



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE

CENTRO DE TECNOLOGIA

CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DOS PROCESSOS DE TRATAMENTO DE ÁGUA
PRODUZIDA DE PETRÓLEO**

Bárbara Helinska Ferreira

Orientador: Professor Dr. Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte

Natal/RN

Novembro/2016

BÁRBARA HELINSKA FERREIRA

**ESTUDO DOS PROCESSOS DE TRATAMENTO DE ÁGUA
PRODUZIDA DE PETRÓLEO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

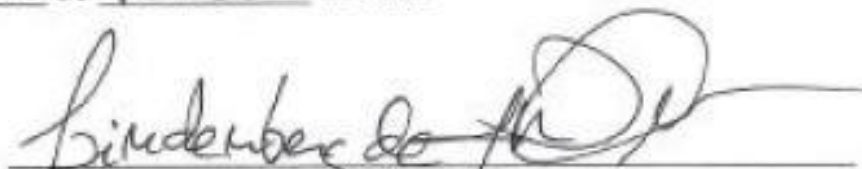
Natal/RN
Novembro/2016

BÁRBARA HELINSKA FERREIRA


Estudo dos Processos de Tratamento de Água Produzida de Petróleo

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como requisito parcial na obtenção do título de Engenheiro de Petróleo.

Aprovado em 25 de NOVEMBRO de 2016


Professor Dr Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte
Orientador – UFRN


Mestre Larissa Sobral Hilário
Co-orientadora – UFRN


Professora Drª Vanessa Cristina Santanna
Membro da banca – UFRN

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais Martha e Eduardo e ao meu noivo Artur Furtado, que me deram toda base e compreensão durante todo o curso.

Dedico ainda a todos os amigos que me acompanharam nessa jornada da graduação e me deram apoio para que eu conseguisse chegar ao fim.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus por nunca ter me abandonado e ter me dado força e perseverança para concluir o curso de Engenharia de Petróleo.

Sou grata ao meu professor orientador Lindemberg de Jesus Nogueira Duarte, por todo apoio e por acreditar em mim e na minha capacitação. E a minha co-orientadora Larissa Hilário por ter me ajudado do começo ao final desse projeto me passando conhecimento e apoio para que tudo desse certo. Ambos mostrando qual melhor caminho seguir.

Agradeço ainda aos demais professores que me acompanharam ao longo do curso de Engenharia de Petróleo da UFRN me passando o conhecimento necessário para me tornar uma boa profissional.

Obrigada aos grandes amigos que fiz durante esse período que me deram força e me ajudaram a enfrentar dias difíceis e comemorar os dias de glória. As noites de sono perdidas estudando valeram à pena.

Agradeço também aos meus amados pais Martha e Eduardo que sempre estiveram ao meu lado e me apoiaram em todos os momentos, acreditando no meu potencial. Obrigada por toda a educação concebida a mim por todos esses anos e que agora poderei lhes dar esse retorno em forma de orgulho pela conclusão do curso. Ao meu noivo Artur pela compreensão e renúncia durante essa caminhada, por sempre estar ao meu lado sendo o meu maior incentivador além de me ajudar como pôde a chegar até aqui.

RESUMO

Água produzida é o maior efluente gerado pelas empresas responsáveis pela exploração e produção de petróleo. Essa água que é disposta na Estação de Tratamento das empresas, possui em sua composição elevados teores de sais, óleo dissolvidos, metais pesados e substância tóxicas, impedindo assim o reuso, descarte e injeção sem um tratamento prévio adequado. O referente estudo condiz em protagonizar as escolhas específicas para cada processo de tratamento adequado de seis amostras (P1, P2, P3, P4, P5 e P6) as quais foram selecionadas para análise de parâmetros físico-químicos, BTEX e metais. As amostras P1 e P2 tiveram com o destino a injeção, e se referem às análises dos parâmetros físico-químicos, como: DQO e para redução do seu teor foi proposto tratamento biológico, sólidos suspensos que foi indicado como tratamento para remoção à filtração, já o sulfeto e os sólidos totais dissolvidos foram apontados o tratamento por precipitação química e, por conseguinte, salinidade que se recomendou tratamento por membranas. Já as amostras P3 e P4 os parâmetros investigados foram os BTEX com destino final por reuso, sendo que a amostra P3 ficou isenta de um possível tratamento, devido aos seus índices terem sido abaixo do valor máximo permitido pelo Conama nº 430, enquanto que a amostra P4 foi proposto tratamento de adsorção para a redução dos seus índices desse contaminante. Finalmente as amostras P5 e P6 foram realizadas análises para determinação dos metais que assim como a amostra P4 foi sugerido o tratamento por adsorção, e o destino foi descarte.

Palavras-chave: Água produzida, Tratamentos, Parâmetros físico-químicos, BTEX, Metais.

ABSTRACT

Produced water is the largest effluent generated by the companies responsible for the exploration and production of oil. This water, which is disposed in the Treatment Station of the companies, has high levels of salts, dissolved oil, heavy metals and toxic substances, thus preventing reuse, disposal and injection without proper treatment. The results of this study are based on the selection of six samples (P1, P2, P3, P4, P5 and P6), which were selected for the analysis of physicochemical parameters, BTEX and metals. Samples P1 and P2 were submitted to the injection, and refer to the analyzes of the physico-chemical parameters, such as: COD and to reduce its content, biological treatment, suspended solids was proposed as a treatment for removal to filtration, since Sulfide and total dissolved solids were indicated the treatment by chemical precipitation and, therefore, salinity which was recommended for treatment by membranes. The P3 and P4 samples were the BTEX with final destination by reuse, and the P3 sample was exempted from a possible treatment, due to its indices being below the maximum value allowed by Conama n ° 430, while the Sample P4 was proposed adsorption treatment for the reduction of its indices of this contaminant. Finally the samples P5 and P6 were performed analyzes for determination of the metals that as the P4 sample was suggested the treatment by adsorption, and the destination was discarded.

Keyword:. Produced water, Treatments, Physicochemical parameters, BTEX, Metals.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Separador gravitacional	20
Figura 2: Esquema genérico do tanque de flotação	21
Figura 3: Princípio de funcionamento de um hidrociclone.....	22
Figura 4: Principais características dos processos que utilizam diferença de pressão como força motriz.....	24
Figura 5: O fenômeno osmótico e a osmose inversa	25
Figura 6: Etapas realizadas na metodologia do trabalho	36

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Análise Elementar do Óleo Cru Típico (% em peso)	13
Tabela 2- Tecnologias e processos de tratamento de AP	26
Tabela 3 - Parâmetros analisados.....	33
Tabela 4 – Método para análise dos parâmetros	34
Tabela 5 – Parâmetros físico-químicos	37
Tabela 6 - Parâmetros BTEX	39
Tabela 7 - Parâmetros metais	40

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	10
1.1. Objetivo	11
1.2. Objetivos específicos.....	11
2. ASPECTOS TEÓRICOS.....	12
2.1. Petróleo.....	12
2.2. Água Produzida.....	15
2.3. Composição da Água Produzida.....	16
2.4. Impactos causados pela água produzida.....	17
2.5. Processos utilizados para tratamentos da água produzida.....	19
2.6. Destino da água produzida e sua regularização.....	27
2.6.1 Reinjeção.....	28
2.6.2 Reuso.....	29
2.6.3 Descarte.....	29
2.7. Caracterização da Água Produzida.....	31
3. METODOLOGIA.....	33
3.1 Análises Químicas da Água Produzida.....	33
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	37
5. CONCLUSÃO.....	411
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	42

1.INTRODUÇÃO

Na indústria petrolífera, a água se faz presente, essa encontra-se na rocha juntamente com o petróleo e o gás natural. Atualmente o petróleo, é principal fonte de energia utilizada como combustível, é constituído por centenas de diferentes substâncias químicas, embora a maioria dos constituintes seja hidrocarbonetos. Estes fluidos estão separados em camadas. O mais pesado, a água, fica na parte inferior da rocha, sobre ela o petróleo e acima deste, o gás (SILVA, 2000).

Um dos subprodutos mais importantes obtido no processo de extração do petróleo é a água de produção. Uma das suas principais aplicações está na própria extração do petróleo, uma vez que essa é injetada nos poços para manter a pressão e auxiliar o fluxo do petróleo para a superfície, aumentando sua produção (Manual de injeção de água, 1998).

A água a ser injetada na rocha pode ser doce, salgada ou aquela produzida juntamente com o óleo depois de separada. Seja qual for o tipo de água injetada no reservatório, ela é tratada para garantir o não entupimento dos poros da rocha, que dificulta a migração do óleo para os poços (SILVA, 2000).

A injeção da água com o objetivo de recuperação convencional de óleo tem sido uma operação corriqueira por muitos anos. Entretanto, o descarte de água visando evitar a poluição, tanto de mananciais de água potável na superfície quanto da água do mar, vem se tornando cada vez mais importante (CURBELO, 2002).

A indústria petrolífera, apesar de seus aspectos econômicos e estratégicos serem importantes para a gestão e política mundial, essa possui diversos limitadores para sua expansão, sendo a questão ambiental, atualmente, um dos fatores de grande relevância nesse contexto (GOLDEMBERG et al, 2014).

Devido a sua formação, a água produzida é composta por uma mistura complexa de compostos orgânicos e inorgânicos, além de resíduos de aditivos químicos utilizados no processo de produção (FIGUEREDO et al, 2014).

O tipo de processo a ser adotado para o tratamento da água produzida- AP depende dos compostos que se deseja remover. Os compostos a serem removidos, por sua vez, dependem do destino final a ser adotado para a AP

tratada que pode ser descarte, injeção ou reuso (MOTTA, 2013). Dentre os métodos de tratamento mais utilizados, pode-se citar hidrociclones, osmose reversa, adsorção em carvão ativado, argila orgânica, copolímeros, zeólitos e resinas, flotação, coagulação, precipitação química, oxidação química, processo eletroquímico, tratamento fotocatalítico, processo fenton, tratamentamrnto com ozônio, desemulsificantes, tratamento biológico e tratamento com membranas.

1.1. Objetivo

Este trabalho tem como objetivo analisar alguns parâmetros da água produzida e posteriormente propor um tratamento que seja adequado de acordo com o seu destino final, que poderá ser: reuso, injeção ou descarte.

1.2. Objetivos Específicos

- Caracterização de amostras de água produzida advindas da bacia Sedimentar Potiguar;
- Acompanhamento das análises químicas das amostras de água produzida;
- Propor método de tratamento da água produzida, de modo mais eficiente, para o tipo de água caracterizada, baseada em seu destino final.

2. ASPECTOS TEÓRICOS

Para contextualizar o presente trabalho, os aspectos teóricos abordados foram divididos de forma a contemplar os conceitos mais relevantes acerca do petróleo, e ainda, água produzida bem como os tratamentos empregados para o seu tratamento adequado com base no seu destino final.

