

MÉTODOS CONVENCIONAIS DE TRATAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA ADVINDA DE POÇOS DE PETRÓLEO: UM ESTUDO LITERÁRIO

Gabrielli Oliveira de Brito¹, João Pinheiro de Melo Neto¹, Larissa Luciana de Melo¹, Clarice Oliveira da Rocha², Danielly Vieira de Lucena² Discente do Curso Técnico Integrado em Petróleo e Gás – IFPB, *Campus Campina Grande*,

gabriellioliveirab@gmail.com

joaopinheiro.pjm@gmail.com

larismelo@gmail.com

jpsa.s.andrade@hotmail.com

²Docente do Curso Técnico Integrado em Petróleo e Gás – IFPB, *Campus Campina Grande*.

daniellymateriais@yahoo.com.br

clariceoliveirarochoa@gmail.com

RESUMO

A água produzida é um efluente provindo da obtenção do petróleo que tem em sua composição sais, gases dissolvidos, óleo, microrganismos, sólidos suspensos produtos químicos, substâncias tóxicas, frações de substâncias radioativas; fato que evidencia a necessidade intrínseca do tratamento da água produzida, a fim de reinjetar, reutilizar ou descartar a mesma. Nos últimos anos o crescimento exacerbado do volume dessa água residual trouxe consigo a indagação de qual método de tratamento se mostraria com a melhor relação custo-benefício, de acordo com cada especificidade. Dessa forma, a presente revisão literária visa expor e caracterizar os métodos de tratamento convencionais desse efluente.

PALAVRAS-CHAVE: petróleo, água produzida, tratamento.

1. INTRODUÇÃO

Segundo Silva (2000), a água produzida (AP) se caracteriza como um subproduto advindo da extração de petróleo do subsolo, podendo ser classificada em água de injeção e água de formação. A água de injeção é procedente da técnica de recuperação secundária de poços petrolíferos, já a água de formação é originária natural da formação rochosa.

A produção de petróleo atingiu sua maior amplitude, fato que sobreleva a

necessidade do tratamento desse efluente, visto que, a mesma apresenta em sua composição partículas de óleo nas formas: livre, dissolvida, dispersa ou emulsionada. Essa última forma, concentra maiores atenções justificadas pela complexidade encontrada na sua remoção. Cabe salientar que, Emulsões são misturas homogêneas que consistem em uma fase dispersa, finamente dividida e uniformemente distribuída em uma fase contínua. No caso da emulsão do tipo óleo-em-água (O/A), gotículas de óleo



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

finamente divididas estão uniformemente dispersas em água (HONG; FANE; BURFORD, 2003).

Não obstante, os métodos convencionais de tratamento da água produzida utilizados no momento atual, são: o uso de separadores gravitacionais (Stewart & Arnold, 2011), os métodos de flotação a ar (Hong *et al.*, 2003), e o uso de hidrociclones (Saidi *et al.*, 2012). Esses métodos são primordiais para a futura destinação da AP, seja ela a reinjeção, o descarte ou a reutilização como insumo.

No entanto, as tecnologias usualmente utilizadas para a remoção de óleo da AP nem sempre são capazes de atingir os níveis requeridos de eficiência (Ebrahimi *et al.*, 2009), principalmente se esse composto estiver presente sob a forma de emulsão e com diâmetros de gotas menores que 10 μm (Chakrabarty *et al.*, 2008). Além disso, o gerenciamento da AP resulta em custos consideravelmente elevados e que representam um percentual significativo dos custos de produção (AMINI *et al.*, 2012).

Mediante a problemática, busca-se analisar as formas de tratamento da AP, expondo-as e elucidando suas eficiências e déficits. A crescente discussão a fim de presumir o melhor método de tratamento de AP em conjunto com o crescimento exponencial de captação desse subproduto e a busca demasiada por uma maior eficiência e menor custo nesses procedimentos de tratamentos acarretaram a motivação do referente estudo.

2. METODOLOGIA

O presente artigo de revisão consiste em uma pesquisa exploratória e explicativa que visa discorrer sobre os métodos

convencionais de tratamento da água produzida advinda de poços de petróleo, tal pesquisa foi viabilizada pelo uso de materiais previamente elaborados como livros e artigos científicos de congressos e periódicos.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Água produzida

O termo água de produção é dado a toda água produzida (carreada) junto com o óleo, sendo originária da formação geológica (água de formação) ou água de injeção de água dos processos de recuperação de petróleo (Fernandes Jr., 2002).

