



**BACHARELADO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

**ALEXANDRE ARAÚJO ALVES**

**TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA DE PETRÓLEO**

**CONCEIÇÃO DO COITÉ – BA**

**2021**

**ALEXANDRE ARAÚJO ALVES**

**TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA DE PETRÓLEO**

Artigo apresentando à Faculdade da Região Sisaleira como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Produção.

**CONCEIÇÃO DO COITÉ – BA**

**2021**

**Ficha Catalográfica elaborada por:**  
**Joselia Grácia de Cerqueira Souza – CRB-Ba. 1837**

**A474t** Alves, Alexandre Araújo

Tratamento de água produzida de petróleo.- Conceição do Coité (Ba.), FARESI, 2021.

34 p., il.

Referências: p. 28 – 34

O Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à disciplina TCC II, a Faculdade da Região Sisaleira – FARESI, como requisito básico para a conclusão do componente curricular e para o desenvolvimento do Trabalho de Conclusão de Curso.

1. Água. 2. Tratamento. 3. Estratégia. I. Título.

**CDD: 628.162**

## TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA DE PETRÓLEO

Alexandre Araújo Alves<sup>1</sup>

### RESUMO

Água Produzida é o efluente resultante dos processos de separação existentes nas estações coletoras e de tratamento na produção de petróleo, seu destino poderá ser o descarte, onde deverá passar por tratamentos de modo em que atenda às necessidades da legislação vigente. Para essa água ser reutilizada (reciclada), o seu tratamento deve atingir os padrões necessários ao processo em que será utilizada. Ela pode ser utilizada de diversas formas, e ser uma alternativa viável para redução de gastos relacionados à produção da água derivada do petróleo. A água produzida pode ter a finalidade de reabastecer os mananciais. O tipo de processo a ser adotado para o tratamento da água produzida depende dos compostos que se deseja remover. Os compostos a serem removidos, por sua vez, dependem da finalidade a ser dada à água produzida tratada que pode ser descarte, injeção ou reuso. Estima-se que, aproximadamente, 7.850 plataformas de produção de petróleo e gás estão instaladas nas plataformas continentais de mais de 53 países ao redor do mundo. A indústria petrolífera apresenta aspectos econômicos e estratégicos importantes para a gestão e política mundial. Na Plataforma Pampo -1 foi utilizado hidrociclones e vasos separadores, para adequar os níveis de Teor de Óleo e Graxa (TOG). E, como estratégia de melhoria, foi utilizado o *Baleen Process*, composto por duas etapas de remoção de óleo e uma etapa de remoção de sólidos. O estudo é fruto de pesquisa de natureza qualitativa, em que se utilizou o método da pesquisa bibliográfica de autores que tratam do tema, tais como Gabardo, Furtado e pesquisa documental quando foram consultadas as legislações próprias. Os resultados do estudo apontaram para destacar que na Plataforma Pampo foram utilizados hidrociclones e flotadores como os tipos de tratamento adotados, O *Baleen Process* como a estratégia de melhoria utilizada e adequação dos níveis de TOG para reinjeção da água produzida.

**PALAVRAS-CHAVE:** Água. Tratamento. Estratégia.

### ABSTRACT

Produced Water is the effluent resulting from the separation processes existing in the collection and treatment stations in oil production, its destination may be disposal, where it must undergo treatment in a manner that meets the requirements of current legislation. For this water to be reused (recycled), its treatment must meet the standards necessary for the process in which it will be used. It can be used in several ways, and be a viable alternative to reduce expenses related to the production of water derived from petroleum. The water produced can be used to replenish springs. The type of process to be adopted for the treatment of produced water depends on the compounds to be removed. The compounds to be removed, in turn, depend on the purpose to be given to

---

<sup>1</sup> Discente do curso de Bacharelado em Engenharia de Produção.

the treated produced water, which can be disposal, injection or reuse. It is estimated that approximately 7,850 oil and gas production platforms are installed on the continental shelves of more than 53 countries around the world. The oil industry has important economic and strategic aspects for world management and politics. On the Pampo -1 Platform, hydrocyclones and separating vessels were used to adjust the levels of Oil and Grease Content (TOG). And, as an improvement strategy, the Baleen Process was used, consisting of two oil removal steps and a solids removal step. The study is the result of a qualitative research, in which the bibliographic research method of authors who deal with the subject, such as Gabardo, Furtado and documentary research were used when their own legislation was consulted. The results of the study pointed to highlight that in the Pampo Platform, hydrocyclones and floaters were used as the types of treatment adopted, The Baleen Process as the improvement strategy used and adequacy of TOG levels for reinjection of produced water.

**KEYWORDS:** Water. Treatment. Strategy.

## 1. INTRODUÇÃO

Este trabalho de Conclusão de Curso (TCC) aborda o tratamento de água produzida de petróleo. A água produzida é a água aprisionada em formações subterrâneas que é trazida à superfície juntamente com o material extraído do reservatório durante as atividades de produção desses fluidos (AMINI et al., 2012). Ela consiste na mistura da água de formação do poço produtor, água de condensação, água de injeção dos processos de recuperação secundária e água utilizada para dessalinização do petróleo produzido (NSC, 2002; VEIL et al., 2004; GABARDO, 2007; FAKHRU'L-RAZI et al., 2009). A água produzida está presente de duas formas: livre ou emulsionada. Em sua forma livre, constitui uma fase diferente da fase do óleo, não estando diretamente associada a este. Sendo uma mistura instável pode ser separada por decantação.

O tipo de processo a ser adotado para o tratamento da água produzida depende dos compostos que se deseja remover. Os compostos a serem removidos, por sua vez, dependem da finalidade a ser adotada à água produzida tratada que pode ser descarte, injeção ou reuso (MOTTA, 2013).

Quando a água produzida é descartada no ambiente, pode ocasionar inúmeros impactos, tais como: a contaminação da fauna e da flora, com a eventual mortandade de animais; o comprometimento da qualidade de produtos alimentícios derivados dos mesmos; o impacto visual negativo e a perda temporária do uso de áreas com atividades econômicas (RONCHI, 2014).

Ela pode ser utilizada de diversas formas, pode ser uma alternativa viável para redução de gastos relacionados à produção da água derivada do petróleo. A água produzida em grande volume pode ter a finalidade de reabastecer os mananciais.

Alguns efeitos colaterais, conforme apresentado na Offshore Technology Conference (OTC) realizada em 2005, são causados pela técnica de reinjeção de água produzida e requerem uma atenção especial, pois precisam ser avaliados e estudados antes que o projeto entre em operação. Tais efeitos incluem altas temperaturas de injeção de água, levando à melhor injetividade e mudanças na propagação da fratura, avaliação de possibilidades de incrustação, substituição dos materiais de equipamentos e de linhas de fluxo por outros compatíveis (OTC, 2005).

A geração de água produzida vem aumentando significativamente com o passar dos anos se comparada a produção de óleo no Brasil e com isso, se faz necessário um estudo ainda mais abrangente dos caminhos que a água produzida pode seguir, como também seus devidos tratamentos de acordo com as leis vigentes.

## **2. OBJETIVO**

O presente trabalho pretende descrever os diferentes tipos de tratamento da água produzida, bem como apontar as problemáticas ambientais e a legislação vigente relacionada à estratégia de utilização, através da revisão bibliográfica.

## **3. METODOLOGIA**

Esse estudo foi realizado através de um levantamento bibliográfico de diversas fontes sobre os tipos de tratamento, em conformidade com a legislação vigente. Também serão apontadas as estratégias de utilização da água produzida.

## 4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esta seção está dedicada ao aprofundamento teórico realizado a partir da pesquisa que resultou neste TCC. Aqui será abordada a caracterização da água produzida, os tipos de tratamento, os aspectos ambientais legais e as estratégias de utilização da água produzida.

### 4.1 CARACTERIZAÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA

Água Produzida é o efluente resultante dos processos de separação existentes nas estações coletoras e de tratamento na produção de petróleo, seu destino poderá ser o descarte, onde deverá passar por tratamentos de modo em que atenda às necessidades da legislação vigente (FERREIRA, 2016). Para essa água ser reutilizada (reciclada), o seu tratamento deve atingir os padrões necessários ao processo em que será utilizada.

A geração da água produzida acontece tanto em campos de óleo e gás convencionais, quanto nos campos de exploração não convencionais como de xisto betuminoso, areias betuminosas e gás metano das camadas de carvão (Coal Bed Methane – CBM) (WANDERA et al., 2011). Nas explorações convencionais de petróleo e gás natural, a geração de água produzida pode chegar a um volume superior ao volume de material fóssil produzido (CODAY et al., 2014), simbolizando o maior efluente da indústria do petróleo (GABARDO et al., 2011; PÉREZ-CASANOVA et al., 2012) e uma das maiores fontes de contaminação para o oceano, junto com os cascalhos da fase de perfuração (BAKKE et al., 2013)

Os tratamentos básicos pelos quais a água produzida pode ser submetida são:

- Remoção do óleo residual;
- Remoção de gases;
- Remoção de sólidos suspensos;
- Eliminação de bactérias.

Estima-se que, aproximadamente, 7.850 plataformas de produção de petróleo e gás estão instaladas nas plataformas continentais de mais de 53 países ao

redor domundo (FERREIRA, 2003).

