

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

CARACTERIZAÇÃO DA PRODUÇÃO E REVISÃO DAS TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA NOS CAMPOS MADUROS DA BACIA DO RECÔNCAVO

AUTORES:

Thaís Freitas Barbosa¹

Luanda Regina da Silva Pinto²

Victor Menezes Vieira³

INSTITUIÇÃO:

1- Graduanda em Engenharia de Petróleo na UNIFACS – Universidade Salvador. 2- Graduanda em Engenharia de Petróleo na UNIFACS – Universidade Salvador. 3- Professor da Pós Graduação em Energia da UNIFACS – Universidade Salvador.

CARACTERIZAÇÃO DA PRODUÇÃO E REVISÃO DAS TÉCNICAS DE GERENCIAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA NOS CAMPOS MADUROS DA BACIA DO RECÔNCAVO

Abstract

In the operation of hydrocarbon reservoir when routing the oil and/or gas to the surface it can also carries a significant amount of water that is known as produced water. The volume of this kind of water can even be ten times bigger than the volume of oil in mature camps, this causes a concern due to the high salinity level and to present in its composition dissolved and dispersed organic compounds, traces of metals and radionuclides, dissolved salts, chemical additives and suspended solids. When the produced water reaches the surface, it is necessary to refer it to an appropriate treatment, like the electroblotting, Fenton process, among others, after completing the separation steps the water can be reused or discarded. One of the best ways to reuse this water is inject it into oil wells with the purpose of increasing the reservoir pressure and consequently assisting in the production of oil. The demand for new technologies is constant in this sector, because there are still challenges to overcome, seeking the operational and environmental quality. The reinjection of is a widely used process in mature wells, which still have a percentage of hydrocarbon, but need a secondary recovery. The *Bacia do Recôncavo* well exemplifies a case of a “mature basin”, due to its pioneering in the production of oil and gas in Brazil, currently these “fields” are being operated by small and medium-sized companies, since they are no longer economically viable for large companies. The focal of this article will be the *Bacia do Recôncavo*, adopting as a strategy the path that the produced water traverses in the mature wells and marginals accumulations, considering its characteristics, treatment process, technological innovations, environmental regulation and sustainability of the production.

Introdução

O petróleo é a mais importante fonte de energia da atualidade, já que ele é utilizado em diversas áreas como: combustíveis automotivos, matéria prima na fabricação de plásticos, tintas, borrachas entre outros produtos e também em usinas termoeletricas. Trata-se de um hidrocarboneto, altamente inflamável, de coloração negra ou castanha clara, sendo a teoria mais aceita para sua formação é a orgânica, na qual, vidas de animais e vegetais foram soterradas a centenas de metros de profundidade sob a ação de pressão e temperatura com tempo em escala geológica que converteu o querogênio em hidrocarbonetos (CARVALHO, 2011).

O petróleo ou ouro negro, como também é conhecido, é formado nas rochas geradoras e tende a migrar para a superfície, se no caminho o óleo encontrar uma rocha capeadora que impeça sua migração e uma estrutura porosa e permeável que faça seu confinamento, acaba se formando um reservatório de petróleo, no qual os fluidos irão se organizar de acordo com suas densidades.

Um reservatório pode se apresentar totalmente líquido, gasoso ou ainda com uma parte líquida e outra parte gasosa, dependendo da composição e das condições de pressão e temperatura. A classificação dessas acumulações de petróleo se baseia principalmente no tipo de fluido que é produzido na superfície. O esquemático do reservatório mais comum terá a água embaixo, devido a sua densidade ser maior, posteriormente o óleo e o gás respectivamente (ROSA, 2011).

Após a descoberta do reservatório ocorre a perfuração, a completação, para depois iniciar a produção. No início da vida produtiva, normalmente os fluidos reservados em subsuperfície chegam

até a superfície devido à energia do reservatório, produzindo por elevação natural. Mas com o passar do tempo e o aumento da produção, a pressão da rocha porosa declina, sendo a mesma insuficiente para deslocar os fluidos até a superfície, necessitando utilizar processos de elevação artificial. Um dos métodos utilizados para ajudar a levar os hidrocarbonetos até a superfície é a injeção de água produzida (LEONEZ, 2011).

