000 \cdot P_t = 293.385.949 \times 9.000 \cdot P_t = 2,64 \times 10^{12}\ kcal \approx P_t = 3\ TWh$$

Dessa forma, o potencial total de armazenamento de uma caverna em Matarandiba  3 TWh. Considerando o relatado por Guimarães et al. (2018) que a estrutura salina de Matarandiba possui 51 cavernas o volume total possível de armazenamento em todo o maciço é de 153 TWh.

6 . CONCLUSÕES/CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme visto no decorrer deste trabalho, o GN está inserido no processo de transição energética e segurança energética mundial. Despachabilidade, intermitência e armazenamento são os 3 maiores desafios para esse processo de transição e o armazenamento em larga escala de energia por ser utilizado como mecanismo para transpor esses desafios. Os processos de armazenamento em larga escala de energia utilizam formações geológicas (cavernas de sal, reservatórios explotados de óleo e gás, minas abandonadas e cavernas naturais) e no Brasil nenhum desses sítios é utilizado com a intenção de armazenar energia.

Nesse contexto o maciço salino de Matarandiba, no estado da Bahia, foi selecionado para se realizar um cálculo do potencial teórico de armazenamento de GN. No final do processo chegou-se a um valor de armazenamento unitário por caverna de aproximadamente 3 TWh o que reflete um bom potencial.

Apesar de fornecer um número de energia armazenada inicialmente algumas considerações sobre esse cálculo precisam ser feitas. A primeira é que o cada GN possui uma composição própria, ou seja, os percentuais dos componentes de cada GN são únicos. Para efeito didático e realização desse cálculo, foi admitido valores de pressão, temperatura e volume críticos encontrados na literatura e relativos a um GN qualquer. Esses valores iniciais impactam diretamente no valor encontrado do fator de compressibilidade crítico e todas as variáveis calculadas posteriormente são em função deste parâmetro.

Outra variável que foi considerada em função de valores encontrados na literatura foi a pressão máxima e a pressão mínima de trabalho. Essas pressões foram calculadas por Câmara et al. (2024) num trabalho para o cálculo do potencial teórico de armazenamento de hidrogênio nessas mesmas cavernas. Esses valores precisariam ser checados para verificar a compatibilidade com as pressões na utilização do GN. Além dessa confirmação das pressões, assumiu-se como valor de referência o volume de uma caverna como valor padrão para todas 51 cavernas existentes. O ideal é que os valores volumétricos fossem individualizados para que se obtivesse o potencial energético de cada caverna existente. Além disso, os critérios físicos das cavernas e distâncias entre elas não foram considerados para o cálculo do potencial total do maciço (51 cavernas). Para a implantação de um projeto esses critérios precisam ser avaliados para que as cavernas possam ser candidatas a armazenagem de GN.

Vale ressaltar que, apesar de algumas aproximações e considerações assumidas durante o processo metodológico, o resultado encontrado é significativo. Pode-se fazer uma analogia com os conceitos de potencial de hidrogênio descritos por Calglayan (2020) que inclui diferentes tipos de potenciais técnicos e não técnicos. Para esses autores, o “Potencial Teórico” inclui o armazenamento total de hidrogênio em todas as cavernas de sal existentes, enquanto o “Potencial Técnico” leva em consideração as limitações como o percentual de gás almofada ou de amortecimento. Potenciais “Econômicos” e “Ecológicos” consideram critérios que podem ser derivados de determinados cenários econômicos e ecológicos como custo para o armazenamento do gás, proximidade de áreas de proteção ambiental, dentre outros. Finalmente, o “Potencial Realizável” é a combinação de aspectos técnicos, critérios ecológicos e econômicos com considerações adicionais (ou seja, aceitação social). Ou seja, o cálculo realizado fornece um valor que pode ser tomado como valor inicial do potencial energético para desenvolvimento de um projeto futuro de armazenamento.

Apesar dessas inconsistências identificadas, o cálculo fornece a instituições públicas e privadas um potencial de armazenamento numa estrutura salina no Estado da

Bahia. Considerando que o estado possui a bacia petrolífera produtora mais longeva do Brasil e que se ventila ou queima gás oriundo desses poços produtores, a possibilidade de armazenamento na estrutura existente se torna uma realidade. Além disso, ainda existe a possibilidade da utilização do gás excedente produzidos tanto na região sudeste quanto nordeste que poderia ser enviado pelo gasoduto GASENE para ser armazenado na localidade de estudo.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, R. **Notas de Aulas – GCETENS166 – Termodinâmica**. Cetens, 2023, Universidade Federal do Recôncavo da Bahia.

ANP – **Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural. Novembro de 2023**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2024/janeiro.pdf>. Acesso em: mar. 2024.

BELCHER, S. **The Basics of Underground Natural Gas Storage**. Eia—US Energy Information Administration: Washington, DC, USA, 2004.

BORGES, E., M., L. **Avaliação de correlações e equações de estado para determinação de fatores de compressibilidade de gás natural**. 2009. Dissertação de Mestrado, UERJ, Rio de Janeiro.

BP - BRITISH PETROLEUM. 2018. **BP Statistical Review of World Energy June 2023**. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2023/bp-statistical-review-of-world-energy-2022-full-report.pdf>. Acesso em: 13 jan. 2024.

CAGLAYAN, D. G. et al. **Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe**. International Journal of Hydrogen Energy, 2020.

CÂMARA, R., J., B. et al. **Calculation of the Theoretical Hydrogen Storage Potential in Salinas Caves on Matarandiba Island, Bahia, Brazil**. 4th Latin American Conference Vina del Mar Sdewes 2024. Vina del Mar, Chile.

CARRILLO, J., DÍAZ, D., OCAMPO, O. - **Almacenamiento de gas natural para la seguridad energética**. 2022. Disponível em: https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2022/11/Infraestructura-de-almacenamiento-de-gas-natural_Documento-2022.pdf Acesso em 23 fev. 2024.

CORDEIRO, M. G. S. & ARAGÃO, T. C. **Gás e energia: utilização do gás natural diante à demanda energética e manutenção do meio ambiente**. Diversitas Journal, v. 2, n. 1, p. 39-44, 2017.

COSTA, A., M. **Uma Aplicação de Métodos Computacionais e Princípios de Mecânicas Rochas no Projeto e Análise de Escavações Subterrâneas Destinadas à Mineração Subterrânea**. Rio de Janeiro, 1984. Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ.

COSTA, A. M.; AMARAL, C. S.; CERQUEIRA, R. M. **Aproveitamento Estratégico de Espaço Subterrâneo - Armazenamento de Gás Natural na Bacia Evaporítica de Sergipe**. Março 2011.

GERHARDT, T., E., & SILVEIRA, D., T. **Métodos de pesquisa**. Plageder, 2009.

GIL, A., C. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**: 4.ed. Editora Atlas, São Paulo, 2002.

GUIMARÃES, J. T. et al. **Relatório preliminar: Ilha de Matarandiba, Bahia**. Serviço Geológico do Brasil (CPRM), 2018.

HAMACHER, S. **Uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem de gás em cavernas abertas por dissolução de rocha salina**. 2013. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

IZIDORO, L., M., C. **Caracterização de diapiros salinos para armazenamento de gás natural**. 2017. Dissertação de Mestrado. Instituto Politecnico do Porto (Portugal).

KAISER, F. **Steady State Analyse of existing Compressed Air Energy Storage Plants. Power and Energy Student Summit (PESS)**. Dortmund, Alemanha, 2015.

KOTEK, P. et al. - **What can the EU do to address the high natural gas prices?** Energy Policy, v. 173, p. 113312, 2023.

