



**Universidade Federal do Rio de Janeiro**  
**Escola de Química**

**Sistemas de Tratamento de Água  
Produzida em Unidades Offshore**

Barbara Baptista de Oliveira Lopes

Monografia de Final do Curso de Graduação em  
Engenharia Química

Orientador: Carlos André Vaz Junior, D. Sc

Março de 2013

# Sistemas de Tratamento de Água Produzida em Unidades Offshore

Barbara Baptista de Oliveira Lopes

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

Aprovado por:

---

Nome do Membro da Banca, Título

---

Nome do Membro da Banca, Título

---

Nome do Membro da Banca, Título

Orientado por:

---

Carlos André Vaz Junior, D. Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Março de 2013

Barbara Baptista de Oliveira Lopes.

Sistemas de Tratamento de Água Produzida em Unidades Offshore/ Barbara Baptista de Oliveira Lopes, Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2013

66 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2013.

Orientador: Carlos André Vaz Junior

1. Água Produzida. 2. *Offshore*. 3. Sistemas de Tratamento 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Carlos André Vaz Junior. I. Sistemas de Tratamento de Água Produzida em Unidades Offshore

## Dedicatória

**À minha mãe, Renata...** por toda luta e dignidade de me fazer chegar até aqui. Sem sua luz eu não teria enxergado o melhor caminho a seguir. Seu amor e carinho incondicionais foram as maiores bases que eu poderia ter. Obrigada pela vida, cada etapa vencida foi graças a ti;

**À minha avó, Celene e tio, Antonio Carlos...** sem o suporte e o amor inexplicáveis de vocês minha vida não seria completa. Obrigada por terem me ajudado, me amado e me protegido;

**Ao meu padrasto, Angelo...** porque ganhar de presente alguém como você, na minha vida, foi uma benção. Obrigada por cada conselho, preocupação, amor e carinho, que, sem a menor obrigação, você me deu;

**Às minhas queridas amigas-irmãs, Camilla, Fernanda e Laura...** sem a amizade de vocês, esses anos difíceis e exigentes não teriam sido, também, divertidos e inesquecíveis;

**À minha chefe, Ximena...** pela ideia, toda ajuda e paciência. Sem sua contribuição, o caminho teria sido, sem dúvida, mais tortuoso. Serei eternamente grata por tudo;

**Aos meus companheiros de trabalho Fabricio, Felipe, Lilian e Tatiane...** pelo conhecimento transmitido, pela paciência em fazê-lo, pelo apoio e amizade depositada;

**Ao meu orientador, Carlos André...** pela ajuda, paciência, acréscimo de conhecimento e interesse em ajudar, sempre que foi necessário.

**À Escola de Química e seus professores...** pelo conhecimento transmitido, pela paciência, ajuda e, principalmente, por nos proporcionar, depois de uma longa etapa, sair dessa casa pessoas um pouco melhores do que entramos.

Citação

“ Bem sei que para Ti nada é impossível e que nenhum dos Teus planos pode ser impedido”

Jó 42:2

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

## **Sistemas de Tratamento de Água Produzida em Unidades Offshore**

Barbara Baptista de Oliveira Lopes

Março de 2013

Orientador: Prof. Carlos André Vaz Junior

Quando hidrocarbonetos provenientes de poços perfurados são produzidos, a corrente originária normalmente contém água produzida associada a esses hidrocarbonetos. Essa água deve ser separada e sua disposição deve estar de acordo com padrões de descarte e regulamentações ambientais. Diversas operações unitárias estão atualmente disponíveis para realizar este tratamento. Nos processos essa água é geralmente separada por equipamentos de separação mecânica. Porém, estes, por sua vez, não atingem 100% de eficiência de separação. O presente trabalho, após a caracterização da água produzida com relação a sua composição química e outros fatores, tem como foco o tratamento do efluente por meio de hidrociclones. O trabalho faz ainda análise de amostragens de descartes reais de uma água produzida oriunda de uma unidade offshore. Os dados são provenientes de uma unidade que conta com sistema de tratamento baseado em uma bateria de hidrociclones em série. O presente trabalho caracteriza a eficiência desses equipamentos, separadamente e em série. Os resultados das separações obtidas por ciclones separadamente, ou em série, são então comparados com as exigências do órgão regulador.

## Índice

<b>1. Introdução</b> .....	<b>10</b>
<b>2. O Petróleo</b> .....	<b>11</b>
2.1 Propriedades dos Poços .....	11
2.2 As Reservas e o Consumo .....	13
2.3 Exploração e Consequências: a água produzida.....	13
2.4 Destino e Efeitos da Descarga de Água Produzida no Mar	14
<b>3. Sistemas de Tratamento de Água Produzida em Unidades Offshore</b> .....	<b>15</b>
3.1 Padrões de Descarte .....	16
3.2 Características da Água Produzida .....	16
3.2.1 Sólidos Dissolvidos.....	17
3.2.2 Sólidos Precipitados (incrustações).....	18
3.2.3 Remoção de Incrustações .....	19
3.2.4 Controle de Incrustações Usando Inibidores Químicos.....	20
3.2.5 Areia e Outros Sólidos Suspensos .....	20
3.2.6 Gases Dissolvidos .....	21
3.2.7 Emulsões de Óleo em Água .....	22
3.2.8 Concentrações de Óleo Dissolvido.....	23
3.2.9 Óleo Disperso.....	24
3.2.10 Substâncias Tóxicas.....	26
3.2.11 Normally Occurring Radioactive Materials (NORM).....	28
3.2.12 Bactérias.....	30
3.3 Descrição do Sistema.....	31
Tabela 3.3: Equipamentos de tratamento de água produzida ....	33
3.4 Base Teórica .....	33
3.4.1 Separação Gravitacional.....	34
3.4.2 Coalescência .....	35
3.4.3 Dispersão .....	36
3.4.4 Flotação .....	38
<b>4. Hidrociclones como Sistema de Tratamento de Água Produzida</b> .....	<b>42</b>
4.1 Princípio de Operação do Hidrociclone .....	44
4.2 Aplicação dos Hidrociclones do Processo de Separação ...	45
4.3 Base Teórica do Hidrociclone.....	46
4.3.1 Parâmetros do Hidrociclone.....	46
4.3.2 Influência da Vazão na Eficiência .....	49
4.3.3 Projeto do Hidrociclone.....	49
<b>5. Estudo de Caso: Resultados e Discussões</b> .....	<b>51</b>

<b>5.1 Dados Brutos .....</b>	<b>51</b>
<b>5.2 Tratamento de Dados .....</b>	<b>53</b>
<b>5.3 Estudo de Caso 1: Apenas 1 Hidrociclone para Tratamento .....</b>	<b>55</b>
5.3.1 Análise Gráfica.....	55
<b>5.4 Estudo de Caso 2: 2 Hidrociclones em Série para Tratamento .....</b>	<b>57</b>
5.4.1 Análise Gráfica.....	57
<b>5.5 Estudo de Caso 3: 3 Hidrociclones em Série para Tratamento .....</b>	<b>60</b>
5.5.1 Análise Gráfica.....	60
<b>6. Conclusão.....</b>	<b>64</b>
<b>7. Sugestões de Trabalhos Futuros .....</b>	<b>64</b>





## 1. Introdução

O petróleo, atualmente, é a principal fonte geradora de energia disponível e utilizada no planeta, mas devido às crescentes atividades de exploração e produção na área *offshore*, resíduos e efluentes lançados no mar tornam-se, cada vez mais, uma preocupação. Estes efluentes são foco de estudos envolvendo formas de tratamento e minimização de impactos ambientais. Dentre as maiores preocupações está a água produzida, um resíduo inerente ao próprio processo de exploração. Essa água consiste da própria água naturalmente presente na formação geológica do reservatório perfurado e da chamada “água de injeção”, esta consiste da água injetada no reservatório para manutenção da pressão deste e aumento da produção.

No início da vida do poço, o líquido produzido é predominantemente petróleo, mas, com o passar do tempo e a maturidade do reservatório, a vazão de produção de petróleo diminui, enquanto que a vazão de água produzida aumenta progressivamente, podendo chegar a 90%, quando o campo se encontra em seu estágio final de produção econômica (GABARDO, 2007).

Segundo A.L.S. Souza et. Al. (2005), em 2005, a manutenção da água de injeção e o gerenciamento de água produzida eram um dos maiores desafios da Petrobras para os anos seguintes e, devido à sua importância econômica, esse gerenciamento se tornou uma das prioridades da companhia.

Devido à complexidade na composição dessa água produzida é de fundamental importância que seja aplicado um tratamento adequado para minimizar os efeitos e consequências de seu lançamento no ambiente marinho. Em termos de regulamentação para descarte de água produzida proveniente de plataformas *offshore*, a principal regulamentação ambiental é devido à concentração de óleos e graxas ainda presentes nessa água, chamado de TOG (Teor de óleos e graxas). Têm-se um sistema de tratamento composto de diferentes etapas: separação trifásica, que separa o óleo da água e do gás constituintes da corrente advinda do reservatório; equipamentos de separação mecânica, os hidrociclones; e os flotadores e/ou vasos degaseificadores, para a retirada do gás ainda presente na água e enquadramento final para descarte no mar.

Nesse trabalho será abordado, como foco principal, o estudo dos hidrociclones como equipamentos de tratamento. O estudo analisa a eficiência desses equipamentos diante do enquadramento face à legislação vigente do órgão regulador brasileiro, o CONAMA.

## 2. O Petróleo

### 2.1 Propriedades dos Poços

Rochas naturais são, em geral, permeadas com o fluido - água, óleo, gás ou combinações destes. Operadores de petróleo e gás estão preocupados com as quantidades de fluido contidas dentro das rochas e a transmissibilidade dos fluidos através delas. A discussão das propriedades fundamentais da rocha, saturações de fluidos e mecanismos de acionamento do reservatório fornece base necessária para entender como essas propriedades afetam a produção de água em poços de petróleo e gás.

Na maioria das formações de rolamentos de petróleo acredita-se que a rocha foi completamente saturada com água antes da invasão e aprisionamento de petróleo. Os hidrocarbonetos menos densos migram para posições de equilíbrio hidrostático e dinâmico, assim deslocando a água dos interstícios da parte estruturalmente elevada da rocha. O óleo não irá deslocar toda a água, assim, rochas de reservatório normalmente contem tanto hidrocarbonetos de petróleo como água (frequentemente referida como “água conata”) ocupando os mesmos poros ou adjacentes.

Para determinar a quantidade de hidrocarbonetos acumulados em uma formação de rocha porosa é necessário determinar a saturação do fluido (óleo, água e gás) no material de rocha. Termos tais como a pressão capilar, permeabilidade relativa e molhabilidade são definidos abaixo.

- A **pressão capilar** é a pressão necessária para conduzir um fluido através de uma garganta de poro, e deslocar o fluido dos poros de molhagem. Quanto menores forem as gargantas de poros, maiores as pressões capilares necessárias para deslocar o fluido desses poros. O tamanho de poro da garganta está relacionado com a saturação de água residual. A capilaridade é importante para o desempenho da água de injeção.
- **Permeabilidade.** A permeabilidade de uma pedra depende do tipo de líquido que está fluindo, das características da superfície da rocha e da geometria da estrutura de poros. A presença de mais do que um fluido, ao mesmo tempo, no espaço de poros de uma rocha, também afeta a permeabilidade. Permeabilidades relativas podem variar entre zero e um, e são uma função da saturação do fluido.
- **Molhabilidade.** Quando dois fluidos imiscíveis, como óleo e água, estão juntos em contato com uma superfície de rocha, um dos fluidos irá preferencialmente aderir à superfície da rocha. Molhabilidade é uma medida de qual fluido preferencialmente adere à essa superfície. Reservatórios mais produtores geralmente existem em estado molhado de água, no qual a água conata preferencialmente adere às superfícies rochosas. Se o ângulo de contato da superfície da rocha pela água é  $< 90^\circ$ , a superfície da rocha é dita molhada. Por outro lado, se o ângulo de

contato é  $> 90^\circ$ , a rocha é dita ser molhada por óleo. Molhabilidade tem uma influência sobre a saturação de água intersticial, a saturação de óleo residual, a pressão capilar, permeabilidade relativa e o desempenho de água de injeção.

Muitas formas de energia existem na formação perfurada. No caso de petróleo liquefeito, a energia natural é a energia expansiva do petróleo líquido e o gás dissolvido no líquido de petróleo à pressão elevada à qual o petróleo está confinado. Além da energia expansiva dos hidrocarbonetos de petróleo, todas as acumulações de petróleo estão associadas com a água. A acumulação de óleo pode ser rodeada por formações de aquíferos. Esta água é submetida a pressões elevadas no subsolo. Após a retirada do fluido a partir do reservatório de petróleo, o reservatório torna-se um dissipador de pressão, a água adjacente flui para dentro do reservatório de petróleo, deslocando petróleo ou gás em direção ao poço. Além de energias expansivas, existe também a força de gravidade atuando em todos os momentos para promover a separação dos vários fluidos. Gás tende a ocupar os lugares mais elevados na acumulação; óleo, sendo mais denso do que o gás e menos denso que a água, tende a ocupar uma posição intermédia, e a água tende a subjazer o petróleo.

*Waterdrive* é um reservatório de petróleo associado a formações de aquífero (Figura 1) que são tão ativas que pouca ou nenhuma queda de pressão ocorre quando hidrocarbonetos são retirados. A movimentação da água é eficiente na manutenção da pressão do reservatório, e geralmente produz a maior eficiência de recuperação e retirada do óleo. A produção de água varia de forma significativa, dependendo da posição e da natureza estrutural.

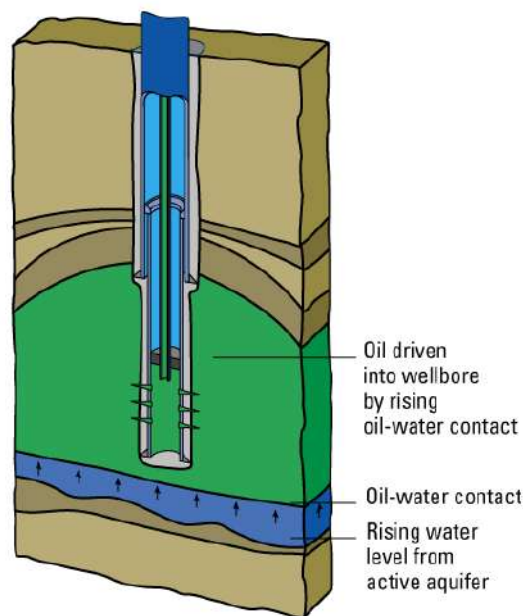


Figura 1: *Wellbore*

Fonte: Shlumberger, Oilfield Glossary.

## 2.2 As Reservas e o Consumo

De acordo com Gabardo (2007), as reservas disponíveis de petróleo no mundo e no Brasil são:

- **No Mundo:** 1.317 bilhões de barris em reservas de petróleo
- **No Brasil:** 11,2 bbl (~1% do total mundial). Destas, 0,9 estão situadas *onshore* e 10,3 situam-se *offshore*.

Consumo Global de petróleo estimado para o ano de 2030 revela um aumento de 42% em relação ao valor de 2004:

- 83 milhões de barris/ dia (ano: 2004)



- 118 milhões de barris/ dia (previsão para 2030)

## 2.3 Exploração e Consequências: a água produzida

A poluição marinha por petróleo é consequência da crescente demanda de energia experimentada pela nossa sociedade e pela essencial participação de seus derivados na matriz energética atual. Na maioria dos casos, esta poluição é de caráter crônico, em função das atividades portuárias e pelo lançamento no mar de efluentes industriais contaminados por óleo. Com a extração de petróleo em unidades *offshore* e o transporte marítimo de elevados volumes de petróleo e derivados, a poluição marinha também é agravada de forma sistemática ou acidental.

Durante a produção de petróleo, a água presente na própria formação geológica do reservatório e aquela advinda de sistemas que operam com recuperação secundária, em que é comum a co-produção de parte da água empregada no processo de injeção, são denominadas de água produzida. A consequência desse fato é a geração de grandes volumes de água a serem descartados no mar.

Esta água geralmente contém altos teores de sais e uma mistura complexa de compostos orgânicos e inorgânicos, cuja composição varia durante a vida do campo e cujo volume tende a crescer à medida que o campo envelhece. Os componentes da água produzida, normalmente, incluem minerais dissolvidos oriundos da formação produtora, constituintes oleosos dissolvidos e dispersos, produtos químicos empregados durante o processo de produção, sólidos e gases dissolvidos. Parte destes compostos dissolvidos são bastante refratários aos processos de tratamento convencionais, o que pode requerer um tratamento mais complexo.

Diferentes fatores podem influenciar na quantidade de óleo presente nas águas de produção. Dentre estes fatores destacam-se a composição do óleo, o pH, a salinidade, a temperatura, a razão óleo/água e o tipo e a quantidade de produtos químicos adicionados durante o processo de produção.

De acordo com GABARDO (2007), existem mais de 500 plataformas no Mar do Norte e mais de 4000 plataformas no Golfo do México. No Brasil havia um total de 105 plataformas até o ano de 2007, das quais 28 com descarga de água produzida no mar.

Volume de água produzida descartado no mar:

- **Brasil:** 73 milhões m<sup>3</sup>/ano (média 2006)
- **Mundo:** 2500 milhões m<sup>3</sup>/ano

É importante ressaltar que na produção de petróleo ocorre um aumento do volume de água produzida com o tempo de vida do poço, com isso, tem-se uma porcentagem cada vez maior dessa água em relação à produção de óleo. Antes de ser reinjetada no poço (água de injeção) ou lançada no mar, essa água precisa passar por um tratamento para adequar-se aos padrões definidos pelo órgão regulador. Em 2005, segundo Souza et. al. (2005), devido à importância e aos elevados custos econômicos, o gerenciamento da água produzida se tornou uma das principais prioridades e desafios da Petrobras. No próximo capítulo, serão abordados os órgãos reguladores e normas de descarte de forma mais detalhada.

## 2.4 Destino e Efeitos da Descarga de Água Produzida no Mar

Após a descarga no mar (Figura 2), a água produzida passa pelos seguintes processos naturais: diluição, volatilização, reação química, adsorção, biodegradação e biodisponibilidade. Seus efeitos biológicos são função da concentração de contaminantes e do tempo de exposição. Podem causar toxicidade crônica, bioacumulação e esgotamento do oxigênio.



Figura 2: Descarte de Água Produzida no Mar

Fonte: John A. Veil Environmental Science Division Argonne National Laboratory

### 3. Sistemas de Tratamento de Água Produzida em Unidades Offshore

Reservatórios de petróleo e gás têm uma camada de água natural (chamada de água de formação ou água conata) que, por ser mais densa, está sob os hidrocarbonetos. Reservatórios de petróleo frequentemente contêm grandes volumes de água, enquanto reservatórios de gás tendem a produzir apenas pequenas quantidades. Além disso, para conseguir a recuperação máxima do óleo, água adicional é frequentemente injetada nos reservatórios, para ajudar a forçar o petróleo até à superfície. Tanto a água de formação quanto a injetada são, muitas vezes, produzidas juntamente com os hidrocarbonetos. A medida que um campo de petróleo se esgota, a quantidade de água produzida aumenta conforme o reservatório enche-se de água injetada.