Segundo Carvalho (2011), a água produzida de petróleo ou também como é chamada de AP são águas carregadas, junto com o óleo e ou gás, durante a produção de petróleo, seja ela proveniente da formação geológica ou decorrente de água de injeção ou a mistura de ambas. Este volume de água produzida é crescente com o tempo, podendo chegar a 10 vezes o volume de óleo produzido, principalmente nos campos em estado avançado de maturidade. As plataformas produtoras de gás tendem a produzir um volume menor de água produzida.

A água produzida possui um grande potencial para afetar todos os ecossistemas e até mesmo os seres vivos, devido à alta salinidade e por apresentar na sua composição compostos orgânicos dissolvidos e dispersos, traços de metais e radionuclídeos, sais dissolvidos, aditivos químicos e sólidos em suspensão. A sua característica depende da: formação geológica, tempo de produção do poço e, do tipo do hidrocarboneto explorado (CARVALHO, 2011).

Segundo Gomes (2014), sobre o gerenciamento, o tratamento e a padronização da água produzida e seus descartes no meio ambiente, não existem muitas regulamentações específicas aplicáveis, apesar dos grandes volumes gerados deste efluente e da sua capacidade de gerar danos ao meio ambiente. A Lei do Petróleo sofreu algumas alterações pela Lei 12.351/2010, mas não mudou sua essência no que diz respeito às obrigações do setor com relações ambientais.

O objetivo da Política Energética Nacional é proteger o meio ambiente e garantir a conservação de energia e cabe aos concessionários adotar medidas necessárias para preservação dos reservatórios e outros recursos naturais, além da proteção do ecossistema. Portanto, toda água produzida dos poços de petróleo deve passar por tratamentos adequados e rigorosos antes de reutilizá-la ou descartá-la (GOMES, 2014).

Metodologia

Para a realização deste trabalho, foi adotada como estratégia metodológica uma revisão temática específica, com levantamento de dados secundários associados à atividade de produção de água junto com o petróleo e gás natural, em campos maduros e com acumulações marginais, localizadas na Bacia do Recôncavo, considerando aspectos como: a) características e impactos ambientais da AP; b) métodos de separação e tratamento da água na superfície; c) levantamento de dados estatísticos da produção e injeção da água produzida nos campos da Bacia do Recôncavo operados por empresas de pequeno e médio porte.

Resultados e Discussão

A água produzida pode gerar problemas tanto ao meio ambiente quanto à operação de um campo. De forma resumida, é possível afirmar que o potencial de geração de impactos da água produzida está diretamente relacionado à sua composição, não abandonando os problemas relacionados aos elevados volumes produzidos e às questões regulatórias. Pode-se citar como danos ao meio: Salinização de solos, das águas superficiais e das águas subterrâneas e mortandade da fauna e flora terrestre e aquática. Em relação a impactos operacionais pode-se mencionar: geração de

depósitos, corrosão e incrustações em equipamentos e instalações e diminuição da permeabilidade do reservatório (Tamponamento) (VIEIRA, 2016).

O petróleo e a água são praticamente imiscíveis em condições normais, porém, em decorrência das condições existentes durante a formação e migração do petróleo e, em virtude do longo tempo de confinamento, parcelas de hidrocarbonetos podem se solubilizar na água. Durante as operações de produção, por causa da agitação, formam-se emulsões, gotículas dispersas de um líquido no outro. Essas emulsões podem dificultar o processo de separação (VIEIRA, 2016).

Existem diversos métodos para separar óleo/água/sólidos, a escolha do processo adequado depende das características do efluente, tipo: tamanho das gotas de óleo dispersas, teor de sólidos suspensos e concentração do óleo. De acordo com Gomes (2009), os tratamentos convencionais são os hidrociclones e a flotação, os quais separam óleo e água. A flotação procura separar resíduo de óleo através de separação gravitacional, quando o óleo encontrar-se livre e disperso da água. Já os hidrociclones aceleram o processo através da força centrífuga, quando o óleo for emulsificado.