MAZUCATO, T. **Metodologia da pesquisa e do trabalho científico**. 1a. ed. Penápolis: UNEPE, 2018.

PINTO, M., de O., et al. **Fundamentos de energia eólica**. Rio de Janeiro: LTC, v. 1, 2013.

8 . AGRADECIMENTOS

À FAPESB pela oportunidade de realizar esta pesquisa de iniciação científica na Universidade Federal do Recôncavo da Bahia como bolsista. O apoio financeiro fornecido pela instituição estadual fomentadora de pesquisa foi fundamental para o sucesso do projeto, possibilitando o desenvolvimento acadêmico e profissional da estudante. É reconhecido o compromisso da Fundação com a promoção da ciência e da educação na Bahia, contribuindo também com a formação de futuros pesquisadores e no avanço da comunidade científica como um todo.

INVESTIGAÇÕES EXPERIMENTAIS PARA AVALIAÇÃO DO POTENCIAL DE ARMAZENAMENTO DE CO₂ E H₂ EM RESERVATÓRIOS DEPLETADOS DE PETRÓLEO E GÁS

Data de aceite: 02/06/2023

Matheus Pinheiro

Universidade Federal da Bahia, UFBA

Alana Almeida da Costa

Universidade Federal da Bahia, UFBA

Rosana Fialho

Universidade Federal da Bahia, UFBA

Roberto J. B. Câmara

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia, UFRB

Rui Lima

Laboratório de Petróleo e Gás, LAPEG/
IBTR

Thallyta Fogaça

Laboratório de Petróleo e Gás, LAPEG/
IBTR

George A. B. Câmara

Senai Cimatec

medium, such as interfacial tensions (IFT), permeability, diffusivity, and solubility, which profoundly affect the feasibility and efficiency of storage. This study presents an experimental analysis of fluid-fluid and rock-fluid interactions involving H₂ and CO₂ gases, along with the effects of pressure and brine salinity on maintaining the storage integrity of these gases. In this work, data collection from systematic studies covering tests simulating the pressure, temperature, and salinity ranges of brine found in the Recôncavo Basin reservoirs was developed. Investigations and data categorization of experiments were conducted to determine the minimum miscibility pressure (MMP) of CO₂ in oil, as well as the density, CO₂ and H₂ IFT in brine, the diffusion capacity of these gases in the porous medium, permeability, and gas adsorption capacity in the rock. The obtained results may provide important insights into the potential for H₂ and CO₂ storage in exhausted oil and natural gas reservoirs.

KEYWORDS: Gas storage, depleted oil and natural gas reservoirs, Interactions, Hydrogen, Carbon Dioxide.

ABSTRACT: Depleted oil and natural gas reservoirs have been considered a viable option for large-scale gas storage, helping to mitigate issues related to the intermittency of renewable energy sources. However, gas storage involves complex interactions between fluids and porous

1 . INTRODUÇÃO

Na crescente tentativa de atenuar os efeitos da ação humana de emitir altas quantidades de gases de efeito estufa, tal como o dióxido de carbono (CO_2), as fontes renováveis de energia estão progressivamente tornando-se protagonistas em um futuro cenário sustentável de sociedade. Contudo, é inerente às energias renováveis, a intermitência produtiva ocasionada pela sua estrita ligação com o clima e outros recursos naturais, os quais sofrem com o comportamento sazonal. Assim sendo, há a necessidade de estocar o excedente energético produzido de forma duradoura e segura.

Tecnologias Power-to-Gas apresentam participação significativa no armazenamento de energia remanescente de diversos processos da indústria, fomentando a prática da economia verde, cuja hidrogênio é um dos principais protagonistas (Câmara et al., 2021). Nesse contexto, conforme Muhammad et al. (2023), os reservatórios depletados de óleo e gás natural são a alternativa economicamente mais viável para o armazenamento do hidrogênio, haja vista a distribuição geográfica dessas estruturas, facilitando as operações logísticas, além de uma estrutura e documentações sobre as características do reservatório preexistentes, que facilita no desenvolvimento das estratégias de armazenamento.

O armazenamento de gás implica em interações complexas em uma escala microscópica entre as fases fluida e sólida presentes nos poros, incluindo óleo, gás, salmoura e rocha. Essas interações provocam alterações nas propriedades interfaciais das fases dos agentes, como a tensão interfacial (IFT) e a molhabilidade, sendo essenciais para compreender de forma clara os mecanismos potenciais de armazenamento ou perda de gás no subsolo, tais como a solubilidade, a difusão gasosa, a permeabilidade e outras características. Este estudo apresenta uma análise da literatura acerca dos dados experimentais das interações fluido-fluido e fluido-rocha, envolvendo os gases H_2 e CO_2 , assim como categorizar as condições em que os testes foram submetidos como pressão e concentração salina da salmoura, além de analisar os efeitos dessas variáveis na eficiência, segurança e integridade do armazenamento desses gases.

2 . METODOLOGIA

Neste trabalho, foi desenvolvido a coleta de dados de estudos sistemáticos que abrangem análises que simulam os intervalos de pressão, temperatura e salinidade da salmoura encontrados nos reservatórios da Bacia do Recôncavo, visto que esta é a primeira bacia produtora do Brasil e possui inúmeros reservatórios depletados de petróleo e gás natural. Foram feitas investigações e uma categorização de dados dos experimentos realizados para determinar a pressão mínima de miscibilidade (PMM) do CO_2 no óleo, bem como a densidade, a tensão interfacial (IFT) do CO_2 e H_2 na salmoura, a capacidade de difusão desses gases no meio poroso, a permeabilidade e a capacidade de adsorção dos gases na rocha.

3 . RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Tensão interfacial (IFT) gás-salmoura

A profunda compreensão das propriedades físicas interfaciais entre os agentes em contato, possibilita determinar as reais capacidades de armazenamento dos reservatórios depletados de óleo e gás, assim como prever o comportamento do fluido estocado quando em contato com a salmoura, a rocha e os minerais que compõem a parede do reservatório (Medina et al., 2024). Conseqüentemente, dados como a quantidade de fluido que pode ser armazenado sem comprometer a estrutura do armazenamento, estimacão de perdas com vazamento e estabilidade entre as interfaces dos fluidos, podem ser obtidos para o desenvolvimento das estratégias de armazenamento (Medina et al., 2024). Os dados das condições experimentais apresentados na Tabela 1 advêm de projetos de pesquisas que desenvolveram experimentos com o objetivo de estudar e desvendar as propriedades interfaciais entre os componentes presentes nos possíveis reservatórios.

