



ESTUDO DAS TÉCNICAS DE CARACTERIZAÇÃO E TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA DE PETRÓLEO VISANDO SUA REINJEÇÃO

Jôsy Suyane de Brito Souza¹; Jessyca Beatriz Alves Palmeira²; Luiz Mário Nelson de
Góis³; Luiz Carlos Lobato dos Santos⁴

¹ Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal da Bahia –
josysbsouza@yahoo.com.br

² Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal da Bahia –
jessyca.bpalmreira@gmail.com

³ Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal da Bahia - lmario@ufba.br

⁴ Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal da Bahia - lclsantos@ufba.br

RESUMO

A água produzida é a água que é extraída junto com óleo e/ ou gás durante uma operação normal de extração de petróleo. Em geral, é composta por produtos químicos tóxicos, tais como, sais inorgânicos, metais pesados, sólidos dissolvidos e teor de óleo e graxas. Caso a água produzida seja descartada sem nenhum tratamento prévio, o meio ambiente terá efeitos nocivos. Com o acelerado crescimento da produção de água nos poços, e a queda da produção de óleo, propostas surgiram visando a reinjeção dessa água para aumentar a recuperação de óleo. Para isto, faz-se necessário que esta água disponha de certas características para a mesma obter uma melhor eficiência no processo de reinjeção. Um dos objetivos deste artigo é organizar algumas informações disponíveis sobre o estudo da caracterização mínima da água produzida em poços e os tratamentos mais utilizados para tratar essa água, visando sua reinjeção.

Palavras-chave: Água produzida, Caracterização de água, Tratamento de água, Reinjeção.

1. INTRODUÇÃO

Durante a extração do petróleo do poço, associado ao óleo e ao gás, é comum extração de água. Chamada de água de formação, quando ainda está dentro do reservatório e de água produzida, já em superfície. A água produzida é considerada um agente causador de grandes impactos ambientais e às operações de produção de petróleo.

Destacam-se, dentre as características mais notáveis da água produzida, o seu alto teor de sais e a existência de compostos orgânicos, tais como, óleo e graxa. O gerenciamento inadequado da água produzida implica em efeitos nocivos ao meio ambiente, que incluem desde a poluição de corpos

d'água e contaminação de aquíferos, até mesmo danos ao solo, à fauna, à flora, à saúde humana e, inclusive, danos à própria produção [VIEIRA, 2011]. Isto gera penalidades diversas e um elevado custo com atos corretivos.

Devido ao aumento crescente do volume de água produzida durante a vida produtiva do poço, o problema se agrava, pois, com o passar do tempo, todo poço torna-se 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%.



Sendo assim, um dos grandes desafios da produção de petróleo 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].

Atualmente, tendo em vista os aspectos legais e econômicos pertinentes, a água produzida destinada a reinjeção, 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].

1.1. Produção de água

A produção de petróleo e de água ocorre quando a rocha reservatório portadora do óleo é colocada em contato com a superfície, por meio de poços de petróleo. Os poços são perfurados com base em estudos da estrutura geológica, de modo que a quantidade de água produzida a princípio seja pequena e de óleo seja elevada, para assim ter um considerável retorno econômico, cobrindo os custos da perfuração e dando lucro as empresas extratoras.

1.1.1. Características gerais da água produzida

Os componentes da água variam de formação para formação, de poço para poço, podendo uma água ter ou não determinados constituintes. Segundo Vieira [2011], a composição geral da água produzida inclui: compostos orgânicos (óleo solúvel e emulsificado e óleo insolúvel); compostos inorgânicos (sais e metais); bactérias; sólidos totais dissolvidos (grãos de rochas de formação); gases dissolvidos (dióxido de carbono, oxigênio e sulfeto de hidrogênio). Podendo também, apresentar materiais radioativos no caso de

ocorrência natural destes elementos na rocha reservatório.

1.1.2. Compostos orgânicos e o teor de óleo e graxas (TOG)

Os óleos e graxas são constituintes poluentes que recebem grande atenção em operações tanto onshore quanto offshore, sendo necessário diminuir o teor de óleo presente na água produzida, qualquer que seja o seu destino final. 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. Por sua vez, os elementos orgânicos solúveis e emulsificados são os responsáveis pelos efeitos tóxicos agudos, e tornam-se um grande problema para o tratamento da água produzida por serem de difícil remoção [SILVA, 2000].

