

## INJEÇÃO DA ÁGUA DO MAR NO RESERVATÓRIO, UNIDADE DE REMOÇÃO DE SULFATO NANOFILTRAÇÃO

Autor (Micas Azarias Gotine ); Co-autor (Aguinaldo Tavares Coelho ); Co-Autor (Weyder Costa Carneiro);( Co-Autor:Fábio J. Esper); Orientador (Fábio J.Esper)

Centro universitário Estácio de Sá são Paulo  
[micasgotine@gmail.com](mailto:micasgotine@gmail.com)

**Resumo:** A remoção de íons de sulfato na água coletada que tem causado incrustação, é utilizada na indústria petrolífera, para que essa se torne água de injeção que é aplicada no poço como forma de aplicar a pressão impulsionando o fluido ( óleo ). Devido aos sulfatos que esta água contém faz se necessário que a mesma passe por tratamentos específicos. Este trabalho tem como objetivo mostrar a incrustação e processo de filtração da água produzida através de nanofiltração, remoção de íons sulfato e a reinjeção da mesma no poço para alcançar máxima eficiência em recuperação de óleo,o objetivo é estudar a técnica mostrar suas vantagens e eficiência, eficácia na economia e segurança ambiental e maior produtividade ao longo da produção, destacando os resultados obtidos com o uso de nanofiltração para remoção de íons de sulfatos, sua viabilidade , e aceitação no mercado.

**Palavras-chave:** URS: incrustação; Nanofiltração,unidade remoção de sulfatos

### INTRODUÇÃO

A produção offshore de petróleo atualmente, está centralizando seus esforços para águas ultraprofundas, com aumento significativo de números de projetos em torno da costa brasileira com destaque para bacia de Santos e Campos, São Paulo e Rio de Janeiro respectivamente e em alguns países da África e Europa como é o caso da Noruega pra este ultimo . As empresas offshore, tem adotado o método de remoção de sulfato da água do mar, afim de reduzir quantidades de sulfatos presentes na água de injeção, uma vez que o custo associado á perfuração de um poço varia de 100 á 300 000 000de dólares enquanto que FPSO ultrapasse a bilhões de dólares,( FAVENNEC, 2011) . Nas produções offshore, na sua maioria,é utilizada a água produzida ( água do mar) devido a sua abundancia e a facilidade. No entanto o verdadeiro problema dessa água,começa quando a mesma é injetada e chega no reservatório um processo denominada breakthrough, ( o tempo que a água leva para chegar ao poço produtor) iniciando se assim um processo chamado incrustação que causa danos avultados os equipamentos.(BOIM,2003).

### METODOLOGIA

Este trabalho tem como principal característica pesquisa qualitativa onde, a pesquisa para embasamento teórico contou com dados quantitativos, e esse conjunto de dados corresponde a um entendimento do funcionamento do mercado, que devido a preocupação das empresas petrolíferas em maximizar a produção de hidrocarbonetos com menor custo possível e, sem causar danos ao meio ambiente e seus equipamentos, como observado por ( Rosa, Carvalho e Xavier 2006) e (Thomaz 2001). E em caráter quantitativo recorreu se aos dados de pesquisadores e agências de regulamentação nacional e internacional, e junto a estatal Petrobras que, em seu universo quantificam o mercado petrolífera. A pesquisa foi realizada no acervo de centro Universitário Estácio de São Paulo, Vila Remédios. E no que tange a coleta de dados foi realizado uma leitura meticulosa de fontes relacionadas ao mercado petrolífera do Brasil e do mundo, livros, anuários de balanço e alguns artigos. Essa leitura ocorreu através de empréstimos na biblioteca da faculdade Estácio, pesquisas com o orientador e acervos digitais da USP, UENF, e UFRJ.

### **Incrustação definição e sua fundamentação teórica**

Na produção offshore geralmente utiliza se a própria água do mar para injeção como forma mais fácil devido a sua disponibilidade e abundancia, no entanto quando essa água injetada começa a chegar no reservatório, começa o verdadeiro problema, pois com essa provável mistura, inicia se um processo chamado incrustação (BOIM, 2003).

