

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS  
UNIDADE ACADÊMICA CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE ENGENHARIA QUÍMICA**

**SARAH RODRIGUES COSTA SOUSA**

**TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA DE PETRÓLEO UTILIZANDO LEITOS  
COALESCENTES**

Maceió  
2024

SARAH RODRIGUES COSTA SOUSA

**TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA DE PETRÓLEO UTILIZANDO LEITOS  
COALESCENTES**

Plano de Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao curso de Engenharia Química da  
Universidade Federal de Alagoas como  
requisito parcial para obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia Química.

Orientador/a: Prof. Dr. João Inácio Soletti

Coorientador/a: MSc. Nathaly Almeida de  
Oliveira

Maceió  
2024

**Catálogo na Fonte**  
**Universidade Federal de Alagoas**  
**Biblioteca Central**  
**Divisão de Tratamento Técnico**

Bibliotecário: Marcelino de Carvalho Freitas Neto – CRB-4 – 1767

S725t Sousa, Sarah Rodrigues Costa.  
Tratamento de água produzida de petróleo utilizando leitos coalescentes /  
Sarah Rodrigues Costa Sousa. – 2024.  
46 f. il. : figs. ; tabs. color.

Orientador: João Inácio Soletti.  
Co-orientadora: Nathaly Almeida de Oliveira.  
Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Química).  
Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2024.

Bibliografia: f. 44-46.

1. Teor de óleos e graxas. 2. Leito coalescente. 3. Água produzida. 4.  
Petróleo. I. Título.

CDU:665.6/.7

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, autor da minha existência, a quem posso todas as coisas, meu consolo, alegria e digno de toda honra e glória, pois foi Ele que me deu forças para chegar até onde estou hoje.

Ao meu esposo, melhor amigo e amor da minha vida, Wallef Ferreira Santos, que sempre me apoiou em tudo que eu fiz e faço, pois caminha junto ao meu lado para viver essa aventura que é a vida; pelo seu auxílio nos testes hidrostáticos e ajustes iniciais do sistema.

Aos meus pais, Luciene Rodrigues Sousa e Itamar Costa Sousa, aos quais devo toda minha capacitação profissional durante minha vida acadêmica, pelos ensinamentos, incentivos e amor que sempre estiveram presentes na minha vida. A vocês todo o meu carinho e gratidão.

Ao Prof. João Inácio Soletti por sua paixão em ensinar que me incentivou desde o momento que o conheci. Com sua curiosidade e dedicação, orientou este projeto e sou grata por sua confiança, considerando-o como um verdadeiro pai acadêmico.

A Felipe Duarte por sua paciência e auxílio na montagem e primeiros ajustes do sistema e a toda equipe do LASSOP, por todo apoio em equipamentos e peças necessárias para manutenção do sistema.

À toda equipe SENAIHUB, em especial a Nerivaldo Pedro da Silva pela usinagem e fabricação do novo sistema e a Gabriel Henrique de Oliveira Alves por toda coordenação e obtenção de peças para montagem do novo coalescedor.

À toda equipe Origem Energia, em especial à Dra. Claudia Jessica da Silva Cavalcanti, gerente de P,D&I pelo apoio na implementação do projeto em todas as etapas, por sua amizade e gentileza que se fizeram imprescindíveis para a continuidade desse projeto. À equipe de Operação da Estação Produtora de Pilar e à equipe de Instrumentação e Automação por seu auxílio na instalação em área classificada e ajustes no sistema.

Aos meus amigos, companheiros de graduação e estágio, Wanessa Julianne Lopes Vieira, Ana Beatriz Holanda da Silva, Dagmar Cardozo Junior, Larissa Yasmin Alves Batista e Andressa Guedes de Freitas por todo apoio emocional e acadêmico dado a mim em minha graduação.

*“O Ontem é história, o futuro é um mistério, o  
agora é uma dádiva é por isso que se chama  
presente”*

*— Mestre Oogway, Kong Fu Panda*

## RESUMO

A água de produção proveniente das últimas etapas de processamento do petróleo é definida como um efluente complexo de composição variável: dependente do tipo de campo, origem e qualidade do petróleo e dos procedimentos utilizados para sua formação. Dentre os compostos mais comuns em sua composição estão: óleos, compostos orgânicos complexos e sais minerais dissolvidos, graxas, asfaltenos, produtos químicos adicionados para prevenir e/ou tratar problemas inerentes ao processo industrial; tais como biocidas, anti-incrustantes, anti-espumantes, inibidores de corrosão e gases dissolvidos, incluindo CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S. Um dos principais desafios na indústria petroquímica é o tratamento dessa água produzida de poços; presente em todas as operações de produção de petróleo e gás. Um dos parâmetros mais utilizados para a regulamentação da qualidade da água produzida de injeção dos poços é o TOG (Teor de óleos e graxas), estabelecido pela Resolução 393/2007 do CONAMA. Os leitos coalescedores aparecem como uma opção vantajosa para redução de TOG, pois realizam o processo de quebra de emulsão por uma fibra composta por um material que forneça um caminho tortuoso para o agrupamento das gotículas; facilitando as colisões e aderência ao material do leito e, posteriormente, entre as gotículas, ao resultar no processo de coalescência. Dessa maneira, este trabalho teve como objetivo o uso de leitos coalescentes de esponja abrasiva sintética para a diminuição de TOG na água produzida de petróleo coletada da estação de Pilar em Maceió - AL. Na primeira etapa o sistema foi testado como leito adsorvedor de 5cm, obtendo reduções de 89%. Posteriormente, o sistema foi testado como leito coalescedor de 8cm com reduções de 82% no início da corrida. Na segunda da etapa, o sistema foi instalado em área classificada, estando sujeito a todas as mudanças operacionais do processo. Nessa etapa, obtiveram-se maiores reduções de TOG de 87,34% e 42,17% de TSS com nítida formação de fases. Os resultados demonstraram que mesmo sob extrema perturbação em termos de concentração de TOG na entrada, o sistema permaneceu reduzindo TOG, demonstrando ser uma alternativa para o desenvolvimento de novas unidades industriais proporcionando a recuperação de óleo para o processo, evitando incrustações, problemas operacionais, impactos ambientais no processamento do petróleo em casos de descarte e injeção da água produzida de poços produtores.

**Palavras-Chave:** TOG, leitos coalescentes, teor de óleos e graxas, água produzida, petróleo.

## ABSTRACT

The production of water from the last stages of oil processing is defined as a complex effluent of variable composition: dependent on the type of field, origin and quality of the oil and the procedures used for its formation. Among the most common compounds in its composition there are: oils, complex organic compounds and dissolved mineral salts, greases, asphaltenes, chemicals added to prevent and/or treat problems inherent to the industrial process; such as biocides, anti-scaling agents, anti-foaming agents, corrosion inhibitors and dissolved gases, including CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S. One of the main challenges in the petrochemical industry is the treatment of this produced water from wells; present in all oil and gas production operations. One of the most used parameters for the quality regulation of the produced water for well injection is the OGC (Oil and Grease Content), established by CONAMA Resolution 393/2007. Coalescing beds appear as an advantageous option for TOG reduction, as they perform the emulsion breaking process by a fiber composed of a material that provides a tortuous path for the grouping of droplets, facilitating collisions and adherence to the bed material and, subsequently, between the droplets, resulting in the coalescence process. Thus, this work aimed at the use of synthetic abrasive sponge coalescing beds for the reduction of TOG in the produced water collected from the Pilar Facility in Maceió - AL. In the first stage of tests the system was evaluated as a 5cm adsorber bed, obtaining reductions of 89% in which it was possible to observe the beginning of phase formation. Subsequently, the system was tested as an 8cm coalescing bed with reductions of 82% at the beginning of the run. In the second stage, the system was installed in a classified area, being subject to all operational changes of the process. In this stage, higher OGC reductions of 87.34% and 42.17% of TSS were obtained with clear phase formation. The results showed that even under extreme disturbance in terms of TOG concentration at the prototype entrance, the system continued reducing TOG, proving to be an alternative for the development of new industrial units providing oil recovery for the process, avoiding incrustations, operational problems, environmental impacts in the processing of oil in cases of disposal and injection of the produced water from the producer wells.

**Keywords:** OGC, coalescing beds, grease and oil content, produced water, petrol

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Esquema estrutural de um reservatório de petróleo.....	7
Figura 2 - Separador gravitacional horizontal bifásico .....	8
Figura 3 - Tratador de óleo.....	10
Figura 4 - Principais etapas do tratamento de petróleo .....	10
Figura 5 - Deslocamento da água injetada em poços .....	12
Figura 6 - Efeito Jamin em uma gota de óleo.....	12
Figura 7 - Fenômeno da coalescência em uma bolha.....	14
Figura 8 - Metodologia da Primeira Etapa .....	19
Figura 9 - Unidade experimental estruturada por Dacal (2017).....	19
Figura 10 - Local de coleta do efluente .....	20
Figura 11 - (a) Fibras abrasivas utilizadas como leito e (b) bombonas experimentais .....	20
Figura 12 - (a) Sistema de leitos coalescentes antes da implementação das melhorias e (b) Sistema de leitos coalescentes com a implementação das melhorias.....	21
Figura 13 - Metodologia da Segunda Etapa .....	26
Figura 14 - Ponto de Instalação do novo Sistema de Leitos Coalescentes.....	27
Figura 15 - Design no novo Sistema de Leitos Coalescentes.....	28
Figura 16 - Vista explodida e detalhamento das chicanas.....	29
Figura 17 - Detalhamento do sistema saída e rosqueamento dos flanges .....	29
Figura 18 - (a) Instalação do novo Sistema de Leitos Coalescentes e (b) Sistema em seus minutos iniciais de preenchimento .....	30
Figura 19 - Sistema como leito adsorvente Fonte: Autora, 2023.....	36
Figura 20 - Película de óleo e limpidez da água após o leito .....	37
Figura 21 - Limpidez da água após o leito .....	38
Figura 22 - Diferença de coloração das amostras de entrada e saída do sistema .....	40
Figura 23 - Diferença visual e formação de fases o sistema no (a) 1º dia e (b) 13º dia .....	41
Figura 24 - Acúmulo de óleo ao longo do sistema - 19º dia .....	41
Figura 25 - Acúmulo sais em válvulas do sistema .....	42
Figura 26 - Saturação homogênea do leito .....	42

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	4
2	OBJETIVOS.....	6
2.1	Geral.....	6
2.2	Específicos.....	6
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
3.1	Estrutura interna de reservatórios.....	7
3.2	Etapas do processamento primário do Petróleo.....	8
3.3	Rochas de reservatórios e qualidade de água de injeção.....	11
3.4	Processo de coalescência.....	13
3.5	Fatores que interferem na coalescência.....	15
3.5.1	Design do leito coalescedor e Orientação do fluxo.....	15
3.5.2	Velocidade do fluido.....	16
3.5.3	Material do leito.....	17
3.5.4	Comprimento do leito.....	17
4	METODOLOGIA.....	19
4.1	Primeira Etapa – Coleta do Efluente (Projeto DOAR).....	19
4.2	Análises de TOG por Espectrofotometria.....	22
4.2.1	Materiais e Vidrarias.....	22
4.2.2	Reagentes.....	22
4.2.3	Equipamentos.....	23
4.2.4	Procedimento.....	23
4.2.5	Preparo da Solução de Referência.....	23
4.2.6	Curva de Calibração.....	23
4.2.7	Teste Em Branco – TOG.....	24

4.2.8	Extração .....	24
4.2.9	Leitura.....	25
4.2.10	Cálculo de TOG.....	26
4.3	Segunda Etapa – Instalação do Sistema em Área Classificada .....	26
4.3.1	Cálculo de Máxima Pressão do Sistema.....	27
4.3.2	Elaboração do Design de Projeto do Novo Sistema .....	28
4.3.3	Instalação do Sistema .....	30
4.3.4	Análises de TOG pelo método gravimétrico .....	30
4.3.5	Análise de Teor de Sólidos Suspensos .....	34
4.3.6	Medição de vazão do sistema .....	34
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	35
5.1	Resultados da Primeira Etapa – Coleta do Efluente (Projeto DOAR) .....	35
5.2	Resultados da Segunda Etapa – Instalação do Sistema em Área Classificada.....	38
6	CONCLUSÃO.....	43
	REFERÊNCIAS .....	44

## 1 INTRODUÇÃO

A água de produção proveniente das últimas etapas de processamento do petróleo é definida como um efluente complexo de composição variável: depende do tipo de campo, origem e qualidade do petróleo e dos procedimentos utilizados para sua formação. Dentre os compostos mais comuns em sua composição estão: óleos, compostos orgânicos complexos e sais minerais dissolvidos, graxas, asfaltenos, produtos químicos adicionados para prevenir e/ou tratar problemas inerentes ao processo industrial; tais como biocidas, anti-incrustantes, anti-espumantes, inibidores de corrosão e gases dissolvidos, incluindo CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S (CERQUEIRA; REGINA; RUSSO, 2009).

Um dos principais desafios na indústria petroquímica é o tratamento dessa água produzida de poços; presente em todas as operações de produção de petróleo e gás. Ela pode ser originada do poço produtor, da água injetada utilizada para recuperação de óleo ou água condensada nos casos de produção de gás no poço (THOMAS, 2004). Os principais destinos da água produzida são: injeção direta nos poços com o objetivo de pressurizar o reservatório para aumentar a recuperação de óleo com deslocamento do fluido para fora dos poços da rocha, reutilização em operações de petróleo e gás, uso benéfico de irrigação, recuperação de pastagens, gado ou consumo animal — quando em condições adequadas— e, em nenhuma dessas opções, para descarte (CORRÊA, 2003; ARTHUR et al., 2005).

Um dos parâmetros mais utilizados para a análise da água produzida de injeção dos poços é o TOG (Teor de óleos e graxas), estabelecido pela Resolução 393/2007 do CONAMA como 29 mg/L de concentração média mensal de óleos e graxas e um valor máximo diário de 42 mg/L (CONAMA, 2007). Com relação a injeção para poços produtores, para evitar a obstrução dos poros presentes na estrutura rochosa do reservatório, é recomendado uma faixa de TOG menor que 5 mg/L (REYNOLDS; KIKER, 2003).

Os leitos coalescedores realizam o processo de quebra de emulsão por um material que forneça um caminho tortuoso para o agrupamento das gotículas; facilitando as colisões e aderência ao material do leito, ao resultar no processo de coalescência, formação de fases e diminuição do TOG. Tais equipamentos são ideais para situações em que a emulsão natural é lenta e o material do leito coalescente pode facilitar o processo de separação dos componentes da emulsão, agrupando e formando gotículas de maior diâmetro para melhor facilidade na separação dos componentes do efluente (PERRY; GREEN, 2007).