Tabela 1 - Condições experimentais na obtenção de dados sobre IFT com CO₂ e H₂

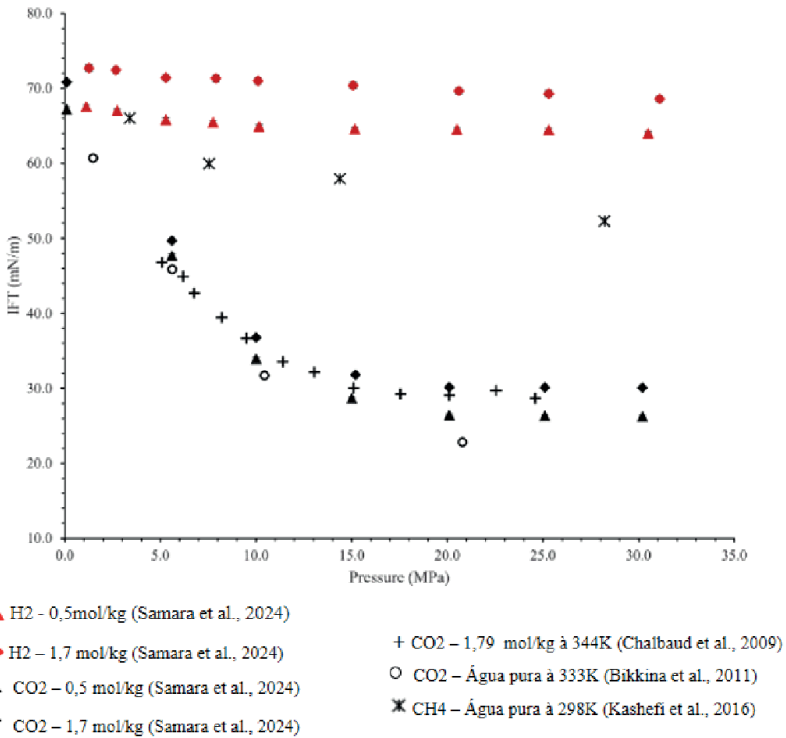
Gás	Salinidade	Pressão (MPa)	Temperatura (K)
CO ₂	0,5 mol/kg	0,1 - 30,0	333
CO ₂	1,7 mol/kg	0,1 -30,0	333
CO ₂	1,79 mol/kg	4,5 - 24,5	344
CO ₂	Água pura	5,0 - 20,8	333
H ₂	0,5 mol/kg	1,0 - 31,0	333
H ₂	1,7 mol/kg	1,0 - 32,0	333

Fonte: Samara et al. (2024).

O experimento desenvolvido por Samara et al. (2024), utiliza o método da gota pendente a partir de um sistema de análise de forma de gota em alta pressão. Nesse sistema, capaz de simular condições de temperatura e pressão que podem ser encontradas em reservatórios geológicos, uma gota do líquido a ser estudado fica suspensa em uma câmara com CO₂ ou H₂ e um software baseado na equação de Young-Laplace que estima, a partir da forma da gota submersa no gás, a tensão interfacial entre o gás e a salmoura (Samara et al., 2014).

Conforme é apresentado na Figura 1, para o gás dióxido de carbono (CO₂), a tensão interfacial entre o líquido testado e o gás diminui consideravelmente à medida que a pressão aumenta, até que esta atinja um determinado valor (15 MPa) em que, acima dessa pressão, a variação no aumento da solubilidade e na densidade entre as fases líquida e gasosa diminui, gerando uma diferença de densidade quase constante, conseqüentemente, a partir desse ponto, não há uma expressiva variação da IFT com o aumento da pressão (Samara et al., 2024).

Figura 1- Variação do IFT entre gás e salmoura em função da pressão



Fonte: Samara et al. (2024).

Na Tabela 2, encontram-se as condições de pressão, temperatura e salinidade da salmoura para a determinação da IFT do gás hidrogênio com a salmoura. No experimento desenvolvido por Medina et al. (2024), a medição foi feita utilizando molecular dynamics simulation (MD), método o qual faz uma simulação atômica da interface do binário H₂-salmoura.

Tabela 2 – Condições experimentais na determinação da IFT H₂- salmoura

Sal	%mol NaCl	%mol KCl	Salinidade (M)	Pressão (bar)
KCl	0	100	4,0	30
KCl + NaCl	50	50	4,0	30
NaCl	100	0	2,0	30
KCl	0	100	2,0	30
KCl + NaCl	50	50	2,0	30
NaCl	100	0	2,0	30
KCl	0	100	0,5	30
KCl + NaCl	50	50	0,5	30
NaCl	100	0	0,5	30
KCl	0	100	0,5	10
KCl	0	100	2,0	10
KCl	0	100	4,0	10
KCl	0	100	0,5	45
KCl	0	100	2,0	45
KCl	0	100	4,0	45
KCl	0	100	0,5	60
KCl	0	100	2,0	60
KCl	0	100	4,0	60

Fonte: Medina et al. (2024).

É possível observar, a partir dos resultados mostrados na Tabela 3, que a concentração salina da salmoura afeta diretamente na IFT H₂-salmoura. À medida que a salinidade aumenta, as forças envolvidas na interface entre o gás hidrogênio e a salmoura também aumentam. Contudo, na salmoura formada exclusivamente por cloreto de potássio (KCl), ao manter constante a concentração salina e variando somente a pressão, não houve uma significativa resposta nos resultados da IFT. Pode-se explicar tal fenômeno através da teoria supracitada, em que a partir de uma determinada pressão, o aumento relativo da solubilidade dos agentes em contato diminui, assim como o aumento relativo da densidade, ocasionando em uma diferença de densidade entre as fases participantes quase constante e, conseqüentemente, uma inexpressiva variação nos valores da IFT (Samara et al., 2024).

Tabela 3 - Resultado H₂-salmoura IFT e densidade da salmoura a 293,15 K

Salmoura	Salinidade (M)	Pressão (MPa)	IFT (mN/m ³)	Densidade da salmoura(kg/m ³)
NaCl	0,5	3	73.26	1024.73
	2,0	3	76.43	1088.12
	4,0	3	81.43	1152.68
KCl	0,5	3	72.35	1032.32
	2,0	3	75.57	1115.37
	4,0	3	80.12	1207.13
KCl+NaCl	0,5	3	74.44	1029.35
	2,0	3	77.94	1100.22
	4,0	3	83.04	1178.81
KCl	0,5	1	72.34	1032.32
	0,5	4,5	72.35	1032.32
	0,5	6	72.34	1032.31

Fonte: Medina et al. (2024).

3.2 Adsorção

É de grande importância para o desenvolvimento de estratégias de armazenamento de gases em reservatórios geológicos, o estudo das forças de adesão entre a parede rochosa do reservatório e o gás que será estocado. Devido à grande área de superfície inerente aos reservatórios geológicos, a análise da capacidade de adsorção é um fator indispensável para o estudo das capacidades de armazenamento dos reservatórios esgotados de óleo e gás, além da previsão de perdas, da eficiência na estocagem e na posterior recuperação do gás.

Tabela 4 - Capacidade de adsorção de H₂ e CO₂ por grama de rocha

Gás	Pressão (MPa)	Temperatura (K)	Capacidade de adsorção (mmol/g)
H ₂	5,0	333K	0,08
	11,7	333K	0,10
	16,8	333K	0,14
	23,7	333K	0,18
CO ₂	5,0	333K	0,19
	10,9	333K	0,60
	15,0	333K	0,84
	20,0	333K	0,86
	25,0	333K	0,76
	30,8	333K	0,74

Fonte: Samara et al. (2024).

Conforme os dados apresentados na Tabela 4, os quais apresentam a quantidade de gás adsorvido por grama de rocha em função da pressão, para o gás hidrogênio, o aumento da pressão ocasiona, conseqüentemente, um aumento nos valores da capacidade de adsorção. Contudo, ao aumentar a pressão, a capacidade de adsorção do CO₂ aumenta de 0,19 mmol/g a 5,0 MPa para 0,86 mmol/g a 20,0 MPa, atingindo um valor máximo na capacidade de adsorção. Porém, à medida que a pressão é aumentada ainda mais, a capacidade de adsorção do CO₂ diminui. Pode-se atribuir a responsabilidade por esse fenômeno, às forças de flutuação ou empuxo, que com o aumento da densidade do gás em altas pressões, gera uma força ascendente do fluido que supera as forças de adesão responsáveis pela adsorção do gás na rocha (Samara et al., 2024).