			Total	35.093,66	4.725,64	0,13	
Ceará	Atum	Petrobras	30/11/1983	148.267,15	128.511,98	0,87	
	Curimã	Petrobras	31/05/1980	61.390,43	277.974,22	4,53	
	Espada	Petrobras	31/10/1982	101.493,35	48.604,10	0,48	
	Xaréu	Petrobras	30/04/1981	107.522,80	159.545,40	1,48	
			Total	418.673,73	614.635,70	1,47	
Potiguar	Agulha	Petrobras	30/06/1979	16.865,19	66.706,91	3,96	
	Arabaiana	Petrobras	06/08/2002	8.639,11	4.337,59	0,50	
	Aratum	Petrobras	31/03/1987	12.601,07	258.901,39	20,55	
	Cioba	Petrobras	16/03/2007	31.715,40	310,32	0,01	
	Oeste de Ubarana	Petrobras	16/03/2007	5.755,11	8,30	0,00	
	Pescada	Petrobras	01/05/1999	16.896,54	692,58	0,04	
	Serra	Petrobras	28/02/1997	226.210,92	782.625,21	3,46	
	Ubarana	Petrobras	30/06/1976	111.892,56	23.934,15	0,21	
				Total	430.575,89	1.137.516,44	2,64
	Recôncavo	Dom João Mar	Petrobras	31/12/1954	26.038,12	169.191,37	6,50
			Total	26.038,12	169.191,37	6,50	
Sergipe	Caioba	Petrobras	28/02/1971	3.517,06	9.989,09	2,84	
	Camorim	Petrobras	31/07/1971	58.091,90	10.316,85	0,18	
	Guaricema	Petrobras	30/11/1968	118.786,76	33.353,33	0,28	
	Piranema	Petrobras	10/10/2007	374.193,94	6.041,10	0,02	
	Salgo	Petrobras	31/12/1986	6.667,05	13.176,30	1,98	

Tartaruga	UP	31/12/1994	12.637,79	256,34	0,02
	Petróleo				
	Brasil				
Tatui	Petrobras	31/08/1982	1.254,33	2.998,91	2,39

No Brasil, segundo informações da Base de Dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)), as operações de produção *offshore* no ano de 2013 registraram a geração de cerca de 95 milhões de m<sup>3</sup> de água produzida, para uma produção de 107 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo, resultando em uma razão água: óleo de 0,89:1. Vale ressaltar, que a diferença observada entre a atividade brasileira e a média reportada para o restante do mundo (3:1), pode estar relacionada à idade da maior parte dos campos brasileiros e início da atividade de exploração e produção no Brasil, mais recente do que em diversos outros países, uma vez que se trata apenas dos dados da atividade *offshore* (Morais, 2013). Ainda assim, em campos mais maduros, isto é, em produção há mais tempo, observam-se valores para razão água: óleo, superiores ao total geral mencionado, conforme apresentado na Tabela 1, a seguir.

**Tabela 2: Produção de petróleo, água de produzida e a razão água:óleo para os diversos campos marítimos em produção no Brasil, no ano de 2013.**

Bacia	Campo	Operador	Início da produção	Produção de Petróleo (m <sup>3</sup> )	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	Razão Água: Óleo
Alagoas	Paru	Petrobras	30/09/1996	20.835,67	0,00	0,00
			Total	20.835,67	0,00	0,00
Camamu	Manati	Petrobras	15/01/2007	35.093,66	4.725,64	0,13
Total				575.148,83	76.131,92	0,13

**Tabela 3: Produção de petróleo, água de produzida e a razão água:óleo para os diversos campos marítimos em produção no Brasil, no ano de 2013. (cont.)**

<b>Bacia</b>	<b>Campo</b>	<b>Operador</b>	<b>Início da produção</b>	<b>Produção de Petróleo (m³)</b>	<b>Produção de Água (m³)</b>	<b>Razão Água:Óleo</b>
Espírito Santo	Camurupim	Petrobras	10/06/2009	47.508,11	27,44	0,00
	Camurupim Norte	Petrobras	05/01/2010	108.223,01	62,52	0,00
	Canapu	Petrobras	30/09/2010	35.740,69	50,46	0,00
	Cangoá	Petrobras	30/05/2009	3.737,44	1.198,61	0,32
	Golfinho	Petrobras	06/02/2006	1.048.407,39	3.135.842,28	2,99
	Peroá	Petrobras	22/02/2006	37.769,64	8.932,60	0,24
			Total	1.281.386,28	3.146.113,90	2,46
Campos	Albacora	Petrobras	24/10/1987	3.363.796,89	5.053.158,93	1,50
	Albacora Leste	Petrobras	01/06/1998	3.071.143,58	4.898.907,64	1,60
	Anequim	Petrobras	31/01/1985	36.021,84	10.983,48	0,30
	Argonauta	Shell Brasil	29/01/2010	356.693,54	176.277,89	0,49
	Badejo	Petrobras	01/12/1981	36.031,00	909,64	0,03
	Bagre	Petrobras	31/05/1984	361,97	6.932,94	19,15
	Baleia Azul	Petrobras	10/09/2012	3.544.596,00	363.249,42	0,10
	Baleia Franca	Petrobras	20/12/2010	122.914,06	554,52	0,00
	Barracuda	Petrobras	29/09/1997	6.003.365,06	3.044.514,02	0,51

---

Bicudo	Petrobras	15/01/1982	249.195,53	779.222,81	3,13
Bijupirá	ShellBrasil	31/08/1993	444.878,59	667.120,69	1,50
Bonito	Petrobras	01/05/1979	294.452,81	153.600,22	0,52
	Cachalote Petrobras	16/12/2008	2.456.476,94	1.613.733,87	0,66
	Carapeba Petrobras	31/12/1988	653.477,06	2.755.168,00	4,22
	Caratinga Petrobras	24/11/1997	2.129.056,56	3.161.103,22	1,48
Cherne	Petrobras	31/12/1983	887.106,97	1.611.397,18	1,82
Congro	Petrobras	30/11/1992	134.660,84	31.227,91	0,23
Corvina	Petrobras	31/08/1983	255.513,25	286.049,56	1,12
	Enchova Petrobras	01/08/1977	62.354,45	37.314,64	0,60
nchovaOeste	Petrobras	01/09/1984	213.632,63	65.463,22	0,31
	Espadarte Petrobras	05/08/2000	848.791,03	1.441.844,53	1,70
Frade	Chevron Brasil	20/06/2009	658.897,82	119.983,51	0,18
	Garoupa Petrobras	28/02/1979	204.537,28	212.724,70	1,04
Jubarte	Petrobras	12/12/2002	28.036.677,03	8.421.364,64	1,05
	Linguado Petrobras	01/12/1981	67.740,70	76.183,97	1,12
	Malhado Petrobras	30/11/1990	257.695,45	288.015,36	1,12
	Marimbá Petrobras	30/04/1985	1.132.096,99	1.463.754,00	1,29
Marlim	Petrobras	17/03/1991	10.486.057,15	12.948.484,25	1,23
Marlim Leste	Petrobras	09/04/2000	6.298.492,10	3.612.566,63	0,57
	Marlim Sul Petrobras	04/05/1994	16.711.472,51	13.538.963,21	0,81
	Namorado Petrobras	30/06/1979	748.545,15	3.012.489,66	4,02

---

---

	Ostra	Shell Brasil	29/09/2009	1.165.526,97	2.069.900,59	1,78
	Pampo	Petrobras	06/08/1998	894.846,24	3.900.488,71	4,36
	Parati	Petrobras	31/12/1982	10.864,35	56.491,92	5,20
	Pargo	Petrobras	31/12/1988	141.790,10	691.604,00	4,88
	Peregrino	StatoilBrasil	09/04/2011	4.167.438,54	1.789.286,14	0,43
	Pirambu	Petrobras	25/03/2013	211.695,44	3.076,92	0,01
	Piraúna	Petrobras	31/12/1983	167.962,14	354.396,00	2,11
	Polvo	HRT O&G	04/08/2007	671.854,14	1.659.574,56	2,47
	Roncador	Petrobras	25/01/1999	14.827.830,13	5.368.399,60	0,36
	Salema	ShellBrasil	31/12/1993	158.177,72	308.660,85	1,95
	Trilha	Petrobras	01/03/1984	20.379,42	420,02	0,02
	UbarãoAzul	OGX	09/05/2012	240.630,41	4.359,80	0,02
	Vermelho	Petrobras	31/01/1989	380.746,17	2.560.872,00	6,73
	Viola	Petrobras	31/01/1985	133.017,98	197.568,46	1,49
	Voador	Petrobras	17/11/1992	568.967,10	832.648,81	1,46
Santos	Baúna	Petrobras	19/02/2012	2.087.863,87	30.058,17	0,01
	Lagosta	Petrobras	25/04/2009	83.144,59	5.197,77	0,06
	Lula	Petrobras	29/12/2010	6.262.162,88	32,25	0,00
	Mexilhão	Petrobras	19/04/2011	173.245,31	27.426,21	0,16
	Sapinhoá	Petrobras	05/01/2013	1.655.328,22	65,32	0,00
	Tambaú	Petrobras	04/08/2012	6.927,01	1.510,03	0,22

---

Uruguá	Petrobras	14/07/2010	567.360,50	60.447,14	0,11
	Total		10.836.032,38	124.736,89	0,01
	Total Geral		107.152.244,15	94.924.064,52	0,89

(Fonte: Base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br))

#### 4.1. TIPOS DE TRATAMENTO

Água Produzida é o efluente resultante dos processos de separação existentes nas estações coletoras e de tratamento na produção de petróleo, seu destino poderá ser o descarte, onde deverá passar por tratamentos de modo em que atenda às necessidades da legislação vigente (FERREIRA, 2016). Para essa água ser reutilizada (reciclada), o seu tratamento deve atingir os padrões necessários ao processo em que será utilizada.

A primeira etapa do tratamento primário operados em campos *onshore* é usualmente levados em mecanismos de separação gravitacional, tais como os separadores *American Petroleum Institute (API)*, *Corrugated Plate Interceptor (CPI)* e *Parallel Plate Interceptor (PPI)*.

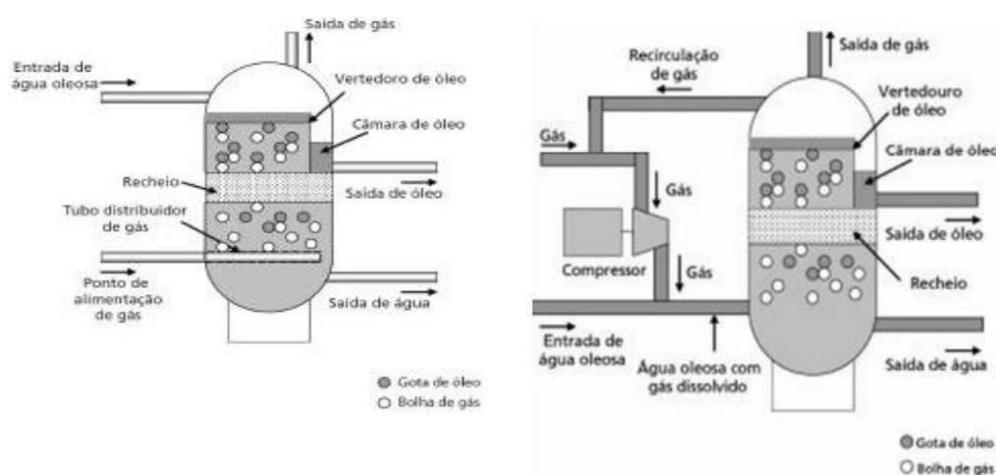
Estes separadores são utilizados em tratamento de rejeitos oleosos, por ser uma simples inserção e por se basear nos seguintes estágios: formação de bolhas de gás no interior do rejeito; embate de bolhas gasosas com as gotículas de óleo suspensas na água; fusão das bolhas gasosas nas gotículas de óleo; e a elevação dos agregados bolha-gotícula até a superfície, onde ocorre a recuperação do óleo. No procedimento de flotação, a água de produção descartada consegue chegar a concentrações em torno de 5mg/L de óleos e graxas (CAPPS et al., 1993).