**Henrichen** define esse processo de incrustação como sendo “ depósito de mineral duro que precipita de uma solução salina”. Este processo ocorre devido á incompatibilidade da água do mar e com a água canata e também devido a algumas alterações físico-químico como é caso de ph, temperatura e pressão( BOIM, 2003). afigura 1 abaixo ilustra um exemplo de incrustação



figura 01- tubo com consequência de incrustação fonte Rosário, 2002

Numa possível incompatibilidade, pode se encontrar incrustações de carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de estrôncio ( $\text{SrSO}_4$ ), sulfato de bário ( $\text{BaSO}_4$ ), sendo que este último é o de difícil remoção, devido a sua menor solubilidade (BOIM, 2003).

Tabela de formulas químicas das principais incrustações e suas variações primarias que podem afetar a solubilidade.

tabela 1- principais incrustações

Nome	Formula química	Variações primarias
Carbonato de cálcio	$\text{CaCO}_3$	Pressão parcial de dióxido de carbono $\text{CO}_2$ , quantidade de sais solúveis e ph
Sulfato de cálcio Sulfato de bário	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{BaSO}_4$	Temperatura, quantidade e de sais solúveis e pressão Temperatura e pressão
Sulfato de estrôncio	$\text{SrSO}_4$	Temperatura, quantidade de sais solúveis e pressão
Carbonato de ferro	$\text{FeCO}_3$	Corrosão, gases dissolvidos e ph
Sulfeto de ferro	$\text{FeS}$	
Hidróxido de ferro	$\text{Fe(OH)}_2$	

fonte: Moreira,2006

Os sais poucos solúveis ou insolúveis em água precipitam gerando incrustação, que ocorre quando estes atingem valores máximo de solubilidade, em função de algumas alterações físico-químicas dentro do sistema e a taxa de incompatibilidade de alguns elementos químicos presentes em água injetada e água canata.(DAHER,2003).

Durante o processo de produção de hidrocarbonetos, a incrustação pode ocorrer em vários locais diferentes, e podendo ser encontradas principalmente na rocha de reservatório, nos canhoneados(aberturas localizadas no revestimento que estabelecem a comunicação entre o poço e o reservatório), na coluna de produção, no gravel packing (equipamento usado para conter a produção areia) e em alguns equipamentos de superfície, como caldeiras,compressores, condensadores,tubulações, etc.( Jordan, 2006)

Na figura a seguir estão ilustradas diferentes ambientes em que existe a possibilidade de acontecer incrustação

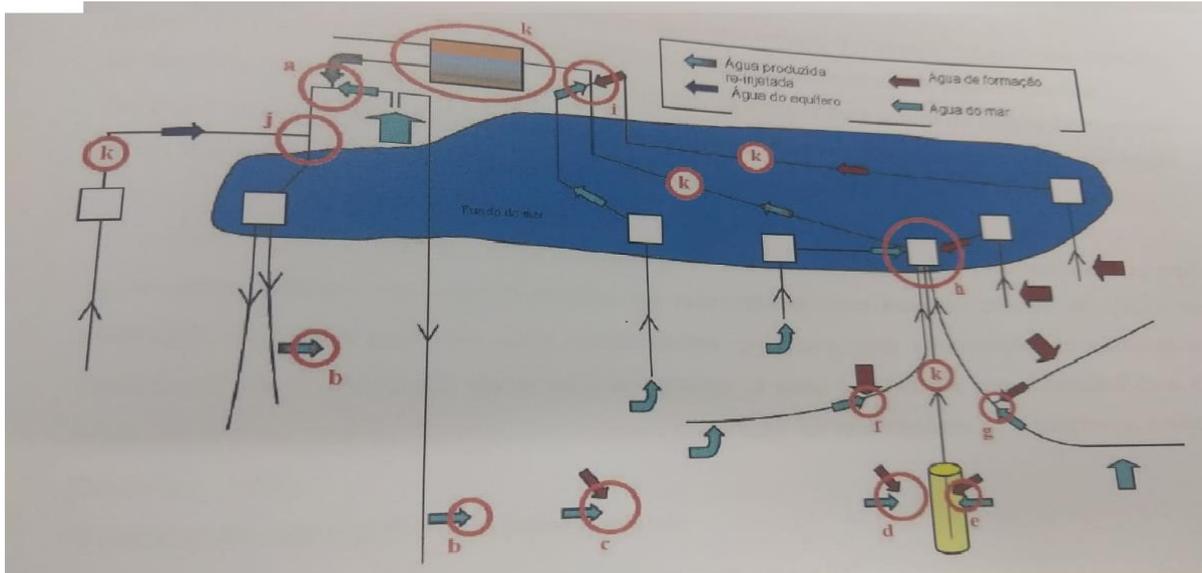


figura. 02- locais prováveis de mais ocorrências de formação de incrustação . fonte; Moreira, 2006

a- com a reinjeção de água produzida mesmo filtrada, a incrustação pode ocorrer antes da injeção da mesma.

