

Challenges for water injection that maintains the quality of offshore oil production.

ALTERNATIVAS PARA OTIMIZAÇÃO DO TRATAMENTO DA ÁGUA DE INJEÇÃO NO PRÉ-SAL

João P. Abreu^{1,*}, Denise F. S. Petri¹

1- Instituto de Química, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, SP

*e-mail: jpabreu@usp.br

Resumo: Uma parte da população ainda tem o pré-sal como uma novidade promissora para o futuro, mas o fato é que a produção de petróleo a partir desta camada ultra profunda do território brasileiro, já corresponde a quase 75% de toda a produção nacional, para a surpresa de muitos. Isso quer dizer que grande parte dos combustíveis que movimentam o país, transportam pessoas e mercadorias, assim como também os mais diversos produtos de origem petroquímica do nosso uso diário, são produtos compostos de elementos destas valiosas reservas. Quando se fala em desafios promissores atualmente, estamos falando da margem equatorial, em processo de solução de questões ambientais. Sobre o pré-sal, os desafios do presente estão ligados à manutenção dos níveis de produção e para tal é necessário manter a pressão dos reservatórios, que devem ser recuperados constantemente ao longo da vida produtiva. Nesta resenha, será comentado um processo específico de recuperação que é a

injeção contínua de água nos reservatórios. Em alto mar, esta tecnologia tem desafios muito particulares, principalmente quando se fala da injeção da própria água do mar, o que acontece na maioria dos casos da Bacia de Santos.

Palavras-chave: pré-sal, produção, petróleo

Alternatives for optimizing water injection in the pre-salt layer

Abstract: Some people still perceive the pre-salt as an exciting prospect for the future, but in fact oil production from these ultra-deep layers already accounts for nearly 75% of Brazilian total production. It means that a significant portion of the fuels powering our nation, transporting people and goods, as well as a wide array of petrochemical products used in our daily lives, are derived from these valuable resources. When we discuss current promising challenges, the focus shifts to the equatorial margin, where environmental issues are in the process of being addressed. Regarding the pre-salt, the present challenges revolve around maintaining production levels. To achieve this, it is crucial to sustain the reservoir pressure, a task that demands continuous injection of a fluid throughout their productive life. This mini-review delves into a specific recovery method, namely the continuous injection of water into reservoirs. In offshore locations, this process presents unique challenges, particularly when it involves injection of seawater, a common practice in the Santos Basin.

Keywords: pre-salt, production, oil

INTRODUÇÃO

A história da produção do pré-sal começa em 2008, quando foi produzido o primeiro óleo do campo de Jubarte, na Bacia de Campos. Após 2 anos, já em 2010, foi instalada a primeira plataforma na Bacia de Santos, inteiramente dedicada ao pré-sal e que inaugurou uma nova era de produção de petróleo no país. Hoje são cerca de 30 plataformas produzindo da camada pré-sal, sendo que 23 inteiramente dedicadas, produzindo a maioria de todo o volume de petróleo gerado no país. Em 2023, em média se produz 3,3 milhões de óleo equivalentes por dia (boe/d) do pré-sal, 75% da produção total do Brasil.

No desenvolvimento da produção de petróleo em campos terrestres e marítimos há um desafio comum que é a queda de pressão dos reservatórios ao longo da sua vida produtiva. É compreensível que à medida que a mistura de óleo e gás é produzida, a força para que estes fluidos cheguem de forma natural à superfície seja reduzida ao longo do tempo. Para a manutenção da produtividade dos campos se faz necessária a aplicação de métodos de recuperação¹, como mostra a Figura 1.



Figura 1. Principais métodos de recuperação de reservatórios de petróleo

O método de injeção de água é um método convencional secundário, que visa manter a pressão (energia) e fazer o varrido do reservatório (deslocamento do óleo para os poços produtores). Na Figura 2, para ilustrar a importância da injeção de água, são mostradas as projeções calculadas no estudo de um reservatório real (Campo de Marlim – Petrobras), para o fator de recuperação (FR) do campo com e sem injeção de água.