Na superfície, a água é separada dos hidrocarbonetos, tratada para remover o óleo e, depois, descartada para o mar ou novamente injetada nos poços com ou sem tratamento adicional. Além disso, algumas instalações são capazes de injetar a água em outras formações geológicas adequadas. A água produzida é, normalmente, salmoura e salobra ou água salgada, em raras situações pode ser quase “fresca”. Essa água deve ser separada dos hidrocarbonetos e descartada de maneira que não viole às normas ambientais estabelecidas. Geralmente, a água produzida é separada mecanicamente dos hidrocarbonetos, passando a corrente produzida por um equipamento de processamento, tal qual separador trifásico, tratador térmico (destilador) e/ou tanque de água livre. Esses dispositivos de separação não atingem 100% de eficiência. Segundo Produced Water Treating Systems, a água, após separada dos hidrocarbonetos, ainda contém 0,1-10% em volume, desses compostos dispersos e dissolvidos. Instalações para tratamento de água produzida são usadas para aumentar a redução da quantidade de hidrocarbonetos antes do descarte final.

Normas reguladoras para descarte de água produzida de origem offshore no mar variam de país para país. O não cumprimento de tais regulamentos pode acarretar processos penais, multas elevadas e até a perda do direito de produção. A violação internacional desses regulamentos pode acarretar em acusação penal de profissionais responsáveis da empresa. Atualmente, regulamentos exigem que o conteúdo total de óleos e graxas (TOG) no efluente aquoso seja reduzido para níveis numa faixa entre 15 e 50 mg/l, dependendo do país sede da produção.

O objetivo deste capítulo é apresentar um procedimento para a seleção de um equipamento eficiente para tratamento de água produzida, além de apresentar as equações teóricas e (regras) empíricas necessárias para o dimensionamento do equipamento. Quando esse procedimento de projeto é seguido, torna-se possível o desenvolvimento do fluxograma de processo, o dimensionamento dos equipamentos e a avaliação das propostas de fornecedores para qualquer sistema de tratamento de efluente aquoso, uma vez que a qualidade de descarte, a vazão de água produzida, as gravidades específicas do óleo e da água e os requisitos de escoamento (drenagem) são determinados.

### 3.1 Padrões de Descarte

Padrões de descarte de água produzida em superfícies marinhas são regulamentadas pelas autoridades regulatórias governamentais. A tabela 3.1 apresenta padrões de descarte *offshore* em alguns países. De modo complementar, para determinar limites nos teores de hidrocarbonetos, agências reguladoras geralmente especificam um método analítico para a determinação deste teor.

**Tabela 3.1: Limites de concentração de óleo em efluentes de água produzida em alguns países**

Equador, Colômbia e Brasil	30 mg/L em todas as instalações
Argentina e Venezuela	15 mg/L para novas instalações
Indonésia	25 mg/L para instalações com direitos adquiridos
Malásia e Oriente Médio	30 mg/L em todas as instalações
Nigéria, Angola, Camarões e Costa do Marfim	50 mg/L em todas as instalações
Mar do Norte e Austrália	30 mg/L em todas as instalações
Tailândia	29 mg/L águas pertencentes à OCS
EUA	29 mg/L em todas as instalações

Fonte: Produced Water Treating Systems

No Brasil o órgão regulador é o CONAMA, Conselho Nacional do Meio Ambiente, que, de acordo com a resolução específica número 393 de 8 de agosto de 2007, determina, dentre outros parâmetros, que a descarga contínua de água produzida de plataformas *offshore* tenha um limite total de óleos e graxas, denominado TOG (Teor de Óleos e Graxas) de: 29 mg/L (média mensal) e 42 mg/L para limite máximo diário de descarga. Outras análises ainda devem ser feitas através de monitoramento semestral para a identificação de parâmetros como: BTEX, PAH, fenóis, metais, radioisótopos (rádio-226 e rádio-228), TOC, pH, salinidade,  $\text{NH}_4^+$ , hidrocarbonetos policíclicos, hidrocarbonetos totais de petróleo e toxicidade crônica.

### 3.2 Características da Água Produzida

A água produzida em unidades offshore contém inúmeras substâncias, além de hidrocarbonetos, que afetam a maneira na qual essa água é tratada. A composição e a concentração dessas substâncias podem variar de acordo com a área explorada, e até em diferentes zonas de produção numa mesma grande área. Comumente expressa-se a concentração é mg/L (miligramas por litro), a



qual a razão da massa pelo volume é aproximadamente igual a ppm (partes por milhão). Alguns constituintes importantes presentes na água produzida são detalhados.

### 3.2.1 Sólidos Dissolvidos

Segundo Produced Water Treating Systems, águas produzidas contêm sólidos dissolvidos – mas a quantidade varia de menos 100 a mais de 300.000 mg/L, dependendo da localização geográfica, idade e tipo do reservatório. Em geral, água produzida com gás é vapor d'água condensado com poucos sólidos dissolvidos e será potável com uma salinidade muito baixa. Água produzida de aquíferos com gás ou petróleo terá um teor mais elevado de sólidos dissolvidos. Existe uma relação entre a temperatura do reservatório (a qual está relacionada com a profundidade) e com a quantidade de sólidos dissolvidos totais (SDT). Água produzida de reservatórios com altas temperaturas tendem a ter uma maior concentração de SDT, enquanto reservatórios a temperaturas mais baixas tendem a ter concentrações menores de SDT.

Sólidos dissolvidos são constituintes inorgânicos, os quais predominam cátions de Sódio ( $\text{Na}^+$ ) e ânions Cloreto ( $\text{Cl}^-$ ). Outros cátions comuns são o Cálcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), Magnésio ( $\text{Mg}^{2+}$ ) e Ferro ( $\text{Fe}^{2+}$ ), já cátions de Bário ( $\text{Ba}^{2+}$ ), Potássio ( $\text{K}^+$ ), Estrôncio ( $\text{Sr}^+$ ), Alumínio ( $\text{Al}^{3+}$ ) e Lítio ( $\text{Li}^+$ ) são encontrados em menor frequência. Outros ânions presentes são o Bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ), Carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) e Sulfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ).

Todas as instalações de tratamento de água produzida deveriam ter dados de análise da água para cada reservatório principal e para a corrente de água produzida associada. Especialmente importantes são os constituintes presentes que podem precipitar e formar incrustações.

A tabela 3.2 mostra a média de concentração de ânions em águas produzidas de diferentes regiões e sua concentração natural em água do mar.

**Tabela 3.2: Concentração Média de Ânions de Água Produzida em Água do Mar**

<u>Íon</u>	<u>Água Produzida</u>			<u>Presença Natural em Água do Mar</u>
	Mundo	Mar do Norte	Oceano Atlântico Sul	
<i>Bicarbonato (mg/L)</i>	771	615	365	28
<i>Cloreto (g/L)</i>	60,9	44,6	45,8	19
<i>Sulfato (mg/L)</i>	325	814	481	900
<i>Sulfeto (mg/L)</i>	140	-	1,3	<0,002
<i>Nitrato (mg/L)</i>	1	1	<0,1	0,67
<i>Fosfato (mg/L)</i>	0	0	-	0,09
<i>Fluoreto (mg/L)</i>	-	-	2,15	1,0

Fonte: Gabardo, 2007.

### 3.2.2 Sólidos Precipitados (incrustações)

Os íons mais indesejáveis são aqueles que reagem para formar precipitados quando alterações de pressão, temperatura ou composição ocorrem. Esses precipitados são bem conhecidos por se depositarem em tubulações, vasos e equipamentos de tratamento de água produzida. A mistura de água de drenagem oxigenada, proveniente do convés, com água produzida deve ser evitada, uma vez que pode resultar na formação de Carbonato de Cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ), Sulfato de Cálcio ( $\text{CaSO}_4$ ) e Dissulfeto de Ferro ( $\text{FeS}_2$ ), precipitados, juntamente, com sólidos cobertos de petróleo.

#### **Carbonato de Cálcio ( $\text{CaCO}_3$ )**

Carbonato de Cálcio pode ser formado através da mistura de duas águas diferentes mas a forma mais comum é através da redução da pressão e consequente liberação de Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ) presente na água produzida. Isso leva a um aumento do pH da água produzida, o que reduz a solubilidade do Carbonato de Cálcio e leva à formação de precipitado. Efeitos da temperatura são igualmente importantes, uma vez que  $\text{CaCO}_3$  é menos solúvel a altas temperaturas, e resultará em incrustações em trocadores de calor, aquecedores e tratadores. Felizmente, altas salinidades aumentam a solubilidade do  $\text{CaCO}_3$  em água produzida para um valor maior do aquele para a água pura.

### **Sulfato de Cálcio (CaSO<sub>4</sub>)**

Sulfato de Cálcio é uma das formas de sulfato precipitado e é também conhecida como gipsita (ou gesso). Assim como o CaCO<sub>3</sub>, este pode ser formado tanto pela mistura de águas diferentes ou naturalmente, como resultado de mudanças na pressão e temperatura devido ao movimento das águas subterrâneas em direção às instalações de tratamento. Sua solubilidade também aumenta com o aumento da salinidade.

### **Dissulfeto de Ferro (FeS<sub>2</sub>)**

Dissulfeto de Ferro é produto da corrosão causada por águas contendo Sulfeto de Hidrogênio dissolvido em contato com equipamentos fabricados a partir de aço carbono ou materiais contendo ferro. Água de misturas contendo cátions de ferro (Fe<sup>2+</sup>) com outra água contendo Sulfeto de Hidrogênio também irão resultar na precipitação de FeS<sub>2</sub>.

### **Sulfatos de Bário e Estrôncio (BaSO<sub>4</sub> e SrSO<sub>4</sub>)**

Sulfatos de Bário e Estrôncio são muito menos solúveis que Sulfato de Cálcio mas são, também, menos comuns em água produzida. A solubilidade do BaSO<sub>4</sub> pode ser considerada bem baixa, com um valor de aproximadamente 3 mg/L dentro do intervalo de 15 a 93°C. Se a corrente de água produzida contendo quantidades consideráveis de íons bário ou estrôncio é misturada com água rica em sulfato, precipitados de ambos os íons podem ser esperados. Essas águas são incompatíveis, devido às incrustações características que podem ser formadas e não devem ser misturadas.

#### **3.2.3 Remoção de Incrustações**

Ácido Clorídrico pode ser usado para dissolver precipitados de Carbonato de Cálcio e Dissulfeto de Ferro. Entretanto, Dissulfeto de Ferro reage quimicamente com Ácido Clorídrico e produz Sulfeto de Hidrogênio, um gás altamente tóxico com odor de ovo podre. Devido à alta toxicidade do Sulfeto de Hidrogênio, medidas de segurança devem ser implementadas.

Sulfato de Cálcio não é solúvel em Ácido Clorídrico mas alguns produtos químicos o convertem em uma forma solúvel em ácido, podendo, assim, ser removido pelo mesmo. Entretanto, esse processo é lento, uma vez que um processo em duas etapas deve ser repetido para retirar a incrustação camada por camada. Assim, a remoção de Sulfato de Cálcio é mais difícil que a remoção de Carbonato de Cálcio.

Meios práticos de dissolução de Sulfatos de Bário e Estrôncio não estão disponíveis. Essas incrustações são de difícil remoção e podem ser retiradas por meios mecânicos, que constituem em um processo demorado. A remoção mecânica de incrustações pode criar problemas de descarte para o resíduo material resultante e, possivelmente, resultar na contaminação pela ocorrência

natural de materiais radioativos (NORM - Normally Occurring of Radioactive Materials).

### 3.2.4 Controle de Incrustações Usando Inibidores Químicos

Produtos químicos inibidores de incrustações são usados para retardar ou prevenir a formação de todos os tipos de incrustações. A maioria deles funciona através do desenvolvimento de um novo cristal precipitado, retardando o crescimento. Esses inibidores incluem:

- Fosfatos inorgânicos (de baixo custo mas são aplicáveis apenas a baixas temperaturas);
- Ésteres de fosfatos orgânicos (de fácil monitoramento mas limitados à temperaturas abaixo de 38°C);
- Fosfatos (de fácil monitoramento e possuem uma maior salinidade térmica a 65°C) e
- Polímeros (têm a melhor estabilidade térmica e efetividade mas de difícil monitoramento).

### 3.2.5 Areia e Outros Sólidos Suspensos

Juntamente com partículas de incrustação, água produzida pode frequentemente conter sólidos suspensos. Estes incluem a formação de areias e argilas, ou produtos de corrosão. A quantidade de sólidos suspensos normalmente é pequena, a menos que o navio esteja produzindo de uma formação não consolidada, nesse caso, grandes volumes de areia podem ser produzidos.

Pequenas quantidades de sólidos presentes em água produzida podem ou não gerar problemas no tratamento de água, dependendo do tamanho da partícula e sua relativa atração com óleo disperso. Se as características físicas e carga eletrônica desses sólidos resultarem em atração com gotículas de óleo, essas partículas podem se ligar à estas para estabilizar emulsões, impedindo, assim, a coalescência e a separação da fase oleosa. O peso específico da gotícula de combinação óleo/sólido pode ser aproximadamente igual à da água produzida, desse modo, a separação por gravidade torna-se difícil senão impossível.

A concentração de sólidos suspensos pode ser monitorada com um teste através de um filtro Millipore de 0,45µm e o resíduo pode ser analisado quanto ao conteúdo mineral na tentativa de identificar a fonte do sólido.

Quando sólidos estão presentes, as práticas a seguir devem ser aplicadas:

- Tratamento químico deve ser usado para “quebrar” as atrações eletrônicas entre a partícula sólida e a gotícula de óleo.
- O equipamento projetado deve incorporar remoção de sólidos por *ports*, jatos e/ou bandejas.
- Técnicas de medição de óleo não afetadas por sólidos devem ser usadas.
- Sólidos são suscetíveis a serem cobertos por óleo e o descarte em alto mar pode ser proibido. Isto se aplica a sólidos removidos de navios e *desanders* (removedores de areia) mas não a sólidos suspensos em água.

- Descarte de água de injeção deve ser feita em uma zona de descarte que possua permeabilidade alta o suficiente para evitar que sólidos suspensos causem entupimento. Uma consideração deve ser feita para que um equipamento de filtração deva ser usado para remoção de partículas maiores antes da injeção de água dentro de um poço de descarte. Periodicamente fluxo reverso e acidificação são normalmente necessários para manutenção dos poços de disposição, caso a filtração não seja aplicada.
- Injeção de água de inundação para manter a pressão e cobertura adicional frequentemente requerem filtração (para remover sólidos suspensos). Pressões de água de injeção tipicamente devem ser mantidas a níveis abaixo do gradiente de pressão de fratura da formação.

### 3.2.6 Gases Dissolvidos

Os gases mais importantes encontrados na água produzida incluem gás natural (metano, etano, propano e butano), Sulfeto de Hidrogênio ( $H_2S$ ) e Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ). Nos reservatórios a água pode ficar saturada desses gases a pressões relativamente altas. À medida que a água produzida escoar acima, a maior parte desses gases sofre “flash”, passando para a fase vapor, e são removidos por separadores primários em tanques de estocagem.

As pressões e temperaturas nas quais a água produzida é separada das correntes principais de petróleo, condensados e/ou gás irão impactar na qualidade do gás dissolvido que estará contido na corrente de água produzida que alimenta as estações de tratamento de água. Quanto maior a pressão de separação, maior será a quantidade de gás dissolvido. A relação inversa também vale para a temperatura: quanto maior a temperatura de separação menor a quantidade de gases dissolvidos. Componentes do gás natural são pouco solúveis em água em pressões de moderadas a altas e estarão presentes na corrente de água produzida. A solubilidade do gás natural (sobretudo metano) é uma função da pressão, temperatura e peso específico da água. É interessante notar que componentes do gás natural tem afinidade por gotículas de óleo dispersas e esse princípio é aplicado no dimensionamento de equipamentos para flotação de gases, comumente usados em sistemas de tratamento de água produzida.

Caso haja Sulfeto de Hidrogênio no fluido do reservatório ou se bactérias redutoras de sulfato estiverem presentes no reservatório ou equipamento de produção, Sulfeto de Hidrogênio estará, igualmente, presente na corrente de água produzida. Sulfureto de hidrogênio, gerado por bactérias na fase aquosa, é particionado entre as fases, misturando-se em todas as fases presentes em direção aos poços de produção. Parte do  $H_2S$  permanece no óleo residual e no gás livre. Ele também pode ser consumido no reservatório por meio de reação com os minerais de ferro.

Os principais problemas associados com a produção de  $H_2S$  são: corrosão muito agressiva dos materiais metálicos nas instalações de processamento, produção e exportação; custos de SMS devido à toxicidade de fluidos produzidos (muitas mortes por inalação de  $H_2S$  são relatados na história da indústria de petróleo);

geração de Sulfeto de Ferro ("pó preto"), que entope filtros e outros equipamentos; incompatibilidade com produtos químicos de produção, como alguns inibidores de corrosão, emulsão etc. A toxicidade do H<sub>2</sub>S dificulta a operação e manutenção do equipamento, particularmente quando os vasos devem ser abertos para ajustes, como no caso de ajustes requeridos em células de flotação de gás. Treinamento especial e equipamento de suporte para respiração são recomendados para pessoas quando as suas atividades resultem em exposição a Sulfeto de Hidrogênio. Além disso, Sulfeto de Ferro (seu produto de corrosão), apresenta um risco de incêndio potencial, uma vez que este está propenso a auto ignição quando exposto ao ar ou outras fontes de oxigênio.

Se Dióxido de Carbono está presente no fluido do reservatório de produção, este estará presente na água produzida. Dióxido de Carbono é corrosivo e pode causar incrustação de CaCO<sub>3</sub>. Por outro lado, remoção de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>S resultará num aumento de pH, o que também pode levar a incrustação. Oxigênio não é naturalmente encontrado em água produzida, contudo, quando água produzida é trazida à superfície e exposta à atmosfera, oxigênio é absorvido. Água contendo oxigênio dissolvido pode causar rápida e severa corrosão, geração de sólidos devido a reações de oxidação e a desagregação de óleo, o que inibe a limpeza. Para prevenir que isso aconteça, uma manta de gás deve ser mantida sobre toda a produção e sobre os tanques de tratamento de água e vasos usados durante o processo.

Água do mar é frequentemente usada como fonte para água de inundação e injeção de água para manutenção de pressão em projetos *offshore*. A água do mar contém quantidades consideráveis de oxigênio dissolvido e um pouco de dióxido de carbono – estes devem ser removidos da fonte de água por desaeração a vácuo ou stripping de gás antes da injeção.

### 3.2.7 Emulsões de Óleo em Água

Muitas das emulsões encontradas em campos de petróleo são gotículas de água em uma fase contínua de óleo, sendo chamadas de "emulsões normais". A água é dispersa na forma de gotículas bem pequenas numa faixa entre 100 e 400 µm de diâmetro. Gotículas de óleo em uma fase contínua de água são conhecidas como "emulsões inversas", e podem ocorrer em operações de tratamento de água produzida.