2.1. Petróleo

Petróleo, palavra que deriva - do latim *petra* (pedra) e *oleum* (óleo), esse é uma mistura de hidrocarbonetos e impurezas. Os óleos mudam suas características de acordo com a cor, viscosidade, densidade, acidez, teor de enxofre, dependendo de cada reservatório (SZKLO, 2008).

O petróleo é uma substância oleosa, inflamável, tem cheiro característico e normalmente menos denso que a água (SZKLO, 2008) que pode variar de líquido completamente fluido de cor amarelo-palha até material pastoso ou semi-sólido de cor preta (CORREA et al.,1989). Esta variação vai depender do tipo de formação geológica do campo, pois está diretamente relacionada com o tipo de hidrocarboneto predominante (PEDROZO et al, 2002).

A partir de estudos de inúmeros cientistas, surgiram diferentes teorias a respeito da origem do petróleo, como a mineral, entre as quais citam-se os pesquisadores franceses Henry Moissan e Paul Sabatier, e a orgânica, proposta por Karl Engler e Hans Hofer, que é a mais aceita por estar suportada por ter maior comprovação científica.

Segundo esses cientistas, os hidrocarbonetos produzidos a partir da matéria orgânica seriam oriundos de peixes e vegetais, bem como, restos de animais presentes em grandes quantidades no fundo do mar. Essa massa de detritos orgânicos se transformaria em compostos químicos, sob a ação do calor e da pressão das camadas que iriam se depositando e pela ação de bactérias ao longo do tempo. O resultado seria uma ação das bactérias se transformando em uma substância pastosa (FARAH, 2013).

A teoria da Origem Inorgânica do Petróleo diz que o petróleo é formado por processos não biológicos nas profundezas da Terra crosta e manto. Isto contradiz a

visão tradicional de que o petróleo seria um "combustível fóssil", produzido por restos de antigos organismos (JIGUIS, 2012).

Logo, conclui-se que a origem orgânica, com combinação de moléculas de carbono e hidrogênio, ou seja, hidrocarbonetos alifáticos, alicíclicos e aromáticos, que foram formados a partir da decomposição da matéria orgânica proveniente de animais e plantas que viveram em mares rasos e quentes nas costas dos continentes tem sua relevância quanto a origem do petróleo (THOMAS, 2001).

São encontrados em bacias sedimentares, formadas por camadas ou lençóis porosos de areia, arenitos ou calcários, onde aloja-se o petróleo, ocupando os poros rochosos como forma "lagos". Ele acumula-se, formando jazidas, onde são encontrados o gás natural, na parte mais alta, e petróleo e água nas mais baixas.

Embora sua composição varie de campo para campo e até entre poços em um mesmo campo, o petróleo é formado essencialmente de hidrocarbonetos parafínicos, naftênicos e aromáticos, e pequenas quantidades de heterocompostos contendo átomos de enxofre, nitrogênio e oxigênio. Alguns compostos inorgânicos estão presentes no petróleo em teores variados sendo considerados como impurezas (THOMAS, 2001).

Na Tabela 1 pode-se observar que a composição elementar do petróleo varia pouco, pois é constituído por séries homólogas de hidrocarbonetos, que são substâncias compostas por átomos de carbono e hidrogênio, com tamanhos de cadeia que vão desde um átomo de carbono – o metano – até 60 ou mais (BRASIL, 2011).

Tabela 1 - Análise Elementar do Óleo Cru Típico (% em peso)

Elemento	%
Carbono	83,0 – 87,0
Hidrogênio	11,0 – 14,0
Nitrogênio	0,11 – 1,7
Oxigênio	0,1 – 2,0
Enxofre	0,6 – 8,0
Metais	Até 0,3 %

Fonte: Thomas, 2001

O alto percentual do carbono e hidrogênio existente no petróleo define que os seus principais compostos são os hidrocarbonetos. Os outros constituintes aparecem na forma de compostos orgânicos que contêm outros elementos, como o nitrogênio, o enxofre e o oxigênio. Metais também podem ocorrer como sais de ácidos orgânicos (THOMAS, 2001).

Devido aos diversos derivados que o petróleo pode produzir, como: o gás liquefeito (GLP), gasolina, óleo diesel, querosene, nafta, óleos combustíveis e lubrificante, combustível marinho, coque de petróleo, dentre outros, inclusive como insumo da indústria petroquímica (ALMEIDA, 2006), por possuir uma vasta aplicabilidade, torna-se uma matéria-prima de difícil substituição, em curto prazo, sendo uma matriz energética em potencial de vários países (ALMADA & PARENTE, 2013).

Dentre as fontes não renováveis de energia (petróleo e derivados, gás natural, carvão mineral e derivados e Urânio e derivados) utilizadas na matriz energética brasileira, o petróleo corresponde a 39,2%, seguido pelo gás natural com 11,5%. Dentre as renováveis, os derivados da cana-de-açúcar são os mais representativos com 15,4%, seguidos da energia hidráulica e eletricidade com 13,8% (MMA, 2013b).

Os reservatórios podem produzir grandes volumes de água, que em alguns casos pode ser reinjetado no poço para manutenção da pressão ou para maximizar a produção, entretanto, em muitos campos, a água produzida é descartada no ambiente após passar por tratamento.

O volume de água produzida gerada na atividade de produção de petróleo varia de acordo com as características e idade do campo, sendo os reservatórios mais maduros, responsáveis pela geração dos maiores quantitativos deste efluente (NEFF et al, 2011a). Em alguns casos, tanto em atividades onshore quanto nas offshore, os volumes de água de produção gerados, podem chegar a serem os maiores, dentre todos os resíduos gerados pela indústria petrolífera (IFC, 2007a; IFC, 2007b).

2.2. Água Produzida

Os termos água produzida e água de produção são sinônimos e referem-se ao efluente gerado no processo de produção de petróleo e gás natural.

Essa denominação água produzida (AP) somente pode ser utilizada quando a mesma alcança à superfície, juntamente com o material extraído do reservatório consiste na mistura da água de formação do poço produtor, água de condensação, de injeção dos processos de recuperação secundária e água utilizada para dessalinização do petróleo produzido (NSC, 2002; VEIL et al, 2004; GABARDO, 2007; FAKHRU'L-RAZI et al, 2009).

A água de formação é a maior fração presente na água produzida, que se trata da água do mar ou água doce que há milhões de anos foi represada em reservas geológicas formadas por rochas porosas sedimentares entre camadas de rochas impermeáveis no interior da crosta terrestre (NEFF et al, 2011a).

A água produzida é gerada como subproduto da produção de petróleo durante o processo de separação por onde esses fluidos passam (processamento primário) para que possam se transformar em produtos comerciais. Um dos objetivos do tratamento é a remoção de óleo, que pode estar presente na água sob as formas livre, em emulsão (mais preocupante, pois é de difícil remoção) e dissolvido (MOTTA, 2013).

Devido ao aumento crescente do volume de água produzida durante a vida produtiva do poço, os possíveis danos podem ser graves, pois, com o passar do tempo, os poços geralmente se tornam maduro, ou seja, apresentam uma diminuição na produção de óleo e/ ou gás e um aumento significativo na da água. De acordo com Vieira (2011), a quantidade de água extraída de poços maduros pode ser tão grande que o percentual de volume de água nestes poços, pode chegar a ser superior a 95%.

Gerenciar a água produzida do petróleo se constitui em um enorme desafio para as empresas petrolíferas. As opções que geralmente são usadas para o seu destino são o descarte, injeção e o reuso. Porém, em todos os casos é necessário tratamento da AP, a fim de evitar danos ao meio ambiente e às instalações de produção, ou até mesmo, reutilizar sem causar prejuízos aos processos nos quais a AP será utilizada (MOTTA, 2013).

Na indústria do petróleo, vários segmentos podem agredir o meio ambiente. No segmento representado pela extração do Petróleo, o poluente mais relevante,

particularmente pelo volume envolvido, é a Água Produzida juntamente com o petróleo.

A AP pode ser além de descartada adequadamente, ter utilização nos processos de injeção para recuperação secundária com relativo sucesso. A melhoria na qualidade da água injetada, a adequação desta à zona de injeção, o uso da aditivação com polímeros, bem como o tratamento das zonas produtoras, pode contribuir para a diminuição no volume da água produzida e em maior produção de óleo (SILVA, 2000).

A água produzida, geralmente, contém diversos íons e gases dissolvidos, tais como: ferro, cloreto, bicarbonato, sulfato, dióxido de carbono, sulfeto de hidrogênio, oxigênio e bactérias, além de altos teores de sólidos, da presença de óleo e de produtos químicos da produção que influenciam na sua qualidade e corrosividade. (CURBELO, 2002).

Dessa forma, a AP torna-se bastante complexa quanto a sua composição, o que acarreta um desafio para a indústria petrolífera, principalmente quando se refere a produção de petróleo que envolve o gerenciamento adequado da água produzida, compreendido num conjunto de soluções voltadas para o processo de produção da água, incluindo técnicas de separação, análises laboratoriais, tratamento, descarte e/ou reinjeção (VIEIRA, 2011).

2.3. Composição da Água Produzida

A composição da água produzida (AP) pode originar-se das seguintes águas: a existente no reservatório de óleo desde a sua origem, denominada Água Conata e a sua mistura com a água subterrânea que pode estar sendo utilizada em processos de recuperação secundária, essa chamada de Água de Injeção.

A Água Conata fica armazenada com os sedimentos desde a superfície após os processos diagênicos que transformam sedimentos em rochas sedimentares, exibem frequente contaminação com sais ou outros elementos químicos.

A água injetada por ter várias composições, podendo ser água doce captada em poços, a água do mar ou até mesmo a água produzida. Esta última contém sal, óleo emulsionado e durante o processo de separação do petróleo pode receber produtos químicos como desemulsificantes, biocidas, anti-incrustantes,

seqüestradores de oxigênio e anti-espumantes, além de receber fluidos descartados de outros processos.

A composição da AP varia assim como a sua toxicidade, dessa forma, precisa dispor uma forma de descarte ou outro destino, pois deve-se considerar os possíveis impactos ao meio ambiente.

A Água Produzida contém geralmente alta salinidade, partículas de óleo em suspensão, produtos químicos adicionados nos diversos processos de produção, metais pesados e por vezes alguma radioatividade. Isto a torna um poluente de difícil descarte agravando-se pelo expressivo volume envolvido (SILVA, 2000).

A constituição da água de produção é mistura complexa de compostos químicos orgânicos e inorgânicos naturalmente ocorrentes que foram dissolvidos ou dispersados na forma de particulados das formações geológicas e rotas de migração onde esse efluente esteve represado por milhares de anos (NEFF et al, 2011a).

Suas propriedades físicas e químicas variam bastante, de acordo com a idade geológica, profundidade, características geoquímicas e localização da formação rochosa, assim como da composição química das fases de óleo e gás no reservatório e processos adicionados durante a produção (OGP, 2005).