b- bem próximo ao poço, no momento em que a água injetada entra no reservatório e encontra se com a água de formação

c- no reservatório quando a água de formação desloca devido a água injetada, ou mesmo pela convergência dos caminhos

d- quando há convergência ao próximo de poço produtor entre a agua de injeção e de formação, mas longe de ação de tratamento com inibidores de incrustação

e- quando as águas de injeção convergem para o poço produtor, dentro de raio de atuação de inibidores de incrustação

f- quando a água do mar, proveniente de uma região mais inferior do reservatório, atinge um poço que está em produção em um intervalo localizado acima da zona de água de injeção, salientar que nesta região existe um contato entre a água do mar e de formação.

g- Na junção de um poço multilateral, quando uma ramificação do poço esta produzindo água do maré outra água de formação

h- No manifold submarino quando um conjunto de poços estão produzindo águas incompatíveis

i- Em equipamentos de superfícies, que através de junção de fluxos oriundos de diferente linhas de produção acaba recebendo água incompatível

j- durante o processamento da água do aquífera para sua reinjeção

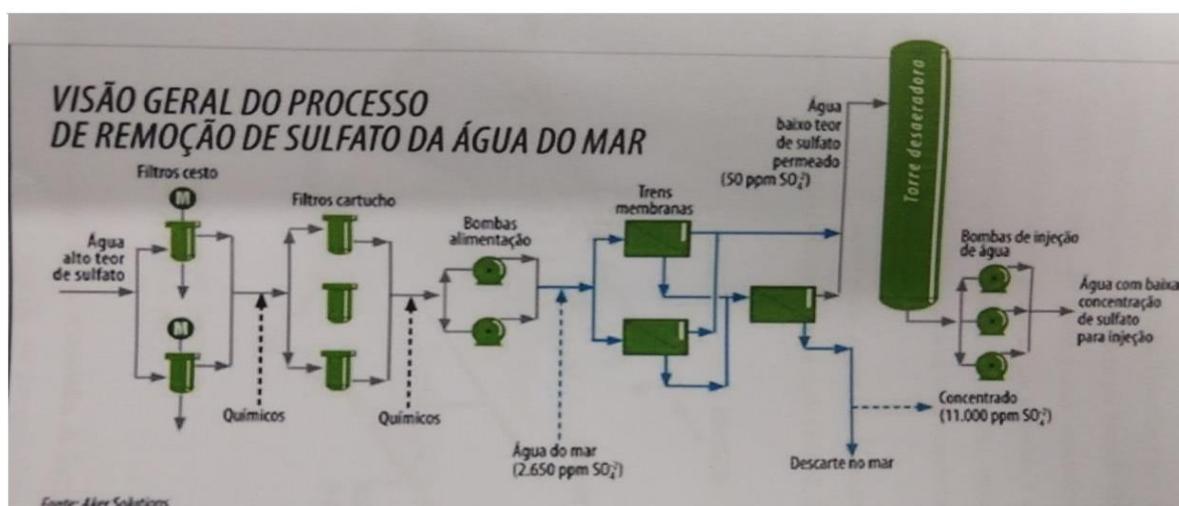
k- durante a redução de pressão ou o aumento de temperatura dentro da coluna de produção do poço levando a evolução de  $\text{CO}_2$  e a formação de carbonato e sulfato.

Nesse caso, para se obter informações acerca dos reais impactos causados pela incrustação na extração de hidrocarbonetos, deve-se fazer um estudo técnico no reservatório com base no cálculo de índice de saturação com relação aos seus componentes químicos para constatação de viabilidade, verificando se a utilização da técnica de squeeze, determinará a rentabilidade do reservatório se será ou não necessário a instalação de uma unidade de remoção de sulfato. (Moreira, 2006)