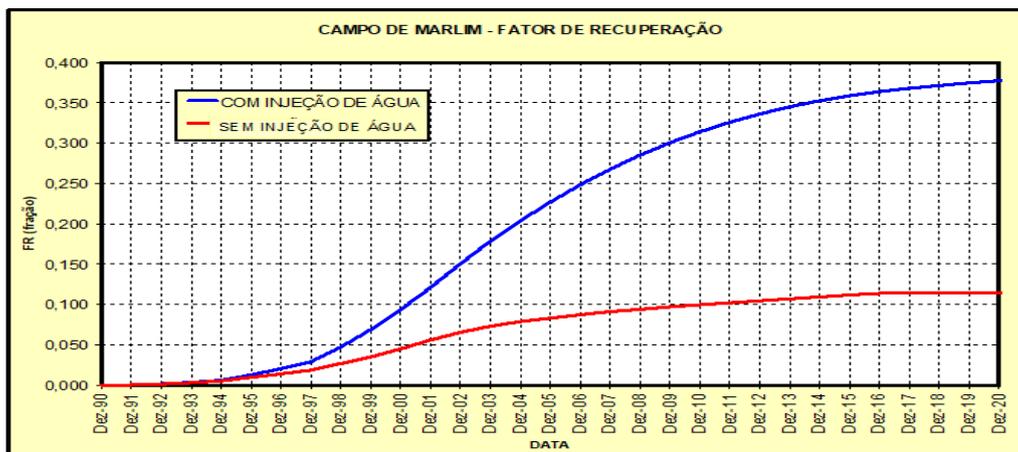


Figura 2. Fator de recuperação (FR) calculado para o campo de Marlim sem injeção de água (linha vermelha) e com injeção de água (linha azul).

Na produção de petróleo dos campos do pré-sal, mais especificamente na Bacia de Santos, a importância da injeção de água com qualidade é notável e essa qualidade é garantida nas instalações de superfície, mais especificamente nas unidades de remoção de sulfato, que se encontram instaladas nas plataformas de produção. Em grande parte das plataformas de produção, existem sistemas dedicados à injeção de água. A maioria das plataformas se localizam entre 100 e 450 km da costa do Sudeste. As plataformas que são vistas próximas à costa no Sudeste são de águas rasas (pós-sal) ou unidades de manutenção. Na Figura 3, a foto representa em destaque à direita uma plataforma na costa litorânea. Se trata de uma das principais produtoras da Bacia de Santos, ficando a 400 km aproximadamente da cidade de Santos e a 250 km da cidade do Rio de Janeiro².

Abaixo desta plataforma, que é um grande navio (casco) adaptado com instalações de produção, há uma lâmina d'água e toda uma extensão de solo que foi perfurado anteriormente por uma outra unidade específica até o alcance das rochas que contêm óleo e gás no pré-sal. A soma de lâmina d'água e solo perfurado pode atingir até 7 mil metros no pré-sal. Daí saem diversos dutos ligados às perfurações que formam os poços produtores. O Brasil, através da Petrobras, está na vanguarda deste tipo de produção em águas ultra-profundas. É interessante também observar, que distintamente do senso comum, os reservatórios não são formados de bolsões de óleo e gás e são na verdade constituídos das rochas, com os seus poros impregnados por óleo e gás em alta pressão².



Figura 3. Exemplo de plataforma de produção real, a 400 km aproximadamente da cidade de Santos

Conforme dito anteriormente, há uma queda natural desta pressão com a evolução da produção e este é o motivo pelo qual há necessidade de injeção de água pressurizada nos reservatórios. São diversos os problemas relacionados à especificação da água para injeção, sendo os principais a possibilidade de danos à integridade do reservatório, perda de injetividade, corrosão, incrustação e acidulação biogênica ou “souring”³. A unidade de remoção de sulfato em superfície adequa a concentração de sulfato na água a ser injetada, principalmente porque a água de injeção utilizada no caso de estudo é a água do mar. Existem outras fontes de água para injeção, como água de aquífero, água produzida e separada do petróleo, além de outras fontes menos disponíveis e não aplicáveis ao cenário, como água de rios e lagos¹.

A água do mar carrega grandes concentrações do íon sulfato, que é o elemento causador da acidulação biogênica, mecanismo em que bactérias ao consumirem o sulfato acabam gerando como produto o sulfeto de hidrogênio (H₂S), extremamente prejudicial aos processos de produção de petróleo, pela sua toxicidade e corrosividade³. A Figura 4 ilustra o mecanismo proposto para a produção de H₂S.