2.4. Impactos causados pela água produzida

A utilização indevida da água produzida acarreta em efeitos nocivos ao meio ambiente, que abrange da poluição de corpos d'água e contaminação de aquíferos a danos ao solo, à fauna, à flora, à saúde humana e danos à própria produção (VIEIRA, 2011).

Atualmente, considera-se os aspectos legais e econômicos que são importantes para a água produzida ser destinada a reinjeção, pois essa deve ser tratada para garantir o não entupimento dos poros da rocha, problemas com incrustação e corrosão das instalações, que dificultam a recuperação secundária do óleo (SILVA, 2000).

Ponderando os impactos ambientais causados pela exploração e desenvolvimento da indústria do petróleo, analisa-se os aspectos ambientais relacionados a vazamentos, alterações no ambiente socioeconômico, geração de ruídos, emissões atmosféricas, geração de resíduos líquidos e sólidos e descarte de efluentes (IFC, 2007a).

A exploração e produção de petróleo onshore (Terra) e offshore (Mar) pode causar ainda significativa poluição atmosférica, devido às diversas fontes de emissões de gases de efeito estufa (O'ROURKE & CONNOLLY, 2003).

Os principais poluentes das emissões para a atmosfera são: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), compostos orgânicos voláteis (VOC), dióxido de enxofre (SO₂) e óxidos de nitrogênio (NO_x) (OGP, 2012b), ácido sulfúrico (H₂S), compostos BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno), glicóis e hidrocarbonetos poliaromáticos (HPA) (IFC, 2007a).

A água de produção é, pelo menos, quatro vezes mais salgada que a água do mar e geralmente contém certa quantidade de toxinas, metais pesados e radioatividade, dependendo da formação geológica de onde foi retirada (FARAG & HARPER, 2014).

Os descartes de água produzida podem alterar a qualidade da água do mar, aumentando a concentração de poluentes na coluna d'água e contaminando o sedimento marinho (FAKHURU'L-RAZI et al, 2009).

Os óleos e graxas são constituintes poluentes de operações onshore e offshore. Os componentes orgânicos insolúveis, além de provocarem efeitos antiestéticos em águas superficiais, são tóxicos para os peixes e alteram a potabilidade e o gosto da água.

Os elementos orgânicos solúveis e emulsificados são os responsáveis pelos efeitos tóxicos agudos, e tornam-se um grande problema para o tratamento e disposição da água produzida sendo difícil de remover (SILVA, 2000).

Um dos problemas causados em humanos por contato superficial com a água produzida poderá causar doenças de pele, irritações e dermatites, e a sua ingestão pode causar intoxicação grave, devido a presença de óleo. Nos animais, os efeitos são semelhantes, porém a sua ingestão costuma ser mais comum, causando até a morte (VIEIRA, 2011).

Devido a sua complexidade química, os descartes de água produzida podem ser responsáveis pela alteração da qualidade da água do mar, aumentando a concentração de poluentes na coluna d'água e contaminando o sedimento marinho, inclusive causando danos a comunidade bentônica e seu habitat e indiretamente aos peixes (FRASER & ELLIS, 2009).

Nos descartes onshore, a composição deste efluente pode acarretar danos irreversíveis a corpos hídricos mais sensíveis, contaminação do solo e emissões

atmosféricas (IFC, 2007b). Por essas razões e aliados aos grandes volumes de geração, a água produzida talvez seja um dos aspectos ambientais mais relevantes de toda a atividade de exploração e produção de petróleo (ONOJAKE & ABANUM, 2012).

2.5. Processos utilizados para tratamentos da água produzida

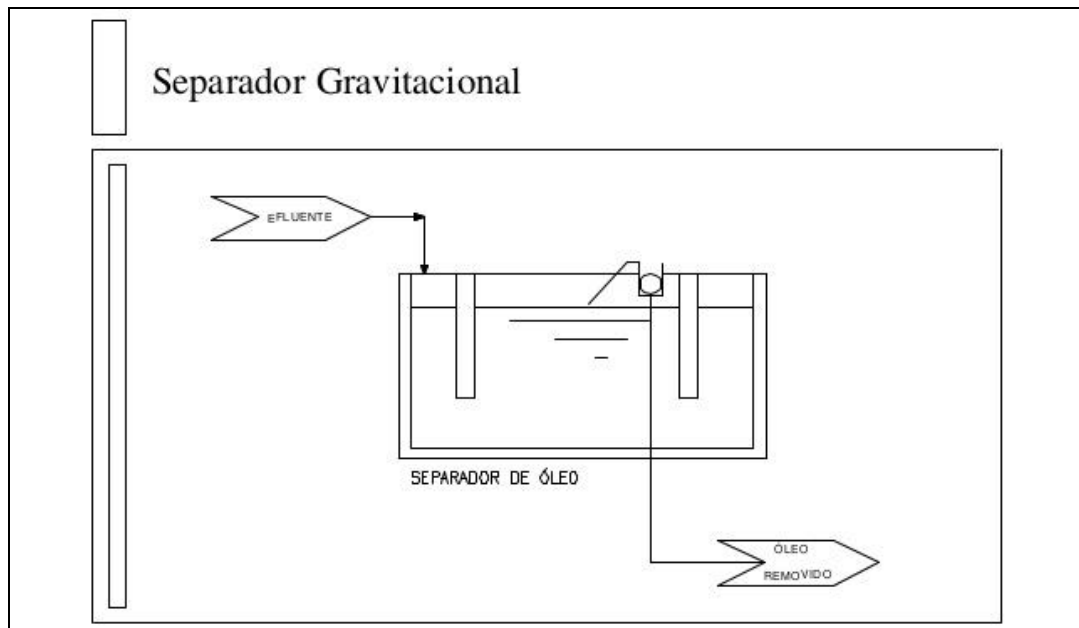
O tratamento da água tem por finalidade recuperar parte do óleo nela presente em emulsão e condicioná-la para reinjeção ou descarte (CÂNDIDO, 2011). Ao tratar a água produzida essa precisa apresentar suas características de acordo com o destino esperado. A alternativa a ser adotada para tratamento e destino da AP depende de vários fatores, tais como: localização da base de produção, legislação, viabilidade técnica, custos e disponibilidade de infraestrutura e de equipamentos (MOTTA, 2013).

A Água Produzida a ser descartada, terá de passar por tratamentos eficazes de modo a se enquadrar na legislação vigente, devido ao local de descarte, se no mar ou em terra. Se for reutilizada, o tratamento tem que atingir os padrões necessários ao processo em que será utilizada.

Os principais tratamentos para água produzida estão classificados em dois tipos, que são: métodos convencionais, que abrangem, separadores gravitacionais, flotação e hidrociclones, e métodos não convencionais, que abrangem, tratamentos químicos, tratamentos biológicos e tratamentos por membranas, que serão expostos a seguir.

- Separadores gravitacionais: O primeiro estágio do tratamento primário utilizado em campos terrestres é geralmente conduzido em equipamentos de separação gravitacional (CAPPS *et al.*, 1993). A Figura 1 mostra a ilustração de um separador gravitacional.

Figura 1: Separador gravitacional

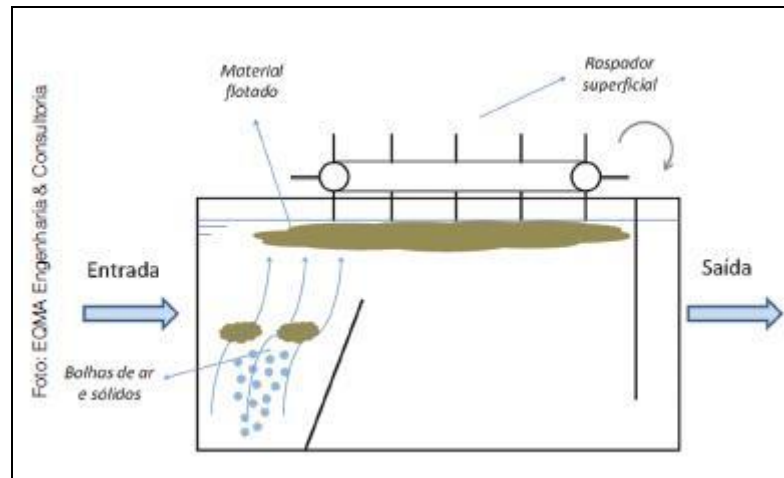


Fonte: Ricardo de Gouveia, 2016

O separador gravitacional é indicado para separação da fração de óleo encontrado na forma livre, onde apresenta gotas de diâmetros maiores que $150\mu\text{m}$. Consiste no escoamento horizontal da AP por grandes tanques de decantação, possibilitando que o óleo livre e os sólidos decantáveis sejam separados por ação da gravidade e a fase aquosa removida.

- Flotação: Tem se apresentando como uma tecnologia promissora na remoção de óleos e graxas provenientes de refinarias, plantas petroquímicas, metalúrgicas, indústrias alimentícias e etc., reduzindo a carga poluente de efluentes. O objetivo é gerar bolhas gasosas no interior da água produzida, em seguida, as bolhas formadas colidem e aderem nas gotículas de óleo dispersas na água, reduzindo a densidade desses agregados e promovendo a ascensão do óleo que, por sua vez, forma uma camada de espuma de simples transferência, como ilustrado na Figura 2.

Figura 2: Esquema genérico do tanque de flotação



Fonte: EQMA Engenharia & Consultoria

Esse fato ocorre porque o óleo é hidrofóbico, tem pouca afinidade com a água, e com aderência das microbolhas de ar, o mesmo é conduzido até o topo do flutuador (BENSADOK *et al.*, 2007).

- Hidrociclones: Funcionam como centrifugadores, aumentando a velocidade do processo de separação. São utilizados equipamentos que permitem a formação de um escoamento em espiral, gerando um campo centrífugo no seu interior que, em função da diferença de densidade entre as fases, promove a separação do óleo disperso.

Segundo Fernandes Junior (2006), o princípio de funcionamento dos hidrociclones inclui os seguintes passos e pode ser ilustrado pela Figura 3:

1º: A água produzida com óleo emulsionado é bombeada a baixa pressão para o hidrociclone;

2º: Forma um movimento espiral descendente, por causa da forma do equipamento e a força da gravidade, além do fluxo gerado anteriormente;

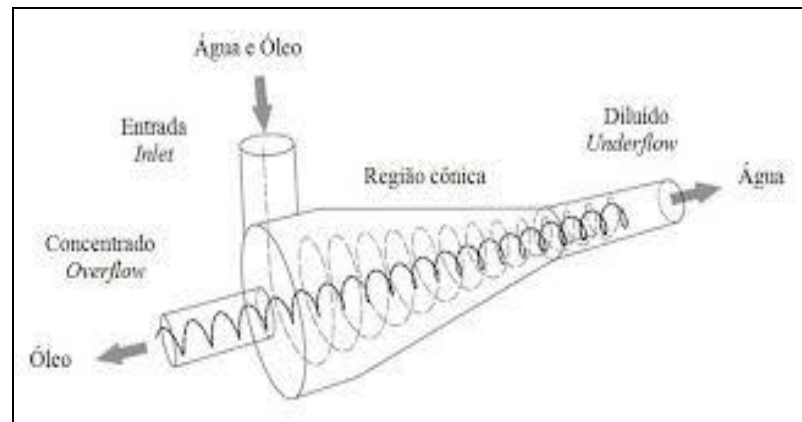
3º: Produção de uma zona de baixíssima pressão devido ao espaçamento no centro;

4º: Formação de uma corrente ascendente no centro, pela diminuição da área; tendo as força centrífuga e força de arraste central.

