



**Análise Econômica de Tratamento de Água  
Produzida por Ozonização e Microfiltração com  
Membranas Poliméricas**

**Ana Carolina França de Sousa**

**Projeto Final em Engenharia Química**

**Orientadores**

**Prof. Fabiana Valéria da Fonseca, D. Sc.**

**Prof. Cristiano Piacsek Borges, D. Sc.**

**Fevereiro de 2018**

# **ANÁLISE ECONÔMICA DE TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA POR OZONIZAÇÃO E MICROFILTRAÇÃO COM MEMBRANAS POLIMÉRICAS**

*Ana Carolina França de Sousa*

Projeto Final em Engenharia Química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheira Química.

Aprovado por:

---

Alana Pereira de Almeida, Eng. Química  
(UFRJ)

---

Armando Lucas Cherem da Cunha, D. Sc.  
(DPI/EQ – UFRJ)

---

Ana Mehl, D. Sc.  
(DEQ/EQ – UFRJ)

Orientado por:

---

Fabiana Valéria da Fonseca, D. Sc.  
(DPI/EQ – UFRJ)

---

Cristiano Piacsek Borges, D. Sc.  
(PEQ/COPPE – UFRJ)

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Fevereiro de 2018

Sousa, Ana Carolina França de.

Análise econômica de tratamento de água produzida por ozonização e microfiltração com membranas poliméricas / Ana Carolina França de Sousa. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2018.

x, 63 p.; il.

(Projeto Final) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2018.

Orientadores: Fabiana Valéria da Fonseca e Cristiano Piacsek Borges.

1. Água produzida. 2. Membranas poliméricas. 3. Ozonização. 4. Projeto Final (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Fabiana Valéria da Fonseca e Cristiano Piacsek Borges.

I. Análise econômica de tratamento de água produzida por ozonização e microfiltração com membranas poliméricas.

À minha família.

## AGRADECIMENTOS

Sou muito grata a Deus, acima de todas as coisas, por todas as oportunidades que tenho tido nessa vida.

Agradeço aos meus pais, Adriana e Rodrigo, por todo o amor, por todos os sacrifícios que fizeram para que eu pudesse estudar, por me apoiarem e fazerem todo o possível para que eu chegasse até aqui. Agradeço também ao meu pai Francisco Edvar, pelo estímulo ao aprendizado desde pequena e por tudo que fez por mim. Agradeço a toda a minha família, porque sempre acreditam em mim, às vezes mais que eu mesma.

Agradeço, também, por ter encontrado nessa trajetória acadêmica um companheiro para todos os momentos, alguém que me põe para cima quando eu perco e que comemora comigo quando eu ganho, que cuida de mim quando eu mais preciso e que sempre faz tudo que possa me ajudar. Sem ele, o caminho até aqui teria sido muito mais duro. Agradeço ao meu namorado, Rodrigo Gerbassi.

Sou grata pela companhia e ajuda dos meus amigos, sem os quais eu não seria eu. Em primeiro lugar, agradeço muito ao querido Gustavo Barud, sem o qual talvez eu sequer tivesse ingressado na universidade. Sou grata por ter tido sua amizade e pelas lembranças que são para sempre.

Agradeço também à Alana e Mariana, pela amizade para a vida que cultivamos até aqui; ao Tobias, Gui e Dhoulgas, por continuarmos os mesmos. E, por fim, por ter sido o meu período de estágio tão extenso dentro da parte acadêmica, agradeço a todos os colegas da Bayer, da Infineum, da Ambev e da FALCONI, pela ajuda em tudo; em especial à Isabelle, Fernanda e Angélica, pela amizade até aqui, e ao Marcelo e Lucas, pela força e compreensão na parte final dessa caminhada.

Por fim, agradeço aos meus docentes e amigos na UFRJ, em especial aos meus orientadores Fabiana e Cristiano, por toda a ajuda na construção desse trabalho.

Resumo de Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheira Química.

## **ANÁLISE ECONÔMICA DE TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA POR OZONIZAÇÃO E MICROFILTRAÇÃO COM MEMBRANAS POLIMÉRICAS**

Ana Carolina França de Sousa

Dezembro, 2017

Orientadores: Fabiana Valéria da Fonseca, D. Sc., e Cristiano Piacsek Borges, D. Sc.

A indústria de óleo e gás é uma das principais influenciadoras da economia mundial, atualmente. A injeção de água nos poços de petróleo gera um efluente aquoso chamado de água produzida, composto por água originária do reservatório, resíduos de óleo e outros químicos utilizados na injeção. Em unidades marítimas de produção, o tratamento convencional de água produzida envolve a passagem por hidrociclones para retirada de sólidos (principalmente areia), seguida da flotação com ar dissolvido para remover o óleo da água. Este processo, no entanto, não apresenta um nível elevado de redução da taxa de óleos e graxas, de forma que a água é tratada apenas em níveis suficientes para descarte ao mar. Uma forma de otimizar custos da plataforma é realizar o tratamento de água produzida de forma a tornar o efluente apto a ser reinjetado nos poços, reduzindo assim os custos com tratamento de água do mar para injeção. Este estudo estimou custos de projeto e operação para dois tratamentos alternativos: substituição da flotação com ar dissolvido por microfiltração com membranas poliméricas submersas, e o mesmo sistema com uma etapa de ozonização anterior à microfiltração. O custo total calculado para as propostas de tratamento é de 0,1177 USD/m<sup>3</sup> e 0,3845 USD/m<sup>3</sup>, respectivamente. A adição da etapa de tratamento oxidativo com ozônio diminui os custos de implementação (CAPEX), por reduzir a queda de fluxo na microfiltração e, portanto, a área de membrana requerida. Porém, o aumento de custos com consumo energético para a geração de ozônio eleva consideravelmente os custos de operação, tornando esta alternativa desvantajosa economicamente. O custo total do tratamento apenas com membranas poliméricas apresentou-se menor que outras alternativas de microfiltração da literatura e, apesar de ser ligeiramente mais elevado que o custo total do tratamento convencional, o tempo de retorno do investimento (TRI) é de apenas 1,2 ano, dada a economia proporcionada pela redução na produção de água para injeção. Pode-se concluir, portanto, que a microfiltração com membranas poliméricas é uma alternativa economicamente viável e vantajosa.

**Palavras-chave:** Água produzida, microfiltração, ozonização.

Abstract of Final Project presented to Escola de Química/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Chemistry Engineering.

## **ECONOMIC ANALYSIS OF PRODUCED WATER TREATMENT THROUGH OZONATION AND MICROFILTRATION WITH POLIMERIC MEMBRANES**

Ana Carolina França de Sousa

Fevereiro, 2018

Supervisors: Fabiana Valéria da Fonseca, D. Sc., and Cristiano Piacsek Borges, D. Sc.

Currently, oil and gas industry is one of the main influencers of global industry. The injection of water in oil wells generates an aqueous effluent called produced water, composed by reservoir water, remaining oil and other chemicals used in injection. In maritime production units, conventional treatment for produced water consists in passing effluent through hydrocyclones for removing solids (mainly sand), followed by flotation with dissolved air to remove oil from water. However, this process is not largely efficient in reducing oil levels, and therefore the water is treated only until it gets proper for discard in the sea. A possibility to optimize plant costs is performing a more advanced treatment of produced water, in order to make it proper for reinjection in wells, reducing costs with seawater treatment for injection. This work estimated project and operation costs for two alternative treatments: replacing of air dissolved flotation for microfiltration with underwater polymeric membranes, and the same system with a previous ozonation step. Total cost calculated for both alternatives are 0,1177 USD/m<sup>3</sup> and 0,3845 USD/m<sup>3</sup>, respectively. Inclusion of ozone treatment step reduced implementation costs (CAPEX), by reducing flow dropping in microfiltration and, therefore, the membrane area required. However, increasing of energy costs for generating ozone turns operational costs (OPEX) considerably higher, making this alternative economically disadvantageous. Total costs for microfiltration-only treatment is smaller than for other membrane alternatives in literature and, although it is slightly higher than conventional treatment total costs, return on investment time is around 1,2 year, due to savings caused by reduction in injection water production. It is possible to conclude, then, that microfiltration with polymeric membranes is an economically viable and advantageous alternative.

**Keywords:** Produced water, Microfiltration, Ozonation.

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>10</b>
1.1. OBJETIVO .....	11
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>12</b>
2.1. INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS .....	12
2.1.1. Histórico .....	12
2.1.2. Cenário Econômico Mundial .....	15
2.1.3. Cenário Econômico Brasileiro .....	18
<b>2.2. O PROCESSO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO</b> .....	<b>20</b>
2.2.1. Água Produzida .....	23
<b>2.3. ASPECTOS DE TRATAMENTO DE ÁGUA NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO</b> .....	<b>24</b>
2.3.1. Tratamento de Água Produzida .....	24
2.3.2. Legislação Ambiental .....	26
2.3.3. Água de Reinjeção e Reuso .....	27
<b>2.4. PROCESSOS DE TRATAMENTO DE ÁGUA CONVENCIONAIS E PROPOSTOS</b> .....	<b>29</b>
2.4.1. Flotação por Ar Dissolvido (FAD) .....	29
2.4.2. Ozonização .....	33
2.4.3. Processo de Separação por Membranas (PSM) .....	36
<b>3. PROPOSTA DE TRATAMENTOS ALTERNATIVOS E DIMENSIONAMENTO DE EQUIPAMENTOS</b> .....	<b>43</b>
3.1. FLUXOGRAMAS PROPOSTOS PARA TRATAMENTOS ALTERNATIVOS .....	43
3.2. TRATAMENTO POR MICROFILTRAÇÃO .....	45
3.3. TRATAMENTO POR OZONIZAÇÃO E MICROFILTRAÇÃO .....	47
<b>4. ESTIMATIVA DE CUSTOS DOS TRATAMENTOS PROPOSTOS</b> .....	<b>49</b>
4.1. CÁLCULO DE CAPEX .....	49
4.1.1. Cálculo de CAPEX para o tratamento por membranas .....	49
4.1.2. Cálculo de CAPEX para o tratamento por ozonização e membranas .....	50
4.2. CÁLCULO DE OPEX .....	51
4.2.2. Cálculo de OPEX para o tratamento por ozonização e membranas .....	54
<b>5. ANÁLISE ECONÔMICA DOS TRATAMENTOS PROPOSTOS</b> .....	<b>55</b>
<b>6. CONCLUSÃO</b> .....	<b>59</b>
<b>7. REFERÊNCIAS</b> .....	<b>60</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Drake Well, primeiro poço de petróleo, na Pensilvânia.....	13
Figura 2: Produção Brasileira de Petróleo durante o período de exclusividade da Petrobras.....	15
Figura 3: Maiores produtores de petróleo em 2016.....	16
Figura 4: Produção mundial de petróleo por região.....	17
Figura 5: Maiores reservas provadas de petróleo em 2016.....	18
Figura 6: Participação de países selecionados no consumo mundial de petróleo em 2016.....	18
Figura 7: Prospecção da produção brasileira de óleo bruto e gás liquefeito de petróleo no médio-prazo.....	19
Figura 8: Participação dos estados brasileiros na produção de petróleo e LGN.....	20
Figura 9: Série história do preço do barril de petróleo ( <i>brent</i> ).....	20
Figura 10: Visão geral da produção de óleo e gás.....	22
Figura 11: Esquema de um separador trifásico utilizado na produção de óleo e gás.....	23
Figura 12: Tratamento convencional de água produzida.....	26
Figura 13: Parâmetros de descarte de diferentes autoridades para comparação.....	28
Figura 14: Ilustração do mecanismo de flotação por ar dissolvido.....	30
Figura 15: Esquema de um processo convencional de flotação por ar dissolvido.....	32
Figura 16: Esquema de um flotador por ar induzido.....	33
Figura 17: Esquema de um venturi como misturador líquido-gás.....	36
Figura 18: Imagens de microscópio eletrônico mostrando a superfície de (a) membrana por inversão de fases, (b) membrana por gravação e (c) membrana por estiramento.....	38
Figura 19: Imagens de microscópio eletrônico mostrando (a) a seção transversal de uma membrana anisotrópica microporosa, (b) a seção transversal de uma membrana de compósitos de filme fino e (c) a seção transversal de um tubo de membrana anisotrópica transversal.....	39
Figura 20: Faixas de tamanho nominal de poro de membranas em angstroms.....	39
Figura 21: Representação esquemática das configurações de filtração (a) perpendicular e (b) tangencial.....	41
Figura 22: Fluxograma de processo para tratamento por microfiltração com membranas poliméricas.....	45
Figura 23: Fluxograma de processo para tratamento por ozonização e microfiltração com membranas poliméricas.....	45
Figura 24: Distribuição de custos para microfiltração.....	56
Figura 25: Distribuição de custos para ozonização e microfiltração.....	57
Figura 26: Comparação entre custos totais para diferentes propostas de tratamento.....	58

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Principais usos e objetivos do processo de flotação.....	32
Tabela 2: Potenciais de oxidação de substâncias oxidantes.....	34
Tabela 3: Comparação entre processos convencionais e com membranas para soluções usuais de tratamento de águas.....	40
Tabela 4: Comparação entre estruturas de membranas e suas aplicações.....	41
Tabela 5: Dados de processo considerados para o tratamento por microfiltração.....	46
Tabela 6: Parâmetros de processo para regeneração de membranas.....	47
Tabela 7: Parâmetros de processo para a ozonização.....	48
Tabela 8: Parâmetros de processo para a microfiltração após ozonização.....	49
Tabela 9: Valores de CAPEX para o tratamento por microfiltração.....	51
Tabela 10: Valores de CAPEX para o tratamento por microfiltração após ozonização.....	52
Tabela 11: Custos de energia para o tratamento por microfiltração.....	54
Tabela 12: Custos de operação para o tratamento por microfiltração após ozonização.....	55
Tabela 13: Custo total para os tratamentos propostos.....	56
Tabela 14: Custo total de implementação para os tratamentos comparados.....	59

## 1. INTRODUÇÃO

O petróleo é uma mistura líquida de hidrocarbonetos, e apresenta-se hoje como uma das principais fontes energéticas da atualidade, sendo também um dos protagonistas do cenário econômico mundial. Os países produtores destacam-se nos principais setores da economia, como transporte, energia e indústria, além de serem importadores do produto, para abastecimento global (RIBEIRO, 2013).

Por ser formado a partir de sedimentos orgânicos em camadas profundas da terra, a exploração do petróleo requer uma série de pesquisas geológicas para viabilizar a identificação de reservas, bem como o desenvolvimento de tecnologias para extração, principalmente em solos submarinos (*offshore*).

O processo produtivo, em geral, envolve a injeção de água pressurizada nos poços, e em seguida a separação das frações obtidas. O objetivo principal de uma planta produtiva é separar da corrente extraída os produtos comerciais, tais como óleo, gás natural e condensados, removendo os outros componentes indesejados, tais como água, dióxido de carbono, sal, enxofre e areia (DEVOLD, 2013).

A água separada da corrente principal durante o processo produtivo é chamada de água produzida, e consiste em uma mistura da água de injeção com a água presente no reservatório de petróleo (RIBEIRO, 2013). É o principal efluente de uma planta de produção de petróleo, e por isso, requer tratamentos específicos, tanto para descarte, como para reutilização. Os métodos mais utilizados atualmente envolvem flotação (principalmente com ar dissolvido), hidrociclones, coalescedores, membranas e filtração. A filtração pode utilizar diversos materiais, como serragem, carvão ou turfa, ou ainda argilas organicamente modificadas.

As principais dificuldades dos métodos convencionais de tratamento envolvem a grande quantidade de lama a ser descartada, gerada na flotação; o alto investimento e consumo de energia, bem como a queda de fluxo com o aumento da concentração de óleos e graxas no efluente, para o tratamento com membranas; e ainda, a baixa absorção e seletividade ineficiente na filtração (MOTTA et al., 2014).

Com isto, métodos alternativos têm sido propostos, visando aumentar a eficiência do tratamento do efluente, melhorando sua qualidade, e ainda otimizar custos de instalação e operação.

## **1.1. OBJETIVO**

Este trabalho avalia os custos de implementação do tratamento oxidativo com ozônio associado a microfiltração com membranas poliméricas na corrente da água produzida. Os custos relativos aos investimentos de instalação e custos operacionais foram estimados, permitindo assim a avaliação dos benefícios desta proposta e das vantagens de implementação do processo combinado.

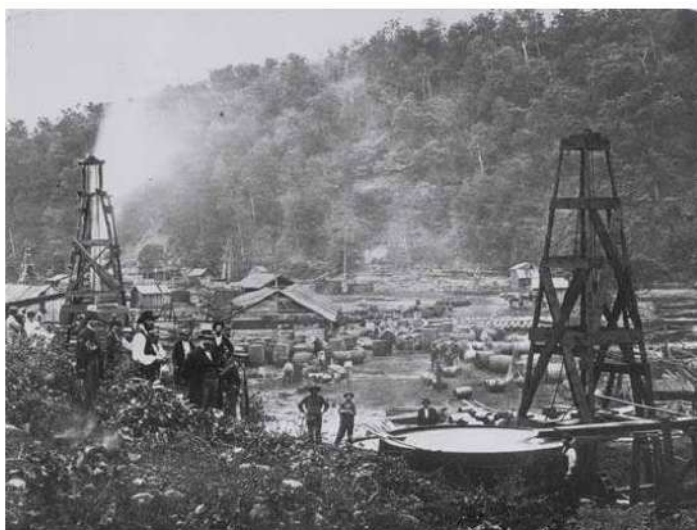
## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. INDÚSTRIA DE ÓLEO E GÁS

#### 2.1.1. Histórico

O petróleo é conhecido desde a antiguidade, pois surgia de maneira natural em regiões que hoje correspondem ao Oriente Médio, e era utilizado para fins medicinais, lubrificantes e de iluminação (MBP COPPE, 2014). Porém, a indústria petrolífera como a conhecemos data de meados do século XIX.