Os processos de flotação e hidrociclones apresentam algumas desvantagens, como o elevado tempo de residência requerido, a utilização de produtos químicos especiais e caros, a geração de resíduos sólidos e baixas eficiências, principalmente no caso de gotas com diâmetros na faixa de micrometros ou submicrometros. O problema é ainda mais agravado quando estão presentes agentes tensoativos, muito comuns em emulsões O/A da AP (MOTTA e cols, 2013).

Conforme Gomes (2009), também existem os tratamentos não convencionais, entre eles estão: a eletroflotação e o processo Fenton. As unidades de eletroflotação são pequenas e compactas e requerem pouca manutenção e custos operacionais menores que outras unidades de flotação. Nessas unidades ocorre um processo considerado simples que flota poluentes para a superfície da água, através de minúsculas bolhas de gases hidrogênio e oxigênio ou cloro, gerados por eletrólise da água, na base de um reator eletroquímico. É uma tecnologia que remove partículas coloidais, óleos, graxas e poluentes orgânicos e utiliza eletrodos fabricados com materiais que não apresentam geração de resíduos.

Algumas das características da eletroflotação são: bolhas de gás dispersas extremamente pequenas, o que aumenta a área superficial de contato entre gotas de óleo e bolhas de gás; com a variação da densidade de corrente, é possível criar qualquer concentração de bolhas de gás no meio de flotação, isto aumenta as probabilidades de colisões entre gotas de óleo e bolhas de gás; seleção de um eletrodo de superfície adequada e condições da solução, assim, obtendo ótimos resultados de separação (GOMES, 2009).

Ainda citando Gomes (2009), a tecnologia de eletroflotação é afetada pelo tamanho das partículas e também pelo tamanho das bolhas de gases hidrogênio e oxigênio gerados na superfície dos eletrodos, os fatores que influenciam o tamanho das bolhas são: densidade de corrente, temperatura e curvatura da superfície do eletrodo, material do eletrodo e pH do meio.

Em termos de equipamentos, é descrito pelos autores pesquisados que os separadores trifásicos e horizontais têm maior eficiência no tratamento do óleo. Entretanto, algumas inovações têm surgido para melhorar ainda mais a eficiência destes equipamentos, como o uso de placas coalescentes em seu interior, aproveitamento do gás do processo no queimador do próprio tratador, dentre outros componentes de automação e controle operacional. Segundo Vieira, 2016, uma das tecnologias desenvolvidas para atender as demandas de especificação do óleo produzido na Bacia do Recôncavo (elevada salinidade e parafínico) foi o separador trifásico horizontal (Projeto TOM – Tratador de Óleo Móvel) fruto de uma pesquisa aplicada, desenvolvido pelo Grupo de Pesquisa PCM2, em parceria com uma empresa privada e com a FAPESB.

Após o tratamento adequado da água produzida e a certificação de que está adequadamente dentro dos padrões legais, ela pode ser descartada ou reaproveitada. Algumas opções são: aproveitá-la para irrigação; injetar em poços de petróleo para aumentar a produção de uma determinada zona produtora; ou descartar em corpos d'águas.

Um dos mais comuns destinos para a AP é a injeção em campos maduros, pois deixa de contaminar diretamente o ecossistema e contribui para aumentar a pressão dos poços consequentemente auxiliando na produção de óleo, além da compatibilidade química com água de formação, desde que seja do mesmo reservatório; menores custos após a implantação da planta de reinjeção, economia de espaço e peso devido à otimização das plantas de tratamento de água. O risco ambiental preocupante, com essas manobras, é a contaminação de aquíferos. Porém, mediante a utilização correta de revestimentos para os poços injetores, minimiza-se a possibilidade de contaminação (SILVA, 2000).

O conceito de campos maduros é comumente confundido com o de campos marginais, porém existe diferença entre eles. Um campo maduro é aquele cujo reservatório de petróleo e gás natural, após a exploração primária, ainda detenha de 40-60% de seus recursos *in situ*, geralmente para alcançar essas reservas serão necessários mais investimentos em tecnologias e perfurações, entretanto o risco será baixo, pois não se trata mais de poços pioneiros. Já campos marginais estão relacionados com a viabilidade econômica e não mais ao tamanho de seus reservas, diante da relação entre os custos da extração e a taxa de retorno esperada frente às regras vigentes (SENNA, 2011).

