

ÁGUA PRODUZIDA PELA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: DESTINOS E APLICAÇÕES USUALMENTE ADOTADAS

Ana Carla Campos do Nascimento¹; Iliana de Oliveira Guimarães²; Divanira Ferreira Maia³

¹ Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, Campina Grande – carla_nascimento15@hotmail.com.br;

² Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, Campina Grande – iliana.guimaraes@ifpb.edu.br; ³ Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, Campina Grande – divanira.maia@ifpb.edu.br

RESUMO

O petróleo pode estar associado ou não com o gás natural, todavia, em ambos os casos, a água está presente desde a sua formação. Este subproduto gerado pela produção do petróleo, também denominado água produzida, é o maior efluente gerado pela indústria petrolífera e caracteriza-se pela junção das águas de formação e injeção. Neste sentido, em virtude do seu volume, este trabalho visa analisar possíveis destinos e aplicações da água produzida. As alternativas usualmente adotadas são o descarte, injeção e o reuso. Em se tratando da reutilização, existem algumas opções de aplicações em estudo, como por exemplo, para o uso industrial, para fins de irrigação e para o próprio consumo humano. Contudo, a água produzida possui um grande potencial poluidor, tendo em vista que a sua composição é rica em produtos químicos e óleo dissolvido. Dessa forma, os tratamentos aplicados a esse resíduo nas instalações de produção, são de extrema importância para redução das concentrações dos diversos compostos químicos presentes e adequação dessa água ao destino escolhido.

Palavras-chaves: Água produzida; tratamentos; aplicações.

1. INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera, apesar de desempenhar uma função de suma importância para a política mundial, possui alguns limitadores quanto a sua expansão, sendo a questão ambiental, um dos fatores de maior relevância no presente momento [GOLDEMBERG et al., 2014]. Nesse contexto, deve-se considerar que a produção de petróleo tem como principal resíduo a água produzida (AP) e que está geralmente apresenta um volume de produção muito maior que o próprio petróleo [SILVA, 2000].

A AP está presente nos reservatórios de óleo e gás natural e é trazida à superfície junto

com o petróleo. Em virtude de sua origem, este efluente possui uma mistura complexa de compostos orgânicos e inorgânicos, além de resíduos de aditivos químicos utilizados no processo de produção [FIGUEREDO et al., 2014].

As alternativas usualmente adotadas para o seu destino são o descarte, o reuso e a reinjeção. Portanto, a AP deve passar por tratamentos específicos, conforme o destino final determinado [SILVA, 2000], para atender as exigências ambientais, operacionais ou da própria atividade produtiva que a usará como insumo [DA MOTTA et al., 2013].

Entretanto, para que se tenha uma maior segurança quanto a aplicação de boas práticas relacionadas a água produzida, se faz necessária, não só a iniciativa por parte das empresas operadoras das instalações da indústria petrolífera, mas, principalmente, da atuação do poder público para elaboração de regulamentações e fiscalização eficiente do seu cumprimento [GOMES, 2014].

Diante disso, este artigo tem como objetivo mostrar algumas opções de aplicações da AP em estudo e suas respectivas implicações no ambiente, apresentando conceitos, caracterização, consequências e importância dos métodos de tratamento.

2. METODOLOGIA

Para a execução desse estudo foram utilizadas como base, pesquisas bibliográficas em artigos, teses e dissertações. O acesso a periódicos científicos, sites e páginas de órgãos reguladores foram de extrema relevância para a realização deste trabalho. Durante toda a pesquisa foram analisados e revisados os dados bibliográficos e documentos, para a produção e conclusão do corrente artigo.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com estas informações, foi possível perceber que a água produzida sempre está associada com o petróleo e que este subproduto é extremamente nocivo ao

ambiente. Notou-se também que a AP difere da água proveniente do mar ou de rios, no entanto, detém origem semelhante ao petróleo, na subsuperfície. Deduz-se ainda que a geração desse rejeito aumenta à medida que os poços ficam mais maduros. Com isso, objetivando a compreensão do tema, realizou-se uma análise sistemática de alguns aspectos envolvendo a atual preocupação com o gerenciamento adequando da AP.