O início da produção sistemática de petróleo tem seu marco inicial datado em 1859, com a perfuração do primeiro poço de petróleo pelo americano Edwin Laurentine Drake (observado na Figura 1), obtendo óleo de boa qualidade e, portanto, fácil destilação. (LUCCHESI, 1998). Sua produção inicial de óleo cru correspondeu a dois mil barris no mesmo ano. Em 1874, o país americano já havia expandido sua produção para dez milhões de barris anuais, atendendo à crescente demanda de querosene e gasolina dos mercados internacionais (MBP COPPE, 2014).



*Photo: Drake Well Museum Collection, Titusville, PA*

**Figura 1: Drake Well, primeiro poço de petróleo, na Pensilvânia.**

Fonte: Devold, 2013.

Inicialmente usado apenas para iluminação, o petróleo passou rapidamente a substituir a maioria dos combustíveis utilizados na época em transportes motorizados, sendo adotado também como principal combustível pela indústria automobilística, que se desenvolveu ao longo do século XIX. Os navios, antes movidos à carvão, passaram a se locomover com o dobro da velocidade, o que foi um relevante fator militar. Além disso, os motores à gasolina foram essenciais para o desenvolvimento de aeronaves (DEVOLD, 2013).

Os poços explorados por Drake foram perfurados por um sistema de percussão à vapor, que foi amplamente utilizado até o fim do mesmo século. Em seguida, o processo de perfuração rotativo passou a ser desenvolvido, permitindo alcançar maiores profundidades. Com este novo método, o americano Anthony Lucas encontrou óleo em um poço de 354 metros de profundidade, o que foi um marco na história da exploração de petróleo (THOMAS, 2001).

O cenário mundial foi dominado pelos americanos até o fim do século XIX, em especial pela atuação do empresário John Rockefeller no setor, com a fundação da Standard Oil Company em 1870. No início do século XX, outras empresas passaram a surgir, a exemplo da Royal Dutch-Shell Group, apoiada pelo governo britânico (MBP COPPE, 2014). Até o fim da Segunda Guerra Mundial, em 1945, a maior parte da produção mundial de petróleo ainda pertencia aos Estados Unidos. O fim da guerra, porém, deu início a um novo cenário geopolítico e econômico em diversos aspectos, que levou ao desenvolvimento de um polo produtor de petróleo no hemisfério oriental (THOMAS, 2001).

Após a Segunda Guerra, o mercado de petróleo também sofreu suas principais crises, decorrentes de conflitos entre os governos e as multinacionais na condução das políticas do mercado de óleo e gás. Em 1960, foi criada a Opep (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), visando unificar as políticas dos países-membro, responsáveis por regular o mercado global.

No Brasil, as primeiras empresas foram fundadas pelo famoso escritor Monteiro Lobato na década de 1930, inspirado pelas políticas americanas de desenvolvimento econômico que o mesmo conheceu em Nova Iorque (MBP COPPE, 2014). Na mesma época, o Brasil aumentava sua dependência da importação de derivados de petróleo, devido aos processos de industrialização e das estradas de veículos no país (MORAIS, 2013). No entanto, o governo federal, então liderado por Getúlio Vargas, não atestava a existência de petróleo em território nacional, e interviu de forma infundada nas empresas, dificultando a continuidade das mesmas.

O debate nacional tornou-se mais expressivo ao fim da Segunda Guerra Mundial, com a promulgação da Constituição de 1946, que regulava a exploração de petróleo com leis ordinárias, abrindo o setor às empresas estrangeiras. Por conta disto, surgiu o movimento nacional “O Petróleo é nosso!”, em protesto a este estatuto. A legislação foi revista e, em 1953, instituiu-se o monopólio estatal para o setor, com a criação da Petrobras (MORAIS, 2013).

Com o objetivo de reduzir os crescentes volumes de importação, a Petrobras deveria expandir atividades de exploração de petróleo, criar novas refinarias e montar uma rede de

oleodutos, investindo em não somente na produção, mas também em infraestrutura de estocagem e distribuição (MORAIS, 2013).

Apesar dos diversos estudos geológicos e tentativas de identificação de campos de petróleo, a maior parte das bacias exploradas eram terrestres e de baixa produção, e poucos avanços foram feitos até 1969, com a Bacia de Campos, primeira descoberta marítima relevante. O impacto desta descoberta no aumento de produção pode ser observado na Figura 2. Com o declínio das bacias terrestres, em 1975, a Bacia de Campos passou a ser o foco de pesquisas da Petrobras, e se firmou como principal fonte de petróleo nacional, levando ao aumento do volume de produção brasileiro (LUCCHESI, 1998).



**Figura 2: Produção Brasileira de Petróleo durante o período de exclusividade da Petrobras**

Fonte: Lucchesi, 1998.

O monopólio da Petrobras só foi interrompido em 1997, durante o governo do então presidente Fernando Henrique Cardoso, por vigência da Lei 9478, que permitiu a atividade exploratória de petróleo por outras empresas (nacionais ou estrangeiras), mediante processos de licitação regulados pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), criada pela mesma lei (LUCCHESI, 1998).

O avanço nas pesquisas de exploração em águas marítimas crescentemente profundas culminou na descoberta de reservatórios gigantes e supergigantes no pré-sal das bacias de Campos e Santos, a partir de 2006 (MORAIS, 2013). A produção comercial deste petróleo iniciou-se em 2010, com importante impacto para a economia brasileira nas próximas décadas.

### 2.1.2. Cenário Econômico Mundial

O petróleo é um dos principais agentes influenciadores na economia mundial. A variação da relação entre oferta e demanda impacta no valor global do barril de petróleo, o que impacta diretamente toda a macroeconomia mundial.

O fato mais recente foi a queda expressiva dos preços do *brent* em 2014, devido a uma maior oferta no mercado advinda da descoberta americana de reservas de xisto para produção de óleo leve. Atualmente, o setor vem se recuperando gradualmente desta crise, em especial por conta da decisão recente da OPEP de reduzir sua produção (OPEC, 2016).

No cenário atual, destacam-se Estados Unidos, Arábia Saudita e Rússia como os maiores produtores mundiais de petróleo, responsáveis por 39% da produção global em 2016 (IBP, 2017). Unidos, no entanto, os países do Oriente Médio têm produção global mais expressiva, e por isso ditam os preços do mercado mundial (BP, 2017). Estes dados podem ser observados na Figura 3.

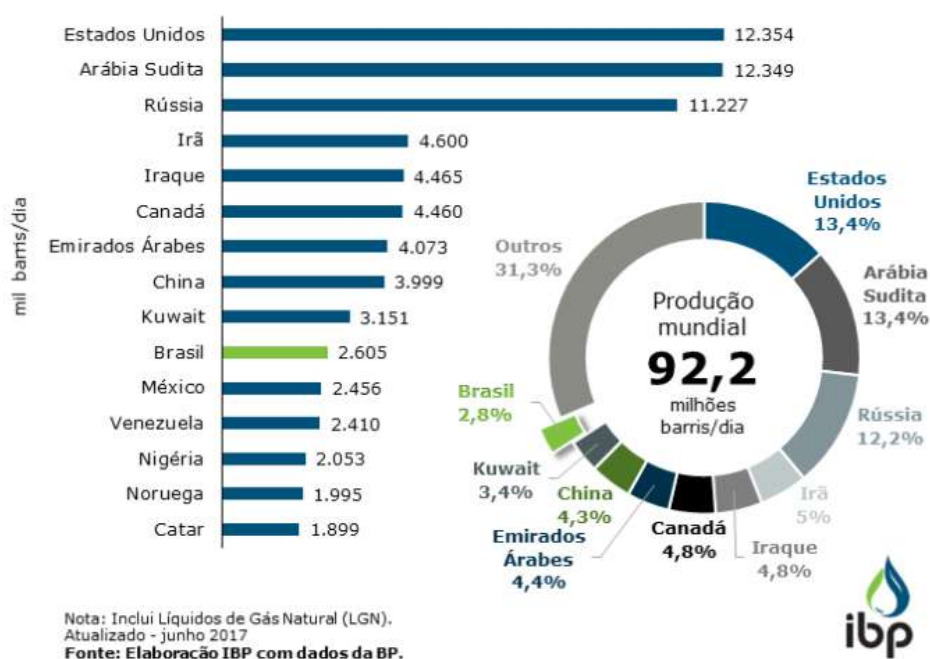
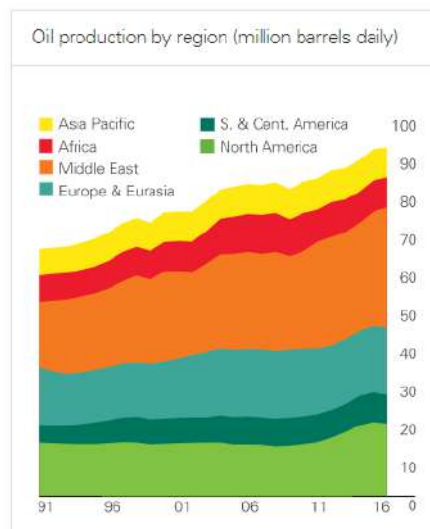


Figura 3: Maiores produtores de petróleo em 2016

Fonte: IBP, 2017.





**Figura 4: Produção mundial de petróleo por região**

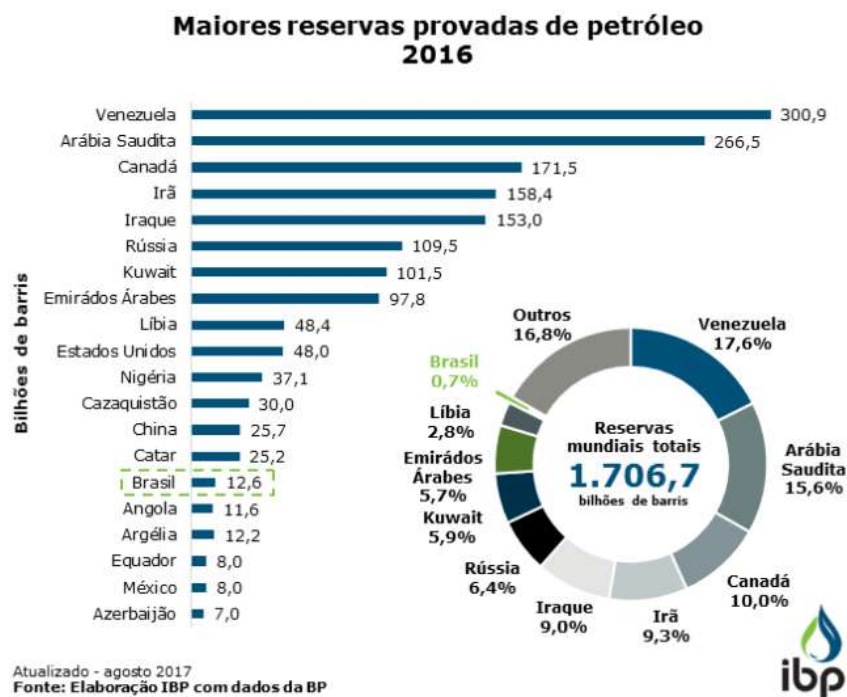
Fonte: BP Global, 2017.

O mundo apresentou um crescimento produtivo de 0,5%, com capacidade de 446 mil barris/dia. A Opep, de forma geral, registrou alta de 3,2%, com o aumento de 1,2 milhões de barris/dia. No entanto, países-membros como Nigéria e Venezuela apresentaram queda de produção de 11,9% e 8,9%, respectivamente. Os principais destaques de crescimento foram Irã, Iraque e Indonésia (ANP, 2017). Outros dados da produção mundial podem ser observados na Figura 4.

As reservas provadas de petróleo são as que se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e já avaliados, com base em dados geológicos e de engenharia e considerando as condições econômicas atuais e os métodos viáveis para exploração e produção, bem como as regulações legislativas e tributação aplicáveis, com elevado grau de certeza (ANP, 2017).

Conforme a Figura 5, em 2016, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram o patamar de 1,7 trilhão de barris, conforme infográfico do IBP na Figura 5. De acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2016), este valor é similar ao de 2015, apresentando um pequeno crescimento de 0,9%.

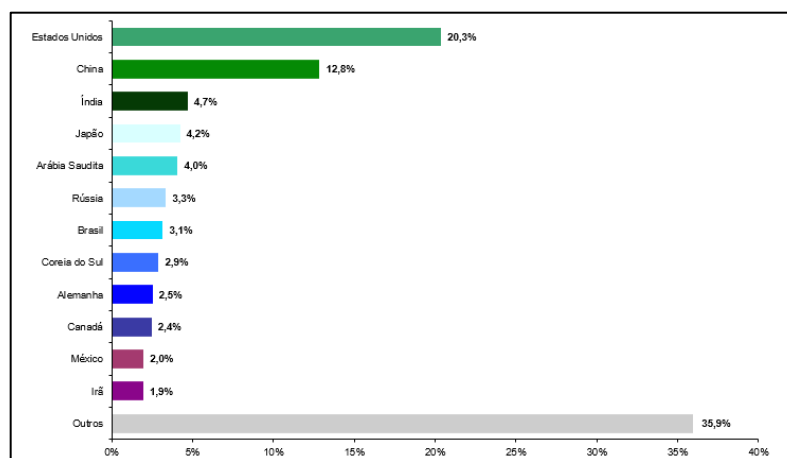
A Venezuela segue como maior detentora de reservas petrolíferas, após ultrapassar a Arábia Saudita em 2010, que hoje apresenta-se em segundo lugar, com 15,6% das reservas provadas de petróleo. O Brasil, por sua vez, ocupa a 16ª posição no ranking mundial, possuindo um volume de 12,6 bilhões de barris (ANP, 2017).



**Figura 5: Maiores reservas provadas de petróleo em 2016**

Fonte: IBP, 2017.

Por fim, o consumo mundial de petróleo em 2016 totalizou 96,6 milhões de barris/dia, o que representa um aumento de 1,6% com relação a 2015. Conforme a Figura 6, os Estados Unidos seguem sendo o principal consumidor, seguido por China e Índia. Contrárias a tendência geral de crescimento de todas as outras regiões, as Américas Central e do Sul registraram uma queda de 2,3% no consumo com relação ao ano anterior, atingindo um consumo atual de 7 milhões de barris/dia, 7,2% do consumo mundial.



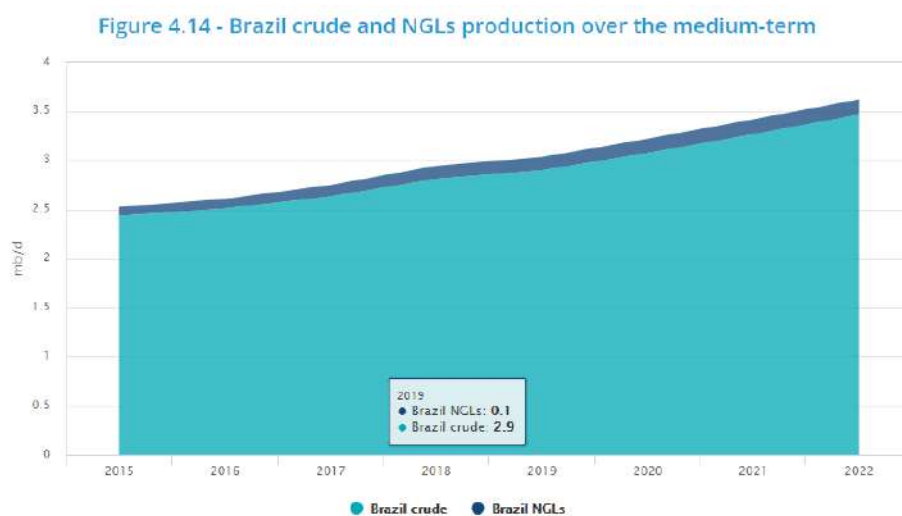
**Figura 6: Participação de países selecionados no consumo mundial de petróleo em 2016**

Fonte: ANP, 2017.

### 2.1.3. Cenário Econômico Brasileiro

De acordo com dados do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), o Brasil tornou-se o décimo maior produtor mundial de petróleo em 2016, ultrapassando México e Venezuela no ranking. A capacidade brasileira pode crescer ainda mais, conforme avancem as tecnologias que viabilizam a exploração das reservas no pré-sal.