5º: As partículas de menor densidade são arrastadas para o centro e saíam pela parte superior;

6º: As partículas mais densas saíam pela base do hidrociclone.

Figura 3: Princípio de funcionamento de um hidrociclone



Fonte: HUSVEG, 2007

Devido à utilização da força centrífuga como método para separação da água do óleo, a água tratada sai pela parte inferior do hidrociclone e o líquido com óleo sai pela parte superior, sendo denominada de rejeito.

- Tratamento de adsorção: um tratamento físico que pode ser incorporado ao carvão ativado (ajuda a remover compostos orgânicos dissolvidos, alguns metais pesados e Benzeno, Tolueno, Etil-benzeno e Xileno -BTEX), argila orgânica (ajuda a remover hidrocarbonetos livres insolúveis que contribuem para hidrocarbonetos totais de petróleo e Teor de Óleos e Graxas -TOG), copolímeros (remove TOG), zeólitos e resinas (remove compostos orgânicos dissolvidos, BTEX, TOG, sólidos suspensos, cálcio e magnésio) (FAKHURU'L-RAZI *et al*, 2009).

No processo de adsorção, o poluente químico é aderido à superfície de um sólido, ou seja, o contaminante é transferido da fase líquida para superfície de um material sólido. Sendo assim, muitos tipos de materiais adsorventes são testados para remoção de óleo disperso. Dos quais, podemos citar: bentonita organofílica, cinzas de cascas de arroz, palha de cevada, fibras de lã natural, material reciclado não tecido a base lã, grafite exfoliado magnético, perlita expandida, areia, polipropileno, resina amberlite, nano-sílica hidrofóbica, argilas organofílicas, xisto retortado, vermiculita hidrofobizada, biomassas, entre outros.

Além dos métodos convencionais utilizados no tratamento da água, processos químicos e biológicos vêm sendo concebidos em paralelo à técnica de membranas. Porém, eles têm alto custo de tratamento, utilizam produtos químicos tóxicos e

precisam de grande espaço para a instalação. Os métodos não-convencionais, podem ser:

- **Tratamentos químicos:** Geralmente são utilizados associados com métodos convencionais, os processos químicos possuem uma larga escala de aplicação no tratamento da água produzida, servindo na desestabilização do óleo finamente dissolvido. Os princípios mais comuns são a precipitação e a oxidação química, processos eletroquímicos, tratamentos fotocatalíticos, processos envolvendo a reação de Fenton ou líquidos iônicos, tratamentos com ozônio e também os agentes desemulsificantes.

A utilização dos desemulsificantes é um exemplo de tratamento químico, são utilizados na desestabilização de emulsões de sistema óleo e água e sua posterior separação de fases. Eles apresentam propriedade interfaciais e se adsorvem na interface água-óleo mudando as suas propriedades físico-químicas e favorecendo assim a coalescência entre as gotas de água (Kokal, 2005). Suas vantagens são as altas velocidades de adsorção na interface água-óleo, deslocamento dos emulsificantes naturais que estabilizam as emulsões e a formação de películas finas e frágeis na interface água-óleo (HILÁRIO, 2012).

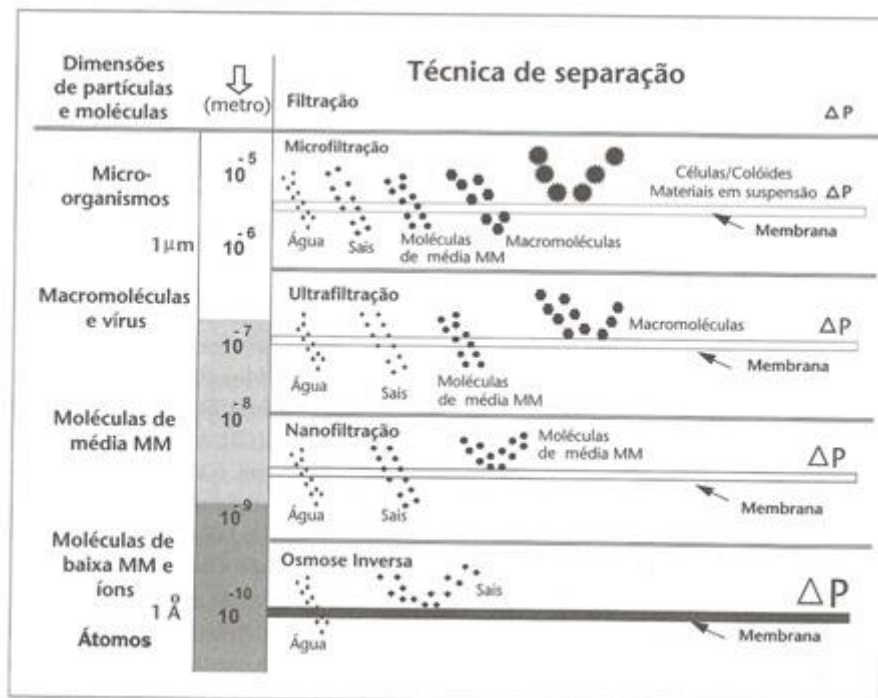
- **Tratamento de coagulação:** é um tratamento químico que envolve a aplicação de produtos químicos para precipitação de compostos em solução e desestabilização de suspensões coloidais de partículas sólidas, que, de outra maneira, não poderiam ser removidas por sedimentação, flotação ou filtração. A coagulação desempenha um papel dominante na cadeia de processos de tratamento de água, principalmente na preparação da decantação ou da flotação e, assim, na filtração que se segue. Para que os outros processos obtenham êxito, tem que ter uma coagulação bem-sucedida (RICHER, 2009).

- **Tratamentos biológicos:** Os processos biológicos aplicados no tratamento de água utilizam tanto microrganismos aeróbicos, como microrganismos anaeróbicos. Tem função na remoção de compostos orgânicos e amônia, metabolizando estes contaminantes. Porém, não servem para tratamento de sólidos dissolvidos (IWAKI, 2015).

- **Tratamentos por membranas:** Os processos de separação por membranas estão presentes em diversos setores, como na indústria química, na área médica, na biotecnologia, na indústria alimentícia, na indústria farmacêutica e em tratamentos de águas residuais. Em relação à indústria petrolífera, a utilização de membranas

vem sendo usado na remoção de partículas de óleo estáveis da água produzida, de diâmetro na ordem de micrômetros. Os principais processos de separação de membranas são a microfiltração, a ultrafiltração, a nanofiltração e a osmose inversa, apresentados na Figura 4 que mostra os tipos de partículas e moléculas usados nesse processo e as técnicas de separação utilizadas nesse tratamento.

Figura 4: Principais características dos processos que utilizam diferença de pressão como força motriz

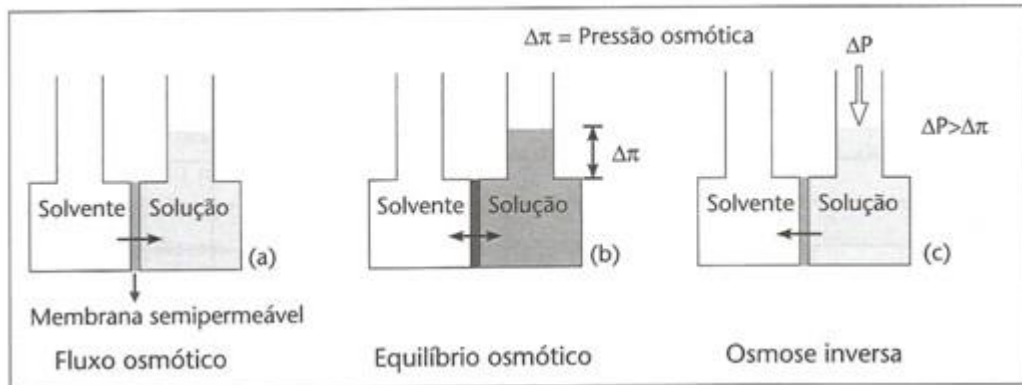


Fonte: Gabrielly Ferra, 2014

- Microfiltração: separa partículas sólidas suspensas e bactérias, são membranas totalmente permeáveis aos compostos solúveis, independente das massas molares. São aplicadas em filtração estéril, tanto de líquidos quanto de gases;
- Ultrafiltração: separa partículas sólidas suspensas, bactérias, vírus e compostos orgânicos com macromoléculas. É utilizada na purificação e concentração de proteínas e enzimas;
- Nanofiltração: remoção de compostos orgânicos de baixo peso molecular e separa íons multivalentes;

- Osmose inversa: utiliza membranas anisotrópicas densas e são permeáveis apenas aos solventes, assim, separa componentes iônicos dissolvidos. A alta pressão faz com que a água atravesse a membrana no sentido da solução mais concentrada para a menos concentrada (Figura 5).

Figura 5: O fenômeno osmótico e a osmose inversa



Fonte: Gabrielly Ferra, 2014

Para promover a separação, o fluido deve ser conduzido através da membrana por meio de uma força motriz, normalmente induzida por um gradiente de concentração, de potencial elétrico, de pressão de vapor ou de pressão hidráulica. No caso da água produzida, o gradiente de pressão hidráulica é a força motriz mais aplicada (Iwaki, 2015).

- Filtração: é basicamente a retenção de partículas sólidas por meio de membranas ou leitos porosos. As Estações de Tratamento de Água (ETA) utilizam filtros de carvão ativo, areia e cascalho. Para que os filtros funcionem é necessário controlar o nível de água e a vazão de entrada de água decantada para os filtros e saída de água filtrada. As ETAs comportam filtros rápidos que agem por ação da gravidade e sob pressão. São lavados a contra-corrente (inversão de fluxo) com uma vazão capaz de assegurar uma expansão adequada para o meio filtrante (Departamento Autônomo de Água e Esgoto - DAAE).