3.1. Água produzida: definição

Assim denominada por estar associada à produção de petróleo, é um subproduto indesejável [FRASER et al., 2012] gerado pelo segmento de exploração e produção de petróleo e gás natural [AHMADUN et al., 2009; NSC, 2002].

Convém ressaltar que nas explorações convencionais de petróleo e gás natural, a geração dessa água pode atingir um volume superior ao volume do material fóssil produzido [CODAY et al., 2014], representando o maior rejeito da indústria petrolífera [GABARDO et al., 2011; PÉREZ-CASANOVA et al., 2012] e uma das maiores fontes de contaminantes para o oceano, juntamente com os cascalhos da fase de perfuração [BAKKE et al., 2013].

Thomas [2004] afirma que a quantidade de água produzida associada com o óleo varia muito, podendo alcançar valores da ordem de 50% em volume ou até mesmo próximo de

100% ao final da vida útil dos poços. O tratamento da AP tem por finalidade recuperar parte do óleo nela contida em emulsão e condicioná-la para reinjeção ou descarte. Essa destinação relaciona-se diretamente à região onde são localizadas suas bacias [SOUZA FILHO et al., 2009].

Segundo Wandera et al. [2011], a geração desse efluente acontece tanto em campos de óleo e gás convencionais, quanto nos campos não convencionais de xisto betuminoso, areias betuminosas e gás metano das camadas de carvão (*Coal Bed Methane* – CBM). Além disso, ocorre tanto nas atividades *offshore*, onde os descartes são realizados no oceano, quanto em atividades *onshore*, podendo haver descartes nos corpos hídricos ou solos próximos aos empreendimentos [GOMES, 2014].

3.2. Características e consequências

Amini et al. [2012] relataram que a AP representa a corrente de efluentes de maior volume das atividades de produção de petróleo. Além do seu volume, sua composição e/ou qualidade pode variar consideravelmente. As características físico-químicas e biológicas desse rejeito são funções da localização geográfica das reservas, do campo formador do óleo, da idade geológica e profundidade da formação rochosa [STEWART e ARNOLD; JUNIOR, 2011; GOMES, 2014]. Esse resíduo possui

quantidades variadas de sais dissolvidos, compostos inorgânicos, compostos orgânicos, produtos químicos e microrganismos. Portanto, devido aos seus elementos constituintes, somado ao gerenciamento inadequado, a água produzida pode desencadear poluição marinha, contaminação de corpos d'água e aquíferos, salinização de solos, danos à fauna e flora, prejuízos à saúde humana e, inclusive, danos à própria produção [SILVA, 2000].

3.3. Aplicações

Existem várias possibilidades de destinos para a AP, entretanto, a opção mais apropriada depende da análise individual de cada caso, levando-se em consideração a composição química e microbiológica deste subproduto; o local da operação; as facilidades técnicas; os custos e avaliação da infraestrutura e equipamentos disponíveis [FRASER et al., 2012]. Sendo assim, esse efluente pode ser reinjetado, descartado ou reaproveitado.

3.3.1. Reinjeção

Sabe-se, que nos campos de produção maduros existe a produção de altos volumes de água e o destino final desse resíduo é um fator limitante, especialmente para campos produtores terrestres. Nesse aspecto, o reuso da água produzida pode trazer inúmeras vantagens, como o aumento significativo da

produção de óleo, a diminuição do consumo de água nos processos e a minimização do descarte dessa no ambiente, resultando na redução dos impactos ambientais e custos operacionais de transporte e tratamento, bem como monitoramento e/ou recuperação dos ecossistemas [PINHEIRO et al., 2014].

Sob à ótica ambiental e econômica, o destino mais propício é a reinjeção no reservatório de proveniência, contribuindo para a elevação da produção de óleo, uma vez que a água injetada ajuda a manter a pressão do reservatório e a deslocar o óleo em direção ao poço produtor, evitando assim, tratamentos e procedimentos operacionais mais dispendiosos [USDE, 2006 apud FRASER et al., 2012].