O presente projeto é a continuação do projeto DOAR (Doar, Orientar, Acelerar, Reconhecer) realizado na empresa de processamento primário de petróleo e gás natural Origem Energia. Neste evento, todos os estagiários da Origem Energia Brasil submeteram seus projetos, sendo este trabalho um dos vencedores do evento a nível nacional. Na primeira etapa para a submissão do projeto DOAR, o efluente (água oleosa) foi coletado e bombeado para o sistema. Na continuação deste projeto, o sistema foi instalado em área classificada sendo submetido a todas as alterações operacionais que ocorreram na estação. Assim, este trabalho tem como objetivo o uso de leitos coalescentes de esponja abrasiva sintética para a diminuição de TOG na água de injeção da Estação de Pilar em Maceió – AL.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Geral**

Avaliar o processo de separação de óleo na água produzida de petróleo utilizando esponjas abrasivas como leito do sistema coalescedor.

### **2.2 Específicos**

- Performar análises de TOG para estudo da eficiência do sistema;
- Analisar o teor de sólidos suspensos da entrada e da saída do sistema;
- Observar o comportamento do sistema coalescedor quando submetido a todas as alterações operacionais do processo.

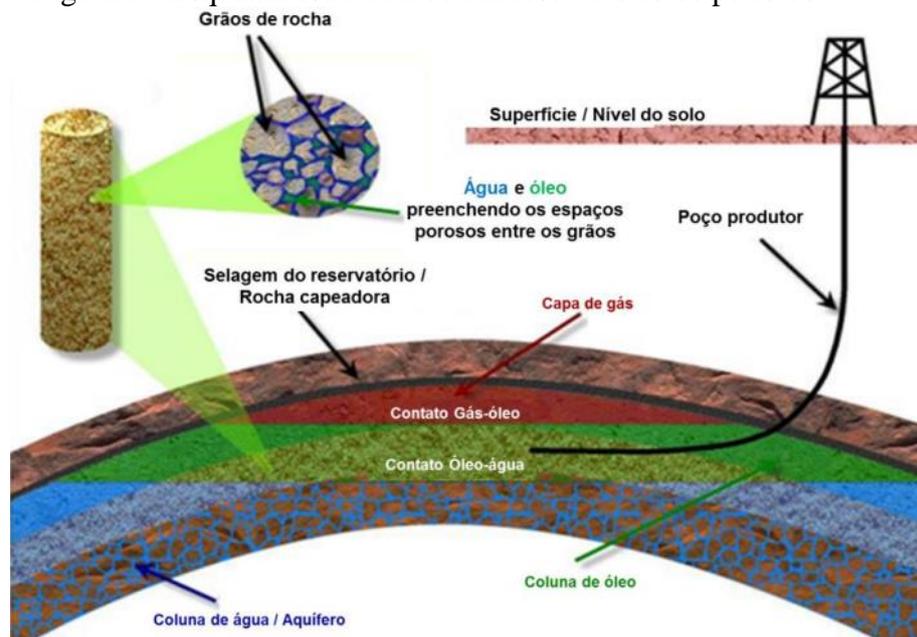
### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

#### 3.1 Estrutura interna de reservatórios

O petróleo encontrado em formações rochosas é composto por uma mistura de hidrocarbonetos que exibem um comportamento multifásico em diferentes pressões e temperaturas. O acúmulo desse material orgânico pode ocorrer na fase líquida, gasosa ou sólida, com variações de combinação entre essas fases. As variações de fase dependem das propriedades físicas do reservatório que determinam a facilidade com que o gás ou líquido são transportados de uma fase para outra ou retidos (AHMED, 2009).

A estrutura interna de poços é comumente apresentada com uma fina camada de gás na parte superior, uma faixa intermediária de óleo, em virtude de sua menor densidade em relação a água, essa que ocupa a parte inferior do reservatório. A Figura 1 ilustra as diferentes camadas e suas distribuições ao longo do reservatório:

Figura 1 - Esquema estrutural de um reservatório de petróleo



Fonte: MULLINS, 2004.

Considerando essa estrutura, nota-se que nas condições de operação são produzidos água, petróleo e gás, além de sedimentos provenientes do próprio poço como areia, partículas sólidas em suspensão e outros contaminantes como  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$  na fase gasosa. A água encontrada nesses reservatórios possui uma forte interação com as moléculas de petróleo devido as condições de pressão, temperatura e agitação proveniente da operação do reservatório. Assim, formam-se emulsões definidas como um líquido disperso como pequenas gotículas do outro líquido, formando uma mistura estável (KUNERT *et al.*, 2007).

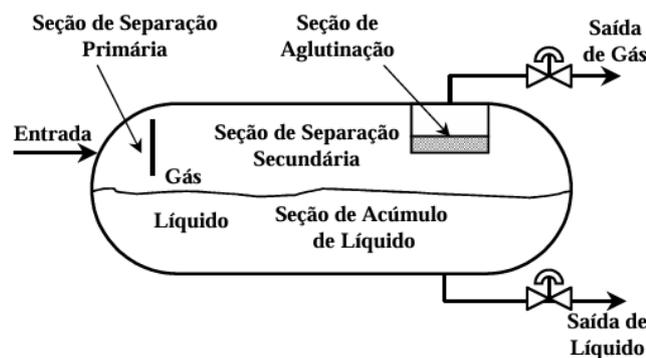
### 3.2 Etapas do processamento primário do Petróleo

O processamento primário do petróleo é composto por três principais etapas: recebimento do petróleo dos poços através de um conjunto de válvulas conhecidas como da árvore de natal para os *manifolds* da estação; encaminhamento do óleo para os separadores gravitacionais bifásicos, os quais separam a fase gasosa da emulsão água-óleo; tratamento da emulsão nos tratadores de óleo (TO's).

O petróleo é encaminhado do poço para os *manifolds* da estação em diferentes níveis de pressão (alta, média ou baixa pressão), a injeção de desemulsificantes pode iniciar-se em pequenos pontos posteriores a chegada de óleo. Os separadores gravitacionais bifásicos são estruturas projetadas vertical ou horizontalmente para separação de fases dos fluídos de produção. Por apresentarem maior área superficial de interface ao permitir melhor separação de fases, os separadores horizontais são normalmente mais eficientes, sendo utilizados em correntes com altas razões gás/óleo.

A Figura 2 demonstra um separador gravitacional horizontal bifásico. Na seção primária ocorre o maior choque dos fluidos em uma placa defletora, em que há uma brusca mudança de velocidade direção do fluxo. O líquido é separado do gás e é direcionado para o fundo do vaso por ação da gravidade na seção de acumulação de líquido. Esta seção é onde maior quantidade de líquido é separada. Na seção secundária há a separação das gotículas maiores presentes no gás por decantação e na seção de aglutinação, localizada na saída do gás, as gotículas menores ainda presentes na fase gasosa são separadas por extratores de névoa ou almofadas de placa de arame também conhecidas como demisters. Esses equipamentos são pouco espaçados para reter tais gotas. A pressão no separador é mantida por uma válvula de pressão na saída de gás, assim como seu nível é controlado por uma válvula reguladora de nível, ambas com aberturas reguladas por controladores próprios (KUNERT *et al*, 2007).

Figura 2 - Separador gravitacional horizontal bifásico



KUNERT *et al*, 2007.

Assim, apenas as fases líquido e gasosa são separadas com a fase líquida ainda contendo a emulsão água-óleo, água livre e petróleo sendo retirada na parte inferior do separador (KUNERT *et al*, 2007).

A corrente líquida contendo a emulsão água-óleo é tratada inicialmente com a adição de desemulsificantes, logo após o *manifold*, existindo uma nova injeção nos TO's em temperaturas acima dos 60 °C. O aquecimento da emulsão proporciona a diminuição da viscosidade do meio, o que é fundamental para o aumento da velocidade de sedimentação das gotas e quebra da emulsão água-óleo. Há também o aumento da difusibilidade do desemulsificante no meio, aumento da taxa de colisão entre as gotas pelo aumento do fenômeno Browniano e diminuição do filme interfacial, facilitando a coalescência das gotas (KUNERT *et al*, 2007; SCHNEIDER, 2022).

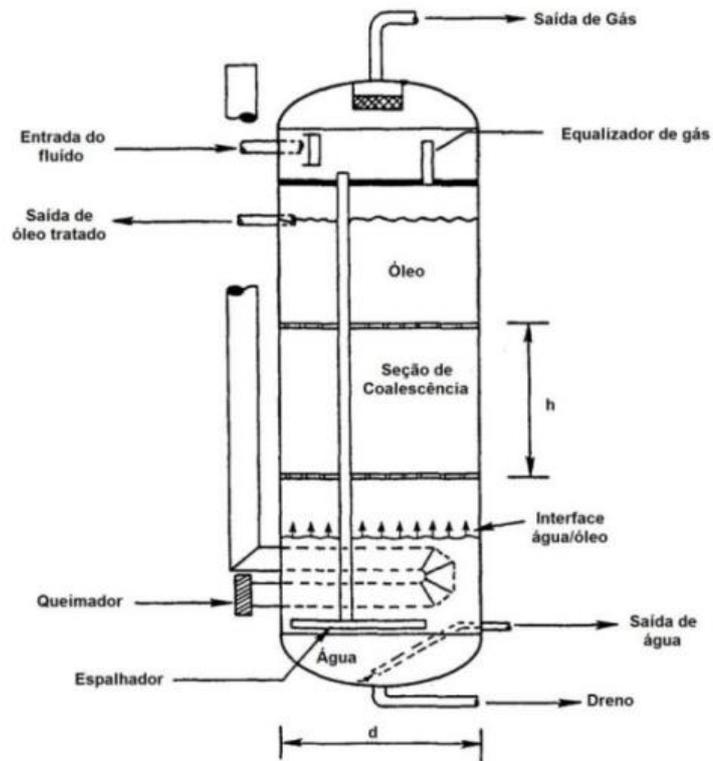
Um Tratador de Óleo (Figura 3) é um equipamento essencial em uma Estação de Produção de Petróleo. A entrada de fluidos ocorre no topo do equipamento, onde também é localizada a saída do gás remanescente da corrente de entrada que pode se dissociar do líquido devido diferença de temperatura do equipamento. Esse gás é reaproveitado em conjunto com as correntes de gás dos SGs para a etapa posterior (compressão) e desloca-se pelo equalizador de gás (laminadores – chapas com orifícios definidos) que auxiliam na manutenção do fluxo laminar e diminuem a incidência de gotículas de líquido no gás (NISHIMOTO *et al*, 2019; MANUAL DE OPERAÇÃO EPPIR).

Os espalhadores são estruturas internas dos TO's que auxiliam a distribuir o fluxo de entrada uniformemente em toda a estrutura para que ocorra uma troca térmica eficiente proporcionada pelo queimador que aquece o óleo e facilita a separação de fases. Na seção de coalescência as gotículas de água no óleo são forçadas a colidir e coalescer sob a influência de um campo elétrico de alta intensidade. À medida que as gotículas crescem, elas decantam devido à ação da gravidade (NISHIMOTO *et al*, 2019; KUNERT *et al*, 2007).

Dessa forma, ocorre a separação da água e petróleo: a água é direcionada para os tanques de tratamento de água, antes dos quais ocorre a aplicação de floculantes e biocidas. O óleo é exportado para as refinarias; e a água produzida é o maior efluente nas indústrias petrolíferas, correspondendo a cerca de 98% de todos os efluentes gerados (IGUNNU; CHEN, 2014; LEE; NEEF, 2011; SCHNEIDER, 2022).

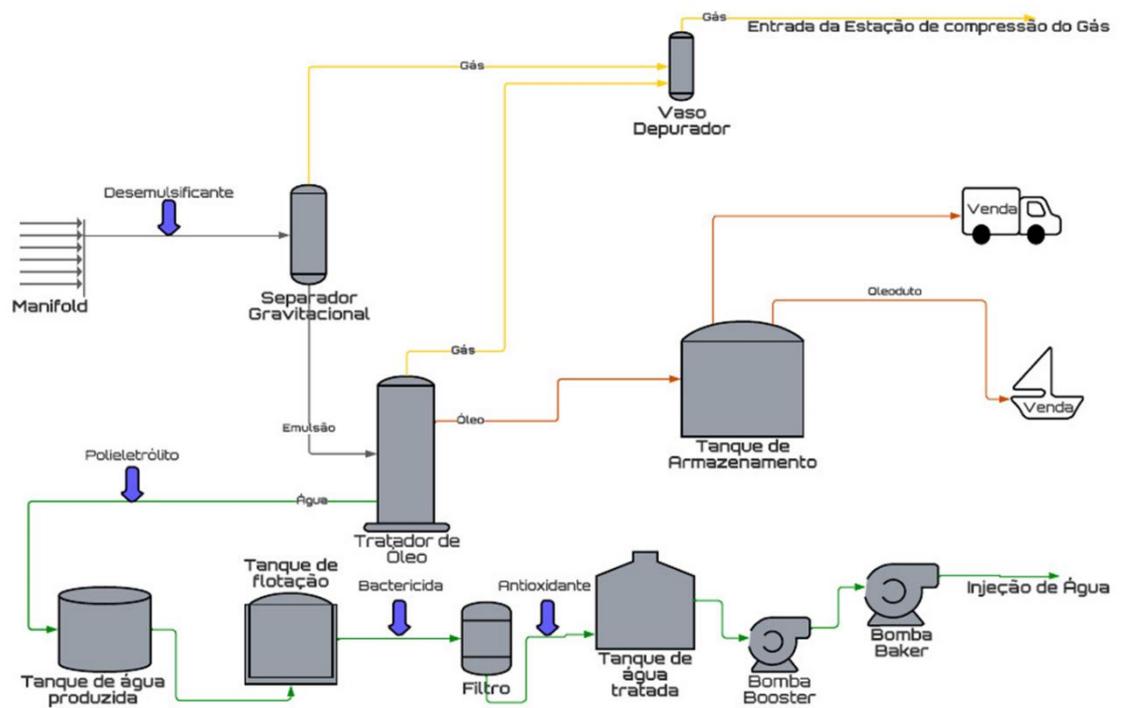
A Figura 4 explicita as principais etapas mencionadas, ao conectar as etapas sequenciais após o tratamento do óleo e a compressão.

Figura 3 - Tratador de óleo



Fonte: VENÂNCIO *et al*, 2012.

Figura 4 - Principais etapas do tratamento de petróleo



Fonte: SILVA, 2022.

### 3.3 Rochas de reservatórios e qualidade de água de injeção

Os reservatórios são formações rochosas permeáveis, porosas ou fraturadas que possuem a capacidade de armazenar fluidos (gás, petróleo e água) devido a espaços vazios formados por sua irregularidade e granulometria variada; tal característica definida como a razão de espaços vazios pelo volume total vezes 100 é a porosidade. Uma vez que esses espaços vazios estão interconectados permitido o escoamento desses fluidos, as rochas internas compostas predominantemente por arenitos e calcários, podem ser definidas como permeáveis (THOMAS, 2004; SILVA FILHO, 2013)

Na maioria das formações petrolíferas, acredita-se que a rocha estava completamente saturada com água antes da invasão e aprisionamento do petróleo. Os hidrocarbonetos menos densos migram para posições de equilíbrio hidrostático e dinâmico, deslocando assim a água dos interstícios da parte estruturalmente alta da rocha. Assim, as rochas de reservatório normalmente contêm hidrocarbonetos de petróleo ligados à água (frequentemente referida como água conata) ocupando os mesmos poros ou adjacentes (REYNOLDS; KIKER, 2003).