Água produzida um efluente proveniente da extração do petróleo é responsável por um grande volume de resíduos gerados pela indústria de petróleo e gás. Assim, estas águas são produzidas ao mesmo tempo durante a produção de petróleo e gás natural, em operações onshore e offshore. A quantidade de água produzida gerada é dada em função do método de recuperação, e a natureza da formação (TELLEZ, 2002).

Ramalho (2008) expõe que a água coexiste na formação geológica produtora (juntamente com óleo e o gás), localizada nos poros da rocha reservatório, em consequência de aquíferos subjacentes ao petróleo; ao mesmo tempo que pode estar presente de maneira artificial, sendo injetada a fim de manter as condições de pressão do poço e por conseguinte propiciar a migração do óleo. Esse método consiste na recuperação secundária do poço (ou recuperação convencional), responsável pela viabilidade econômica do seu projeto de desenvolvimento.

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

Thomas (2004) propõe que, a quantidade de água produzida em cada poço é um fator variante que pode alcançar valores na ordem de 50% em volume ou até mesmo próximo de 100% ao fim da vida econômica dos poços.

3.2 Composição

A água produzida apresenta em sua composição níveis consideráveis de sais, e ainda sólidos dispersos como por exemplo areia, argila iodo e silicatos. (FERNANDES JR., 2002).

Segundo Oliveira & Oliveira (2000) a água de produção se constitui de minerais dissolvidos oriundos da formação produtora, óleos dissolvidos e dispersos, produtos químicos empregados durante o processo de produção, sólidos e gases dissolvidos. Partes destes compostos dissolvidos são bastante refratários aos processos de tratamento convencionais. Existem diversos fatores que podem influenciar na quantidade de óleo presente nas águas de produção. Dentre estes fatores estão a composição do óleo, o pH, a salinidade, a temperatura, a razão óleo/água e o tipo e a quantidade de produtos químicos adicionados durante o processo de produção.

Além disso, Oliveira (1995) aponta que o óleo em solução aquosa se apresenta nas formas livre, dispersa, emulsionada ou dissolvida. No qual o óleo livre representa as dispersões grosseiras constituídas por gotas com diâmetro superior a 150 μ m que são retiradas com processos de baixa complexidade, já no caso do óleo emulsificado que apresenta diâmetro das gotas situado abaixo de 50 μ m o processo de tratamento envolvido é de alta complexidade e requer a utilização de processos mais sofisticados tais como: a centrifugação ou

flotação, associado ao uso de produtos químicos.

3.3 Tipos de tratamento convencionais

O processo de tratamento da água produzida irá determinar a quantidade de compostos que se deseja remover e qual o destino final desse subproduto. Os tratamentos da AP podem variar retirando desde poucas partículas de óleo até a desinfecção total dessa água.

Guimarães (2015) indica que os métodos de tratamento da água produzida dividem-se em métodos convencionais, que são os separadores gravitacionais, a flotação e hidrociclones, e os métodos não convencionais que consistem no uso da filtração, das membranas, sequestradores de oxigênio, biocidas, biodispersantes, e inibidores de incrustação e corrosão. Vale salientar que, os métodos não convencionais são utilizados a fim de otimizar o processo de tratamento da AP, ou seja, são utilizados quando os métodos convencionais não foram suficientes para atender as normas do tratamento.

3.3.1 Hidrocilones

Os hidrociclones, equipamentos separadores simples que separam as fases envolvidas através da diferença de densidade, são constituídos por uma parte cilíndrica que é conectada a uma parte cônica. A alimentação é obtida por intermédio de um tubo que tangencia a parede lateral da parte cilíndrica. Logo, as duas saídas do separador estão posicionadas axialmente ao equipamento, uma delas localizada próxima à seção de alimentação, overflow, e a outra localizada numa seção distante da seção de alimentação, próxima ao vértice do corpo

cônico do hidrociclone, underflow. (COELHO, 2012)

Coelho (2012), também destaca que, em seu funcionamento, o fluido passa tangencialmente pelo hidrociclone girando com intensidade na seção cônica. A diferença de densidade entre as duas fases em soma com um escoamento em forma de redemoinho, causa a separação da fase dispersa da fase contínua. A fase mais densa migra em direção à parede do hidrociclone, onde eventualmente sai através do underflow. A fase menos densa migra para o eixo do hidrociclone, onde o gradiente de pressão reverso provoca a saída deste fluido através do overflow.