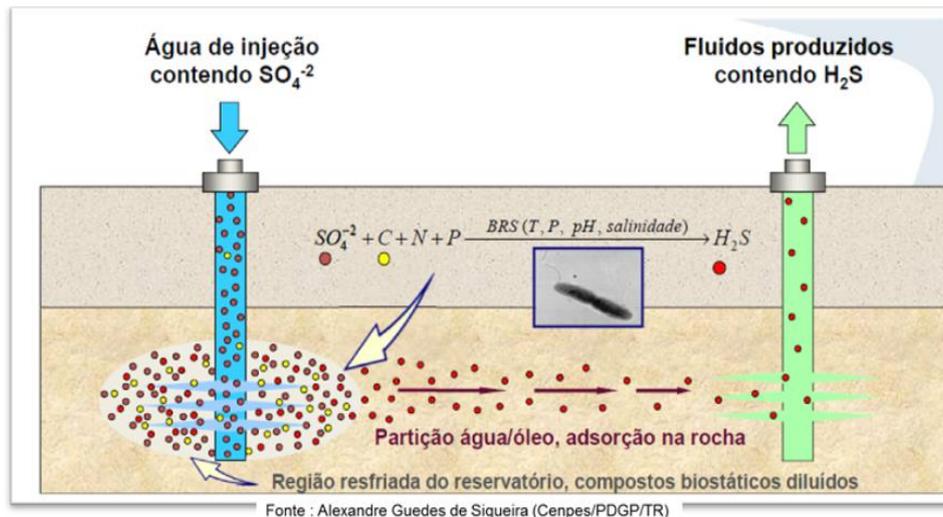


Figura 4. Ilustração do processo de “souring” biogênico (por Alexandre Guedes Siqueira – Cenpes)

Para evitar a concretização do processo de acidulação, a água é tratada nas unidades de remoção de sulfato sendo submetida à nanofiltração através de membranas com graduação específica para retenção e rejeito dos íons sulfato. O problema é a contaminação dessas membranas pela formação de incrustações inorgânicas e orgânicas, tendo como consequência direta a perda de eficiência de separação e o aumento de diferencial de pressão no fluxo através dessas membranas. Isto encurta os tempos de operação das membranas, até serem paradas para um processo de limpeza, que pode causar prejuízos diretos com impactos em custos de operação, investimento e perdas de cota de injeção de água e consequentemente de produção de óleo e gás. Se os ciclos de contaminação e limpeza das membranas não ocorrer de forma otimizada, as perdas são ainda maiores com a necessidade de troca das membranas antes do tempo de vida útil esperado em condições normais e as perdas decorrentes destas trocas são ainda maiores.

O problema de incrustação e depósitos nas membranas já é amplamente conhecido e tratado com tecnologias consolidadas de dosagens de inibidores de incrustação de depósitos inorgânicos e cloração da água para evitar a proliferação de matéria orgânica (biofilme). Todavia, no ambiente de estudo (pré-sal da Bacia de Santos), na maior parte dos casos, as alternativas convencionais não têm apresentado a eficiência esperada ou ao menos deixam margem para melhorias e ganhos com evoluções nos métodos de pré-tratamento da água que irá passar pelas membranas⁴. É nessa margem para avanços tecnológicos que surgem as alternativas de utilização de campo magnético para

influenciar nos mecanismos de formação de sais e até mesmo de colônias de bactérias. Embora se trate de uma tecnologia consolidada em tratamento de água, com inúmeras aplicações, registros de produtos e patentes, no tratamento de água do mar para injeção são requeridos estudos e propostas para otimizar e maximizar os ganhos com aumento dos tempos de operação (chamados de tempos de campanha) dos trens de membranas utilizados nas unidades de remoção de sulfato.

Aplicação de campo magnético na água de injeção como alternativa de tratamento complementar

Esta alternativa, ou seja, a utilização de campos magnéticos para interferência nos processos de formação de cristais pelos sais presentes na água já foi implementada em escala de produção. Este mecanismo encontra fundamentação teórica nas forças de Lorentz exercidas sobre os íons pelo magnetismo⁵, que muda a forma com que principalmente as moléculas de água envolve os íons, dificultando a expansão dos cristais, retardando o seu crescimento e deposição nos sistemas^{6,7}.

Consideremos uma situação em que uma carga elétrica está sujeita à força magnética e a força eletrostática, ou seja, na presença de um campo elétrico e de um campo magnético. Neste caso, temos então a atuação da assim denominada **Força de Lorentz (F)**, que é a resultante das forças de interação da carga (q) com o campo elétrico (E) e com o campo magnético (B). O fluxo da solução eletrolítica é representado por v ⁵:

$$F = q \cdot E + q \cdot (v \cdot B) \quad (1)$$

Considerando o meio eletrolítico, ou seja, tendo íons dissolvidos em sua composição, os efeitos gerador e motor, explicados anteriormente, ocorrerão sobre as moléculas deste meio líquido de forma similar ao ocorrido com o condutor sólido (4). Na prática, quando uma carga é submetida a um campo magnético, seu momento magnético μ tende a se alinhar com o campo e este núcleo sofre um movimento de precessão, que é um movimento rotacional com determinada frequência radial⁵. Esta teoria se aplica a este caso, onde as nuvens eletrônicas dos íons presentes sofrem com esta desorientação rotacional provocada pelo campo magnético, o que interfere no modo como os íons interagem para a formação dos cristais^{6,7}.

A teoria que se sustenta em experimentos mostra que as soluções eletrolíticas fluindo perpendicularmente e sendo submetidas às linhas de força do campo magnético acabam tendo alterada a forma com que as moléculas de água promovem a solvatação dos íons presentes. Isso acaba interferindo na formação dos cristais e a tendência de deposição dos mesmos^{6,7}.