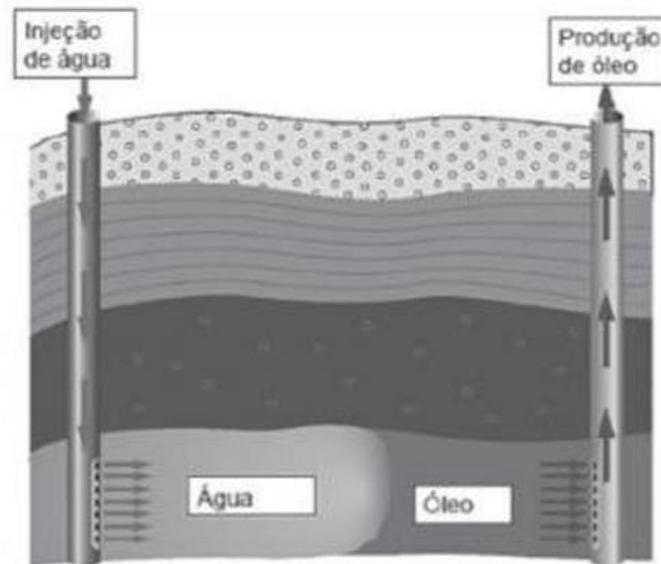
Quando dois fluidos imiscíveis, como óleo e água, estão juntos em contato com a superfície rochosa, um dos fluidos irá aderir-se preferencialmente. A molhabilidade é a capacidade de qual fluido adere preferencialmente a superfície da rocha. A maioria dos reservatórios produtores geralmente existem em um estado úmido de água, no qual a água conata adere preferencialmente às superfícies rochosas. Com isso, se em um mesmo poro ou espaço poroso de um reservatório de petróleo estivessem presentes água, gás e óleo, a sequência de distribuição desses fluidos no interior do meio poroso seria: a água estaria nas paredes dos poros, seguido do óleo, e posteriormente, o gás (REYNOLDS; KIKER, 2003).

Quando a água é o fluido que molha (adere-se) preferencialmente a rocha, a água tende a ocupar os espaços porosos localizados junto às paredes dos poros, bem como os poros de menor diâmetro, enquanto o óleo flui pelo centro dos capilares. Assim, o óleo flui mais facilmente quando a água é o fluido preferencial para aderência da rocha e esse é o princípio utilizado para pressurizar reservatórios com água (PAULINO, 2007).

A injeção de água é realizada no poço injetor e não só mantém a pressão no reservatório como também aumenta a pressão no interior dos poros, e conseqüentemente, auxilia no arraste do óleo na rocha. O sentido de deslocamento da água é do poço injetor para o poço produtor conforme a Figura 5. Diversos fatores interferem a eficiência operacional da injeção entre eles estão o: desempenho e eficiência das bombas injetoras, geometria dos poços que interferem as

razões de molhabilidade e compressibilidade além do cuidado com danos a formação (ITAPARICA *et al*, 2018).

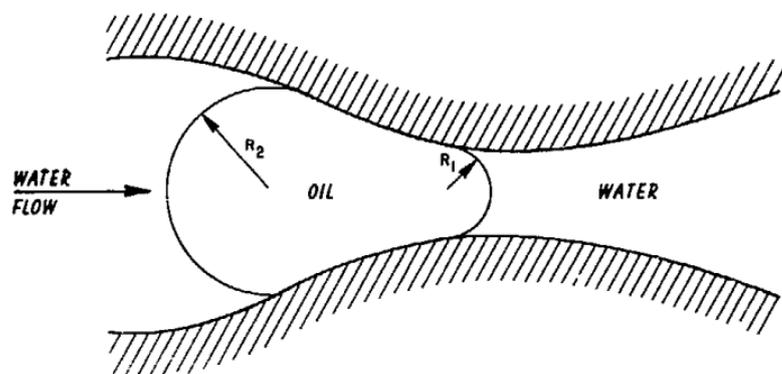
Figura 5 - Deslocamento da água injetada em poços



Fonte: ITAPARICA, 2018.

Entretanto, quando uma água com maior teor de óleos é injetada no reservatório (poço produtor) o processo de escoamento torna-se dificultoso e várias moléculas de óleo na água injetada interagem, tornando o óleo “ilhado”, aumentando o tamanho da gota de óleo e impedindo o escoamento para fora dos poros do poço injetor até chegar ao poço produtor. Isso conseqüentemente diminui a produção pela má eficiência na pressurização do reservatório produtor (MCAULIFFE *et al*, 1973; PAULINO, 2007). A Figura 6 descreve esse efeito de “ilhamento”, denominado de efeito Jamin.

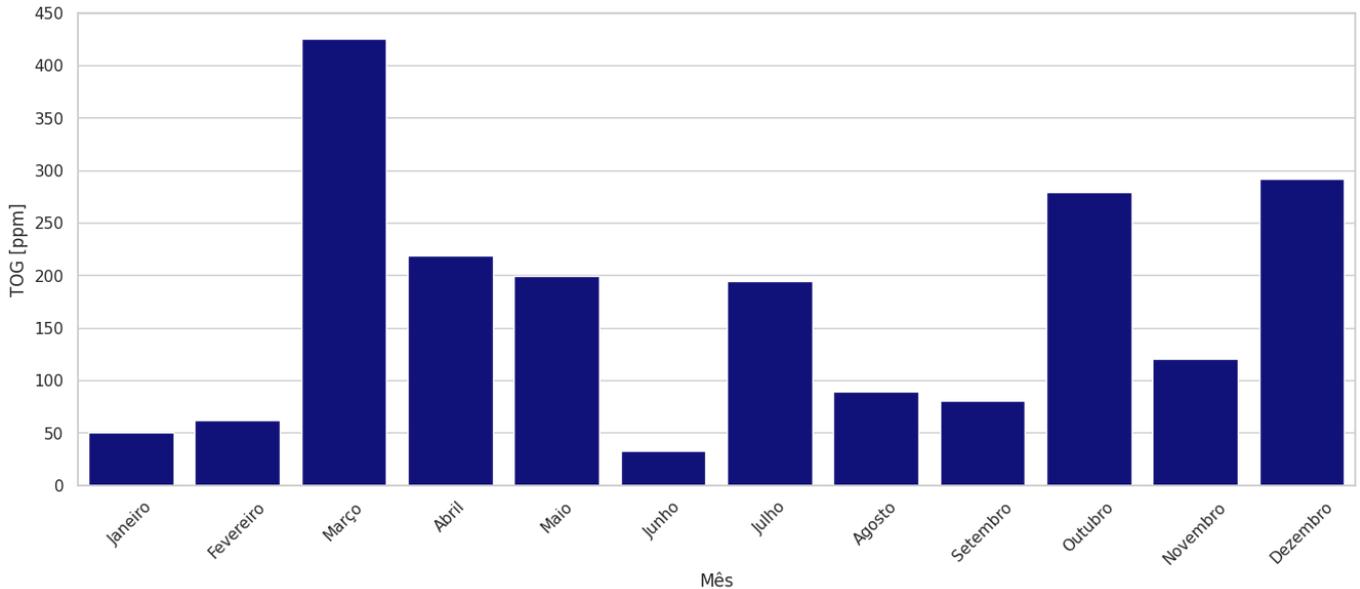
Figura 6 - Efeito Jamin em uma gota de óleo



Fonte: MCAULIFFE *et al*, 1973.

Com relação a injeção para poços produtores, para evitar a obstrução dos poros presentes na estrutura rochosa do reservatório, é recomendado uma faixa de TOG menor que 5 mg/L (REYNOLDS; KIKER, 2003). O Gráfico 1 expõe a média do TOG na água de injeção da EPPIR:

Gráfico 1 - TOG da Água de Injeção da EPPIR



Fonte: Autora, 2023.

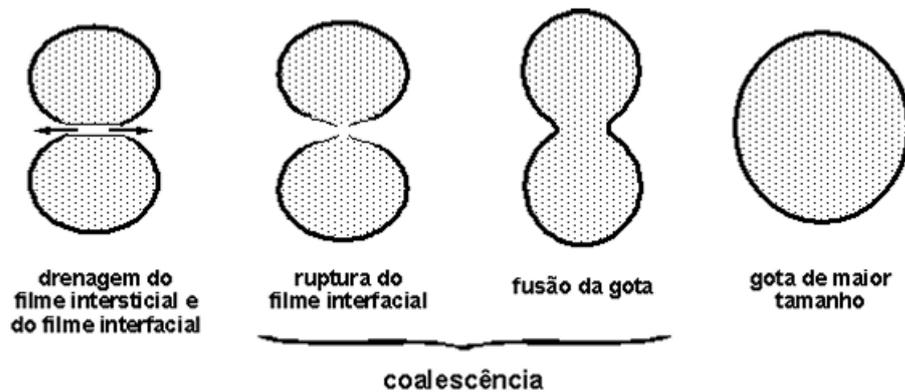
### 3.4 Processo de coalescência

Existem várias teorias que descrevem o processo de coalescência. Dentre elas, a teoria mais popular é o modelo de drenagem de Shinnar and Church (1960), a qual descreve o processo de coalescência como sendo um fenômeno descrito pela colisão de duas gotículas que podem coexistir agregadas por um filme entre elas. As forças atrativas entre as gotículas de fluido fazem com que o filme líquido seja drenado do meio delas até que este colapse e a coalescência ocorra.

De maneira sucinta, o processo de coalescência pode ser definido em três etapas explicitadas na Figura 7: (1) duas bolhas colidem; as bolhas se mantêm em contato até o filme líquido ser drenado e alcançar uma espessura crítica muito fina; (2) o filme interfacial se rompe; (3) é iniciada a etapa de fusão da gota; (4) a gota de tamanho maior é formada, resultando no processo de coalescência (LIAO et al., 2010). Assim, a coalescência é definida como um processo complexo de quebra de emulsões, resultando na fusão de uma ou mais gotículas de fluido de maior tamanho. A condição limite para a coalescência é a separação completa da emulsão em duas fases distintas e contínuas. As forças que mantêm as gotículas agregadas

advém das forças de atração de Van der Waals e são cruciais para que o processo de coalescência ocorra (TRADOS, 2013; KUNERT et al, 2007).

Figura 7 - Fenômeno da coalescência em uma bolha



Fonte: KUNERT et al, 2007.

A última etapa é a sedimentação, na qual ocorre a separação de fases por ação do campo gravitacional. A velocidade de sedimentação ( $v_g$ ) é definida pela equação de Stokes (eq. 1):

$$v_g = \frac{(\rho_a - \rho_o) \cdot d_g^2}{18 \cdot \eta_o} \cdot g \quad (\text{eq. 1})$$

$v_g$  – velocidade de sedimentação da gota, cm/s

$\rho_a$  – massa específica do água, g/cm<sup>3</sup>

$\rho_o$  – massa específica da óleo, g/cm<sup>3</sup>

$d_g$  – diâmetro da gota, g/cm.s

$\eta_o$  - viscosidade absoluta do óleo, g/cm.s

$g$  - aceleração da gravidade. cm/s<sup>2</sup>

A velocidade de sedimentação das gotículas de água diminui à medida que a viscosidade da fase externa ( $\eta_o$ ) aumenta. Geralmente, os óleos mais densos têm uma viscosidade mais alta, o que os tornam mais desafiadores em termos de separação das fases água-óleo. Uma das formas de definir a viscosidade do óleo é pelo grau API. O grau API pode ser definido como:

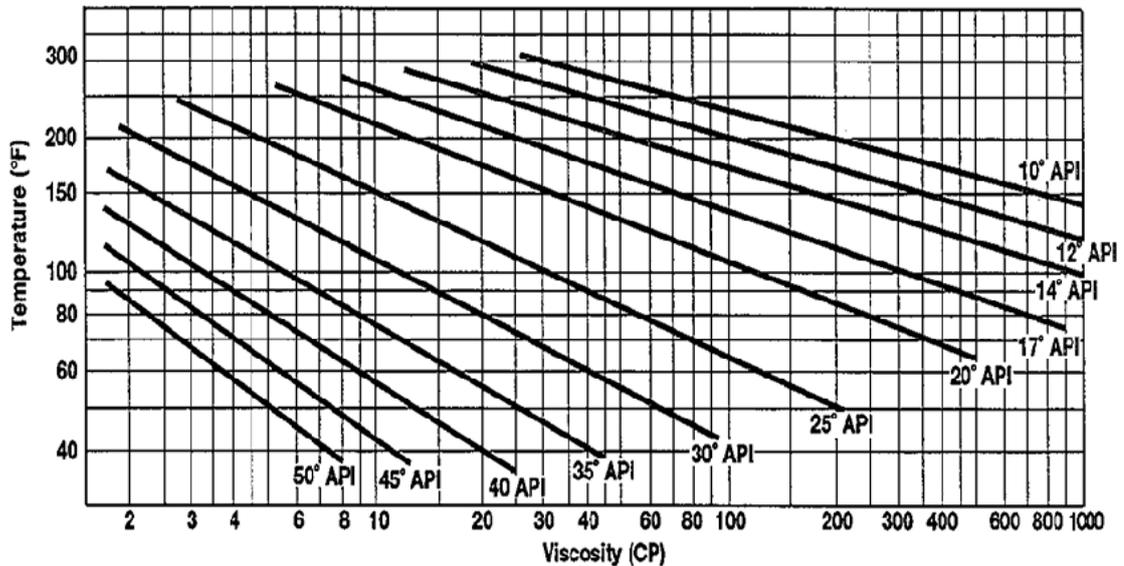
$$API^o = \frac{141,5}{\text{densidade relativa do óleo}} - 131,5$$

Onde a densidade relativa é a relação entre a densidade do óleo e a densidade da água.

O Gráfico 2 exibe a relação entre grau API e viscosidade. Assim, pode-se inferir que óleos mais viscosos possuem um grau API mais baixo e necessitam de maiores temperaturas para a quebra da emulsão água-óleo e formação da coalescência. Os óleos com Grau API maior que

31 são considerados leves; entre 22 e 31 graus API, são médios; abaixo de 22 graus API, são pesados; com grau API igual ou inferior a 10, são petróleos extrapesados (DELGADO, F.; GAUTO, M., 2021).

Gráfico 2 - Variação da viscosidade com a temperatura e grau API



Fonte: KUNERT et al, 2007.