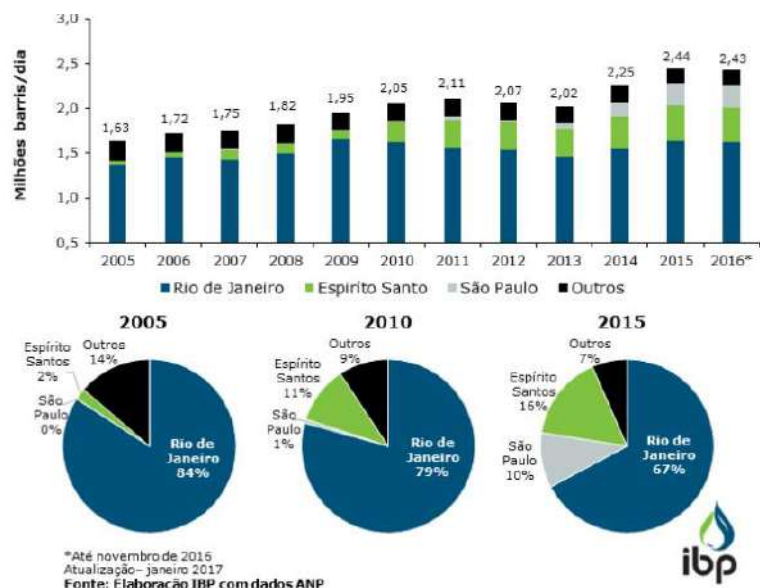
Considerando estas possibilidades, a prospecção da Opec para a produção brasileira no médio prazo é de crescimento, estimada em mais de 3,5 milhões de barris/dia, considerando óleo bruto e gás liquefeito de petróleo, conforme a Figura 7 (OPEC, 2016).



**Figura 7: Prospecção da produção brasileira de óleo bruto e gás liquefeito de petróleo no médio-prazo**

Fonte: OPEC, 2016.

A região sudeste é a principal produtora do petróleo nacional, principalmente pelas reservas das bacias de Campos e Santos, que geram royalties para os estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo. Na última década, a exploração de reservas no nordeste brasileiro aumentou, o que diminuiu a participação relativa nacional do Rio de Janeiro, apesar de o mesmo manter sua capacidade de produção constante desde 2005. O estado tem potencial geológico para produzir mais, no entanto, são necessários novos investimentos e tecnologias que viabilizem a exploração de suas reservas mais profundas. Outros dados de participação por estado estão expostos na Figura 8.



**Figura 8: Participação dos estados brasileiros na produção de petróleo e LGN**

Fonte: IBP, 2017

Além dos investimentos, outro fator relevante para o mercado de óleo e gás brasileiro são os custos de produção e refino do petróleo. Os custos produtivos são diretamente impactados pelo preço do barril de petróleo global. Num cenário prospectivo de recuperação da crise recente, o aumento do *brent* (Figura 9) torna explorações mais profundas e, portanto, de custo mais elevado, viáveis devido a uma maior margem de lucro.



**Figura 9: Série histórica do preço do barril de petróleo (brent)**

Fonte: OPEC, 2017.

Conforme dados da ANP, até o fim de 2016, 755 áreas estavam sob contratos licitados pelo órgão, sendo 312 blocos de petróleo e gás natural na fase de exploração, 70 campos em desenvolvimento de produção e 373 campos em produção ativa.

Com relação à exploração, foram perfurados 259 poços em 2016, sendo 69% em terra e 31% no mar. O número sofreu queda substancial de 61,1% com relação a 2015, estando a principal queda em ambiente *onshore*.

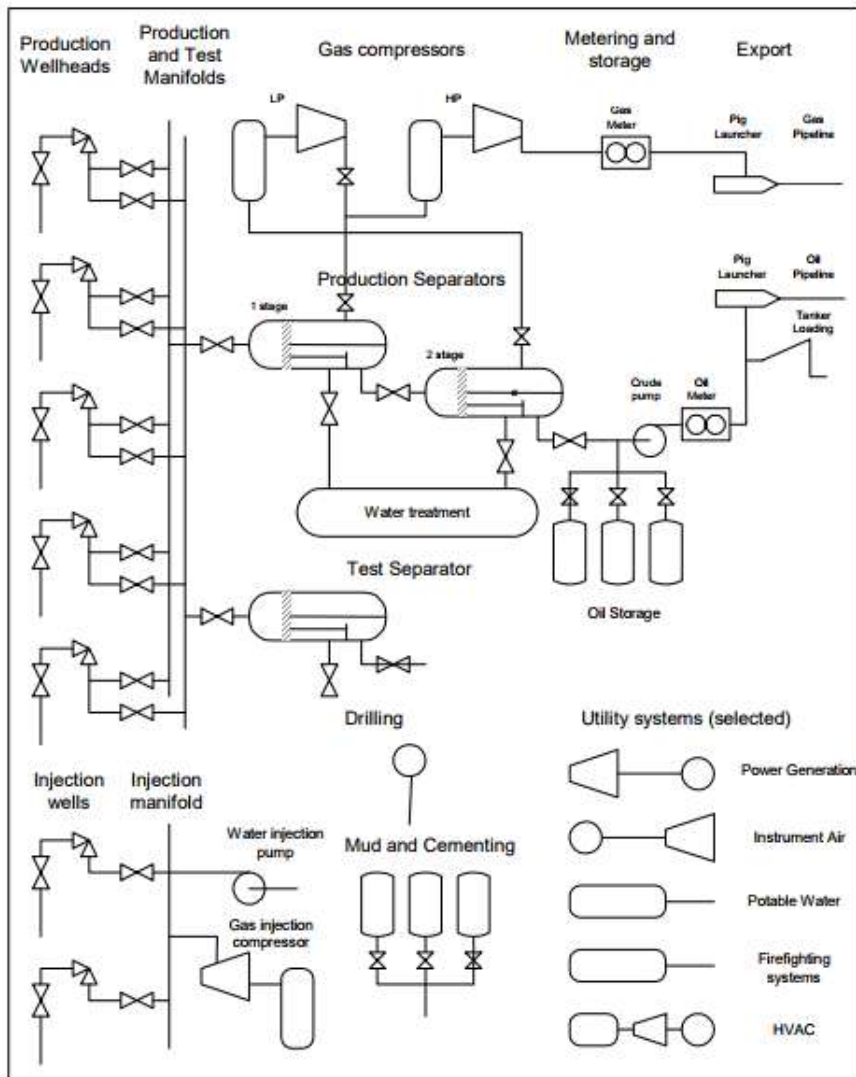
## 2.2. O PROCESSO DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Os sistemas da indústria de óleo e gás, de forma geral, podem ser definidos pelas seguintes categorias (DEVOLD, 2013):

- Exploração: Envolve as atividades prospectivas, sísmicas e de perfuração dos poços de teste, antes da decisão de desenvolver um campo ou não.
- Processos *upstream* e *downstream*: Incluem todos os processos de produção e estabilização de petróleo e gás. Os processos *upstream* envolvem a perfuração e a completação dos poços, e *downstream* os processos de produção e processamento do óleo (observados na Figura 10).
- Processos *midstream*: De forma geral, são definidos como tratamento de gases, produção de gás natural liquefeito (GNL) e plantas de regaseificação, bem como os sistemas de tubulação da planta.
- Refino: Processos onde o óleo e os condensados são processados, a fim de se tornarem produtos comerciáveis dentro de especificações definidas, tais como gasolina, diesel ou matéria prima para a indústria química.
- Petroquímica: Trata-se da fabricação de produtos químicos cuja principal matéria-prima sejam hidrocarbonetos derivados do processo de refino do petróleo, como plásticos, fertilizantes e a maior parte dos insumos da indústria química.

Atualmente, uma série de estudos geológicos são realizados na etapa de exploração, tais como análises sísmicas passivas, reflexivas, magnéticas e de gravidade, gerando uma coletânea de dados que serve de base para uma análise sofisticada, buscando potencial de hidrocarbonetos nas rochas. Esta fase é denominada prospecção (DEVOLD, 2013).

Os custos de um poço de petróleo em alto mar podem variar de 10 a 100 milhões de dólares, e os custos diários de arrendamento de equipamento ficam entre 200 e 700 milhões de dólares. Por isso, é necessário despender tempo e recursos nas pesquisas geológicas, a fim de aumentar as probabilidades de encontrar óleo ou gás, após a perfuração do poço. Além disso, após esta etapa, novos estudos são necessários para estimar o tamanho do reservatório e sua capacidade produtiva, a fim de justificar economicamente o desenvolvimento do campo encontrado (DEVOLD, 2013).



**Figura 10: Visão geral da produção de óleo e gás**

Fonte: Devold, 2013.

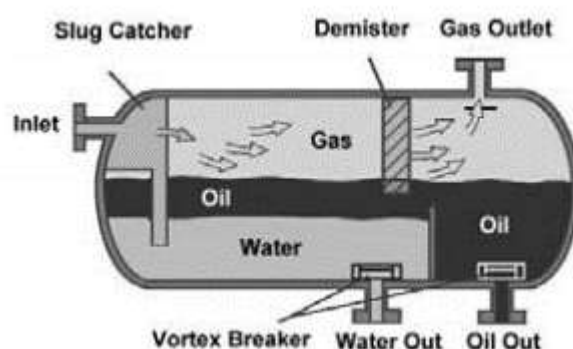
O processo *upstream* conta com poços de produção e poços de injeção. Os primeiros são para a extração de óleo e gás, enquanto os segundos são para a injeção de água ou gás no reservatório, com o propósito de manter a pressão do mesmo e promover a subida do óleo e do gás pelos poços de produção.

A água de injeção é a água utilizada para recuperar o petróleo nos reservatórios, e compõe parte do efluente estudado neste trabalho. Pode ser advinda de aquíferos subterrâneos, da água do mar tratada ou da própria água produzida recuperada. A água do mar tem sido a melhor opção em termos econômicos e logísticos para as plataformas *offshore* (RIBEIRO, 2013).

Sendo o principal objetivo de uma planta a produção de petróleo e gás, as instalações de extração de petróleo dos reservatórios contêm também sistemas projetados para realizar o

processamento primário dos fluidos obtidos no processo *upstream*. Este processamento inclui, inicialmente, a separação de óleo, gás e água das impurezas em suspensão, seguida do tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para transferência a uma refinaria. Além disso, é necessário também realizar o tratamento do efluente aquoso gerado, tanto para reinjeção como para descarte (THOMAS, 2001).

Desta forma, a corrente retirada do poço pode conter petróleo bruto, gás, condensados, água e diversos outros contaminantes. A primeira etapa do processamento é, portanto, a passagem por vasos de separação, que em geral são trifásicos (óleo/água/gás), observado na Figura 11. São utilizados vários estágios de separadores (em geral três, sendo o último bifásico), para maximizar a produção de óleo, de acordo com as condições do sistema (DEVOLD, 2013).



**Figura 11: Esquema de um separador trifásico utilizado na produção de óleo e gás**

Fonte: Devold, 2013.

Para garantir a total remoção de água, em níveis menores que 0,1%, a corrente pode passar por um coalescedor após os separadores. O equipamento é totalmente preenchido com líquido, estando a água no fundo e o óleo no topo, enquanto eletrodos internos promovem um campo elétrico para quebrar as tensões superficiais entre a água e o óleo, desfazendo a emulsão (DEVOLD, 2013).

A fração gasosa obtida nesta etapa passa por processos de condicionamento, visando remover ou reduzir contaminantes do gás natural (cuja composição varia do metano ao hexano, sendo o metano seu principal componente), atendendo às especificações de mercado do produto. A primeira etapa do condicionamento é a desidratação, para evitar corrosão e a formação de hidratos. Em seguida, o gás passa por dessulfurização, processo de remoção de compostos de enxofre, também com o objetivo de evitar corrosão. Pode-se realizar também a remoção de dióxido de carbono, para reduzir os custos de transporte, caso este esteja presente em grandes quantidades (THOMAS, 2001).

A fração de óleo é facilmente separada da água livre (que está em maior quantidade) pelo processo de decantação, dentro do separador. No entanto, a água emulsionada no óleo durante o percurso do reservatório até a superfície requer tratamentos físicos e químicos que aumentem a velocidade de coalescência, permitindo a separação. Este processo pode ser promovido por tratamentos termoquímicos, aliando a ação da temperatura à adição de desemulsificantes, ou por tratamentos eletrostáticos, que causam a desestabilização da emulsão através de um campo elétrico de alta voltagem (THOMAS, 2001).

A fração de água livre que sai do separador é chamada de água produzida, e requer processos de tratamento para remover impurezas, tanto para ser descartada, como para ser viável sua reinjeção nos poços. Os tratamentos mais comuns na indústria incluem flotação (principalmente com ar dissolvido), hidrociclones, coalescedores, membranas e filtração (utilizando diversos materiais como meio filtrante, tais como serragem, carvão, turfa ou argilas). O processo convencional de tratamento gera grandes quantidades de lama, advinda da flotação, além de ocasionar alto consumo energético e elevados custos operacionais (MOTTA et al., 2014).

O objetivo deste texto é avaliar economicamente a utilização de processos alternativos ao convencional para o tratamento da água produzida, visando otimizar a qualidade do efluente e reduzir custos da planta.

### **2.2.1. Água Produzida**

A água produzida é uma mistura da água de injeção, utilizada para extrair o petróleo do reservatório, com a água naturalmente presente no mesmo, que por sua vez é composta pela água de formação e a água do aquífero. A água de formação é associada aos reservatórios no tempo geológico, e é encontrada emulsionada em pequenas frações na fase oleosa, o que dificulta sua amostragem e análise. Por este motivo, considera-se que sua composição é igual à água do aquífero. Esta, por sua vez, apresenta composição química semelhante à rocha-aquífero, porém com níveis de salinidade mais altos, proporcionais à profundidade (RIBEIRO, 2013).

O volume de água produzida é o maior dentre as atividades de petróleo, e varia de acordo com a capacidade de produção de cada planta. As características da água produzida gerada no processo produtivo variam de acordo com diversos fatores, tais como a localização geográfica



do reservatório, sua formação geológica e com os compostos químicos utilizados na produção, que podem remanescer na mesma (MOTTA et. al, 2013).

De forma geral, as principais impurezas presentes na água são sais, microrganismos (tais como bactérias, algas e fungos), gases dissolvidos e materiais em suspensão. O teor de sais aumenta com a profundidade do poço e são, em média, de três a quatro vezes maior que na água do mar. A água produzida também apresenta maior teor de cálcio que de magnésio, ínfimas quantidades de sulfato e teores um pouco maiores de bário e estrôncio. Em geral, apresentam pH menor que 7 e teor de bicarbonato superior a 150 mg/L. Podem apresentar também, além destes constituintes, sólidos advindos das rochas, de processos corrosivos e de incrustações. Os microrganismos frequentemente presentes na água produzida também podem gerar substâncias corrosivas por seu metabolismo (THOMAS, 2001).

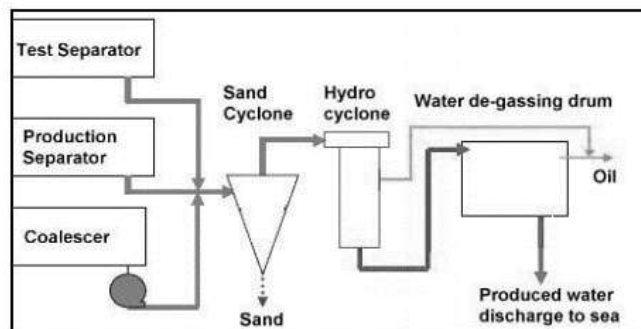
O óleo presente na água produzida pode estar livre, em emulsão ou dissolvido na mesma. O óleo livre encontra-se disperso em grandes bolhas, de diâmetro maior que 100  $\mu\text{m}$ . Os hidrocarbonetos que compõem o óleo livre são insolúveis em água, de forma que sua remoção é facilmente realizada através da flotação. O óleo em emulsão está presente em gotas de diâmetro menor, entre 20 e 100  $\mu\text{m}$ , o que torna mais difícil sua remoção. Já o óleo solúvel é composto pelos hidrocarbonetos menos insolúveis em água, como BTEX e fenóis, e está presente em menor quantidade (MOTTA et. al, 2013).

Por conta destes fatores, é essencial a remoção eficiente de água produzida das correntes de óleo, de forma a evitar um superdimensionamento da estrutura de armazenamento e transporte, otimizar o consumo de energia e garantir a segurança operacional da planta, evitando problemas de corrosão e incrustação, que podem causar acidentes.

## **2.3. ASPECTOS DE TRATAMENTO DE ÁGUA NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

### **2.3.1. Tratamento de Água Produzida**

O tratamento convencional de uma planta consiste na remoção de areia e outros sólidos por uma bateria de hidrociclones, seguida de um processo de flotação (em geral, com ar dissolvido), onde as bolhas de ar comprimido carregam o óleo remanescente para a superfície do tanque, que é então removido (DEVOLD, 2013). A Figura 12 apresenta um fluxograma simplificado desta unidade de tratamento.



**Figura 12: Tratamento convencional de água produzida**

Fonte: Devold, 2013.

As principais desvantagens do processo convencional envolvem o elevado tempo de residência requerido para remoção por flotação, a utilização de produtos químicos caros quando há a necessidade de desfazer a emulsificação do efluente, a geração de resíduos sólidos e, por fim, a baixa eficiência dos métodos utilizados para remoção de óleo em gotas menores, na faixa de micrômetros ou submicrômetros. Outros fatores relevantes dos processos convencionais estão apresentados comparativamente no Quadro 1 (MOTTA et. al, 2013).