Se as emulsões são instáveis, as gotículas de óleo irão coalescer quando entrarem em contato umas com as outras e formarem gotículas maiores, quebrando, assim, a emulsão. Uma emulsão instável desse tipo irá se quebrar dentro de minutos.

Uma emulsão estável é uma suspensão de dois líquidos imiscíveis na presença de um estabilizador ou agente emulsificante que atua mantendo um filme interfacial entre as fases. Agentes químicos, calor, tempo de estabilização e eletrostática são usados para alterar e remover o filme e causar a quebra da emulsão. Emulsões estáveis não tratadas podem permanecer por dias ou até semanas.

Separadores de emulsões de água em óleo, também conhecidos como desestabilizadores ou desemulsificantes, são solúveis em óleo e são adicionados à corrente total antes do equipamento de processo. Sendo solúvel em óleo, os separadores de emulsões são carregados junto com o óleo cru. Assim, se a emulsão não for quebrada no primeiro estágio de separação, o agente químico tem um tempo adicional para agir nas separações subsequentes e no tanque de estocagem.

Emulsões de óleo em água podem ser quebradas por “separadores de emulsões inversas”, os quais são desestabilizadores e desemulsificantes especiais. Estes são similares aos separadores de emulsão convencionais, exceto por ele serem solúveis em água. Separadores de emulsões inversas são, geralmente, injetados dentro de uma corrente de água após o primeiro vaso de separação óleo-água. Concentrações típicas estão numa faixa de 5 a 15 ppm.

As emulsões em água produzida irão se tornar óleo na forma de pequenas gotículas dispersas após a quebra do filme da emulsão. Essas gotículas irão coalescer para produzir um filme de óleo que pode ser separado da água produzida usando dispositivos de sedimentação por gravidade tais como vaso clarificador, “*coalescers*” e pratos de separação. Entretanto, gotículas pequenas requerem um grande tempo de residência para sedimentação por gravidade, então células de flotação ou métodos aprimorados de aceleração, tais como hidrociclones e centrífugas, são usados. A seleção dos equipamentos é baseada na concentração e diâmetro das gotículas de óleo na entrada.

### 3.2.8 Concentrações de Óleo Dissolvido

Óleo dissolvido é também conhecido como “óleo solúvel”, representando todos os hidrocarbonetos e outros compostos orgânicos que tem alguma solubilidade em água produzida. A fonte da água produzida afeta a quantidade de óleo dissolvido presente.

Água produzida proveniente de gás/condensado produzido, tipicamente apresenta maiores níveis de óleo dissolvido. Em adição, água processada condensada da regeneração de glicol em sistemas de recuperação de vapor contem aromáticos incluindo benzeno, tolueno, etil benzeno e xilenos (BTEX), que são parcialmente solúveis em água produzida. Equipamentos de separação tipo gravitacional não removem óleo dissolvido, por isso, um nível maior de óleos e gorduras total pode ser descarregado se a fonte de água produzida contem quantidades significantes de contaminante.

Correntes de água produzida contendo altas concentrações de óleo dissolvido podem ser recicladas para um separador de combustível para ajudar a reduzir a quantidade de contaminante na água efluente. Outras tecnologias, como biotratamento, filtração por adsorção, extração por solvente e membranas estão atualmente sendo avaliados pela indústria para remoção de óleo dissolvido mas tais processos não estão ainda prontamente disponíveis para aplicações comerciais. Dados de testes de análise de água para concentrações de óleo dissolvido e disperso são necessários prioritariamente no estágio de



planejamento e dimensionamento de instalações de tratamento de água. Se o engenheiro de projeto assume um valor para o teor de óleo dissolvido sem primeiramente ter obtido a análise de testes para a corrente de água produzida a ser tratada, o projeto da instalação pode não ser capaz de tratar o efluente de acordo com a especificação regulatória. Por isso, testes de laboratório são requeridos antes do projeto.

A solubilidade do óleo cru em água produzida não foi extensivamente documentada, mas a solubilidade de muitos hidrocarbonetos pode ilustrar a faixa potencial. Experiências de campo indicam que a solubilidade não muda apreciavelmente com as temperaturas usadas durante o tratamento de água, especialmente entre 25-75°C. A solubilidade aumenta significativamente, contudo, em temperaturas acima de 75°C.

Os efeitos da alta salinidade na redução da solubilidade de hidrocarbonetos dissolvidos implicam que a água produzida de reservatórios de gás e fontes de processamento de gás devem ser misturados com água de salmoura o mais salgada possível para reduzir a concentração de óleo dissolvido. Os hidrocarbonetos dissolvidos devem ser forçados para fora da solução de água para a fase vapor ou para a dispersão de gotículas de óleo removida pelo equipamento de separação por gravidade.

A composição química da água e a solubilidade de hidrocarbonetos estão também relacionadas com a toxicidade. Hidrocarbonetos parafínicos (alifáticos) saturados de petróleo tem baixa solubilidade em água e não tem demonstrado toxicidade. Aromáticos como benzeno, tolueno, etil benzeno e xileno são mais solúveis e mais tóxicos.

### 3.2.9 Óleo Disperso

Óleo disperso consiste de gotículas de óleo variando de 0,5  $\mu\text{m}$  de diâmetro a maiores que 200  $\mu\text{m}$ . A distribuição de tamanho das gotículas de óleo é um dos parâmetros chave que influenciam a performance do tratamento de água produzida.

De acordo com a lei de Stokes, o aumento da velocidade de uma gotícula de óleo é proporcional ao quadrado do diâmetro da gotícula. Para equipamentos que operam de acordo com o principio de Stokes, o diâmetro das gotículas de óleo tem maior efeito na separação e remoção dessas gotículas na água.

A capacidade de um dado dispositivo ou sistema *de-oiling* de remover e recuperar óleo disperso decresce proporcionalmente com a redução do tamanho do diâmetro. A distribuição de tamanho das gotículas de óleo é uma característica fundamental da água produzida e deve ser considerada no projeto e dimensionamento de sistemas de tratamento para estarem em conformidade com padrões regulatórios de descarte de água.

A Figura 3 é um exemplo de um histograma típico de distribuição de tamanhos de gotículas de óleo. O histograma divide a contagem de partículas em ranges



discretos de tamanho ao longo do eixo horizontal. O número e o tamanho dos ranges são determinados pelo equipamento usado na obtenção dos dados. As barras verticais correspondem ao volume percentual das gotículas de óleo em cada faixa. Uma curva de distribuição de partícula é construída conectando os topos das barras em um ponto médio de cada faixa de tamanho.

A Figura 4 ilustra uma curva típica de distribuição de volume. O volume percentual de partículas é igual ou menor do que cada tamanho especificado plotado. A escala do eixo vertical é de 0-100%, uma vez que os dados são plotados cumulativamente. As curvas de distribuição do volume percentual são geralmente mais úteis para projeto de equipamentos *de-oiling*.

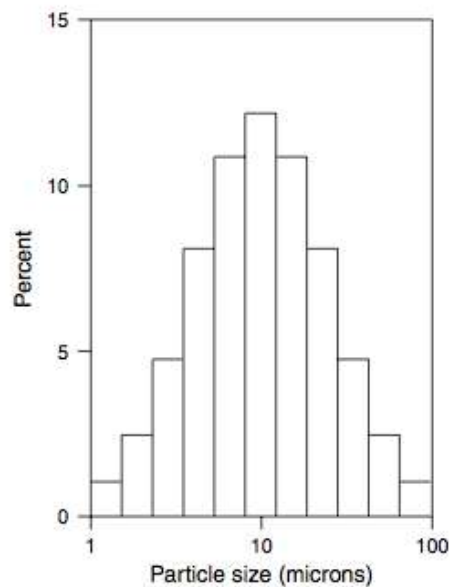


Figura 3. Histograma de distribuição da gotícula de óleo

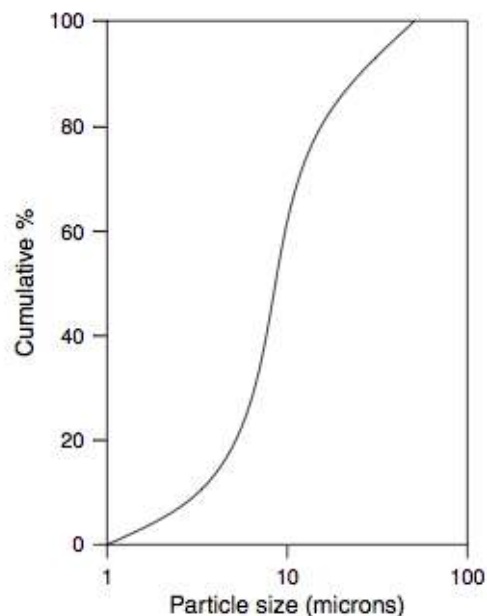


Figura 4: Curva típica de distribuição de volume de óleo

A distribuição de tamanhos das gotículas de óleo dispersas podem variar de ponto a ponto em um sistema de água produzida, e de um sistema para outro. A distribuição de tamanho é afetada pela tensão interna, turbulência, temperatura, sistema de cisalhamento (bombeamento, perda de carga através de acidentes em tubulações, etc.) e outros fatores. A distribuição de tamanho das gotas deve ser medida no campo durante a solução de problemas e/ou atualização de sistemas, sempre que possível.

Na ausência de dados, a relação generalizada apresentada na Figura 5 pode ser usada para a distribuição de tamanhos de gotas de óleo. Uma vez que a distribuição é linear, ela agrega mais volume com gotículas de tamanhos menores de diâmetro. Entretanto, por essa relação linear ser uma estimativa pouco precisa, dados de campo devem ser usados sempre que possível.

Para efluentes de água produzida de separadores trifásicos, o diâmetro máximo da gota de óleo deve ser 250-500  $\mu\text{m}$  e um conteúdo de óleo máximo de 1000-2000 mg/L pode ser usado na ausência de dados de campo.

Para a primeira fase de um de equipamento *de-oiling*, uma gotícula de óleo de diâmetro de 30  $\mu\text{m}$  com níveis de entrada de óleo total menor que 100 mg/L pode ser assumido para alimentação de água produzida para o equipamento final de tratamento. Experiência profissional pode também proporcionar dados confiáveis de instalações similares. Estas estimativas podem ser usadas para aproximar concentrações de óleo de entrada e distribuição de tamanho de gotas.

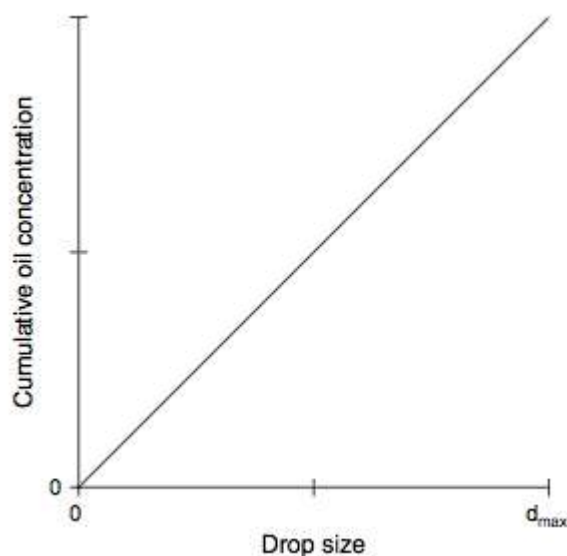


Figura 5: Distribuição de tamanho de gota para projeto

### 3.2.10 Substâncias Tóxicas

Água produzida pode apresentar alguma toxicidade para organismos marinhos. O potencial para efeitos tóxicos no meio ambiente é uma razão para a preocupação com os efeitos ambientais da descarga de água produzida. A

toxicidade da água produzida é determinada através da exposição de grupos de organismos a uma série de concentrações de efluente em água do mar por um período de tempo fixo. O efeito cumulativo é medido como uma função da concentração. O objetivo do teste é observar os efeitos nos organismos teste, tais como mortalidade, redução da taxa de crescimento e redução da habilidade de reprodução.

Os resultados dos testes são expressos também como a máxima concentração de água produzida que não irá produzir efeito nos organismos teste (“*No Observable Effect Concentration*” (NOEC)) ou como a concentração que produz efeito de 50% nos organismos teste.

Dentre os possíveis efeitos pode se citar a mortalidade, neste caso o resultado do teste irá se referir como “CL-50”, que significa a Concentração Letal para a metade dos organismos teste. Quanto mais baixo o CL-50, maior é a toxicidade do efluente. Para efeitos no crescimento, ou outros indicadores, o resultado do teste é expresso em “CE-50”, o que significa a concentração que produz um efeito em 50% dos organismos teste.

A toxicidade da água produzida varia largamente. Para um dado efluente e organismo teste, são necessárias concentrações mais altas para ser observado algum efeito durante curtos períodos de tempo de exposição. Algumas águas produzidas são essencialmente não tóxicas, necessitando concentrações em excesso de 10% para que algum efeito seja produzido em um teste de 4 dias de exposição.

Como regra geral, efeitos “agudos” por uma exposição de 24 horas ou menos podem ocorrer em concentrações em excesso de 1%, ao passo que efeitos “crônicos” podem ocorrer por longas exposições em concentrações em excesso de 0,1%.

Porém, as águas produzidas mais tóxicas podem causar efeitos agudos durante 24 horas de exposição a concentrações tão baixas quanto excesso de 0,5%, embora tais efeitos sejam geralmente vistos apenas a partir de concentrações em excesso de 1%. Os efeitos em concentrações tão baixas quanto 0,1% podem ser observadas em testes de 96 horas de exposição. Um estudo da toxicidade aguda das águas produzidas no Golfo do México em camarão encontraram uma faixa de valores de CL-50 de 0,1-86% em água produzida, com uma média de 19%. Testes de 7 dias de exposição são usados para medir a toxicidade “crônica” de águas produzidas para fins regulatórios nos Estados Unidos. O “NOEC” (*No Observed Effect Concentration*) médio crônico encontrado para quatro águas produzidas no Golfo do México foi de 1,6%. Estudos de campo mostram que a descarga de águas produzidas em oceanos abertos é diluída a concentrações de 1% ou menos dentro de alguns metros da linha de descarga. A diluição a concentrações abaixo de alguns décimos da percentagem típica ocorre dentro de 100 m da linha de descarga. Além disso, a pluma de água produzida ocupa apenas uma pequena fração da coluna de água e está constantemente se movendo devido a correntes locais.

Como resultado, é altamente improvável que organismos em ambientes marinhos sejam expostos a elevadas concentrações de água produzida por longos períodos de exposição, como observados em testes de toxicidade de laboratórios. A rápida diluição inicial das descargas de água produzida, e os longos tempos de exposição necessários para causar toxicidades observáveis, reduzem consideravelmente o potencial para efeitos tóxicos em vidas marinhas vindo de descargas de água produzida em oceanos abertos.

A emissão adequada pode reduzir significativamente o potencial para efeitos tóxicos das descargas de água produzida. Emissários devem ser posicionados de maneira que a pluma de efluente não esteja em contato com o fundo do mar. Esse contato reduz bastante a taxa de diluição e possibilita que a água produzida tenha impacto direto com os organismos marinhos no fundo do oceano. Difusores (emissários multi-portas) podem ser usados para aumentar a dispersão e reduzir o potencial da pluma tocar o fundo do mar.

Água produzida pode conter óleo, óleo dissolvido, metais, amônia, produtos químicos e sais. Cada um desses constituintes pode agir como uma fonte de toxicidade. Resultados indicam que compostos orgânicos em água produzida são fatores significantes em toxicidade mas não a fonte de toxicidade em todos os casos. Uma prática comum na indústria para tratamento de água é reduzir o teor de óleo em efluente de água produzida – e como resultado não tratar completamente todas as fontes de toxicidade. Técnicas de tratamento de água produzida para redução de toxicidade ainda estão em desenvolvimento. Novas tecnologias de tratamento podem ser aplicadas, mas o bom gerenciamento da água em instalações existentes irá certamente contribuir para o controle geral da toxicidade. Produtos químicos para tratamento de água, os quais reduzem o teor de óleo disperso no efluente de água e outros produtos químicos usados no controle de incrustações, bio-incrustantes e corrosão também podem contribuir para a toxicidade desse efluente de água, mas são comumente necessários para reduzir os custos de manutenção dos equipamentos.

Como resultado, a otimização do programa de aplicação de produtos químicos pode ajudar a controlar a toxicidade do efluente, bem como a reduzir o custo geral do uso desses produtos.

### **3.2.11 Normally Occurring Radioactive Materials (NORM)**

NORM é um acrônimo de “*Naturally Occurring Radioactive Material*”, o qual inclui elementos radioativos encontrados na natureza. Estes elementos podem ser transportados para a superfície em água produzida e podem ser encontrados em descartes de produção e equipamentos presentes nas instalações. Em unidades *offshore*, NORM dissolvidos são descartados juntamente com água produzida. Devido à preocupação com a exposição humana à radiação ambiental, o NORM de campos de petróleo tem recebido atenção regulatória, e o gerenciamento de despejos tem se tornado um significativo fator de custo para a indústria.

NORM de campos de petróleo resultam principalmente da presença de Urânio e Tório em formações subterrâneas. Muitos óleos e gases provenientes dessas

formações subterrâneas contêm xistos que apresentam concentrações de Urânio e Tório mais elevadas que a média. Esses elementos ocorrem em formas químicas que não são solúveis em água nas condições do reservatório.  $U^{238}$  e  $Th^{232}$  decaem em diferentes isótopos de Rádio ( $Ra^{236}$  e  $Ra^{228}$ ), estes isótopos ainda decaem para o gás radioativo chamado Radônio ( $Rn^{232}$ ). Ambos, Rádio e Radônio, são solúveis em formações de água sob as condições dos reservatórios e podem ser transportados para a superfície junto com petróleo, gás e água produzida. A Figura 6 indica a série de decaimentos do Urânio-238.

Uma vez que a água produzida deixa o reservatório, quedas de temperatura e pressão podem levar à precipitação de incrustações e partículas de NORM nos equipamentos de produção, onde podem se acumular como duras incrustações, ou no fundo de tanques. Radônio em fluidos produzidos divide-se na fase gasosa durante a primeira separação e entra na corrente de processamento de gás. O ponto de ebulição do Radônio está entre o do etano e do propano, e ele está concentrado na fração de líquidos do gás natural (isto é geralmente um problema apenas em uma seção de uma planta de fracionamento de gás). NORM acumulados contendo sólidos são periodicamente retirados de navios durante a manutenção, e devem ser descartados de uma maneira controlada. Alguns itens de equipamentos não podem ser imediatamente descontaminados e estão sujeitos a procedimentos especiais de manuseio. Os NORM que permanecem em solução são descartados por qualquer processo usado para descarte de água produzida.

Rádio e seus produtos de decaimento, incluindo Radônio, podem ser encontrados em qualquer equipamento que entre em contato com água produzida. Rádio está frequentemente associado com incrustações de Bário uma vez que Rádio e Bário estão na mesma família de elementos químicos. Radônio e seus produtos de decaimento podem ser encontrados em qualquer equipamento que entre em contato com gás natural.