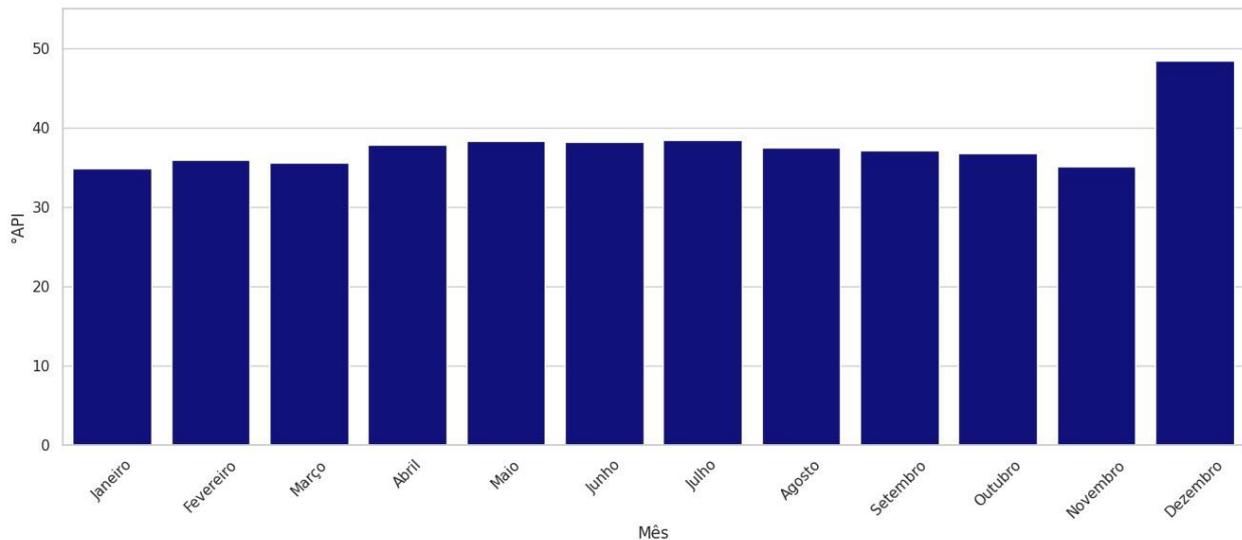
### 3.5 Fatores que interferem na coalescência

#### 3.5.1 Design do leito coalescedor e Orientação do fluxo

Pelo fato de a coalescência ser um mecanismo complexo é necessário determinar as melhores configurações estruturais para que se obtenha uma maior eficiência. O coalescedor pode ser orientado verticalmente ou horizontalmente. O design vertical é amplamente utilizado para separação de compostos orgânicos na água em tensões superficiais maiores que 3 dina/cm, enquanto na configuração horizontal há uma zona de separação por gravidade que permite a aplicação em fluidos de tensão superficial inferior a 3 dina/cm (JAYA; KOLMETZ, 2012).

Na Estação Produtora de Pilar, as análises químicas demonstram um grau API com faixas mensais de 34-49 °API (Gráfico 3), definindo-o como um petróleo leve, e majoritariamente, óleos mais leves e menos viscosos possuem tensões superficiais mais baixas, o que define o design horizontal como o ideal para o tipo de óleo que estará disperso no efluente utilizado neste trabalho (DELGADO, F.; GAUTO, M., 2021).

Gráfico 3 - Média mensal Grau API da Estação Produtora de Pilar



Fonte: Autora, 2023.

Šecérov Sokolović, Govedarica e Sokolović (2010) realizaram um estudo da estrutura de leitos coalescedores horizontal e vertical de fluxo ascendente e descendente, ambos com a mesmas características de permeabilidade, ao alterar a velocidade, propriedades do óleo utilizado e concentração. Os resultados mostraram que o leito horizontal apresentou melhores resultados a medida que a concentração do afluyente aumentava, não sendo sensível às alterações de concentração na corrente, ou seja, foi possível obter a mesma eficiência de separação a medida que a concentração aumentava. O leito horizontal também obteve faixas de velocidade de trabalho muito mais elevadas em comparação aos leitos verticais, sendo a configuração mais eficiente entre os sistemas estudados.

### 3.5.2 Velocidade do fluido

A velocidade superficial ( $V_s$ ) com a qual o fluido multifásico de entrada do sistema ocupa toda a seção transversal do tubo é definido pela seguinte equação (eq. 2):

$$V_s = \frac{Q}{A}$$

Em que  $Q$  é a vazão volumétrica e  $A$  é a área da seção transversal do tubo.

Uma maior velocidade superficial pode influenciar na eficiência do sistema coalescedor, uma vez que a captura de gotas será prejudicada, ao aumentar a turbulência do sistema com o aumento do número de Reynolds (MOTTA, 2014). Dessa forma, os coalescedores de leito funcionam melhor em fluxo laminar devido a maior retenção das gotas nas fibras do leito; as gotículas não serão arrastadas do meio coalescente, promovendo a sedimentação pela aglutinação de um amontoado de gotículas de óleo; velocidades mais lentas resultam em maior

tempo de permanência no leito e maiores chances de impactos gota-fibra que auxiliam ainda mais na coalescência (JAYA; KOLMETZ, 2012).

### 3.5.3 Material do leito

Em leitos coalescentes, as fibras presentes no leito com alta ou baixa energia de superfície desempenham papéis importantes na eficiência do processo de coalescência. Fibras com alta energia de superfície têm uma afinidade maior com o líquido disperso (fase dispersa) e, portanto, atraem e retêm as gotas pequenas com mais facilidade são elas: fibras de vidro, fibras de aço inoxidável e as fibras de cerâmica. Quando as gotas entram em contato com essas fibras, elas tendem a se unir e aderir à superfície da fibra. A alta energia de superfície das fibras favorece a formação de aglomerados maiores, o que é benéfico em leitos coalescentes, pois resulta em uma coalescência mais eficiente das gotas (GOVEDARICA, *et al.*, 2015).

Fibras com baixa energia de superfície (polipropileno, poliuretano, tereftalato de polietileno, tereftalato de polibutileno, nylon e Teflon) têm uma afinidade menor com o líquido disperso (fase dispersa) e, portanto, não retêm as gotas pequenas com tanta facilidade. Em vez disso, as gotas tendem a permanecer separadas e não se unem às fibras. Isso pode ser útil em algumas aplicações em que é desejado manter as gotas menores em suspensão ou evitar a formação de aglomerados maiores. Para a separação de óleo disperso, as fibras de polímero são mais frequentemente utilizadas, por serem materiais com mais afinidade com a fase oleosa ou ainda a combinação de materiais hidrófilos e oleofílicos para o aumento da eficiência global de coalescência (GOVEDARICA, *et al.*, 2015; CUSACK, 2009).

### 3.5.4 Comprimento do leito

O comprimento do leito é uma importante variável que influencia a eficiência da coalescência. Segundo Grupo Shell (2008) existe uma relação de  $2,5 \leq L / D \leq 6,0$ , em que L é o comprimento total do equipamento e D é o diâmetro interno e uma distância inicial até o leito coalescente de  $0,45 D$  para que ocorra a formação do regime laminar. Já a seção após o leito (seção de sedimentação) deve ser suficiente para se atingir eficiência de separação e uma formação de tamanho de gotas suficientes para que essas possam subir e promover o fenômeno da coalescência. A adequação de defletores para redução da velocidade e estabelecimento de um fluxo uniforme e controlado também é amplamente utilizada após o leito. Outros autores, como ACS Industries (2006), recomendam manter a relação L/D no intervalo de 3 a 5.

Lu, Yang, Liu, et al., (2016) investigaram o efeito de leitos com comprimentos de 10, 15 e 20 cm e, a eficiência da separação aumentou com o aumento do comprimento do leito. Isso ocorre devido aos efeitos da área superficial e tempo de contato que aumentam com a maior

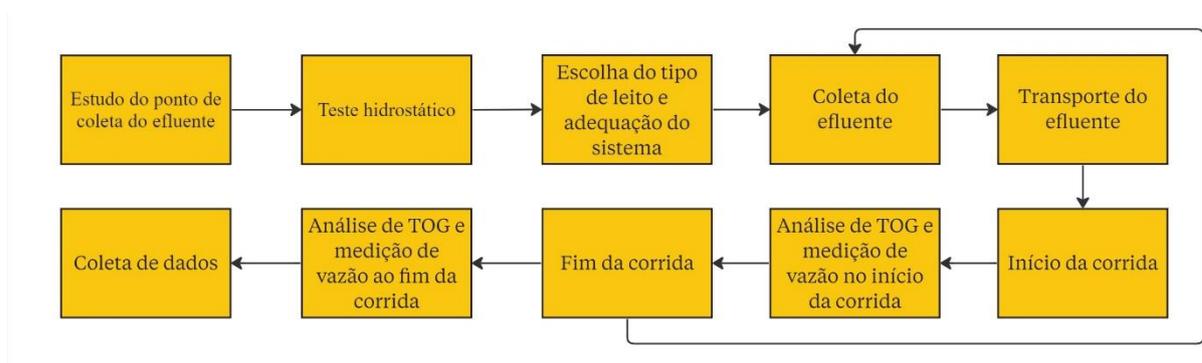
presença das fibras do material coalescedor. No entanto, notou-se que o aumento do comprimento do leito aumentou drasticamente a perda de carga (queda de pressão), o que pode ser um fator limitante para adequação desses leitos em sistemas de processamento de petróleo, sendo necessária a determinação de um comprimento ótimo além de um ponto adequado de instalação do sistema.

## 4 METODOLOGIA

### 4.1 Primeira Etapa – Coleta do Efluente (Projeto DOAR)

Durante a elaboração deste trabalho duas etapas foram realizadas. A Figura 8 expõe as etapas da metodologia geral da Primeira Etapa. É importante salientar que algumas modificações dessa metodologia foram necessárias e estão descritas em cada etapa.

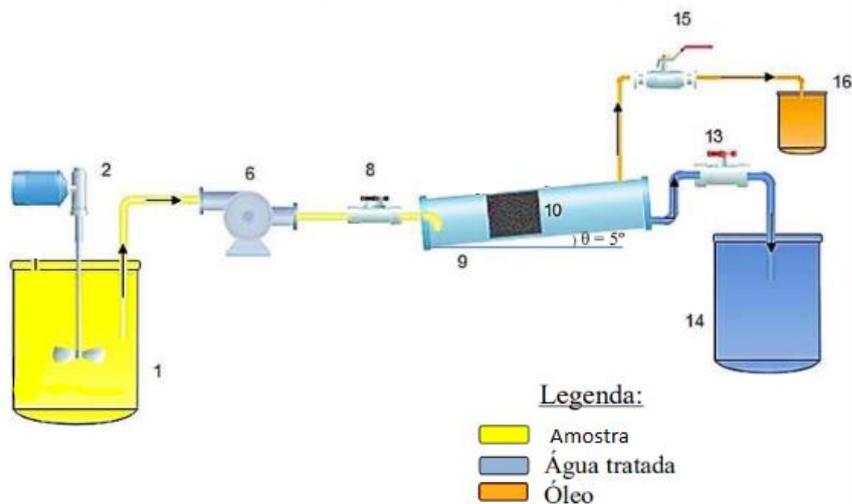
Figura 8 - Metodologia da Primeira Etapa



Fonte: Autora, 2023.

Foi utilizada a unidade experimental proposta por Dacal (2017) com a descarga do tanque TQ-125107 da Estação Produtora de Pilar, com a exclusão do agitador do sistema (2), representado na Figura 9:

Figura 9 - Unidade experimental estruturada por Dacal (2017)



Fonte: DACAL, 2017.

Foram realizados testes hidrostáticos do sistema para evitar possíveis vazamentos no início das corridas. Preencheu-se o sistema com água até todo o leito estar preenchido, sanando todos os vazamentos encontrados.

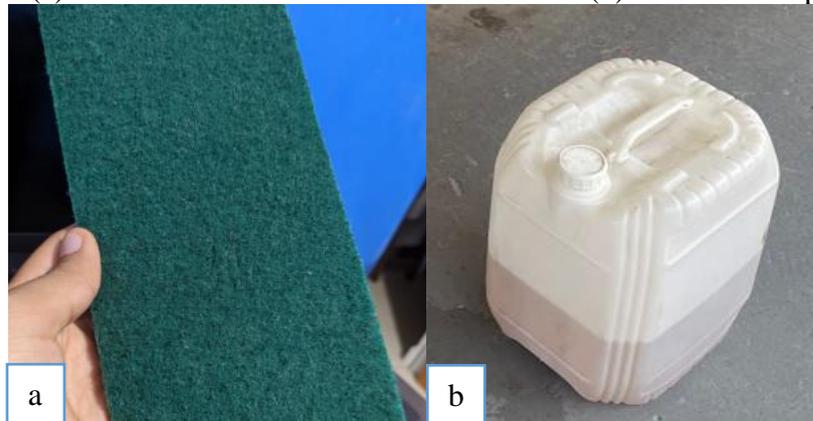
As amostras foram coletadas em bombonas de 20 L (Figura 10; Figura 11), obtidas e transportadas em horários próximos ao início das corridas até o local onde a unidade experimental foi instalada. O tipo de leito utilizado foi a fibra abrasiva da marca ATLAS (Figura 11a), geralmente utilizadas para limpeza pós-obra. As fibras foram cortadas no diâmetro do leito para que este fosse preenchido.

Figura 10 - Local de coleta do efluente



Fonte: Autora, 2023.

Figura 11 - (a) Fibras abrasivas utilizadas como leito e (b) bombonas experimentais



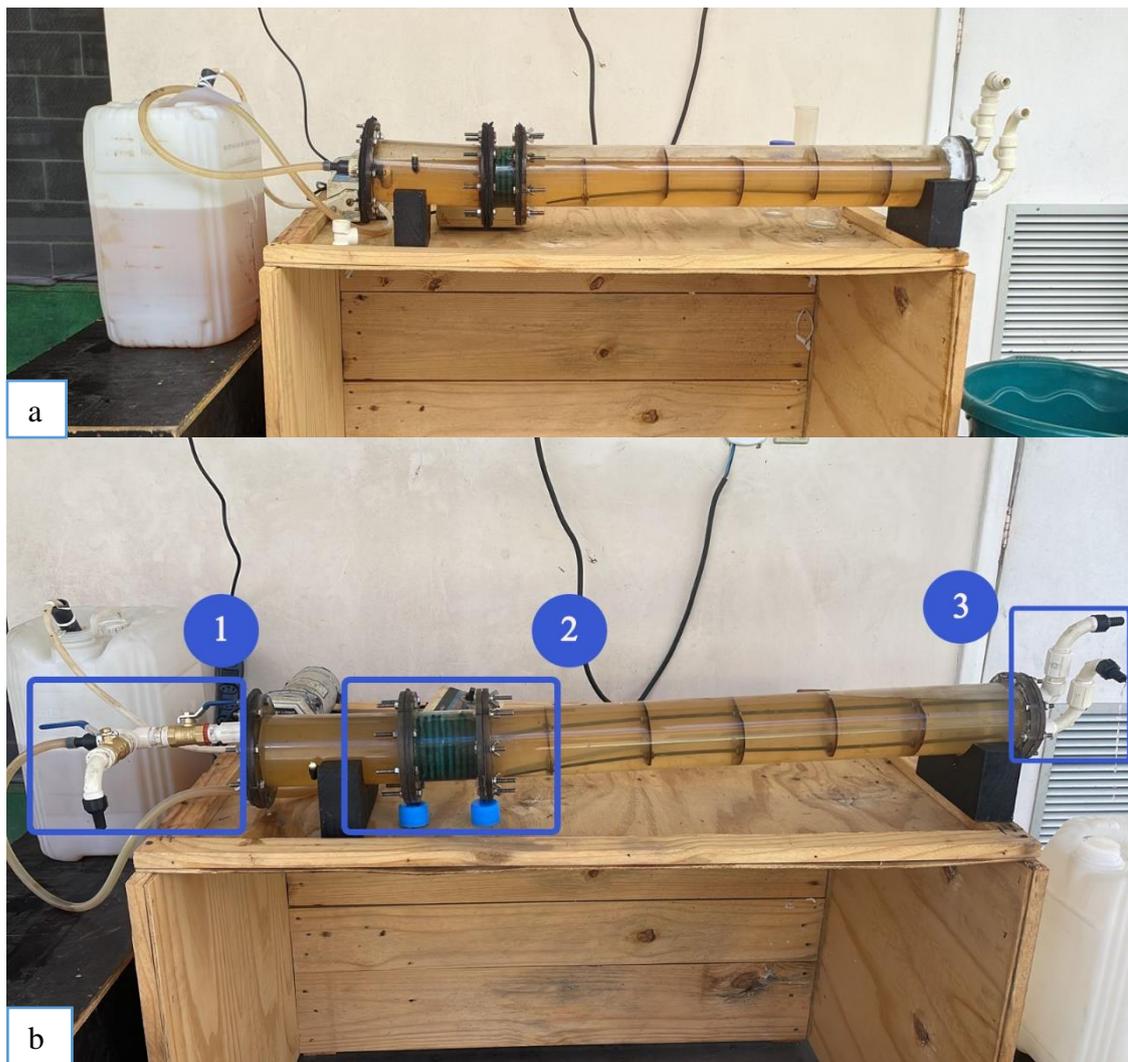
Fonte: Autora, 2022.