O Brasil detém algumas bacias sedimentares terrestres que já se encontram em fase de declínio de produção, atingiram o estado de maturidade, são elas a Bacia do Recôncavo, Potiguar, Espírito Santo, Sergipe – Alagoas. Segundo a ANP (2016), os campos marginais presentes em todo território brasileiro foram responsáveis pela produção de 54,4 bbl/d (barris por dia) de petróleo e 13,8 Mm³/d (milhões de metros cúbicos por dia) de gás natural no mês de fevereiro, podendo ressaltar duas participações baianas importantes nesta produção, como o Campo de Morro do Barro, localizado na Bacia do Recôncavo, operado pela Panergy, o maior produtor de gás natural, com 13,1 Mm³/d do mês. E a empresa baiana de pequeno porte, a Alvopetro, como a operadora do Campo de Bom Lugar, que produziu 12,6 bbl/d de petróleo, sendo a maior produtora em campos de acumulações marginais deste período.

A Bacia do Recôncavo foi a primeira bacia sedimentar brasileira a produzir petróleo, onde se iniciou a exploração em campos *onshore* na década de 40 e onde começou-se a produção *offshore* na década de 70, em profundidades inferiores a 200 metros. Seus principais campos são Candeias, Taquipe, Araçás, Água Grande, Miranga, Sesmaria e Fazenda do Imbé (NOVAES, 2010).

Os destinos da água produzida em dois dos campos da Bacia do Recôncavo são: no Campo de Buracica, a AP neste campo é somada a água recebida do campo de Fazenda Pannels e a água captada em Buracica que depois é injetada em Buracica e no campo de Uirapuru, a água produzida junto com o óleo produzido neste campo é destinada à Petrobras, onde após tratamento na Estação Carmo a água separada é enviada na Estação de Injeção de Água de Almeida (EIA) para injeção nos poços da concessão Campo Taquipe. (VIEIRA, 2016).

Tabela1 – Água produzida no campo de Buracica na Bacia do Recôncavo (VIEIRA, 2016)

Ponto de Operação	Água Produzida	Água Recebida	Água Injetada	Água Descartada em Superfície	Água Descartada em Subsuperfície	Água Transferida
2015	m3/dia	m3/dia	m3/dia	m3/dia	m3/dia	m3/dia
1	20.920,06	1.266,75	22.186,81	0,00	0,00	0,00
2	23.280,97	1.266,75	24.547,72	0,00	0,00	0,00
3	22.351,44	1.254,14	23.605,58	0,00	0,00	0,00

Empresas de grande porte, exemplo Petrobrás, entende que a exploração em campos maduros não é economicamente viável devido o volume de óleo e ou gás produzidos, assim iniciaram um Plano de Desinvestimentos em 2016, onde esses ativos estão sendo ofertados e, provavelmente, serão arrematados por empresas de pequeno e médio porte. Um exemplo dessas empresas que atuam na Bacia do Recôncavo é a PetroRecôncavo que iniciou suas atividades em fevereiro de 2000 (como uma empresa operadora de alguns campos da Petrobras) e atualmente é a maior operadora independente de exploração e produção de petróleo e gás onshore do Brasil. A Companhia foca na operação e desenvolvimento de projetos de Campos Maduros, que possam ser implementados de forma eficaz em termos de custos. Seu objetivo é aumentar a produção e otimizar a recuperação final de suas reservas, de forma lucrativa, através da implementação de técnicas de recuperação primária, secundária e terciária (PETRORECÔNCAVO, 2017).

Conclusões

As principais características da água produzida evidenciam a importância do tratamento adequado, devido ao grande potencial de impactos adversos ao meio ambiente e às operações. Os custos envolvidos no conjunto de técnicas e operações são elevados, porém necessários para a indústria do petróleo e para a minimização de impactos, tanto operacionais como ambientais. A busca por soluções é constante, procurando reduzir os custos, aperfeiçoar os processos e otimizar os resultados. A criação de regras, através de normas, resoluções ou legislações também deveria acompanhar essa constante busca.