NORM em campos de petróleo são uma preocupação ambiental por causa do potencial de exposição humana à radiação. Rádio e seus produtos de decaimento em NORM de campos de petróleo apresentam um risco apenas se levados ao corpo por ingestão ou inalação. A radiação externa de equipamentos ou descartes contendo NORM quase nunca são uma preocupação significativa.

A descarga de Rádio em água produzida é preocupante pois pode acumular em frutos do mar consumidos por humanos. Uma vez que não existem níveis seguros estabelecidos para ingestão de Rádio, qualquer consumo deste em alimentos é de potencial preocupação. Entretanto, para o caso de descarga de Rádio em água produzida, estudos de avaliação de risco mostram que o consumo de peixe pescado próximo a emissários de água produzida não irão representar um risco significativo para a saúde humana, mesmo nos piores casos.

Regulamentos focam em equipamentos e resíduos contendo NORM ao invés de água produzida. Estes, geralmente especificam um limite para o nível de radiação externa de resíduos ou equipamentos acima do qual o material deve ser tratado.

Regulamentos existentes não limitam a concentração de Rádio para descartes de água produzida em unidades *offshore*.

Acúmulos de NORM em equipamentos de produção podem ser controlados em algumas situações – mas não podem eliminados integralmente. Uma vez que NORM são incorporados em incrustações e outros precipitados, a redução da acumulação de NORM é um benefício de um programa de controle de gestão adequada de incrustações. NORM não podem se tornar não radioativos, conseqüentemente, a ênfase no gerenciamento de despejo desses materiais está em identificar, controlar e reduzir seu volume. As atividades de remediação de NORM local são direcionadas a reduzir o potencial de exposição humana a quantidades perigosas de material radioativo.

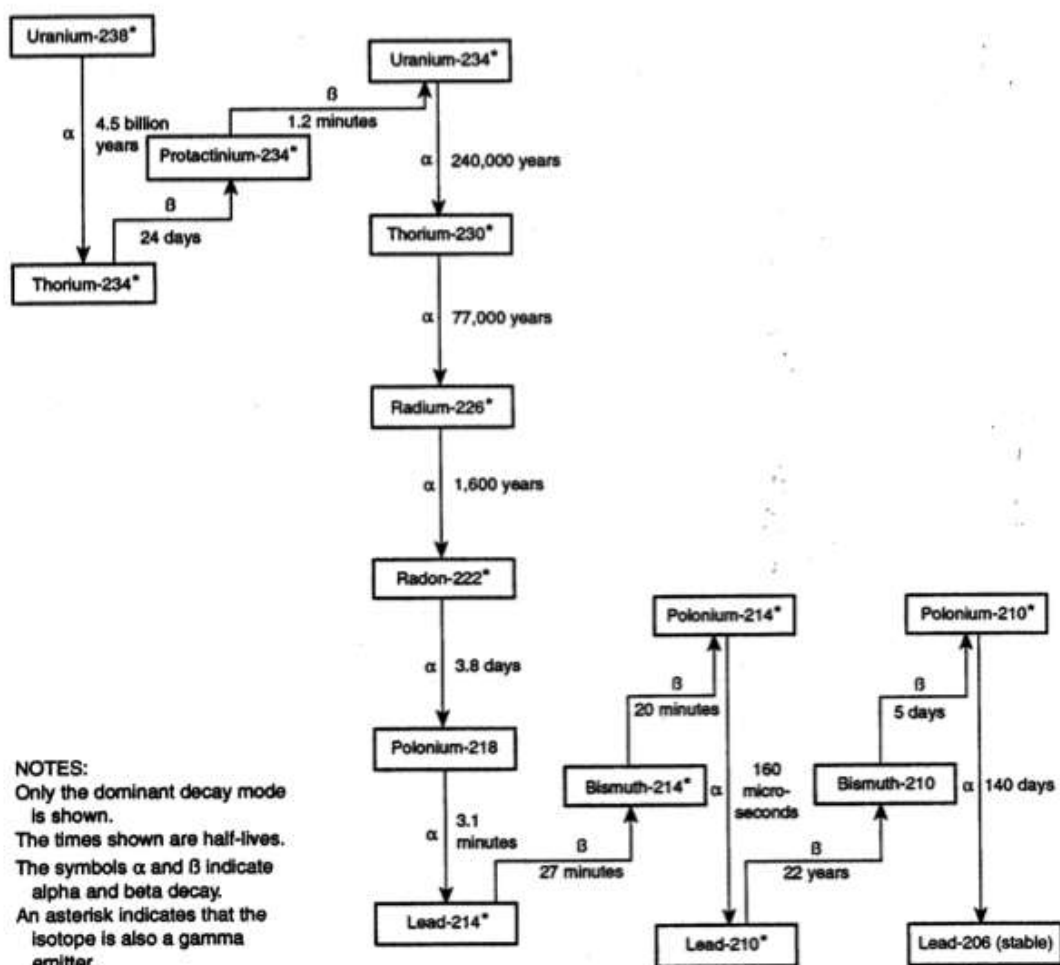


FIGURE 1 Uranium-238 Decay Series

Figura 6: Série de decaimentos do Urânio-238.

### 3.2.12 Bactérias

A maioria das águas produzidas contem bactérias, geralmente em pequenas quantidades. A medição é feita de acordo com API RP 38, "Recommended Practice

for *Biological Analysis of Subsurface Injection Waters*". O tipo e o número de bactérias são importantes quando selecionado um programa de biocida. Algumas bactérias serão imunes a um bactericida específico, portanto, testes contínuos e mudança periódica de agente químico podem ser necessários. Os tipos de bactéria, são:

- **Bactérias Aeróbicas**, as quais requerem oxigênio e estão presentes em larga escala quando água do mar ou águas superficiais são usadas para injeção de água de inundação. Cloro, normalmente de um gerador de Hipoclorito, é usado para controle.
- **Bactérias Anaeróbicas**, crescem em ausência de oxigênio. Uma linhagem é a bactéria redutora de sulfato (SRB), que excreta íons sulfeto que formam Sulfeto de Hidrogênio. A corrosão de equipamentos, o perigo de segurança associados ao Sulfeto de Hidrogênio, entupimento por partículas, potencial acidificação de uma zona de inundação por Sulfeto de Hidrogênio, Sulfeto de Ferro, assim como o cheiro de sulfeto causados por estas bactérias tornam a presença dessas bactérias um grande problema. Um rigoroso e permanente programa biocida usando bactericidas comerciais ou um agente químico (glutaraldeído, formaldeído ou acroleína), é necessário.
- **Bactérias Facultativas**, aquelas que podem crescer em ambientes aeróbicos ou anaeróbicos. Sua presença pode criar condições auxiliando o crescimento de SRB. Uma seleção especial de agente químico é necessária para o controle.

Regiões protegidas são sítios preferenciais para o crescimento de bactérias. Em tubulações, a raspagem pode ser útil para remover sedimentos que de outro modo podem proteger as bactérias de biocidas. Qualquer outro lugar que a água encontra-se parada oferece um sítio ideal para o estabelecimento de colônias de bactérias. Estes locais incluem fundo de vasos, à frente de flanges cegos, sob produtos de corrosão em linhas e em "rat-holes" de perfurações de poços.

### 3.3 Descrição do Sistema

A tabela 3.3 lista os vários métodos usados nos sistemas de tratamento de água produzida e os tipos de equipamentos que são empregados cada método. Água produzida terá sempre alguma forma de tratamento primário antes da disposição final. Esse sistema pode incluir vaso clarificador, tanque clarificador, CPI (*Corrugated Plate Interceptors* – Interceptor de placas corrugadas), separadores de fluxo cruzado ou unidades de flotação de gás. Com exceção da unidade de flotação de gás, todos esses dispositivos empregam técnicas de separação por gravidade. Dependendo da severidade do tratamento necessário, um tratamento secundário pode ser necessário. Hidrociclones líquido-líquido são frequentemente usados em estágio único ou com vaso clarificador ou uma unidade de flotação de gás a jusante.

Em *offshore*, a água produzida pode ser canalizada diretamente para *overboard* após tratada, ou pode ser encaminhada para um tanque acumulador. Água

proveniente de decks de esgoto deve ser tratada para remoção de óleo “livre”. Isto normalmente é feito em um vaso clarificador chamado “*sump tank*”. Água proveniente deste vaso, ou é combinada com água produzida ou encaminhada separadamente para descarte no mar.

Para considerações de segurança, drenos fechados, caso existam no processo, nunca devem ser ligados a drenos abertos para a atmosfera e sim encaminhados para um vaso pressurizado antes de entrar em um tanque clarificador ou acumulador. Isto deve ser feito em um vaso clarificador ou separador de fluxo cruzado em um vaso pressurizado. A Figura 6 mostra a configuração de um típico sistema de tratamento de água produzida.

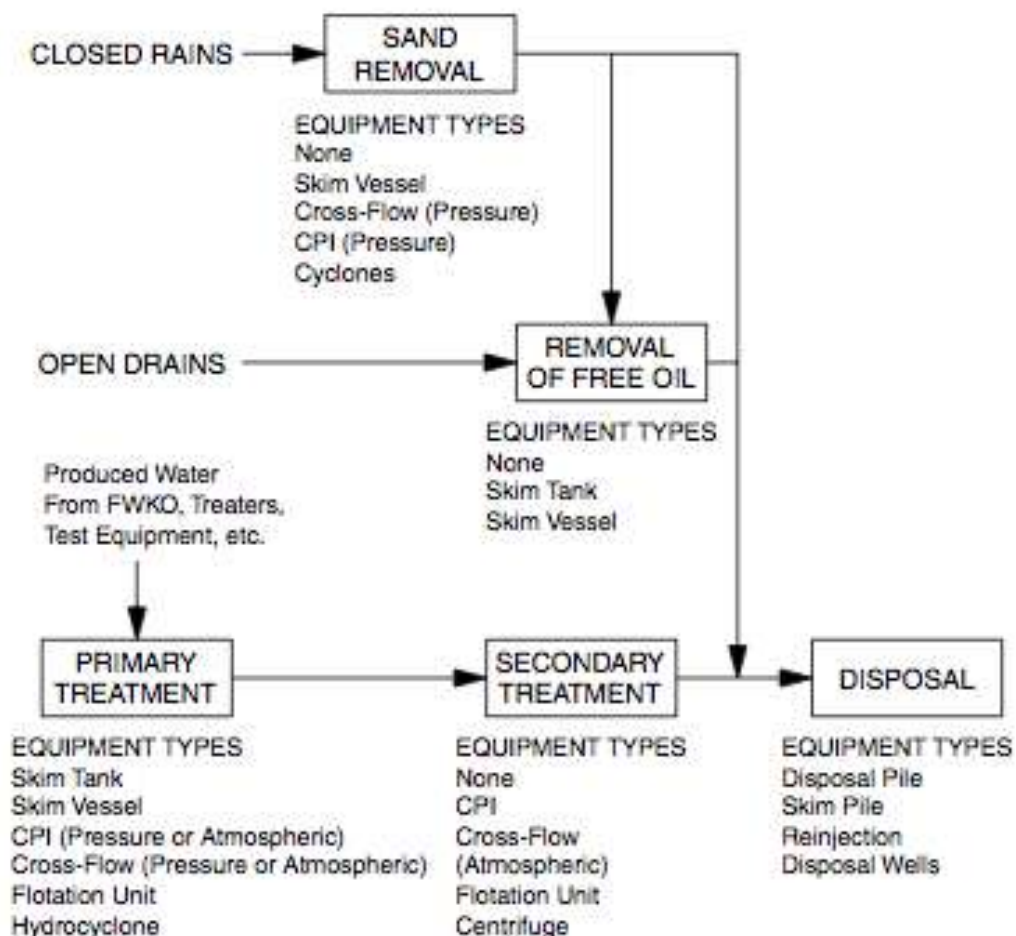


Figura 6: Sistema típico de tratamento de água produzida



**Tabela 3.3: Equipamentos de tratamento de água produzida**

<u>Método</u>	<u>Tipo de Equipamento</u>	<u>Mínimo Tamanho Aproximado de Gota Capaz de Ser Removido (<math>\mu\text{m}</math>)</u>
Separação por Gravidade	Vasos e tanques clarificadores, Separadores API, Pilhas de Disposição, Skim Piles	100-150
Placas coalescedoras	Interceptores de placas paralelas, Interceptores de placas corrugadas, Separadores de fluxo cruzada, Separadores de fluxo misto	30-50
Coalescência Avançada	Precipitadores, Filtros/Coalescers, Coalescers com vazão livre de turbulencia	10-15
Flotação de gás	Gás dissolvido, Gás disperso hidráulico, Gás disperso mecânico	10-20
Separação Gravitacional Avançada	Hidrociclones, Centrífugas	15-30
Filtração	Membrana multimídia	1+

### 3.4 Base Teórica

A função dos equipamentos de tratamento de água aqui empregados é fazer com que as gotículas de óleo, as quais estão dispersas na fase aquosa contínua, se separem e flutuem para a superfície, sendo então removidas.

Os três fenômenos básicos que são usados no dimensionamento de equipamentos de tratamento de água produzida são: a separação gravitacional, separação física avançada (centrífugas e hidrociclones), coalescência e flotação (existem ainda outras técnicas mais aprimoradas como a separação física e de extração combinadas, extração por solvente e adsorção, mas estas não serão abordadas nesta apresentação). A dispersão também afeta o dimensionamento

mas num grau imprevisível. No passado, a filtração foi tentada, mas devido aos elevados custos de manutenção, mostrou-se insatisfatória.

### 3.4.1 Separação Gravitacional

O equipamento de tratamento de água mais comumente usado depende das forças da gravidade para separar as gotas de óleo da fase contínua da água. As gotículas de óleo, sendo mais leves do que o volume de água que deslocam, tem uma força de empuxo exercida sobre elas. Esta força é resistida por uma força de arraste causada pelo seu movimento vertical através da água. Quando ambas as forças são iguais, uma velocidade constante é alcançada, a qual pode ser calculada pela Lei de Stokes:

*Unidades de Campo*

(3.1a)

$$V_o = \frac{1,78 \times 10^{-6} (\Delta\gamma)(dm)^2}{\mu w}$$

*Unidades de SI*

(3.1b)

$$V_o = \frac{5,556 \times 10^{-7} (\Delta\gamma)(dm)^2}{\mu w}$$

onde:

**$V_o$**  = Velocidade vertical ascensional da gota de óleo em relação à fase contínua da água, ft/seg (m/seg)

**$dm$**  = Diâmetro da gota de óleo, micrômetros ( $\mu m$ )

**$\Delta\gamma$**  = Diferença entre o peso específico do óleo e da água em relação à água

**$\mu w$**  = Viscosidade da fase contínua da água, cP

Muitas conclusões podem ser extraídas dessa equação:

1. Quanto maior o tamanho da partícula de óleo, maior o quadrado do diâmetro e, assim, maior sua velocidade vertical será. Isto é, quanto maior o tamanho do diâmetro da partícula, menos tempo ela levará para subir até uma superfície coletora e assim mais fácil será o tratamento da água.
2. Quanto maior for a diferença de densidade entre a gotícula de óleo e a fase da água, maior será a velocidade ascensional. Isto é, quanto mais leve o óleo cru, mais fácil será para tratar a água.
3. Quanto mais alta a temperatura, menor a viscosidade da água e, assim, maior a velocidade ascensional será. Isto é, será mais fácil para tratar a água a temperaturas mais altas que temperaturas mais baixas.

Teoricamente, a Lei de Stokes deve ser aplicada para gotículas com diâmetro em torno de 10  $\mu\text{m}$ . Entretanto, experiências de campo indicam que 30  $\mu\text{m}$  define um limite inferior razoável sobre os tamanhos de gota que podem ser removidas. Abaixo desse tamanho, pequenas flutuações de pressão, vibrações de plataforma, etc., tendem a impedir a ascensão das gotas de óleo para a superfície de coalescência.

### 3.4.2 Coalescência

O processo de coalescência (aglutinação) em sistemas de tratamento de água é mais dependente do tempo do que o processo de dispersão. Em uma dispersão de dois líquidos imiscíveis, a coalescência imediata raramente ocorre quando duas gotículas colidem. Se um par de gotas são expostas a flutuações turbulentas de pressão e a energia cinética das oscilações induzidas ao par de gotas é maior que a energia de aderência entre elas, o contato será quebrado antes da coalescência ser completada. Se a energia introduzida no sistema é muito grande, a dispersão irá ocorrer, como já discutido. Se nenhuma energia for introduzida, então a frequência de colisão, a qual é necessária para iniciar a coalescência, será baixa e esta irá ocorrer em um ritmo muito baixo.

A maioria dos equipamentos de tratamento de água, com exceção de unidades de flotação e hidrociclones, consiste em vasos nos quais as gotas de óleo ascendem à superfície devido às forças gravitacionais. Do ponto de vista de processo, estes são considerados "*deep bed gravity settlers*" (decantadores gravitacionais de leito profundo). Esses tipos de equipamento produzem duas conclusões qualitativas, que seguem:

- A duplicação do tempo de residência causa um aumento de apenas 10% no tamanho máximo de gota que será produzido em um decantador gravitacional.
- Quanto mais diluída a fase dispersa (óleo), maior será o tempo de residência necessário para crescer um dado tamanho de partícula.

A partir destas conclusões temos que depois de um período inicial de coalescência em um decantador, o tempo de retenção adicional diminui rapidamente sua capacidade de causar a coalescência e assim capturar as gotículas de óleo.



Figura 7: Coalescer  
Fonte: John A. Veil, 2007



Figura 8: Coalescer  
Fonte: John A. Veil, 2007

### 3.4.3 Dispersão

O termo “dispersão” refere-se ao processo de uma fase descontínua (óleo) sendo dividida em gotículas pequenas e distribuídas ao longo de uma fase contínua (água). Esse processo de dispersão ocorre quando uma grande quantidade de energia é introduzida no sistema em curto período de tempo. Essa energia introduzida supera a tendência natural de dois fluidos imiscíveis de minimizar a área da superfície de contato entre eles.

O processo de dispersão é diametralmente oposto ao de coalescência, que é o processo no qual pequenas gotículas colidem e se combinam em gotas maiores. Como a mistura água e óleo escoam através da tubulação, estes dois processos

estão simultaneamente ocorrendo. Em uma tubulação, uma gota de óleo se divide em gotículas menores quando a energia cinética do seu movimento é maior que a diferença de energia superficial entre a gota única e as duas pequenas gotículas formadas a partir dela. Enquanto esse processo está ocorrendo, o movimento das gotículas pequenas de óleo causa a ocorrência de coalescência. Assim, deve ser possível definir estatisticamente um tamanho máximo de gota quando uma dada quantidade de energia é introduzida por unidade de massa e tempo na qual a taxa de coalescência se iguala à taxa de dispersão.