Caracterizados como equipamentos versáteis, os hidrociclones podem ser utilizados como separadores tanto para suspensões diluídas quanto concentradas, e as partículas dispersas podem ser, líquidas, sólidas ou bolhas de gás. (HEISKANEN, 1993).

O petróleo carrega também gás, sólidos e água. Essas impurezas precisam ser separadas e destinadas para às suas unidades. Comumente esses fluidos passam em um processamento primário de petróleo contendo separador eletrostático, separadores gravitacionais e o sistema de tratamento de água. Neste último destacam-se os hidrociclones. (MARTINS, 2007).

3.3.2 Separadores gravitacionais

Os separadores gravitacionais consistem na primeira etapa de separação da água produzida em campos *offshore* (Sousa *et al.*, 2015), que ocorre com o uso de separadores API (American Petroleum Institute), PPI (Parallel Plate Interceptor) e CPI (Corrugated Plate Interceptor). Esse método é utilizado na separação de óleo livre,

com gotas de diâmetros maiores que 150 μ m. (Kunert, 2007). Possuem seu princípio de atividade na diferença de gravidade da mistura para separar o óleo da água. Um separador típico de produção é dotado de vários dispositivos internos para aumentar a eficiência de separação que são os defletores de entrada, quebradores de espuma, de ondas e de vórtice, extrator de névoa ou demister.

De acordo com Thomas (2004) são quatro as seções de um separador típico: seção de separação primária, de acumulação (ou de coleta de líquido), de separação secundária, seção de acúmulo de líquido e seção de aglutinação.

3.3.2.1 Separadores API

Os separadores API são indicados para separar gotículas maiores que 150 μ m, 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. (SILVA *et al.*, 2007).

3.3.2.3 Separadores CPI e PPI

De acordo com Silva (2007) os separadores CPI e PPI possuem os mesmos princípios do separador API, porém utilizam placas paralelas para promover a coalescência das gotículas, tendo por objetivo diminuir a distância de ascensão das gotículas, compactando o sistema como um todo.



Nesses separadores as placas estão em paralelo fazendo com que as gotículas coalescidas migrem para a superfície e as partículas migrem para baixo. É importante destacar que o aumento da temperatura, nesse caso, auxilia o tratamento pois aumenta a viscosidade do meio. (SILVA *et al.*, 2007)

3.3.3. Flotação

Souza *et al.*, (2015) explica que a flotação é constituída de quatro 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. Esse fato justifica a aplicabilidade desse tratamento, pois é um processo de fácil implantação, operação e manutenção. 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. Dessa maneira, vale indagar que a importância nesse método é que ele representa de forma exata o contrário daquele que deveria ocorrer a sedimentação das partículas espontaneamente. (Sousa & Cols, 2003). Dito isto, a flotação pode ocorrer de dois modos distintos, a flotação por gás dissolvido (FGD) e a flotação por gás induzido (FGI).

3.3.3.1 Flotação por gás dissolvido

A FGD se caracteriza pela geração de bolhas de tamanho extremamente reduzido ($<10^2\mu\text{m}$), na qual, a água saturada com gás é injetada à pressão atmosférica no tanque flotador.

Sousa *et al.*, (2015) expõe que nos sistemas de flotação por gás dissolvido, a

quantidade de gás disponível depende, essencialmente, da pressão de operação do sistema. Há dois tipos de modelo: Com pressurização total da carga e com pressurização parcial da carga. Nos quais, o modelo de pressurização total da carga representa a condição de máxima oportunidade para a interação bolha-gota. Nesse modelo, um grande número de bolhas de pequeno diâmetro está presente no meio, aumentando assim a probabilidade de colisão bolha-gota. e conjuntamente existe o modelo de pressurização parcial da carga, que possui uma menor probabilidade de colisão bolha-gota, devido ao menor número de bolhas presentes no sistema.

3.3.3.2 Flotação por gás induzido

A flotação por gás induzido consiste na entrada induzida de gás na água produzida por meio de um tubo distribuidor. (CÂNDIDO, 2001).

