



Latin American Journal of Energy Research – Lajer (2024) v. 11, n. 2, p. 23–30
<https://doi.org/10.21712/lajer.2024.v11.n2.p23-30>

Análise da viabilidade econômica da injeção de vapor a partir da água produzida no poço Araçás Bahia
Economic feasibility analysis of steam injection from produced water in the Araçás well, Bahia

Filipe Moreira Mascarenhas Cordeiro¹, Lígia Gomes¹, Uinna Pena Forte Silva¹, Cássio Henrique Andrade², Licianne Pimentel Santa Rosa^{3*}, Laio Damasceno da Silva⁴

¹ Engenheiros de Petróleo e Gás formados pelo Centro Universitário Jorge Amado - UniJorge, campus Paralela, BA, Brasil

² Engenheiro Químico pela Universidade Federal do Pará, Campus Belém PA, Brasil

³ Professora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Sergipe – UFS, campus São Cristóvão, SE, Brasil

⁴ Doutor pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal da Bahia – UFBA, campus Federação, BA, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: liciannep@academico.ufes.br

Received: 3 November 2024 | Accepted: 17 December 2024 | Published online: 26 December 2024

Resumo: No Brasil, em especial na região Nordeste, existe uma grande quantidade de reservatórios de óleos pesados, onde a recuperação pelos métodos convencionais mostra-se ineficiente. Neste cenário, a recuperação térmica, particularmente a injeção de vapor, tem sido largamente empregada, considerando que o calor reduz a viscosidade do óleo, facilitando seu deslocamento de forma significativa. Este trabalho tem como objetivo apresentar um estudo da análise econômica da injeção de vapor em poços de petróleo a partir da água produzida. Para utilizar a água produzida como vapor na recuperação dos óleos pesados é necessário um tratamento para retirada dos contaminantes, onde foi proposto um sistema de tratamento adequado para este uso. O estudo foi realizado no campo de Araçás BA, onde foi analisado uma hora de operação de injeção de vapor a partir de uma água fornecida pela rede de abastecimento local, para desobstrução de um poço produtor, devido a precipitação de parafina ao longo da coluna de produção. Diante deste fato, foram analisados os custos relacionados e os benefícios da utilização da água produzida como fluido, tanto para processos como esse, quanto para recuperação dos óleos pesados.

Palavras-chave: água produzida; reuso; injeção de vapor.

Abstract: In Brazil, especially in the Northeast region, there is a large number of heavy oil reservoirs where recovery through conventional methods has proven inefficient. In this context, thermal recovery, particularly steam injection, has been widely employed, as heat reduces oil viscosity, significantly facilitating its displacement. This study aims to present an economic analysis of steam injection in oil wells using produced water. To use produced water as steam in heavy oil recovery, treatment is required to remove contaminants, for which an appropriate treatment system has been proposed. The study was conducted in the Araçás field, Bahia, where one hour of steam injection operation was analyzed using water supplied by the local water network to unclog a producing well due to paraffin precipitation along the production column. In light of this, costs and benefits were analyzed for using produced water as a fluid, both for such processes and for heavy oil recovery.

Keywords: produced water; reuse; steam injection.

1 Introdução

A indústria do petróleo é um importante segmento econômico e estratégico que influencia diretamente as gestões políticas e mundiais, representando a principal matéria-prima energética atualmente. Dos hidrocarbonetos são gerados subprodutos que estão presentes no uso diário, como gasolina, diesel, polímeros e plásticos.