	<i>Membranas</i>	<i>Hidrociclones</i>	<i>Flotadores</i>	<i>Coalescedores de leito</i>	<i>Separadores gravitacionais convencionais</i>	<i>Separadores gravitacionais de placa</i>
<i>Princípio operacional</i>	Filtração	Separação gravitacional aprimorada	Flotação a gás natural	Coalescência + Separação gravitacional	Separação gravitacional	Coalescência + Separação gravitacional
<i>Capacidade de remoção, em diâmetro de gota (µm)</i>	1	10 a 30	10 a 20	10 a 15	100 a 150	30 a 50
<i>Requerimento de área superficial</i>	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo	Elevado	Elevado
<i>Requerimento por produtos químicos</i>	Não	Não	Sim	Não	Não	Não
<i>Aplicação em instalações de tratamento de AP</i>	<i>Onshore e offshore</i>	<i>Offshore</i>	<i>Onshore e offshore</i>	<i>Onshore e offshore</i>	<i>Onshore</i>	<i>Onshore</i>
<i>Principais desvantagens</i>	<i>Fouling e necessidade de limpeza química</i>	Bloqueio da porta de rejeito por areia ou incrustação e erosão por areia	Pouco efeito em gotas entre 2 e 5µm; uso de químicos e geração de lodo	Bloqueio dos poros e necessidade por retrolavagem	Tamanho e peso muito elevados; baixa eficiência para diâmetro de gotas menores	Tamanho e peso elevados

**Quadro 1: Comparação entre processos de tratamento de água produzida para remoção de óleo**

Fonte: adaptado de Motta et. al, 2013.

### **2.3.2. Legislação Ambiental**

A legislação ambiental no mundo é, de forma geral, rigorosa com o descarte de efluentes da indústria de óleo e gás no mar, por conta do forte impacto prejudicial que uma contaminação crônica por óleo pode causar ao ecossistema marinho.

Os órgãos regulatórios ambientais recomendam a reutilização da água produzida tratada como água de reinjeção nos poços, visando manter a pressão do reservatório, ou como descarte. Quando isto não é possível, rigorosos padrões de descarte são aplicados (ROBINSON, 2013).

No Brasil, a Resolução 357/2005 do CONAMA (BRASIL, 2005) regula as condições para lançamento de efluentes em corpos de água, tendo sido alterada pela Resolução 393/2007 (BRASIL, 2007) para discorrer especificamente sobre o descarte contínuo de águas produzidas em plataformas de petróleo e gás (MOTTA et. al, 2013). O limite estabelecido pela Resolução é de 29 mg/L, valor que está de acordo com os parâmetros mundiais, e leva em consideração a tecnologia disponível atualmente, que seja viável para plataformas marítimas de produção.

Para termos de comparação, a legislação aplicável ao Nordeste Atlântico, regulada pela OSPAR (Comissão Oslo-Paris) limita a descarga de óleo ao mar para 40 mg/L, com meta de reduzir a zero os descartes de substâncias perigosas por meio da água produzida até 2020 (OSPAR, 2013).

Pode-se também observar valores regulatórios da agência ambiental do Reino Unido (UK) e do estado do Colorado nos Estados Unidos, bem como dos limites estabelecidos pelo Banco Mundial para aceitar realizar financiamento de projetos na Figura 13 (ROBINSON, 2013).

Parameter	Regulatory authority or advisory body		
	EA <sup>4</sup>	State of Colorado	World Bank
Total hydrocarbons, mg/l <sup>1</sup>	Note 1	10	10
Dissolved arsenic, µg/l	50		
Dissolved cadmium, µg/l	5		
Dissolved chromium, µg/l	100		
Dissolved mercury, µg/l	1		
Dissolved lead, µg/l	50		
Dissolved chromium, µg/l	50		
Dissolved copper, µg/l	20		
Organic tin, µg/l	25		
Zinc, µg/l	3000		
Benzene, µg/l	30		
Toluene, µg/l	50		
Xylene, µg/l	30		
Phenols, mg/l			0.5
Sulphides			1
Chlorides, mg/l			600 (av) 1200 (max)
Free chlorine, mg/l		0.5	
Heavy metals <sup>2</sup> mg/l			5
pH, pH units	6.5 - 8.5	6 - 9	6 - 9
BOD <sub>5</sub> , mg/l	<100	45 (7days), 30 (30days)	25
CBOD <sub>5</sub> <sup>3</sup> , mg/l		40 (7days), 25 (30days)	
Total Suspended Solids, mg/l	<100	40 (7days), 25 (30days)	35

Notes: 1. Assessed on site specific basis.  
2. Heavy metals include arsenic, cadmium, chromium, lead, mercury, nickel, silver, vanadium and zinc.  
3. CBOD<sub>5</sub> Carbonaceous material oxidised during the BOD<sub>5</sub> test.  
4. UK Environment Agency, extracted from Tables B8/9/10 of H1 Guidelines for Environmental Risk Assessment, Part 2.

**Figura 13: Parâmetros de descarte de diferentes autoridades para comparação**

Fonte: Robinson, 2013.

Por fim, a faixa internacional de valores aceitos para descarte está entre 15 mg/L (índice de Venezuela e Argentina) e 50 mg/L (índice de Nigéria, Angola, Camarões e Costa do Marfim) (MOTTA et. al, 2013).

### 2.3.3. Água de Reinjeção e Reuso

A reinjeção da água produzida tratada é uma alternativa eficiente ao descarte, uma vez que mitiga ou elimina o volume de efluente gerado e reaproveita o mesmo no processo produtivo. O objetivo de reinjeção da água no reservatório é compensar a retirada de fluido, mantendo a pressão do mesmo, o que promove uma maior recuperação do óleo. O tratamento para reinjeção da água produzida se faz necessário porque a água tem suas características alteradas ao chegar na superfície, após mistura com o óleo e o gás extraídos (MOTTA et. al, 2013).

Caso a água não possa ser reaproveitada no reservatório de produção, a mesma também pode ser injetada em águas subterrâneas para descarte, o que também é ambientalmente mais

vantajoso que o descarte em mar. A definição de quais reservatórios são considerados aptos para esta prática segue a Resolução CONAMA 396/2008 (BRASIL, 2008) no Brasil (MOTTA et. al, 2013).

Para ambos os casos, o teor de sólidos dissolvidos (SDT) não devem ultrapassar 10 mg/L e a taxa de óleos e graxas (TOG) deve ser menor que 42 mg/L, visto que o óleo e os sólidos podem obstruir os poros da formação rochosa que constitui o reservatório de petróleo (MOTTA et. al, 2013).

Uma outra alternativa para a água produzida, se tratada de forma eficaz, é a reutilização na própria plataforma marítima, como água potável ou não. A regulamentação desta prática no Brasil está estabelecida na Resolução CNRH 54/2005 (BRASIL, 2005).

O trabalho de Silva Filho (2013) avaliou a alternativa de reinjeção de água produzida nos poços de petróleo, visando a recuperação secundária de campos já desenvolvidos, analisando os parâmetros de qualidade da água e outros fatores relevantes para viabilizar este processo, que se mostra evidentemente eficaz.

Além da reinjeção em poços, a água produzida tratada pode também ser aproveitada na área de utilidades da planta. O trabalho de Fidelix (2017) estudou possíveis tratamentos que gerassem água para a geração de vapor na recuperação terciária de petróleo, encontrando uma configuração proposta capaz de atender aos requisitos de entrada deste processo.

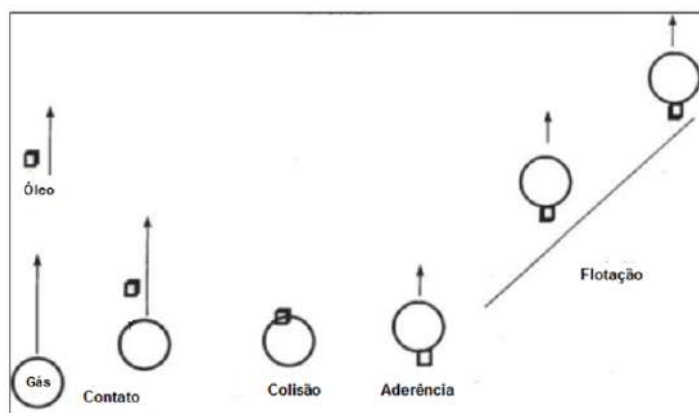
O presente trabalho considera as alternativas de reuso diretas e indiretas mencionadas acima como uma forma de otimizar custos da plataforma, investindo em tratamentos mais eficientes de água produzida, de forma a reduzir a necessidade de produção de água em ambiente marítimo de produção.

## 2.4. PROCESSOS DE TRATAMENTO DE ÁGUA CONVENCIONAIS E PROPOSTOS

### 2.4.1. Flotação por Ar Dissolvido (FAD)

A flotação é um processo de separação baseado na gravidade e na diferença de densidade das substâncias envolvidas. É bastante eficiente e com baixo custo associado, o que faz dele um processo de tratamento comum e amplamente utilizado para diversas aplicações, tais como separação da tinta para reciclagem de papel, separação de óleo de resíduos industriais, drenagem de minas ácidas, efluentes de diversas indústrias (química, têxtil, gráfica, alimentícia), dentre outras (VALENÇA, 2012).

Os processos de flotação com ar consistem na injeção de pequenas bolhas de ar em um tanque contendo água em emulsão com contaminantes, tais como sólidos, óleos ou petróleo. O ar contribui com a tendência natural destes materiais de flutuarem para a superfície da água, permitindo seu agrupamento e remoção na superfície por um processo mecânico, como observado na Figura 14.. É um dos processos mais tradicionais para este tipo de separação, e pode atingir eficiências maiores a 99% de remoção (CHEREMISINOFF, 2002).



Fonte: Adaptado de WANG, 2005.

**Figura 14: Ilustração do mecanismo de flotação por ar dissolvido**

Fonte: Marinho, 2015.

A eficiência de captura bolha-partícula, fundamento do mecanismo de flotação, pode ser definida como a razão entre o número de partículas capturadas por uma bolha e o número total de partículas no volume que a bolha desloca em seu movimento ascendente, ou seja, é a probabilidade de formação de agregado entre uma partícula qualquer no volume deslocado pela bolha e a mesma. Em adição, a eficiência de colisão define-se como a razão entre o número de partículas que encontra a superfície de uma bolha e o número de partículas existentes em seu volume deslocado. Ambas as eficiências são modeladas matematicamente para caracterizar o

mecanismo de flotação (ENGLERT, 2008). Estes fenômenos, associados à probabilidade de adesão da partícula na bolha resultar em um agregado estável, geram a probabilidade global do processo de flotação, conforme a Equação 2.1 (LÉDO, 2008):

$$P_f = P_c \cdot P_a \cdot P_s \quad (\text{Eq. 2.1})$$

Onde:

$P_f$  = probabilidade de flotação;

$P_c$  = probabilidade de colisão partícula-bolha;

$P_a$  = probabilidade de adesão entre partícula e bolha;

$P_s$  = probabilidade de formação de agregado estável entre partícula e bolha.

Considerando o processo para remoção de óleo, que é o objeto de estudo deste trabalho, é relevante diferenciar o óleo livre do óleo emulsificado. O óleo livre presente na corrente aquosa é o que se separa naturalmente por gravidade, flutuando para a superfície. O óleo emulsificado, por sua vez, está preso em uma estrutura molecular chamada micela, e por isso não se separará da água por um processo natural (CHEREMISINOFF, 2002).

Assim, a flotação é um processo eficaz para a remoção de óleo em emulsão pois, como o óleo é hidrofóbico e tem baixa afinidade com a água, é aderido pelas bolhas de ar produzidas no sistema e carregado para a superfície. Este processo é uma alternativa à sedimentação para sistemas como este, onde a diferença de densidade não é substancial o bastante para promover a separação das fases (MARINHO, 2015). Na Tabela 1, pode-se observar os principais usos da flotação no tratamento de águas e seus objetivos.

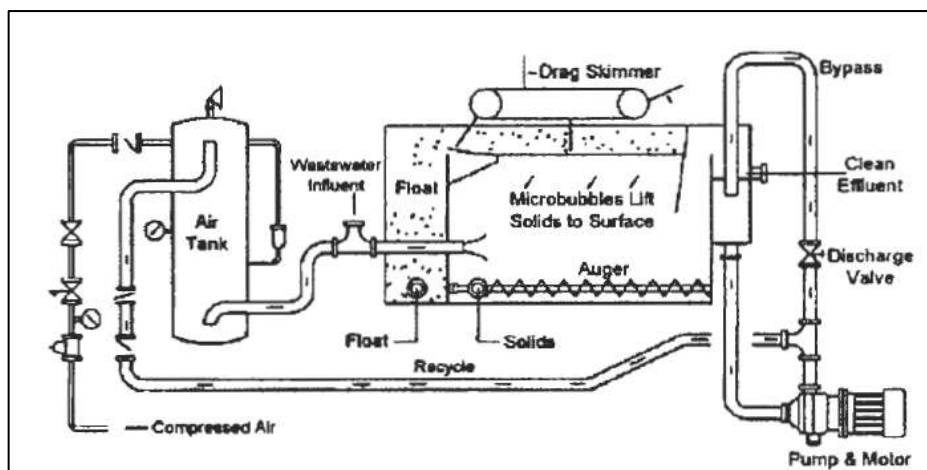
A eficiência do processo de flotação está essencialmente associada à distribuição do diâmetro das gotas em emulsão e das condições de operação do sistema. Outros fatores relevantes são a redução do tamanho das gotas por cisalhamento durante a geração das bolhas de ar e a flotação e coalescência das gotas em emulsão, antes do contato com as bolhas do sistema (VALENÇA, 2012).

**Tabela 1: Principais usos e objetivos do processo de flotação.**

Fonte: adaptado de Marinho, 2015.

Usos da flotação	Objetivos
<b>Águas para abastecimento ou lazer</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Remoção de ferro, magnésio, cor, SST e turbidez</li> <li>2. Remoção de algas, SST, turbidez, cor, óleos, entre outros.</li> </ol>
<b>Pós e pré-tratamento de esgotos</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Remoção de gorduras, SST e particulados grosseiros.</li> <li>2. Remoção de nutrientes (amônia e fósforo), algas, SST, cor e turbidez.</li> </ol>
<b>Efluentes Industriais</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Remoção de gorduras, particulados grosseiros, SST e fibras.</li> <li>2. Remoção de nutrientes (amônia e fósforo), algas, cor, SST, turbidez, metais precipitados, óleos (em emulsão ou não), microrganismos, pigmentos, compostos orgânicos e macromoléculas.</li> </ol>
<b>Outros</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tratamento de minérios, celulose e papel, reutilização de tintas, plásticos, química analítica, entre outros.</li> </ol>

Os principais processos de flotação com ar diferem, principalmente, na forma como o ar é inserido no sistema. Na flotação por ar dissolvido (FAD), o ar se dissolve na corrente a ser tratada por pressurização via bomba de injeção de ar, introduzindo-o e mantendo a solução em alta pressão, até que a água esteja saturada com o ar. Após atingir a saturação, a água passa por um bocal de alívio de pressão, que converte o ar dissolvido em microbolhas no sistema. As pressões utilizadas variam de 20 a 75 psig (CHEREMISINOFF, 2002).



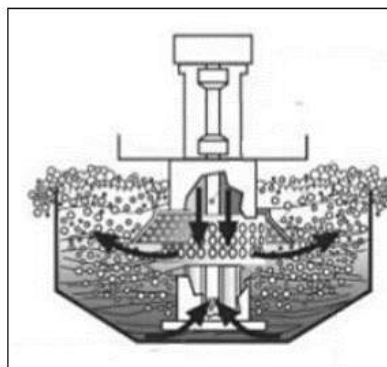
**Figura 15: Esquema de um processo convencional de flotação por ar dissolvido.**

Fonte: Cheremisinoff, 2002.

É relevante considerar que os dispositivos injetores de microbolhas devem estar localizados o mais próximo possível do ponto de mistura da alimentação de efluente tratado com a recirculação (conforme Figura 15), visando minimizar a perda de bolhas decorrentes de sua aglutinação. Este processo leva ao aumento de diâmetro das bolhas no sistema e reduz o número total de bolhas, o que é prejudicial para a eficiência do sistema (PENETRA, 1998).



Alternativamente, na flotação por ar induzido (Figura 16), o ar é injetado de forma direta na água a ser tratada, por meio de materiais porosos, que permitem a geração de bolhas de ar com diâmetros inferiores a 10 mm. A produção de ar neste processo pode se dar por mecanismo mecânico, com uso de rotor, ou hidráulico, por meio de ejetores direcionados por bomba centrífuga (MARINHO, 2015).



**Figura 16: Esquema de um flotação por ar induzido.**

Fonte: CETEM, 2004.

Uma das principais vantagens da flotação por ar dissolvido é que as bolhas formadas são muito menores, da faixa de 40 a 70  $\mu\text{m}$ . Isto implica em uma maior relação entre área superficial e volume, o que reduz proporcionalmente o tempo de flotação. Outra vantagem, ainda mais relevante, é o fato de que as microbolhas promovem uma maior aderência às partículas a serem removidas, pois estas atuam como sítios de nucleação para o processo de flotação, onde o ar se conecta para iniciar o processo de formação de bolhas. Este processo é mais eficaz que o simples carregamento das partículas por bolhas maiores (CHEREMISINOFF, 2002).

A separação de óleo em emulsão também pode se dar por eletroflotação, processo menos comumente utilizado. Neste método, as bolhas são geradas por reações de eletrólise em presença de água, por eletrólitos instalados no fundo do tanque de separação. O mecanismo deste processo é similar ao de flotação por ar dissolvido, apesar de os eletrodos gerarem bolhas consideravelmente menores (VALENÇA, 2012). A principal desvantagem desta alternativa é o custo por consumo energético.