1.1.3. Demais componentes

Segundo Fraser [2011], a alta salinidade da água produzida, com valores que podem superar em quase dez vezes a da água do mar, pode impactar mananciais de água doce, bem como aquíferos, lagos e rios, abalando o seu equilíbrio ecológico, fauna e flora, portanto tornando-os inadequados à agricultura e consumo humano.

Quando em grande quantidade, os sólidos suspensos presentes na água produzida podem interferir na autopurificação de rios e ocasionar depósitos de lama, danificar pontos de pesca e impactar esteticamente os mananciais. Os metais pesados trazem o problema da sua bioacumulação na cadeia alimentar, da mesma forma que os elementos radioativos [SILVA, 2000].

Os produtos químicos adicionados durante a operação de extração de petróleo também podem causar efeitos adversos, como a presença de biocidas, que podem ser tóxicos a muitos organismos, e os produtos biodegradáveis, quando em alta concentração.



Por possuir íons cloretos em grande quantidade, a água produzida também traz prejuízos operacionais, causando incrustações e corrosões.

1.2. Reinjeção da água produzida

Em sua maioria a água é reutilizada com fins de recuperação secundária (reinjeção como forma de melhoria na recuperação do petróleo). Porém uma menor parte pode ser para descarte, que pode ser feita através da disposição final dessa água a grandes profundidades em poços injetores especialmente preparados para esse fim [PRESTELO, 2006].

A reinjeção de água ocorre de modo que desloque o óleo existente no reservatório em direção aos poços produtores, para recuperação secundária. Em consequência dessa reinjeção, haverá com o decorrer da operação, maior produção de água junto com o petróleo.

1.3. Caracterização da água produzida para a reinjeção

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

Para escolha do tratamento da água produzida para reinjeção, em termos de seleção dos equipamentos de tratamento, são necessárias informações referentes à caracterização da água produzida, sendo esta a primeira e mais importante etapa a ser realizada [PRESTELO, 2006]. Como as características da água de formação podem variar de acordo com o reservatório, não existe regra específica que indique um tratamento adequado, devendo ser avaliado caso a caso [VIEIRA, 2011].

Segundo Silva [2000], ao ser injetado na zona produtora, a água 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 no local de injeção. Esses danos podem comprometer a própria injeção e o processo de recuperação.

Não existe uma legislação específica para caracterização da água produzida, somente a classificação da água quanto à salinidade. Contudo Vieira [2011], sugere os seguintes parâmetros para análise da água produzida, visando atender outras características importantes: Análise de Cálcio (Ca) e Magnésio (Mg), Análise de Óleo e Graxas (TOG), Análise de Cloreto, Análise de Sólidos em Suspensão, Análise de Dureza Total (CaCO_3), Análise de Oxigênio Dissolvido, Análise de pH, Análise de Sulfetos e Sulfatos, Análise de Ferro, Análise de Turbidez, Análise de Alcalinidade, Análise de Condutividade.

A ausência de uma legislação ambiental específica dificulta a correta avaliação dos parâmetros analisados, pela ausência de limites máximos e mínimos individuais para cada parâmetro. A qualidade da água deve levar em conta os problemas relacionados com a incrustação, corrosão e tamponamento dos reservatórios, portanto serão descritos, a seguir, de acordo com os parâmetros sugeridos, quais dessas análises devem ser feitas para identificação desses problemas.

1.3.1. Incrustação

Segundo Arai e Duarte [2010], incrustações são sais inorgânicos que podem se aglomerar no reservatório, na tubulação de produção, no canhoneado, nos equipamentos de subsuperfície e de superfície. Podem causar perda parcial ou total da vazão de produção, causando a



inatividade do poço e custos com intervenção e limpeza. As incrustações que ocorrem com maior frequência nos campos de petróleo são do tipo carbonato de cálcio (CaCO_3), sulfato de cálcio (CaSO_4), sulfato de estrôncio (SrSO_4) e sulfato de bário (BaSO_4). A existência de agentes incrustantes na água produzida pode ser identificada através do pH, alcalinidade, dureza total e íons de cálcio e magnésio.