3.3 Permeabilidade e Difusão

Por conta das condições de alta pressão e por estarem em constante contato, o estudo da capacidade de difusão e permeabilidade dos gases nos componentes do reservatório é indispensável para a escolha de estruturas adequadas, para a previsão do comportamento do fluido estocado e para a prevenção de vazamento do gás. No trabalho de Samara et al. (2024), a medição da permeabilidade dos gases hidrogênio e dióxido de carbono foi conduzida usando o método de decaimento de pulso de pressão não estacionário, assumindo a validade da lei de Darcy. No método de decaimento do pulso de pressão, a permeabilidade do gás (k) é avaliada com base nas características de decaimento da curva de pressão, conforme calculado usando as equações:

$$P_u(t) - P_d(t) = \Delta P_0 \left(\frac{V_d}{V_u} + V_d \right) e^{-\alpha t}. \quad (1)$$

$$\alpha = \frac{kA}{\mu\beta L} \left(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d} \right). \quad (2)$$

Em que P_u e P_d representam, respectivamente, a pressão da parte superior e inferior do reservatório, ΔP_0 diferença de pressão inicial, t é o tempo, V_u e V_d são os volumes dos compartimentos superiores e inferiores do reservatório, respectivamente. Na Equação 2, α é o coeficiente exponencial calculado usando a Equação 1, A é a área da seção transversal do núcleo, μ é a viscosidade dinâmica do gás de acordo com a equação de estado desenvolvida, β é a compressibilidade do gás e L é o comprimento do núcleo.

Neste trabalho, o método experimental utilizado para a medição da permeabilidade dos gases consiste na utilização de uma célula de permeação que trabalha em temperaturas e pressões máximas de 423K e 35 MPa. A amostra é colocada de forma perpendicular à direção do movimento do gás, de forma que divide o compartimento em uma parte superior

e outra inferior. O gás foi então introduzido a uma pressão de 10,9 MPa tanto na região superior quanto na inferior, simultaneamente, de forma que a pressão e a temperatura, em ambos, estejam constantes. Por conseguinte, um pulso de pressão de 0,33 MPa é injetado na parte superior da célula, gerando uma diferença de pressão entre o compartimento superior e inferior. Já para mensurar a difusão dos gases dióxido de carbono e hidrogênio, o modelo uniporo foi aplicado. Este modelo representa uma solução analítica para a difusão não estacionária de Fick para uma esfera sólida, representado abaixo:

$$\left(\frac{Mt}{M_{\infty}}\right) = 1 - \frac{6}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \exp\left(\frac{-Da \cdot n^2 \cdot \pi^2 \cdot t}{r^2}\right). \quad (3)$$

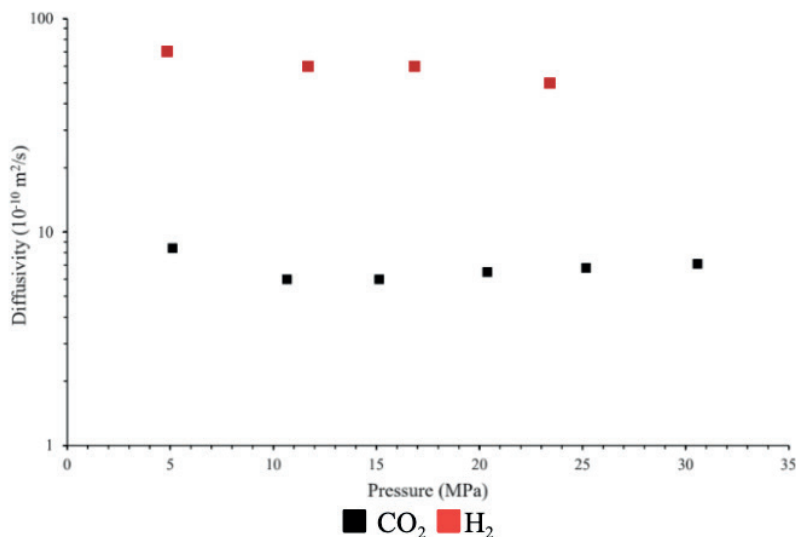
Onde $\left(\frac{Mt}{M_{\infty}}\right)$ é a absorção de massa em cada etapa de tempo dividida pelo valor de equilíbrio, n é o índice de execução da série, t é o tempo, Da é o coeficiente de difusão aparente e r é o raio da esfera. A permeabilidade também pode ser calculada usando a abordagem de solução-difusão:

$$k = D \cdot \mu \cdot S. \quad (4)$$

Em que D é o coeficiente de difusão obtido usando o modelo uniporo, e S é o coeficiente de solubilidade do H_2 , conforme medido usando o método gravimétrico. Da mesma forma, a permeabilidade medida na Eq. 2 também é usada para calcular o coeficiente de difusão usando a Eq. 3. As permeabilidades e difusividades resultantes usando essas duas abordagens diferentes foram então comparadas.

Na difusividade para o dióxido de carbono, observa-se que ao aumentar a pressão de sub para supercrítica (5–10 MPa), a difusividade diminui. Porém, ao aumentar ainda mais a pressão, a difusividade aumenta discretamente. Isso pode ser atribuído a um aumento na difusão superficial e a uma crescente contribuição desta para o transporte de massa geral em pressões mais altas (Samara et al., 2024). Paralelamente, foi analisado que a capacidade de difusão do gás hidrogênio diminui com o aumento da pressão. De acordo com a teoria cinética dos gases, a difusividade de um gás depende de sua massa molecular. A massa molecular do H_2 é menor quando comparada com a do CO_2 por ser uma molécula mais leve, o H_2 experimenta velocidades moleculares mais altas. Além disso, o diâmetro cinético da molécula de H_2 (0,29 nm) é menor que o da molécula de CO_2 (0,33 nm). Consequentemente, esta última está sujeita a efeitos de obstáculos, resultando em uma menor difusividade (Samara et al., 2024).

Figura 2- Difusividade gasosa em função da pressão a 333K



Fonte: Samara et al. (2024).

3.4 Solubilidade e Miscibilidade

A solubilidade dos gases dióxido de carbono e hidrogênio afeta diretamente nas interações e fluido-fluido, haja vista que a solubilização gasosa na salmoura incorpora um novo agente químico que pode influenciar na eficiência e viabilidade do armazenamento por interagir com a salmoura. Conforme os trabalhos desenvolvidos por Chabab et al. (2024), o qual mensura a solubilidade do gás hidrogênio em um sistema H₂O-salmoura em intervalos de temperatura (323K-373K), pressão (maiores que 20MPa) e concentração salina (1 mol/kg_{água}-5mol/kg_{água}), a solubilidade é afetada demasiadamente por essas variáveis de estado. A partir dos resultados obtidos, percebe-se que com o aumento da salinidade da salmoura, a solubilidade de hidrogênio diminui, enquanto ao aumentar os valores da pressão e temperatura a solubilidade também aumenta.

Como a solubilidade entre espécies envolve interações intermoleculares, quanto maior a quantidade de sal dissolvido na salmoura maior a quantidade de interações a serem superadas pela molécula de hidrogênio, conseqüentemente, menor a solubilidade do gás. Já quando há o aumento da pressão e temperatura, a frequência de choques entre a molécula de hidrogênio e da salmoura também aumenta, ocasionando em uma superação entre as forças intermoleculares líquido-líquido e favorecendo as interações gás-líquido. Não obstante, de acordo com Perera et al. (2023), por fazer apenas interações fracas e instáveis de forças de Van der Waals com o líquido, o hidrogênio quando comparado com o dióxido de carbono possui uma solubilidade muito baixa, por conta disso, a capacidade de solubilidade de hidrogênio em reservatórios depletados de óleo e gás em relação ao CO₂ é muito menor.