- **Flotadores**

De acordo com Souza Filho (2002), a Flotação em si se baseia numa operação unitária a fim de proporcionar a separação entre as fases líquidas. Sendo assim, a Flotação a gás dissolvido consiste em saturar previamente gás pressurizado na água oleosa e então, dirigir tal mistura até a câmara de flotação, sob pressão atmosférica. Em tal tanque, existirá a presença de uma

válvula capaz de gerar bolhas com tamanhos expressivamente reduzidos ( $< 102 \mu\text{m}$ ). Desse modo, como o óleo presente na água é hidrofóbico, isso irá promover a adesão do mesmo na superfície das bolhas de ar e a posterior ascensão da nova fase óleo-gás devido ao diferencial de densidade entre as fases. A Figura 1 a seguir demonstra o esquema de funcionamento do flotador a gás dissolvido.

**Figura 1 – Funcionamento do Flotador a gás dissolvido e do Flotador a gás induzido**



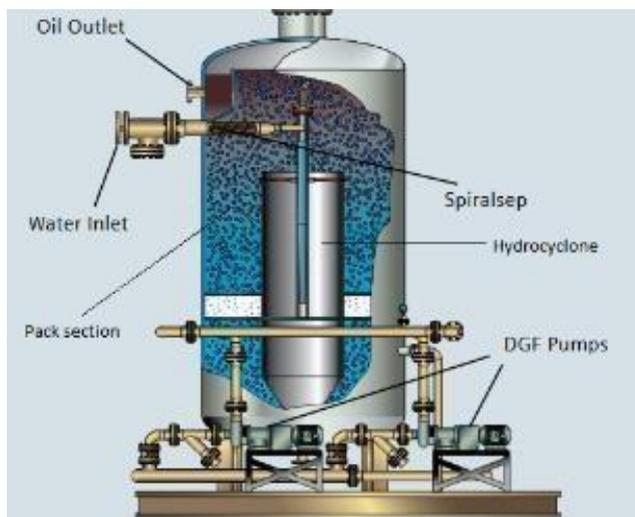
(Fonte: <http://www.ebah.com.br/content/ABAAe1alAG/tratamento-agua-descarte-reinjecao-almir-candido#>)

O Flotador a gás induzido é um equipamento empregado na remoção de óleo presente na água, a baixas concentrações. Seu princípio de funcionamento baseia-se na indução hidráulica do gás, ocorrendo assim a flotação do óleo.

O flotador a gás induzido é basicamente constituído por seis câmaras de água, um tubo edutor instalado verticalmente em cada uma das 4 câmaras intermediárias e uma câmara para coleta de óleo removido.

A água tratada pelo Flotador a gás dissolvido e pelo Flotador a gás induzido segue para uma mesma tubulação onde é descartada para o mar. Na Figura 2 podem ser observados os componentes de um Flotador para água oleosa.

**Figura 2–Flotador para água oleosa**



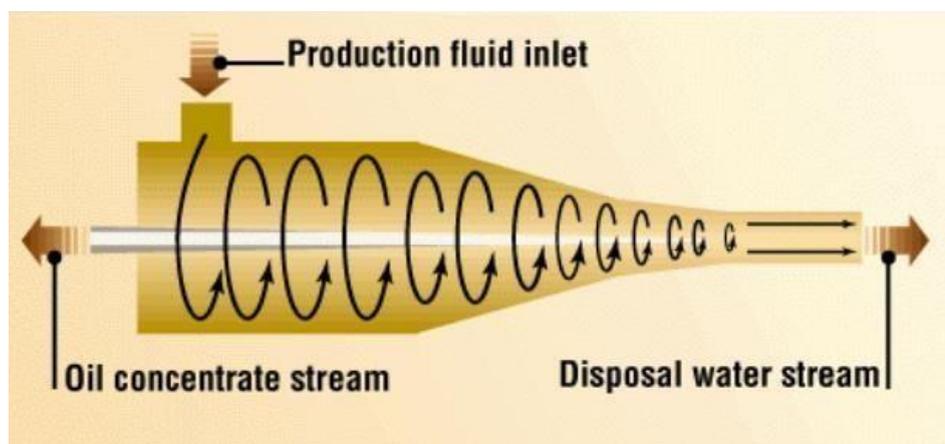
(Fonte: Siemens Water Solutions)

O rejeito desses dois Flotadores é direcionado para um vaso de dreno fechado, onde ocorre separação bifásica, sendo a fase líquida deste último enviada para o 2º estágio e o gás para o sistema de ventilação industrial.

- **Hidrociclones**

Segundo Alves (2012) o desempenho de um hidrociclone é, principalmente, influenciado pela geometria do equipamento, diferença de densidades das fases, condições de operação como vazão da entrada, concentração e distribuição de diâmetros da fase dispersa e das pressões nas saídas. Na figura 3 abaixo está representado o esquema de funcionamento de um hidrociclone:

Figura 3 – Esquema de funcionamento de um hidrociclone



(Fonte: <http://images.pennwellnet.com/ogj/images/ogj3/9712jve01.gif>)

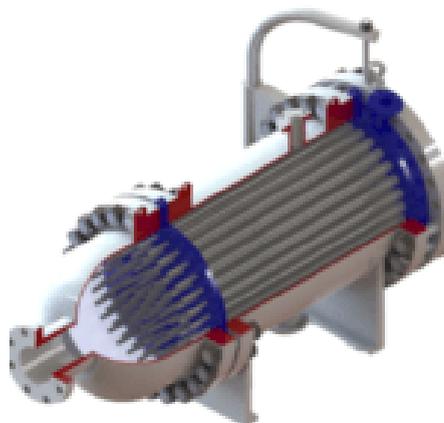
Uma das grandes vantagens da utilização de um hidrociclone frente a outros separadores centrífugos é a sua simplicidade de construção e o fato de não apresentar partes móveis. Outras vantagens de sua aplicação são apresentadas por Svarovsky (2000):

- Grande versatilidade sendo utilizados para vários propósitos diferentes;
- São equipamentos simples, baratos para comprar, instalar e operar. Além de requerer pouca manutenção;
- Tem tamanho reduzido quando comparado a outros equipamentos de separação, característica importante para quando a disponibilidade de espaço é limitada;
- As grandes tensões cisalhantes existentes em seu interior durante seu funcionamento é uma vantagem quando o interesse é a classificação de sólidos, uma vez, que ocorre a quebra de aglomerados. Outra vantagem seria facilitar a separação quando fluidos pseudoplásticos são utilizados. Svarovsky (2000) apresenta também, algumas desvantagens da aplicação de hidrociclones, sendo elas:
  - O hidrociclone após a sua instalação e operação é um equipamento de certa forma inflexível devido a sua grande sensibilidade a variação na vazão e concentração de alimentação;
  - Existem limitações quanto a sua capacidade de concentração e clarificação. Essas limitações podem ser superadas com o uso de operações multiestágios, porém com um maior custo e espaço requerido;

- São suscetíveis à abrasão;
- As grandes tensões cisalhantes no interior do hidrociclone impedem a floculação de certos sólidos.

Na figura 4 que segue tem-se um hidrociclone encapsulado:

**Figura 4 – Hidrociclone encapsulado**



(Fonte: <https://www.etinov.com.br/produtos/hidrociclones-encapsulados/>)

Em uma Plataforma, a água a ser tratada é proveniente dos poços produtores, chegando ao sistema de tratamento de água produzida vinda dos separadores primários para os hidrociclones de primeiro estágio e dos Tratadores eletrostáticos, de onde segue para os hidrociclones.

A água da saída dos hidrociclones é dividida em 02 correntes, uma direcionada para o Flotador a gás dissolvido e a segunda para o Flotador a gás induzido.

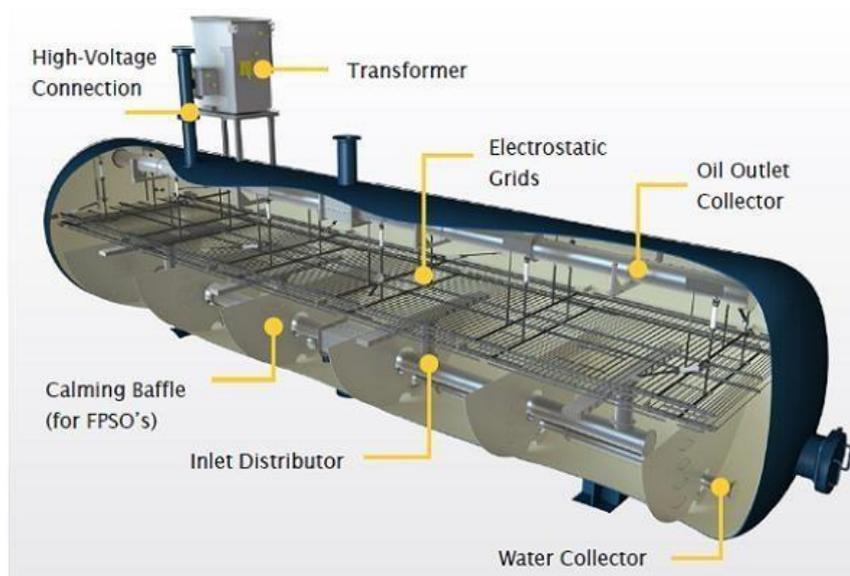
- **Coalescedores**

Outro tipo de tratamento é por intermédio de coalescedores, que ocorre através de uma separação eletrostática em que se fundamenta em um fluido condutor disperso em um fluido não condutor. A partir disto, a água existente seria o fluido condutor que é posto sob efeito de um campo elétrico. Desse modo, no interior do equipamento, gotículas de água são atuadas por meio de forças viscosas, eletrostáticas e gravitacionais. Sob ação deste campo, as gotículas se polarizam e mudam sua geometria de esférica para uma forma elíptica. Com isso, as gotículas tendem a se dispersar com o campo elétrico, proporcionando uma

interação dipolo-dipolo entre elas, propiciando assim a coalescência (PETROBRAS, 2001).