Na primeira etapa, a coleta ocorreu no início da corrida, da entrada e saída da água de injeção sem o leito estar completamente preenchido ou medição de vazão. Essas modificações

foram realizadas devido a dificuldades no preenchimento total do sistema, o que fez agir como leito adsorvente. Para essa etapa o leito de 5 cm foi utilizado.

Observou-se a necessidade de melhorias para controle de vazão e coletas do sistema. A Figura 12 demonstra as melhorias realizadas:

Figura 12 - (a) Sistema de leitos coalescentes antes da implementação das melhorias e (b) Sistema de leitos coalescentes com a implementação das melhorias



Fonte: Autora, 2022.

1 - Jogo de válvulas para auxílio de coletas;

2 - Aumento do leito para melhoria da eficiência;

3 - Sistema de sifão para manter o leito completamente preenchido.

A partir da realização de melhorias no sistema as análises de TOG da entrada e saída do sistema foram realizadas no início e ao fim de cada corrida em frascos âmbar previamente

acidificados com HCl PA, juntamente com a medição da vazão de saída. Para ambas as metodologias, o cálculo de redução de TOG no sistema foi calculado pela seguinte equação:

$$\text{Redução do TOG [\%]} = \frac{(TOG_{\text{entrada}} - TOG_{\text{saída}})}{TOG_{\text{entrada}}} \times 100$$

## 4.2 Análises de TOG por Espectrofotometria

Para a primeira etapa deste trabalho, as análises de TOG foram realizadas no Laboratório de Químicos na Estação de Pilar da empresa Origem Energia.

A espectrofotometria está fundamentada na lei de Lambert-Beer para medidas de absorção de radiação por amostras no estado líquido, gasoso ou sólido, nas regiões visível, ultravioleta e infravermelho do espectro eletromagnético. A absorvidade molar é uma grandeza característica da espécie absorvente, cuja magnitude depende do comprimento de onda da radiação incidente (SANDRINE, M. 2023).

Para o método de extração líquido-líquido utilizou-se n-hexano ou clorofórmio, os quais interagem com a fase orgânica e permitem a separação de fases para posterior leitura no espectrofotômetro. O procedimento a seguir foi adaptado do procedimento da empresa Origem Energia denominado: Determinação de Teor de Óleos e Graxas (TOG) por Espectrofotometria elaborado por Sandrine, 2023 e pelo método API 45 sendo validado pelo laboratório da Origem em estudos de verificação e ensaios Inter laboratoriais.

### 4.2.1 Materiais e Vidrarias

- Funil de separação;
- Suporte para funil de separação;
- Proveta graduada de 100 e 1000mL;
- Pera insufladora;
- Pisseta;
- Espátula;
- Papel de filtro;
- Recipiente de descarte;
- Funil para filtração em vidro;
- Balão volumétrico de 100mL;
- Cubeta de quartzo de 50mm.

### 4.2.2 Reagentes

- N-hexano;

- Água destilada;
- Sulfato de Sódio anidro seco a 200 – 250°C por 24h;
- Ácido Clorídrico PA;
- Ácido Sulfúrico PA;
- Etanol PA;
- Hexano PA;
- Clorofórmio.

#### **4.2.3 Equipamentos**

- Espectrofotômetro UV/VIS HACH DR6000;
- Destilador de água;
- Balança Analítica;
- Micropipeta automática.

#### **4.2.4 Procedimento**

#### **4.2.5 Preparo da Solução de Referência**

— Coletou-se amostra de óleo de transferência do campo que se deseja realizar a determinação do TOG.

— Realizou-se desidratação do óleo até BSW menor que 0,5%. Nota: Centrifugou-se o óleo sem adição de desemulsificante.

— Pesou-se 0,5000 g do óleo desidratado em um balão de 500 mL com auxílio de uma balança analítica e registrou-se o valor da massa medida.

— Completou-se o volume de 500 mL do balão volumétrico com n-hexano. □ Registrou-se a concentração real da solução de referência.

#### **4.2.6 Curva de Calibração**

Com auxílio de micropipeta calibrada, mediu-se o volume do óleo de referência para preparo da solução estoque de 1000 mg/L, transferiu-se para o balão volumétrico de 100 mL e completou-se o volume com n-hexano. Nota: Utilizou-se Tabela 1 como referência.

Tabela 1 - Volumes de solução de trabalho de 1000 mg/L para preparo dos padrões de calibração

Concentração da solução de calibração (mg/L)	Volume de solução estoque 1000 mg/L (mL)
5	0,5
10	1
20	2
50	5
100	10
150	15
200	20
300	30
400	40
500	50

Fonte: SANDRINE, M. 2023.

— Realizou-se a leitura de absorvância de cada padrão de calibração no comprimento de onda conforme varredura do equipamento, conforme manual de operação do espectrofotômetro utilizado;

— Transcreveu-se os valores de absorvância lidos para a planilha de registro de curva de calibração;

— Adotou-se valor de  $R > 0,990$  como critério de aceitação para o coeficiente de correlação;

— Atualizou-se no equipamento o método a ser utilizado com os valores da curva selecionada.

— O valor de absorvância (ABS) foi o coeficiente angular (a) dado pela equação da reta no formato  $y = ax$ .

Nota (1): A equação foi gerada automaticamente no gráfico de curva de calibração do documento de registro de curva de calibração.

Nota (2): Em caso de não conseguir reprodutibilidade com os pontos relacionados, dividiu-se as curvas em diferentes ranges.

#### 4.2.7 Teste Em Branco – TOG

Utilizou-se o solvente da extração, como branco durante o processo das leituras das amostras.

#### 4.2.8 Extração

1. Retirou-se o frasco de amostragem da refrigeração caso necessário e deixou-se atingir temperatura ambiente;

2. Transferiu-se todo o conteúdo do frasco de amostragem para o funil de separação, devidamente limpo e seco.
3. Deixou-se o funil de separação em repouso na posição vertical, fechado com sua respectiva tampa;
4. Adicionou-se cerca de 30mL do solvente ao frasco de amostragem vazio e agitou-se vigorosamente por 30 segundos;
5. Transferiu-se o volume do solvente adicionado no frasco de amostragem para o funil de separação;
6. Agitou-se o funil de separação por 2 minutos, abrindo periodicamente para aliviar a pressão;
7. Deixou-se o funil de separação em repouso na vertical até garantir a separação das fases;
8. Drenou-se a fase orgânica (e o residual de emulsão quando houve sua existência) para um funil de filtração com papel de filtro raiado e 10 g de Sulfato de Sódio de anidro;
9. Recolheu-se o filtrado em balão volumétrico de 100mL;
10. Repetiu-se o procedimento por 2 vezes do item 4 ao 5.
11. Mediu-se o volume da amostra inicial utilizando uma proveta graduada de 100 ou 1000mL.

#### **4.2.9 Leitura**

— Selecionou-se o método salvo no equipamento para análise de TOG;

— Procedeu-se a leitura da amostra conforme manual de operação do espectrofotômetro utilizado;

— Realizaram-se 3 leituras para cada amostra e o resultado final de absorbância foi a média das 3 leituras.

— Nota: Em caso de o método ter sido salvo como curvas de baixa e alta concentração, leu-se primeiro na baixa e em caso de o equipamento não realizar a leitura selecionou-se a curva de alta para realização de leitura para o range adequado.

#### 4.2.10 Cálculo de TOG

$$\text{TOG (mg/L)} = \text{ABS} * \text{F} * \text{D}$$

Onde: TOG = teor de óleos e graxas (mg/L);

F = coeficiente angular;

ABS = absorvância média;

D = fator de diluição, quando for necessário.

#### 4.3 Segunda Etapa – Instalação do Sistema em Área Classificada

Na segunda etapa, para a instalação do sistema em área classificada foi realizada uma análise de risco com profissionais de diferentes áreas do corpo técnico da empresa Origem Energia que possibilitaram a implementação do sistema. A Figura 13 expõe os principais procedimentos realizados:

Figura 13 - Metodologia da Segunda Etapa



Fonte: Autora, 2023.

Nesta etapa, houve a exclusão da bomba (6), exposta na Figura 9 para preenchimento do sistema. A exclusão dos equipamentos citados foi realizada devido a instalação de um novo sistema na linha de descarga do tanque de água produzida com conexão para dreno e retorno dos efluentes para o processo explicitado na Figura 14. O ponto de instalação é o mesmo exposto para a coleta das amostras na primeira etapa. Houve um prolongamento do *tubing* de coleta até o dreno do tanque para melhor posicionamento do sistema.

Figura 14 - Ponto de Instalação do novo Sistema de Leitos Coalescentes



Fonte: Autora, 2023.

A fabricação de um novo sistema foi necessária devido a fragilidades nos flanges do sistema de Dacal, 2017. Na primeira etapa ocorreram fissuras e rompimentos dos flanges entre as corridas realizadas, o que demonstrou a necessidade de um sistema mais resistente para instalação em área classificada. O novo sistema foi fabricado por Nerivaldo Pedro da Silva pela equipe SENAIHUB.

#### 4.3.1 Cálculo de Máxima Pressão do Sistema

Com o objetivo de garantir a operação segura do novo sistema de leitos coalescentes, calculou-se a máxima pressão suportada pelo sistema, com o intuito de evitar vazamentos e acidentes.

A estrutura do sistema de leitos coalescentes proposto, é feita de acrílico. Utilizando a equação de Barlow, que leva em consideração a resistência à tração do acrílico e a espessura do material. Esse método é frequentemente utilizado para calcular a pressão interna máxima que tubos de acrílico podem suportar. A fórmula para calcular a pressão máxima em um tubo de acrílico usando o método de Barlow é a seguinte:

$$P = \frac{2 \cdot S \cdot t}{D \cdot FS}$$

- P é a pressão máxima;
- S é a resistência à tração do acrílico;
- t é a espessura do material;
- D é o diâmetro interno do tubo;

- FS é o fator de segurança;

Considerando um fator de segurança (FS) de 4, para uma resistência máxima a tração (S) igual a 70 MPa (GONÇALVES, 2018), espessura (t) de 0,35 cm e diâmetro externo (D) de 12,5 cm, obtém-se que:

$$P_{sistema} = \frac{2 \cdot 70 \cdot 0,35}{12,5 \cdot 4} = 0,98 \text{ MPa} \approx 10 \text{ kgf/cm}^2$$

Para calcular a pressão que o sistema será submetido, deve-se considerar a pressão hidrostática de coluna d'água proveniente do TQ-122107. Assim,

$$P = \rho \cdot g \cdot h$$

Sabe-se que a altura máxima de operação do tanque é de 7,37 m (MANUAL DE OPERAÇÃO DA EPPIR) e  $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ , temos:

$$P = 1000 \cdot 9,8 \cdot 7,37 = 72226 \text{ Pa} = 0,7365 \text{ kgf/cm}^2$$

Nota-se que a pressão exercida pela coluna de água do tanque é muito menor do que a pressão máxima que o sistema pode ser submetido, garantindo condições de operação seguras.

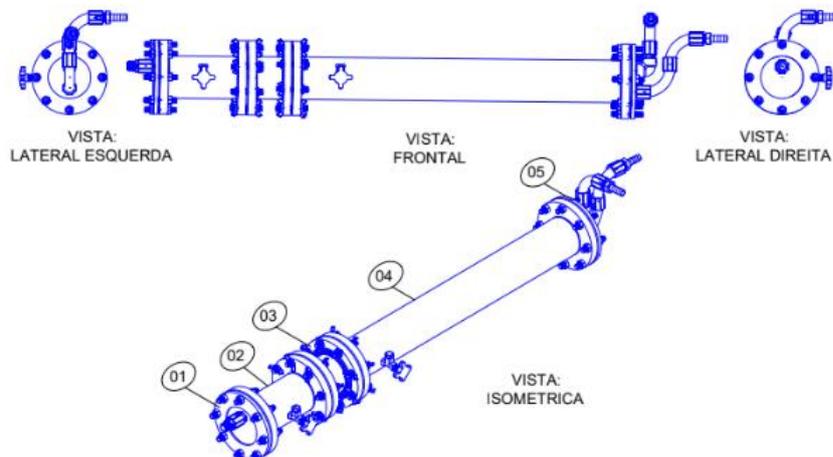
#### 4.3.2 Elaboração do Design de Projeto do Novo Sistema

O design do sistema foi elaborado no programa Autocad por David Rufino, integrante da equipe Origem de Construção e Montagem. As principais mudanças do sistema foram:

- Modificações dos flanges para que fossem usinados de maneira rosqueada, com o objetivo de diminuir vazamentos;
- Suporte para o leito e chicanas de acrílico a fim de evitar corrosão;

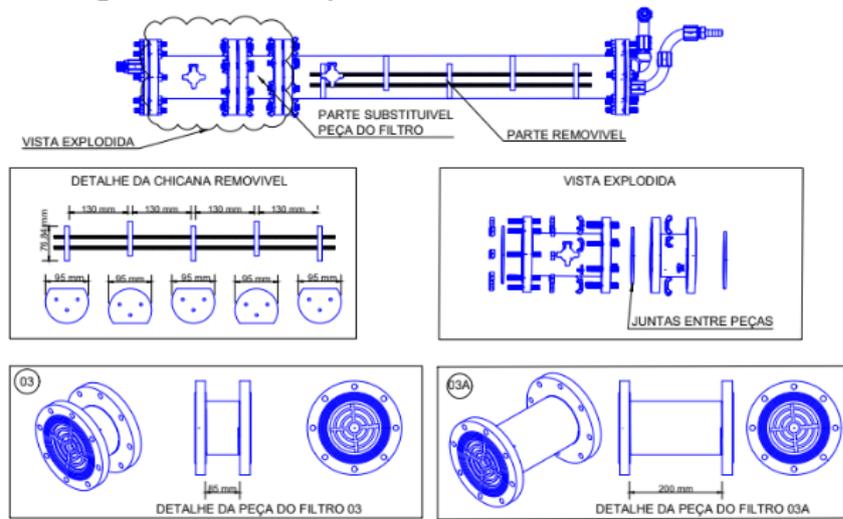
Nas Figuras 15, 16 e 17, está explicitado o projeto do novo sistema de leitos coalescentes:

Figura 15 - Design no novo Sistema de Leitos Coalescentes



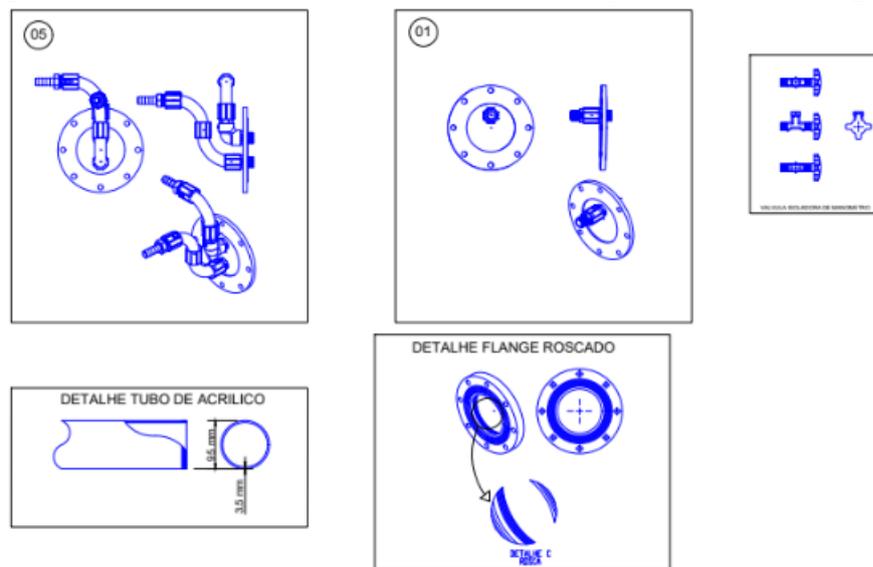
Fonte: Autora, 2023.