Uma relação para o tamanho de máximo de partícula que pode existir em equilíbrio foi proposta por Hinze, como segue abaixo:

$$d_{max} = 432 \left( \frac{t_r}{\Delta P} \right)^{\frac{2}{5}} \left( \frac{\sigma}{\rho_w} \right)^{3/5}, \quad (3.2)$$

onde:

$d_{max}$  = Diâmetro da gota cujo acima deste tamanho apenas 5% do volume está contido,  $\mu\text{m}$

$\sigma$  = Tensão Superficial,  $\text{dyn/cm}$

$\rho_w$  = densidade,  $\text{g/cm}^3$

$\Delta P$  = Perda de carga,  $\text{psi}$

$t_r$  = Tempo de retenção,  $\text{min}$

Da equação (3.2), pode ser visto que quanto maior a perda de carga e, assim, a força de cisalhamento que o fluido experimenta em um dado período de tempo enquanto escoar através de um sistema de tratamento, menor será o diâmetro máximo da gotícula. Isto é, altas perdas de carga que ocorrem em pequenas distâncias através de bobinas, orifícios, estrangulamento de válvulas de controle, etc., resultam em gotas menores.

A equação (3.2) é apresentada para ilustrar os fatores que afetam a distribuição de tamanho de gota no sistema. A equação pode ser aplicada para determinar o tamanho máximo de gota que pode existir à jusante de uma válvula de controle ou outro dispositivo que cause uma alta perda de carga.

O processo de dispersão é teoricamente não instantâneo. Entretanto, da experiência de campo, isto parece acontecer rapidamente. Para proposta de dimensionamento pode-se assumir que sempre que ocorrer uma grande perda de carga, todas as gotas maiores que  $d_{max}$ , irão instantaneamente se dispersar. Isto é, evidentemente, uma aproximação conservativa. Infelizmente, a equação (3.2) não pode ser usada diretamente para prever a coalescência das gotas que ocorrem em tubulações a altas pressões à jusante de componentes de processos nas quais a dispersão acontece. Isto é porque a coalescência para um novo  $d_{max}$  determinado na equação (3.2) é dependente do tempo e não há base para estimar o tempo necessário para crescer  $d_{max}$ .

### 3.4.4 Flotação

Flotação é um processo que envolve a injeção de finas bolhas de gás na fase aquosa. As bolhas de gás na água aderem-se às gotas de óleo, a força de empuxo na gota de óleo é grandemente aumentada pela presença das bolhas de gás. Gotas de óleo são, então, removidas quando elas sobem para a superfície da água, onde elas são separadas. Resultados experimentais mostram que gotículas de óleo bem pequenas (maiores que  $10\ \mu\text{m}$ ) em uma suspensão bem diluída podem ser removidas por flotação. Altas percentagens ( $>90\%$ ) de remoção de óleo são alcançadas em curtos períodos de tempo. A Figura 9 mostra a seção transversal de um esquemático de uma unidade de flotação de gás disperso com um indutor de três células.

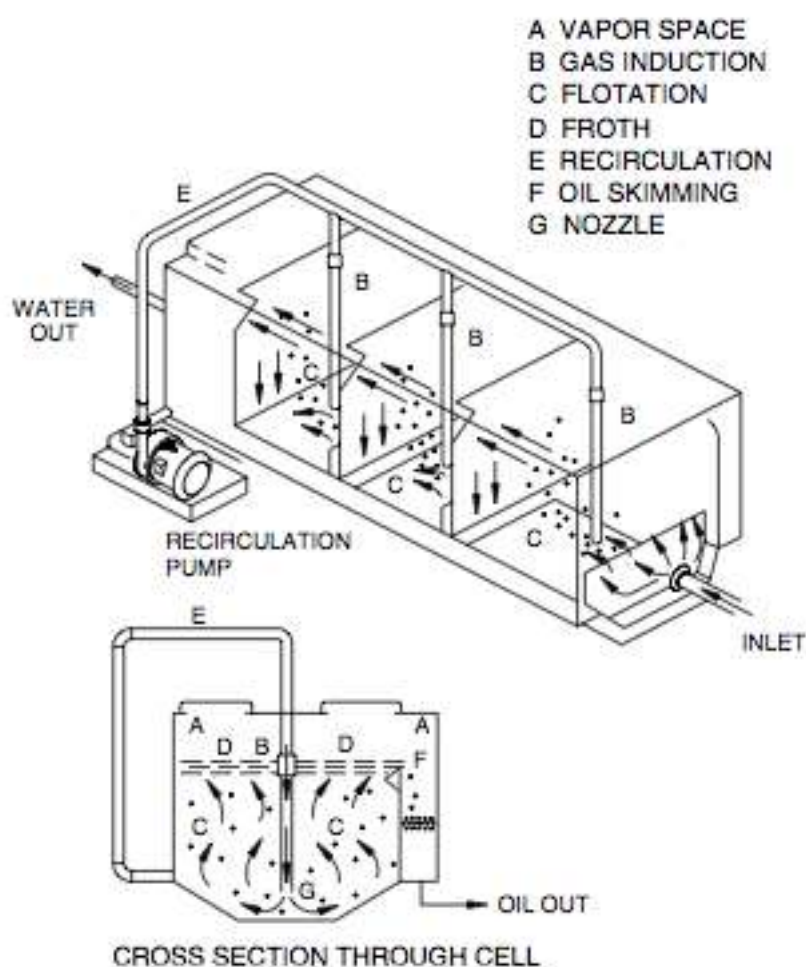


Figura 9: Unidade de flotação de gás disperso com indutor

Água limpa do efluente é bombeada para um *header* de recirculação (E) que alimenta uma série de edutores venturi (B). Água escoando através do edutor succiona gás, do espaço de vapor (A), que é liberado no nozzle (G) como um jato de pequenas bolhas. As bolhas sobem, causando flotação na câmara (C), formando uma espuma (D) que é separada com um dispositivo mecânico em (F).

Seria extremamente difícil de desenvolver um modelo matemático preciso do processo que está ocorrendo nas zonas identificadas na seção transversal. Entretanto, com o auxílio de algumas premissas é possível desenvolver um modelo qualitativo da eficiência de tal célula e obter uma melhor compreensão da importância de vários parâmetros. A eficiência de uma célula específica com uma constante geométrica pode ser aproximada através do uso das equações (3.3) a (3.5). Uma vez que essas equações são apresentadas para proporcionar um sentimento unicamente qualitativo para os efeitos de vários parâmetros na eficiência de uma célula de flotação, o sistema de unidades não é relevante – embora o uso dessas equações deva seguir unidades consistentes.

$$E = \frac{C_i - C_o}{C_i}, \quad (3.3)$$

$$E = \frac{K}{Q_w + K}, \quad (3.4)$$

$$K = \frac{6\pi K_p r^2 h q_g}{q_w d_b}, \quad (3.5)$$

onde:

**E** = eficiência por célula,  
**C<sub>i</sub>** = concentração do óleo na entrada,  
**C<sub>o</sub>** = concentração do óleo na saída,  
**Q<sub>w</sub>** = taxa de vazão do líquido,  
**K<sub>p</sub>** = coeficiente de transferência de massa,  
**r** = raio da zona de mistura,  
**h** = altura da zona de mistura,  
**q<sub>g</sub>** = taxa de vazão de gás,  
**q<sub>w</sub>** = vazão de líquido através da zona de mistura,  
**d<sub>b</sub>** = diâmetro da bolha de gás.

As seguintes conclusões pode ser extraídas da equação (3.5):

1. A eficiência na remoção é independente da concentração de óleo do afluente ou da distribuição de tamanho da gota de óleo.
2. A diminuição o diâmetro das bolhas de gás sem alterar a taxa de vazão de gás aumenta a eficiência.
3. Aumentando a taxa de vazão de gás, aumenta a eficiência.
4. Aumentando a taxa de transferência de massa diminui a eficiência.

A equação (3.5) não pode ser usada diretamente, ela depende dos detalhes do projeto da unidade em particular.

A eficiência global de uma unidade de flotação de célula múltipla pode ser calculada pela equação (3.6):

$$E_t = 1 - [1 - E]^n, \quad (3.6)$$

onde:

$E_t$  = eficiência global,  
 $n$  = número de estágios ou células.

Para uma eficiência média de projeto de 50% por estágio, as eficiências globais a seguir podem ser calculadas:

**Tabela 3.4: Eficiência Global de acordo com o Número de Células de Flotação do Equipamento**

<u>N° de células (n)</u>	<u>Eficiência Global (<math>E_t</math>)</u>
1	0,5
2	0,75
3	0,87
4	0,94
5	0,97

A maioria das células de flotação consiste em três ou quatro células. Usar mais células pode não ser rentável para os pequenos aumentos de desempenho mostrados na tabela acima.

Como uma consideração adicional, cada célula deve ter algum tempo de retenção a fim de que as bolhas de gás possam ter tempo de subir para a superfície do líquido. É recomendado que um tempo mínimo de retenção da água de um minuto seja previsto em cada célula.

Unidades de flotação funcionam melhor se o fluxo de água através da unidade é suave. Portanto, é recomendado que os controles de nível de estrangulamento sejam usados para controlar o nível de componentes à montante do sistema e na unidade de flotação.

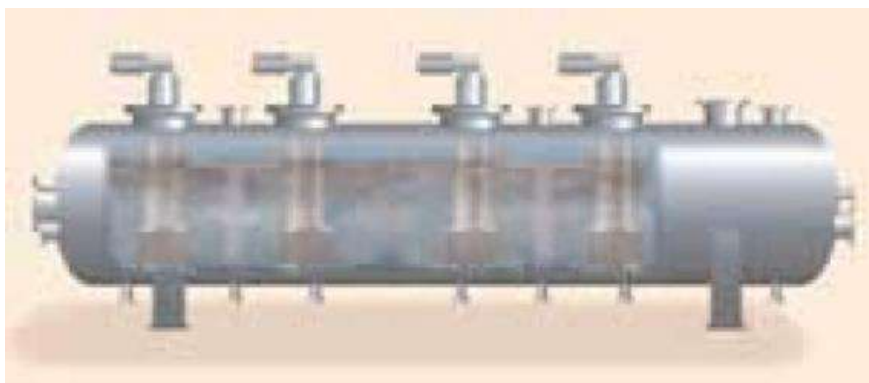


Figura 10: Flotador de Quatro Células  
Fonte: John A. Veil, 2007





Figura 11: Flotador em uma Unidade Offshore  
Fonte: John A. Veil, 2007

## 4. Hidrociclones como Sistema de Tratamento de Água Produzida

Segundo Freitas et. al. (2008), o uso de hidrociclones para a separação líquido/líquido, apesar de objeto de intensas pesquisas, apenas recentemente (nas últimas décadas) tem tido aplicação industrial, e sua principal aplicação está sendo no setor de petróleo.

A remoção de pequenas gotículas de óleo dispersas na água salgada, produzida juntamente com os hidrocarbonetos do poço petrolífero, é tradicionalmente difícil devido ao pequeno diâmetro dessas gotículas. Outro fator complicador é a baixa diferença de densidade entre o óleo e a água, que implicam uma velocidade de escoamento, sob ação da gravidade, muito reduzida.

Como a corrente de água oleosa é normalmente disponível com pressão suficiente para tornar atrativa a utilização de hidrociclones, vários desses equipamentos têm sido instalados em plataformas marítimas de produção de petróleo ao redor do mundo, nos últimos 20 anos.

A grande vantagem da utilização de hidrociclones para purificação da água produzida está não só na maior eficiência em relação aos separadores gravitacionais, mas também na menor área de convés requerida e menor carga (peso) imposta sobre o mesmo. São equipamentos muito mais compactos do que os decantadores gravitacionais tradicionais.

Segundo Perez (2008), em unidades mais antigas, a separação era feita por separadores de placas para grandes volumes e flutuadores de gás. Em plataformas mais recentes, e na modernização de plataformas já existentes, tem-se adotado a instalação de hidrociclones seguidos de vasos flutuadores para degaseificação como forma de tratamento e enquadramento da água produzida para descarte.

Regulamentos internacionais de descargas de água produzida para o mar são aplicados, com isso, aumentou-se o foco na otimização de tratamento de água produzida. Segundo Gergie (2002) hidrociclones para separação de água e óleo são a tecnologia prioritária para tratamento de água produzida em plataformas offshore. Aproximadamente 90% das instalações offshore utilizam hidrociclones como forma de tratamento (Georgie, 2002). Esta é também a técnica que tem apresentado melhores resultados nas Plataformas da Petrobras na Bacia de Campos (Perez, 2008).

A separação óleo / água acontece dentro de alguns segundos em hidrociclones e a precisão no controle operacional desse equipamento é essencial. Para a obtenção da eficiência de separação desejada é necessário que variáveis operacionais como pressão e vazão sejam mantidas constantes na entrada do equipamento. Mudanças e aumentos no fluxo podem gerar graves problemas aos hidrociclones, bem como a ocorrência de bolsões de gás na água podem afetar o tratamento.

Os hidrociclones oferecem grande eficiência no tratamento de partículas em determinadas faixas de tamanho. Essa eficiência é de cerca de 98% para partículas de 15 a 30  $\mu\text{m}$ . Porém, para partículas de tamanho inferior, essa eficiência não é significativa. Sua grande capacidade volumétrica, fácil e confiável operação, bem como a baixa necessidade de suprimentos e manutenção, se comparado a outros métodos de tratamento, tornam atrativo o uso desses equipamentos de separação, principalmente com o crescente aumento da vazão de água produzida em campos maduros (poços com elevados tempos de vida).

Em alguns casos, hidrociclones podem apresentar eficiência abaixo do desejado, isso pode ser atribuído a propriedades desfavoráveis da água, que podem causar problemas como incrustações (Figura 12) ou ainda devido à operação inadequada, projeto inadequado ou falta de manutenção. Uma prática bastante comum para evitar problemas de incrustações em hidrociclones é a injeção de produto químico na água produzida, evitando, assim, uma perda na eficiência de separação do equipamento.

Com frequência, a jusante do equipamento, é usado um vaso degaseificador para retirar o gás ainda presente na água, uma vez que hidrociclones são capazes, apenas, de remover o óleo da água.

Para grandes vazões de água produzida a ser tratada, são instalados vários hidrociclones em paralelo, num conjunto de *liners*, que podem estar contidos em um vaso pressurizado ou dispostos no campo, mas de forma compacta a não requerer um grande espaço, conforme figuras 13 e 14.



Figura 12: Incrustação em um Hidrociclone  
Fonte: Prestador de Serviços no Setor de Óleo e Gás, 2007.

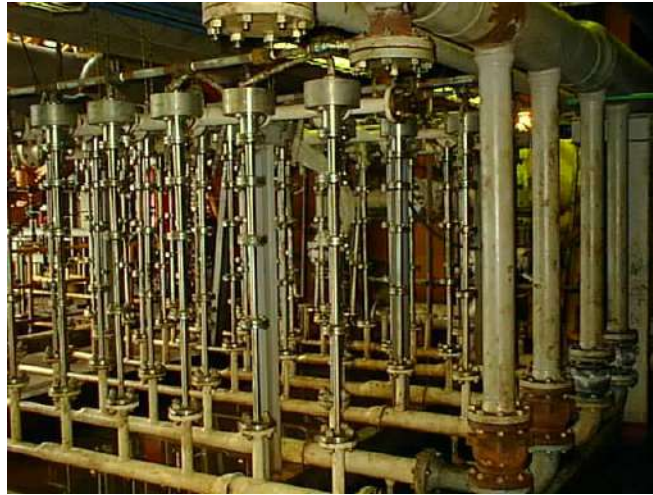


Figura 13: Liners de um Hidrociclone em uma Unidade *Offshore*  
Fonte: Prestadora de Serviço no Setor de Óleo e Gás, 2007.



Figura 14: Liners de um Hidrociclone numa unidade *Offshore*  
Fonte: Prestadora de Serviço no Setor de Óleo e Gás, 2007

#### 4.1 Princípio de Operação do Hidrociclone

A separação nesses equipamentos é do tipo mecânica e ocorre devido a dois fatores: à força centrífuga e à diferença de densidade das fases água/óleo. Em hidrociclones, o líquido sob pressão é administrado como uma entrada tangencial em um corpo ciclônico. No interior do corpo, o fluido desenvolve um vórtice, gerando, assim, um campo gravitacional forte. Comparado a um separador por gravidade convencional em que a magnitude do campo de separação é de 1G, um campo de gravidade melhorado no interior de um hidrociclone *de-oiling* pode atingir 2000 a 3000G (Trygve Husveg et. al, 2007).

Fluidos com densidades diferentes neste campo de gravidade movimentam-se em direções radialmente opostas. Nesses hidrociclones, a fase de óleo, mais leve, migra em direção ao centro do vórtice e a fase mais pesada, a água, é forçada na

direção da parede do ciclone. Por meio da estrutura característica de duplo vórtice de hidrociclones, o fluxo de saída de água purificada sai através da saída inferior chamada *underflow*, enquanto o óleo enriquecido sai do núcleo central do hidrociclone através da saída superior chamada *overflow*, como descrito por diversos autores (Husveg et. al, 2007).

#### 4.2 Aplicação dos Hidrociclones do Processo de Separação

Cada aplicação tem necessidades e objetivos particulares e isso requer alterações no projeto e operação do hidrociclone, tornando o equipamento apropriado para cada caso.

De acordo com Freitas et. al. (2008), a geometria básica de um hidrociclone de fluxo reverso consiste em quatro partes: seção de entrada da alimentação, seção cônica de redemoinho, tubo *overflow*, vórtice encontrado, tubo *underflow*. O fluido entra no hidrociclone tangencialmente girando com intensidade na seção cônica. A velocidade através da pequena área de seção transversal na entrada pode ser maior que 20 m/s, produzindo um número de Reynolds na faixa de 100.000. Esse redemoinho, combinado com a diferença de densidade entre as duas fases, causa a separação das fases dispersa e contínua. A fase menos densa, migra para o eixo do hidrociclone, onde o gradiente de pressão reverso provoca a saída deste fluido através do *overflow*. A fase mais densa migra em direção à parede do hidrociclone onde esta fase sai através do *underflow* (Figuras 15 e 16).



Figura 15: Funcionamento do Hidrociclone  
Fonte: Freitas et. al, 2008



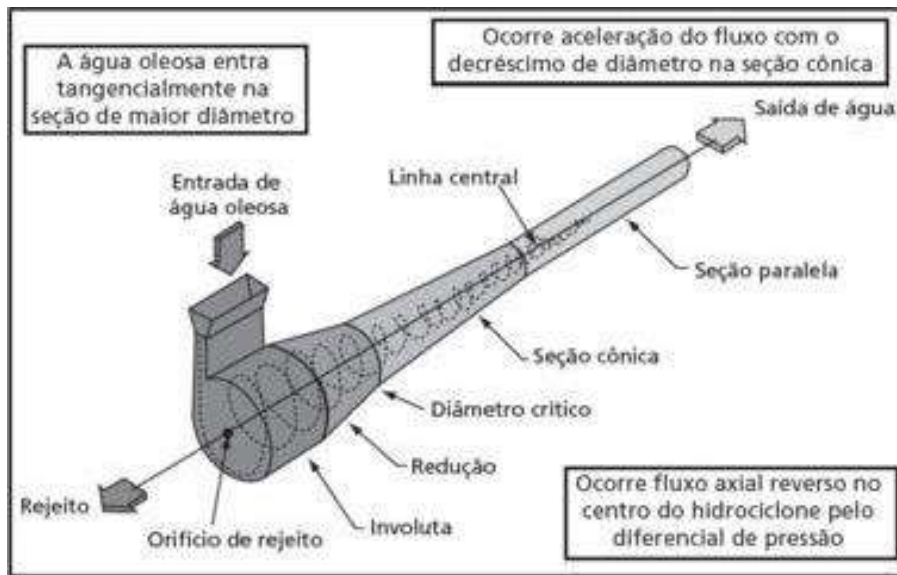


Figura 16: Esquema Detalhado de um Hidrociclone  
 Fonte: Internet

### 4.3 Base Teórica do Hidrociclone

#### 4.3.1 Parâmetros do Hidrociclone

De acordo com Freitas et. al. (2008) a base teórica de um hidrociclone pode ser descrita usando três variáveis: velocidade tangencial, diâmetro de corte do hidrociclone e queda de pressão. Estas variáveis nos ajudam a entender o fenômeno e a variação na eficiência de separação.