Para o Brasil, é importante manter sua produção de modo a suprir a demanda interna, diminuindo a necessidade de importar petróleo. Porém suas reservas são compostas em sua maioria de óleos pesados, com alta viscosidade e densidade, o que inviabiliza sua exploração, devido à dificuldade de surgir o óleo até à superfície do poço, sendo necessários novas tecnologias e investimentos elevados. Três estágios definem o ciclo de vida de um reservatório. O primeiro é quando a energia provida do reservatório é suficiente para a recuperação dos hidrocarbonetos (recuperação primária). Quando o poço possui baixo fator de recuperação devido à exaustão de sua energia natural, não é mais favorecido pelos mecanismos de produção primária, e passa a ser não surgente, ou seja, não possui energia ou pressão necessária da formação para o poço, de modo que os fluidos sejam conduzidos até a superfície. No segundo estágio fazem-se necessárias técnicas especiais na recuperação para manter a energia (que está em declínio) do reservatório, utilizando fluidos do próprio reservatório para injeção, em sua maioria, água (recuperação secundária) (Cruz e Machado, 2014).

No terceiro estágio é feita a injeção de fluidos de deslocamento no reservatório, conhecidos como métodos de recuperação avançada ou métodos de recuperação terciária de petróleo, são definidos dessa forma, quando há injeção de fluidos que contenham substâncias que não estiveram em contato com o mesmo antes, almejando um acréscimo no fator de recuperação.

O petróleo viscoso e os baixos níveis de pressão nos reservatórios rasos dificultam a recuperação, dessa forma o uso de métodos especiais, como processos térmicos de recuperação avançada através da injeção de vapor têm sido largamente empregados no Brasil, mais utilizado no Nordeste onde há esse tipo de óleo (Rodrigues, 2012). Com o intuito de melhorar a recuperação e o escoamento dos hidrocarbonetos, foram feitos estudos que mostraram que o aumento da temperatura diminui a viscosidade do óleo pesado. Aplicando o método de estimulação com injeção de vapor, que consiste em injetar água a alta temperatura (maior que a do ponto de ebulição) de forma que haja transferência do calor latente do vapor para o reservatório, é possível recuperar e estimular através da diminuição da viscosidade do petróleo, expansão e dilatação do óleo (Lima, 2015).

No decorrer da extração do petróleo é habitual a obtenção de água associada ao óleo e ao gás. Água produzida é toda água carreada juntamente com o petróleo, podendo ser proveniente da formação geológica ou água de injeção dos métodos de recuperação do petróleo. A produção de água produzida é em média 14 bilhões de barris por dia (bpd) (Arthur e Langhus, 2005), e, conforme o poço atinge sua maturidade, passa a produzir menos óleo e maior quantidade de água. Esse é o principal efluente gerado, e é bastante preocupante no cenário atual, a água associada ao petróleo pode conter diversos resíduos prejudiciais a fauna e flora, se descartada maneira inadequada. Devido algumas limitações no que concerne à gestão ambiental, a indústria petrolífera estuda vários meios de diminuir as agressões ao meio ambiente além de aumentar a extração e produção do petróleo. Com a legislação ambiental do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) e as ameaças que podem ser desencadeadas pela água produzida, constata-se a relevância de novas tecnologias que possibilitem melhorar o tratamento e destino da água produzida.

A água produzida tem custos de gerenciamento que variam de acordo com cada projeto e região de produção específica, com a finalidade de torná-la adequada para o descarte, reinjeção, e no caso deste estudo, a sua reutilização. O órgão de controle do meio ambiente, CONAMA, limita por meio de suas regulamentações, que o descarte da água produzida deve obedecer a condições dispostas na Resolução (CONAMA Nº 430/2011) e só pode ser feito dentro dos limites de especificações, que determinam o teor e quantidade de contaminantes (TOG, sólidos em suspensão, gases dissolvidos, etc.) nos efluentes aquosos, de modo que não agrida o meio ambiente. Segundo Thomas (2004) visando evitar problemas no transporte e armazenamento, este descarte deverá ser feito o mais próximo possível do campo produtor. Podendo ocorrer em emissários submarinos, esgotos sanitários, rios e mares de acordo com a capacidade de suporte do corpo receptor.