Paralelamente, assim como na solubilidade, a pressão mínima de solubilidade também é regida pelas interações químicas entre o gás e o conteúdo líquido presente na rocha. O estudo desenvolvido por Almeida da Costa et al. (2020), em que o comportamento de uma gota de gás através do óleo bruto, tais como forma, tamanho, velocidade, estabilidade e cor, em intervalos de pressão (0 – 4000 psi) e temperatura (60°C – 96,5°C), foi documentado a fim de estudar a influência da pressão na miscibilidade do CO₂ em óleo bruto. Conforme apresentado neste estudo, a miscibilidade do CO₂ no óleo não ocorre antes de 4.000 psi, em que a gota começou a dissipar-se quase metade do tubo presente na câmara. Contudo, tal valor de pressão pode mudar de acordo com a composição do líquido em que o gás está inserido e, principalmente, com a temperatura em que as interações ocorrem.

4 . CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir das investigações experimentais conduzidas por este estudo para avaliar o potencial de armazenamento de CO₂ e H₂ em reservatórios depletados de petróleo e gás, evidenciou-se que estas estruturas possuem um potencial promissor para o armazenamento de gases dióxido de carbono e hidrogênio, contribuindo para a diminuição na emissão de gases de efeito estufa e para a manutenção de uma produção energética verde com o auxílio do hidrogênio produzido por eletrólise com a energia excedente produzida pelas fontes renováveis.

Não obstante, as investigações elucidam a influência das interações química e físicas, como a IFT, Adsorção gasosa, permeabilidade, solubilidade e PMM, para a construção de estratégias de armazenamento e escolha das estruturas adequadas que possam estocar os gases CO₂ e H₂ com eficiência e segurança, além de ajudar na manutenção da qualidade do armazenamento e na previsão de perdas e reações indesejadas que comprometam a estrutura do reservatório ou a pureza do gás.

5 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA DA COSTA, Alana; LIMA, Rui; GRAZIELE FOGAÇA DA SILVA, Thallyta; CORREIA, James; ROCHA, Paulo; JAEGGER, Philip. Experimental and non-experimental determination approaches of oil-CO₂ minimum miscibility pressure for EOR applications in Brazilian reservoirs. Experimental and non-experimental determination approaches of oil-CO₂ minimum miscibility pressure for EOR applications in Brazilian reservoirs, [S. l.], ano 2020, p. 1-11, 28 fev. 2020.

CÂMARA, G.; GALERA, S. Geological Reservoir Use: New Trends – A Legal Aspect Analysis. In 10th International Workshop on Advances in Cleaner Production. Ferrara, Italy, 2021.

CHABAB, Salaheddine et al. Measurements and predictive models of high-pressure H₂ solubility in brine (H₂O+ NaCl) for underground hydrogen storage application. International Journal of Hydrogen Energy, v. 45, n. 56, p. 32206-32220, 2020.

MEDINA, Oscar E. et al. Salinity influence on underground hydrogen storage: Insights from molecular dynamics and pore-scale analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 60, p. 959-975, 2024.

MUHAMMED, Nasiru Salahu et al. Hydrogen storage in depleted gas reservoirs: A comprehensive review. *Fuel*, v. 337, p. 127032, 2023.

PERERA, M. S. A. A review of underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs: Insights into various rock-fluid interaction mechanisms and their impact on the process integrity. *Fuel*, v. 334, p. 126677, 2023.

SAMARA, H.; OSTROWSKI, T. v; JAEGER, P. Interfacial and transport properties of supercritical hydrogen and carbon dioxide in unconventional formations. *The Journal of Supercritical Fluids*, v. 205, p. 106124, 2024.

6 . AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à UFBA e ao Lapeg por disponibilizarem a infraestrutura necessária ao desenvolvimento desta pesquisa.

ANÁLISE DAS METODOLOGIAS PARA O CÁLCULO DE ARMAZENAMENTO DE HIDROGÊNIO EM MEIOS POROSOS

Data de aceite: 02/06/2023

Leonardo Portela

Universidade Federal da Bahia, UFBA

Alana Almeida da Costa

Universidade Federal da Bahia, UFBA

Rosana Fialho

Universidade Federal da Bahia, UFBA

Roberto J. B. Câmara

Universidade Federal do Recôncavo da Bahia, UFRB

George A. B. Câmara

Senai Cimatec

basins. The development of a tool as well as the organization of technical data from each reservoir, are essential parts of this work. The practical and theoretical results obtained so far indicate that this study will not only contribute to scientific advancement but also guide future decisions and investments in the energy sector, thus promoting a transition to a more sustainable energy matrix in Bahia and beyond.

PALAVRAS-CHAVE: Reservatórios de petróleo e gás natural, Capacidade de armazenamento de gases, Hidrogênio, Bacias.

ABSTRACT: The global energy transition demands the search for sustainable and efficient alternatives, especially in the face of the intermittency of current energy sources. In this context, hydrogen storage in oil and natural gas reservoirs stands out as a promising possibility. This study aims to develop a computational tool using Excel software to assess gas storage capacity in a reservoir specifically targeted for the Bahia region. Initially, the main methods and formulations necessary for the calculations were identified, which will be followed by the collection of specific data from the region's

1 . INTRODUÇÃO

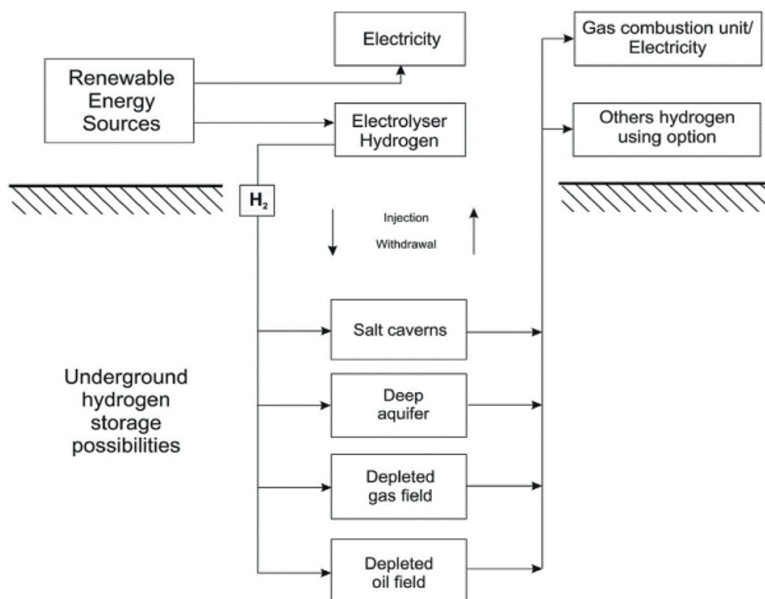
Nos últimos anos, a questão da transição energética tem ganhado destaque global devido à necessidade urgente de enfrentar os desafios das mudanças climáticas e reduzir a dependência de fontes de energia não renováveis. Uma das principais preocupações nesse processo é a intermitência das fontes energéticas atuais, como solar e eólica, que muitas vezes não conseguem fornecer energia de forma constante e confiável. Essa intermitência, somada à falta de

despachabilidade dessas fontes, destaca a necessidade de buscar alternativas que possam complementar e estabilizar o fornecimento de energia.