Agradecimentos

Iniciamos nossos agradecimentos à nossas famílias, por todo suporte que nos foi dado, em especial nossos pais e irmãos por todo apoio, motivação e cumplicidade. Ao nosso orientador, professor Victor Menezes, pela parceria e acompanhamento em todas as etapas. À Universidade Salvador pelo suporte para realizar nossas pesquisas. E também a todos os colegas que não estão aqui mencionados, mas que contribuíram de alguma forma para tal realização.

Referências Bibliográficas

ANP (2016). **Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural**. Em: www.anp.gov.br. Disponível em: <http://anp.gov.br/?pg=80227&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1460917374140>>. Acesso em 10 de abr 2016 às 11h45. Acesso em 25 de março de 2017 às 17h18.

CARVALHO P. C. A. P. **Caracterização de água produzida na indústria de petróleo para fins de descarte e otimização do processo de separação óleo/água.** Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal. 2011. Dissertação de Mestrado. Disponível em: <<http://repositorio.ufrn.br:8080/jspui/bitstream/123456789/15808/1/PatriciaCAPC DISSERT.pdf>>. Acesso em 15 de março de 2017 às 08h34.

GOMES A. P. P. **Gestão ambiental da água produzida na indústria de petróleo: melhores práticas e experiências internacionais.** Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético. Rio de Janeiro. 2014. Dissertação de Mestrado. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/gomes_ana.pdf>. Acesso em 19 de março de 2017 às 07h20.

GOMES E. A. **Tratamento combinado da água produzida de petróleo por eletroflotação e processo fenton.** Universidade Tiradentes. Aracaju. Programa de pós-graduação em engenharia de processos. 2009. Disponível em: <<http://ppg.unit.br/pep/wp-content/uploads/sites/4/2016/04/TRATAMENTO-COMBINADO-DA-%C3%81GUA-PRODUZIDA-DE-PETR%C3%93LEO-POR-ELETROFLOTA%C3%87%C3%83O-E-PROCESSOS-FENTON.pdf>>. Acesso em 27 de março de 2017 às 10h46.

LEONEZ R. C. L. **Métodos de elevação utilizados na engenharia de petróleo – uma revisão de literatura.** Universidade Federal Rural do Semiárido. Angicos. 2011. Monografia. Disponível em: <http://www2.ufersa.edu.br/portal/view/uploads/setores/232/ronnifran_trabalhofinal_rev_mvn4-ELEVA%C3%87%C3%83O.pdf>. Acesso em 27 de março de 2017 às 14h58.

MOTTA, A. R. P. e cols. **Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão.** Salvador. 2011. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/esa/v18n1/a03v18n1>>. Acesso em 02 de abril de 2017 às 14h32.

NOVAES, R. C. S. **Campos Maduros e áreas de acumulações marginais de petróleo e gás natural: Uma análise da atividade econômica no recôncavo baiano.** Universidade de São Paulo. São Paulo. 2010. Dissertação de Mestrado. Disponível em <<http://www.iee.usp.br/producao/2010/Teses/RCnovaes-dissert-rev93%20Final.pdf>>. Acesso em 20 de março de 2017 às 14h32.

PETRORECÔNCAVO. 2017. Disponível em: <www.petroreconcavo.com.br>. Acesso em 08 de abril de 2017 às 15h06.

ROSA, Adalberto Jose; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER José Augusto Daniel. **Engenharia de reservatórios de petróleo.** Interciência, 2011. 808 p.

SENNA, B. D. **Estudo de viabilidade econômica em campos maduros.** Ciência e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal. 2011. Dissertação de Mestrado. Disponível em <<http://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/12945/1/BrennyDS DISSERT.pdf>>. Acesso em 18 de março de 2017 às 19h30.

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

VIEIRA V.M. **Modelo de avaliação do gerenciamento da água produzida em operações de produção de petróleo e gás natural em bacias terrestres brasileiras.** Universidade Federal da Bahia. Salvador. 2016. Disponível em: <<file:///C:/Users/Samsung/Desktop/Tese%20>>

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

%20Victor%20Menezes%20Vieira%20(pos-defesa)%20FINAL.pdf>. Acesso em 04 de abril de 2017 às 20h03.