Para solucionar o problema de descarte desse efluente gerado, a água produzida, após tratamentos específicos, poderá ser injetada nos poços ou utilizadas na geração de vapor para fins de recuperação terciária em poços com petróleo de alta viscosidade, como exemplo tem-se os campos da Fazenda Belém no Ceará. Em operações de desparafinação térmica, realizada através da injeção de fluidos aquecidos, pode-se citar os campos de Araçás na Bahia. Nesse contexto, o objetivo deste trabalho é avaliar um cenário comparativo entre dois métodos, um método convencional de desparafinação com a injeção de vapor a partir de água fornecida pela rede de abastecimento local no campo de Araçás BA e um método de injeção de vapor a partir da água produzida, de forma a obter uma análise econômica, e propor um sistema de tratamento adequado para a água produzida no campo, afim de sua reutilização para o fornecimento de vapor para processos de manutenção dos poços, bem como futuramente, na recuperação terciária de petróleo. Tal esforço se justifica pela importância de mitigar ou até mesmo eliminar o consumo de água

coletada em aquíferos e/ou potável, já que a escassez de água, especialmente no semiárido nordestino, torna seu reuso um fator de alta prioridade e atratividade. A produção em poços de alta viscosidade necessita de aplicação de tecnologia apropriada para tornar a exploração exequível.

2 Metodologia

A característica do óleo contida na maioria dos reservatórios de petróleo situados no Recôncavo Baiano, é parafínica. Por isso, em alguns poços, mais especificamente, no campo de Araçás Bahia, é comum ocorrer à precipitação de parafina ao longo da coluna de produção, causando a obstrução da mesma devido ao seu excesso. Diante deste fato, faz-se necessário a utilização de um processo denominado desparafinação, com intuito de evitar possíveis precipitações de parafinas e, conseqüentemente, manter o fluxo de produção do poço constante.

A desparafinação da coluna de produção e das tubulações de escoamento de petróleo é ocasionada por vários fatores, e dentre eles pode-se citar a temperatura e a pressão do óleo na profundidade de extração, as quais diminuem ao longo da coluna de produção, conforme o óleo se aproxima da extremidade superior de saída na superfície.

A desparafinação de colunas de produção de petróleo é uma medida preventiva adotada na técnica de produção de petróleo, que visa evitar o acúmulo de incrustações de parafina ao longo das paredes internas das colunas de produção.

Este estudo de caso foi realizado com base em informações coletadas do Campo de Araçás na Bahia, onde uma empresa “X” realizou uma operação desparafinação de um poço, por meio de injeção direta de vapor no poço produtor, através da coluna de produção, com intuito de realizar uma troca de calor com a coluna parafinada, até atingir o ponto de fusão da parafina afim de que essa se dissolvesse e escoasse pela linha de produção.

Com base no processo de desparafinação do poço, foram analisados uma hora de operação de injeção de vapor, assim como, quantidade e tipo de água utilizada, custo da água e custo do vapor. Objetivando um levantamento comparativo, relacionando à utilização da água produzida, tanto para processos como esse, quanto para recuperação terciária do petróleo.

2.1 Caracterização do campo de Araçás na Bahia

O campo de Araçás, descoberto em 1965, localiza-se entre os municípios de Araçás e Entre Rios, na Bacia do Recôncavo, no Estado da Bahia. A área total da concessão é de 53,40 km², 213 poços perfurados, 150 poços produtores e 63 injetores, a capacidade de produção diária de óleo é de 113.220 bbl, segundo os dados do relatório mensal da ANP do mês de janeiro de 2016. A Figura 3 apresenta o mapa da localização do campo de Araçás:

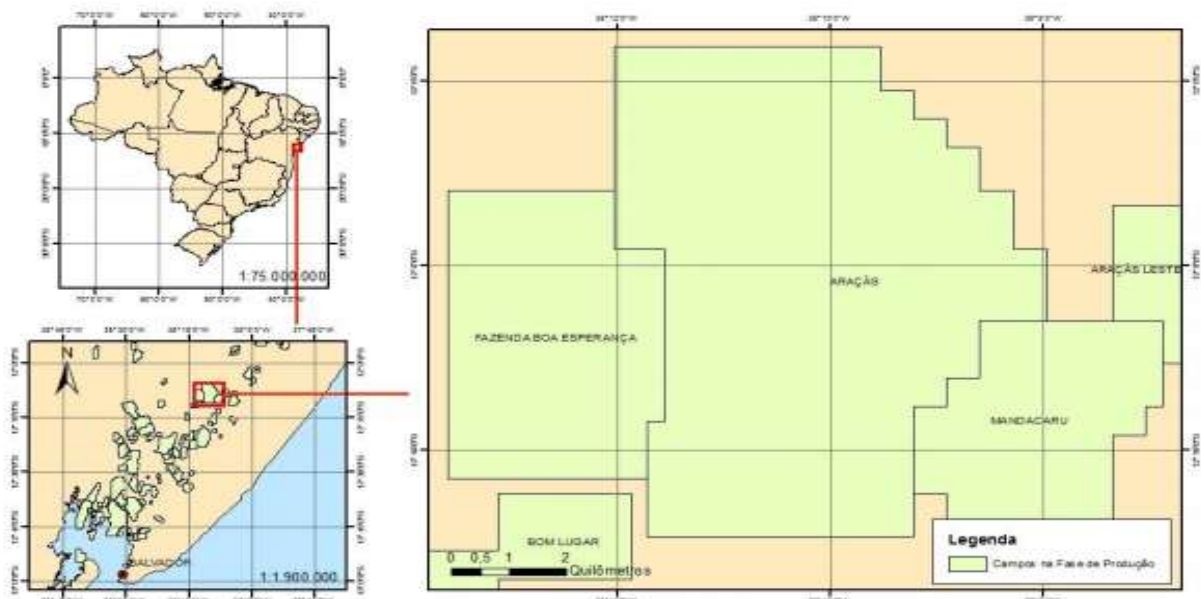


Figura 3: Mapa de localização do Campo de Araçás

A produção de óleo do Campo é coletada na Estação de Tratamento de Óleo (Estação B de Araçás), onde é bombeada para o Parque Recife. O gás do Campo é transferido para a UPGN-Catu através da Estação de Compressores de Araçás. Toda a água produzida pelo Campo é tratada na Estação de Injeção de Água (EIA) e reinjetada nos reservatórios de petróleo do próprio Campo, para reposição de massa. Os poços de óleo produzem por elevação artificial através dos métodos de Bombeio Mecânico (BM), Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP) e Bombeio Centrifugo Submerso (BCS).

2.2 Caracterização da água produzida no campo de Araçás

A partir de dados da produção de óleo no campo, foi possível mensurar a quantidade de água produzida. A Figura 4, apresenta a soma de produção de gás e óleo no campo de Araçás.