A injeção desse efluente com salinidade inferior a original, em formações argilosas, pode levar a restrição de fluxo e a perda da injetividade no local. A presença de impurezas também pode levar à obstrução mecânica do espaço de injeção. Esses danos podem comprometer a própria injeção e o processo de recuperação projetado. Na seleção da água a ser empregada, deve-se avaliar a disponibilidade, suas características constituintes (presença de partículas suspensas, microrganismos, salinidade, gases dissolvidos, metais e gases corrosivos) e o custo do tratamento necessário para torná-la adequada ao uso [SILVA, 2000].

Ainda segundo Silva [2000], a injeção da AP pode ou não estar ligada a um processo de recuperação secundária. E, em ambos os casos, pode haver necessidade de algum tratamento para adequar o fluido à legislação e/ou assegurar a injetividade do reservatório, pois, a reinjeção desse rejeito não devidamente tratado, acarreta em incrustação e corrosão dos dutos e equipamentos, além da obstrução e redução da porosidade do reservatório, diminuindo a produção e o tempo de vida dos poços.

3.3.2. Descarte no mar e subsolo

O descarte da água produzida em reservatórios salinos com condições adequadas de armazenamento é uma alternativa muito empregada em todo o mundo. Todavia, é necessário ter cuidado com o isolamento da zona de descarte, com as zonas atravessadas pelo poço, como também deve ser verificada a possibilidade de contato com algum manancial de água doce, ou seja, se faz necessário o desenvolvimento de estudos hidrogeológicos prévios [USDE, 2006 apud FRASER et al., 2012].

O descarte também pode ser realizado em lagoas controladas com extensas superfícies para facilitar a evaporação, como costuma acontecer no Rio Grande do Norte, ou no mar, geralmente oriundo de produções *offshore* [BRASIL, 2007].

Fraser e Ellias [2009] informam que em virtude de sua complexidade química, os descartes podem ser responsáveis pela mudança da qualidade da água do mar, elevando a concentração de poluentes na coluna d'água e contaminando o sedimento marinho, bem como causando danos a comunidade bentônica, ao seu habitat e indiretamente aos peixes.

O descarte no subsolo consiste na injeção do efluente em zonas delimitadas, sem interação com lençóis freáticos ou portadores de água doce. Essa pode ser considerada uma solução ambientalmente aceitável, desde que seja realizado um estudo geológico criterioso para a correta interpretação e delimitação da zona em que vai ocorrer o descarte [SILVA, 2000].

Nos descartes *onshore*, a composição da AP pode provocar danos irreversíveis a corpos hídricos mais sensíveis, contaminação do solo e emissões atmosféricas [IFC, 2007]. No Brasil, existe uma resolução aplicável à atividade de exploração e produção de petróleo e ao meio ambiente relativa especificamente à água produzida, o CONAMA N° 393/2007, que dispõe acerca do descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural [FRASER et al., 2012].

3.3.3. Reaproveitamento

3.3.3.1. Indústria

Pode-se destacar algumas possibilidades para fins industriais, tais como na própria atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo em processos de perfuração; na preparação do fluido de perfuração [DA MOTTA et al., 2013]; e no fraturamento hidráulico, visando fraturar a rocha reservatório, elevando-se sua permeabilidade pelo petróleo e a produção desse fluido [RAILROAD COMMISSION OF TEXAS, 2011; USGS, 2011].

Outros usos mencionados pela literatura, são como água de reposição de torres de resfriamento [DI FILLIPPO, 2004], controle da geração de poeira e combate a incêndio [DA MOTTA et al., 2013].

Segundo Gabardo [2007], no Brasil se observou como projeto pioneiro, a transformação da água de produção em vapor para recuperação terciária do petróleo. Essa atividade era empregada no campo da Fazenda Belém, no Ceará e em outros campos no estado de Sergipe, tornando possível, inclusive, a produção em poços já muito maduros.