Um ensaio teste em escala laboratorial foi realizado para investigar o efeito de campo magnético aplicado em soluções de carbonato de cálcio e as interferências nas incrustações formadas por depósitos de sais da solução⁷. As soluções de carbonato de cálcio foram submetidas a campos magnéticos de até 7.000 Gauss. A incrustação ocorreu em superfície metálica com temperatura entre 40 °C e 60 °C. Alterações na química da solução, potencial zeta e tamanho de partícula também foram investigados. Os depósitos de incrustações foram analisados por microscopia eletrônica de varredura⁷. Os resultados mostraram que o tratamento magnético teve um efeito significativo na precipitação/deposição de carbonato de cálcio da solução sob condições físico-químicas controladas. A escala foi afetada pela temperatura do sistema, pH e grau de supersaturação. O campo magnético mostrou influenciar significativamente o potencial zeta e a distribuição granulométrica das partículas formadas em solução, bem como a morfologia cristalina dos depósitos de carbonato de cálcio⁷.

É necessário pontuar o efeito memória, em que a mudança no modo de interação entre as moléculas e os íons permanece mesmo após horas. Isso é o que viabiliza a utilização nos processos, já que seria oneroso e de difícil aplicação ao longo de todos os pontos da unidade de processo em que se deseja obter o efeito anti-incrustação. Este efeito é reduzido ou totalmente eliminado pelo aumento de temperatura e/ou alteração de pH do meio⁶.

A exposição a campo magnético criado por ímãs permanentes aparenta ser a forma mais viável de tratamento de água em escala de produção pois já é aplicado amplamente em processos de produção de água potável⁸, por exemplo. Os ímãs permanentes trazem a vantagem de não necessitarem de consumo de energia elétrica para a geração de campo magnético, o que poderia ser muito oneroso e inviável economicamente para uma unidade de produção em ampla escala. Adicionalmente, a instalação desses ímãs é um processo relativamente simples por não ser invasivo e não requererem contato direto com fluidos de processo já que podem ser instalados na parte externa das tubulações⁸. A Figura 6 mostra fotografia de uma tubulação de água a montante dos trens de membranas em unidade de remoção de sulfato, com ímãs permanentes instalados ao seu redor.



Figura 5. Fotografias de imãs instalados ao redor de tubulação de água a montante dos trens de membranas em unidade de remoção de sulfato

CONCLUSÃO

O pré-sal não só é uma realidade, como atualmente trata-se de um dos grandes motores de desenvolvimento do país, seja através das receitas geradas por exportação de óleo, seja pelo abastecimento de toda a cadeia de refino e indústria. Na busca por fontes de menor impacto ambiental ou “mais limpas” há uma tendência mundial de mudança na matriz energética nos próximos anos, mas a importância do petróleo permanecerá relevante nas próximas décadas. Neste contexto e com o desenvolvimento contínuo das tecnologias de exploração e produção, o petróleo do pré-sal é um recurso economicamente muito atrativo a ser aproveitado intensamente pelo país nos próximos anos. Para manter a produtividade dos campos é fundamental o sistema de recuperação de pressão dos reservatórios através da injeção de água, um recurso que exige uma engenharia focada para que se tenha um processo contínuo e eficiente. A utilização do magnetismo para mitigar o problema de incrustações em membranas e tubulações é uma estratégia barata, segura e não-invasiva que tem trazido bons resultados não só no tratamento de água para injeção, mas também na produção de água potável e água de utilidades (resfriamento e aquecimento).

AGRADECIMENTOS

Petrobras, USP, H. E. P. Schlüter.

REFERÊNCIAS

1. Thomas, J. E.; *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Editora Interciência, 2001.
2. https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa
3. Ollivier, B.; Magot, M.; *Petroleum Microbiology*. ASM Press, Washington, Estados Unidos, p.25-215, ISBN: 1-55581-327-5, 2005.
4. Queiroz, J.C.; Controle da incrustação através do uso de campo magnético. RT TEP 024/2009.
5. Resnick, R.; Halliday, D.; Krane, K. S.; Stanley, P. E. Física 3, LTC, 2004.
6. Silva, I. B.; Queiroz Neto, J. C.; Petri, D. F. S.; *Colloids Surf. A: Physicochem. Eng. Aspects* **2015**, 465, 175.
7. Parsons, S.; Judd, S. J.; Stephenson, T.; Udol, S.; Wang, B. L.; *Trans. Inst. Chem. Eng.* **1997** 75(B), 98–104.
8. Schlüter, H. E. P.; *Tese de Doutorado*, Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE, 2014.
9. Schlüter, H. E. P.; Martins, A. L.; Santos, H. F. L.; *Resumos da Rio Oil & Gas Expo and Conference*, 2016.