Figura 16 - Vista explodida e detalhamento das chicanas



Fonte: Autora, 2023.

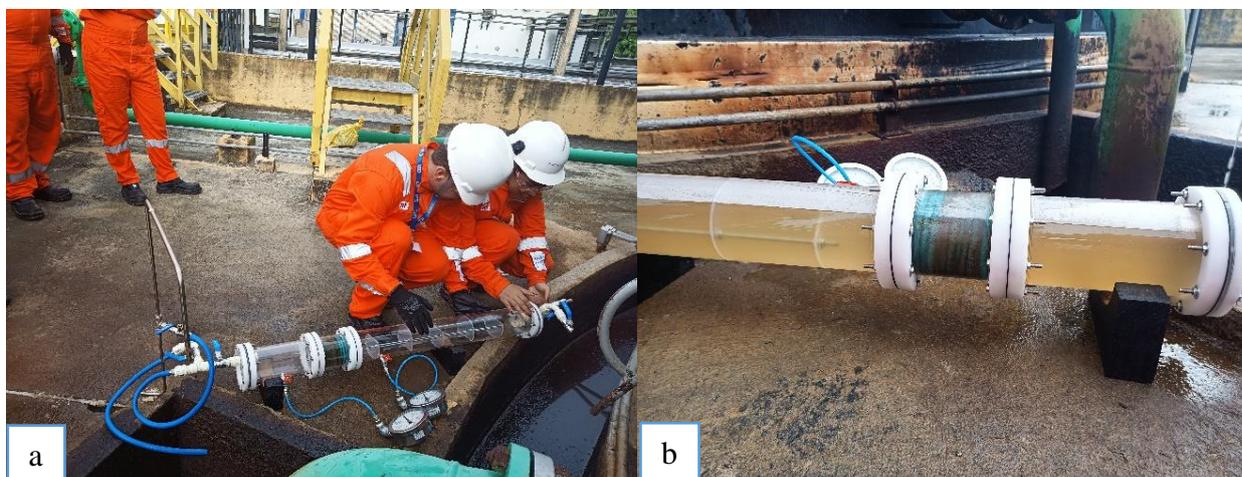
Figura 17 - Detalhamento do sistema saída e rosqueamento dos flanges



Fonte: Autora, 2023.

### 4.3.3 Instalação do Sistema

Figura 18 - (a) Instalação do novo Sistema de Leitos Coalescentes e (b) Sistema em seus minutos iniciais de preenchimento



Fonte: Autora, 2023.

O novo sistema foi instalado no dia 20/12/2023 contando com auxílio das equipes do SENAIHUB, Equipe Origem de Instrumentação e Equipe de Operação da EPPIR. A Figura 12a demonstra os preparativos para instalação do sistema e a Figura 18b mostra o sistema em seus minutos iniciais de preenchimento.

### 4.3.4 Análises de TOG pelo método gravimétrico

Na segunda Etapa as análises de TOG foram realizadas pelo método gravimétrico que consiste em clorofórmio como solvente para extração da fase orgânica da água. A fase orgânica (clorofórmio), que contém os óleos extraídos da água, é separada da fase aquosa, que contém o restante dos componentes não voláteis da amostra. O clorofórmio é transferido para o recipiente pesado previamente e o solvente é evaporado. Após a evaporação completa do clorofórmio, o resíduo que permanece no recipiente é composto pelos componentes orgânicos extraídos da amostra.

As amostras da entrada e saída foram coletadas duas vezes ao dia na primeira semana de instalação do sistema em frascos âmbar previamente acidificados com HCl PA. Posteriormente, a frequência de análises diminuiu para uma vez ao dia a partir do 8º dia e para duas vezes na semana a partir do 11º dia. O procedimento a seguir foi adaptado do procedimento da empresa Origem denominado: Determinação de Teor de Óleos e Graxas (TOG) por Gravimetria elaborado por Sandrine, 2023 e pelo método 5520b do STHANDARD

METHODS. Essa adaptação foi validada pelo laboratório da Origem Energia em estudos de verificação e ensaios Inter laboratoriais.

#### **4.3.4.1 Materiais e Vidrarias**

- Funil de separação;
- Suporte para funil de separação;
- Proveta graduada;
- Pera insufladora;
- Pisseta;
- Espátula;
- Papel de filtro;
- Recipiente de descarte;
- Funil para filtração em vidro;
- Dessecador de vidro;
- Erlenmeyer e Pinça.

#### **4.3.4.2 Reagentes**

- Hexano PA;
- Água destilada;
- Sulfato de Sódio anidro seco a 200 – 250°C por 24h;
- Acetona PA;
- Hexadecano, 98%;
- Ácido Esteárico, 98%;
- Mistura padrão, hexadecano/ácido esteárico 1:1;
- Ácido clorídrico ou sulfúrico 1:1.

#### **4.3.4.3 Equipamentos**

- Destilador de água;
- Banho Maria;
- Balança analítica.

#### **4.3.4.4 Procedimento**

##### **4.3.4.5 Branco do Solvente**

- Colocou-se o erlenmeyer, após a lavagem, em estufa a 105 °C, por 1 hora;
- Esfriou-se em dessecador por 30 minutos;
- Deixou-se o balão em dessecador até o uso;
- Determinou-se a massa do erlenmeyer em balança analítica ( $m_1$  branco).

Nota: Não manipular diretamente com as mãos para evitar interferentes na pesagem, usar pinça adequada.

- Anotou-se o fabricante e o lote do n-hexano a ser utilizado;
- Mediu-se em proveta graduada 100mL de n-hexano e adicionou-se em um balão de destilação previamente tarado de acordo com o item;
- Levou-se o erlenmeyer com o filtrado para secagem em banho maria;
- Eliminou-se todo o solvente por evaporação a 85 °C;
- Levou-se a estufa à 70 °C por 30 minutos;
- Resfriou-se em dessecador, durante 30 minutos.
- Determinou-se a massa em balança analítica (massa final m<sub>2branco</sub>);
- Repetiu-se as duas etapas anteriores até atingir peso constante, ou seja, até que a diferença entre duas medidas de massa consecutivas, não seja superior a 4% ou 0,5 mg;

Calculou-se o TOG<sub>branco</sub>, conforme segue:

$$TOG_{branco} = \frac{(m_{2branco} - m_{1branco}) \cdot 1000.000}{V}$$

Onde:

TOG = Teor de óleos e graxas, em mg/L;

m<sub>2branco</sub> = Massa final do Erlenmeyer, em g;

m<sub>1branco</sub> = Massa inicial do Erlenmeyer, em g;

1.000.000 = Fator de conversão de unidade;

V = volume de amostra, em mL.

Nota: Cuidados devidos foram tomados ao manipular o Erlenmeyer, de forma a não interferir nos resultados. Este processo foi realizado uma vez ao dia.

#### 4.3.4.6 Realização da Análise

- Colocou-se o Erlenmeyer, após a lavagem, em estufa a 105°C, por 1 hora;
- Esfriou-se em dessecador por 30 minutos;
- Deixou-se o balão em dessecador até o uso;

#### 4.3.4.7 Extração

1. Retirou-se o frasco de amostragem da refrigeração caso necessário e deixou-se atingir a temperatura ambiente;
2. Transferiu-se todo o conteúdo do frasco de amostragem para o funil de separação, devidamente limpo e seco;

3. Deixou-se o funil de separação em repouso, na posição vertical, fechado com sua respectiva tampa;
4. Adicionou-se 30mL de n-hexano ao frasco de amostragem vazio e agitou-se vigorosamente por 30 segundos;
5. Transferiu-se o volume de n-hexano adicionado no frasco de amostragem para o funil de separação;
6. Agitou-se o funil de separação por 2 minutos, abrindo-o periodicamente para aliviar a pressão;
7. Deixou-se o funil de separação em repouso por volta de 5 minutos, na vertical, até garantir a separação das fases;
8. Abriu-se a torneira do funil separando as fases diretamente no funil de filtração;
9. Repetiu-se todo o processo dos itens de 4 a 8 por mais duas vezes com 30mL de solvente de cada vez;
10. Mediu-se o volume da amostra inicial utilizando uma proveta graduada de 1000mL.

#### **4.3.4.8 Filtração**

— Drenou-se a fase orgânica (e o residual de emulsão, se houver) para um funil de filtração contendo papel de filtro raiado e 10g de sulfato de sódio anidro, recolhendo-se o filtrado em um Erlenmeyer limpo, seco e previamente pesado;

Nota: Quando não foi possível obter uma camada transparente de solvente e houve o aparecimento de uma emulsão na fase orgânica com mais de 5mL, adicionou-se 2mL de álcool isopropílico para quebra da emulsão, posteriormente devolveu-se para amostra o resíduo formado e drenou-se a camada de solvente através de um funil com um papel de filtro e 10g de sulfato de sódio anidro.

— Recolheu-se o filtrado em um Erlenmeyer de 150 ou 250mL (previamente pesado).

— Devolveu-se o conteúdo do frasco de amostragem para o funil de separação.

— Repetiu-se a etapa de centrifugação se a emulsão persistir nas etapas de extração. Combinaram-se os extratos em um Erlenmeyer de 150 ou 250mL do filtrado e incluiu-se no frasco uma lavagem final do funil e do sulfato de sódio anidro com 10 a 20mL de solvente adicional. Recolheu-se o filtrado do frasco da amostra no Erlenmeyer de 150 ou 250mL.

Nota: Não se manipulou o Erlenmeyer diretamente com as mãos para não interferir na pesagem.

#### **4.3.4.9 Evaporação**

— Levou-se o Erlenmeyer com o filtrado para secagem em banho maria;

— Eliminou-se todo o solvente por evaporação a 85 °C;

— Levou-se a estufa à 70 °C por 30 minutos;

— Resfriou-se em dessecador, durante 30 minutos.

#### 4.3.4.10 Pesagem do resíduo e Cálculo de TOG

Determinou-se a massa  $m_2$  em balança analítica e calculou-se o TOG pela seguinte equação:

$$TOG = \frac{(m_2 - m_1) \cdot 1000.000}{V}$$

Onde:

TOG = Teor de óleos e graxas, em mg/L;

$m_2$  = Massa final do Erlenmeyer, em g;

$m_1$  = Massa inicial do Erlenmeyer, em g;

1.000.000 = Fator de conversão de unidade;

V = Volume de amostra, em mL.

Nota: Sempre se teve cuidado ao manipular o Erlenmeyer, de forma a não interferir nos resultados. Nota: Em caso de o branco do solvente ser maior que 2 mg/L, este valor foi descontado do resultado.

#### 4.3.5 Análise de Teor de Sólidos Suspensos

##### 4.3.5.1 Materiais e Vidrarias

- Água destilada
- Cubeta para leitura
- Recipiente para coleta

##### 4.3.5.2 Equipamentos

- Colorímetro

##### 4.3.5.3 Procedimento

— Coletou-se as amostras de entrada e saída do sistema em recipientes devidamente higienizados;

— Iniciou-se o procedimento de calibração do colorímetro com água destilada como branco;

— Agitou-se vigorosamente a amostra para transferência na cubeta de análise;

— Leu-se e registrou-se o valor exibido no painel do equipamento;

#### 4.3.6 Medição de vazão do sistema

— Com uma proveta graduada mediu-se o volume de saída do sistema;

— Cronometrou-se o tempo de medição com o auxílio de um cronômetro;

— Anotou-se os dados e repetiu-se o processo em triplicata.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 Resultados da Primeira Etapa – Coleta do Efluente (Projeto DOAR)

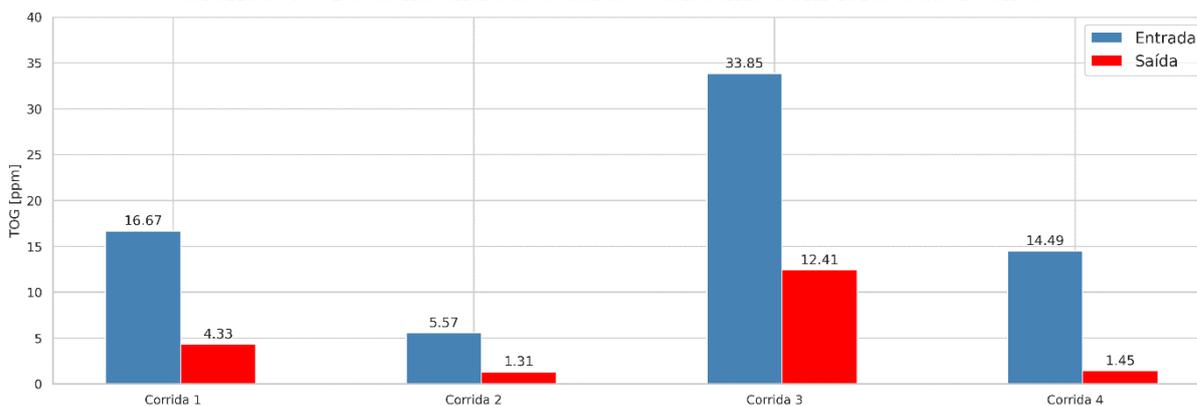
Os testes foram iniciados no dia 24/01/2023 no qual a Metodologia 01 foi implementada. Mediu-se entrada e saída do sistema apenas no início da corrida e não foi possível obter o preenchimento total do leito devido à falta de ajustes na saída do sistema. Dessa, forma o sistema atuou como um leito adsorvente com comprimento de 5 cm. Obtiveram-se os seguintes resultados:

Tabela 2 - Resultados do sistema de Dacal como leito adsorvente de 5 cm

Data	Amostras (mg/L)	Início		Vazão (mL/s)	Redução (%)
		Entrada	Saída		
24/01/2023	Corrida 01	16,67	4,33	4,83	74,02
	Corrida 02	5,57	1,31	3,89	76,48
25/01/2023	Corrida 03	33,85	12,41	4,72	63,33
	Corrida 04	14,49	1,45	4,07	89,99

Fonte: Autora, 2023.