- **Velocidade Tangencial:** A velocidade global no hidrociclone pode ser apresentada respeitando os três eixos apresentados na Figura 17. Com exceção da região próxima ao eixo onde a velocidade axial é alta, a velocidade tangencial é a componente mais importante. Esse valor determina a relação direta entre a aceleração ( $V^2/R$ ) e a intensidade do efeito centrífugo. A eficiência da separação depende da intensidade do efeito.

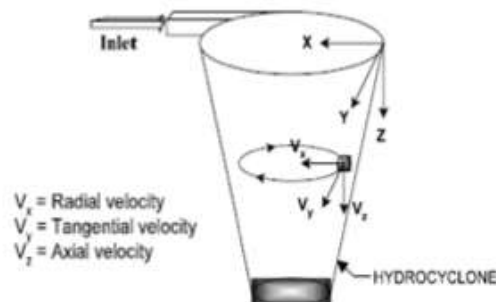


Figura 17: Componentes da velocidade no hidrociclone  
 Fonte: Freitas et. al, 2008

A alimentação tangencial no hidrociclone produz dois tipos de vórtice: o chamado vórtice livre, localizado na direção da parte exterior e o vórtice forçado, localizado na parte interior, próximo ao eixo central do hidrociclone, de acordo com a Figura 18.

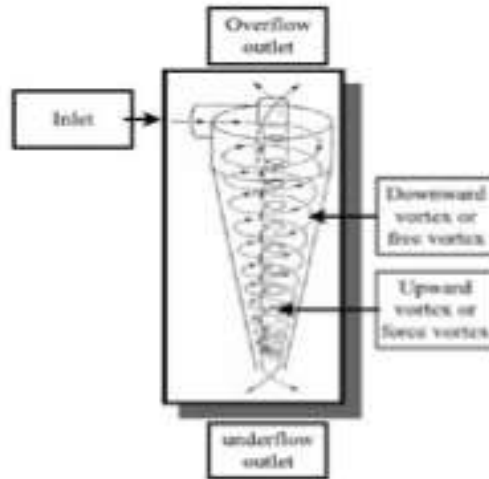


Figura 18: Vórtices Produzidos no Interior do Hidrociclone  
 Fonte: Freitas et. al, 2008

A Lei de Helmholtz enuncia que um fluido ideal em rotação conserva o momento angular e pode ser descrito pela relação:  $V \times R = K$ , onde  $K$  é uma constante,  $V$  é a velocidade tangencial e  $R$  a direção radial. Esse modelo é válido para o vórtice livre, ou vórtice externo do hidrociclone; já o modelo que descreve o vórtice interno, ou vórtice forçado, próximo ao eixo central, é descrito pela equação:

$$\frac{V}{R} = K, (4.1)$$

A Figura 18 representa o perfil de velocidade do vórtice livre, forçado e o vórtice combinado, que ocorre no hidrociclone em questão.

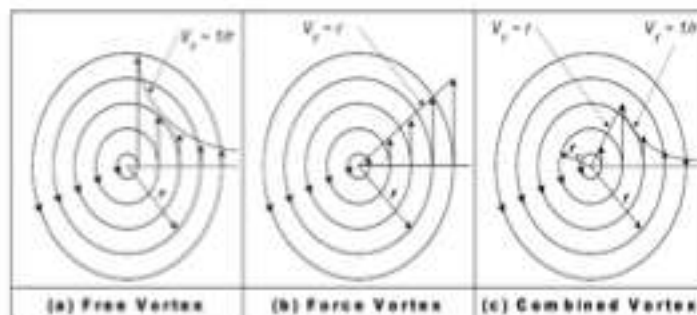


Figura 18: Vórtices Gerados no Hidrociclone  
 Fonte: Freitas et. al, 2008

O campo de aceleração, responsável pelo mecanismo de separação do ciclone, depende da velocidade tangencial. De forma a aperfeiçoar a separação, as partículas serão posicionadas o mais distante possível do local de máxima velocidade tangencial. Em vista da dificuldade de separação, para garantia de um bom desempenho no projeto do hidrociclone, o equipamento deve ter o ângulo cônico menor e deve ser bem longo, visando manter a partícula longe desse local.

- **Diâmetro de Corte do Hidrociclone:** De acordo com Badley (1965), o diâmetro de corte do hidrociclone ( $d_{50}$ ) pode ser definido como o tamanho de partícula que pode ser separada da fase contínua pelo hidrociclone com uma eficiência de separação de 50%. Da equação a seguir, podemos perceber a dependência que o diâmetro de corte tem com relação a alguns parâmetros e sua forte dependência com o diâmetro nominal do hidrociclone. Podemos concluir que quanto menor o diâmetro nominal, menor será o diâmetro de corte, e maior será a eficiência de separação.

$$d_{50} = K \sqrt{\frac{D_{HC}^3 \times \mu_c}{Q \times \Delta\rho}}, \quad (4.2)$$

onde K é a constante,  $D_{HC}$  é o diâmetro nominal do hidrociclone,  $\mu_c$  é a viscosidade da fase contínua, Q é a vazão de entrada e  $\Delta\rho$  é a diferença de densidade entre a fase contínua e a fase dispersa.

- **Queda de Pressão:** A influência de parâmetros, tais como os diâmetros de entrada e saída do hidrociclone, ângulo cônico e tamanho da parte cilíndrica é importante para o projeto do equipamento. Estudos mostram que o aumento da razão de aceleração depende de todos os parâmetros geométricos e através da queda da pressão entre a entrada e a saída do hidrociclone e do diâmetro nominal, tem-se a seguinte equação:

$$\Delta P = \frac{4H}{D_{HC}}, \quad (4.3)$$

onde H é o comprimento da parte cilíndrica.

Da equação anterior pode-se perceber que quanto menor o diâmetro nominal, maior a queda de pressão e a aceleração e, assim, melhor a separação. Como as partículas no overflow tem o diâmetro muito pequeno ( $<100\mu m$ ), hidrociclones de alta eficiência são necessários para essa separação (Freitas, 2008).

- **Eficiência:** A definição clássica (Young et al, 1994) da eficiência de separação de um hidrociclone,  $\varepsilon$ , é:

$$\varepsilon = 1 - \frac{C_{underflow}}{C_{inlet}}, \quad (4.4)$$

onde  $C_{underflow}$  é a concentração de óleo no *underflow* e  $C_{inlet}$  é a concentração de óleo na entrada do hidrociclone.



### 4.3.2 Influência da Vazão na Eficiência

Em fluxos muito baixos, o campo centrífugo dentro de um hidrociclone é fraco, resultando em pouca ou nenhuma separação de óleo / água. Com o aumento da vazão, ocorre o aumento das forças centrípetas, causando a migração das gotículas de óleo para o eixo do hidrociclone e o movimento da água em direção à parede do ciclone.

A Figura 19 mostra o crescimento da eficiência com o crescimento da vazão até o valor de  $Q_{min}$ , valor o qual a eficiência atinge um platô. A eficiência de separação para vazões acima de  $Q_{min}$  é aproximadamente constante, até atingir  $Q_{max}$ , vazão após a qual a eficiência cai significativamente. O equilíbrio entre o aumento das forças centrípetas e a diminuição do tempo de residência quando a vazão aumenta, explica porque o platô da Figura 19 se desenvolve. A quebra de eficiência, inerente a vazões maiores que  $Q_{max}$ , seria resultado de um aumento na quebra de gota causado por forças de cisalhamento e turbulência e/ou ausência de gradientes de pressão suficiente para conduzir o núcleo do óleo separado através do *overflow* quando a pressão no eixo do hidrociclone é reduzida. A vazão a partir da qual se observa o início do processo de quebra de gota é chamada vazão crítica. Devido à limitação da pressão diferencial em muitas aplicações, a última explicação é, normalmente, limitar a faixa de  $Q_{max}/Q_{min}$ . Ambos,  $Q_{max}$  e  $Q_{min}$ , são valores essenciais no controle operacional de hidrociclones (Husveg et. al, 2007).

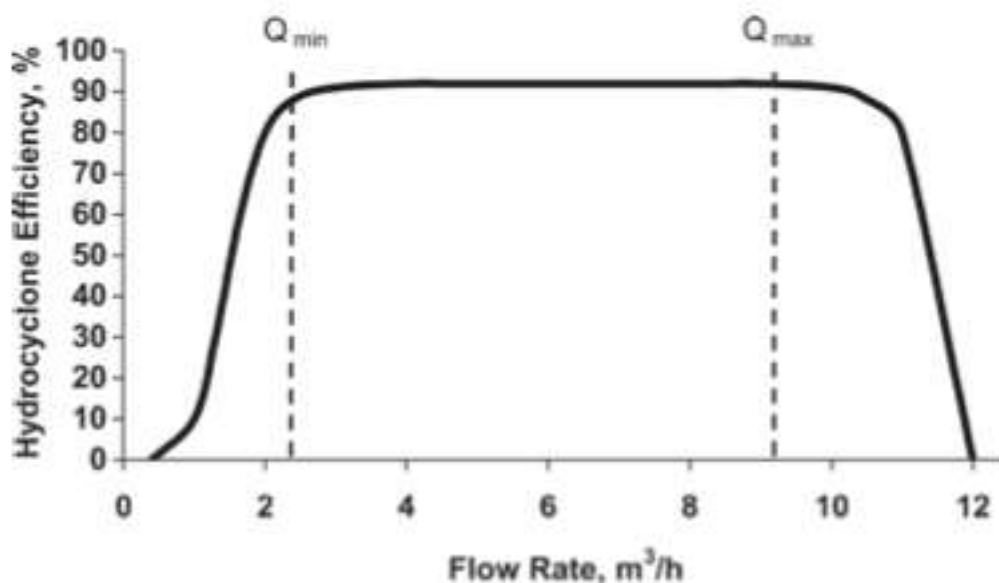


Figura 19: Eficiência do Hidrociclone vs. Vazão  
Fonte: Husveg et. al, 2007

### 4.3.3 Projeto do Hidrociclone

Durante a fase de projeto, softwares de simulação e representação do movimento de fluidos (exemplo: CFD), que permitem visualizar as trajetórias das

correntes internas do hidrociclone em diferentes condições de operação, tem um papel fundamental. Estas ferramentas permitem aperfeiçoar o projeto de algumas partes essenciais do equipamento, eliminando ou reduzindo zonas críticas que originam turbulências.

Simultaneamente, são utilizados experimentos com protótipos transparentes, permitindo melhor visualização do que ocorre internamente ao equipamento.

## 5. Estudo de Caso: Resultados e Discussões

### 5.1 Dados Brutos

Os dados a seguir foram coletados de uma amostragem do sistema de tratamento de água produzida de uma unidade *offshore* real em operação. O tratamento realizado foi através de uma bateria de três hidrociclones em série. Os valores apresentados na Tabela 5.1.1 referem-se à concentração de óleo na entrada do primeiro hidrociclone (Ent HC A) e as saídas de cada um deles após o processo de separação, respectivamente (Sai HC A, Sai HC B, Sai HC C), de acordo com dia e mês. Vale ressaltar que a tabela apresenta os dados brutos de medição, sem qualquer tratamento prévio.

**Tabela 5.1.1 Dados brutos de entrada e saída de uma bateria de hidrociclones**

Mês	Dia	Ent HC A	Sai HC A	Sai HC B	Sai HC C
Junho	20	800	364	-	-
	21	646	129	61	21
	22	301	111	64	34
	26	937	168	82	52
	27	267	151	64	20
	28	163	154	78	46
Julho	20	495	153	40	32
Agosto	2	138	66	64	19
	4	218	170	55	35
	5	1179	236	76	49
	6	1017	291	86	28
	7	521	359	75	40
	8	832	193	112	36
	9	121	30	17	15
	10	907	427	96	44
	11	666	326	70	55
	12	538	295	95	58
	13	953	297	63	36
	14	261	122	37	31
	15	812	42	72	40
	16	340	198	73	31
	17	277	112	47	30
	18	419	257	130	35
	19	414	193	88	32
	20	154	140	61	25
	21	317	251	169	37
	22	831	423	197	42
	23	213	208	100	64
27	845	730	96	35	
28	1428	1250	206	75	
29	288	219	211	43	
30	513	100	70	46	

(Continuação)

Setembro	1	830	125	59	30
	2	689	308	101	41
	3	815	176	75	31
	4	617	138	49	39
	5	344	172	63	31
	6	608	637	68	61
	7	663	146	79	39
	8	521	593	133	51
	9	759	108	74	38
	10	316	131	46	44
	11	513	303	113	40
	12	1706	664	129	66
	13	457	619	361	67
	14	459	308	114	64
	15	569	524	26	72
	16	308	208	76	30
	17	1025	500	181	53
	18	415	342	79	30
	19	962	562	308	162
	20	592	474	218	95
	21	639	276	104	64
	22	342	200	121	54
	23	747	513	179	101
	24	833	704	388	184
	25	0	0	0	0
	26	0	0	0	0

De acordo com as correntes de entrada e saída de cada um dos 3 equipamentos, mostradas na tabela 5.1.1, e fazendo uso da equação 4.4, foram calculadas as eficiências para cada um dos separadores. A tabela 5.1.2 é referente aos valores encontrados.

**Tabela 5.1.2: Eficiência calculada**

Efic A (%)	Efic B (%)	Efic C (%)
54,50	-	-
80,03	52,71	65,57
63,12	42,34	46,88
82,07	51,19	36,59
43,45	57,62	68,75
5,52	49,35	41,03
69,09	73,86	20,00
52,17	3,03	70,31
22,02	67,65	36,36
79,98	67,80	35,53
71,39	70,45	67,44
31,09	79,11	46,67
76,80	41,97	67,86
75,21	43,33	11,76
52,92	77,52	54,17
51,05	78,53	21,43
45,17	67,80	38,95
68,84	78,79	42,86
53,26	69,67	16,22
94,83	-71,43	44,44
41,76	63,13	57,53
59,57	58,04	36,17
38,66	49,42	73,08
53,38	54,40	63,64
9,09	56,43	59,02
20,82	32,67	78,11

49,10	53,43	78,68
2,35	51,92	36,00
13,61	86,85	63,54
12,46	83,52	63,59
23,96	3,65	79,62
80,51	30,00	34,29
84,94	52,80	49,15
55,30	67,21	59,41
78,40	57,39	58,67
77,63	64,49	20,41
50,00	63,37	50,79
-4,77	89,32	10,29
77,98	45,89	50,63
-13,82	77,57	61,65
85,77	31,48	48,65
58,54	64,89	4,35
40,94	62,71	64,60
61,08	80,57	48,84
-35,45	41,68	81,44
32,90	62,99	43,86
7,91	95,04	-176,92
32,47	63,46	60,53
51,22	63,80	70,72
17,59	76,90	62,03
41,58	45,20	47,40
19,93	54,01	56,42
56,81	62,32	38,46
41,52	39,50	55,37
31,33	65,11	43,58
15,49	44,89	52,58

## 5.2 Tratamento de Dados

Após a análise dos valores obtidos para as eficiências, assim como os dados coletados, verificaram-se inconsistências nos mesmos. Dentre as inconsistências observam-se: valores fisicamente não realizáveis que deram origem a eficiências negativas e dados ausentes. Os valores considerados incorretos estão marcados em vermelho nas tabelas acima. Para um estudo criterioso e a geração de gráficos comparativos, estes pontos foram retirados da amostragem. A nova tabela completa com entradas e saídas dos hidrociclones e as respectivas eficiências calculadas, é apresentada (Tabela 5.2.1).

**Tabela 5.2.1: Tabela com dados tratados**

Mês	Dia	Ent HC A	Sai HC A	Sai HC B	Sai HC C	Efic A (%)	Efic B (%)	Efic C (%)
Junho	21	646	129	61	21	80,03	52,71	65,57
	22	301	111	64	34	63,12	42,34	46,88
	26	937	168	82	52	82,07	51,19	36,59
	27	267	151	64	20	43,45	57,62	68,75
	28	163	154	78	46	5,52	49,35	41,03
Julho	20	495	153	40	32	69,09	73,86	20,00
Agosto	2	138	66	64	19	52,17	3,03	70,31
	4	218	170	55	35	22,02	67,65	36,36

	5	1179	236	76	49	79,98	67,80	35,53
	6	1017	291	86	28	71,39	70,45	67,44
	7	521	359	75	40	31,09	79,11	46,67
	8	832	193	112	36	76,80	41,97	67,86
	9	121	30	17	15	75,21	43,33	11,76
	10	907	427	96	44	52,92	77,52	54,17
	11	666	326	70	55	51,05	78,53	21,43
	12	538	295	95	58	45,17	67,80	38,95
	13	953	297	63	36	68,84	78,79	42,86
	14	261	122	37	31	53,26	69,67	16,22
	16	340	198	73	31	41,76	63,13	57,53
	17	277	112	47	30	59,57	58,04	36,17
	18	419	257	130	35	38,66	49,42	73,08
	19	414	193	88	32	53,38	54,40	63,64
	20	154	140	61	25	9,09	56,43	59,02
	21	317	251	169	37	20,82	32,67	78,11
	22	831	423	197	42	49,10	53,43	78,68
	23	213	208	100	64	2,35	51,92	36,00
	27	845	730	96	35	13,61	86,85	63,54
	28	1428	1250	206	75	12,46	83,52	63,59
29	288	219	211	43	23,96	3,65	79,62	
30	513	100	70	46	80,51	30,00	34,29	
Setembro	1	830	125	59	30	84,94	52,80	49,15
	2	689	308	101	41	55,30	67,21	59,41
	3	815	176	75	31	78,40	57,39	58,67
	4	617	138	49	39	77,63	64,49	20,41
	5	344	172	63	31	50,00	63,37	50,79
	7	663	146	79	39	77,98	45,89	50,63
	9	759	108	74	38	85,77	31,48	48,65
	10	316	131	46	44	58,54	64,89	4,35
	11	513	303	113	40	40,94	62,71	64,60
	12	1706	664	129	66	61,08	80,57	48,84
	14	459	308	114	64	32,90	62,99	43,86
	16	308	208	76	30	32,47	63,46	60,53
	17	1025	500	181	53	51,22	63,80	70,72
	18	415	342	79	30	17,59	76,90	62,03
	19	962	562	308	162	41,58	45,20	47,40
	20	592	474	218	95	19,93	54,01	56,42
	21	639	276	104	64	56,81	62,32	38,46
22	342	200	121	54	41,52	39,50	55,37	
23	747	513	179	101	31,33	65,11	43,58	
24	833	704	388	184	15,49	44,89	52,58	

Para fins de futura verificação da conformidade da concentração média mensal de óleo no descarte da água produzida em questão, foram calculados os valores médios mensais, mostrados na tabela 5.2.2.