Na figura 5, está representado um coalescedor eletrostático:

**Figura 5 – Coalescedor eletrostático**



(Fonte: <http://www.frames-group.com/Products/Electrostatic-Coalescers>)

- **Separação por membranas**

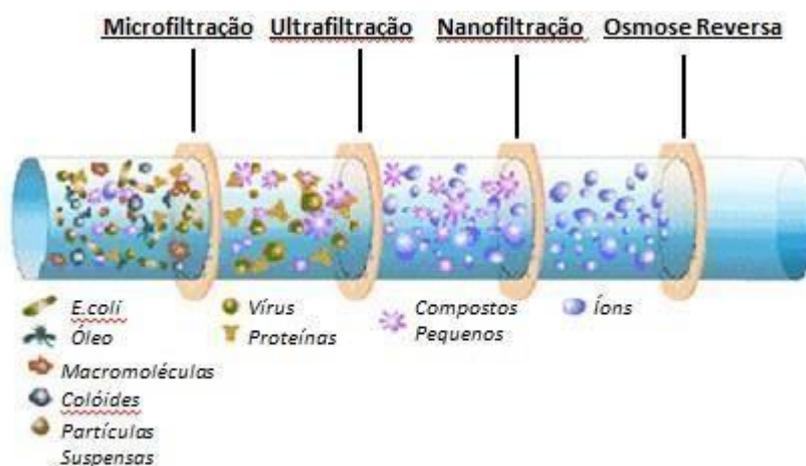
A técnica de separação por membranas pode ser classificada como uma transformação das técnicas de separações tradicionais. Difere-se principalmente no tamanho dos poros. Dessa maneira, escolher o processo mais apropriado dependerá de algumas circunstâncias como: qualidade do fim do produto, tamanho das partículas, custo operacional e de manutenção (NUVOLARI; COSTA, 2010). Existem tecnologias que atuam com membranas que serão mencionadas posteriormente, porém são conhecidas como processos de: microfiltração, ultrafiltração, nanofiltração e osmose reversa.

Na ação das membranas, a técnica dispõe de vantagens e desvantagens. E uma de suas vantagens seria a viabilidade de manter gotículas com diâmetro inferior a 10  $\mu\text{m}$ . Ademais, se comparado a outras técnicas, o custo é expressivamente menor, como também a qualidade considerável do filtrado produzido e por não fazer uso de produtos químicos (CHAKRABARTY et al., 2008). Já as desvantagens são as contrariedades relacionadas à polarização e

incrustações. A primeira acontece quando a concentração de soluto na membrana difere do seio do fluido, desta maneira verifica-se uma queda de fluxo do permeado (CHEREMISINOFF, 1998). Porém, a segunda corresponde à redução de fluxo depois de estabilizado. Estudos estão sendo feitos tanto para melhorar o processo, quanto para auxiliar na redução da quantidade de água desperdiçada durante a técnica de separação por membrana.

Segundo Silva (2009), uma das principais características dos processos de separação por membranas é que eles podem ser operados em procedimentos similares à filtração, denominada frontal ou convencional, mas também em modo tangencial, em que a corrente de alimentação flui paralelamente à superfície da membrana, enquanto o permeado flui transversalmente a mesma. Esse tipo de escoamento reduz o acúmulo de material retido sobre a membrana, sendo possível estabelecer um regime de escoamento para a transferência de massa (MULDER, 1996). Nesse tipo de escoamento, ainda ocorre o acúmulo das espécies retidas na superfície da membrana, no entanto, pode-se minimizar este acúmulo com alterações na hidrodinâmica do escoamento na corrente de alimentação. Na figura 6 estão demonstrados os níveis de passagem de diferentes tipos de membrana.

**Figura 6 – Nível de passagem de diferentes tipos de membranas**



(Fonte: <https://www.snatural.com.br/membranas-ultrafiltracao-filtracao-agua/>)

Microfiltração é um processo de separação por membranas em que são utilizadas na separação de sólidos suspensos existentes na água. Os sólidos mencionados podem ser vírus, bactérias, entre outras partículas. Trata-se de

um processo tecnológico em que pode ser usado em conciliação com outras técnicas, como, por exemplo, a nanofiltração e a osmose reversa. Sendo assim, ela opera como uma proteção para esses procedimentos (NUVOLARI; COSTA, 2010).

O processo de microfiltração (MF) é um dos PSM mais antigos e com técnica mais consolidada, apresentando diversas utilizações na indústria (SILVA, 2009). Esse processo utiliza membranas porosas com diâmetro dos poros na faixa de 0,1 a 10  $\mu\text{m}$ , sendo seu uso indicado para retenção de materiais em suspensão e emulsões (HABERT; BORGES; NOBREGA, 2006).

Ultrafiltração é um processo de separação em que as membranas possuem poros com menores diâmetros se confrontadas com as membranas de microfiltração. Desta forma, para não influenciar o fluxo do procedimento é fundamental o uso de maiores pressões de operações. Sendo assim, as membranas de ultrafiltração possuem a capacidade de manter menores partículas se correlacionada a microfiltração, como matéria orgânica e colóide, devido ao tamanho dos poros (NUVOLARI; COSTA, 2010).

Os objetivos do tratamento da água produzida são, principalmente, recuperar parte do óleo presente na emulsão e condicioná-la para reinjeção ou descarte. Em casos de descarte o teor de óleos e graxas (TOG) deve ser menor ou igual a 29mg/L. Já a reutilização da mesma para reinjeção este teor deve estar entre 5-10mg/L, vai depender das características do poço o qual será injetado (COSTA, 2017).

Os tratamentos aplicados à água produzida são de extrema importância para a redução das concentrações de diversos compostos químicos tóxicos e nocivos ao meio ambiente. Atualmente, as tecnologias de tratamento disponíveis melhoraram significativamente. Parte dessa melhora se deve às regulamentações ambientais, assim como a iniciativa da própria indústria (GABARDO, 2007).

#### 4.2. ASPECTOS AMBIENTAIS E LEGAIS

Alguns efeitos colaterais são causados pela técnica de reinjeção de água produzida e requerem uma atenção especial, pois precisam ser avaliados e estudados antes que o projeto entre em operação. Tais efeitos incluem altas

temperaturas de injeção de água, levando à melhor injetividade e mudanças na propagação da fratura, avaliação de possibilidades de incrustação, substituição dos materiais de equipamentos e de linhas de fluxo por outros compatíveis (OTC, 2005).

Alguns indicadores precisam ser examinados em conformidade com as normas do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) para descarte de água produzida. Entre esses indicadores estão: o TOG, a dureza, a salinidade e a temperatura.

A salinidade da água produzida alcança uma zona superior a 30.000 mg/L, em campos marítimos. Esse alto teor de sal é oriundo da injeção da água do mar, possuindo também uma parcela expressiva proveniente da água conata. A princípio, a água produzida possui particularidades compatíveis com a formação, porém após a fusão com a água do mar as particularidades de ambas as águas podem ser observadas através da presença de alguns ânions, sais dissolvidos e cátions metálicos. Regularmente, a oscilação da salinidade é de 250 mg/L a 300 g/L (SCHLUTER, 2007). Já, segundo a resolução do CONAMA nº 393, de 08 de agosto de 2007, a água produzida no Brasil deve ter a concentração média de TOG de até 29 mg/L por mês, o equivalente a 42 mg/L como concentração máxima diária.

No Brasil e em diversos países do mundo para determinação da toxicidade da água de produção, normalmente, são realizados testes de toxicidade aguda e crônica em organismos marinhos. Seus resultados são expressos em CL50 ou CE50 que se tratam da concentração mínima que causa efeito letal (CL50) ou efeito adverso (CE50) a 50% da população exposta à amostra. Já a toxicidade crônica expressa o efeito da exposição dos organismos ao efluente durante todo seu ciclo de vida ou parte importante dele. Seus resultados são expressos em CENO, isto é, a maior concentração testada onde não foi encontrado efeito adverso (GABARDO, 2007). Desta forma, entende-se que a toxicidade de uma amostra é inversamente proporcional ao CL50, CE50, CENO ou CEO (concentração de efeito observado), ou seja, quanto menor o valor dos parâmetros mencionados, mais tóxica é a amostra, pois significa que mesmo concentrações baixas daquele efluente causam efeitos aos organismos teste. A Tabela 2 apresenta os resultados de toxicidade verificados por Gabardo (2007, p.105) para a água produzida descartada por 23 plataformas brasileiras.

**Tabela 4 - Os resultados de toxicidade de água produzida verificada no descarte de plataformas brasileiras.**

Organismo teste	Parâmetro	Mínimo	Máximo	Mediana
<i>Lytechinus variegatus</i>	CENO (%)	0,30	5,0	1,97
	CEO (%)	0,60	10,0	3,92
<i>Mysidopsis juniae</i>	CL50 (%)	0,60	8,9	2,95
<i>Skeletonema costatum</i>	CE50 (%)	1,50	22,4	8,43
<i>Artemia sp.</i>	CL50 (%)	13,04	>100	61,30

(Fonte: Gabardo, 2007, p.105).

Os compostos presentes na água de produção que trazem maiores preocupações do ponto de vista ambiental são os hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA), pois comprovadamente algumas moléculas de HPA são bastante tóxicas por causarem efeitos prejudiciais genéticos e carcinogênicos (OGP, 2002). Porém, vale ressaltar que estes já existem em alguma concentração na água do mar, em regiões oceânicas, devido a exsudações de petróleo ou deposição de hidrocarbonetos presentes no ar atmosférico, e em regiões costeiras, principalmente por conta do aporte de rios com elevadas concentrações de esgoto doméstico, efluentes industriais, fuligem proveniente de queima incompleta de matéria orgânica, água de chuva, dentre outras fontes (GABARDO, 2007).

Incrustações são sais inorgânicos que possuem a capacidade de se agregar no reservatório, nos tubos de produção, no canhoneado, nos materiais de superfície e subsuperfície. Podem propiciar perdas, tanto total quanto parcial da vazão de produção, resultando na inatividade do poço e custos com interferência e limpeza.

Algumas incrustações acontecem com uma periodicidade maior nos campos petrolíferos e são do tipo sulfato de cálcio ( $\text{CaSO}_4$ ), carbonato de cálcio

(CaCO<sub>3</sub>), sulfato de bário (BaSO<sub>4</sub>) e sulfato de estrôncio (SrSO<sub>4</sub>). A presença de agentes incrustantes na água produzida pode ser reconhecida por meio do pH, alcalinidade, íons de magnésio e cálcio e dureza total (DUARTE, 2010).

A corrosão é a danificação de um equipamento, propiciado por degradações, variações químicas ou mudanças nas estruturas, como consequência de sua reação com o meio ambiente. Alguns problemas podem ser causados em poços de petróleo como: a diminuição da vida útil das instalações, aumento das despesas relacionadas à conservação e substituição de instalações e perdas de injetividade. A presença de agentes corrosivos na água produzida pode ser reconhecida por meio do oxigênio dissolvido, condutividade, sulfetos, sulfatos e pH. Este último, por sua vez, é um parâmetro de extrema importância, pois afeta tanto na hostilidade do fluido quanto na constituição de incrustações. Valores baixos de pH determinam aporte à corrosão, já os altos determinam aporte à incrustação, destaca-se que o ideal seria valores em torno de 7 (SANTOS, 2008).