Gráfico 4 - TOG na entrada e saída – Sistema com leito adsorvente

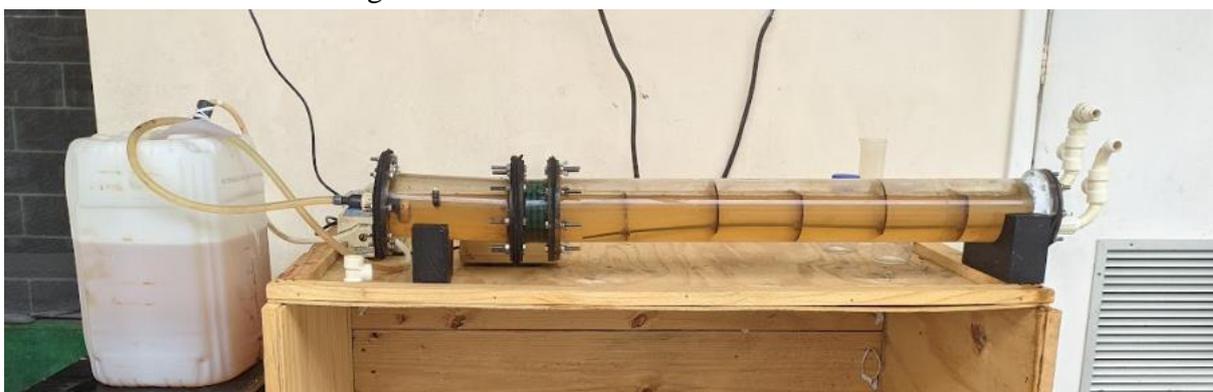


Fonte: Autora, 2023.

Pelo Gráfico 4 nota-se que os valores de TOG na entrada do sistema não eram constantes. Tal fato pode ser constatado pela grande variação deste parâmetro ao longo dos meses na Estação Produtora de Pilar e pela existência de um tempo entre a coleta do efluente e preenchimento do sistema o que pode ocasionar acúmulo do óleo no recipiente de coleta, ocasionando valores variados.

Pela Tabela 2 é possível observar que o sistema, enquanto leito adsorvente, obteve maiores reduções de TOG na corrida 4 onde sua vazão foi de 4,07 mL/s (0,017m<sup>3</sup>/h). A Figura 19, mostra que nessa etapa não houve formação de fases devido ao curto tempo de operação e à ruptura de um dos flanges do sistema; o que impossibilitou a continuação das atividades. A manutenção do sistema foi realizada no dia 26/01/2023 no Laboratório de Sistema de Separação e Otimização de Processos (LASSOP) localizado na UFAL - Universidade Federal de Alagoas.

Figura 19 - Sistema como leito adsorvente



Fonte: Autora, 2023.

No dia 27/01/2023 foi implementada a Metodologia 02. Coletaram-se as amostras de entrada e saída no início e ao fim da corrida, além da medida de vazão do sistema. As melhorias no sistema foram: aumento do leito, jogo de válvulas e sifões para facilidade de coletas e controle da vazão de saída. Nenhum problema estrutural foi observado e o sistema operou adequadamente, sem rupturas. A Tabela 3 expressa os resultados da Metodologia 02:

Tabela 3 - Resultados do sistema de Dacal como leito coalescente de 8 cm

Identificação	TOG – Início [ppm]		TOG – Fim [ppm]		Vazão [mL/s]	Redução - Início [%]	Redução - Fim [%]
	Entrada	Saída	Entrada	Saída			
<b>Corrida 01</b>	72,80	21,03	10,20	7,40	3,78	71,11	27,45
<b>Corrida 02</b>	10,52	7,58	7,80	7,76	3,83	27,9	0,51
<b>Corrida 03</b>	35,42	6,32	41,33	14,41	3,83	82,15	65,13

Fonte: Autora, 2023.

Gráfico 5 - TOG na entrada e saída do sistema – (a) Início e (b) fim das corridas



Fonte: Autora, 2023.

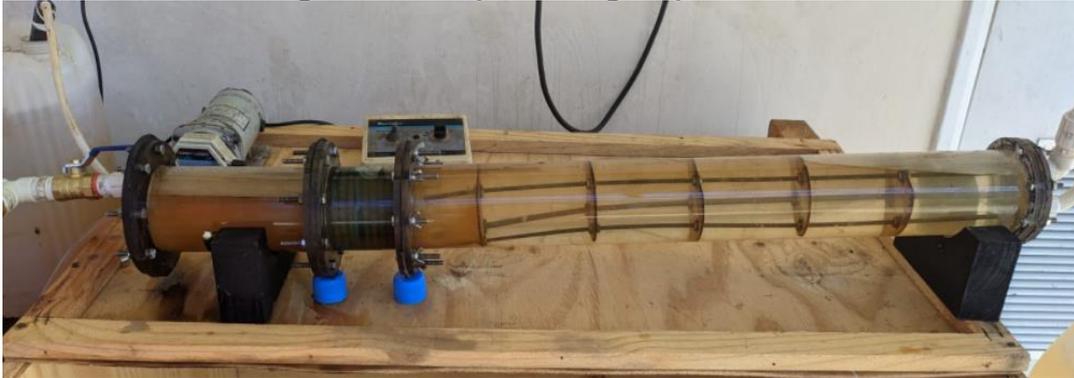
Uma tendência de aumento da redução do TOG é perceptível pelo Gráfico 5, indicando um aumento da redução do TOG com o fim da corrida. Por ser o dia em que mais corridas foram feitas, e com isso mais tempo de operação obtido, foi possível notar o início da coalescência pela formação de uma fina película de óleo no início do sistema, além de ser notória a limpidez da água na saída, expressas nas Figuras 20 e 21. Pela Tabela 3 é possível observar que o sistema, enquanto leito coalescente, obtiveram-se maiores reduções de TOG (82,15%) no início da corrida 3 onde sua vazão foi de 3,83mL/s (0,014m<sup>3</sup>/h).

Figura 20 - Película de óleo e limpidez da água após o leito



Fonte: Autora, 2023

Figura 21 - Limpidez da água após o leito

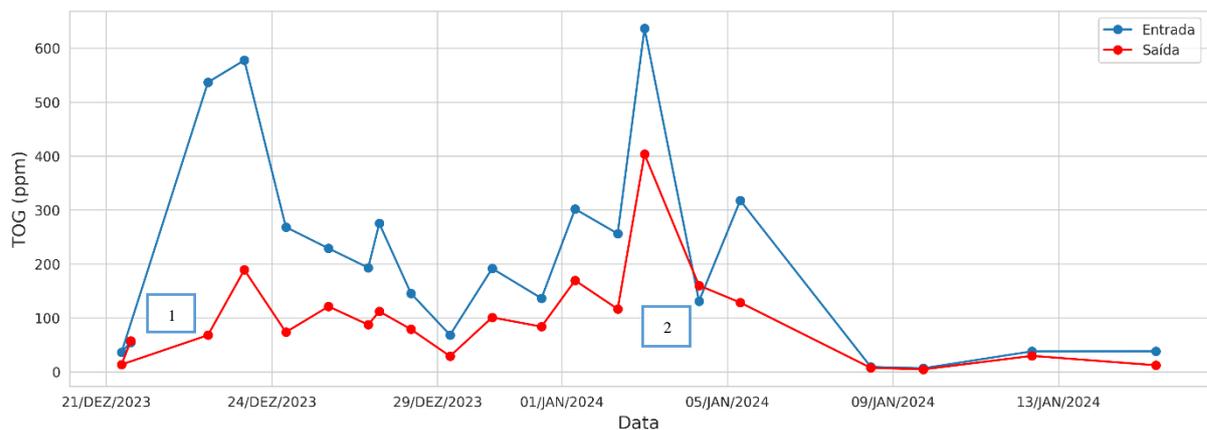


Fonte: Autora, 2023.

## 5.2 Resultados da Segunda Etapa – Instalação do Sistema em Área Classificada

O início da instalação do novo sistema de leitos coalescentes se deu no dia 20/12/2023, com o leito de 8 cm. As análises de TOG da saída e entrada do sistema foram realizadas, em conjunto com as análises de TSS e medição de vazão. Durante todo o período, o sistema permaneceu submetido a todas as variações operacionais da estação. Devido a isso, muitas vezes ocorreram variações na vazão do sistema em decorrência de drenagens do tanque ou variação na produção de água. O Gráfico 6 demonstra o comportamento do TOG na entrada e saída do sistema.

Gráfico 6 - TOG na entrada e saída do sistema instalado em área classificada



Fonte: Autora, 2023.

Pelo Gráfico 6 é possível notar que os valores de TOG na entrada do protótipo não foram constantes, existindo extrema variação na entrada do sistema durante todo o período. Nos pontos 1 e 2, não houve redução de TOG. No ponto 1 o sistema estava em início de sua instalação e em regime transiente, o que pode ter contribuído para a obtenção de maiores valores de TOG na saída do sistema, pois no momento da coleta o sistema pode não ter atingido certa estabilidade devido ao início de saturação do leito. No ponto 2, observa-se uma grande variação de TOG em dias anteriores; valor este que é o maior registrado durante esta etapa. Tal fato pode

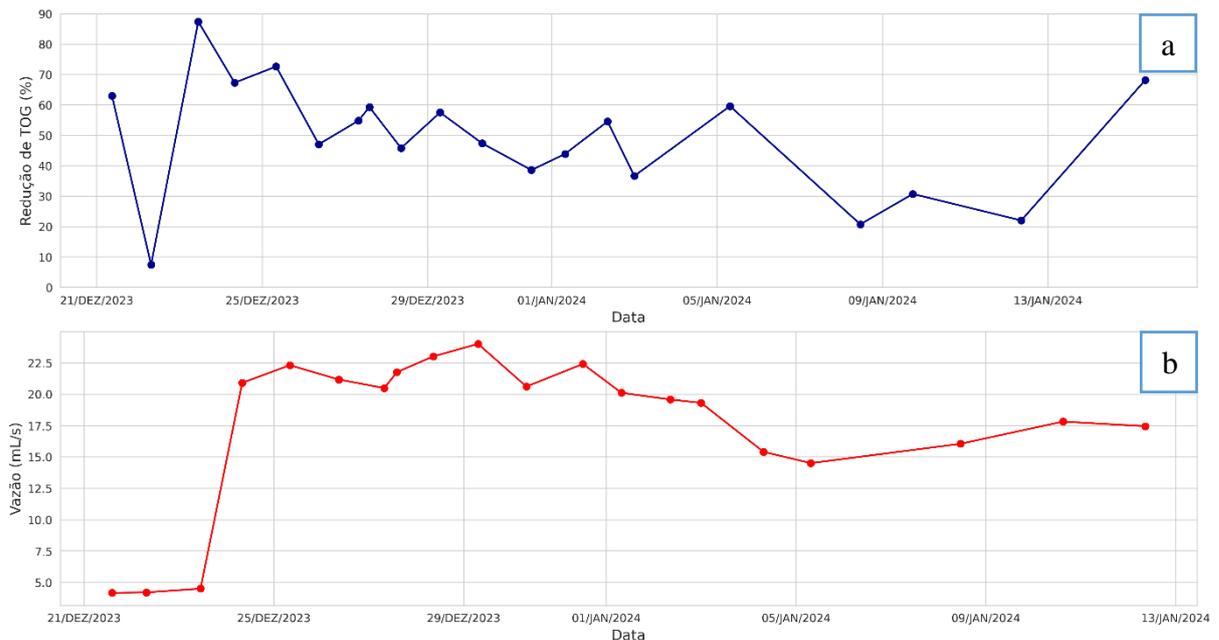
ter contribuído para que no momento da coleta, o sistema ainda não tivesse estabilizado a fim de atingir o estado estacionário devido à grandes perturbações ocorridas no dia anterior.

Durante o período de 20/12/2023 a 28/12/2023 o sistema de tratamento de água estava sem a injeção de polieletrólito e com filtros em manutenção, também contribuindo para maiores valores e TOG na alimentação do sistema. A partir do dia 09/01/2024 o filtro tipo casca de nozes retornou, sendo integrado ao sistema de tratamento de água. Apesar de ter como princípio a redução do teor de sólidos suspensos, esse equipamento contribui fortemente para a redução dos percentuais de TOG, sendo observado extremo decaimento deste parâmetro entre os dias 06 e 09/01/2024 de 317ppm para 9,25ppm (Gráfico 6).

Apesar de todas as mudanças operacionais existentes, o sistema permaneceu com reduções acima dos 30% em mais da metade dos dias de instalação com maior redução de 87,34%, vazão de 4,5 mL/s no 4º dia de instalação de acordo com os dados expostos no Gráfico 7. A vazão do sistema teve de ser alterada devido a manobras operacionais realizadas para dreno do tanque, o que causou redução drástica do fluxo de água no sistema. Dessa forma, regulou-se as aberturas das válvulas de saída para manter uma vazão em torno de 20mL/s de maneira que a vazão do sistema não zerasse mesmo com as alterações do processo.

A partir do dia 04/01/2023, o inventário de água no tanque foi completamente drenado para reprocesso devido a volta do filtro de água produzida, o que causou redução na vazão a patamares de 15,7 mL/s.

Gráfico 7 - (a) Redução de TOG e (b) vazão ao longo dos dias de instalação do sistema



Fonte: Autora, 2023.

- **Análise do Teor de Sólidos Suspensos (TSS)**

Com a instalação do sistema em área classificada também se analisou a possível redução do teor de sólidos suspensos. Pelo Tabela 4 é possível notar uma grande redução de TSS no início da instalação do sistema. Tal dado é reduzido gradativamente com o decorrer dos dias, possivelmente devido ao aumento da saturação do leito, o que dificulta a retirada da matéria suspensa no sistema. Apesar de não haver diminuição significativa de TSS nos dias finais de teste em área classificada, não ocorreram entupimentos ou obstruções no sistema.

Tabela 4 - TSS na entrada e saída do sistema e Redução de TSS ao longo dos dias de instalação do sistema

Data	TSS (mg/L) - Entrada	TSS (mg/L) - Saída	Redução [%]
21/12/2023 14:10	147	85	42,18
27/12/2023 14:14	258	156	39,53
29/12/2023 07:15	218	180	17,43
02/1/2024 08:27	170	157	7,65
03/1/2024 00:00	209	195	6,70
08/01/2024 11:10	7	14	-
10/01/2024 15:15	8	21	-
16/01/2023 15:00	258	256	-

Fonte: Autora, 2023.