### 2.4.2. Ozonização

O ozônio é uma substância alótropa do oxigênio ( $O_3$ ), em estado gasoso à temperatura ambiente, com coloração que varia de incolor a azul. É instável em condições normais de temperatura e pressão, e também em solução aquosa, porém é três vezes mais solúvel que o oxigênio (MUSTAFA, 1998). Tem peso molecular de 48 g/mol e densidade de 2,154 g/litro à  $0^\circ C$  e 1 atm. (COSTA, 2003).

O ozônio é um dos mais fortes agentes oxidantes, conforme observado na Tabela 2, e por isto é adequado para tratamento de água, efluentes e ar, dentre outras aplicações industriais. Sua utilização é comum para a eliminação de vírus e bactérias de efluentes, bem como para a oxidação dos poluentes orgânicos. Em ambiente industrial, porém, seu uso deve considerar a composição e a concentração dos contaminantes, visto que, por ser extremamente reativo, o mesmo irá reagir com diversos componentes presentes no efluente. (MUSTAFA, 1998).

**Tabela 2: Potenciais de oxidação de substâncias oxidantes**

Fonte: adaptado de Mustafa, 1998.

Oxidantes	Potenciais de oxidação (V)
Flúor	2,87
Ozônio	2,07
Peróxido de hidrogênio	1,77
Hipoclorito	1,49
Cloro	1,36

Com relação ao tratamento de água doméstica, a utilização do ozônio iniciou-se na França, espalhando-se por outros países europeus, como Alemanha, Holanda e Suíça, e também para o Canadá. As propriedades bactericidas do ozônio são similares às do cloro, podendo ser uma alternativa ao mesmo, destruindo bactérias até 3.000 vezes mais rápido em condições de teste. Além disso, o pH da corrente tem pouca influência na ação bactericida do ozônio, enquanto o cloro é altamente impactado pelo pH da água (CHEREMISINOFF, 2002). Uma outra vantagem da ozonização para água de uso doméstico, em comparação ao tratamento com cloro, é a não formação de compostos organoclorados, como os trihalometanos, que são mutagênicos e carcinogênicos (MUSTAFA, 1998).

Em colunas de água para resfriamento industrial, a utilização do tratamento com ozônio pode diminuir os custos de tratamento, substituindo outros produtos químicos, como algicidas,

fungicidas, inibidores de corrosão e dispersantes, e reduzindo a necessidade de purga do sistema (MUSTAFA, 1998).

Além de efluentes ou correntes aquosas, o uso do ozônio em indústrias também é comum como esterilizante em ambientes onde o tratamento térmico não é possível, como na produção industrial de garrafas plásticas, ou na destruição de fermentos patogênicos durante a fabricação de cervejas, onde se deseja preservar a levedura (CHEREMISINOFF, 2002).

Para produção industrial, o ozônio é gerado pelo método de Descarga Corona, onde uma corrente alternada é aplicada num vazio entre dois eletrodos de grande área, com voltagens entre 5 e 25 kV, convertendo parte do oxigênio presente em ozônio. Cerca de 50 ou 60 ciclos são suficientes para a geração, porém, frequências de até 1000 ciclos podem ser empregadas (CHEREMISINOFF, 2002). A eficiência do gerador de ozônio é influenciada pela composição do gás de alimentação (que pode ser oxigênio puro ou ar comprimido), das condições operacionais do gás (como pressão e temperatura), do tempo de residência nas zonas de descarga, dentre outros (PACHECO, 2012).

Existem outros processos conhecidos para geração de ozônio, tais como o método fotoquímico por radiação ultravioleta, o método eletrolítico e o método radioquímico, utilizando como fontes de radiação o  $^{137}\text{Cs}$ , o  $^{60}\text{Co}$  ou o  $^{90}\text{Sr}$  (COSTA, 2003).

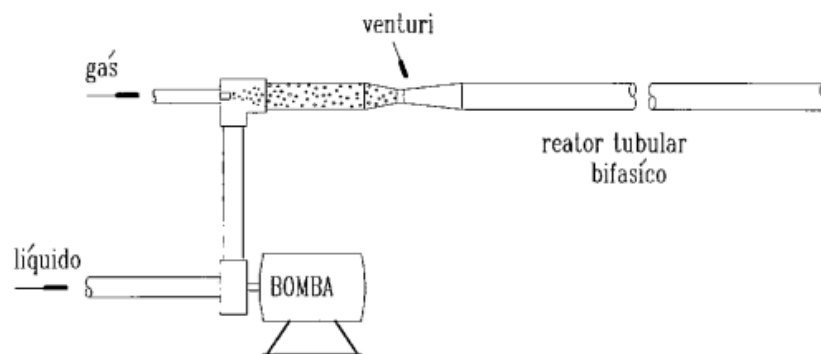
No método convencional, o campo de alta voltagem gerado proporciona o mecanismo de excitação e aceleração dos elétrons na camada mais externa, promovendo a atração do elétron por um eletrodo, e em seguida pelo outro, por meio da corrente fornecida. Conforme os elétrons adquirem velocidade, passam a se separar das moléculas de oxigênio, gerando radicais livres no sistema. Estes átomos combinam-se com outras moléculas de oxigênio, formando o ozônio, conforme a reação abaixo (CHEREMISINOFF, 2002).



Parte da energia empregada no processo é dissipada em forma de calor, e uma quantidade mínima é dissipada em forma de luminosidade (MUSTAFA, 2002). A produção de 1g de ozônio a partir de oxigênio requer um consumo de 708 calorias ou 0,82 watt-hora. Portanto, utilizando ar como matéria-prima, o consumo de energia é de aproximadamente 15 a 20 watts-horas para 1g de ozônio, que é bastante elevado. Este consumo pode ser otimizado com a utilização de oxigênio puro ou ar enriquecido com oxigênio, porém, isto também eleva os custos do processo, por se tratar de uma matéria-prima de alto custo (COSTA, 2003).

Na indústria, são instalados geradores de ozônio no ponto de aplicação, visto que se trata de um gás instável e de rápida degeneração (PACHECO, 2012). Uma vez gerado, o gás ozônio precisa ser difundido de forma eficiente na água a ser tratada, de forma a garantir que as reações de oxidação dos contaminantes ocorram. Essa difusão pode ser feita por meio de uma coluna de borbulhamento, equipamento de transferência de massa onde gases são inseridos através de materiais porosos, gerando bolhas para entrar em contato com a fase líquida, podendo reagir ou não com a mesma. Essa inserção pode ser feita em configuração co-corrente ou contra-corrente, com o objetivo de criar condições para uma alta taxa de transferência, como a criação de áreas interfaciais e de áreas de turbulência intensa (PACHECO, 2012). A porosidade do material difusor, a largura da coluna e a pressão de entrada do gás influenciam diretamente nas condições favoráveis ao processo de transferência de massa.

Uma alternativa ao meio tradicional de inserção do ozônio é a utilização de um venturi, conforme esquema da Figura 17. Injetando um fluxo de gás a uma corrente aquosa, e acelerando esta mistura bifásica pela passagem através da constrição do tubo do venturi, gera-se um escoamento borbulhante, capaz de promover alta taxa de transferência de massa entre as duas fases da corrente (MONTALVÃO, 1996). Por conta da geometria do equipamento, a velocidade de escoamento é modificada a cada instante, provocando ondas de choque que fragmentam as bolhas de ozônio em bolhas menores, aumentando a área interfacial da mistura (BORGES, 2002). A Figura abaixo ilustra a utilização de um venturi como misturador de fases:



**Figura 17: Esquema de um venturi como misturador líquido-gás**

Fonte: Montalvão, 1996.

Os trabalhos de Montalvão (1996) e Borges (2002) apresentam resultados satisfatórios sobre a eficiência deste processo, observando-se que, quanto maior o fluxo, maiores são as bolhas e, portanto, menor a eficiência de diluição do gás na corrente. Um fluxo menor mostra-se mais eficiente, porém com a desvantagem de produzir menores volumes, sendo possível o

ajuste dos parâmetros do processo de forma a obter os resultados desejados em quantidade e qualidade do processo.

Além da promoção de contato entre as fases líquida e gasosa, a concentração de ozônio inserida e o tempo de contato são outros fatores que impactam na eficiência global do processo de tratamento. De forma geral, a concentração de ozônio dependerá da capacidade do gerador comercial utilizado. O tempo de contato, assim como a transferência de massa, está relacionado com a alternativa de mistura utilizada. Neste trabalho, a proposta de tratamento considera a utilização de um venturi para injeção de ozônio em linha, por promover transferência eficaz, e pelo fato de que uma coluna de borbulhamento que capaz de garantir o tempo de contato requerido por este processo teria dimensões demasiado grandes.

### **2.4.3. Processo de Separação por Membranas (PSM)**

Membranas são definidas como um material poroso, intermediário, que separa duas fases, formando uma barreira (ativa ou passiva) para a transferência de massa (CHEREMISINOFF, 2002). Podem ser de material natural ou sintético, e forma uma barreira para separação seletiva dos componentes no meio líquido, por conta do tamanho de seus poros e mediante efeito de uma força motriz. Desta forma, obtém-se assim o permeado, corrente que passa pela membrana, e o retido ou concentrado, que permanece retido no lado inicial ou nos poros da membrana (DOS SANTOS, 2017).

De forma geral, as membranas podem ser classificadas como isotrópicas ou anisotrópicas, e cada tipo pode ser dividido em diversas categorias (SAGLE AND FREEMAN, 2004).

As membranas isotrópicas têm sua composição e natureza física uniformes ao longo de sua área transversal, e podem ser de vários tipos. As microporosas, em geral, são fabricadas com materiais poliméricos que criam poros interconectados, devido a seu maior tamanho. As membranas microporosas podem ser obtidas por diversos métodos. Dentre eles, o mais comum é o de inversão de fases, onde as membranas são produzidas obtendo-se um filme de uma solução de polímero e solvente e, em seguida, imergindo o filme obtido em uma solução não-solvente para o polímero. Outros métodos possíveis são: a gravação (*track-etching*), onde um filme polimérico é submetido à radiação seguida de imersão em solução de gravação (*etching*),

formando poros cilíndricos nos pontos da cadeia polimérica afetados pela radiação; e a produção por estiramento, onde poros de orientação cristalina são formados por processo de extrusão e expansão do polímero (SAGLE AND FREEMAN, 2004). As diferenças podem ser observadas na Figura 18.

Já as membranas anisotrópicas podem ser de dois tipos principais: de separação de fases, obtidas pela técnica de inversão de fases, porém de estrutura não homogênea, visto que o tamanho dos poros varia com o raio da membrana (no geral, uma camada externa densa e uma camada interna mais porosa); e membranas de compósitos de filme fino, que são heterogêneas em ambas composição e estrutura, por combinar um substrato extremamente poroso com um filme denso muito fino de outro polímero (SAGLE AND FREEMAN, 2004). Exemplos são mostrados na Figura 19.

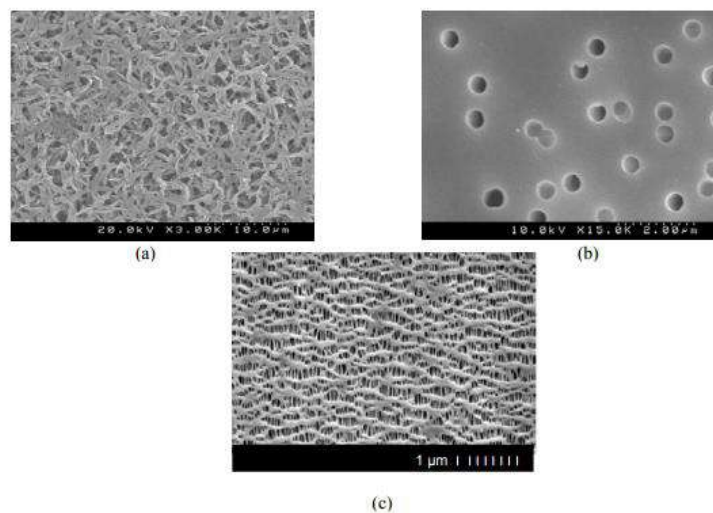
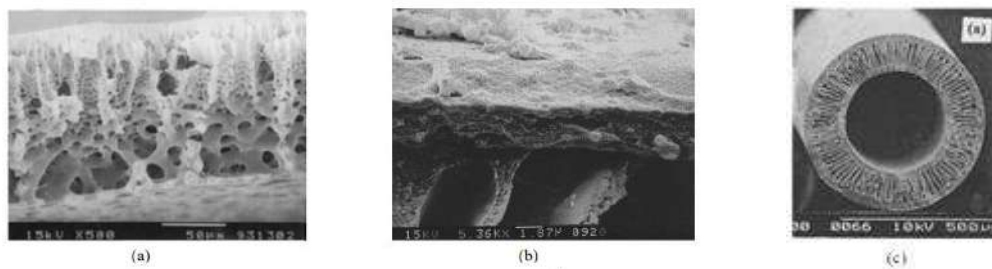


Figure 2. SEM images showing top surfaces of a) a phase inversion membrane<sup>5</sup>, b) a track-etched membrane<sup>5</sup>, and c) an expanded film membrane<sup>6</sup>.

**Figura 18: Imagens de microscópio eletrônico mostrando a superfície de (a) membrana por inversão de fases, (b) membrana por gravação e (c) membrana por estiramento**

Fonte: adaptado de Sagle and Freeman, 2004.

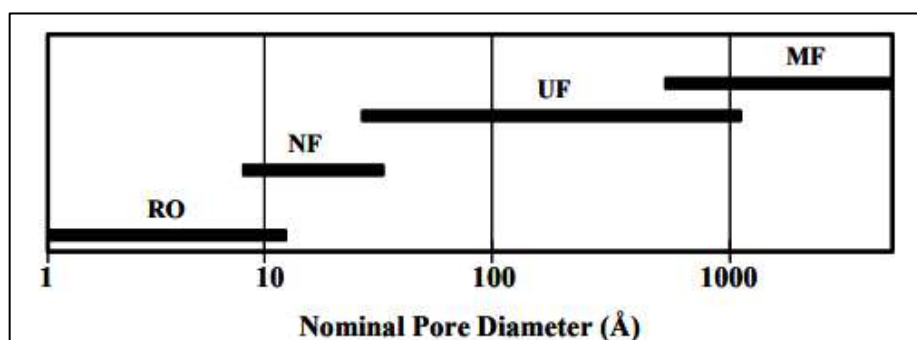


**Figura 19: Imagens de microscópio eletrônico mostrando (a) a seção transversal de uma membrana anisotrópica microporosa, (b) a seção transversal de uma membrana de compósitos de filme fino e (c) a seção transversal de um tubo de membrana anisotrópica transversal**

Fonte: adaptado de Sagle and Freeman, 2004.

Além das membranas poliméricas, obtidas pelos métodos supracitados, também são comuns membranas de materiais cerâmicos ou metálicos. As membranas cerâmicas são microporosas, mais resistentes à temperatura e a reagentes químicos, e são frequentemente utilizadas nos processos de microfiltração. Apesar de funcionais, apresenta como principais desvantagens o alto custo e a fragilidade mecânica. As membranas metálicas são, em geral, de aço inoxidável e finamente porosas. São mais utilizadas em processos de tratamento de gás, mas também podem ser aplicadas em tratamento de água a altas temperaturas ou como suporte para outras membranas (SAGLE AND FREEMAN, 2004).

Os principais processos conhecidos de separação por membranas são a osmose inversa, a microfiltração, a ultrafiltração, a nanofiltração, a eletrodialise e a pervaporação. A nomenclatura do processo varia de acordo com a faixa de tamanhos de poro utilizados, como observado na Figura 20. Todos são amplamente utilizados na indústria química, médica, alimentícia e farmacêutica, dentre outras, por se tratarem de tecnologia distinta e eficaz para separar partículas finas, de tamanhos variados, de um meio líquido (WESCHENFELDER, 2015).



**Figura 20: Faixas de tamanho nominal de poro de membranas em angstroms**

Fonte: Sagle and Freeman, 2004.

**Tabela 3: Comparação entre processos convencionais e com membranas para soluções usuais de tratamento de águas**

Fonte: adaptado de Water Treatment Technology Report, 1998.