Já no município de Carmópolis, no estado de Sergipe, há um extenso campo petrolífero terrestre, considerado em 2005 a quarta maior reserva de óleo do país. A AP que antes era despejada no rio Riachão, gerando grandes problemas ambientais, passou a seguir por dutos para a Companhia

Vale do Rio Doce (CVRD) que reutilizava esse efluente em seus processos industriais para dissolver um sal - subproduto do processo [CAMPOS et al., 2005].

3.3.3.2. Agricultura

O reuso da água produzida na agricultura pode proporcionar não só o volume de água requerido pelas plantas, como também, os nutrientes de que elas necessitam para se desenvolver, proporcionando consequentemente economia de água de qualidade superior [HESPANHOL, 2003].

Segundo León e Cavallini [1999], a reutilização de águas tratadas tem sido praticada em larga escala, sobretudo em regiões áridas ou semiáridas, como se constata em países como o México (Vale de Mezquital), Tunísia (Tunis), Arábia Saudita (Riyadh e Dirab), Estados Unidos (Califórnia), Chile (Santiago) e Israel. Os principais cultivos irrigados com AP nessas nações são: milho, alfafa, aveia, cevada, feijão, trigo, pimenta, tomate, cítricos, algodão, eucalipto, árvores e sementes de vegetais, gramas, árvores natalinas e forrageiras.

Soares [2013] afirma que os Estados Unidos já possuem algumas empresas de produção e exploração de gás que utilizam a AP na irrigação de culturas comestíveis (frutas, cereais e hortaliças tuberosas) e não comestíveis (forrageiras).

De acordo com Andrade [2009], duas operadoras de produção de gás no estado de Wyoming (EUA) utilizam AP na irrigação. Sendo que uma operadora irriga uma área de produção de alfafa (espécie forrageira) desde 2001, onde 82,5% encontra-se em Sheridan. Enquanto na outra operadora, localizada no distrito de Buffalo, o trigo forrageiro é a espécie contemplada.

Ocorreu também um contrato assinado em 1996 que se estendeu até 2011, no qual o distrito de Cawelo (Califórnia) comprava água produzida tratada do campo de produção da empresa Chevron para revender aos agricultores que, por sua vez irrigavam campos com 20 espécies de frutas, cereais e hortaliças. Convém destacar que mais de 90% das frutas e produtos hortícolas desenvolvidos nos EUA, são produzidos em áreas irrigadas na região do Vale de São Joaquim, onde se localiza o distrito de Cawelo. Esse efluente, antes de ser empregado na irrigação, passa por uma planta de tratamento com um separador óleo/água, flotação a ar dissolvido, aeração e filtro casca de noz. A AP significa 10% do volume total de água utilizada na irrigação nessa região, os 90% restantes são águas provenientes de aquíferos [PETROBRAS, 2008].

Pinheiro et al. [2014] destaca o projeto piloto de reuso de AP para fins de irrigação de culturas destinadas à produção de biodiesel,

implantada no Campo de Fazenda Belém da Unidade de Produção do Rio Grande do Norte e Ceará. O uso dessa água para irrigação de oleaginosos para a produção de biodiesel constitui uma alternativa significativa, visto que a água produzida do reservatório apresenta excelente qualidade e baixa salinidade. Essas características tornaram a água produzida deste campo apta para ser reutilizada após ser filtrada e desmineralizada.

Foi construída uma planta piloto para tratamento de AP em Omani. Verificou-se que a concentração de óleo diminuiu de 50 a 300 mg/L para menos de 0,5 mg/L. E, a irrigação com este subproduto tratado não apresentou efeitos preocupantes no crescimento de três diferentes espécies de plantas tolerantes a sal: alfafa, cevada e gramínea *Rhodes*. Em relação ao peso da raiz seca, notou-se que esse resíduo afetou apenas a alfafa, cuja problemática foi a menor taxa de desenvolvimento, quando comparada com alfafa irrigada com água comum [HIRAYAMA et al., 2002].