Os valores de entrada de TSS tiveram diminuição considerável a partir do dia 08/01/2024 devido ao retorno operacional do filtro pertencente ao sistema de tratamento de água. A redução de TOG era visualmente perceptível pelas coletas para análise de TSS, nas quais era possível visualizar a diferença da coloração das amostras de entrada e saída do sistema, expostas na Figura 22.

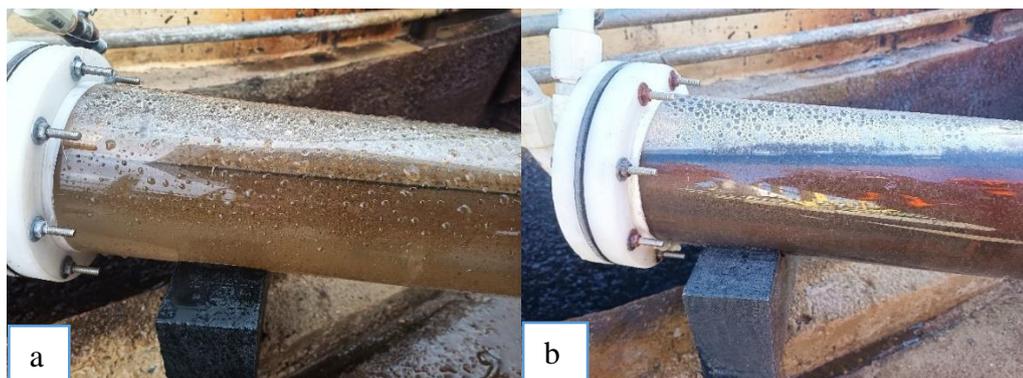
Figura 22 - Diferença de coloração das amostras de entrada e saída do sistema



Fonte: Autora, 2023.

Ao longo dos dias foi possível notar a coalescência e formação de fases no sistema, fato que não foi tão perceptível na primeira etapa (sem a instalação em área classificada) e principalmente quando o sistema estava atuando como leito adsorvente. A Figura 23 expõe a diferença visual e formação de fases no primeiro e 13º dia.

Figura 23 - Diferença visual e formação de fases o sistema no (a) 1º dia e (b) 13º dia



Fonte: Autora, 2023.

Com o sistema instalado em área classificada, foi possível identificar a coalescência e separação de fases, demonstrado na Figura 24. Semanalmente o sistema foi purgado para evitar acúmulo de óleo em sua estrutura interna. Comparando a Primeira e Segunda etapa deste trabalho, notam-se reduções maiores do teor de TOG quando sistema atuou como leito adsorvente, entretanto, em processos de separação primária de petróleo, a coalescência é uma opção rentável para recuperação de óleo no tratamento de água produzida, uma vez que promove a separação de fases e possível recuperação da fase superior do sistema (óleo). O sistema coalescente provou-se ser uma alternativa em períodos de manutenção de equipamentos necessários ao tratamento de água de injeção, podendo reduzir o TOG mesmo na ausência desses equipamentos.

Figura 24 - Acúmulo de óleo ao longo do sistema - 19º dia



Fonte: Autora, 2024.

Devido à alta salinidade da água de injeção, foi observado o acúmulo de resíduos salinos nas válvulas e flanges do protótipo (Figura 25), porém, tal fato não proporcionou obstruções ou interferências no sistema mesmo com a saturação homogênea do leito demonstrada da Figura 26.

Figura 25 - Acúmulo sais em válvulas do sistema



Fonte: Autora, 2024.

Figura 26 - Saturação homogênea do leito



Fonte: Autora, 2024.

## 6 CONCLUSÃO

Em ambas as etapas deste projeto, o coalescedor se mostrou eficiente em termos de redução de TOG para um efluente real de água de injeção, atingido reduções máximas de 87% e redução média de 49% com diversas perturbações no sistema e sem nenhum controle de vazão. O aumento do comprimento do leito na Primeira Etapa contribuiu para o aumento da coalescência, porém, maiores reduções foram encontradas nas etapas iniciais em que o sistema estava agindo como leito adsorvedor.

O menor valores de redução foi de 7,48%, entretanto, tal dado foi obtido após a necessidade de intensos ajustes de posicionamento do sistema nas etapas iniciais, os quais causaram turbulência e agitação do fluido. Dessa forma, pode-se concluir que em sistemas turbulentos, a eficiência da coalescência é extremamente comprometida.

Da mesma maneira, foi observado que, quando submetido a grandes perturbações — sejam por agitações, mudanças de vazões e principalmente aumento de concentração de TOG na alimentação do sistema — a redução de TOG era dificultada e o sistema necessitava de um período de horas para estabilização retorno ao patamar de redução anterior. Além disso, foi observado que para menores valores de TOG na entrada do protótipo, as reduções também foram comprometidas, sendo necessárias mudanças no tamanho do leito (aumento) para que a se obtenham maiores eficiências de redução.

Apesar de ocorrerem maiores reduções na etapa em que o sistema performou como leito adsorvedor, não foi possível observar nítida formação de fases. Assim, é factível que com um bom controle de vazão na entrada do sistema, sejam obtidas maiores reduções de TOG por longos períodos com o uso do sistema coalescedor e ainda haja recuperação de óleo no processo.

Para trabalhos futuros propõe-se o acompanhamento do diferencial de pressão do leito por um PDI (Indicador Diferencial de Pressão), testes com novos materiais e combinação de materiais para o leito, diferentes tamanhos de leito e vazões. Medidores de vazão instalados no sistema são uma boa alternativa para que ocorra o monitoramento dos principais parâmetros que interferem em sua eficiência, com o objetivo de determinar valores ótimos para projeção em escala industrial (*scale up*).

Neste trabalho foi possível realizar a aplicação dos conceitos vistos nas disciplinas de Fenômenos de Transporte I, Operações Unitárias, Tecnologia Química e Utilidades no decorrer do curso de bacharelado de Engenharia Química, além da forte interação entre indústria e meio acadêmico, o que torna possível a realização de projetos de pesquisa e inovação, aperfeiçoando o desenvolvimento do corpo acadêmico da Universidade Federal de Alagoas.

## REFERÊNCIAS

AHMED, T. **Working guide to reservoir rock properties and fluid flow**. 3. ed. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing, 2009. V. 1.

AL-GHOUTI, Mohammad A.; AL-KAABI, Maryam A.; ASHFAQ, Mohammad Y.; DA'NA, Dana Adel. Produced water characteristics, treatment and reuse: a review. **Journal Of Water Process Engineering**, [S.L.], v. 28, p. 222-239, abr. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jwpe.2019.02.001>.

APHA – AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION: Standart Methods Examination of Water and Wastewater, U.S.A, Washington D. C., American Water Works Association, 19o Edição, 1995.

ARTHUR, J. D.; LANGHUS, B. G.; PATEL, C. Technical summary of oil & gas produced water treatment technologies. **Tech. Rep. National Energy Technology Laboratory**. V. 307, n. 1-2, 2005, p. 1–53.

CERQUEIRA, A. A.; REGINA, M.; RUSSO, C. Gestão das águas de produção: histórico, políticas ambientais e alternativa tecnológica. **Revista uniara**, 2009. v. 12, p. 21–36.  
CONAMA, Conselho Nacional do Meio Ambiente. Resolução nº 393, 8 de agosto de 2007. **Ministério do meio ambiente**, 2007.

CORRÊA, O. L. S. **Petróleo - noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

CUSACK, R. Rethink your liquid-liquid separations. **Hydrocarbon processing**, 2009. v. 88, n. 6.

DACAL, R. G. V. **Remoção de óleo da água produzida de petróleo utilizando leitos coalescedores de fibra de coco e de fibra sintética**. 2017. 95 f. Dissertação de (Mestrado) - Curso de Bacharelado em Engenharia Química, Universidade Federal de Alagoas, Alagoas, 2017. Disponível em: <https://www.repositorio.ufal.br/jspui/bitstream/riufal/5609/1/Remo%C3%A7%C3%A3o%20de%20%C3%B3leo%20da%20%C3%A1gua%20produzida%20de%20petr%C3%B3leo%20utilizando%20leitos%20coalescedores%20de%20fibra%20de%20coco.pdf> .Acesso em: 06 de dez. 2022.

DELGADO, F.; GAUTO, M. **Petróleo: Qualidade físico-químicas, preços e mercados: O caso das correntes nacionais**. FGV ENERGIA, 2021. Disponível em: <manual\_petroleo\_qualidade-fq\_preços\_e\_mercados\_jan\_21\_aprovado.pdf (fgv.br)>

GOVEDARICA, D.; SOKOLOVIĆ, R. M. S.; ARPAD KIRALJ, OLGA M. GOVEDARICA, DUNJA SOKOLOVIC, MILICA HADNADJEV-KOSTIC. Separation of mineral oil droplets using polypropylene fibre bed coalescence. **Hemijaska industrija**, 2015. v. 69, n. 4, p. 339–345.

GONÇALVES, Lucas Barros. **PROJETO DE UMA BANCADA HIDRÁULICA PARA TREINAMENTO DE OPERADORES DE OLEODUTOS**. 2018. 88 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em:

<http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10023083.pdf> . Acesso em: 07 de agosto de 2023.

GRUPO SHELL. Liquid/liquid and gas/liquid/liquid separators - type selection and design rules. **Design and engineering practice manual**. [s.n.], 2008, 112p.

IGUNNU, E. T.; CHEN, G. Z. Produced water treatment technologies. **International journal of low-carbon technologies**, 2014. v. 9, n. 3, p. 157–177.

ITAPARICA, R. J. *et al.*, **Recuperação secundária de petróleo por injeção de água produzida**, 2018. Disponível em:<[https://www.editorarealize.com.br/editora/anais/conepetro/2018/TRABALHO\\_EV104\\_MD4\\_SA101\\_ID643\\_10072018185344.pdf](https://www.editorarealize.com.br/editora/anais/conepetro/2018/TRABALHO_EV104_MD4_SA101_ID643_10072018185344.pdf)> Acesso em: 28 out. 2023.

JAYA, A.; KOLMETZ, K. Coalescer (engineering design guideline). **Practical engineering guidelines for processing plant solutions**. KLM technology group, 2012. v. 1.

KUNERT, R.; SILVA, A. L. F. DA.; FILHO, J. E. DE S.; RAMALHO, J. B. V. DA S.; MELO, M. DE V.; LEITE, M. DE M., BRASIL, N. Í. DO.; JUNIOR, O. DE A. P.; OLIVEIRA, R. C. G. DE.; ALVES, R. P.; COSTA, R. F. D.; GOMES, W. Processamento primário de petróleo. Rio de Janeiro: **Universidade Petrobras - escola de ciências e tecnologia e&p**, 2007. p. 53.

LEE, K.; NEFF, J. **Produced water - environmental risks and advances in mitigation technologies**. New York, NY: Springer New York, 2011.

LIAO, Yixiang; DIRK, Lucas. A literature review on mechanisms and models for the coalescence process of fluid particles. **Chemical Engineering Science**. [S.L.], v. 65, p.2851-2864, fev. 2010. Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2010.02.020Get>.

LU, H.; YANG, Q.; LIU, S.; XIE, L.-S.; WANG, H.-L. Effect of fibrous coalescer redispersion on w/o emulsion separation. **Separation and purification technology**, 2016. v. 159, p. 50–56.

LU, H.; YANG, Q.; XU, X.; WANG, H. Effect of the mixed oleophilic fibrous coalescer geometry and the operating conditions on oily wastewater separation. **Chemical engineering & technology**, fev. 2016. v. 39, n. 2, p. 255–262.

MCAULIFFE, Clayton D. **Oil-in-Water Emulsions and Their Flow Properties in Porous Media**. Journal Of Petroleum Technology, [S.L.], v. 25, n. 06, p. 727-733, 1 jun. 1973. Society of Petroleum Engineers (SPE). <http://dx.doi.org/10.2118/4369-pa>.

MOTTA, A. R. P. Da. **Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo através da integração dos processos com coalescedor em leito e microfiltração**. Tese de Doutorado. Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA, 2014.

MULLINS, L. Reserves uncertainty quantification: an executive perspective. **Stochastic oil and gas industry**, [S.I.], 2014. Disponível em:<<http://community.stochasticsimulation.com/reserves-uncertainty-quantification-executive-perspective/>>. Acesso em: 29 jul. 2023.

NISHIMOTO, K.; SAMPAIO, C. M. P. **Sistema de Produção Arranjo Topside**, 2019. Disponível em:<[https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/5743350/mod\\_resource/content/1/PNV3425%20Aula%207%20-%20Planta%20de%20Producao%20-%202020.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/5743350/mod_resource/content/1/PNV3425%20Aula%207%20-%20Planta%20de%20Producao%20-%202020.pdf)>. Acesso em: 28 out. 2023.

PAULINO, Luísa Cimatti. **Estudo de sistemas microemulsionados utilizando água do mar na recuperação avançada de petróleo**. 2007. 127 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Química, Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Natal / Rn, 2007. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/bitstream/123456789/15861/1/LuisaCP.pdf>. Acesso em: 29 jul. 2023.

PERRY, R. H.; GREEN, D. W. **Perry's chemical engineers' handbook**. 8. ed. New York: McGraw-Hill Book Company, 2007.

REYNOLDS, R. R.; KIKER, R. D. Produced water and associated issues — a manual for the independent operator. **Oklahoma geological survey open file report**, 2003. 65p.

SANDRINE, M. **Determinação de Teor de Óleos e Graxas (TOG) por Espectrofotometria**. Origem Energia, 2022.

SANDRINE, M. **Determinação de Teor de Óleos e Graxas (TOG) por Gravimetria**. Origem Energia, 2022.

SCHNEIDER, Daniele. **Manual de Operação da Estação Coletora de Pilar**. Documento internalizado como parte do Processo de Transição dos Ativos (PE-ALG-PIR-OPR-015). Origem Energia, 01 de fevereiro de 2022.

ŠEĆEROV SOKOLOVIĆ, R. M.; GOVEDARICA, D. D.; SOKOLOVIĆ, D. S. Separation of oil-in-water emulsion using two coalescers of different geometry. **Journal of hazardous materials**, 2010. v. 175, n. 1–3, p. 1001–1006.

SILVA FILHO, Dermeval Inêz da. **Processo da reinjeção da água produzida na recuperação secundária dos poços de petróleo de catu/ba, para reduzir os riscos ambientais**. 2013. 49 f. Monografia (Especialização) - Curso de Gestão Ambiental em Municípios, Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Medianeira, 2013.

SILVA, A. B. H. **Defesa de Estágio Curricular em Engenharia Química na Estação Produtora de Pilar (EPPIR)**, 2023.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

VENÂNCIO, F. Q. DE.; FERREIRA, D. F. **Análise comparativa entre tratadores térmicos horizontais e verticais: levantamento de variáveis críticas à eficiência do processamento primário de óleo cru**, 2012. Disponível em: <https://www.osti.gov/etdeweb/servlets/purl/22060090> Acesso em: 24 de set. 2023.