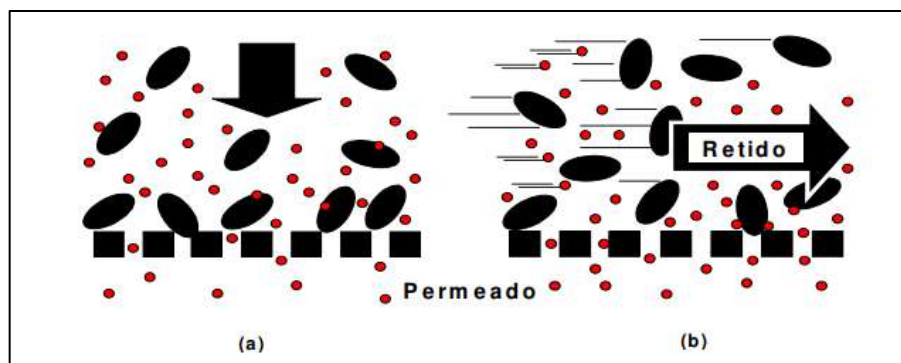
<b>Constituinte em questão</b>	<b>Processo convencional</b>	<b>Processo com membranas</b>
Turbidez	Coagulação/floculação	Microfiltração
Sólidos suspensos	Filtração	
Contaminação biológica	Desinfecção	
Cor	Carvão ativado	Ultrafiltração
Odor	Cloração + filtração	
Orgânicos voláteis	Aeração	
Dureza	“Lime softening”	Nanofiltração
Sulfatos	Troca iônica	
Manganês	Oxidação, filtração	
Ferro	Troca iônica	
Metais pesados	Coagulação/floculação	
Sólidos dissolvidos totais (SST)	Destilação	Osmose inversa
Nitratos	Troca iônica	Eletrodialise

O processo de osmose inversa é o mais amplamente utilizado para dessalinização de águas salobras ou salinas, pois tem a capacidade de separar diversas espécies iônicas da água, tais como sódio, cloreto, cálcio e magnésio (OLIVEIRA, 2010). As membranas de osmose inversa têm os menores poro, comparáveis à nanofiltração, e o mecanismo de separação se dá quando o processo natural de osmose (transferência de fluido de uma solução de alta concentração para uma de baixa concentração) é invertido pela aplicação de uma maior pressão externa no lado de água salina da membrana, forçando a água pura a se difundir pela mesma para o lado com água pura, retendo assim os íons mencionados (WILBERT et. al, 1998). Este processo é comumente utilizado em plantas de produção de petróleo marítimas, no tratamento de água do mar para uso no processo ou na plataforma/embarcação. Quando o efluente aquoso tratado pode ser reutilizado, o custo de operação da planta pode ser mitigado, pois o processo de osmose inversa é menos requerido.

A aplicação dos processos de filtração varia conforme o tamanho de poro requerido, conforme mostrado na Figura 20. Para todos eles, duas configurações são possíveis: por fluxo perpendicular, onde o fluxo permeia a membrana de forma perpendicular e, portanto, o acúmulo de material nos poros dificulta a passagem de corrente; e por fluxo tangencial, onde a corrente permeia a membrana do exterior para o interior, o que evita o problema de acúmulo, e por isso



é mais amplamente utilizado no tratamento de água e efluentes (CHEREMISINOFF, 2002). A diferença entre configurações pode ser observada na Figura 21.



**Figura 21: Representação esquemática das configurações de filtração (a) perpendicular e (b) tangencial**

Fonte: Armoa and Jafelicci Jr., 2011.

Nos processos de filtração e osmose inversa, conforme comentado, a principal força motriz utilizada é o gradiente de pressão; porém, outros aspectos podem servir de força motriz para a separação. Na diálise e eletrodialise, utiliza-se o gradiente de potencial químico e potencial elétrico, respectivamente. Uma combinação destes fatores também pode ser aplicada quando conveniente (ARMOA E JAFELICCI JR., 2011). Uma comparação geral entre os aspectos comentados acima pode ser observada na Tabela 4(CHEREMISINOFF, 2002).

**Tabela 4: Comparação entre estruturas de membranas e suas aplicações**

Fonte: Cheremisinoff, 2002.

<b>Tecnologia</b>	<b>Estrutura</b>	<b>Força motriz</b>	<b>Mecanismo</b>
Microfiltração	Isotrópica microporosa (0,02 – 10 µm)	Pressão, 1 – 5 atm	Filtração
Ultrafiltração	Anisotrópica microporosa (1 – 20 nm)	Pressão, 2 – 10 atm	Filtração
Nanofiltração	Anisotrópica microporosa (0,01 – 5 nm)	Pressão, 5 – 50 atm	Filtração
Osmose inversa	Anisotrópica com pele homogênea e suporte microporoso	Pressão, 10 – 100 atm	Difusão da solução
Eletrodialise	Membrana eletrostaticamente carregada (catiônica ou aniônica)	Potencial elétrico	Difusão eletrostática

O processo de separação por membranas pode se dar de forma externa, onde as membranas são alocadas em vasos de pressão, ou interna, quando estão submersas na água de alimentação. No primeiro caso, utiliza-se uma bomba para alimentação da corrente a ser tratada

e, eventualmente, o reciclo da corrente através da membrana, sendo o vaso de pressão suporte para a membrana e responsável por isolar a alimentação do permeado. No segundo caso, as membranas são submersas num tanque com a corrente de alimentação, e o fluxo é promovido por aplicação de vácuo na membrana, em geral obtido com a utilização de uma bomba centrífuga (OLIVEIRA, 2010).

Para a remoção de óleo e outros sólidos suspensos, necessária ao tratamento de água produzida, que é o objeto deste estudo, o processo de separação por membranas mais adequado é a microfiltração. Este método utiliza uma membrana mais porosa que os outros processos de separação por membrana, permitindo a passagem de um fluxo relativamente maior. De acordo com a lei de Darcy, o fluxo de água pura através de uma membrana pode ser calculado pela seguinte equação (CHEREMISINOFF, 2002):

$$J_w = \frac{\Delta P}{\mu R_m} \quad (\text{Eq. 2.2})$$

A equação corrigida da lei de Darcy leva em consideração a variação de pressão osmótica, no numerador, e a resistência causada pelo acúmulo de partículas na superfície da membrana, no denominador, conforme a Equação 2.2 (CHEREMISINOFF, 2002):

$$J_w = \frac{(\Delta P - \Delta \Pi)}{\mu(R_m + R_c)} \quad (\text{Eq. 2.3})$$

Onde:  $J_w$  = fluxo de permeado, m/s

$\Delta P$  = diferença de pressão, N/m<sup>2</sup>

$\Delta \Pi$  = diferença de pressão osmótica, N/m<sup>2</sup>

$R_m$  = resistência interna da membrana, 1/m

$R_c$  = resistência devido a depósitos na superfície, 1/m

$\mu$  = viscosidade dinâmica, N.s/m<sup>2</sup>

O fenômeno considerado acima é denominado *fouling*, que consiste no depósito e acúmulo de sólidos na superfície das membranas. Podem ser orgânicos (proteínas, polissacarídeos), inorgânicos (coloidais, dissolvidos ou incrustações) ou biológicos (microrganismos). O *fouling* causa uma redução significativa no fluxo de permeado, o que acarreta em uma maior frequência de troca da membrana, aumentando os custos operacionais do processo e implicando na necessidade de sistemas paralelos em processos contínuos. Esta é a principal desvantagem da utilização de processos de separação por membranas (MOTTA et. al, 2010).

Alternativas para reduzir o número de trocas de membrana são a retrolavagem e a limpeza química, com o objetivo de restaurar a permeabilidade da membrana (OLIVEIRA, 2010). A retrolavagem consiste na passagem de permeado pela membrana, fazendo o caminho inverso do processo. A limpeza química consiste na passagem de uma solução com características específicas para a remoção da incrustação do sistema, portanto, uma caracterização adequada desta incrustação é essencial para a determinação da solução de limpeza correta. A formação de incrustações pode ser prevista por análise de dados de desempenho do sistema, análise da corrente de alimentação e verificação da superfície interior da tubulação anterior à membrana (FRISCHKORN AND NETO, 2009).

### **3. PROPOSTA DE TRATAMENTOS ALTERNATIVOS E DIMENSIONAMENTO DE EQUIPAMENTOS**

#### **3.1. FLUXOGRAMAS PROPOSTOS PARA TRATAMENTOS ALTERNATIVOS**

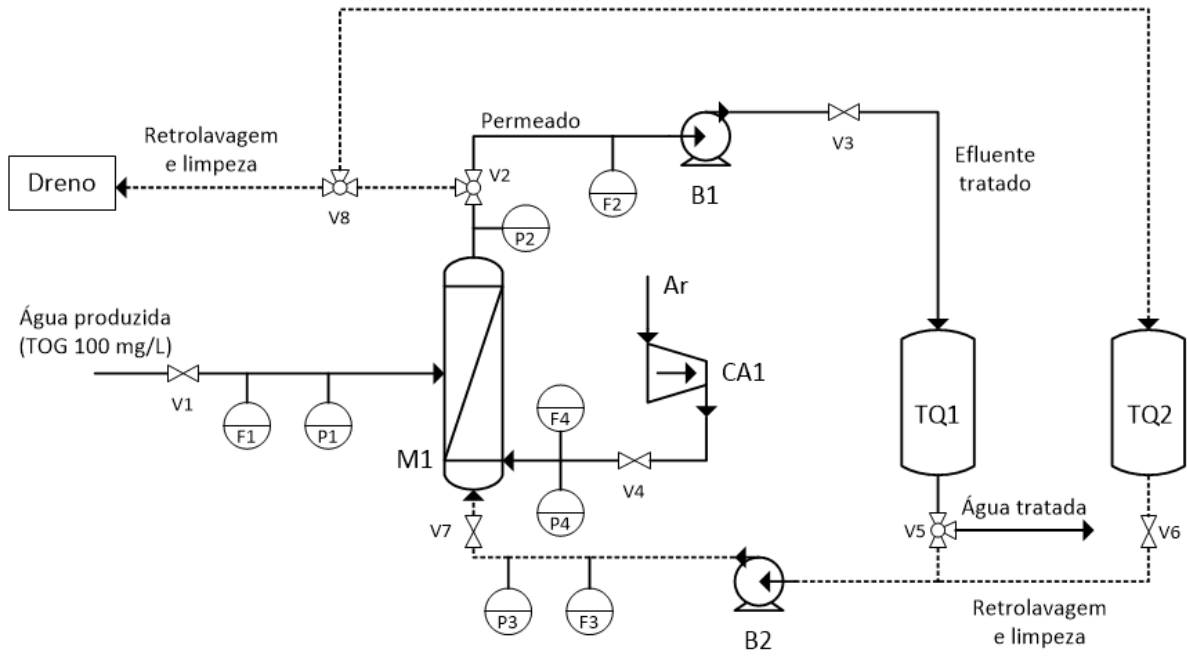
Para as propostas de tratamento de água produzida formuladas neste trabalho, foram utilizados como base os dados experimentais de Dos Santos (2017). Este trabalho foi desenvolvido em escala de bancada para o tratamento de água produzida, combinando flotação por ar dissolvido, ozonização e/ou microfiltração com membranas poliméricas submersas. Para realizar a comparação entre os processos, admitiu-se que não é necessária a etapa de flotação, com base nos resultados do trabalho supracitado.

No trabalho de Weschenfelder (2015), foi investigado o tratamento da água produzida por membranas cerâmicas de microfiltração, eliminando a etapa de flotação por ar dissolvido. As membranas cerâmicas apresentam custos mais elevados, quando comparadas com as poliméricas, o que torna relevante um estudo de comparação de custos, considerando diferentes rotas. Os trabalhos mencionados foram utilizados como base neste estudo, para a estimativa econômica das configurações propostas, ou seja, microfiltração com e sem a etapa de ozonização. Desta forma, no item 5 deste trabalho, compara-se quatro alternativas de tratamento de água produzida: convencional, microfiltração com membranas cerâmicas (Weschenfelder, 2015), microfiltração com membranas poliméricas submersas com e sem pré-tratamento por ozonização.

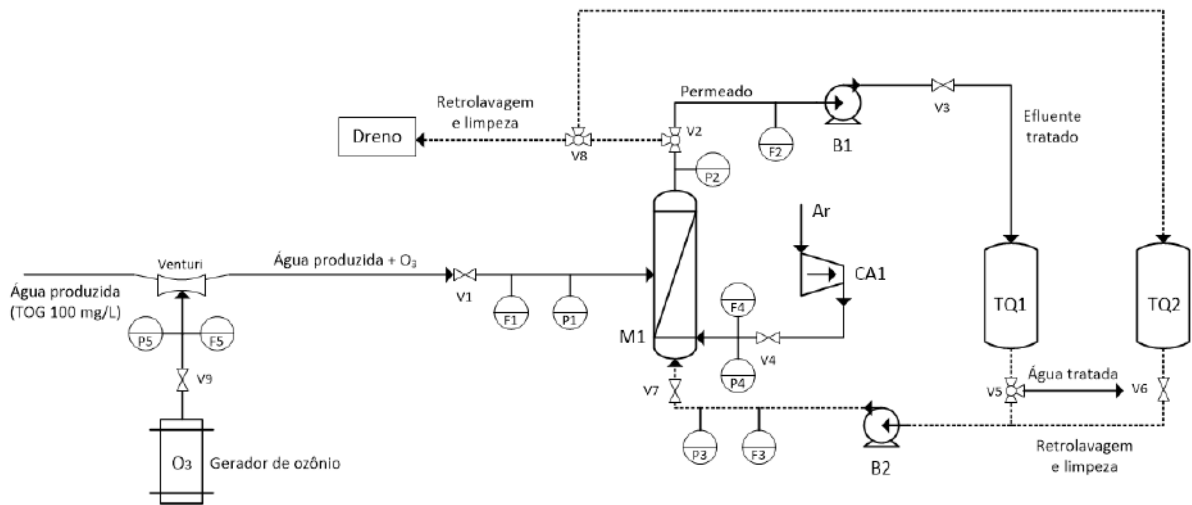
As Figuras 22 e 23 apresentam o fluxograma simplificado de processo das propostas de tratamento de água produzida avaliadas neste estudo.

Legenda para os equipamentos das Figuras 22 e 23:

- M1: Unidade de permeação por membranas poliméricas submersas;
- CA1: Compressor de ar;
- TQ1: Tanque de água tratada;
- TQ2: Tanque de limpeza química;
- B1 e B2: Bombas centrífugas;
- P1 a P5: Medidores de pressão;
- F1 a F5: Medidores de vazão;
- V1 a V9: Válvulas.



**Figura 22: Fluxograma de processo para tratamento por microfiltração com membranas poliméricas.**  
 Fonte: Elaboração própria.



**Figura 23: Fluxograma de processo para tratamento por ozonização e microfiltração com membranas poliméricas'1**  
 Fonte: Elaboração própria.

### 3.2. TRATAMENTO POR MICROFILTRAÇÃO

Para a substituição da flotação convencional por microfiltração com membranas poliméricas submersas, o fluxo permeado foi estimado com base no trabalho de Dos Santos (2017), considerando a equação:

$$J_0 = 501,2 \times \Delta P \quad (\text{Eq. 3.1})$$

Onde  $J_0$  é o fluxo de permeado inicial e  $\Delta P$  é a diferença de pressão através da membrana, que foi considerada para este processo como sendo 0,5 bar (DOS SANTOS, 2017).

A queda de fluxo de permeado, devido a incrustação progressiva da membrana, foi obtida também de acordo com Dos Santos (2017), que, para efluentes oleosos, estimou o percentual de queda para tratamento apenas por membranas em 37,5%, considerando o valor de 100 mg/L de TOG. Assim, o fluxo efetivo de permeado considerado nesta análise foi de 156,6 L/h.m<sup>2</sup>.

O valor de TOG, bem como outros parâmetros relevantes para o processo de tratamento de água produzida, têm por base o trabalho de Weschenfelder (2015), que investigou a utilização de microfiltração com membranas cerâmicas em substituição à flotação convencional, estimando e comparando custos. A utilização dos mesmos parâmetros de processo torna a avaliação econômica comparável, de forma a analisar assim as vantagens e desvantagens do processo proposto neste trabalho em relação ao processo convencional e ao tratamento proposto por Weschenfelder.

Desta forma, os parâmetros de processo relativos à microfiltração considerados neste estudo estão listados na Tabela 5:

**Tabela 5: Dados de processo considerados para o tratamento por microfiltração**

Fonte: Elaboração própria.

<b>Dados de Processo   Microfiltração</b>	
Vazão de efluente tratado	1500 m <sup>3</sup> /h
Recuperação de água	80%
TOG na alimentação	100 mg/L

Além disso, para mitigar e/ou eliminar a queda de fluxo através da membrana, causada pelo acúmulo de resíduos e incrustações na mesma, deve-se considerar as etapas de retrolavagem, limpeza química e troca da membrana.

A necessidade de troca das membranas poliméricas foi baseada na vida útil de 3 anos (Nunes, 2006).

A limpeza química, processo de lavagem das membranas com soluções ácidas e alcalinas para remoção das incrustações, foi avaliada por Weschenfelder (2015). A estimativa da quantidade de soluções a serem utilizadas, bem como seu intervalo de tempo ideal para otimização de custos de processo, estão listadas na Tabela 6. Da mesma forma, foi realizada uma avaliação para o processo de retrolavagem, que consiste na passagem de efluente tratado através da membrana em direção oposta ao processo de permeação. A frequência e duração ideais de retrolavagem e a quantidade de efluente tratado utilizado no processo também estão descritos na Tabela 6.

**Tabela 6: Parâmetros de processo para regeneração de membranas**

Fonte: adaptado de Weschenfelder (2015).

<b>Parâmetros de Regeneração das Membranas</b>	
Frequência de retrolavagem	48 ciclos/dia
Duração da retrolavagem	1 minuto
Volume utilizado na retrolavagem	8%
Frequência da limpeza química	100 horas
Duração da limpeza química	60 min/ciclo
Consumo de solução ácida (ácido cítrico)	2,2 L/m <sup>2</sup> membrana
Custo da solução ácida	0,17 USD/L
Consumo da solução alcalina (NaOH + NaOCL)	4,0 L/m <sup>2</sup> membrana
Custo da solução alcalina	0,07 USD/L

Considerando o somatório de intervalos de parada definidos para a regeneração das membranas, bem como outros fatores de interrupção do tratamento, como manutenções de rotina e testes de integridade, o percentual total de tempo não produtivo de tratamento é de 6%. Com isto, o tempo útil de tratamento da unidade será de 22,56 horas/dia.