Nesse contexto, o armazenamento de gases, especialmente o hidrogênio, tem sido considerado uma opção energética viável e otimista, especialmente em regiões com alta produção de energia solar e eólica. Essa abordagem permite que o gás seja armazenado durante os períodos de baixa demanda ou de excesso de geração de energia renovável e, posteriormente, seja disponibilizado para uso durante os períodos de alta demanda ou quando a geração renovável não é suficiente para atender às necessidades.

Tendo como base estudos recentes que indicam que reservatórios geológicos são uma alternativa promissora para o armazenamento de gases (MATOS et al., 2019), assume-se crucial o levantamento de parâmetros técnicos relevantes para avaliar a viabilidade e eficácia do armazenamento de hidrogênio em reservatórios de petróleo e gás natural depletados. Nesse quesito, este estudo visa responder a essa necessidade, buscando efetuar um estudo que vá ao encontro de uma forma mais eficiente e renovável de fornecimento de energia, capaz de atender às crescentes demandas da sociedade moderna sem comprometer o meio ambiente. A Figura 1 retrata de forma simples as possibilidades de funcionamento do processo de armazenamento do hidrogênio.

Figura 1 – O conceito de armazenamento subterrâneo de hidrogênio em estruturas geológicas



Fonte: Olabi et al. (2020).

Dentro desse contexto, as bacias de petróleo e gás natural da Bahia assumem um papel de destaque, pois possuem um grande potencial para o armazenamento de hidrogênio devido à sua infraestrutura existente e características geológicas favoráveis. O estado é um dos maiores em relação à produção de energia solar e eólica (EPE, 2022), o que o favorece, uma vez que pode utilizar da ferramenta de integração das matrizes energéticas, facilitando e tornando mais eficiente o processo de armazenamento do gás.

Somado a isso, a Bacia do Recôncavo é localizada na região, fator esse de extrema relevância, pois, como essa é a primeira bacia produtora de petróleo do Brasil, possui uma notória quantidade de reservatórios de petróleo e gás natural depletados e a bibliografia os caracteriza como potenciais locais de armazenamento. Ao analisar diversos fatores específicos das bacias da Bahia, como profundidade, pressão, temperatura, permeabilidade e outros parâmetros técnicos relevantes, este estudo busca identificar oportunidades para a implantação eficiente do armazenamento de hidrogênio na região.

O objetivo principal deste artigo é apresentar as diversas formas matemáticas, ou equações, utilizadas nos *papers* e estudos relevantes para calcular a capacidade de hidrogênio em reservatórios depletados. Este estudo tem como foco identificar as formulações mais adequadas e precisas para serem incorporadas em uma ferramenta computacional destinada à simulação desses processos, com enfoque específico na Bacia do Recôncavo. Essas equações servirão como base para a criação de um algoritmo que dará suporte à ferramenta computacional.

2 . METODOLOGIA

O objetivo principal desta metodologia é desenvolver uma ferramenta computacional no software Excel para calcular a capacidade de armazenamento de hidrogênio em reservatórios depletados. Somado a isso, visa avaliar a viabilidade de implantação do armazenamento de hidrogênio na região das bacias de petróleo e gás da Bahia, com enfoque na Bacia do Recôncavo.

Para atingir esses objetivos, será realizado um processo metodológico estruturado, incluindo pesquisa bibliográfica sobre o armazenamento de hidrogênio e estudo detalhado dos reservatórios, levantamento dos principais parâmetros técnicos e desenvolvimento de equações matemáticas específicas. Essas equações serão a base para a criação de um algoritmo que dará suporte à ferramenta computacional, garantindo uma abordagem integrada às necessidades do estudo e contribuindo para a transição energética sustentável.

Primeiramente, foi realizada uma pesquisa bibliográfica abrangente sobre o armazenamento de hidrogênio em reservatórios de petróleo e gás, bem como um estudo aprofundado sobre a natureza e funcionamento desses reservatórios. Somado a isso, foi feita uma busca detalhada pelos principais parâmetros que deveriam ser observados e

utilizados para os cálculos de capacidade de armazenamento. Esses parâmetros incluem características como profundidade do reservatório, permeabilidade do solo, pressão, taxa de injeção de hidrogênio, entre outros.

Em seguida, foi feito um levantamento das equações de estado e fórmulas necessárias para realizar os cálculos de forma precisa. Nesse quesito, foram estudados diversos artigos e pesquisas, principalmente estrangeiras, acerca do tema. Os dados captados foram devidamente utilizados na construção da ferramenta como será apresentado posteriormente.

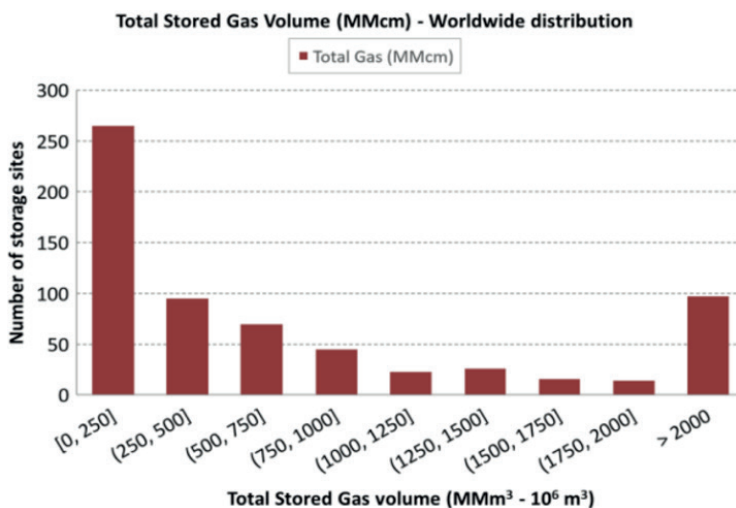
Para isso, foram utilizados recursos como a pesquisa em literatura técnica e a consulta a softwares especializados, como o REFPROP, que calcula as propriedades termodinâmicas e de transporte de fluidos de importância industrial. Após a definição dos parâmetros e a obtenção das equações de estado relevantes, deu-se início ao levantamento dos dados específicos das bacias de petróleo e gás da Bahia.

Com todos esses dados compilados e organizados, a ferramenta computacional está em desenvolvimento, utilizando as equações de estado e os parâmetros específicos de cada reservatório. Essa ferramenta permitirá a obtenção dos resultados previstos, como a capacidade de armazenamento de hidrogênio de cada reservatório, fornecendo assim informações essenciais para a avaliação da viabilidade técnica e econômica do armazenamento de hidrogênio na região da Bahia.

3 . RESULTADOS E DISCUSSÃO

Durante a pesquisa, foram obtidos resultados práticos e teóricos que constituem fundamentos essenciais para o desenvolvimento deste estudo. A partir da análise de diversos artigos especializados, foram identificados e captados os principais parâmetros técnicos, como profundidade, permeabilidade, pressão, taxa de injeção que são fundamentais para a avaliação eliminatória da aptidão de armazenamento de um reservatório. Além desses parâmetros foram encontrados métodos e fórmulas para o cálculo do volume de hidrogênio em meios porosos. A Figura 2 mostra um pouco do cenário mundial em relação a capacidade de hidrogênio por reservatório.

Figura 2 – Estatísticas mundiais do volume total de gás armazenado por localidade



Fonte: BOUTELDJA et al. (2021).