Irregularidades no reservatório podem acontecer quando a água produzida é reinjetada, pois pode ocorrer o fechamento dos poros por depositar sólidos em suspensão, materiais orgânicos e óleo emulsionado na água. A examinação para reconhecer anomalias de tamponamento dos reservatórios são: sólidos em suspensão, turbidez e TOG (COSTA, 2017).

No contexto das regulamentações federais, aquelas que se aplicam à indústria de petróleo voltada para o descarte de água produzida, pode-se destacar a Portaria 422/2011 pertencente ao Ministério do Meio Ambiente (MMA) e Resoluções CONAMA 357/2005, 430/2011 e 393/2007. A Portaria do MMA controla os mecanismos para a licença ambiental federal de práticas e operações de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural, tanto no mar quanto em zonas de transição (terra-mar). Esta Portaria trata-se dos procedimentos de licenças de práticas de pesquisa sísmica, perfuração, produção, escoamentos de petróleo e gás natural e testes de poços. A mesma também estabelece que para cada fase do procedimento da licença é necessário apresentar análises específicas no momento de se requerer. Exclusivamente em referência a fase de produção de petróleo e gás natural, quando se é gerada a água produzida são indispensáveis as licenças citadas a seguir (MMA, 2011):

- Licença Prévia (LP): Apresentada na etapa precedente a preparação do empreendimento, permitindo sua localização e a viabilidade do meio ambiente.
- Licença de Instalação (LI): Concede a instalação das unidades. Só é permitida se estiver em concordância com os critérios registrados em programas, planos e projetos, mas precisam ser autorizados previamente.
- Licença de Operação (LO): Permite o início das práticas de produção e fluxo de petróleo e gás natural por meio das unidades que compõe o sistema de produção já inserido no local proposto. Da mesma maneira que na etapa de instalação, para se obter a Licença de Operação, é indispensável o consentimento do órgão ambiental para programas, planos, projetos e dimensões de controle do meio ambiente.

Não há uma lei particular para as peculiaridades da água produzida propriamente dita, apenas a classificação da água quanto à sua salinidade. Então, através de estudos são considerados alguns parâmetros importantes para análise da água produzida, tendo em vista atender outras particularidades fundamentais: Análise de Magnésio (Mg) e Cálcio (Ca), Análise de Cloreto, Análise do Teor de Óleos e Graxas (TOG), Análise de Dureza Total ( $\text{CaCO}_3$ ), Análise de Sólidos em suspensão, Análise de Oxigênio Dissolvido, Análise de pH, Análise de Ferro, Análise de Sulfetos e Sulfatos, Análise de Turbidez, Análise de Condutividade, Análise de Alcalinidade (VIEIRA, 2011).

Fica determinado através da Resolução CONAMA 393/2007 que os descartes de água produzida na região oceânica devem obedecer a um limite diário para o teor de óleos e graxas (TOG) de 42 mg/L e uma concentração média mensal de 29 mg/L, calculada através de uma média aritmética simples, com base nos valores diários de TOG para os descartes realizados. Caso haja descarte de água produzida com valores de TOG acima do limite máximo diário estabelecido, deverá haver comunicação imediata ao órgão ambiental. Já para situações onde a média mensal fique acima de 29 mg/L, deverá ser elaborado um relatório de não conformidade para encaminhamento ao órgão ambiental com a identificação e justificativa do ocorrido (MMA, 2007).

Determina-se ainda através do artigo 10 da resolução em questão, o

monitoramento semestral da água produzida tratada a ser descartada pelas plataformas, com análise dos seguintes parâmetros, além do já mencionado TOG (MMA, 2007):

- Compostos inorgânicos: arsênio, bário, cádmio, cromo, cobre, ferro, mercúrio, manganês, níquel, chumbo, vanádio, zinco;
- Radioisótopos: Rádio-226 e Rádio-228;
- Compostos orgânicos: hidrocarbonetos policíclicos aromáticos - HPA, benzeno, tolueno, etilbenzeno e xilenos - BTEX, fenóis e avaliação de hidrocarbonetos totais de petróleo - HTP através de perfil cromatográfico;
- Toxicidade crônica da água produzida determinada através de método ecotoxicológico padronizado com organismos marinhos;
- Parâmetros complementares: carbono orgânico total - COT, pH, salinidade, temperatura e nitrogênio amoniacal total.

A ANP como órgão regulador da indústria do petróleo tem o papel de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes do setor, podendo ainda atuar e aplicar sanções administrativas em decorrência do seu poder de polícia administrativa (NASCIMENTO, 2009). Fica estabelecido também, através da Lei do Petróleo que é dever desta agência fazer cumprir as boas práticas de preservação do meio ambiente. De forma a garantir o atendimento desta determinação, a ANP conta com uma Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA), a qual cabe as seguintes funções, conforme descrito no regimento interno desta agência (Resolução CONAMA 357, 2005):

- i. Desenvolver, em articulação com as superintendências envolvidas, as diretrizes para a ANP no que diz respeito aos aspectos ambientais diretamente relacionados com as decisões e atuações da Agência, como órgão regulador do setor petrolífero e gás, bem como da distribuição e revenda de derivados de petróleo e de álcool;
- ii. - coordenar os esforços das Superintendências voltados às questões ambientais, no âmbito de atuação da Agência, visando à consistência e homogeneização nos assuntos relacionados ao meio ambiente;
- iii. coordenar a articulação com os agentes governamentais e

econômicos no que se refere às questões ambientais pertinentes às atividades da Agência;

- iv. Acompanhar o desenvolvimento científico e tecnológico na área ambiental que possa influenciar as ações regulatórias da ANP.

O fato de não ter uma lei ambiental específica dificulta uma correta avaliação dos parâmetros examinados, pela ausência de marcos mínimos e máximos individuais para cada parâmetro. Com isso, a qualidade da água envolvida deve levar em consideração as dificuldades associadas com a incrustação, corrosão e tamponamento dos reservatórios, por conseguinte serão apresentados, a seguir, conforme os parâmetros sugeridos, quais dessas análises precisam ser realizadas para reconhecimento dessas irregularidades.

#### 4.2 ESTRATÉGIA DE UTILIZAÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA

Então, como visto no capítulo anterior, a geração de água produzida vem aumentando significativamente com o passar dos anos se comparada a produção de óleo no Brasil e com isso, se faz necessário um estudo ainda mais abrangente dos caminhos que a água produzida pode seguir, como também seus devidos tratamentos.

O descarte de água produzida possui uma grande inferência na indústria petrolífera em virtude das leis ambientais que tem se tornado ainda mais exigente ao longo do tempo. A partir daí, Thomas (2004) fez um estudo e constatou que o descarte tem que se comportar da seguinte forma:

- *Onshore*: É recomendado descartar a água produzida após o devido tratamento. Assim, evitando causar problemas no reservatório e nos equipamentos através da corrosão e/ou obstrução dos poços.
- *Offshore*: O descarte no mar só poderá ocorrer, depois do seu devido tratamento, em que a água passe a se adequar nos parâmetros requeridos pelas leis.

A reinjeção de água produzida acontece de maneira que o óleo presente no reservatório se desprenda e vá em direção aos poços produtores, para que

haja a recuperação secundária, objetivando na manutenção de pressão no reservatório e conseqüentemente, o aumento da produção de petróleo.

No decorrer do tempo, a preocupação ambiental passa a aumentar ainda mais, devido aos efeitos do descarte de água produzida, com isso unidades de operação de petróleo passam a considerar a possibilidade de se reinjetar esta água produzida, com a finalidade no aumento da pressão nos reservatórios e extração do petróleo, a custos infinitamente menores. Além dos benefícios voltados ao meio ambiente, há inúmeros outros e são eles (COSTA, 2017):

- Compatível quimicamente com a água de formação, contanto que seja domesmo reservatório;
- Baixos custos posteriormente a implantação da planta de reinjeção;
- Contenção da área e do peso devido à otimização das plantas de tratamentoda água;
- Reuso da água produzida.

Nos dias de hoje, tornou-se corriqueiro ouvir falar em “descarte zero”, “emissão zero” ou “reuso de água”, devido a esta prática está sendo aplicada por diversas companhias petrolíferas (SANTOSO et al., 2003). E uma das maneiras para certamente poder aplicar é através da reinjeção de água produzida, em poços de descarte ou reservatório. Na Tabela 3 é possível perceber as vantagens e desvantagens da reinjeção de água produzida (FURTADO et al., 2005).

Tabela 3 - Vantagens e desvantagens da Reinjeção de água produzida (RAP).

Vantagens	Desvantagens
Atende aos novos rumos das legislações ambientais.	Aumento da corrosão em equipamentos de superfície.
Reutiliza um efluente que seria descartado.	Obstrução dos poros.
Liberação de águas de outros efluentes para outras aplicações.	Necessidade de muito espaço na plataforma para tratamento.
Aumenta o fator de recuperação de óleo.	Acidulação Biogênica.
Quando não misturada com a água do mar, o risco de causar incrustação é menor.	Se misturado a água do mar, a água produzida pode aumentar a taxa de incrustação.

Fonte: Furtado et al, 2005

Outros benefícios da reinjeção de água produzida diferente dos que já foram citados anteriormente são:

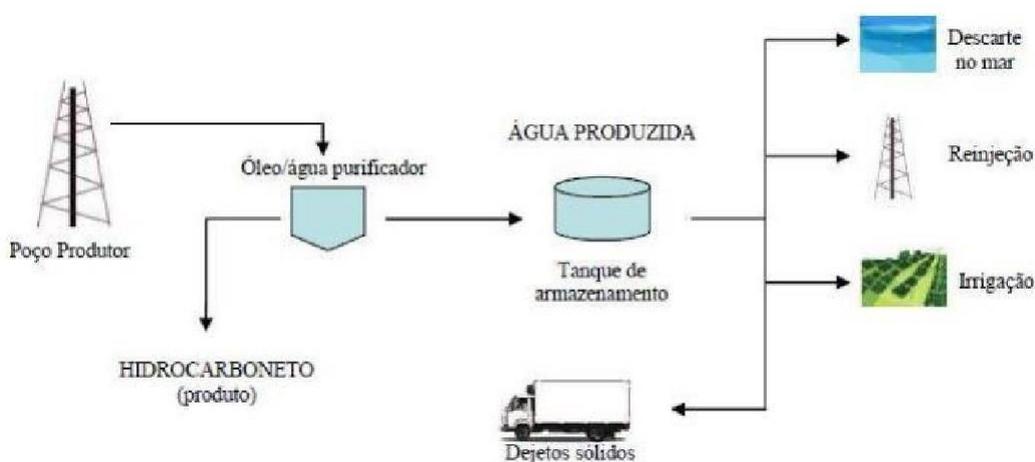
- O índice de injetividade aumenta se comparado à água do mar: O aumento da viscosidade da água pode vir através das baixas temperaturas, impossibilitando a injeção da mesma.
- Baixa consistência quanto ao Teor de óleo e graxas: O lançamento nos oceanos não será mais aceitável se o TOG exceder os marcos esperados.