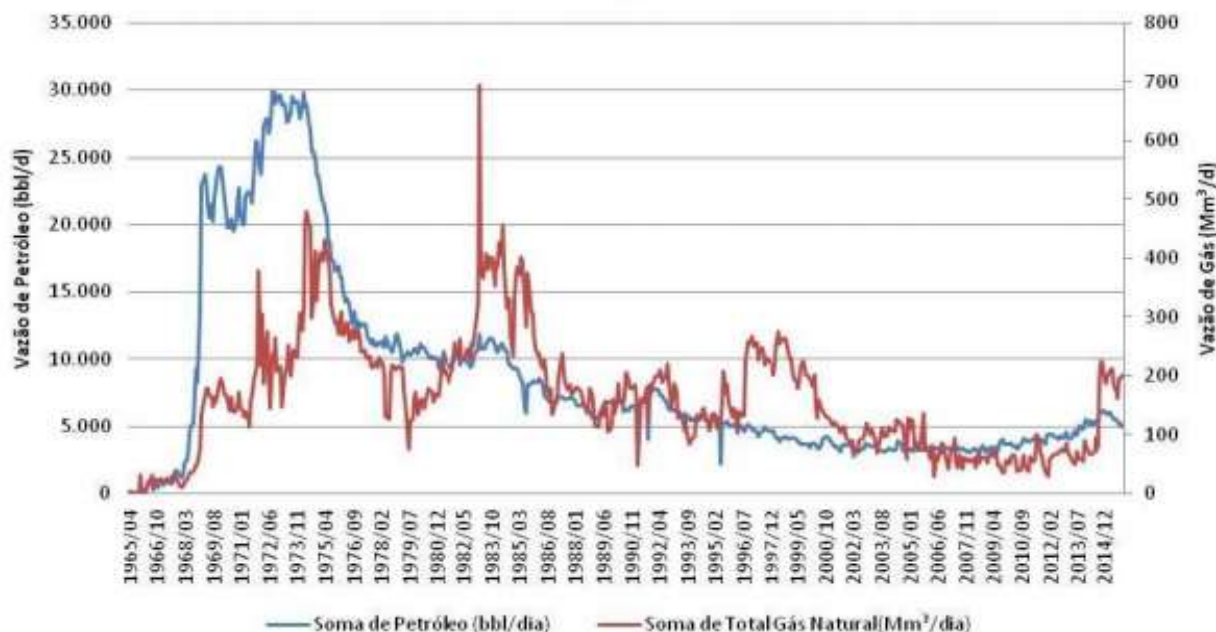


Figura 4: Gráfico de produção de óleo e gás no campo Araçás

Entre 2014 e 2015 a produção diária de óleo esteve por volta dos 5.000 barris por dia, gerando em torno de 15.000 barris de água, equivalente a 2.384.700 litros de água por dia. Considerando que cada barril de óleo produz três barris de água.

A Tabela 3 mostra os parâmetros da água produzida no Campo de Araçás, obtidos a partir dos dados de Carvalho (2011) e Fidelix (2017), bem como da ANP (2017).

Tabela 3: Parâmetros da água produzida no campo de Araçás. Fonte: adaptada de Fidelix (2017).

Parâmetros	Composição atual
Água produzida	2.384.700,00 L/dia
pH	7,27
Sólidos totais dissolvidos	1.791,33 mg/L
Salinidade (NaCl)	560,45 mg/L
Temperatura (°C/pH)	22,00
Cloretos	340,05 mg/L
Magnésio	74,98 mg/L
Cálcio	159,72 mg/L
Dureza total (CaCO ₃)	707,85 mg/L
Sulfato	0,010 mg/L
Óleo e graxa	2.000,00 mg/L
Sílica	45,73 mg/L
Ferro	0,70 mg/L
H ₂ S	0,66 mg/L
Temperatura	42,77 °C

2.3 Tratamento da água produzida no Campo Araçás

A Tabela 4 demonstra a composição da água produzida e os parâmetros desejados para utilizar a água em uma caldeira de alta pressão.

Tabela 4: Parâmetros – Comparação. Fonte: adaptada de Fidelix (2017).

Parâmetros	Composição atual	Caldeira de alta pressão (> 50 bar)
pH	7,27	8,2 a 9
Sólidos totais dissolvidos	1.791,33 mg/L	200 mg/L
Salinidade (NaCl)	560,45 mg/L	
Cloretos	340,05 mg/L	+
Magnésio	74,98 mg/L	0,01 mg/L
Cálcio	159,72 mg/L	0,01 mg/L
Dureza total (CaCO ₃)	707,85 mg/L	0,07 mg/L
Sulfato	0,010 mg/L	+
Óleo e graxa	2.000,00 mg/L	
Sílica	45,73 mg/L	0,07 mg/L
Ferro	0,70 mg/L	
H ₂ S	0,66 mg/L	+

+Aceito como recebido, caso, sejam atendidos outros valores limites.