1.3.2. Corrosão

Segundo Santos [2008], a corrosão é a deterioração de um material, causado por desgastes, variações químicas ou modificações estruturais, como resultado de sua reação com o meio ambiente. Em poços de petróleo podem causar problemas como: redução da vida útil das instalações, aumento dos custos com manutenção e trocas de instalações, perdas de injetividade. A existência de agentes corrosivos na água produzida pode ser identificada através da condutividade, oxigênio dissolvido, sulfatos, sulfetos e pH.

O pH é um parâmetro extremamente importante, pois influencia tanto na agressividade do fluido quanto na formação de incrustações. Os baixos valores de pH indicam contribuição à corrosão e altos valores indicam contribuição à incrustação, portanto o ideal seria valores aproximados de 7.

1.3.3. Tamponamento dos reservatórios

Danos ao reservatório podem ocorrer quando a água produzida é reinjetada, pois pode haver a obstrução de poros por deposição de sólidos em suspensão e materiais orgânicos e óleo emulsionado na água. A análise para identificar problemas de tamponamento dos reservatório são: turbidez, sólidos em suspensão e teor de óleo e graxas (TOG).

1.4. Tratamento da água produzida

O gerenciamento da água produzida é o conjunto completo de soluções para o processo de produção de água, incluindo técnicas de separação, análises laboratoriais para a caracterização da água, tratamento e descarte/reinjeção [VIEIRA, 2011]. Durante a produção de petróleo a água produzida pode estar livre e/ou emulsionada. A água livre é uma emulsão instável (sua maior parte não está misturada) podendo ser separada por decantação. Já a fase emulsionada é mistura íntima relativamente estável entre óleo e água [CURBELO, 2002].

Como falado anteriormente, a grande maioria das unidades terrestres tratam a água produzida visando reinjeção. Quando não existe esta possibilidade, toda a água produzida (tratada ou não) é enviada para outras unidades de processamento visando tratamento mais refinado e subsequente descarte via emissário submarino.

Todas as tecnologias utilizadas no tratamento primário de águas oleosas estão baseadas na Lei de Stokes e se encarregam basicamente da separação de sistemas particulados (água livre e emulsionada e sólidos em suspensão). É comum utilizar nestas unidades, separadores do tipo API (para remoção de óleo livre), flutuadores naturais (grandes tanques que utilizam parte do gás proveniente da água para flotar gotículas de óleo emulsionadas) ou por gás dissolvido, hidrociclones e filtros de areia.

Em alguns casos, nas instalações terrestres, dependendo, principalmente, da salinidade da água, pode-se avançar no tratamento visando o reuso da água produzida, para irrigação ou geração de vapor para recuperação terciária de petróleo, por exemplo. Em situações assim, devem-se utilizar processos mais sofisticados para redução da salinidade. Uma grande variedade de produtos



químicos é adicionado no processo de produção para resolver ou prevenir problemas operacionais. Geralmente a utilização de tais produtos são essenciais para atingir-se as especificações necessárias para a água produzida. Os principais aditivos químicos utilizados no processo de produção são: inibidores de incrustações, inibidores de corrosão, quebradores de emulsões, biocidas, aditivos para o tratamento de água (coagulante e floculante).

1.5. Tipos de tratamentos da água produzida

1.5.1. Tratamento por separação gravitacional

O primeiro estágio do tratamento primário utilizado em campos terrestres são geralmente conduzidos em equipamentos de separação gravitacional, como os separadores API (*American Petroleum Institute*), CPI (*Corrugated Plate Interceptor*) e PPI (*Parallel Plate Interceptor*).

Os separadores API são indicados para separar gotículas maiores que 150 µm, ou seja, para a separação da fração de óleo livre. Estes separadores são grandes tanques de decantação onde o efluente esco horizontalmente e o óleo livre e os sólidos decantáveis separam-se e são removidos da fase aquosa. Nestes equipamentos, as gotículas de óleo devem percorrer grandes distâncias para ascenderem e serem coletadas, fazendo com que estes equipamentos sejam grandes, requerendo grandes áreas de instalação. A eficiência do processo de separação depende principalmente do teor de óleo na alimentação e da vazão a alimentação. A água produzida descartada por este equipamento geralmente possui concentração entre 30 a 300 mg/L de óleo e graxas [CAPPS ET AL., 1993].