A Tabela 2 mostra um resumo dos processos de tratamentos apresentados anteriormente e os compostos que são removidos

Tabela 2 – Tecnologias e processos de tratamento de AP

PROCESSO DE TRATAMENTO	FUNÇÃO/REMOÇÃO
Tratamentos físicos	
Adsorção em carvão ativado, argila orgânica, copolímeros, zeólitos e resinas	Carvão ativado: compostos orgânicos dissolvidos, alguns metais pesados e BTEX (benzeno, tolueno, etil-benzeno e xileno) solúveis. Argila orgânica: hidrocarbonetos livres insolúveis que contribuem para hidrocarbonetos totais de petróleo (HTP) e TOG. Copolímeros: TOG Zeólitos e resinas: compostos orgânicos dissolvidos, BTEX, TOG, SS, cálcio e magnésio.
Hidrociclones	Óleo disperso.
Flotação	Óleo e Sólidos em suspensão (SS).
Tratamentos químicos	
Coagulação	Partículas suspensas e coloidais.
Precipitação química	Abrandamento com cal e soda: dureza, sulfetos, SDT e Óleo. Tratamentos específicos: metais pesados e hidrocarbonetos.
Oxidação química	Compostos químicos refratários.
Processo eletroquímico	Demanda química e de oxigênio (DQO) e Demanda bioquímica de oxigênio (DBO).
Tratamento foto-catalítico	DQO.
Processo fenton	DQO e óleo.
Tratamento com ozônio	Compostos orgânicos dissolvidos e BTEX .
Desemulsificantes	Óleo.
Tratamento biológico	DQO e DBO.
Tratamento com membranas	Microfiltração, Ultrafiltração, Nanofiltração e Osmose Inversa: óleo, sólidos em suspensão (SS), compostos dissolvidos, BTX, metais pesados. Membranas de zeólito e argila bentonítica.

Fonte: adaptado de Fakhru'L-Razi et al.(2009).

Para evitar os impactos ambientais causados pela água produzida são necessários tratamentos que sejam capazes de remover os seguintes contaminantes: óleo residual; gases; sólidos suspensos; bactérias, e ainda, a água produzida precisa ao final do tratamento apresenta-se em consonância com a legislação vigente para a qual a mesma se destina.

- Remoção do óleo residual: a presença de óleo na água a ser disposta no mar é limitada, já para água a ser injetada, a presença de óleo pode levar à queda de injetividade, especialmente se a injeção estiver se realizando em uma zona que não tenha contido óleo anteriormente (poço de descarte).

- Remoção de gases: estão presentes o H_2S , CO_2 e O_2 , que favorecem a corrosão, o uso de anticorrosivos é comum. Dessa forma, usar materiais resistentes à corrosão é economicamente mais viável.

- Remoção de sólidos suspensos: quando não são retirados das águas a serem dispostas no mar, os que estão nas águas levadas à injeção poderá ter queda de injetividade. Logo, devem ser retirados. Existem vários processos de filtração, como os filtros são, em geral, afetados pela presença de óleo na água; o óleo deve ser retirado do efluente antes desse processo ocorrer. No caso, devem ser removidas as partículas de até 1/3 do diâmetro mínimo de passagem, na rocha em que a água está sendo injetada.

- Eliminação de bactérias: usa-se bactericidas, isso se houver presença de bactérias na água que será injetada. Os problemas causados pelas bactérias são corrosão do aço por geração de H_2S e acarretam "pits" e trincas. Como efeito da corrosão, existe a formação e deposição de sulfeto de ferro que, com o tempo, obstrui o local em que a água está sendo injetada. (SILVA,2000).

2.6. Destino da água produzida e sua regularização

Geralmente, o descarte da água produzida é o destino mais comum, porém pode-se também encaminhar essa para outras utilizações, como no reuso da água produzida, a técnica mais comum é a reinjeção no poço, a qual é empregada em vários campos.

2.6.1 Reinjeção

O procedimento de reinjeção da água produzida em poços pode ser utilizado para incrementar as taxas de recuperação de petróleo, com o movimento da água deslocando o petróleo, ou ainda, apenas para descarte da água de produção de modo a não comprometer o meio ambiente (NEFF et al, 2011a).

Segundo Motta et al. (2013), a reinjeção trata-se de uma das formas de destino mais adequadas para a água produzida, já que remove, total ou parcialmente, o resíduo gerado e, nos casos de recuperação secundária de hidrocarbonetos, transforma-o em matéria prima para o próprio processo, resultando em ganhos econômicos e ambientais para a atividade produtiva

Nada obstante, a reinjeção não é uma técnica tão simples, pois antes de realizar o procedimento a água precisa ser tratada não só para remoção do óleo, mas também para filtragem dos sólidos em suspensão, para assim, evitar o tamponamento do reservatório, além da remoção de substâncias corrosivas, da elevada demanda de oxigênio e do acréscimo de antiincrustantes (NASCIMENTO, 2009; NEFF et al, 2011a).

Ao ser injetada na zona produtora, a AP deve ser a mais inerte possível, de modo a evitar danos ao reservatório. A injeção de água com salinidade inferior à original, em formações argilosas, pode levar à restrição, ao fluxo e à perda da injetividade no local. A presença de impurezas também pode levar à obstrução mecânica do local de injeção.

Esses danos podem comprometer a própria injeção e o processo de recuperação projetado. Na seleção da água a ser utilizada, deve-se considerar a disponibilidade, as características que a compõem, como: presença de partículas suspensas, microorganismos, salinidade, gases dissolvidos, metais e gases corrosivos e o custo do tratamento necessário para torná-la adequada ao uso (SILVA, 2000).

As águas produzidas apresentam características que favorecem ou contraídicam sua utilização para reinjeção. Caso a água seja reinjetada, condição adotada principalmente pelos reservatórios terrestres deverá ser realizado um tratamento rigoroso. Para isso, devem-se atingir padrões de qualidade que não comprometam os reservatórios e não acarretem problemas nos equipamentos relacionados à corrosão ou incrustação.

O óleo está sempre presente na água produzida, assim, quando usada para injeção, a redução do teor de óleo é realizada até que sua concentração se estabilize em níveis baixos (< 5 ppm). O óleo remanescente pode bloquear os espaços porosos da rocha, especialmente os de baixa permeabilidade. Isto pode ocorrer pelo fato das frações de óleo pesadas e ultrapesadas que permanecem na água poderem formar borras ou fixar partículas inorgânicas nas paredes dos espaços porosos, que em outras condições fluiriam sem obstáculos (CURBELO,2002).

Normalmente, as Unidades adotam o valor de até 5 ppm para TOG, independentemente da natureza do óleo em questão e da permeabilidade do intervalo receptor. Em reservatórios de alta permeabilidade aquele valor para o índice pode ser bem mais elevado mesmo em se tratando de óleo. Portanto, para que o índice relativo à quantidade de óleo presente na água a ser injetada não seja desnecessariamente rigoroso é essencial, em todos os casos, considerar o valor da polaridade relativa do óleo e o da permeabilidade do receptor. Quanto maior a permeabilidade e menor a polaridade menos rigor deve ser exigido à quantidade de óleo presente na água a injetar (CURBELO, 2002).

A reinjeção é uma das únicas possibilidades para a atividade *offshore* para não realizar ou reduzir os descartes no mar.

2.6.2. Reuso

Outros meios de utilizar a água produzida, são com fins industriais, como por exemplo, na exploração e produção de petróleo em processos de perfuração, para preparação do fluido de perfuração, no fraturamento hidráulico, para fraturar a rocha reservatório, aumentar a permeabilidade e a produção de petróleo desse fluido (MOTTA, 2013).

Em diversas regiões áridas e semiáridas no mundo, a água de produção é utilizada para irrigação de pastos e represamento, servindo de fonte de água para animais silvestres, recreação, crescimento de espécies de peixes e aves (VEIL et al, 2004).

2.6.3 Descarte

O descarte deve ser realizado de modo a atender a legislação. No caso de plataformas marítimas no Brasil, o descarte deve atender à Resolução Conama nº

393/2007 (MMA, 2007). O principal parâmetro monitorado é o TOG, cujo valor permitido deve ser de 29 mg.L⁻¹, para a média aritmética simples mensal, e 42 mg.L⁻¹, para o valor máximo diário, porém há outros parâmetros, como por exemplo H₂S, CO₂ e hidrocarbonetos leves (MOTA, 2013).

Para Thomas (2001), a água separada do petróleo é um efluente cujo descarte tem que ser feito com os devidos cuidados para não agredir o meio ambiente, em função:

- Do volume: em média, para cada m³ de petróleo produzido são gerados três a quatro m³ de água. Há campos em que este número se eleva a sete ou mais. Nas atividades de exploração, perfuração e produção, a água produzida responde por 98% de todos os efluentes gerados;

- Da composição: devido à presença de sais, óleo e outros constituintes nocivos ao meio ambiente, ausência de oxigênio, temperatura elevada.

No caso de proximidades do litoral, o descarte no Brasil deve atender à Resolução Conama nº 357/2005 (MMA, 2005) atualizada na Resolução Conama nº 430/2011 (MMA, 2011), que fixa as condições e padrões para descarte de efluentes nos corpos de água superficiais.

Considerando o disposto na Resolução nº 420, de 28 de dezembro de 2009 (MMA, 2009), do Conselho Nacional do Meio Ambiente-CONAMA, que dispõe sobre critérios e valores orientados de qualidade do solo quanto à presença de substâncias químicas e estabelece diretrizes para o gerenciamento ambiental de áreas contaminadas por essas substâncias em decorrência de atividades antrópicas.

Os responsáveis pela contaminação devem submeter proposta para a ação de intervenção, considerando o controle ou eliminação das fontes de contaminação, uso atual e futuro do solo da área objeto e entorno, investigação detalhada, avaliação de risco à saúde humana, alternativas de intervenção, técnica e economicamente viáveis, para atingir as metas estabelecidas e programa de monitoramento da eficácia das ações executadas.

Em nível internacional, destacam-se dois organismos que desempenham um importante papel com o objetivo de disciplinar e estabelecer critérios para o descarte de AP no mar: a Organização Marítima Internacional (International Maritime Organization - IMO) e a Convenção para Proteção do Ambiente Marinho do Atlântico-Nordeste. Essa última também é conhecida como Convenção OSPAR, denominação dada pelo fato de fundir duas outras convenções previamente

realizadas sobre o assunto, uma na cidade de Oslo, no ano de 1972, e outra em Paris, no ano de 1974 (GARLAND, 2005).

Outra forma de descarte possível é a injeção da AP em reservatórios subterrâneos de água e reservatórios não produtores de petróleo (armazenamento geológico). No Brasil, essa prática deve atender à Resolução CONAMA nº 396 / 2008 (MMA, 2008), que trata da classificação das águas subterrâneas. Uma das condições fixadas para esse descarte é que ele seja feito apenas em águas de classe 5, definidas como “águas dos aquíferos, conjunto de aquíferos ou porção desses, que possam estar com alteração de sua qualidade por atividades antrópicas, destinadas a atividades que não têm requisitos de qualidade para uso” (MMA, 2008).