Para obter a vazão de efluente tratado de 1.500 m<sup>3</sup>/h, ou 36.000 m<sup>3</sup>/dia, será, portanto, necessária uma vazão de alimentação de água de 47.872 m<sup>3</sup>/dia, levando em conta o tempo útil de produção e a recuperação de água definida.

Desta forma, a área total de membranas necessárias ao tratamento será de aproximadamente 12.735 m<sup>2</sup>, calculada conforme a equação:

$$\text{Área} = \frac{\text{Vazão de alimentação}}{\text{Fluxo de permeado}} \quad (\text{Eq. 3.2})$$

### 3.3. TRATAMENTO POR OZONIZAÇÃO E MICROFILTRAÇÃO

De acordo com Dos Santos (2017), o tratamento oxidativo com ozônio anterior à microfiltração reduz consideravelmente a teor de óleos e graxas (TOG) de entrada na mesma, levando a uma menor queda de fluxo de permeado e, portanto, a uma maior produtividade.

As considerações para a etapa de ozonização em escala industrial estão baseadas nos dados de Dos Santos (2017), considerando-se para o escalonamento as vazões de alimentação da unidade de membranas e a dose de ozônio necessária. Para a equivalência na dose de ozônio entre a escala de bancada e o processo industrial, para a estimativa do tempo de contato do ozônio com o efluente também foi considerado o volume do tanque de membranas submersas. Para isto, admitiu-se um fator de empacotamento de 100 m<sup>2</sup>/m<sup>3</sup> para as membranas, o que levou a tanque com volume de aproximadamente 130m<sup>3</sup>, proporcionando um tempo de contato de 5 minutos.

A equação 3.3 explicita o cálculo da dose de ozônio necessária, considerando uma proporção direta entre as vazões de alimentação e ozônio. Os resultados obtidos para o dimensionamento estão listados na Tabela 7.

$$\text{Dose } O_3 = \frac{\text{Dose } O_3 \text{ Exp.} \times \text{Vazão Efluente Operacional}}{\text{Vazão Efluente Experimental}} \quad (\text{Eq. 3.3})$$

**Tabela 7: Parâmetros de processo para a ozonização**

Fonte: Elaboração própria.

Parâmetros de Processo para a Ozonização	
Fator de empacotamento do tanque de membranas	100 m <sup>2</sup> /m <sup>3</sup>
Volume do tanque de membranas	130 m <sup>3</sup>
Tempo de contato	~ 5 minutos
Dose de ozônio experimental	2,26 g/h
Vazão de efluente experimental	60 L/h
<b>Dose de ozônio operacional</b>	<b>70,625 kg/h</b>

Para o processo de microfiltração, as mesmas considerações e equações aplicadas no item 4.2 serão utilizadas. A única mudança de processo será o fluxo efetivo de permeado, que,



de acordo com Dos Santos (2017), a queda de fluxo será reduzida pelo uso da ozonização, mantendo-se em 24,5%. Os parâmetros de processo para esta configuração de tratamento estão listados na tabela 8.

**Tabela 8: Parâmetros de processo para a microfiltração após ozonização**

Fonte: Elaboração própria.

<b>Parâmetros de Processo para a Microfiltração após Ozonização</b>	
Fluxo de permeado inicial	250,6 L/h.m <sup>2</sup>
Queda de fluxo após ozonização	24,5%
Fluxo de permeado efetivo	189,2 L/h.m <sup>2</sup>
<b>Área de membrana</b>	<b>10.542,5 m<sup>2</sup></b>

## **4. ESTIMATIVA DE CUSTOS DOS TRATAMENTOS PROPOSTOS**

### **4.1. CÁLCULO DE CAPEX**

#### **4.1.1. Cálculo de CAPEX para o tratamento por membranas**

A estimativa dos custos de instalação (CAPEX) do tratamento proposto deve levar em consideração os seguintes fatores:

- Custos com membranas;
- Custos com periféricos da unidade;
- Custos com bombas.

Para membranas poliméricas submersas, o custo obtido na literatura é de 50 USD/m<sup>2</sup> de membrana (McGivney e Kawamura, 2008). Além disso, o custo de periféricos pode ser estimado como 70% do custo total da unidade (considerando apenas membranas e periféricos). Assim, seu custo estimado será de 116,7 USD/m<sup>2</sup> de membrana utilizada.

Como a vazão de efluentes na saída dos hidrociclones, parte inicial do tratamento convencional a ser mantida, já está em pressão maior que 5 bar, não se faz necessária a utilização de uma bomba de alimentação do sistema. Portanto, de acordo com o fluxograma proposto no item 4.1, será considerado o custo de implementação de três bombas: uma centrífuga para a retrolavagem, uma de sucção para passagem de fluxo através da membrana e uma de injeção de ar, para aeração do sistema submerso.

Com relação às bombas de retrolavagem e de sucção do permeado, o custo unitário obtido por Weschenfelder é de 99.750 USD, em valores de 2014. Com base na variação do dólar, o custo atualizado para 2017 foi estimado em aproximadamente 127.000 USD.

Para a aeração da unidade, foi considerado um compressor de ar com vazão de 1.500 L/min, operando a uma pressão de 10 bar. De acordo com o fornecedor contatado, o valor obtido é de aproximadamente 4300 USD.

Com base nos dados explicitados neste item, os valores obtidos para o cálculo de CAPEX desta configuração de tratamento estão descritos na Tabela 9:

**Tabela 9: Valores de CAPEX para o tratamento por microfiltração**

Fonte: Elaboração própria.

<b>CAPEX Microfiltração</b>	
Custos com membranas	636.770 USD
Custos com periféricos	1.485.796 USD
Custos com bombas e compressor	258.186 USD
<b>CAPEX Total</b>	<b>2.380.751 USD</b>

Para tornar o valor de CAPEX obtido comparável ao de OPEX, com o objetivo de calcular o custo total do sistema, pode-se calcular a remuneração sobre o capital investido, efetuando a divisão do CAPEX pelo período de operação da unidade, levando em conta os juros anuais. Parametrizando este valor em custo por metro cúbico de efluente tratado, os custos de implementação e operação podem ser somados, gerando um custo total anual por volume de efluente tratado, que pode ser comparado entre os tratamentos propostos.

Este índice de CAPEX baseado no custo total pode ser calculado conforme a Equação 4.1:

$$CAPEX = \frac{Custo\ Total \times (1+i)^n}{Vazão\ de\ permeado\ anual \times n} \quad (Eq. 4.1)$$

Na equação 4.1,  $n$  é o período considerado para operação da planta, dado por 20 anos (média de operação para uma unidade de produção marítima), e  $i$  é a taxa de juros anual, considerada como 6% (Weschenfelder, 2015). O valor não foi atualizado para a média global de juros em 2017, com o objetivo de manter ambas as projeções comparáveis.

O valor parametrizado para o CAPEX de microfiltração obtido foi de 0,0291 USD/m<sup>3</sup> de efluente tratado.

#### **4.1.2. Cálculo de CAPEX para o tratamento por ozonização e membranas**

O custo de instalação para a etapa de ozonização será dado pela soma do custo da geração de ozônio e da unidade de membranas, analogamente ao item 4.1.1.

Para atender à dose de ozônio estimada no dimensionamento, foi considerada a utilização de quatro geradores de 20 kg/h em série, visto ter sido a maior saída de ozônio de um gerador alimentado por ar, e não por oxigênio puro.

Neste estudo, o custo do equipamento obtido em cotação (dezembro de 2017) foi de aproximadamente 300.000 USD. Os custos de frete e importação do equipamento foram estimados em 40% do valor unitário. Assim, os custos totais para a geração de ozônio estão estimados em 1.680.000 USD.

Para inserção de ozônio na corrente de efluente, o custo Venturi a ser utilizado foi estimado em cerca de 9.300 USD (VASCONCELLOS, 2017).

Para a unidade de microfiltração, as mesmas considerações e equações do item 4.1.1 serão utilizadas. A variável de impacto nos resultados finais é apenas a variação de fluxo de permeado e, portanto, de área de membrana requerida. Os valores obtidos estão explicitados na Tabela 10.

**Tabela 10: Valores de CAPEX para o tratamento por microfiltração após ozonização**

Fonte: Elaboração própria.

<b>CAPEX Microfiltração após Ozonização</b>	
Custos com membranas	527.127 USD
Custos com periféricos	1.229.963 USD
Custos com bombas e compressor	258.186 USD
Custos da ozonização	1.689.300 USD
<b>CAPEX Total</b>	<b>3.704.576 USD</b>

A equação 4.1 foi utilizada para o cálculo do valor de CAPEX parametrizado, conforme detalhado no item 4.1.1. O valor final de CAPEX obtido foi de 0,0246 USD/m<sup>3</sup> de efluente tratado, considerando também um período de 20 anos.

## 4.2. CÁLCULO DE OPEX

### 4.2.1. Cálculo de OPEX para o tratamento por membranas

A estimativa dos custos de operação (OPEX) do tratamento proposto deve levar em consideração os seguintes fatores:

- Custos com energia;
- Custo de depreciação;

- Custos com manutenção de rotina;
- Custos com regeneração das membranas;
- Custos com troca das membranas.

O cálculo dos custos de energia foi feito considerando a seguinte equação:

$$Energia = \frac{\Delta P \times Vazão}{Eficiência\ da\ bomba} \quad (Eq. 4.2)$$

De forma geral, a eficiência das bombas utilizadas foi considerada como 80% Weschenfelder (2015).

Para a bomba de sucção, considerou-se a variação de pressão do processo (0,5 bar) e a vazão de alimentação calculada no item 3.2 (47.872 m<sup>3</sup>/dia).

Conforme explicitado nos parâmetros de processo para a regeneração das membranas (Tabela 6), o volume de permeado utilizado na retrolavagem corresponde à 8% da produção diária, e a avaliação feita por Weschenfelder indicou o valor ideal de 48 ciclos por dia, com duração de um minuto. Com base nisto, a vazão diária de fluxo para a retrolavagem é de 81.216 m<sup>3</sup>/dia. Para o cálculo da energia, a mesma variação de pressão para o processo foi considerada.

Para a aeração do tanque de processo, a vazão de ar definida para o compressor foi de 1.500 L/min, ou 2.160 m<sup>3</sup>/dia. Além disso, a pressão de operação do compressor de ar é de 10 bar.

O custo de energia levantado por Weschenfelder para unidades marítimas de produção de petróleo, em 2014, foi de 0,008 USD. O valor foi atualizado para dezembro de 2017.

Com base nas considerações acima, o custo energético foi calculado como sendo de 0,00004 USD/m<sup>3</sup> ao ano. Este baixo valor está associado ao baixo custo da energia na plataforma e à parametrização por volume de efluente tratado.

O período usual de depreciação para a maioria dos equipamentos da indústria de óleo e gás é dado por 10 anos (Receita Federal, 2017). O valor anual de depreciação da unidade será dado pela razão entre o custo total de implementação (CAPEX Total) e o tempo de depreciação dado. Além disso, este custo também é parametrizado pelo volume anual de efluente tratado.

É relevante citar, também, que os custos com membranas foram desconsiderados do CAPEX Total para o cálculo da depreciação, visto que as mesmas serão substituídas, e não depreciadas. O custo de troca das membranas será detalhado ao final deste item.

Assim, o custo anual de depreciação parametrizado obtido para esta unidade foi de 0,0133 USD/m<sup>3</sup> de efluente tratado.

Os custos com manutenções de rotina podem ser estimados em 2% do custo total de implementação (Guerra e Pellegrino, 2012). O valor anual obtido, desta forma, é de 0,0036 USD/m<sup>3</sup> de efluente tratado.

Conforme explicitado no item 3.2, os valores de custo e consumo de agentes químicos para limpeza e regeneração da membrana foram baseados nas avaliações de Weschenfelder (2015). Considerando a área de membrana obtida para esta unidade, o valor anual estimado para a regeneração é de 0,0555 USD/m<sup>3</sup> de efluente tratado.

Tendo em vista a vida útil das membranas poliméricas de 3 anos, o custo de implementação foi multiplicado pela quantidade de trocas necessárias durante o período considerado. O valor anual obtido é de 0,0162 USD/m<sup>3</sup> de efluente tratado.

**Tabela 11: Custos de OPEX para o tratamento por microfiltração**

Fonte: Elaboração própria.

<b>OPEX Microfiltração</b>	
Consumo energético total	132,6 kWh
Custo energético	0,010 USD/kWh
Custo energético total	0,00004 USD/m <sup>3</sup>
Custo de depreciação	0,0133 USD/m <sup>3</sup>
Custo de manutenção	0,0036 USD/m <sup>3</sup>
Custo de regeneração	0,0555 USD/m <sup>3</sup>
Custo de troca das membranas	0,0162 USD/m <sup>3</sup>
<b>Custo total de OPEX</b>	<b>0,0886 USD/m<sup>3</sup></b>

Somando os valores obtidos para os fatores relevantes ao OPEX, o custo total de operação foi estimado em 0,08861 USD/m<sup>3</sup> de efluente tratado, conforme observado na Tabela 11.

#### 4.2.2. Cálculo de OPEX para o tratamento por ozonização e membranas

Para a etapa de ozonização, o custo energético dispendido pelos geradores foi estimado pela Equação 4.3.

$$Energia = Potência \times Tempo de Utilização \quad (Eq. 4.3)$$

A potência especificada pelo equipamento é de 340 kW. Considerando uma utilização contínua (24 horas, 365 dias no ano), e o custo de 0,010 USD/kWh para a unidade de produção de petróleo, conforme item 4.2.1, o custo com energia para a ozonização está estimado em 0,2861 USD/m<sup>3</sup> de efluente tratado.

Os custos de operação da unidade de microfiltração foram calculados com base nas mesmas considerações e equações do item 4.1.1, tendo sido o resultado impactado pela variação no fluxo de permeado e, portanto, pela área de membrana. Os valores obtidos estão explicitados na Tabela 12.

**Tabela 12: Custos de operação para o tratamento por microfiltração após ozonização**

Fonte: Elaboração própria.

<b>OPEX Microfiltração após Ozonização</b>	
Custo anual com energia	0,2861 USD/m <sup>3</sup>
Custo de depreciação	0,0113 USD/m <sup>3</sup>
Custo anual com manutenção	0,0031 USD/m <sup>3</sup>
Custo anual com regeneração	0,0460 USD/m <sup>3</sup>
Custo anual de troca das membranas	0,0134 USD/m <sup>3</sup>
<b>Custo anual de operação</b>	<b>0,03599 USD/m<sup>3</sup></b>

Somando os dois fatores relevantes para os custos de operação, o valor total parametrizado obtido para o OPEX foi de 0,3599 USD/m<sup>3</sup> de efluente tratado.

## 5. ANÁLISE ECONÔMICA DOS TRATAMENTOS PROPOSTOS

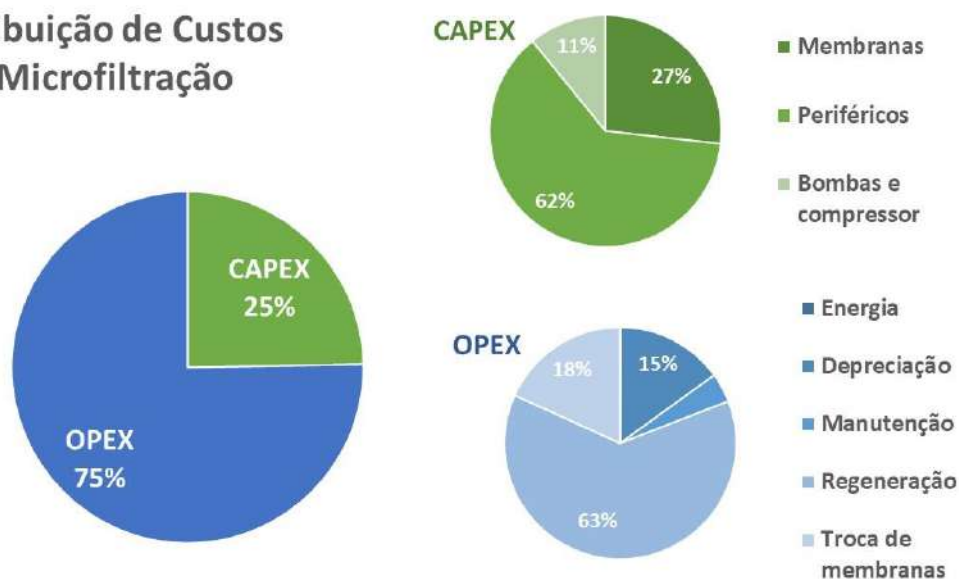
O custo total para as propostas apresentadas neste estudo é dado pela soma de CAPEX e OPEX, parametrizados por metro cúbico de efluente tratado e por ano. Os valores obtidos estão explicitados na Tabela 13. As Figuras 24 e 25 ilustram graficamente a distribuição de custos em cada proposta de tratamento.

**Tabela 13: Custo total para os tratamentos propostos**

Fonte: Elaboração própria.