Para selecionar o tratamento da água produzida para reinjeção, em condições e escolha dos equipamentos de tratamento, são necessárias informações relacionadas à caracterização da água produzida, tratando-se esta a primeira e mais significativa fase a ser concretizada (PRESTELO, 2006). Como as peculiaridades da água de formação podem diversificar conforme o reservatório, não há lei que indique o devido tratamento, necessitando ser analisado caso a caso (VIEIRA, 2011).

Entretanto, em um projeto de implantação de reinjeção de água produzida precisam ser tomadas algumas precauções, entre elas vale destacar a averiguação dos critérios desta água produzida a ser reinjetada. É necessário fazer uma filtragem mais complexa desta água se comparada a água do mar, em virtude do alto teor de sólidos (20 a 80 mg/L) e a existência de partículas maiores que 30 micras, passando também por um processo químico de separação devido aos altos teores de óleos e graxas (TOG).

A água produzida é quimicamente muito complexa e é formada como subproduto da produção de petróleo e gás natural. Existem três possíveis fins da água produzida e são eles: descarte, injeção e reuso. Porém, para todos esses fins é necessário um tratamento específico com o propósito de atender as demandas ambientais, operacionais ou da atividade produtiva que usará como matéria-prima (BURFORD, R ; FANE, A.G.; HONG, A.; 2003). A procura por tratamentos contemporâneos da água produzida é de muita importância quando se demonstra que a produção petrolífera tem aumentado significativamente ao longo dos anos (BP, 2012). A Figura 7 ilustra o processo que a água produzida passa até serem definidos os destinos que podem ser dados a água produzida pela indústria.

**Figura 7- Processo da água produzida.**



Fonte: Adaptado de Vsep (2007)

## 5 DESCRIÇÃO DO PROJETO NA PLATAFORMA PAMPO

Neste tópico será apresentada como se deram as etapas de execução do projeto e a estratégia de melhoria na Plataforma Pampo.

### 5.1 ETAPAS DE EXECUÇÃO DO PROJETO

- a) Nome da Instalação: Plataforma de Pampo (PPM-1)
- b) Proprietário: TRIDENT ENERGY
- c) Operador da Instalação: TRIDENT ENERGY
- d) Localização: O Campo de Pampo está situado na Bacia de Campos (RJ), a cerca de 80 km da costa do estado do Rio de Janeiro e foi descoberto por intermédio do poço 1-RJS-40 em julho de 1977. A área coberta pelo seu ring fence abrange cerca de 145,6 km<sup>2</sup>, distribuídos numa lâmina d'água que varia entre 108 e 210 m.

A PPM-1 é uma plataforma do tipo jaqueta lançada no ano de 1984 em lâmina d'água de 115 metros. A jaqueta inferior tem as dimensões de 68,0 x 68,0 metros e a superior 44,0 x 22,0 metros, totalizando um peso (massa) de 10.700 toneladas.

A unidade é parte integrante do Ativo de Produção Norte da UO-BC, possui sonda de perfuração, plantas de processamento de óleo e gás e de tratamento de água de produção para descarte.

A seguir serão descritas as etapas da implantação dos flotores da PETROBRAS na Plataforma de Pampo (PPM-1):

- Instalação dos flotores

Este projeto básico prevê a instalação do 2º flotador e de uma unidade de injeção de produtos químicos que futuramente atenderá aos dois flotadores.

- Injeção de água produzida no PM-20

Os objetivos deste Memorial são descrever as modificações a serem realizadas no sistema de injeção de água produzida no PM-20, definindo o escopo dos serviços a serem executados, e fornecer os dados básicos para a aquisição das novas bombas.

- Reengenharia da planta de processo de PPM-1

Esta Base de Projeto tem como objetivo fornecer as informações básicas necessárias para execução do retorno do vaso V-500 a sua condição de flotador, utilizando a tecnologia DGF (Flotação por Gás Dissolvido).

Com a incorporação de nova tecnologia DGF (Dissolved Gas Flotation), haverá melhora na eficiência de flotação.

- Modificações no flotador vertical

Fornecer informações que permita realizar modificações no flotador vertical, fabricação MPE, instalado na Plataforma de Pampo, para permitir sua operação com bomba DGF (Dissolved Gas Flotation Pump) de fabricação Monosep, substituindo os “sparging tubes” existentes.

- Injeção de água produzida nas dolomitas

Os objetivos deste Memorial são descrever as modificações a serem realizadas no sistema de injeção de água produzida no PM-20, definindo o escopo dos serviços a serem executados, e fornecer os dados básicos para a aquisição das novas bombas.

## 5.2 ESTRATÉGIA DE MELHORIA

As soluções *Baleen Process* oferecem suas novas tecnologias proprietárias como um completo pacote de água produzida, abrangendo todos os elementos-chave para uma produção bem-sucedida e eficaz tratamento de água.

O sistema proposto da solução *Baleen Process* é composto por duas etapas de remoção de óleo e uma etapa de remoção de sólidos.

O estágio primário de remoção de óleo é realizado pelo *Baleen Process Solutions Separation Vessel*.

Este equipamento utiliza um projeto DGF otimizado para a flotação de sólidos suspensos e hidrocarbonetos. Este equipamento irá garantir que o óleo a granel (gotas grandes de óleo) e o óleo leve as partículas sólidas revestidas são separadas da água produzida. Este processo irá remover o a maior parte do óleo é proveniente da água produzida. Durante as flutuações do processo, este processo não garantir conformidade cem por cento do tempo. Nossa recomendação é continuar a processar os fluidos através do processo terciário abaixo para garantir a conformidade da água ao mar continuamente.

A água produzida será então processada por um sistema de remoção de Sólidos, o SRV-28, que irá capturar as partículas sólidas revestidas de óleo pesado que não podem ser removidas no óleo primário fase de remoção, enquanto permite que o óleo restante livre passe pelos filtros.

A última etapa da remoção de óleo é realizada pela *Baleen Process Solutions* proprietária tecnologia Kleen Coalesce.

O coalesce Kleen é um sistema de polimento lavável e removedor de óleo que usa um polímero mídia para aumentar a coalescência do óleo. Este design especial permite que o Kleen Coalesce efetivamente processar e remover o óleo remanescente muito difícil até 5-20 microns de tamanho. As gotículas de óleo são removidas fluindo a água através do meio; o polímero atrai o óleo e promove coalescendo dentro da estrutura da mídia, então o óleo é separado no topo do navio no óleo câmara de coleta.

Água produzida dentro das especificações exigidas em uma base contínua.

#### **Vantagens:**

- O design pode adaptar a taxa de fluxo facilmente;
- Reutilizar os existentes e minimizar custos.

#### **Desvantagens:**

- Unidade de estágio único / possível necessidade de um segundo estágio paratratamento;
- Dificuldades relatadas para operação estável e atualmente operando em manual;

- A manutenção é mais demorada devido ao design (limpeza do revestimento)
- Instalando novos hidrociclones

Instalação de novos hidrociclones usando design compacto: Vantagens:

- Mais fácil de manter;
- Design compacto / pegada pequena;
- Possibilidade de instalar o tipo de 2 estágios para lidar com o design de menoreficiência no nível do separador devido à baixa densidade API.

**Desvantagens:**

- Menos flexível para gerenciamento de fluxo em comparação com o tipo de Manifold.

## **6 CONCLUSÃO**

Portanto, o presente trabalho descreveu os diferentes tipos de tratamento da água produzida, bem como apontar as problemáticas ambientais e a legislação vigente relacionada à estratégia de utilização. Para tanto se realizou uma pesquisa por meio de revisão bibliográfica de diversas fontes de autores cujas produções versam sobre os tipos de tratamento da água de petróleo tais como coalescedores e separação por membranas. Também foi desenvolvida uma pesquisa documental, sobretudo na legislação vigente. Também serão apontadas as estratégias de utilização da água produzida.

Na Plataforma Pampo -1 foram utilizados hidrociclones e flotadores, para adequar os níveis de TOG. E, como estratégia de melhoria, foi utilizado o Baleen Process, composto por duas etapas de remoção de óleo e uma etapa de remoção de sólidos. Diante da legislação

ambiental e dos riscos que podem ser provocados pela água de produção, percebe-se a importância no desenvolvimento de tecnologias que permitam melhorar o tratamento da água produzida, com qualidade e baixo custo para que os problemas com descarte e reuso da água produzida sejam mais acessíveis à indústria petrolífera.