2.7. Caracterização da Água Produzida

É normal ter águas oleosas na atividade petrolífera, pois por ter características do produto explorado e a utilização de muitos maquinários, que necessitam de óleos lubrificantes e combustíveis para seu perfeito funcionamento (SOLANO, 2016).

A análise de teor de óleos e graxas (TOG) é amplamente utilizada como parâmetro de qualidade da água. O controle dos descartes de óleos e graxas na água produzida originada na produção de óleo é de grande importância na indústria de petróleo, pois se trata de um parâmetro requerido pela legislação, e é um componente importante no controle do processo (JUCÁ, 2007).

Além disso, são constituídas por sais inorgânicos dissolvidos, incluindo sulfetos e sais de amônio, compostos orgânicos dissolvidos e dispersos, dentre eles hidrocarbonetos, ácidos orgânicos e fenóis, e produtos químicos adicionados nos diversos processos de produção como, coagulantes, floculantes, inibidores de incrustação e corrosão, biocidas (utilizados para reduzir o crescimento microbiano) e quebradores de emulsão e de espuma. Além de grandes concentrações e diversidade de metais pesados, sólidos em suspensão como areia, lodo, argila e outros silicatos, e traços de radionuclídeos (WANG et al, 2012; FIGUEREDO, 2010).

Outra característica relevante é a salinidade da água de produção que pode variar de poucas partes por mil para concentrações muito saturadas, acima de 300 ppm, muito superior à salinidade normal da água do mar de 32 a 36 ppm, o que

ocorre na maioria dos diferentes campos de produção, devido à dissolução do sal das formações rochosas durante o período de represamento, contribuindo para o alto potencial de toxicidade deste efluente e tornando-o mais denso que a água do ambiente marinho (FARAG & HARPER, 2014).

Dentre os constituintes inorgânicos encontrados na água produzida e que contribuem para sua elevada salinidade, temos os compostos formados a partir de ânions como o cloreto, sódio, cálcio, magnésio, potássio, sulfeto, brometo, bicarbonato, iodeto e amônia (podendo também estar associado ao resultado da ação bacteriana sobre os compostos orgânicos) (NEFF et al, 2011a).

Diversos metais (bário, boro, ferro, manganês, mercúrio, cádmio, cobre, níquel, chumbo e zinco) estão presentes na composição da água de produção, tanto na forma dissolvida quanto em microparticulados. O tipo, concentração e forma química destas substâncias na água produzida irão variar de acordo com a idade e formação geológica do reservatório e ainda podem variar com a composição da água injetada no poço (ELKINS et al, 2005).

Mesmo com altas concentrações, os metais presentes na água produzida, quando em contato com o corpo receptor, entram em processos de diluição alcançando níveis bem menores, não sendo tóxico para organismos marinhos.

Os materiais radioativos naturalmente ocorrentes (NORM) também estão presentes na água. Os radionuclídeos mais comuns são os elementos radioativos naturais, Rádio-236 e Rádio-238 (^{236}Ra e ^{238}Ra). Estes são derivados do decaimento do Urânio-238 e Tório-232 associados com certas rochas e argilas do reservatório de petróleo.

Os compostos orgânicos são os mais abundantes na água produzida e também os que conferem a maior preocupação sobre o ponto de vista ambiental em relação ao seu descarte. Os compostos orgânicos mais abundantes presentes na água de produção são os hidrocarbonetos de petróleo, ácidos carboxílicos e fenóis (NEFF et al, 2011).

Diante da complexidade da água produzida a caracterização dessa se torna muito importante para a previsão do tratamento adequado a essa tendo em vista o seu destino final.

3. METODOLOGIA

3.1 Análises Químicas da Água Produzida

O estudo desenvolvido nesse trabalho foi dividido em duas partes, a primeira etapa da metodologia aplicada consistiu na realização da caracterização de amostras de água produzida, advinda da Bacia Sedimentar Potiguar, as quais receberam um código para manter o seu sigilo sobre suas identidades. Nas amostras P1 e P2 foram realizados ensaios físico-químicos, já para as amostras P3 e P4 análise de BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno), e por fim, as amostras P5 e P6 análises de metais.

Na Tabela 3 encontram-se os parâmetros detalhados, os quais foram realizadas análises para a caracterização das amostras em estudo.

Tabela 3: Parâmetros analisados

Parâmetros				
Metais			Orgânicos	Físico-químico
Magnésio	Lítio	Ferro	Benzeno	Salinidade
Cálcio	Manganês	Chumbo	Tolueno	Sólidos Totais Dissolvidos (STD)
Potássio	Vanádio	Prata	Etilbenzeno	Sólidos Suspensos (SS)
Sódio	Níquel	Arsênio	Xileno	DQO
Selênio	Antimônio	Titânio		Sulfeto
Tálio	Zinco	Cobalto		
Cobre	Urânio			

Fonte: dados de pesquisa

Os ensaios para caracterização das amostras foram realizados segundo métodos normatizados, pois as normas asseguram as características desejáveis de produtos e serviços, como qualidade, segurança, confiabilidade, eficiência, intercambiabilidade, bem como respeito ambiental economicamente viável, para garantia de resultados confiáveis e com qualidade. Sendo assim, na Tabela 4

apresenta as metodologias normatizadas utilizadas para as análises dos parâmetros desejados.

Tabela 4: Método para análise dos parâmetros

Parâmetros	Método
Metais	USEPA 6010
BTEX	USEPA 8021B
Salinidade	APHA 2520B
SS	APHA 2540
STD	APHA 2540
Sulfeto	APHA 4500G
DQO	USEPA 410.4

Legenda: USEPA:Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos
 APHA:Associação Americana de Saúde Pública

Fonte: dados de pesquisa

O método de determinação de metais nesse trabalho foi baseado nos fundamentos de espectrometria de absorção ótica com plasma indutivamente acoplado. Essa técnica é baseada na medida da intensidade da radiação emitida quando um átomo ou íon excitado pelo plasma retorna ao seu estado fundamental. As espécies atômicas emitem linhas espectrais, tanto quantas forem suas possíveis transições eletrônicas. As linhas espectrais é que vão determinar o espectro de cada elemento e a intensidade de cada linha vai depender da probabilidade de transição e do número de átomos que atinge um determinado estado excitado (HILÁRIO, 2012). Para tal, utilizou o equipamento ICP-OES da marca Thermo.

Para o método de determinação do BTEX é realizado por técnica de cromatografia gasosa (CG), que segundo Costa(2013), consiste em uma técnica para separação e análise de misturas de substâncias voláteis, que possui duas fases, a fase móvel (FM) em que a amostra é vaporizada e introduzida em um fluxo de um gás adequado (gás de arraste -Hélio, Nitrogênio, Hidrogênio e Argônio) e a fase estacionária (FE) onde fluxo de gás que está com a amostra vaporizada passa por um tubo contendo a FE (coluna cromatográfica), ocorrendo a separação da mistura.

A salinidade é a concentração de sais minerais dissolvidos na água. Geralmente é expressa em termos equivalente de cloreto de sódio (NaCl) em miligrama por litro (mg/L) ou em parte por milhão (ppm) (SENA, 2011).

Já o teor de sólidos totais dissolvidos trata-se da soma dos teores de todos os constituintes minerais presentes na água por unidade de volume. Representa a concentração de todo o material dissolvido na água, seja ou não volátil (Sena, 2011).

Ambos os parâmetros, salinidade e sólidos totais dissolvidos (STD) são medidos simultaneamente no mesmo aparelho Medidor Multiparâmetro HANNA - HI 982 (SENA, 2011).

Os sólidos suspensos (SS) correspondem à parte dos sólidos que pode ser retida por filtração, pois se encontram em suspensão no líquido. Os sólidos em suspensão provocam a turbidez da água. O método proposto para análise dos SS nesse trabalho foi por meio da técnica analítica de espectrofotometria UV-visível que permite determinar a concentração de um composto em solução.

A espectrofotometria pode denominar-se, como um método analítico espectrofotométrico de absorção, na qual as espécies absorventes de uma amostra a serem analisadas são colocadas no porta amostra, chamado de cubeta, e ao passar um feixe de radiação através dela, uma parte da energia radiante é absorvida, a essa energia medida é expressa em % de transmitância ou em absorbância (LUCENA, 2011)

O espectrofotômetro utilizado nesse trabalho foi o D5000 da HACH, o qual se pode selecionar o comprimento de onda desejado que atravessa por uma solução, e mede a quantidade de luz absorvida pelo mesmo.

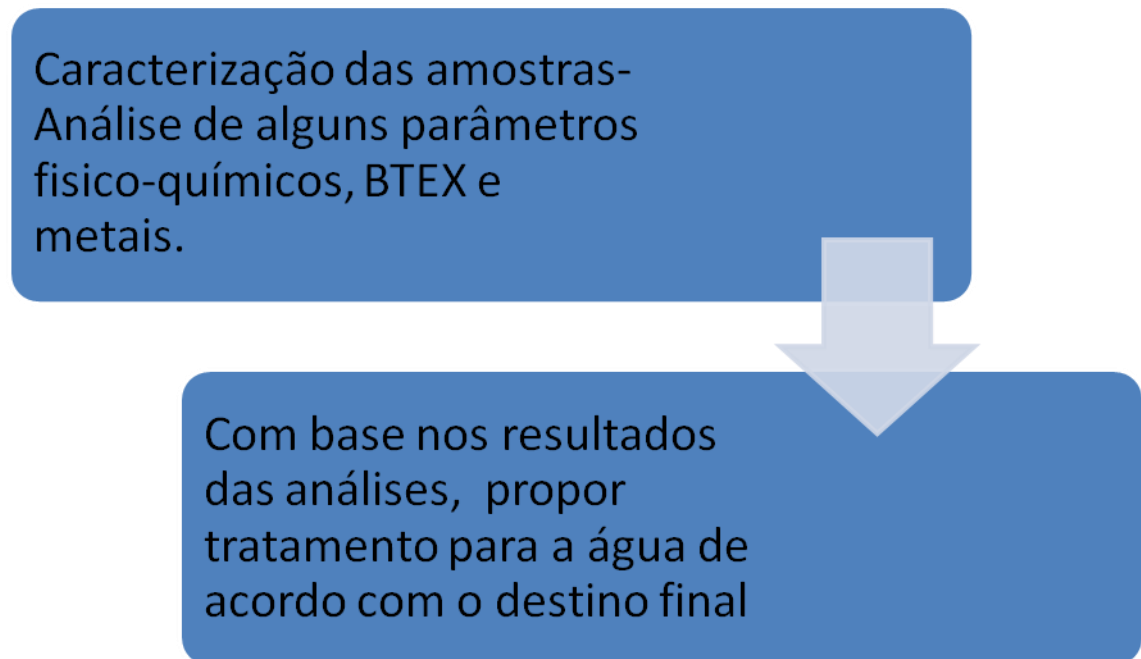
Para a análise de sulfeto de hidrogênio (H_2S) foi utilizado um titulador Potenciométrico, Titrandos 809 da Metrohm, com o titulante de Nitrato de Prata 0,1N. A presença desse composto na água produzida torna-se problemática pois apresenta um caráter altamente corrosivo danificando as tubulações e equipamentos, além da sua alta toxicidade que pode causar sérios danos à saúde humana (SILVA FILHO, 2013).