Rambeau et al. [2004] analisaram a qualidade da água produzida com baixa salinidade (<20 mg/L), após a remoção dos hidrocarbonetos, visando o uso na irrigação ou aplicação na área florestal. Ocorreram testes de produtividade com algodão (*Gossypium hirsutum*) e maconha (*Cannabis sativa*). Contudo, evidenciou-se que a

maconha foi afetada pela salinidade da AP ao ser testada em condições reais (estufa). Os resultados validaram o uso de água produzida de baixa salinidade com temperaturas máximas de 37°C, no verão, e 25°C, no inverno, na irrigação dessas culturas.

3.3.3.3. Consumo humano

Segundo Silva [2000] a AP para ser utilizada como água potável, teria que ser submetida a tratamentos onerosos objetivando a eliminação de todos os hidrocarbonetos, metais pesados e demais impurezas. Dessa maneira, nos anos 2002 em Los Angeles, Califórnia (EUA), em uma planta piloto, analisou-se o uso desse efluente para beber, mas pode-se concluir que não se propagou essa aplicação devido aos elevados custos.

3.4. Tratamentos

A água produzida representa 98% dos efluentes gerados nas atividades do setor de petróleo e gás e o tipo de tratamento a ser empregado depende dos compostos que se deseja remover e do destino final a ser adotado [DA MOTTA et al., 2013; SOARES, 2013].

Nesse sentido, Gomes [2014] ressalta a gradativa evolução das técnicas utilizadas pela indústria petrolífera no tratamento desse subproduto nos últimos anos. Todavia, a eficácia na separação depende de algumas características, como: tipo e viscosidade do

óleo, temperatura, pressão, tipo do poço, salinidade da água, tamanho da gota de óleo, velocidade do fluxo e estabilidade da emulsão [GABARDO, 2007].

As tecnologias para o tratamento da AP fundamentam-se nos princípios de separação física, oxidação química, filtração por membranas, decomposição biológica e adsorção [WAELEKENS, 2010]. O objetivo de tratar a água consiste em atingir os parâmetros necessários para descarte, reinjeção no poço produtor ou reutilização [OGP, 2012].

4. CONCLUSÕES

Diante do exposto ao longo deste trabalho, observou-se o inegável potencial poluidor da água produzida gerada pela indústria do petróleo. Ao mesmo tempo, compreende-se que não há como evitar a sua geração. Nesse aspecto, se faz necessária a continuidade dos estudos a fim de aperfeiçoar os conhecimentos acerca dos impactos causados no ambiente, prioritariamente, no que se refere ao entendimento sobre a toxicidade deste rejeito e prejuízos provocados nas diversas espécies de animais.

Tratando-se da regulação brasileira, percebe-se que a mesma se assemelha com regulamentações internacionais em relação a análises de parâmetros para descarte e periodicidade de monitoramento. Entretanto, foram evidenciados que vários avanços são

fundamentais, tanto para embasamento científico das exigências já em vigor, como também para o incentivo e promoção de práticas diversificadas de gerenciamento e disposição dessa água.

Nesta perspectiva, pode-se concluir que os métodos de tratamento desempenham um papel de destaque no gerenciamento da AP, pois participam removendo os componentes indesejados desse subproduto, atendendo a legislação estabelecida no país.

Por fim, é imprescindível o fomento de novas pesquisas relacionadas ao tratamento deste efluente por meio de processos não convencionais, visto que nos processos convencionais não há êxito na remoção de pequenas gotículas de óleo emulsionado ou dissolvido.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMADUN, F.; PENDASHTEH, A.; ABDULLAH, L. C.; BIAK, D. R. A.; MADAENI, S. S.; ABIDIN, Z. Z. *Review of technologies for oil and gas produced water treatment*. Journal of Hazardous Materials, v. 170, p. 530-551, 2009.

AMINI, S.; MOWLA, D.; GOLKAR, M.; ESMAEILZADEH, F. *Mathematical modelling of a hydrocyclone for the down-hole oil-water separation (DOWS)*. Chemical

Engineering Research and Design, v. 90, p. 2186-2195, 2012.

ANDRADE, V. T. *Avaliação da Toxicidade de água produzida tratada por processo evaporativo com a finalidade de reuso em solo*. 2009, 160p. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química. Rio de Janeiro.

BAKKE, T.; KLUNGSOYR, J.; SANNI, S. *Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry*. Marine Environmental Research, 92: pp. 154-169, 2013.