## REFERÊNCIAS

AKW. 2018. Disponível em: <http://www.akwauv.com/Hidrociclones-AKA-VORTEX-e-distribuidoresradiais-AKA-SPIDER.htm>. <acesso em 05/05/2021>

ALVES, João Victor Barbosa. **Hidrociclone para a Separação do Óleo Residual de Água em Refinarias**. XVIII, 90 p.; il. (Dissertação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro. 2012. Disponível em: <http://docplayer.com.br/31176452-Hidrociclone-para-a-separacao-do-oleo-residual-de-agua-em-refinarias.html> <acesso em 14/06/2021>

AMINI, A.; LAURENCIN, C.; NUKAVARAPU, S. **Engenharia de tecido ósseo: avanços e desafios recentes**. 2012. Disponível em: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3766369/> <acesso em 14/06/2021>

ANP. **Rodadas de Licitação – Apresentação**. 2012. Disponível em (Acesso em 12/04/2014). Disponível em: [http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Per\\_eira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Per_eira_Gomes.pdf) <acesso em 01/06/2021>

ARAI, Ary; DUARTE, Leandro Rocha. **Estudo da Formação das Incrustações Carbonáticas**. 2010. Monografia – Departamento de Engenharia de Petróleo, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000123.pdf> <acesso em 11/05/2021>

BAKKE, T.; KLUNGSØYR, J.; SANNI, S. **Impactos ambientais da água produzida e descargas de resíduos de perfuração da indústria petrolífera offshore norueguesa**. *Pesquisa Ambiental Marinha*, 92: pp. 154-169. 2013. Disponível em: [http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Per\\_eira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Per_eira_Gomes.pdf) <acesso em 01/05/2021>

BURFORD, R; FANE, A.G.; HONG, A. **Fatores que afetam a coalescência da membrana de emulsões óleo-em-água estáveis**. *Diário da Ciência Membrana*, 2003. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/5314> <acesso em 05/05/2021>

CABRAL, Rayssa Costa; SANTOS, Dheiver Francisco. **Estudo das principais técnicas para o tratamento de água produzida de petróleo. Uma análise das principais metodologias utilizadas em campo.** Disponível em: <https://periodicos.set.edu.br/fitsexatas/article/view/6782>. <acesso em 02/05/2021>

CAPPS, R. W; METELLI, G. N.; BRADFORD, M. L. **Redução do teor de óleo e graxa em águas residuais, processamento de hidrocarbonetos.** 1993. Disponível em: [https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA\\_ANAKAROLINACOSTA\\_S\\_CANEADO.pdf](https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA_ANAKAROLINACOSTA_S_CANEADO.pdf) <acesso em 10/06/2021>

CARMO, Stephanie do; *et. al.* **Tratamento de água produzida de petróleo utilizando microfiltração.** 2017. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/321400559\\_TRATAMENTO\\_DE\\_AGUA\\_PRODUZIDA\\_DE\\_PETROLEO\\_UTILIZANDO\\_MICROFILTRACAO](https://www.researchgate.net/publication/321400559_TRATAMENTO_DE_AGUA_PRODUZIDA_DE_PETROLEO_UTILIZANDO_MICROFILTRACAO). <acesso em 05/06/2021>

CAVACO, Paulo Cesar Cardoso; BARROS, Airton Bodstein de. **Gestão de efluentes e recursos hídricos em campos de produção de petróleo terrestres.** Disponível em: [https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos05/378\\_GESTAO%20DE%20EFLUENTE%20P%20Cavaco.pdf](https://www.aedb.br/seget/arquivos/artigos05/378_GESTAO%20DE%20EFLUENTE%20P%20Cavaco.pdf) <acesso em 12/05/2021>

CHAKRABARTY, B.; GHOSHALAND A.K.; PURKAIT, M.K. **Ultrafiltração de emulsão óleo-em-água estável por membrana de polissulfona.** Diário da Ciência Membrana, 2008. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/5314> <acesso em 04/06/2021>

CHEREMISINOFF, Nicholas. **Filtração Líquida.** 2. ed. Oxford: Butterworth-Heinemann, 1998. 320 p. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/2155/1/tcc-Marcos-Mayara-Meliza.pdf> <acesso em 15/06/2021>

CODAY, B.D.; *et. al.* **O ponto ideal da osmose direta: tratamento da água produzida, águas residuais de perfuração e outros fluxos líquidos complexos e difíceis dessalinização,** 333: pp. 23-35. 2014. Disponível em: [http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Pereira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Pereira_Gomes.pdf) <acesso em 01/05/2021>

**Conferência de Tecnologia Offshore (OTC).** 2005. Disponível em: <http://www.proceedings.com/07449.html> <acesso em 11/06/2021>

COSTA, Ana Karolina Menezes. **Análise sobre a água de produção para fins dedescarte e reinjeção.** Trabalho de Conclusão de Curso. 2017. UFF: Niterói/RJ. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/5314> <acesso em 11/05/2021>

**Coalescedores eletrostáticos.** Disponível em: <http://www.frames-group.com/Products/Electrostatic-Coalescers> <acesso em 07/06/2021>

FEITOSA, R. M. T. F; *et. al.* **Análise da viabilidade técnico-econômica nos métodos de tratamento de água produzida.** 2015. Disponível em: [http://www.resag.org.br/congressoresag2015/anais/img/pdfs/ID\\_115.pdf](http://www.resag.org.br/congressoresag2015/anais/img/pdfs/ID_115.pdf) <acesso em 07/06/2021>

FERREIRA, Bárbara Helinska. **Estudo dos processos de tratamento de água produzida de petróleo.** Trabalho de Conclusão de Curso. Natal: UFRN. 2016. Disponível em: <https://monografias.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/3067/1/TCC-2016%20-%20BARBARA%20HELINSKA%20FERREIRA.pdf> <acesso em 11/05/2021>

FERREIRA, Doneivan Fernandes. **Antecipando os impactos dos requisitos de garantia financeira para o descomissionamento offshore: um modelo de decisão para a indústria do petróleo.** Tese de Doutorado em Ciências. Campinas: Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade de Campinas. 2003. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/287568> <acesso em 05/06/2021>

FURTADO, C. J. A. *et al.* **Reinjeção de Água Produzida em Campos da Petrobras: Desafios e Perspectivas.** SPE Paper 94705, 2005. Disponível em: [https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/807/1/TCC\\_Priscilla\\_Reis\\_completo.pdf](https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/807/1/TCC_Priscilla_Reis_completo.pdf) <acesso em 14/06/2021>

GABARDO, Irene Terezinha. **Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar.** 2007. Tese de Doutorado em Química. Natal: Programa de Pós-Graduação em Química – CCET/UFRN, 250p. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/bitstream/123456789/17798/1/IreneTG.pdf> <acesso em 01/05/2021>

GABARDO, I.T; *et. al.* **Avaliação da água produzida nas plataformas offshore brasileiras.** 2011. Cap. 3 Em: *Água produzida, riscos ambientais e avanços em tecnologias de mitigação.* Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608p. Disponível em: [http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Per\\_eira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Per_eira_Gomes.pdf) <acesso em 11/05/2021>

GOMES, Ana Paula Pereira. **Gestão ambiental da água produzida na indústria de petróleo: melhores práticas e experiências internacionais.** Dissertação de Mestrado. 2014. UFRJ: Rio de Janeiro/RJ. Disponível em: [http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Pereira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Pereira_Gomes.pdf) <acesso em 01/06/2021 >

HABERT, C.A.; BORGES, C.P.; NOBREGA, R. **Processos de separação por membranas.** Rio de Janeiro: E-papers, 2006. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/5314> <acesso em 04/05/2021>

**Hidrociclones encapsulados.** Disponível em:

<https://www.etinov.com.br/produtos/hidrociclones-encapsulados/> <acesso em 07/06/2021>

MAGALHÃES, H. L. F; FREITAS, T. E. da S; NETO, S. R. de F. **Aspectos hidrodinâmicos de um hidrociclone no tratamento de águas produzidas: modelagem e simulação.** Disponível em:

[https://www.editorarealize.com.br/editora/anais/conepetro/2015/Modalidade\\_4da\\_taho](https://www.editorarealize.com.br/editora/anais/conepetro/2015/Modalidade_4da_taho)

[ra\\_30\\_03\\_2015\\_18\\_07\\_13\\_idinscrito\\_1799\\_9bcbd364d47d31bdbf4f6da50a2fc39c.p df](https://www.editorarealize.com.br/editora/anais/conepetro/2015/Modalidade_4da_taho_ra_30_03_2015_18_07_13_idinscrito_1799_9bcbd364d47d31bdbf4f6da50a2fc39c.pdf) <acesso em 11/05/2021>

**Membranas para Filtração de Água.** Disponível em:

<https://www.snatural.com.br/membranas-ultrafiltracao-filtracao-agua/> <acesso em 07/06/2021>

MMA. **Resolução CONAMA 001, de 23 de janeiro de 1986.** 1986. Ministério do Meio Ambiente, Brasil. Disponível em:

[http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Pereira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Pereira_Gomes.pdf) <acesso em 01/06/2021>

MMA. **Resolução CONAMA 393, de 8 de agosto de 2007.** 2007. Ministério do Meio Ambiente, Brasil. Disponível em:

[http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Pereira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Pereira_Gomes.pdf) <acesso em 01/06/2021>

MMA. **Portaria 422, de 26 de outubro de 2011.** 2011. Ministério do Meio Ambiente, Brasil. Disponível em:

[http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Pereira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Pereira_Gomes.pdf) <acesso em 01/06/2021>

MORAIS, José Mauro de. **Petróleo em águas profundas – Uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore.** IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada: Petrobras, Brasília, 424p. 2013. Disponível em:

[https://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com\\_content&view=article&id=18251](https://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=18251) <acesso em 13/05/2021>

MOTTA, Albérico Ricardo Passos da; *et. al.* **Tratamento de Água Produzida de Petróleo para Remoção de**

**Óleo por Processos de Separação por Membranas: revisão.** Revisão de literatura. EngSanitAmbient, v.18, n.1, jan./mar. 2013. Disponível em:

<https://periodicos.set.edu.br/fitsexatas/article/view/6782> <acesso em 02/05/2021>

MOURA, Arthur Duarte de. **Análise e projeto de hidrociclones para o espessamento do lodo gerado no tratamento de efluentes de indústrias têxteis.** Dissertação de Pós-Graduação. UFP: Bagé/RS. 2015. Disponível em:

[http://dspace.unipampa.edu.br:8080/bitstream/rii/1257/1/dissertacao\\_artur\\_mourao\\_engenharia.pdf](http://dspace.unipampa.edu.br:8080/bitstream/rii/1257/1/dissertacao_artur_mourao_engenharia.pdf) <acesso em 14/06/2021>

MULDER, Marcel. **Princípios básicos da tecnologia de membrana**. Kluwer Editora Acadêmica. 1996. Disponível em:  
<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/11808/000616909.pdf?sequence=1> <acesso em 15/06/2021>

NASCIMENTO, Livia Melo do. **O princípio constitucional da eficiência aplicado à outorga e à cobrança da água produzida na exploração petrolífera**. 2010.  
Dissertação de Mestrado em Direito Constitucional. Rio Grande do Norte: Programa de Pós Graduação em Direito – UFRN, 216p. Disponível em:  
[https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/13903/1/Princ%c3%adpioConstitucionalEfici%c3%aancia\\_Nascimento\\_2010.pdf](https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/13903/1/Princ%c3%adpioConstitucionalEfici%c3%aancia_Nascimento_2010.pdf) <acesso em 04/06/2021>

NASCIMENTO, Rodrigo Scoralick Fontoura do; VILLA, Daniel Khéde Dourado. **Modelagem e controle do sistema de nível de um flotador industrial**. Disponível em: <https://docplayer.com.br/171801507-Modelagem-e-controle-do-sistema-de-nivel-de-um-flotador-industrial.html> <acesso em 07/06/2021>