Os separadores CPI e PPI baseiam-se nos mesmos princípios do separador API, com a diferença que utilizam placas paralelas para facilitar a coalescência das gotículas menores. O objetivo é minimizar a distância de ascensão das gotículas, compactando o sistema como um todo. As placas corrugadas (nos CPI) ou lisas (nos PPI) são dispostas em paralelo e todo o conjunto inclinado (aproximadamente 45°) de forma que as gotículas coalescidas migrem para cima e os sólidos migrem para baixo. De acordo com Capps et al. [1993], os separadores CPI e PPI são mais eficientes que os separadores API e a água produzida descartada por estes equipamentos, normalmente possuem concentração entre 25 a 100 mg/L de óleo e graxas.

1.5.2. Flotação

A flotação tem sido aplicada em tratamento de efluentes oleosos, por ser de fácil implantação, operação e manutenção e por consistir apenas nas seguintes etapas: geração das bolhas gasosas no interior do efluente; colisão das bolhas de gás com as gotículas de óleo suspensas na água; adesão das bolhas de gás nas gotículas de óleo; e ascensão dos agregados bolha-gotícula até a superfície, onde o óleo é recuperado. Capps et al. [1993], afirma que o processo de flotação consegue um descarte de água produzida com concentrações entre 5 a 50 mg/L de óleo e graxas.

1.5.3. Hidrociclones

Os hidrociclones funcionam como centrifugadores, aumentando a velocidade do processo de separação. Desenvolvem o mesmo processo que os decantadores API, CPI e PPI, mas com um equipamento bem menor. Os hidrociclones são equipamentos compactos utilizados em plantas de processos que tem restrição de área para ocupação como o que ocorre nas plataformas marítimas. Já os



decantadores são mais utilizados em estações de tratamento terrestres, por serem processos mais econômicos.

Segundo Pessoa [2009], os hidrociclones funcionam da seguinte maneira: a água entra no equipamento através de entradas tangenciais onde a energia potencial da água é transformada em energia centrífuga. Esta força centrífuga direciona o fluido mais denso (água) para as paredes do equipamento e o fluido menos denso (óleo) para o centro do corpo do equipamento. Em função de sua geometria, o hidrociclone possui um perfil de pressão e velocidade que permitem a drenagem da fase rica em óleo através da saída de rejeito. Em contrapartida, a fase contínua mais pobre em óleo ao ser direcionado para as paredes tem sua velocidade reduzida sendo então removida pela saída de água tratada. Em uma passagem no hidrociclone consegue-se um descarte de água produzida com concentração entre 20 a 100 mg/L de óleos e graxas.

Segundo Rosa [2002] os separadores gravimétricos são frequentemente utilizados para separação do óleo presente na água, mas à medida que o tamanho de gotas diminui, esta técnica de separação se torna insuficiente. Normalmente, para remoção do óleo emulsificado é utilizada a técnica de flotação auxiliada pela quebra de emulsão com adição de quebradores de emulsão, coagulantes e/ou polímeros floculantes.

1.5.4. Filtros de Areia

É utilizado na forma de tratamento secundário, após passagem por flotores, separadores API ou hidrociclone, sendo capaz de remover de maneira muito eficaz as gotas de óleo da água e sólidos insolúveis. Nos equipamentos de filtração, as gotículas de óleo são presas ao fluir através de um meio poroso. Segundo Tonetti et al. [2004], o funcionamento deste sistema é

baseado na passagem da água produzida intermitentemente sobre a superfície de um leito de areia. Durante a sua infiltração, ocorre a purificação por mecanismos físicos e químicos. O tratamento físico é resultante do peneiramento e o químico se processa pela adsorção de determinados compostos.