o índice de saturação é expresso pela forma

## UNIDADE DE REMOÇÃO DE SULFATO PARA EVITAR POSSÍVEIS PREJUÍZOS ECONÔMICOS CAUSADOS PELA INCRUSTAÇÃO

Antes vale salientar que a unidade de remoção representa apenas uma parte de sistema dentro do módulo 11 (módulo de tratamento de afluente) de uma FPSO, basicamente, o processo da unidade funciona de seguinte modo: A embarcação capta a água do mar para tratamento, mas antes de passar pela redução de sulfato, deixando a água com características ideais para a sua injeção, é necessário um pré-tratamento muito sério a fim de preservar a integridade de membranas. Inicialmente, esta água percorre filtros de cestos (filtros grossos), para retenção de partículas até  $40\mu\text{m}$ . Em seguida o fluido irá passar por mais uma filtragem, desta vez por filtro de cartucho, com objetivo de reter partículas até  $5\mu\text{m}$ . A etapa seguinte é de pressurizar o fluido utilizando uma bomba centrífuga, com o intuito de recompensar a perda de carga que as membranas de nanofiltração provocam. A seguir está detalhado o fluxograma de maximizado do processo de remoção de sulfato.



## NANOFILTRAÇÃO, FUNCIONAMENTO E SUAS VANTAGENS NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.

A tecnologia de nanofiltração, separação por membrana de nanofiltro, possui uma capacidade única de separar sólidos heterogêneas e solutos que se encontram dissolvidos em água, atuando de uma forma similar a uma barreira seletiva, permitindo somente a passagem de sais monovalentes, alguns importantes para o funcionamento de um poço e retendo os sais bivalentes que são prejudiciais ao processo de injeção. as suas membranas são constituído por 3 camadas. dentre elas uma com camada ultrafina que apresenta cargas negativas, as quais repelam anions por interação eletrostática, pois anions com maior densidade na sua carga são intensamente repelidos que anions monovalentes, no entanto quando a salinidade de solução em tratamento é alta cátions presentes na solução conseguem blindar parcialmente os anions monovalentes, diminuindo a sua repulsão a cargas negativas e permitindo a passagem deles, e por consequência a este, diminui a seletividade das membranas (BAKER,2004).

A sua camada intermediaria possui uma camada porosa que auxilia na separação, já a sua a inferior tem uma função estrutural, conforme a figura abaixo apresenta.

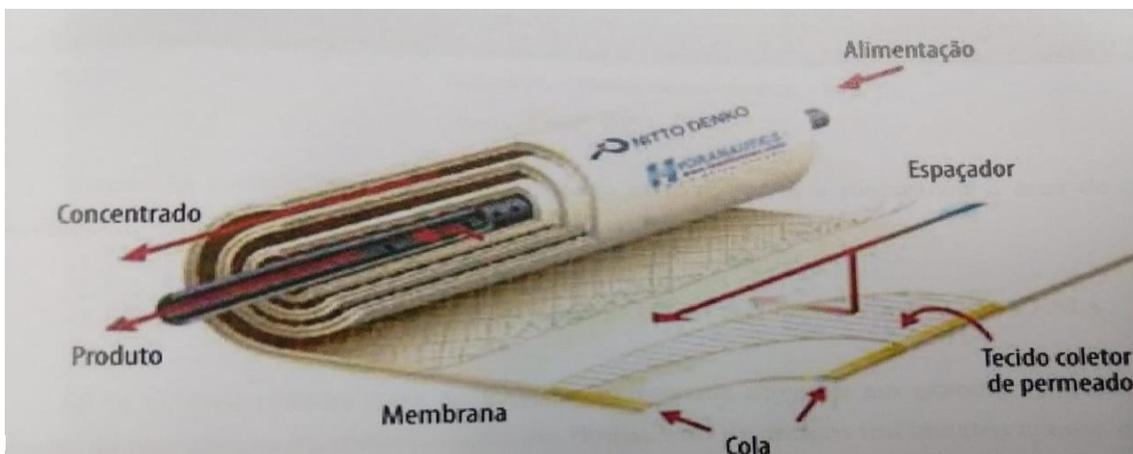


figura.04-camadas de membranas. fonte:BAKER,2004

A água do mar é alimentada por uma das extremidades de forma a ter um fluxo tangencial á superfície da membrana, e a água que não consegue romper a barreira da membrana, vai ficando enriquecidas de sulfatos e é denominado de concentrado. As membranas geralmente possuem o formato espiral que ajuda a maximizar a área de contato produzindo mais em menos espaço (DOW,

2008). o que o torna um método mais eficaz em comparação com outros. Uma das principais vantagens de remoção de sulfatos é evitar depósitos inorgânicos por meio de reações com excesso de bário e estrôncio presentes na água canata, removendo tais sulfatos, evita as precipitações que geram os sulfatos de bários e estrôncio, sulfatos esses extremamente incrustantes em equipamento e tubulações que diminuem a produtividade de extração de hidrocarbonetos, podendo até vir a exigir custos elevadíssimos de sua limpeza ou até mesmo em casos mais severas o plugueamento do poço. ( RIERA,2011)