Isto posto, as bolhas de gás em um procedimento como esse podem ser geradas por diversos mecanismos, tais como, hidráulico, mecânico e com utilização de spargers. (CÂNDIDO, 2001). No sistema mecânico é utilizado um rotor que promove a indução do gás na água, gerando pequenas bolhas do mesmo. No sistema hidráulico utiliza-se uma bomba centrífuga para direcionar parte da água para ejetores, onde as bolhas de gás são criadas. Já no sistema que utiliza Spargers, as bolhas de gás são geradas por meio da passagem do fluxo de gás pelos poros dos tubos constituintes do sistema Sparging.

4. CONCLUSÃO

Em suma, percebe-se que o gerenciamento da água produzida (AP) se apresenta como um enorme desafio para as empresas petrolíferas. As alternativas usualmente adotadas para o seu destino são o descarte, injeção e o reuso. Em todos os casos é necessário tratamento da AP, a fim de evitar danos ao meio ambiente e às instalações de produção ou de permitir o seu reuso sem causar prejuízos aos processos nos quais a AP será utilizada. No entanto, os métodos utilizados para tratamento da AP são os métodos convencionais e os não convencionais, sendo esse segundo utilizado apenas quando os métodos convencionais não apresentam a eficiência necessária.

Além disso, a grande maioria das unidades terrestres tratam a água produzida visando a 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. A reinjeção, com o objetivo de recuperação secundária, é ótima solução para o problema do destino da água produzida por não haver simplesmente o descarte do efluente. No caso, é um processo que, apesar de maiores custos com tratamento, obtém, além do descarte, maior recuperação de óleo e mantém melhores níveis econômicos para a atividade.

Outrossim, o crescente volume da água produzida constitui-se em um perigo potencial para o meio ambiente. Os riscos ambientais associados à AP podem variar em função da composição da água, das características do local em que ela ocorre e da sua disposição final. Portanto, a água produzida depois de tratada precisa atender as exigências das legislações do CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente.

Vale salientar que a legislação autoriza o descarte de águas produzidas em ambientes aquáticos somente com o valor do TOG abaixo de 29 mg/L mensais, por isso a necessidade e importância de métodos de tratamento (CONAMA, 2005).

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

FERNANDES JR, W. E. **Planejamento experimental aplicado a um novo separador líquido-líquido utilizado no tratamento de águas residuais contaminadas com petróleo.** 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

CAMPOS, W. K. S.; BUARQUE, S. B.; MACÊDO JÚNIOR, R. O.; SILVA, D. P.; RUZENE, S. R. **Estudo sobre as Principais Tecnologias para Tratamento da Água Produzida.** Cadernos de Graduação - Ciências Exatas e Tecnológicas; 2012. Disponível em <<https://periodicos.set.edu.br/index.php/cadernoexatas/article/viewFile/275/134>>. Acesso em 20 de Março/2016.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

FONSECA, R. M. R. **A importância do aproveitamento da água resultante da produção de petróleo.** 1999. Monografia (Especialista em Engenharia Sanitária e

Ambiental) – Universidade Federal de Sergipe - Brasil.

HANSEN, B.R. & DAVIES, S.R.H. 1994, **Review of potential technologies for the removal of dissolved components from produced water.** Transactions of the institution of chemical engineers, London. V 72/P 176-188.

GADELHA DE SOUSA, K. S. M. **Estudo de Sistemas: Petróleo/Água/Tensoativo para aplicação na recuperação avançada do Petróleo.** Monografia, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte; **MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE.** Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA. Resolução nº 357, de 17 de março de 2005.

NUNES, S. K. S. **Remoção conjugada de metais e óleo de água produzida.** 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte;

OLIVEIRA, R.C.G, Oliveira, M.C.K **Remoção de Contaminantes Tóxicos dos Efluentes Líquidos Oriundos da Atividade de Produção de Petróleo no Mar.** Bol.Téc. PETROBRAS, Rio de Janeiro, 43 (2): 129-136, abr./jun. 2000;

SILVA, P. K. L. **Remoção de óleo da água de produção por flotação em coluna utilizando tensoativos de origem vegetal.** 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte;

SEGUI, P. N. **Bioatenuação da geração de sulfeto, por meio da utilização de nitrato, em água produzida proveniente da extração de petróleo.** 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) – Centro Tecnológico, Departamento de Engenharia Ambiental, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Espírito Santo;

TELLES, Marcelo de Queiroz. **Vivências Integradas com o Meio Ambiente.** São Paulo: Sá Editora, 2002.