Comparando os dados da composição atual aos parâmetros desejáveis, pode-se notar a necessidade de tratamentos, a fim de diminuir o teor de contaminantes, em especial a quantidade de sais e gases dissolvidos, para garantir um bom funcionamento da caldeira. O reuso da água produzida, permite a eliminação do volume de água captada para geração de vapor e redução ou eliminação do descarte de água no mar. O tratamento apropriado para água aumenta a vida útil dos equipamentos e tubulações devido a característica salina da água, evitando assim corrosão e incrustação no processo.

2.3 Análise de viabilidade econômica

O levantamento dos custos pelos processos de desparafinação (Etapa 1) e pela utilização da água produzida para gerar vapor (Etapa 2) são apresentados a seguir. Elas foram propostas de acordo com o disposto em Bourne and Walker (2007).

2.3.1 Etapa 1: Levantamento do custo de operação de desparafinação (C_{od})

Para o custo da operação de desparafinação foram considerados: custo de compra da água da rede de abastecimento local para operação, custo para gerar o vapor (C_v) e o custo de tratamento da AP no EIA para atender a legislação.

Custo do vapor (C_v)

$$C_v = \left(Q_t - \frac{Q_s}{PCI} \right) 1000 F_t C_o \quad (1)$$

onde Q_t é o calor total, Q_s é o calor sensível da água a 80°C; PCI é Poder calorífero inferior do diesel; F_t é o fator de rendimento da caldeira e C_o é o Custo do óleo diesel (R\$/m³).

Custo de operação de desparafinação (C_{od})

$$C_{od} = C_c + C_v + C_{EIA} \quad (2)$$

onde C_c é o Custo de compra da água por m³ (R\$/m³); C_v é Custo do vapor (R\$/t); C_{EIA} é Custo de tratamento da água produzida na Estação de Injeção de Água (EIA) (R\$/m³);

O custo de compra da água está relacionado a despesa de aquisição de água a partir da rede de distribuição local para a operação. O custo de tratamento da água produzida na EIA consiste nas despesas relacionadas à adequar a AP em condições de ser descartada/reinjetada sem prejuízos ambientais.

2.3.2 Etapa 2: Levantamento do custo de utilização da água produzida para gerar vapor (C_{APV})

O custo de utilização da água produzida como fluido para a caldeira, considera os gastos necessários para deixar a água produzida (após os tratamentos no EIA) em condições de ser usada na caldeira sem causar prejuízos aos equipamentos.

Custo de utilização da água produzida para gerar vapor (C_{APV})

$$CAPV = CEIA + C_a + C_v \quad (3)$$

onde C_{EIA} é o Custo de tratamento da água produzida na Estação de Injeção de Água (EIA) (R\$/m³); C_a é o Custo com agentes químicos (R\$/m³) e C_v é Custo do vapor (R\$/t);

A Tabela 5 apresenta um quadro resumo dos valores considerados para análise econômica. O custo do diesel foi obtido da Petrobrás (2018), isento dos tributos embutidos (Distribuição e Revenda, Custo Biodiesel, ICMS, CIDE e PIS/PASEP e COFINS), o custo de compra da água se deu através da EMBASA (2018) de acordo as tarifas de água para indústria.

Tabela 5: Dados para análise econômica.

Dados	Valor
Custo do vapor (R\$/t)	169,24
Custo do diesel (R\$/m ³)	2,07
Custo de compra da água (R\$/m ³)	79,60
Custo de tratamento da AP no EIA (R\$/m ³)	10,68
Custo com agentes químicos (R\$/m ³)	1,09

3 Resultados e discussões

No campo em estudo, a manutenção da coluna de produção envolve operações periódicas de limpeza, realizadas por meio da injeção direta de vapor. Essa operação é essencial para remover obstruções, como a precipitação de parafina ao longo da coluna, que pode reduzir a eficiência da extração de petróleo. Para a produção de vapor, utiliza-se uma caldeira flamotubular, que opera queimando óleo diesel e atinge condições de 197,4°C e 14,07 kgf/cm², com uma eficiência de 85%. Esse processo demanda uma quantidade significativa de recursos: em uma hora de operação, são necessários aproximadamente 3.180 litros de água, obtidos pela rede de abastecimento local, e 30 litros de óleo diesel.