BRASIL. Resolução CONAMA nº 393 de 8 de agosto de 2007. *Dispõe sobre o descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural, e dá outras providências*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 09 Ag. 2007. Seção 1, p. 72-73.

CAMPOS, A. L. O; RABELO, T. S; SANTOS, R. O; MELO, R. F. L. V. *Produção mais limpa na indústria do petróleo: o caso da água produzida no campo de Carmópolis/SE*. 23º Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental, 2005, Campo Grande.

CODAY, B. D.; XU, P.; BEAUDRY, E. G.; HERRON, J.; LAMPI, K.; HANCOCK, N. T.; CATH, T. Y. *The sweet spot of forward osmosis: Treatment of produced water, drilling wastewater and other complex and difficult liquid streams*. Desalination, 333: pp. 23-35, 2014.

DA MOTTA, A. R. P; BORGES, C. P; KIPERSTOK, A; ESQUERRE, K. P; ARAÚJO, P. M; BRANCO, L. P. N. *Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão*. Eng Sanit Ambient, Salvador, v. 18, n. 1, p. 15-26, 2013.

DI FILIPPO, M. N. *Use of produced water in recirculating cooling systems at power generating facilities*. In: Semi-annual technical progress report, 2004, Palo Alto, USA. Proceedings. Palo Alto: EPRI, 2004. DOE Award 41906.

FIGUEREDO, K. S. L.; MARTÍNEZ-HUITLE, C. A.; TEIXEIRA, A. B. R.; PINHO, AL. S.; VIVACQUA, C. A.; SILVA, D. R. *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, 2014.

FRASER, R. T. D.; VIEIRA, V. M.; FERREIRA, D. F. 2012. *Considerações acerca de um modelo regulatório para o gerenciamento ambiental da água produzida resultante da extração de petróleo no estado do Bahia*. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP: Anais da Rio Oil & Gas Expo Conference.

FRASER, G. S. & ELLIS, J. *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, 2009.

GABARDO, I. T. *Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar*. 2007, 250p. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Programa de Pós-Graduação em Química. Natal.

GABARDO, I. T.; PLATTE, E. B.; ARAUJO, A. S.; PULGATTI, F. H. *Evaluation of produced water from Brazilian offshore platforms*. Cap. 3 In: Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608 p, 2011.

GOLDEMBERG, J.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCCHESI, R. *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, 2014.

GOMES, A. P. P. *Gestão Ambiental da Água Produzida na Indústria de Petróleo: Melhores Práticas e Experiências Internacionais*. 2014, 128p. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético. Rio de Janeiro.

HESPANHOL, I. *Potencial de Reuso de Água no Brasil: agricultura, indústria, município e recarga de aquíferos*. In: MANCUSO, C. S. A.; SANROS, H. F. (Editores). Reuso de água. Barueri, SP: Manole, 2003.

HIRAYAMA, A.; MAEGAITO, M.; KAWAGUCHI, M.; ISHIKAWA, A.; SUEYOSHI, M.; AL-BEMANI, A.S.; AHMED, M.; ESECHIE, H.; AL-MAZRUI, S. A.; AL-KHANJIARI, S. S. *Omani oil fields produced water: treatment and utilization*. In: International Petroleum Conference and Exhibition in México, Villa Hermosa, pp. 4, 2002.

IFC, Environmental, Health, and Safety Guidelines for Onshore Oil and Gas Development. Disponível em:

<[http://www.ifc.org/ifcext/enviro.nsf/AttachmentsByTitle/gui_EHSGuidelines2007_OnshoreOilandGas/\\$FILE...+-+Onshore+Oil+and+Gas+Development.pdf](http://www.ifc.org/ifcext/enviro.nsf/AttachmentsByTitle/gui_EHSGuidelines2007_OnshoreOilandGas/$FILE...+-+Onshore+Oil+and+Gas+Development.pdf)>.

Acesso em: 23 de junho de 2016.