(Valores anuais em USD/m³)	CAPEX	OPEX	CUSTO TOTAL
Microfiltração	0,0291	0,0886	<b>0,1177</b>
Ozonização + Microfiltração	0,0246	0,3599	<b>0,3845</b>

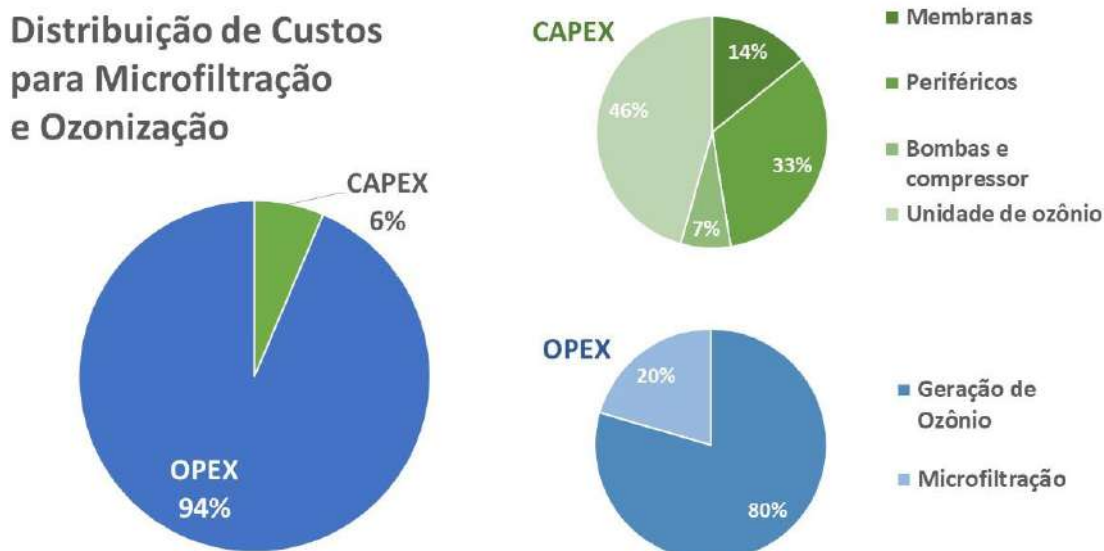
### Distribuição de Custos para Microfiltração



**Figura 24: Distribuição de custos para microfiltração**

Fonte: Elaboração própria.





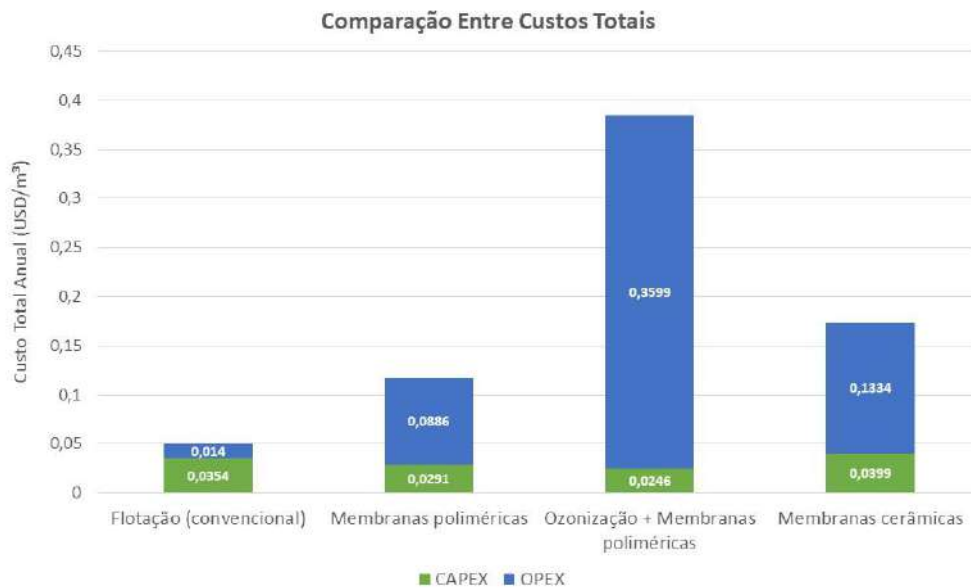
**Figura 25: Distribuição de custos para ozonização e microfiltração**

Fonte: Elaboração própria.

É possível observar que os custos de instalação são reduzidos com a adição do tratamento por ozonização, anteriormente à microfiltração, visto que a redução de TOG na alimentação das membranas diminui a queda de fluxo do processo e, portanto, a área de membrana utilizada.

Porém, a quantidade de ozônio necessária para promover este benefício requer um elevado consumo energético, o que torna os custos de operação muito maiores, tornando a alternativa não vantajosa. Outro fator em detrimento do uso da ozonização é a larga área ocupada pelos geradores em série na planta, considerando a necessidade de compactação para as unidades de produção de petróleo, em especial as marítimas.

A Figura 26 apresenta também uma comparação de custos totais para a configuração convencional de tratamento e a microfiltração com membranas cerâmicas proposta por Weschenfelder (2015).



**Figura 26: Comparação entre custos totais para diferentes propostas de tratamento**

Fonte: Elaboração própria.

Como é possível observar na Figura 26, o tratamento de água produzida por microfiltração com membranas poliméricas submersas é mais favorável economicamente que a proposta com membranas cerâmicas, sem adição da etapa de ozonização. No entanto, de acordo com a literatura, o fluxo de permeado utilizado nas estimativas (150 e 190 L/m<sup>2</sup>.h, aproximadamente, com base em dados experimentais) é elevado para operação industrial, onde este valor, em geral, está na faixa de 30 a 100 L/m<sup>2</sup>.h. Considerando que a queda de fluxo seja maior, o que é provável num ensaio em escala real, os custos aumentarão. Eles ainda serão equiparáveis aos custos totais do tratamento com membranas cerâmicas para uma queda de 42%, um aumento de 4,5p.p. da proposta deste estudo. Este valor equivale a um fluxo efetivo de 105 L/m<sup>2</sup>.h, que é um valor mais realista para a escala industrial.

Pode-se concluir, também da Figura 26, que o tratamento convencional de flotação ainda apresenta os menores custos de projeto e operação. Em unidades marítimas de produção, no entanto, a geração de água para injeção nos poços a partir de água do mar é um processo altamente dispendioso, que pode ser compensado pelo reuso da água produzida tratada por microfiltração.

O OPEX de uma unidade de tratamento de água do mar convencional é estimado em 0,339 USD/m<sup>3</sup>, valor substancialmente maior que o custo total do tratamento proposto neste estudo. É possível estimar o tempo de retorno do investimento (TRI), considerando a redução

gradual do OPEX de tratamento de água do mar pelo tratamento de água produzida, por meio da Equação 6.1 (Weschenfelder, 2015):

$$\int_0^n OPEX_{conv} \cdot Q_{inj} \cdot dn - \int_0^n [OPEX_{memb} \cdot Q_{prod} + OPEX_{conv} \cdot (Q_{inj} - Q_{prod})] \cdot dn = CAPEX_{memb} - CAPEX_{conv} \quad (\text{Eq. 5.1})$$

Onde:

- $n$  = período de operação correspondente ao Tempo de Retorno do Investimento (TRI);
- $OPEX_{conv}$  = OPEX do tratamento de água produzida convencional;
- $Q_{inj}$  = vazão de injeção de água nos poços;
- $OPEX_{memb}$  = OPEX do tratamento de água produzida com membranas poliméricas;
- $Q_{prod}$  = vazão de água produzida tratada, que corresponde à 10% da vazão máxima determinada no projeto vezes o período de operação.
- $CAPEX_{memb}$  = CAPEX do tratamento de água produzida com membranas poliméricas;
- $CAPEX_{conv}$  = CAPEX do tratamento de água produzida convencional.

Com base nas mesmas estimativas para os custos do tratamento convencional e a vazão de injeção de água em poços produtores, e considerando os valores de tratamento alternativo obtidos neste estudo, o Tempo de Retorno do Investimento (TRI) estimado é de aproximadamente 1,2 ano. Este valor é consideravelmente menor que o obtido para membranas cerâmicas, considerando o impacto do CAPEX total, sensivelmente menor para membranas poliméricas, conforme apresentado na Tabela 14.

**Tabela 14: Custo total de implementação para os tratamentos comparados**

Fonte: Elaboração própria.

CAPEX (USD)	
Flotação	2.900.000
Microfiltração com membranas poliméricas	2.380.751
Microfiltração com membranas cerâmicas	9.729.237

## 6. CONCLUSÃO

Considerando as duas propostas de tratamento de água produzida apresentadas neste estudo, foi possível observar que a ozonização onera o processo de tratamento. O tratamento oxidativo é eficaz na redução de TOG, diminuindo a queda de fluxo na etapa de microfiltração e, portanto, requerendo menor área superficial de membrana. Apresenta, assim, um custo de implementação (CAPEX) menor que a proposta sem ozonização. No entanto, como a dose de ozônio necessária ao processo é elevada em escala industrial, o custo de operação com a energia de alimentação dos geradores de ozônio torna o OPEX consideravelmente maior.

Ao comparar as duas alternativas de tratamento com membranas, observa-se que a principal vantagem da utilização de membranas poliméricas é o reduzido custo de implementação (CAPEX), causado pelo custo sensivelmente reduzido com membranas e periféricos. O maior consumo energético causado pela pressão maior do sistema também tem impacto oneroso no OPEX da configuração com membranas cerâmicas, elevando o custo total.

Com base nos valores apresentados no item 5 deste trabalho, pode-se apontar que a proposta de microfiltração com membranas poliméricas é mais vantajosa economicamente que as outras alternativas apresentadas. Além disso, apesar de apresentar um custo total levemente maior que o tratamento convencional, corresponde a um tempo de retorno relativamente curto, o que torna o investimento viável e otimiza os custos da unidade marítima de produção de petróleo.

## 7. REFERÊNCIAS

- ARMOA, M.; JAFELICCI JR., M. **Princípios e aplicações de processos de separação por membranas inorgânicas**. Ciência & Tecnologia: FATEC-JB, v. 2, n. 1, p. 80-97, 2011.
- BORGES, J. **Análise da Eficiência de Venturi na Diluição de Ozônio na Água**. VIII Encontro de Iniciação Científica e Pós-Graduação do ITA. Disponível em: <<http://www.bibl.ita.br/viiiencita/Analise%20da%20eficiencia%20de%20venturi%20na%20diluiçao%20do%20ozonio%20na%20agua.pdf>>. Acesso em: 3 dez. 2017.
- BP GLOBAL. **BP Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>>. Acesso em: 22 nov. 2017.
- BRASIL. Conselho Nacional de Meio Ambiente. (2005) **Resolução nº 357 de 17 de março de 2005**. Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 18 de março de 2015.
- BRASIL. Conselho Nacional de Meio Ambiente. (2008) **Resolução nº 396 de 3 de abril de 2008**. Dispõe sobre a classificação e diretrizes ambientais para o enquadramento das águas subterrâneas e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 de abril de 2008.
- BRASIL. Conselho Nacional de Recursos Hídricos. (2005) **Resolução nº 54 de 28 de novembro de 2005**. Estabelece modalidades, diretrizes e critérios gerais para a prática de reuso direto não potável de água, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 09 de março de 2006.
- CHEREMISINOFF, N. **Handbook of Water and Wastewater Treatment Technologies**. 1. ed. Woburn: Butterworth-Heinemann, 2002.
- COSTA, H. **Estudo do comportamento do processo de ozonização como pós-tratamento de efluentes de sistema de tratamento anaeróbio de águas residuárias domiciliares**. Universidade de São Carlos, 2003.
- DEVOLD, H. **Oil and Gas Production Handbook**. 3. ed. Oslo: ABB Oil and Gas, 2013.
- DOS SANTOS, R. **Tratamento de água produzida pelos processos de flotação, ozonização e separação por membranas**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- ENGLERT, A. **Flotação por ar dissolvido (FAD) de micropartículas, caracterização de microbolhas e medidas de força de interação bolha-partícula**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2008.

- FIDELIX, T. **Tratamento de água produzida para a geração de vapor utilizado na injeção em poços de petróleo.** Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2017.
- FRISCHKORN, H.; NETO, J. **Osmose inversa: limpeza química em membranas de dessalinizadores do Ceará.** Revista Tecnologia, v. 30, n. 1, p. 61-76, 2009.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCMBUSTÍVEIS. **Relatório de Atividades 2016.** Disponível em: <[https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/03/IBP\\_Relatorio\\_Anual\\_2016\\_FINAL-WEB.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/03/IBP_Relatorio_Anual_2016_FINAL-WEB.pdf)>. Acesso em: 23 nov. 2017.
- LÉDO, P. **Flotação por ar dissolvido na clarificação de águas com baixa turbidez utilizando sulfato de alumínio e sementes de Moringa Oleifera como coagulantes.** Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2008.
- LUCCHESI, C. **Petróleo.** Estudos Avançados, v. 12, n. 33, p. 17-40, 1998.
- MARINHO, C. **Processo De Flotação Com Recirculação Interna Aplicado À Separação Petróleo-Água.** Universidade Federal de Alagoas, 2015.
- MBP COPPE/UFRJ. **História do Petróleo.** 2004. Disponível em: <<http://petroleo.coppe.ufrj.br/historia-do-petroleo/>>. Acesso em: 23 nov. 2017.
- MCGIVNEY, W.; KAWAMURA, S. **Cost Estimating Manual for water treatment facilities,** John Wiley & Sons, Inc., 2008.
- MONTALVÃO, A. **Avaliação experimental do coeficiente de transferência de massa num escoamento bifásico de gás e líquido utilizando-se um misturador supersônico.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1996.
- MORAIS, J. **Petróleo em Águas Profundas.** 1. ed. Brasília: IPEA, 2013.
- MOTTA, A. et al. **Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão.** Engenharia Sanitária e Ambiental, v. 18, n. 1, p. 15-26, 2013.
- MOTTA, A. et al. **Oil Produced Water treatment for oil removal by an integration of coalescer bed and microfiltration membrane processes.** Journal of Membrane Science, v. 469, n. 1, p. 371-378, 2014.
- MOTTA, A. et al. **O fouling no tratamento de água e efluentes através de processos de membranas: o estado-da-arte em estudos do fenômeno e tecnologias e estratégias para superação do problema.** I Congresso Baiano de Engenharia Sanitária e Ambiental, 2010.
- MUSTAFA, G. **Reutilização de Efluentes Líquidos em Indústria Petroquímica.** Universidade Federal da Bahia, 1998.

- NUNES, S. P.; PEINEMANN, K.V. **Membrane Technology in the chemical industry**, 2a. Ed., Wiley-VCH Verlag GmbH & Co., 2006.
- OLIVEIRA, T. **Tratamento de água para abastecimento público por sistema de separação por membrana de ultrafiltração: estudo de caso na ETA Alto da Boa Vista (São Paulo, SP)**. Universidade de São Paulo, 2010.
- OSPAR. **Risk-Based Approach to the Management of Produced Water Discharges from Offshore Installations**. OSPAR Commission, 2017.
- PACHECO, J. **Avaliação de um sistema de ozonização baseado em coluna de borbulhamento**. Universidade Estadual de Campinas, 2012.
- PENETRA, R. **Pós-tratamento físico-químico por flotação de efluentes de reatores anaeróbios de manta de lodo (UASB)**. Universidade de São Paulo, 1998.
- RIBEIRO, F.; MANTOVANI, G.; POPPI, R. **PCA: Uma ferramenta para identificação de traçadores químicos para água de formação e água de injeção associadas à produção de petróleo**. Química Nova, v. 36, n. 9, p. 1281-1287, 2013.
- ROBINSON, D. **Treatment and discharge of produced waters onshore**. Filtration + Separation, v. 50, n. 3, p. 40-46, 2013.
- SAGLE, A.; FREEMAN, B. **Fundamentals of Membranes for Water Treatment: The Future of Desalination in Texas**. Austin: Texas Water Development Board, 2017. Disponível em: <[http://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered\\_reports/doc/r363/c6.pdf](http://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered_reports/doc/r363/c6.pdf)>. Acesso em: 24 nov. 2004.
- SAMPAIO, J.; LUZ, A.; ALMEIDA, S. **Tratamento de Minérios**. 4. ed. Rio de Janeiro: CETEM, 2004.
- SILVA FILHO, D. **Processo da reinjeção da água produzida na recuperação secundária dos poços de petróleo de Catu/BA, para reduzir os riscos ambientais**. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2013.
- THOMAS, J. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência Ltda., 2001.
- VALENÇA, R. **Modelagem da transferência de massa na remoção do óleo da água produzida por flotação em coluna com uso de tensoativos de origem vegetal**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.
- VASCONCELLOS, J. **Estudo de viabilidade para utilização de H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>/O<sub>3</sub> na remediação de água subterrânea contaminada por etenos clorados**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.

WATER TREATMENT TECHNOLOGY PROGRAM REPORT. **The Desalting and Water Treatment Membrane Manual: A Guide to Membranes for Municipal Water Treatment.** United States Department of Interior. Denver: Water Treatment Engineering and Research, 1998. Disponível em: <<https://www.usbr.gov/research/dwpr/reportpdfs/report029.pdf>>. Acesso em: 24 nov. 2017.

WESCHENFELDER, S. **Aplicação de membranas cerâmicas para o tratamento de água produzida em unidades marítimas de produção de petróleo.** Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.