1.6. Aditivos químicos na água de produção

1.6.1. Inibidores de incrustações

Servem para inibir incrustações causadas por carbonato de cálcio (CaCO_3), sulfato de cálcio (CaSO_4), sulfato de estrôncio (SrSO_4) e sulfato de bário (BaSO_4), evitando a precipitação desses sais e inibindo a sua ação. Os inibidores de incrustações mais utilizados são: ésteres de fosfato orgânicos de aminoálcoois, fosfanatos ou polímeros derivados do ácido acrílico. Esses produtos químicos adsorvem sobre o núcleo de cristal e evitam o seu crescimento.

1.6.2. Inibidores de corrosão

Para inibir a corrosão que é provocada pelos sais dissolvidos, oxigênio, sulfeto de hidrogênio, são utilizados sais inorgânicos, que se adsorvem sobre a superfície do equipamento impedindo a ação do produto corrosivo, diminuindo assim a ação de corrosão. Dentre os sais utilizados, estão: cromato de cálcio e fosfato de cálcio. Para corrosões causadas por oxigênio, são utilizados sequestrantes de oxigênio que podem ser: sulfito de sódio e bissulfito de sódio.

1.6.3. Coagulantes e flocculantes

Agentes coagulantes e flocculantes podem ser adicionados à água produzida para aglomerar partículas finas e permitir a sua sedimentação, auxiliando no processo de separação da emulsão. Os coagulantes que são mais



utilizados são: poliaminas e sais de amônio quaternários de poliaminas.

1.6.4. Biocidas

Na água produzida o crescimento microbiano pode gerar sulfeto de hidrogênio pela redução de sulfatos. O ácido sulfídrico (H₂S) dissolvido torna o gás produzido altamente corrosivo. Além disso, a presença dessas bactérias geram impactos ambientais como danos ao solo, à fauna e corpos d'água e ocasionando a corrosão de superfícies, resultando em prejuízos a produção de petróleo. Os biocidas inibem o crescimento microbiano sendo eles aldeídos, sais de amônio quaternário e sais de acetato e amina.

1.6.5. Quebradores de emulsões

Na água produzida apresenta-se emulsões de óleo em água. Para ajudar na quebra dessa emulsão adiciona-se produtos químicos com intuito de aumentar a coalescência do óleo (gotas de menor diâmetro se fundem formando gotas maiores) distribuindo melhor as fases de óleo e água. Estes produtos são os surfactantes, álcoois e ácidos graxos.

2. METODOLOGIA

Este estudo constitui-se de uma revisão da literatura especializada, no qual realizou-se uma consulta a livros e periódicos e por artigos científicos selecionados através de busca nos periódicos capes, em revistas científicas, assim como, por monografias, dissertações e teses, tendo como objetivo, organizar informações disponíveis sobre caracterização e tratamento de água.

O próximo passo será escolher um poço para retirada de amostras de água produzida e iniciar a sua caracterização, para assim, saber quais parâmetros devem ser corrigidos e posteriormente,

aplicar as técnicas de tratamentos adequadas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Foram encontrados artigos científicos, monografias, dissertações e teses com relação ao tema, mas pode-se observar que a área não foi, nem está sendo tão explorada, mesmo tendo demasiada importância para reduzir o impacto ambiental e econômico para indústrias de extração de hidrocarbonetos. Pode-se observar também, que o assunto teve mais ênfase na década de 2000, tendo nos últimos 5 anos pouquíssimas publicações. Assim como, não foram feitas novas pesquisas para desenvolver novos tipos de tratamentos, mais eficazes e econômicos.

Percebeu-se também, que dentre os materiais publicados, nenhum deles englobam a caracterização de todos os parâmetros necessários para uma água produzida ser reinjetada no processo de extração do petróleo, tampouco os tratamentos mais eficazes para tratar cada parâmetro que tenha que ser reparado. Ou seja, a maioria dos trabalhos visam apenas um parâmetro e o tratamento para corrigir o mesmo. Porém, com o estudo realizado da revisão da bibliografia do tema, uniu-se as informações anteriormente publicadas, obtendo assim, um material sucinto, porém bastante diversificado com relação aos parâmetros recomendados para caracterização da água produzida, e com relação aos tipos de tratamentos mais utilizados para que a mesma possa ser reinjetada no processo.