Já para a análise da DQO- demanda química de oxigênio, trata-se de um método de digestão por reator que tem por objetivo a oxidação química da matéria orgânica, obtida através de um oxidante forte, o dicromato de potássio ($K_2Cr_2O_7$) em meio ácido, em elevada temperatura.

E por fim, a terceira etapa do trabalho consistiu na interpretação dos resultados das amostras e a proposição dos tratamentos mais eficientes e favoráveis para a remoção apenas dos contaminantes estudados da água produzida, tendo em vista o seu destino final.

O fluxograma mostrado na Figura 6 retrata as etapas de forma resumida da metodologia aplicada nesse trabalho.

Figura 6: Etapas realizadas na metodologia do trabalho



Fonte: dados de pesquisa

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com base nos resultados obtidos através das análises físico-químicas apenas das amostras P1 e P2, pode-se discursar a respeito dos parâmetros apresentados na Tabela 05.

Tabela 05: Parâmetros físico-químicos

Parâmetros	P1 (mg/L)	P2 (mg/L)
DQO	57,50	67,20
SS	23	9
Sulfeto	6,654	7,120
STD	390	134
Salinidade	380	130

Fonte: Dados de pesquisa

Sendo a DQO um indicador de contaminação revelando a quantidade da demanda química de oxigênio necessária para a oxidação da matéria orgânica, os valores elevados para amostra P1 e P2 se justificam pela grande quantidade de contaminantes presentes, logo para injeção deve-se tratar essas amostras para remoção ou redução desse índice de DQO, segundo o tratamento biológico, pois reduz os riscos de poluição ambiental e a contaminação de rios e lagos.

Analisando ainda pode-se citar o processo aeróbico como melhor opção por ser economicamente viável para o tratamento de água produzida, levando considerando que o processo anaeróbico é muito lento. O desempenho do processo aeróbico é regido pela biodegradabilidade dos contaminantes da água produzida que geralmente se degradam com facilidade.

Já ao avaliar os sólidos suspensos, foi observado que a amostra P1 obteve um valor de 23 mg/L enquanto a amostra P2 9 mg/L, pode-se perceber que a amostra P1 apresenta um valor superior de sólidos suspensos, sendo necessário o tratamento para a remoção desses. Caso essa água fosse utilizada para reinjeção essa precisaria da remoção total dos sólidos suspensos para evitar problemas de tamponamento e obstrução dos poros do reservatório.

O método de tratamento que poderia ter uma resposta mais eficaz na remoção dos sólidos suspensos seria a filtração, pois é economicamente mais viável utilizando

materiais mais baratos como o carvão ativo ou então simples filtros de areia, ao passo que a flotação, por exemplo, utiliza ar (bolhas gasosas no interior da água produzida) para remoção dos sólidos necessitando de um maquinário um pouco mais complexo e conseqüentemente mais oneroso.

Em relação ao parâmetro de sulfeto tem-se o valor máximo permitido (VMP) pelo padrão de lançamento de efluente, segundo o CONAMA n° 357, que é de 1,0 mg/L. Assim os valores obtidos durante as análises de sulfeto para a amostra P1 foi de 6,654 mg/L e para amostra P2 7,120 mg/L. Logo, pode-se constatar que devido ao elevado valor de sulfeto nas amostras essas necessitam de tratamento para a remoção total ou redução até atingirem o valor estabelecido na legislação vigente.

Assim sendo, o tratamento proposto para remoção do sulfeto das amostras de água produzida em questão foi a precipitação química, devido a maior facilidade e simplicidade operacional além do baixo custo com as substâncias químicas, CaO por exemplo, que ao serem adicionadas produzem flocos que sedimentam, removendo assim o sulfeto livre na água.

Logo, um possível destino para essas águas produzidas com relação ao parâmetro de sulfeto seria a injeção, pois possivelmente após o tratamento não iria ocasionar problemas de acidez, evitando assim, contratempos com corrosão em tubulações, válvulas e equipamentos.

Referindo-se aos Sólidos Totais Dissolvidos (STD), pode-se observar que as amostras P1 e P2 apresentam os respectivos valores de 390 mg/L e 134 mg/L, ambas as amostras necessitando de um tratamento para a remoção desses sólidos dissolvidos.

O tratamento mais indicado para tratamento do STD seria a precipitação química, pois como dito anteriormente, tem baixo custo com produtos químicos e simples manuseio. Pois assim como os sólidos suspensos necessita serem, os sólidos totais dissolvidos requerem também essa total redução para evitar problemas de tamponamento e obstrução dos poros do reservatório, se caso essa água for destinada a reinjeção.

Para a salinidade, foi verificado que amostra P1 apresentou valor de 380 mg/L e a P2 130 mg/L, ambas demandam por tratamento para redução dessa quantidade de sal. Para injeção por exemplo será necessário também a redução da salinidade para que não ocorra problemas de corrosão e incrustações nos equipamentos. O método proposto para tal foi por membranas que gera uma retenção de alta

qualidade sobrepondo assim os tratamentos convencionais, podendo ser também empregada como uma etapa de pré tratamento para a dessalização da água do mar.

Já em relação aos resultados obtidos através das análises do BTEX, pode-se discursar a respeito dos parâmetros apresentados na Tabela 06.

Tabela 06: Parâmetros BTEX

Parâmetros	P3 (mg/L)	P4 (mg/L)
Benzeno	0,621	43,906
Tolueno	0,635	15,633
Etilbenzeno	0,0491	1,073
Xileno	0,0906	2,394

Fonte: Dados de pesquisa

Segundo o CONAMA nº 430, tem-se que, o valor máximo permitido-VPM de benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno, respectivamente: 1,2 mg/L, 1,2 mg/L, 0,84mg/L e 1,6 mg/L. Sendo assim, pode-se constatar que a amostra P3 encontra-se em conformidade com relação ao BTEX, não necessitando assim de nenhum tratamento para descarte nos corpos de águas superficiais.

Já a amostra P4, todos os componentes do BTEX encontraram-se superiores ao VMP da legislação Conama nº 430, sendo necessário o tratamento antes do lançamento, assim, pode-se utilizar tratamento por adsorção, utilizando o carvão ativado que elimina cor, óleos, odor, mau gosto, remove substâncias orgânicas dissolvidas, e ainda apresenta baixo custo se comparado ao tratamento com ozônio, além de proporcionar boa eficiência de remoção. Uma boa opção para destino dessa água, seria o reuso, transformando em água para irrigação certificando-se previamente que essa estaria isenta também de outros contaminantes. Pois se não tratados, esses poluentes, além de afetarem o odor e sabor, podem apresentar efeitos tóxicos sobre os seres humanos.

Analisando os resultados obtidos através das análises dos metais apenas para as amostras P5 e P6, pode-se discursar a respeito dos parâmetros apresentados na Tabela 07.

Tabela 07: Parâmetros metais

Parâmetros	P5 (mg/L)	P6 (mg/L)
Ferro	0,213	0,102
Chumbo	0,0040	0,0012
Prata	0,082	0,0025
Alumínio	6,39	0,030
Magnésio	35	12
Cálcio	220	140
Potássio	30	15
Sódio	170	138
Selênio	0,009	0,001

Fonte: Dados de pesquisa

Além dos parâmetros apresentados na Tabela 07, também foram analisados os seguintes metais: arsênio, titânio, cobalto, tálio, cobre, lítio, manganês, vanádio, níquel, antimônio, zinco e urânio, todavia, esses metais apresentaram um valor menor do que o limite de detecção do LD do equipamento, tornando-se assim insignificantes.

O tratamento mais adequado proposto para remoção dos metais das amostras P5 e P6 foi a adsorção por carvão ativo ou ativado, utilizado geralmente para remoção de impurezas dissolvidas que geralmente são encontrados em pequenas proporções, podendo causar odor, cor e gosto nos fluidos. Além disso, o carvão também remove compostos orgânicos, fenólicos e outras substâncias que acabam diminuindo a qualidade final da água, que quando descartada em rios, gera poluição. Além de remover os metais pesados, pois esse adsorvente (carvão ativado) apresenta baixo custo no mercado. Esse processo é empregado também em outros segmentos industriais para reduzir os níveis de compostos nocivos ao ambiente dos efluentes.

Um destino adequado para essas águas, com relação aos parâmetros monitorados nas amostras P5 e P6, após tratada seria o descarte, pois não houve custo elevado para realizar o tratamento e se encontra dentro das exigências ambientais propostas pelo CONAMA n° 393.

5. CONCLUSÃO

Ao final desse trabalho foi possível concluir que as amostras de água produzida que foram analisadas em laboratório precisariam passar por tratamentos específicos, dependendo de cada parâmetro analisado em cada amostra.

Foi observado que nas amostras P1 e P2, para os parâmetros físico-químicos analisados, apresentaram valores significativos de DQO e para tal foi proposto o método de tratamento biológico, enquanto que para os SS o tratamento de filtração seria o mais indicado, já para o sulfeto e STD esses necessitariam de tratamento para redução de suas concentrações e o método sugerido foi por precipitação química e finalmente, a salinidade que para sua redução nas amostras de trabalho foi sugerido tratamento por membranas, o destino das amostras P1 e P2 foi o de reinjeção.

Já para as amostras que foram realizadas nas análises de BTEX, como a P3 e P4, observou-se que para a amostra P3, a qual apresentava-se em conformidade com a legislação em vigor Conama nº430, não teria necessidade de tratamento, enquanto que a concentração de BTEX para a amostra P4 apresentou valores acima do VMP, sendo assim, o tratamento sugerido por adsorção utilizando carvão ativado.

Finalmente, no estudo das amostras de água produzida P5 e P6 dos quais se considerou as análises de metais, para esses foram recomendados, assim como para a amostra P4, a utilização de tratamento por adsorção, pois esse tratamento mostra-se versátil com a remoção de compostos orgânicos e inorgânicos.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMADA, L.P. & PARENTE, V. 2013. ***Oil & Gas industry in Brazil: A brief history and legal framework.*** Panorama of Brazilian Law, 1: (1) pp. 223-252.

ALMEIDA, J. 2006. ***Introdução à Indústria do Petróleo.*** FURG/CTI/PETROBRAS, Rio Grande, 76p.

BENSADOK, K; BELKACEM, M; NEZZAL, G. ***Treatment of Cutting Oil/Water Emulsion by Coupling Coagulation and Dissolved Air Flotation.*** Desalination, v. 206, p. 440–448, 2007.