Para avaliar a viabilidade econômica dessa operação, foi conduzida uma análise comparativa dos custos envolvidos, considerando tanto o modelo tradicional com o uso de água comprada quanto a possibilidade de usar a água produzida no próprio campo. Essa água, que surge como subproduto da extração de petróleo, passa por tratamentos específicos para ser adequada à reinjeção. Os custos de tratamento para essa finalidade foram levantados a partir de dados da literatura, como Fidelix (2017) e Pereira (2008). Além disso, foi estimado o custo da operação de desparafinação considerando o uso da água tratada, que envolveria etapas de purificação em uma unidade de tratamento (UTAP) para remoção de contaminantes específicos que possam interferir na eficiência da caldeira.

A comparação de custos está detalhada na Tabela 6, que compara os gastos com uma hora de operação de desparafinação usando água comprada versus água produzida. No cenário tradicional, o custo total da operação inclui a compra de água, o custo de geração de vapor e os custos associados ao tratamento da água no equipamento de injeção (EIA). Esse modelo gera um custo de R\$ 825,26 por hora de operação. No cenário alternativo, utilizando-se a água produzida, os custos são reduzidos a R\$ 575,64, representando uma economia de 30,25%. Essa economia é gerada principalmente pela eliminação da necessidade de compra de água, substituída pela reutilização dos 3.180 litros de água produzida, após tratamento adequado. A Tabela 6 resume esses valores:

Tabela 6: Comparação entre utilização de água comprada *versus* água produzida para desparafinação.

Custos	Operação de desparafinação convencional	Operação utilizando a água produzida
Custo do vapor	R\$ 538,18	R\$ 538,18
Custo de compra da água	R\$ 253,12	-
Custo de tratamento da AP no EIA	R\$ 33,96	R\$ 33,96
Custo de tratamento da AP no UTAP	-	R\$ 3,50
Total	R\$ 825,26	R\$ 575,64

A análise sugere que o uso da água produzida não apenas proporciona uma economia financeira significativa, mas também oferece vantagens ambientais. Esse modelo de reutilização reduz o consumo de água potável da rede de abastecimento, economizando 3.180 litros por operação, além de minimizar o descarte de água residual no meio ambiente. Esse processo alinha-se às práticas sustentáveis de gestão de recursos hídricos, um fator cada vez mais crítico nas operações industriais.

Embora a análise simplificada não inclua os custos iniciais de instalação da unidade de tratamento (UTAP), a implementação dessa infraestrutura poderia garantir uma operação mais sustentável e econômica ao longo do tempo. O investimento em uma planta de tratamento própria permite ao campo petrolífero alcançar um nível mais elevado de autonomia, reduzindo a dependência de recursos externos e promovendo a sustentabilidade através da recirculação de água no próprio sistema de produção.

4 Conclusões

Através da análise do exposto ao longo deste trabalho, pode-se perceber o inegável potencial poluidor da água produzida gerada pela indústria petrolífera. Ao mesmo tempo, como esta é inerente a uma atividade de suma importância no contexto econômico e estratégico mundial, não há como evitar sua geração. Desta forma, é evidenciado a necessidade de avanços para o incentivo e promoção de práticas diversificadas de gerenciamento e disposição da água produzida. Com o desenvolvimento das atividades do pré-sal, o Brasil encontra-se em um momento crucial para assumir novos posicionamentos e compromissos em relação à gestão adequada dos passivos da indústria do petróleo.

O destino inadequado da água produzida implica em efeitos nocivos ao meio ambiente, que incluem a poluição de corpos d'água e contaminação de aquíferos, além de danos ao solo, à fauna, à flora e à saúde humana. Com o agravante da escassez de água no semiárido, é de suma importância iniciar o reuso da água produzida nos processos de manutenção e estimulação dos poços produtores de petróleo, no lugar de consumir água potencialmente potável. Dessa forma, neste trabalho foi realizado um estudo visando compor e definir um sistema de tratamento da água produzida no Campo de Araçás, localizado no Recôncavo Baiano, como alternativa ao destino final dessa água produzida podendo reaproveitá-la de uma forma consciente e diminuir os impactos ambientais.