JUNIOR, R. S. M. *Estudo da viabilidade técnica do método eletroquímico no tratamento da água produzida nos processos de exploração do petróleo*. 2011, 52p. Monografia, Universidade Candido Mendes, Programa de Pós-Graduação em Gestão no Setor de Petróleo e Gás. Rio de Janeiro.

LÉON, G. S.; CAVALLINI, J. M. *Tratamento e uso de águas residuárias*. In: São Paulo. Campina Grande: Universidade Federal da Paraíba, 1999. 110p.

NSC. *The prevention of pollution from offshore installations*. Capítulo 8: Progress report to the 5th North Sea Conference, Bergen. pp: 160-171, 2002.

OGP, International Association of Oil and Gas Producers. *Environmental performance indicators*, Report n. 2011e, 62 p. 2012.

PÉREZ-CASANOVA, J. C.; HAMOUTENE, D.; HOBBS, K.; LEE, K. *Effects of chronic exposure to the aqueous fraction of*

produced water on growth, detoxification and immune factors of Atlantic Cod. Ecotoxicology and Environmental Safety, 86: pp. 239-249, 2012.

PETROBRAS, *Missão técnica. Relatório Executivo Final*, Ed. Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Miguez de Mello (CENPES), da PETROBRAS, 27p, 2008.

PINHEIRO, R; TRAVALLONI, A. M; JÚNIOR, G. M; CRISÓSTOMO, L. A; AQUINO, O; ORLANDO, A. E. *IBP 1010-14 Projeto Piloto de irrigação com água produzida no Campo de Fazenda Belém*. Rio Oil & Gás Expo and Conference 2014, Rio de Janeiro, p. 1-10, 2014.

RAILROAD COMMISSION OF TEXAS. Water use in the Barnett shale, Texas. Disponível em: <http://www.twdb.texas.gov/publications/reports/contracted_reports/doc/0904830939_2012_Update_MiningWaterUse.pdf>. Acesso em: 24 de junho de 2016.

RAMBEAU, O.; DE LAFOND, R. M.; BALDONI, P. A.; GOSSELIN, J. P. A.; BACCOU, J. C. *“Low salt petroleum produced water reuse: A farming alternative outside the food chain”*. Water Science Technology, v. 50 (2), pp. 139-147, 2004.

Resolução CONAMA nº 393 de 8 de agosto de 2007. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 09 Ag. 2007. Seção 1, p. 72-73.

SILVA, C. R. R. **Água produzida na extração de petróleo.** 2000, 27p. Monografia. Escola Politécnica, Departamento de hidráulica e saneamento. Curso de especialização em gerenciamento e tecnologias ambientais na indústria. Salvador - BA.

SOARES, L. L. **Projeto Conceitual de um sistema de tratamento e reaproveitamento da água produzida de petróleo disposta em um aterro industrial real.** 2013, 55p. Monografia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Departamento de Engenharia de Petróleo. RN-Natal.

SOUZA FILHO, P. W. M.; PROST, M. T. R. C.; MIRANDA F. P.; SALES, M. E. C.; BORGES, H. V.; COSTA, F. R.; ALMEIDA, E. F.; NASCIMENTO JUNIOR, W. R. **Environmental Sensitivity Index (ESI) mapping the oil spill in the Amazon Coastal Zone: The PIATAM Mar Project.** Revista Brasileira de Geofísica, 27: (1) pp. 7-22, 2009.

STEWART, M; ARNOLD, K. **Produced Water Treatment Field Manual.** Part 1 - Produced Water Treating Systems, p. 1-134, 2011.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Interciência, 2004.

USGS, Studying water resources of Fayetteville Shale. Disponível em: <<http://www.thesuntimes.com/>>. Acesso em: 22 de junho de 2016.

WAELEKENS, B. E. **Tratamento de efluentes industriais mediante a aplicação de argila organifílica e carvão ativado granular.** 2010, 117p. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, Escola Politécnica. São Paulo.

WANDERA, D.; WICKRAMASINGHE, S. R; HUSSON, S. M. **Modification and characterization of ultrafiltration membranes for treatment of produced water.** Journal of Membrane Science, 373: pp. 178-188, 2011.