A água injetada no reservatório com baixos teores de sulfatos, evita também a formação de  $H_2S$ , composto este que é o principal alimento de bactérias aeróbicas, que o metaboliza e em seguida liberam o gás sulfídrico, e caso o haja a formação de gás por meio da proliferação bacteriana, o reservatório fica ácido , o que leva a acidificação de do gás e do óleo e como consequência, fará com que eles percam o seu valor durante o refino, e também a acidificação eleva também o custo operacional da extração por causa da corrosão e deterioração de equipamentos e tornando a extração do reservatório inviável ,o que leva ao fechamento de mesmo.

A não permissão da passagem de sais para o reservatório, isso porque caso seja utilizada a água com baixa salinidade, por exemplo a água permeada no processo de osmose reversa, a formação argilosa das paredes dos poços se expandira devido a pressão osmótica, o que causará a baixa produtividade e comprometendo a integridade futura do poço.(VRAC,2010)

Em muitos reservatórios há traços de compostos radioativos, como é o elemento radio , os compostos de sulfatos co precipitam com radio e os compostos formados são radioativos e podem ser careados na extração gerando graves problemas de operacionais e de segurança.(VRAC,2010)

As membranas de nanofiltração são seletivas a íons divalentes e apresentam poros, que permitem a passagem de íons como cloreto, sódio e magnésio ajuda a manter a salinidade da água de injeção e as argilas de formação permanecem estáveis e a mantem a porosidade de formação.(RIERA,2010)

Quanto a desvantagens de remoção de sulfato por nanofiltração, existe poucas, porem algumas delas são bastante consideráveis. A nanofiltração tem uma menor produção de água, 25% da água captada para o tratamento é descartada devido ao não enquadramento das especificações físico-químico, provoca o desgaste excessivo do equipamento e aumenta gasto de energia do sistema pois será necessária a captação de 125% da água para injeção,e para não obstrução de membranas de nanofiltração, é necessária fazer rigorosamente o pré tratamento da água e esse processo gera

elevados custos, e também o custo para a substituição das membranas é alto, sendo assim a manutenção constante de equipamento será necessário. (TKOTZ,2011)

## CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi descrita a importância de remoção de sulfatos presentes na água do mar antes da reinjeção da mesma no reservatório usando a nanofiltração, pois caso estes não sejam removidos podem provocar um fenômeno chamado de incrustação, fenômeno este que pode trazer prejuízos avultados a empresa, uma vez que o custo associado á perfuração de um poço varia de 100 á 300 000 000 de dólares e os equipamentos custam milhões de dólares , também que a nanofiltração, as suas membranas diminuem níveis de sulfatos em 2.700 ppm para menos de 40 ppm o que equivale a uma redução de 148% e também elimina o substrato para as bactérias reductoras de sulfatos, o que torna este método mais eficientes em comparação com outros.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BAKER .R,W. membrane technology and applications: e-papers. 2ed. London: John wiley & sons
- BEZERRA,M.C.M. avaliação potencial de incrustação na reinjeção de água produzida nos projetos de campos de jubarte e marlin sul. Comunicação técnica Petrobras, nº136 de julho de 2004.(CENPES\PDP\TR) Rio de janeiro, 2004
- BOIM,J.M. Modelagem semi analítica para incrustação de sulfato de bário em reservatiruis heterogênicos.M.Sc. tese Universidade Estadual do Norte fluminense –LENEP\UENF, Macaé,RJ, Brasil,2003
- Dow. sulfate Removal from inject water in oilfield operations disponível em [https://www.dow.com/liquidseps/prod/sp\\_oil.htm](https://www.dow.com/liquidseps/prod/sp_oil.htm)>. acesso em April, 2018
- FAVENECC Bret-rouzaut.N. petróleo e gás natural, como produzir e a que custo. editora Synergia, Rio de Janeiro
- MOREIRA, Aline dos Santos, Sistema para estudos de incrustação de sulfatos de bário em reservatórios de petróleo (Um estado da Arte ), Macaé , 2006
- TKOTZ,P.C.A; estuda da evolução de Sistema de injeção de plataformas offshore.( Escola de Engenharia de Universidade Feral Fluminense: Niterói, 2011