**Tabela 5.2.2: Médias mensais de descarte**

Mês	Médias Mensais de Descarte		
	HC A	HC B	HC C
Junho	143	70	35
Julho	153	40	32
Agosto	287	96	39
Setembro	318	128	62

Devido à falta de dados coletados para todos os dias de cada mês, as concentrações médias calculadas podem não representar precisamente a realidade.

### 5.3 Estudo de Caso 1: Apenas 1 Hidrociclone para Tratamento

#### 5.3.1 Análise Gráfica

Na plataforma em questão foi usada uma bateria de 3 hidrociclones, em série, para o tratamento da água produzida.

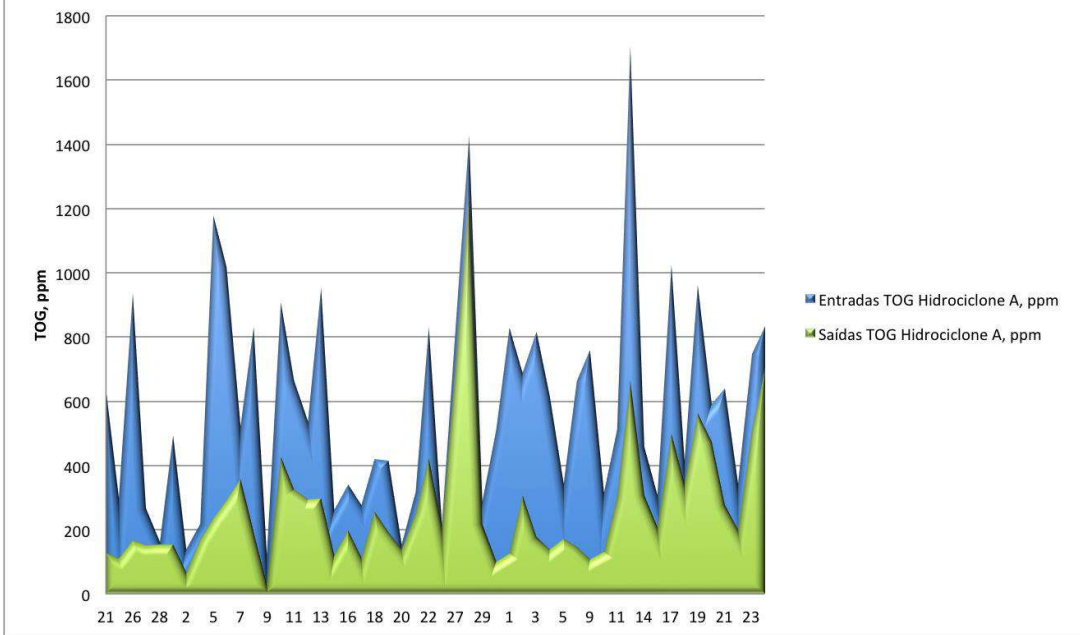
O Estudo de Caso 1 tem por objetivo a análise do comportamento da separação e a eficiência do processo diante da utilização de apenas um hidrociclone. Um comparativo da concentração de óleo na saída do equipamento em relação à especificação de descarte a ser seguida também foi efetuada.

Com os dados da amostragem diária do hidrociclone A, foi gerado o gráfico 5.3.1, onde os valores de TOG a montante do hidrociclone A estão em azul e os valores a jusante estão em verde.

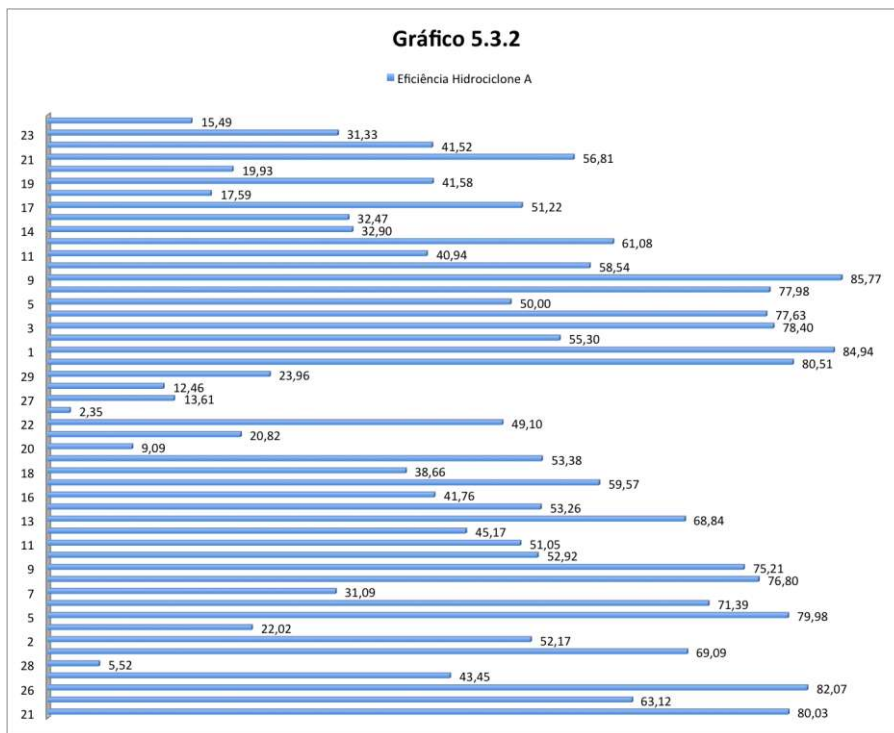
Para a análise do comportamento da eficiência do hidrociclone A, foi gerado o gráfico 5.3.2, para todos os dias de amostragem, e os respectivos valores diários de eficiência encontrados, da tabela 5.2.1.

De acordo com a legislação vigente, segundo o órgão regulador CONAMA, resolução número 393 de 8 de agosto de 2007, citada no item 3.1 deste trabalho, determina que a descarga contínua de água produzida de plataformas offshore tenham um limite total de óleos e graxas, chamado TOG (Teor de Óleos e Graxas) de: 29 mg/L, média mensal e 42 mg/L para limite máximo de descarga diária. Os gráficos 5.3.3 e 5.3.4, visam a comparação do descarte do hidrociclone A, frente a esses limites.

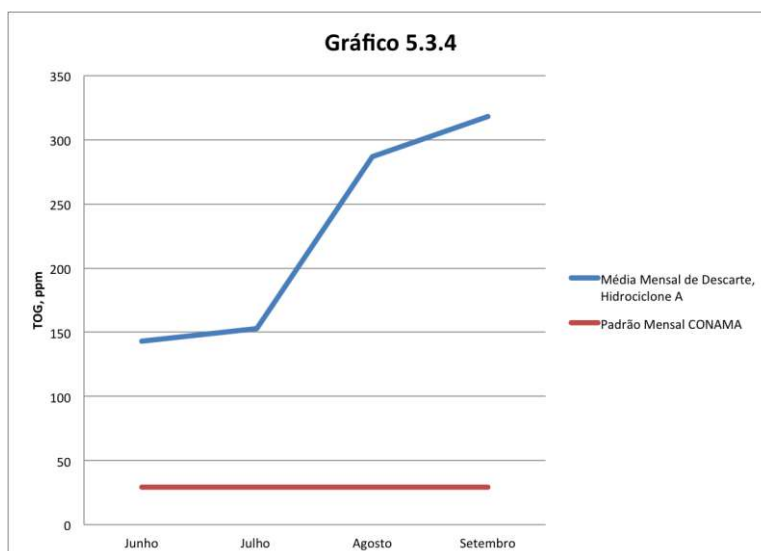
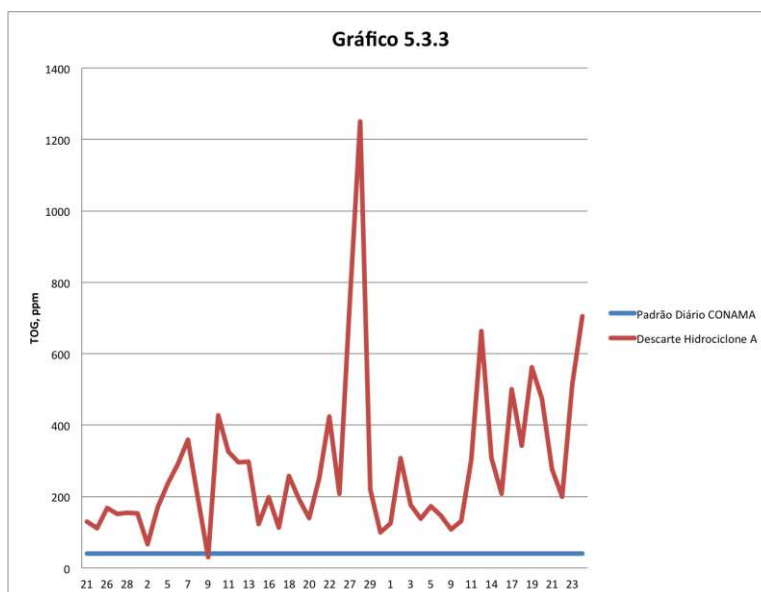
**Gráfico 5.3.1**



**Gráfico 5.3.2**







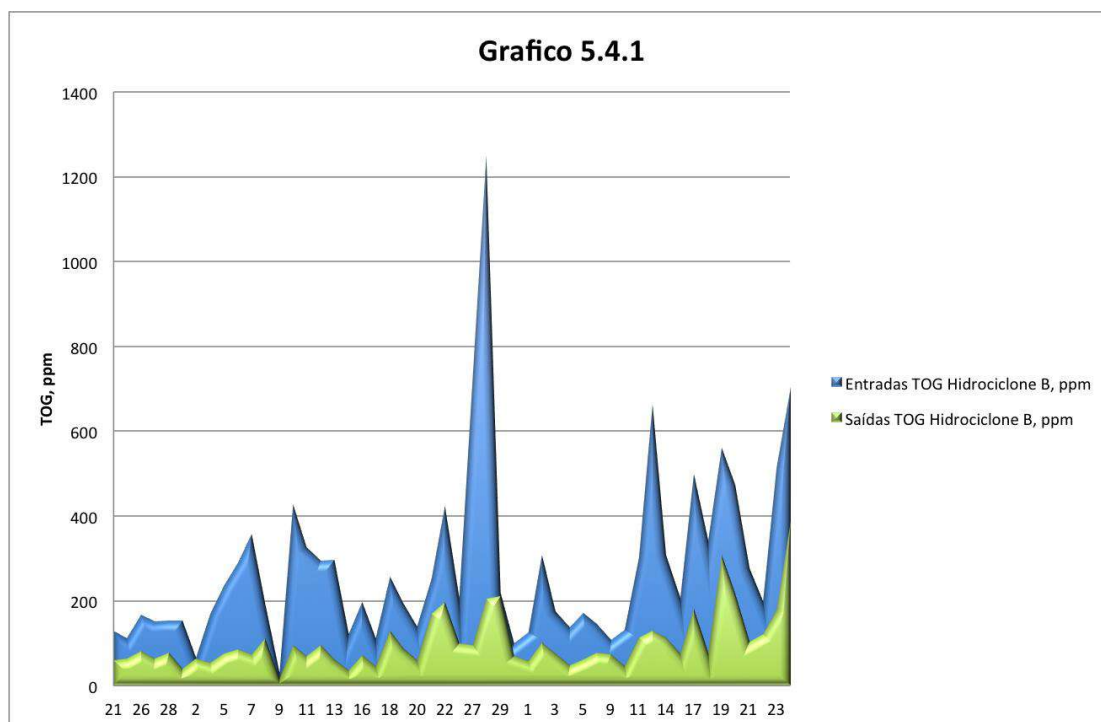
Os gráficos 5.3.3 e 5.3.4 revelam que, somente a separação do hidrociclone A, não é capaz de enquadrar o descarte de água produzida dentro dos padrões de limite máximo diário permitido, bem como da média mensal, que se encontram muito acima dos valores exigidos. Sendo assim, fica evidente a necessidade de usar uma bateria de hidrociclones.

## 5.4 Estudo de Caso 2: 2 Hidrociclones em Série para Tratamento

### 5.4.1 Análise Gráfica

Em continuidade à análise do número mínimo de hidrociclones necessário para realizar a separação que permita o descarte dentro dos padrões, será feito o estudo de bateria com 2 hidrociclones em série. Vale ressaltar que o primeiro hidrociclone da série é o mesmo hidrociclone A, discutido no item anterior. O

gráfico 5.4.1 contém os dados de amostragem do *underflow* à jusante do hidrociclone B e da corrente de entrada, a montante do mesmo.

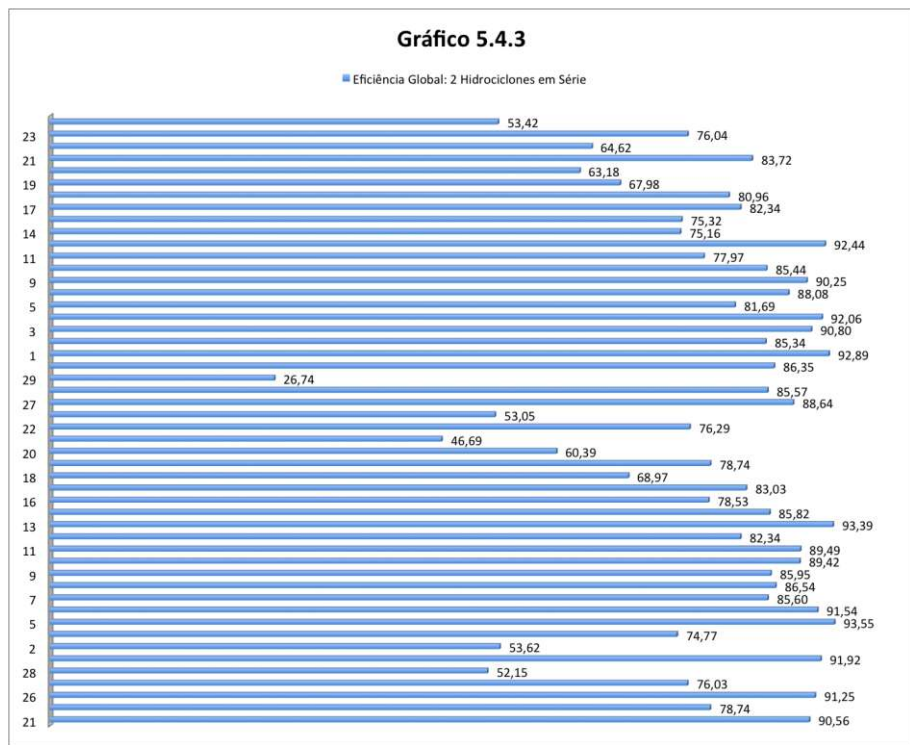
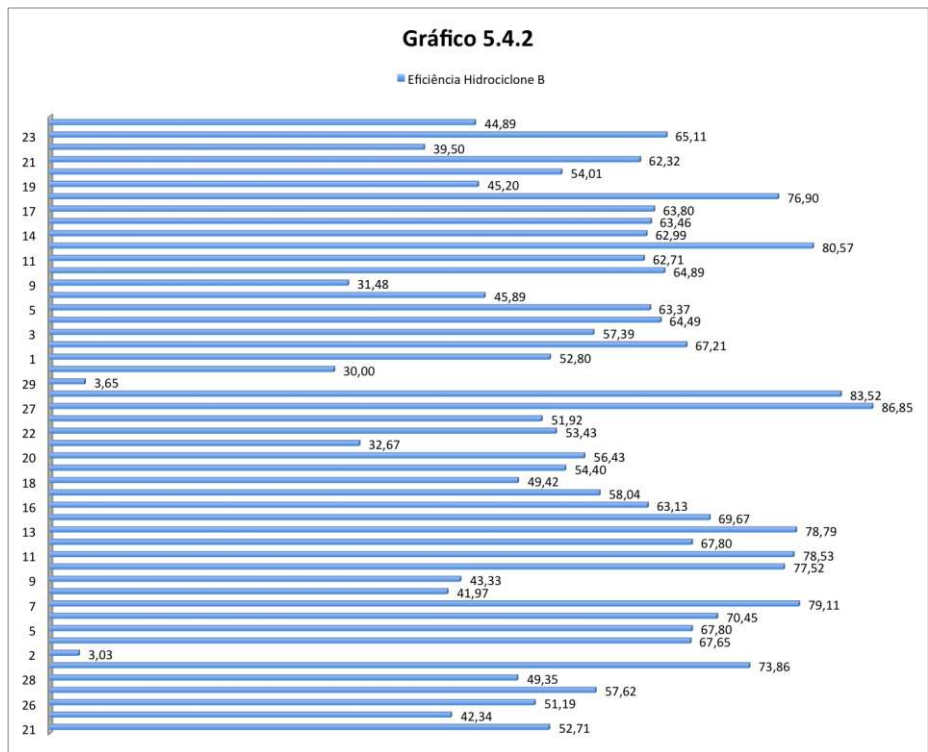


Para a análise do comportamento da eficiência do hidrociclone B, foi gerado o gráfico 5.4.2, para todos os dias de amostragem e os respectivos valores de eficiência.