Através da coleta de dados, concluiu-se que, em média, são gerados de três a sete barris de água para um de petróleo em campos maduros. No poço estudado foram utilizados 3.180 litros de água, o equivalente a 20 barris, em uma hora de operação de desparafinação, o reaproveitamento dessa água potencialmente consumível e/ou potável é de suma importância ao meio ambiente, e com a utilização da água produzida seria possível uma economicidade de 30,25% do valor gasto em uma hora de operação. O que leva a enxergar a necessidade do incentivo aos grandes investidores e produtores de não só fazerem o mínimo exigido em lei, mas de investirem em projetos mais elaborados que atribuam à preocupação socioambiental a devida relevância. Somente desta forma, será possível outras opções, que não apenas o descarte, possam fazer parte dos procedimentos de produção, tais como a minimização da geração e a reutilização deste efluente, contribuindo, deste modo, para a eficiência e aprimoramento dos processos da indústria petrolífera e à proteção do meio ambiente e recursos naturais.

Agradecimentos

Os autores agradecem a empresa do ramo petrolífero, que por motivos de confidencialidade industrial seu nome não será divulgado, pelos dados fornecidos.

Referências bibliográficas

- ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). Disponível em: <http://www.anp.gov.br>. Acessado em: 5 de março de 2018.
- Bourne, P.J. & Walker, C.A., 2007. *Estimating costs in the oil and gas industry*. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/107271-MS.
- Carvalho, P.C.A.P. 2011. Caracterização de água produzida na indústria de petróleo para fins de descarte e otimização do processo de separação óleo/água. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- EMBASA (Empresa Baiana de Águas e Saneamento S.A.) 2018. Tarifas. Disponível em: <http://www.embasa.ba.gov.br/centralservicos/index.php/tarifas>. Acessado em: 20 de maio de 2024.
- Frag, A.M. & Harper, D.D. 2014. A review of environmental impacts of salts from produced water on aquatic resources. *International Journal of Coal Geology*, 226, pp.157-161.
- Fidelix, T.L.S. 2017. Tratamento da água produzida para a geração de vapor utilizado na injeção de poços de petróleo. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Figueredo, K.S.L., Martinez-Huitle, C.A., Teixeira, A.B.R., Pinho, A.L.S., Vivacqua, C.A. & Silva, D.R. 2014. Study of produced water using hydrochemistry and multivariate statistics in different production zones of mature fields in the Potiguar Basin – Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 116, pp.109-114.
- Lima, L.S.S. 2015. Estudo da injeção contínua de vapor para diferentes tipos de óleo. Trabalho de conclusão de curso, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Neff, J., Lee, K. & DeBlois, E.M. 2011a. Produced water: Overview of composition, fates and effects. In *Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies*. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science.
- Nunes, S.K.S. 2013. Tratamento de Água de Produção de Petróleo visando o Aproveitamento na Obtenção de Barrilha. Tese (Doutorado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Pereira, O.A.J., Travalloni, A.M., Nascimento, J.F., Melo, M.V. & Santos, L.A.D. 2008. Eliminação de captação de aquífero via reuso da água produzida para fins de geração de vapor no Campo Fazenda Belém. XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas.
- Petrobras. 2018. Composição de preços de venda ao consumidor. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos-de-venda-ao-consumidor/>. Acessado em: 30 de maio de 2024.
- Queiroz, G.O. 2006. Otimização da Injeção Cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Rodrigues, M.A.F. 2012. Análise de Viabilidade de um Fluido Alternativo ao Vapor em Reservatórios de Óleo Pesado. Tese (Doutorado), Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Vidal, J.R.D. 2006. Óleos pesados no Brasil e no mundo. Seminário de Petróleo e Gás Natural, NUPEG.