4. CONCLUSÕES

O crescimento da geração de água produzida no mundo está associado ao da produção de petróleo. Ambos vêm se elevando gradativamente, logo, o gerenciamento inadequado da água produzida implica em efeitos nocivos ao



meio ambiente, que incluem desde a poluição de corpos d'água e contaminação de aquíferos, até mesmo danos ao solo, à fauna, à flora, à saúde humana e, inclusive, danos à própria produção.

Uma solução mais econômica e eficaz, tanto para indústria, quanto para o meio ambiente é a reinjeção da água produzida no processo de extração de petróleo, mas para que isso ocorra, a água tem que obedecer determinadas características e parâmetros, logo, tem que passar por tratamentos adequados.

Através das informações reunidas neste trabalho, espera-se obter o tratamento mais eficaz, no que diz respeito a custo-benefício. Fazendo com que assim, as indústrias do setor possam adotar a ideia de tratamento, evitando a poluição ambiental, os danos à saúde humana e os gastos da própria indústrias com efluentes para auxílio na extração do óleo.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Fundação de Amparo a Pesquisa do Estado da Bahia – FAPESB, ao PRH – 52 – Programa de Recursos Humanos em Petróleo e Meio Ambiente da Agência Nacional de Petróleo – ANP/ UFBA e ao Programa de Pós Graduação de Engenharia Química da Universidade Federal da Bahia - UFBA pelo suporte financeiro e material para desenvolvimento deste trabalho.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARAI, A.; DUARTE, L. R. **Estudo da Formação das Incrustações Carbonáticas**. 2010. Monografia – Departamento de Engenharia de Petróleo, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro – RJ.

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

CURBELO, F. D. da S. **Estudo da Remoção de Óleo em Águas Produzidas na Indústria de Petróleo por adsorção em coluna utilizando a Vermiculita Expandida e Hidrofobizada**, 93 f. 2002. Dissertação Mestrado em Engenharia Química – Centro Tecnológico.

FRASER, R. T. D.; VIEIRA, V.M.; FERREIRA, D.F. **Considerações acerca de um modelo regulatório para o gerenciamento ambiental da água produzida resultante da extração de petróleo no Estado da Bahia**. In: XXIX Simposio de Geologia do Nordeste, Aracajú, 2011.

PESSOA, E. K. R. **Água Produzida utilizada na reinjeção de poços na recuperação secundária de Petróleo**. 2009. Monografia – Departamento de Engenharia Civil – Universidade Estadual de Feira de Santana. Feira de Santana – BA.

PRESTRELO, R. C. **Aplicação do conceito de produção mais limpa no gerenciamento do uso da água em atividades terrestres de exploração e produção de petróleo**. 2006. 222 f. Dissertação (Mestrado Profissional em Gerenciamento e Tecnologias Ambientais no Processo Produtivo) - Departamento de Engenharia Ambiental – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador – BA.

ROSA, J. J. da. **Separação Otimizada de Compostos Orgânicos por Floculação-Flotação**. Tese de Doutorado, 2002. UFRGS, Porto Alegre – RS.



SANTOS, A. O. **Estudo da Resistência a Corrosão em Aço e revestimento visando a aplicação em hastes de bombeio de petróleo.** Dissertação Mestrado. 2008. – Universidade Tiradentes – UNIT – Aracaju - SE.

SILVA, C.R.R. **Água Produzida na Extração de Petróleo.** 2000. 27 f. **Monografia (Curso de Especialização em Gerenciamento e Tecnologias Ambientais na Indústria)** – Departamento de Hidráulica e Saneamento, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador – BA.

TONETTI, A.L.; CORAUCCI FILHO, B.; STEFANUTTI, R.; KANEGAE, A.P. **Método alternativo de tratamento de esgotos: reator anaeróbio com recheio de bambu associado com filtros biológicos de areia.** Biotecnologia Ciência & Desenvolvimento, Brasília, v. 31, p. 109-115, 2004.

VIEIRA, G. C. B. C. **Estudo das técnicas de tratamento de água no poço 01-B-04A-BA.** 2012, 55p. Monografia – Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais. Salvador – BA.

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.