BRASIL, N.I; ARAÚJO, M.A.S.; DE SOUSA, E.C.M. ***Processamento de Petróleo e Gás: petróleo e seus derivados, processamento primário, processos de refino, petroquímica e meio ambiente.*** 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

CAPPS, R. W.; METELLI, G. N.; BRADFORD, M. L. ***Reduce oil and grease content in wastewater, Hydrocarbon Processing,*** v.1,p. 102-110,1993.

CORREA, C. 1989. ***O Petróleo.*** Disponível em: <<http://www2.dbd.pucRio.br/pergamum>> Acesso em: 19 nov. 2016.

CURBELO, F.D.S.; ***Estudo da Remoção de Óleo em Águas Produzidas na Indústria de Petróleo, por Adsorção em Coluna Utilizando a Vermiculita Expandida e Hidrofobizada.*** Dissertação de mestrado em Engenharia Química. Programa de pós-graduação em engenharia química. UFRN. Natal/RN, mar. 2002. Disponível em: <http://www.nupeg.ufrn.br/documentos_finais/dissertacoes_de_mestrado/fabiola.pdf> Acesso em: 06 out. 2016.

DEPARTAMENTO AUTÔNOMO DE ÁGUA E ESGOTO – DAAE, ***Estações de Tratamento de Água – ETAs.*** Disponível em: <<http://www.daaearaquara.com.br/eta.htm>> Acesso em: 09 nov. 2016.

ELKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J. 2005. ***Management of produced water on offshore oil installations: A comparative assessment using flow analysis.*** Policy Studies Institute (PSI) Working Paper, London, 89p.

FAKHRU'L-RAZI, A.; ALIREZA, P.; LUQMAN, C.A.; DAYANG, R.A.B; SAYED, S.M.; ZURINA, Z.A. 2009. **Review of Technologies for oil and gas produced water treatment**. Journal of Hazardous Materials, 170: pp. 530-551.

FARAG, A.M. & HARPER, D.D. 2014. **A review of environmental impacts of salts from produced water on aquatic resources**. International Journal of Coal Geology, 126: pp. 157-161.

FARAH, M. A. **Petróleo e seus derivados: definição, constituição, aplicação, especificações, características de qualidade/** Marco Antônio Farah. 1.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

FERNANDES JUNIOR, W. E. **Projeto e Operação em Escala Semi-industrial de um Equipamento para Tratamento de Águas Produzidas na Indústria do Petróleo Utilizando Nova Tecnologia: Misturador-Decantador à Inversão de Fases**. Tese (Doutorado em Engenharia Química), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2006.

FERRA, G.; **Membranas Cerâmicas**. 2014. Disponível em: <<http://slideplayer.com.br/slide/1574530/>>. Acesso em: 06 out. 2016.

FIGUEREDO, K.S.L. 2010. **Estudo da água produzida em diferentes zonas de produção de petróleo, utilizando a hidroquímica e a análise estatística de parâmetros químicos**. Dissertação de Mestrado em Química. Natal: Programa de Pós-Graduação em Química – UFRN, 123p.

FIGUEREDO, K.S.L.; MARTÍNEZ-HUITLE,C.A.; TEIXEIRA, A.B.R.; PINHO, AL.S.; VIVACQUA, C.A.; SILVA, D.R. 2014. **Study of produced water using hydrochemistry and multivariate statistics in different productions zones of mature fields in the Potiguar Basin – Brazil**. Journal of Petroleum Science and Engineering, 116: pp. 109-114.

FRASER, G.S. & ELLIS, J. 2009. **The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act: Transparency of the environmental management of the offshore oil and gas industry**. Marine Policy, 33: pp. 312-316.

GARLAND, E. **Discharge of produced water in the North Sea: where we are, here we go**. In: OFFSHORE EUROPE, 2005, Aberdeen, United Kingdom. Proceedings...Aberdeen: SPE, 2005. SPE 97048. Disponível em: <<http://www.spe.org/elibrary/servlet/spepreview?id=SPE97048MS&speCommonAppContext=ELIBRARY>>. Acesso em: 19 nov. 2016.

GOLDEMBERG, J.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCCHESI, R 2014. ***Oil and natural gas prospects in South America: can the petroleum industry pave the way for renewable in Brazil?*** Energy Policy, 64: pp. 58-70.

GOUVEIA, R.; ***Sistemas de tratamentos de efluentes industriais***. 2016. Disponível em: < http://www.slideshare.net/moraes_mauro/tratamento-de-efluentes-60942447 >. Acesso em: 19 nov. 2016.

HILÁRIO, L.S., ***Avaliação de desempenho de desemulsificantes comerciais na separação da água produzida do petróleo***, TCC (Trabalho de conclusão de Curso), UFRN, Natal/RN. Dezembro, 2012.

HILÁRIO, S.L., ***Estudo do potencial incrustante da água produzida com petróleo transportada em um duto da bacia potiguar***, Relatório de estágio supervisionado, UFRN, Natal/RN. Novembro, 2012.

IFC, 2007-a. ***Environmental, health and safety guidelines for offshore oil and gas development***. International Finance Corporation – World Bank Group, 25p.

IFC, 2007-b. ***Environmental, health and safety guidelines for onshore oil and gas development***. International Finance Corporation – World Bank Group, 27p.

IWAKI, G.P.; ***Sistemas de Tratamento de Água Produzida em Plataformas OFF-SHORE***, Portal tratamento de água, 05 nov. 2015. Disponível em: <<http://tratamentodeagua.com.br/artigo/sistemas-de-tratamento-de-agua-produzida-em-plataformas-off-shore/>>. Acesso em: 06 out. 2016.

JIGUIS,J., ***Origem Inorgânica do petróleo***. Revisão. Revisão de literatura. UNAERP.2012. Disponível em: < <http://www.ebah.com.br/content/ABAAABqTsAK/origem-inorganica-petroleo> > Acesso em: 18 nov. 2016.

JUCÁ, T. D. A. ***Comparação de Metodologias para Análises de Teor de Óleos e Graxas (TOG) em águas de produção***. 2007. 55f. Monografia -DEQ/ UFRN, Natal, 2007.

KOKAL,S. ***Crude oil emulsions: A state-of-the-art Review***, ***Society of petroleum engineers-*** Revision of SPE 77497, p.1-13, 2005.

LUCENA, J.I.S., ***Espectrofotometria - ultravioleta/visível (uv/vis)***, Resumo apresentado como exigência da Disciplina Análise físico-química do Curso de Bacharelado em Agroindústria da Universidade Federal da Paraíba. Bananeiras, PB. Maio, 2011. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAAenIsAC/espectrofotometria-no-uv-visivel>> Acesso em: 03 nov. 2016.

MANUAL DE INJEÇÃO DE ÁGUA, E&P/GERPRO/GETINP/GEFAP e CENPES, Petrobras, Brasil, Novembro de 1998.

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

MMA. 2005. **Resolução CONAMA 357**, de 17 de março de 2005. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.

MMA. 2008. **Resolução CONAMA 396**, de 03 de abril de 2008. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.

MMA. 2009. **Resolução CONAMA 420**, de 28 de dezembro de 2009. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.

MMA. 2011-b. **Resolução CONAMA 430**, de 13 de maio de 2011. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.

MME, 2013-b. **Resenha energética brasileira** – Exercício de 2012. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 25p.

MOTTA, A.R.P.; **Tratamento de Água Produzida de Petróleo para Remoção de Óleo por Processos de Separação por Membranas: revisão**. Revisão de literatura. Eng Sanit Ambient, v.18, n.1, jan./mar. 2013. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/esa/v18n1/a03v18n1>>. Acesso em: 06 out. 2016.

NEFF, J.; LEE, K.; DeBLOIS, E.M. 2011-a. **Produced water: Overview of composition, fates and effects**. Cap. 1 In: Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608p.

OGP, 2005. **Fates and effects of naturally occurring substances in produced water on the marine environment**. International Association of Oil and Gas Producers, Report n. 364, 42p.

ONOJAKE, C. & ABANUM, U.I. 2012. **Evaluation and management of produced water from selected oil fields in Niger Delta, Nigeria**. Archives of Applied Science Research, 4: (1) pp. 39-47.

O'ROURKE, D. & CONNOLLY, S. 2003. **Just oil? The distribution of environmental and social impacts of oil production and consumption**. Annual Reviews Environmental Resources, 28: pp. 567-617.

PEDROZO, A.F.M. 2002. **O Petróleo**– Disponível em: <<http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum>>. Acesso em: 19 nov. 2016.

RICHTER, C. A., **Água: Métodos e tecnologia de tratamento**. 1º Edição. São Paulo: Editora Blucher, 2009. 340 p.

SENA, S. F. M. **Estudo Hidroquímicos da Água Produzida de um determinado Campo de Petróleo da Bacia Potiguar**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, UFRN, Natal-RN. 2011.

SILVA, C. R.R.; **Água Produzida na Extração de Petróleo. Monografia. Escola politécnica Departamento Hidráulica e Saneamento**, UFBA, Salvador/BA. 13 jul. 2000. Disponível em: <http://www.teclim.ufba.br/site/material_online/monografias/mono_remi_r_silva.pdf>. Acesso em: 06 out. 2016.

SILVA FILHO, L.F.; **Avaliação e modelagem da absorção de H₂S do gás natural em coluna de leito estagnado**. Tese doutorado. Programa de graduação em engenharia química. UFRN. Natal/RN, Setembro, 2013.

SOUZA, J.S.B.; PALMEIRA, J.B.A.; GÓIS, L.M.N; SANTOS L.C.L. **Estudo das Técnicas de Caracterização e Tratamento de Água Produzida de Petróleo Visando sua Reinjeção**. Conepetro, Editora Realize, 2015. Disponível em: <http://www.editorarealize.com.br/revistas/conepetro/trabalhos/Modalidade_1datahora_02_02_2015_06_19_35_idinscrito_923_e2e7a35cd0306d2368caec4d8096cccc9.pdf>. Acesso em: 06 out. 2016.

SZKLO, S. A. **Fundamentos do Refino do Petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.

THOMAS, J.E., 2001, **Fundamentos de refino do petróleo**. Ed. Interciência, Rio de Janeiro, 2005.

VEIL, J.A.; PUDER, M.V.; ELCOCK, D.; REDWEIK Jr.,R.J. 2004. **A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas and coal bed methane**. Argonne National Laboratory/US Department of Energy, 87p.

VIEIRA, V. M. **Água produzida no Segmento onshore de petróleo—caracterização de cenários na Bahia e prospecção de soluções para gerenciamento**. Dissertação de Mestrado. 2011. Centro de pesquisa em geofísica e geologia, Instituto de Geociências. Universidade Federal da Bahia. Salvador—BA.

WANG, X.; GOUAL, L.; COLBERG, P.J.S. 2012. **Characterization and treatment of dissolved organic matter from oilfield produced waters**. Journal of Hazardous Materials, 217-218: pp. 164-170.