Tendo como referência campos de gás depletados e aquíferos salinos, os volumes de poros dos reservatórios foram convertidos em volumes de hidrogênio equivalentes nas Temperatura e Pressão Padrão (STP) utilizando a equação¹ (SCADIFI, WILKINSON, GILFILLAN, HEINEMANN, HASZELDINE, 2020)

$$V_{H(STP)} = \frac{V_{H_2}(1 - S_{wi}P)}{ZP_0} \frac{T_0}{T} \quad (1)$$

De acordo com a equação 1, $V_{H(STP)}$ é o volume de hidrogênio nas condições padrão de temperatura e pressão (STP), V_{H_2} é o volume do espaço poroso adequado para armazenamento de hidrogênio, S_{wi} é a saturação de água irreduzível (definida como a menor saturação de água que pode ser alcançada displacing the água com óleo ou gás e fornecida no banco de dados CO2 Stored como 0.423), P_0 é a pressão em STP, P é a pressão do reservatório (hidrostática, calculada a partir da profundidade), T_0 é a temperatura em STP, T é a temperatura do reservatório e Z é o fator de compressibilidade do hidrogênio, que é relacionado à temperatura e pressão do reservatório. No entanto, o fator de compressibilidade possui uma fórmula² (LEMMON, HUBER, LEACHMAN, 2008) para ser calculado separadamente:

$$Z(p, T) = \frac{p}{\rho RT} \quad (2)$$

Na equação 2, p se refere à pressão, ρ à molaridade, R é a Constante Universal dos Gases (8.314 472 J/(mol · K)) e T à temperatura. É importante ressaltar que essas

equações derivam da equação de estado Younglove³ e da Nova Equação de Estado. O modelo de Younglove é usado para calcular as propriedades termodinâmicas do hidrogênio e para-hidrogênio. É baseado em dados experimentais e foi desenvolvido no National Bureau of Standards (NBS), hoje Instituto Nacional de Padrões e Tecnologia (NIST). Ambas as equações de estado são explícitas na energia livre de Helmholtz e são válidas para temperaturas desde as temperaturas do ponto triplo de 13,8033 K para parahidrogênio, 13,957 K para hidrogênio normal (este trabalho) e 14,008 K para ortohidrogênio (este trabalho) até 1000 K e para pressões de até 2000 MPa, e a extrapolação se comporta bem em temperaturas e pressões muito mais altas. Importante ressaltar que a equação 1 é uma versão simplificada da equação completa do modelo de instalação de armazenamento de gás bruto³ (AMID, MIGNARD, WILKINSON, 2015) onde a capacidade total de gás natural é dada por:

$$V_s = V_r \varphi (S_g - S_{gr}), \quad (3)$$

onde V_r é o volume total da rocha (ou seja, o volume geométrico do reservatório), S_g é a fração de volume do espaço poroso ocupado pelo gás e S_{gr} é a fração irreduzível de gás que permanece praticamente quando todo o gás foi extraído até o ponto em que a pressão de fluxo de entrega está no mínimo permitido. Assumimos que a energia que impulsionou o gás para fora do reservatório veio exclusivamente de sua expansão. Dessa fórmula três, surge outra fórmula do total de hidrogênio que pode ser armazenado em um reservatório

$$\frac{V_G^H}{V_R} = \frac{y_h \varphi (1 - S_{wi}) P}{Z P_0} \frac{T_0}{T}. \quad (4)$$

onde V_{HG} é a capacidade total para hidrogênio, y_h a fração volumétrica de hidrogênio no gás, S_{wi} a saturação irreduzível de água (ou seja, a fração de água que permanece no volume poroso quando o gás é armazenado), estimada em 0,2 neste reservatório. P e T são a temperatura e pressão do reservatório, respectivamente, Z a compressibilidade, e P_0 e T_0 são a temperatura e pressão em condições padrão (1 atm e 273 K, respectivamente).

Outro método de cálculo da capacidade de hidrogênio baseia-se na ideia de que o volume previamente ocupado pelos hidrocarbonetos produzidos se torne disponível para o armazenamento de hidrogênio (CIOTTA, TASSINARI, ZACHARIAS, ZWAAN, PEYERL, 2023). A Análise da capacidade de armazenamento de hidrogênio em campos de gás foi baseada em estimativas iniciais de gás recuperável e é expressa pela equação 5

$$CR_{H_{2,MAX}} = ERG \times \frac{\rho_{CH_{4STP}}}{\rho_{CH_{4,R}}} \times \rho_{H_{2,R}} \times HHV_{H_2}. \quad (5)$$

Onde ERG é o gás natural recuperável estimado do reservatório, ρ é a densidade do gás (STP denota a condição padrão enquanto R é usado para condições específicas de pressão e temperatura do reservatório), e HHV é o valor de aquecimento mais alto do hidrogênio. A fórmula se baseia na equação de Estado Noble-Able e também foi considerado um volume médio de 45% para o gás de amortecimento, que se refere a mínima quantidade de gás que deve ser mantida no reservatório para manter a pressão adequada para a extração de gás. A fórmula surge de outras equações originárias, (MOULI-CASTILLO, HEINEMANN, EDLMANN, 2020) onde a capacidade de armazenamento de hidrogênio no reservatório é calculada substituindo o volume do campo de gás ocupado pelo gás natural recuperável pelo hidrogênio, assumindo que o gás natural do reservatório possui as propriedades do metano:

$$E_H = HHV_H \times \rho_{H,s} \times OGIP \times \frac{\rho_{CH_4,STP}}{\rho_{CH_4,s}} \times UG, \quad (6)$$

onde, E_H é a quantidade de energia armazenada como hidrogênio no gás de trabalho, HHV_H é o valor de aquecimento mais alto do hidrogênio (em MWh/kg com precisão de quatro dígitos significativos), $\rho_{H,s}$ é a densidade do hidrogênio na pressão e temperatura quando o armazenamento está cheio, OGIP é o gás original no local de armazenamento expresso como um volume na temperatura e pressão padrão (STP), RG é a quantidade recuperável de gás também expressa como um volume em STP. $\rho_{CH_4,STP}$ é a densidade do gás natural em STP, $\rho_{CH_4,s}$ é a densidade do gás natural na pressão e temperatura quando o armazenamento está cheio. A razão $\rho_{CH_4,STP} / \rho_{CH_4,s}$ é usada para converter volumes de gás em STP para volume de gás nas condições de armazenamento. UG é a fração do volume de armazenamento que pode ser usado para o gás de trabalho e é descrito na Equação

$$UG = \frac{WGV}{CGV+WGV} = \left[0.5, 0.8 \left(\frac{RG}{OGIP} \right) \right], \quad (7)$$

onde WGV é o volume do gás de trabalho que descreve a porção do volume ocupado pelo gás de hidrogênio que é ciclado dentro e fora do reservatório. CGV é o volume do gás de amortecimento, ou seja, o volume de armazenamento ocupado por uma mistura de hidrogênio e gás natural que é armazenada permanentemente. Portanto, a razão do volume do gás de trabalho para o volume total de armazenamento (CGV + WGV) é a fração utilizável do volume de armazenamento para o gás de trabalho (UG). Este estudo usa 0,5 para o valor de UG, de acordo com o estudo Rough (AMID, MIGNARD, WILKINSON, 2016). No entanto, outra restrição deve ser considerada, pois estamos considerando um sistema onde uma parte do gás de amortecimento não é o gás sendo ciclado (ou seja, gás natural). O tipo de gás de trabalho (ou seja, hidrogênio) deve representar pelo menos 20% do gás

de amortecimento (ou seja, para um armazenamento de hidrogênio, pelo menos 20% do gás de amortecimento deve ser hidrogênio). Esta restrição é considerada pelo fator 0,8 na Equação (8). Quando os campos de gás têm um volume de gás recuperável superior a 62,5% do OGIP, este estudo assume um cenário de armazenamento onde o gás de trabalho de hidrogênio representa 50% do volume de gás original no local, com base em estudos que consideram armazenamento de gás natural, armazenamento de hidrogênio e armazenamento de hidrogênio com gás de amortecimento misto. No entanto, se menos de 62,5% do OGIP for recuperável do reservatório, essa fração recuperável multiplicada por 0,8 é usada como o volume do gás de trabalho e o restante como gás de amortecimento.

$$UG = [0.5, 0.8 \left(\frac{RG}{OGIP} \right)]. \quad (8)$$

O valor de aquecimento do hidrogênio é definido como a quantidade de calor liberada durante a combustão de uma determinada quantidade de hidrogênio. Este estudo utiliza o valor de aquecimento mais alto (energia bruta ou valor calorífico bruto), que leva em consideração o calor latente de vaporização na combustão e assume que a água está em seu estado líquido no final da combustão.