NSC. **A prevenção da poluição de instalações offshore**. 2002. Capítulo 8: Relatório de progresso para a 5ª Conferência do Mar do Norte, Bergen. pp: 160-171. Disponível em:  
[http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Pereira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Pereira_Gomes.pdf) <acesso em 04/06/2021>

NUVOLARI, Ariovaldo; COSTA, Regina Helena Pacca G. **Tratamento de efluentes. Reúso da água: conceitos, teoria e práticas**. São Paulo: Blucher, 2010. Disponível em:  
<https://app.uff.br/riuff/handle/1/5314> <acesso em 04/05/2021>

**PAMPO**. Disponível em:  
[http://www.anp.gov.br/images/planos\\_desenvolvimento/Pampo.pdf](http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Pampo.pdf) <acesso em 01/05/2021>

PÉREZ-CASANOVA, J.C.; HAMOUTENE, D.; HOBBS, K.; LEE, K. **Efeitos da exposição crônica à fração aquosa da água produzida no crescimento, desintoxicação e fatores imunológicos do Atlântico**. Cod. Ecotoxicologia e Segurança Ambiental, 86: pp. 239- 249. 2012. Disponível em:  
[https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA\\_ANAKAROLINACOSTA\\_S\\_CANEADO.pdf](https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA_ANAKAROLINACOSTA_S_CANEADO.pdf) <acesso em 10/06/2021>

PORCIÚNCULA, Cleiton Bittencourt da. **Simulação fluidodinâmica computacional de processo de separação por membranas**. Dissertação de Mestrado. UFRS: Porto Alegre/RS. 2007. Disponível em:  
<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/11808/000616909.pdf?sequence=1> <acesso em 15/06/2021>

PRESTRELO, Cristiano. **Aplicação do conceito de produção mais limpa no gerenciamento do uso da água em atividades terrestres de exploração e produção de petróleo**. Dissertação de mestrado. Universidade Federal da

Bahia, 2006. . Disponível em:  
[https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA\\_ANAKAROLINACOSTA\\_S\\_CANEADO.pdf](https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA_ANAKAROLINACOSTA_S_CANEADO.pdf) <10/06/2021>

RAZI, A. Fakhru'l-; *et. al.* **Revisão de tecnologias para tratamento de água produzida a óleo e gás.** 2009. Disponível em:  
[https://www.researchgate.net/publication/26275484\\_Review\\_of\\_Technologies\\_for\\_Oil\\_and\\_Gas\\_Produced\\_Water\\_Treatment](https://www.researchgate.net/publication/26275484_Review_of_Technologies_for_Oil_and_Gas_Produced_Water_Treatment) <acesso em 11/06/2021>

REBELLO, M. V. F; SILVA, M. A. da T; FONSECA, M. J. da C. **Avaliação do efeito de tensoativos no processo de tratamento da água produzida por membranas cerâmicas.** Trabalho de Conclusão de Curso. UFF: Niterói/RJ. 2016. Disponível em:<https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/2155/1/tcc-Marcos-Mayara-Meliza.pdf> <acesso em 14/06/2021>

RONCHI, Renata Peterle. **Avaliação da eficiência do ultrassom no processo de separação de fases em água produzida e em emulsões sintéticas do tipo o/a.** Dissertação de Mestrado apresentada à Universidade Federal do Espírito Santo, São Matheus, ES, Brasil, 2014. Disponível em:  
<https://repositorio.ufes.br/handle/10/1875#:~:text=O%20estudo%20evidenciou%20qu%e%20a,presen%C3%A7a%20de%20an%C3%A9is%20de%20Raschig.<acesso em 05/06/2021>>

SANTOS, Anderson Oliveira. **Estudo da Resistência a Corrosão em Aço e revestimento visando a aplicação em hastes de bombeio de petróleo.** Dissertação de mestrado. Universidade Tiradentes, 2008. Disponível em:  
[http://www.dominiopublico.gov.br/pesquisa/DetalheObraForm.do?select\\_action=&co\\_obra=109332](http://www.dominiopublico.gov.br/pesquisa/DetalheObraForm.do?select_action=&co_obra=109332) <acesso em 04/06/2021>

SANTOSO, E. A.; *et. al.* **Estratégia de descarte zero na qualidade da água: um estudo de caso em Minas. Conferência e exposição de petróleo e gás da Ásia-Pacífico.** 2003. Disponível em:  
<https://app.uff.br/riuff/handle/1/5314><acesso em 04/05/2021>

SCHLUTER, Helga Elisabeth Pinheiro. **Caracterização e amostragem da água produzida do campo de Fazenda Belém, Bacia Potiguar, em níveis de potabilidade.** Dissertação de mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007. Disponível em:  
[http://www.dominiopublico.gov.br/pesquisa/DetalheObraForm.do?select\\_action=&co\\_obra=89631](http://www.dominiopublico.gov.br/pesquisa/DetalheObraForm.do?select_action=&co_obra=89631) <acesso em 04/05/2021>

SILVA, Priscilla Maria Reis Thomé de Souza da. **Reinjeção de água produzida: qualificação da água e inovações tecnológicas.** Trabalho de Conclusão de Curso. UFF: Niterói/RJ. 2015. Disponível em:  
[https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/807/1/TCC\\_Priscilla\\_Reis\\_completo.pdf](https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/807/1/TCC_Priscilla_Reis_completo.pdf) <acesso em 14/06/2021>

SILVA, Thiago Crispim da; *et. al.* **Breve revisão sobre água produzida.** Disponível em:

<http://www.meioambientepocos.com.br/Trabalhos%20Cient%C3%ADficos/Qu%C3%ADmica%20Ambiental/287.%20BREVE%20REVIS%C3%83O%20SOBRE%20%81GUA%20PRODUZIDA.pdf> <acesso em 10/05/2021>

SILVA, Vítor Renan. **Microfiltração tangencial de soluções aquosas de pectina utilizando membranas cerâmicas**. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Curso de exata, Belo Horizonte, v. 10, n. 2, p. 95-106. 2017. Editora UniBH: 10.18674/exacta.v10i2.2178 Pós-Graduação em Tecnologia de Alimentos. Curitiba, 2009. Disponível em: [https://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/19482/Vitor\\_PPGTA2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://acervodigital.ufpr.br/bitstream/handle/1884/19482/Vitor_PPGTA2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y) <acesso em 05/05/2021>

FILHO, José Erasmo de Souza. **Processamento Primário de Fluidos: Separação e Tratamento**. Programa Trainees PETROBRAS. Salvador - BA, 2002. Disponível em: [http://www.resag.org.br/congressoresag2015/anais/img/pdfs/ID\\_115.pdf](http://www.resag.org.br/congressoresag2015/anais/img/pdfs/ID_115.pdf) <acesso em 11/05/2021>

FILHO, Pedro Walfir M. e Souza; *et. al.* **Índice de Sensibilidade Ambiental (ESI) mapeando o derramamento de óleo na Zona Costeira Amazônica: Projeto PIATAM Mar**. Revista Brasileira de Geofísica, 2009. Disponível em: [https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA\\_ANAKAROLINACOSTA\\_S\\_CANEADO.pdf](https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA_ANAKAROLINACOSTA_S_CANEADO.pdf) <acesso em 10/06/2021>

SVAROVSKY, Ladislav. **Separação Sólido-líquido**. República Tcheca: Butterworth-heinemann, p 191– 245, 2000. Disponível em: [http://dspace.unipampa.edu.br:8080/bitstream/riu/1257/1/dissertacao\\_artur\\_mestrado\\_engenharia.pdf](http://dspace.unipampa.edu.br:8080/bitstream/riu/1257/1/dissertacao_artur_mestrado_engenharia.pdf) <acesso em 14/06/2021>

THOMAS, José Eduardo. (Org.) **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/handle/1/5314> <acesso em 04/05/2021>

VEIL, J.A.; *et. al.* **Um livro branco que descreve a água produzida a partir da produção de petróleo bruto, gás natural e metano da camada de carvão**. 2004. Laboratório Nacional de Argonne / Departamento de Energia dos EUA, 87p. Disponível em: [http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Per\\_eira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Per_eira_Gomes.pdf) <acesso em 04/06/2021>

VIEIRA, Victor Menezes. **Água produzida no Segmento onshore de petróleo caracterização de cenários na Bahia e prospecção de soluções para gerenciamento**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Bahia, 2011.

Disponível em: <https://repositorio.ufba.br/ri/bitstream/ri/21569/1/Tese%20-%20Victor%20Menezes%20Vieira%20%28pos-defesa%29%20FINAL.pdf>  
<acesso em 04/05/2021>

VSEP. **Tratar Água Produzida: uma solução eficaz e econômica.** 2007.

Disponível em:

[https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA\\_ANAKAROLINACOSTA\\_S\\_CANEADO.pdf](https://app.uff.br/riuff/bitstream/1/5314/1/MONOGRAFIA_ANAKAROLINACOSTA_S_CANEADO.pdf) <acesso em 10/06/2021>

WANDERA, D.; WICKRAMASINGHE, S.R; HUSSON, S.M. **Modificação e caracterização de membranas de ultrafiltração para tratamento de água produzida.** 2011. Diário da Ciência Membrana, 373: pp. 178-188. Disponível em:

[http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana\\_Paula\\_Per\\_eira\\_Gomes.pdf](http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Ana_Paula_Per_eira_Gomes.pdf) <acesso em 11/05/2021>

## ANEXOS

<b>Número do Documento Trident</b>	<b>Número do Documento Petrobras</b>	<b>Título do Documento</b>
<b>BR-HSE-PRO-HSY-GNC-20000-028</b>	PE-3UBC-02371	Procedimento de Elementos Críticos de Segurança e Ambientais (SECE)
<b>BR-HSE-PRO-HSY-GNC-20000-013</b>	PE-3UBC-02400	Gestão de Mudanças
<b>BR-HSE-PRO-ENV-GNC-20000-084</b>	PE-2LMS-00263	Amostragem de Água de Produção

## Referências Externas

<b>Número do Documento</b>	<b>Título do Documento</b>
<b>CONAMA Nº 393</b>	RESOLUÇÃO CONAMA Nº 393, de 08 de agosto de 2007
<b>DE-3520.01-1223-944-CJI-065</b>	Instalação do hidrociclone HC-122302de
<b>DE-3520.01-1223-944-PSE-024</b>	Hidrociclones (trem A) HC-122301 abcde
<b>DE-3520.01-5331-944-IEW-001</b>	Instalação do analisador de TOG AIT-5331500 no V-0052
<b>DE-3520.01-5332-944-ORE-001</b>	Transformação do V-00521 em flotor

<b>DE-3520.01- 5332-944-TSL-101</b>	Fluxograma de engenharia / flotor - V- 5332501
---	---