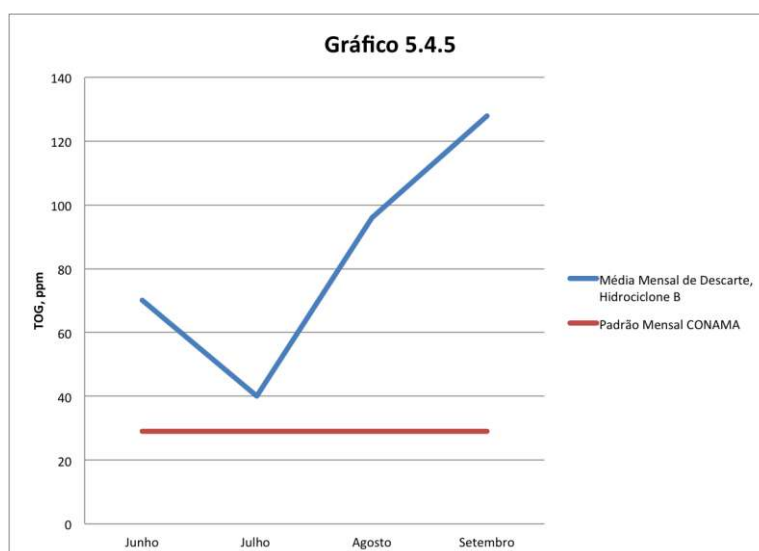
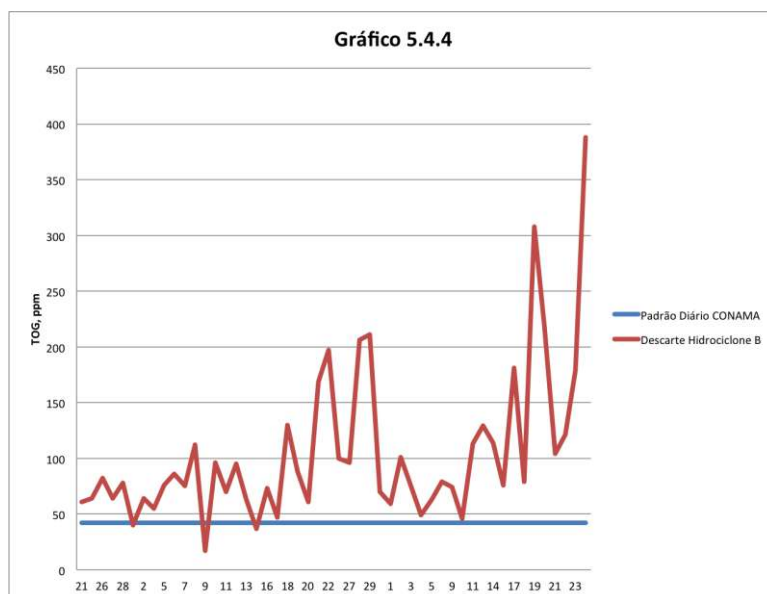
A eficiência global do sistema da série de 2 hidrociclones, também foi analisada e o resultado segue no gráfico 5.4.3.

Comparando-se as eficiências dos hidrociclones A e B, verifica-se que, para muitos dados de processo, a eficiência do segundo é maior que a do primeiro. Sabe-se que, quanto menor a partícula a ser separada, menor será o diâmetro nominal requerido para o hidrociclone, para que maior seja a queda de pressão e a aceleração e, assim, maior seja a eficiência na separação (a separação é função do diâmetro de corte,  $d_{50}$ , de acordo com a equação 4.2). Como não se sabe, exatamente, se os dois hidrociclones presentes no sistema são iguais, é difícil prever uma comparação precisa das eficiências. Vale ressaltar que, para sistemas líquido/líquido, o diâmetro das partículas é dependente das condições de operação, devido aos fenômenos de quebra e coalescência que podem ocorrer durante a separação.

Percebe-se, claramente, o aumento da eficiência global, após o novo arranjo em série, de acordo com o gráfico 5.4.3. Uma análise comparativa mais detalhada será feita a seguir com o objetivo de fornecer a conclusão da conformidade do descarte dentro dos padrões.



Os gráficos 5.4.4 e 5.4.5 foram gerados, a fim de comparar a situação do descarte da água produzida em relação aos padrões CONAMA.



Os gráficos 5.4.4 e 5.4.5 mostram que, a série de 2 hidrociclones ainda não é capaz de enquadrar o descarte de água produzida dentro dos padrões de limite máximo diário permitido, bem como da média mensal, que se encontram muito acima dos valores exigidos. Sendo assim, fica evidente a necessidade de, pelo menos, mais um hidrociclone em série.

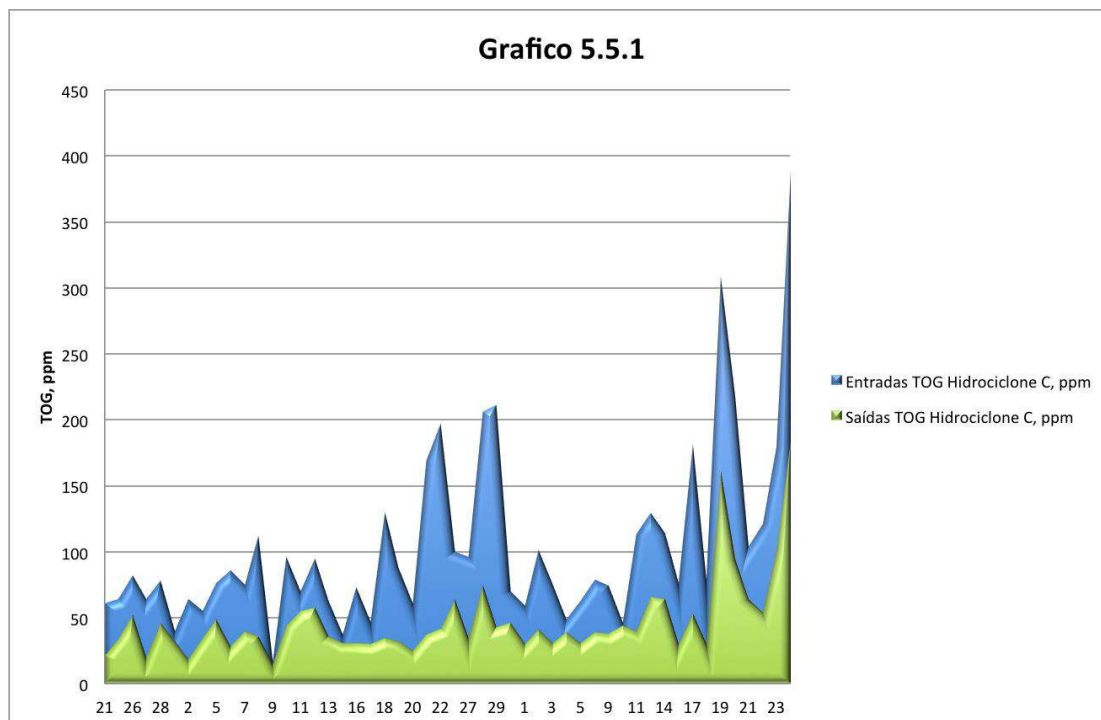
## 5.5 Estudo de Caso 3: 3 Hidrociclones em Série para Tratamento

### 5.5.1 Análise Gráfica

De acordo com o prévio conhecimento do sistema adotado na unidade *offshore* estudada, sabe-se que são usados 3 hidrociclones em série para o tratamento da

água produzida em questão. Desta forma, a última análise tem por objetivo a comprovação da conformidade da escolha da composição do sistema.

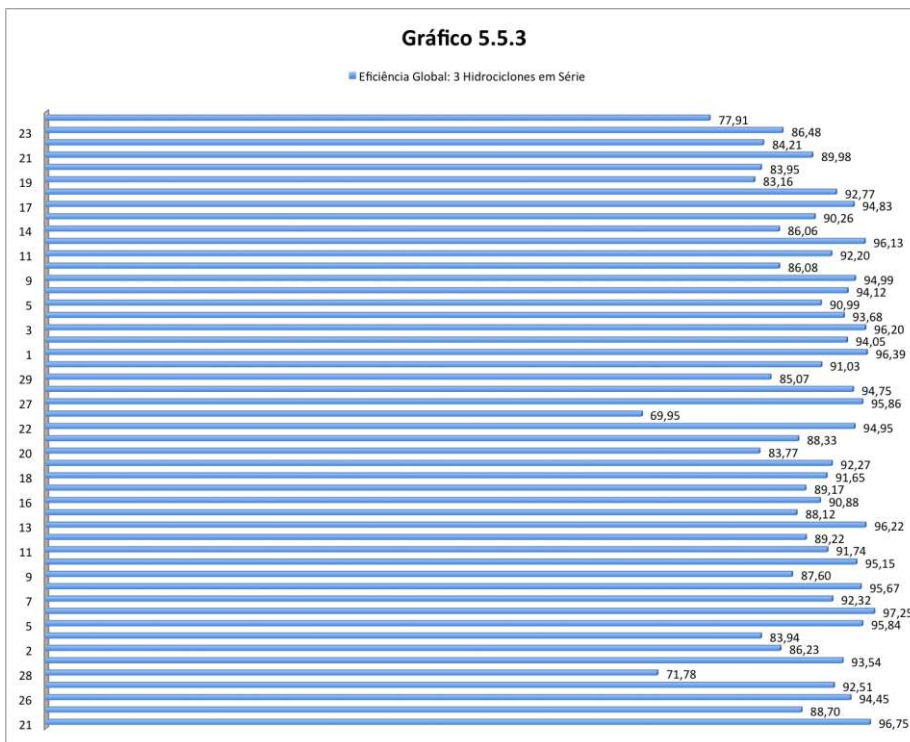
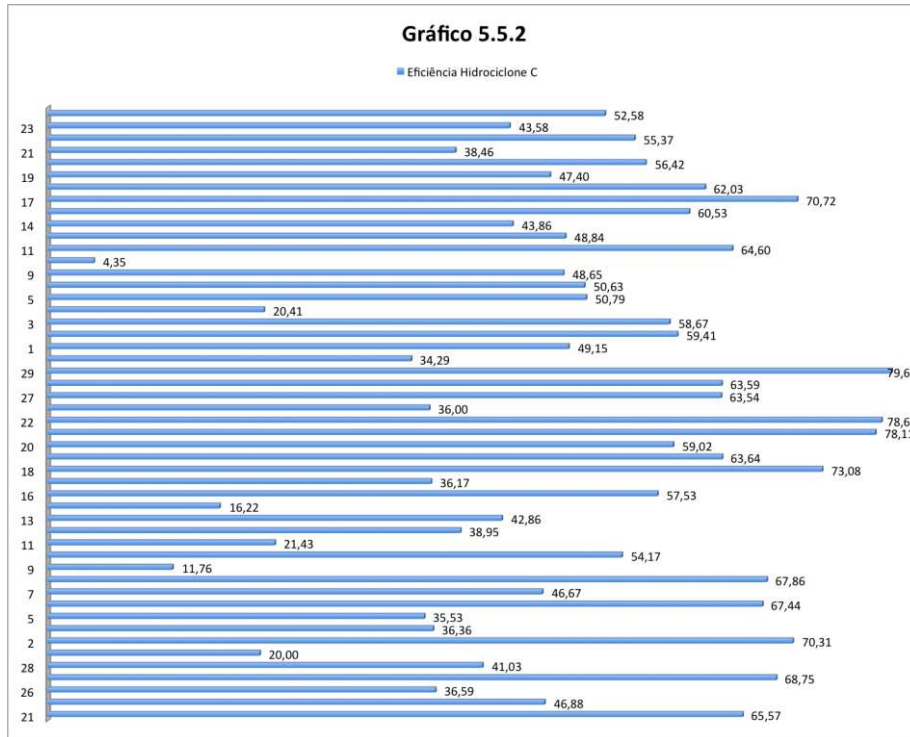
O gráfico abaixo contém os dados de amostragem da corrente de entrada e do *underflow* do hidrociclone C e, portanto, já para descarte final.

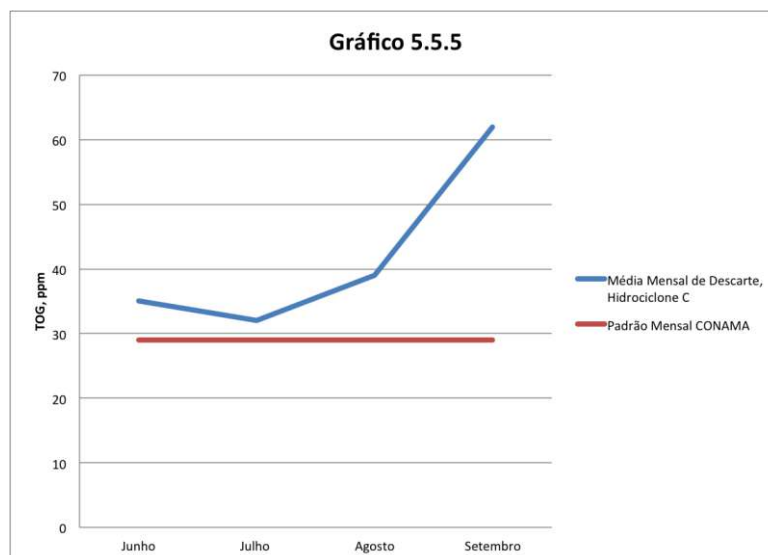
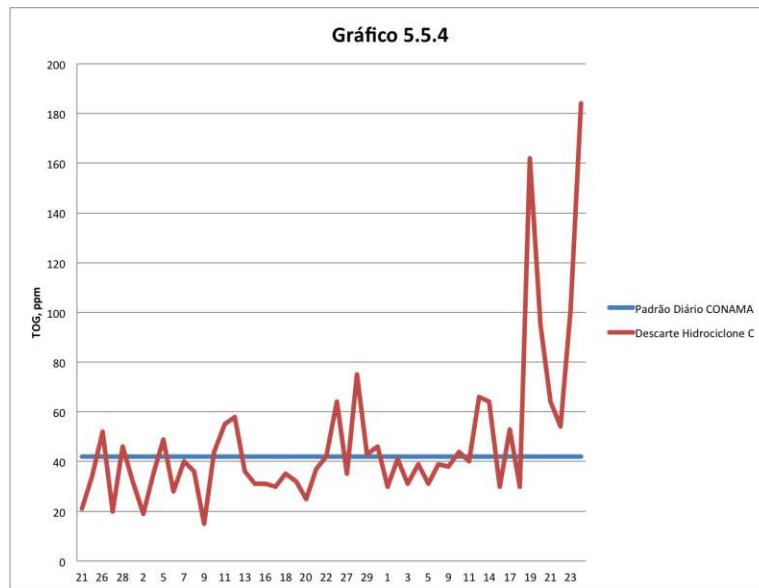


Os resultados obtidos para as eficiências do hidrociclone C e a eficiência global do sistema estão evidenciados nos gráficos 5.5.2 e 5.5.3, a seguir.

Percebe-se que, a eficiência global do sistema aumentou significativamente, atingindo, muitas vezes, valores próximos do esperado, de 98%, para uma distribuição de tamanho de gota entre 15 e 30  $\mu\text{m}$ , de acordo com o Capítulo 4 deste trabalho. Como não é conhecida a distribuição de tamanho de gota do sistema analisado, tomando-se como base o item 3.2.9, que discorre sobre a distribuição de tamanho de gota num sistema de água produzida, que tem sua maior ocorrência em torno de 10  $\mu\text{m}$ , pode-se dizer que o sistema atingiu uma boa média global de separação, 90,18%, já que as partículas seriam inferiores ao range de 15 a 30  $\mu\text{m}$ .

Para finalizar o estudo, os gráficos 5.5.4 e 5.5.5, mostram o comparativo dos TOGs finais obtidos após o sistema de separação e os padrões CONAMA.





De acordo com os gráficos, fica evidente que o descarte da água produzida ainda não estaria em conformidade com a legislação. Ainda que os limites máximos diários tenham sido largamente obedecidos, alguns valores ficaram bem acima do permitido. Finalmente, a média mensal ultrapassou o padrão em todos os meses em questão.

Percebe-se, assim, que o sistema ainda estaria subdimensionado com apenas 3 hidrociclones em série. Um maior número de equipamentos ou o seu redimensionamento, precisa ser considerado.

## 6. Conclusão

O presente estudo teve como propósito a análise de um sistema real de tratamento de água produzida de uma unidade *offshore*. Esta unidade conta com sistema composto de bateria de 3 hidrociclones em série. O estudo baseou-se valores reais de amostragem do descarte de água produzida.

A partir dos resultados destaca-se que o sistema operando de forma subdimensionada, seja exigindo um maior número de ciclones em série, seja exigindo o redimensionamento dos equipamentos. O subdimensionado acarreta problemas advindos da não conformidade dos valores de TOG no descarte com relação à legislação vigente do órgão regulador.

Como em teoria acima expressa, em alguns casos os hidrociclones podem apresentar eficiência abaixo do desejado devido a razões diversas, como propriedades desfavoráveis da própria água produzida a ser tratada, causando problemas como incrustações e o não funcionamento adequado do hidrociclone, operação inadequada, falta de manutenção ou mesmo problemas no projeto.

Embora os gráficos gerados com as amostras de TOG permitam obter uma avaliação com relação à operação, devido a ausência de dados completos de amostragem, a conclusão final pode diferir da realidade.

## 7. Sugestões de Trabalhos Futuros

- Estudos avaliando a necessidade de um maior número de equipamentos em série;
- Análise econômica do projeto dos hidrociclones a serem instalados e custos de operação;
- Avaliação da influência da vazão, com uma possível divisão da mesma, num arranjo de hidrociclones em paralelo. O estudo teria por objetivo a operação abaixo do limite de vazão crítica, evitando, assim, efeitos de quebra de gota.



## Referências Bibliográficas

REYNOLDS R. R.; KIKER, R. D.; 2003. Produced Water and Associated Issues. A manual for the independent operator, p. 1-13.

EKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J.; 2005. Management of Produced Water on Offshore Oil Installations: a comparative assessment using flow analysis. Final Report, march 2005. Case studies provided by the UK Offshore Operators Association and its member companies, p. 31-64.

STEWART, M.; ARNOLD, K.; 2009. Emulsions and Oil Treating Equipment. Selection, sizing and troubleshooting, p. 107-132.

MAZZILLI, B. P.; MÁDUAR, M. F.; CAMPOS, M. P.; IPEN- INSTITUTO DE PESQUISAS ENERGETICAS E NUCLEARES. Radioatividade no Meio Ambiente e Avaliação de Impacto Radiológico Ambiental.

SMITH, K. P.; An Overview of Naturally Ocurring Radioactive Materials (NORM) in the Petroleum Industry, 1992.

SOUZA, A. L. S.; FIGUEIREDO, M. W.; KUCHPIL, C.; BEZERRA, M. C.; SIQUEIRA, A. G.; FURTADO, C. A.; PETROBRAS S. A.; 2005. Water Management in Petrobras: Developments and Challenges. Artigo apresentado na Offshore Technology Conference, Maio 2005 – Houston, Texas.

GABARDO, I. T.; 2007. Produced Water Characterization from Brazilian Offshore Platforms and Dispersion Plume Modeling Studies. International Seminar on Oilfield Water Management, outubro 2007. CENPES, Environmental Monitoring & Assessment Department.

FREITAS, A. G. B.; PAIXÃO, A. E. A.; SANTANA, C. R.; SILVA, G. F.; 2008. Tratamento de Água Produzida Usando Hidrociclone. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP. Artigo preparado para apresentação na Rio Oil & Gas Expo and Conference 2008.

OLIVEIRA, R. C. G.; OLIVEIRA, M. C. K.; 2000. Remoção de Contaminantes Tóxicos dos Efluentes Líquidos Oriundos da Atividade de Produção de Petróleo no Mar.

HUSVEG, T.; JOHASEN, O.; BILSTAD, T.; 2007. Operational Control of Hydrociclones During Variable Produced Water Flow Rates – Frøy Case Study. University of Stavanger, TOTAL E&P NORGE, Agosto 2007.

PEREZ, X. M. A.; 2008. ANALISE QUALITATIVA DE RISCOS DE UMA PLATAFORMA FIXA DE PRODUÇÃO: Ampliação da Planta de Tratamento de Água Produzida.

SHLUMBERGER OIL FIELD GLOSSARY. (<http://www.glossary.oilfield.slb.com>)

National Energy Technology Laboratory, NETL. Produced Water Management System, Federal Regulations: U.S. Environmental Protection Agency. (<http://www.netl.doe.gov>)