Outro artigo (LABUS, TARKOWSKI, 2022) reforça a ideia de ser avaliada a mudança relativa da porosidade do reservatório, utilizando a seguinte equação 9

$$RCP = \frac{n_n - n_{n-1}}{n_0} \times 100\%. \quad (9)$$

Onde RCP é a mudança relativa na porosidade, n_n é a porosidade após a conclusão da etapa n , n_0 é a porosidade inicial.

De outra parte, foram obtidos documentos que contêm informações sobre as propriedades geológicas específicas de cada reservatório da Bahia. Esses documentos foram cruciais para a compreensão detalhada das características individuais de cada reservatório, fornecendo dados essenciais para a análise da viabilidade do armazenamento de hidrogênio na região.

Dessa forma, a equação 1, juntamente com a equação 2, foram as escolhidas para a realização dos cálculos até o presente momento do estudo. Essas formulações foram selecionadas devido à sua maior simplicidade em comparação com as outras e à sua compatibilidade com os dados disponíveis para o estudo, facilitando a obtenção e aplicação dos parâmetros necessários.

Na parte prática, foi iniciado o desenvolvimento da ferramenta computacional, que será uma fundamental para a realização dos cálculos de capacidade de armazenamento de hidrogênio. Além disso, esta sendo elaborada uma tabela para organização dos dados das bacias da região, a qual inclui informações como profundidade dos reservatórios,

características geológicas, pressão atual, entre outros fatores relevantes. A próxima etapa deste estudo é o levantamento desses parâmetros específicos de cada bacia da Bahia e sua organização na tabela citada. Uma vez organizados os dados, serão aplicados na calculadora desenvolvida para definir a viabilidade ou não do armazenamento eficiente de hidrogênio nessas bacias. Essa análise será essencial para orientar futuras decisões e investimentos na área de energia na região da Bahia e contribuir para a transição para uma matriz energética mais sustentável e renovável.

4 . CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo representa um passo significativo na direção de explorar o potencial do armazenamento de hidrogênio nas bacias de petróleo e gás da Bahia. A crescente necessidade de encontrar alternativas energéticas mais sustentáveis e eficientes, aliada à intermitência das fontes energéticas atuais, destaca a importância deste trabalho. Ao longo desta pesquisa, foram identificados e analisados os principais métodos para cálculo da capacidade de armazenamento de um reservatório para o hidrogênio, assim como outras informações essenciais para o processo.

A partir desses dados, foi iniciado o desenvolvimento da ferramenta computacional no software Excel, que servirá como uma ferramenta crucial para calcular a capacidade de armazenamento de hidrogênio em cada reservatório. A criação de uma tabela para organizar os dados das bacias da Bahia também é um passo importante para este estudo. A próxima etapa deste trabalho envolverá o levantamento e organização dos parâmetros específicos de cada bacia, seguido pela aplicação desses dados na ferramenta desenvolvida. Essa análise permitirá avaliar a viabilidade técnica e econômica do armazenamento de hidrogênio nas bacias de petróleo e gás da Bahia.

Em suma, este estudo não apenas contribuirá para o avanço do conhecimento científico no campo do armazenamento de hidrogênio, mas também terá implicações práticas significativas. Os resultados obtidos serão essenciais para orientar decisões futuras e investimentos na área de energia na região da Bahia, contribuindo assim para a transição para uma matriz energética mais sustentável e renovável.

5 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A. AMID, D. MIGNARD, M. WILKINSON. **Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir**. School of Engineering & School of Geosciences, The University of Edinburgh, Scotland, UK, 2015.

BOUTELDJA, Mohammed et al. **Definition of Selection Criteria for a Hydrogen Storage Site in Depleted Fields or Aquifers**. Geostock, France, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional. Relatório Final, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em: 31 mar. 2024.

ERIC W. LEMMON, MARCIA L. HUBER, JACOB W. LEACHMAN. **Revised Standardized Equation for Hydrogen Gas Densities for Fuel Consumption Applications**. National Institute of Standards and Technology, Boulder & University of Wisconsin-Madison Cryogenics Lab, 2008.

JONATHAN SCAFIDI, MARK WILKINSON, STUART M.V. GILFILLAN, NIKLAS HEINEMANN, R. STUART HASZELDINE. **A quantitative assessment of the hydrogen storage capacity of the UK continental shelf**. School of GeoSciences, University of Edinburgh, James Hutton Road, Edinburgh, 2020.

JULIEN MOULI-CASTILLO, NIKLAS HEINEMANN, KATRIONA EDLMANN. **Mapping geological hydrogen storage capacity and regional heating demands: An applied UK case study**. School of Geosciences, University of Edinburgh, Edinburgh EH9 3FE, UK, 2020.

KRZYSZTOF LABUS, RADOSŁAW TARKOWSKI. **Modeling hydrogen – rock – brine interactions for the jurassic reservoir and cap rocks from polish lowlands**. Silesian University of Technology, 2 Akademicka St., 44-100, Gliwice, Poland & Mineral and Energy Economy Research Institute of the Polish Academy of Sciences, 7A J. Wybickiego, 31-261, Krakow, Poland, 2022.

MARIANA CIOTTA, COLOMBO TASSINARI, LUIS GUILHERME LARIZATTI ZACHARIAS, BOB VAN DER ZWAAN, DRIELLI PEYERL. **Hydrogen storage in depleted offshore gas fields in Brazil: Potential and implications for energy security**. 2023.

MATOS, C. R., CARNEIRO, J. F., & SILVA, P. P. **Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification**. Journal of Energy Storage, 21, 241-258, 2019.

OLABI, A.G. et al. **Large-vs scale hydrogen production and storage technologies: Current status and future directions**. 2020.

6 . AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao CNPq pelo apoio financeiro e à UFBA por disponibilizar a infraestrutura necessária para essa pesquisa.

José Airton de Mattos Carneiro Júnior

Elba Gomes dos Santos Leal

Ana Cristina Morais da Silva

Consuelo Cristina Gomes Silva

Raissa Costa Oliveira

Durval de Almeida Souza

Roberto José Batista Câmara

ANAIS DO CONGRESSO CIENTÍFICO DO Bahia **20** OIL & GAS ENERGY **24**

🌐 www.atenaeditora.com.br

✉ contato@atenaeditora.com.br

📷 @atenaeditora

📘 www.facebook.com/atenaeditora.com.br

ANAIS DO
CONGRESSO
CIENTÍFICO DO
Bahia 20
OIL & GAS ENERGY **24**

🌐 www.atenaeditora.com.br

✉ contato@atenaeditora.com.br

📷 @atenaeditora

📘 www.facebook.com/atenaeditora.com.br


Atena
Editora
Ano 2024