

CONTRIBUIÇÃO DA UNIDADE DE REMOÇÃO DE SULFATO NA REDUÇÃO DE PERDAS POR INCRUSTAÇÃO: UM ESTUDO COMPARADO APLICADO AO CASO DE UMA PLATAFORMA DE PRODUÇÃO “OFFSHORE”

MICHELLE A. VASCONCELOS¹ - GRADUANDA FSMA

WARLEY LIGÓRIO² – PROFESSOR FSMA

Resumo: Os campos de produção de petróleo, geralmente quando estão no início de seu desenvolvimento apresentam em seu reservatório poços surgentes que com o tempo começam a perder a pressão e, para dar continuidade na produção de petróleo, faz-se necessário a injeção de água do mar. Quando a água original da formação (conata) entra contato com a água injetada estas podem apresentar incompatibilidades que podem impactar na produção, tais como precipitação de sais – incrustação. Com a evolução dos projetos e do conhecimento da tecnologia, desenvolveu-se a tecnologia da redução de sulfato da água do mar para injeção nos reservatórios de potencial de incrustação relevantes. Este trabalho apresenta de que forma a unidade de remoção de sulfato pode contribuir na redução das perdas provocadas por incrustação, a partir de um estudo comparado de procedimentos de controle, com aplicação ao caso de uma plataforma de produção “offshore”. O diferencial neste trabalho é oferecer a oportunidade do engenheiro de produção atuar dentro do ramo da produção de petróleo, permitindo assim obter ganhos para a companhia, visando menores custos.

Palavras-chave: unidade de remoção de sulfato; URS; incrustação; produção offshore.

Abstract: The fields of oil production, usually when they are early in their development have in your tank as well surgentes over time begin to lose pressure, and to continue the production of oil, it is necessary for injection of seawater. When the original formation water (conata) enter contact with the injected water may have incompatibilities that may impact the production, such as precipitation of salts – inlay. With the development of projects and knowledge of technology, has developed the technology for the reduction of seawater sulfate of injection in the reservoirs of potential inlay relevant. This work shows how the unit for removal of sulphate may help in reducing losses caused by incrustation, from a comparative study of procedures for control, with application to the case of a production platform offshore. The difference in this work is the opportunity to engineer the production work in the field of oil production, thereby allowing the company to gain, to lower costs.

Keywords: sulphate removal unit, incrustation, URS, offshore production.

1 E-mail: michelle_almendro@hotmail.com

2 E-mail: warley_antunes@yahoo.com.br ou wantunes@petrobras.com.br

1. Introdução

Considerada a maior reserva petrolífera da Plataforma Continental brasileira, a Bacia de Campos tem cerca de 100 mil quilômetros quadrados e se estende do estado do Espírito Santo nas imediações da cidade de Vitória até Arraial do Cabo, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro. (CLICKMACAE, 2008)

A exploração da Bacia de Campos começou no final de 1976, com o poço 1-RJS-9-A, que deu origem ao campo de Garoupa, situado em lâmina d'água de 100 metros. Já a produção comercial, começou em agosto de 1977, através do poço 3-EM-1-RJS, com vazão de 10 mil barris/dia, no campo de Enchova.

Dos 55 campos existentes hoje na Bacia de Campos, 36 são considerados maduros, ou seja, já atingiram o pico de produção. Para aumentar ao máximo a vida útil dessas áreas a Petrobras aplicou novas tecnologias e conseguiu um aumento de três pontos percentuais no fator de recuperação de óleo na bacia como um todo, entre 2004 e 2006. (PETROBRAS, 2008a)

Com o intuito de equilibrar a pressão dos reservatórios que tende a declinar com a produção de petróleo, e aumentar o fator de recuperação do mesmo, a bacia de campos iniciou a injeção de água do mar em seus campos maduros. Devido sua alta densidade e grande facilidade de deslocamento, a água do mar foi escolhida para ser injetada nestes reservatórios, equilibrando sua pressão e ajudando no varrido do mesmo.

Segundo estudos de pesquisas elaborados pelo CENPES – Centro de Pesquisas da Petrobras – a água do mar contém em sua composição uma média de 2800ppm de sulfato (Relatório Técnico; Cenpes), que quando combinada com elevadas concentrações de bário, estrôncio e cálcio encontrado na água conata, podem causar incrustações (*scale*) no reservatório, nas proximidades do poço produtor assim como na coluna de produção. O uso de produtos químicos inibidores de incrustação remedia temporariamente o problema e exigem um constante acompanhamento. (BEZERRA, 2004)

Um dos problemas consequentes deste caso de incrustação é o prejuízo gerado quando as colunas de produção são tomadas de incrustações, pois as mesmas precisam ser trocadas, o que gera um custo elevado para a unidade, tornando-se inviável e o poço é fechado.

Outro ponto relevante na injeção de água do mar é que devido a sua composição com alto teor de sulfato, este também pode ajudar no processo de crescimento das bactérias redutoras de sulfato (BRS). Estas bactérias são responsáveis por consumir o sulfato e como produto desta reação liberam no sistema S^{2-} , que quando reage com o H^+ livre na água, forma o H_2S , um produto ácido e letal para a vida humana, que produzido em alta quantidade no fluido, faz com que o mesmo perca seu valor no mercado. (PETROBRAS; 2008b)

Este trabalho irá abordar as vantagens de utilizar nos sistemas de injeção de água na Bacia de Campos a unidade de remoção de sulfato, mais conhecida pela sigla URS, que tem como objetivo prevenir os eventuais problemas de incrustação e através da utilização desta tecnologia o trabalho discorre de ganhos econômicos que um projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo pode apresentar.

Este trabalho tem por objetivo analisar como a unidade de remoção de sulfato pode contribuir na redução das perdas provocadas por incrustação, a partir de um estudo comparado de procedimentos de controle, com aplicação ao caso de uma plataforma de produção “*offshore*”.

2. Fundamentação teórica

A injeção de água é um método de recuperação secundária, muito utilizado nos campos de produção de petróleo para aumentar o fator de recuperação do fluido daquele reservatório. (BEDRIKOVETSKY et. al.; 2005)

Nas unidades de produção marítimas, a água a ser injetada, na maioria das vezes, é a própria água do mar. (BOIM, 2003.)

No início da produção a água que é produzida, tende a ser a que está presente no reservatório em forma de aquífero (água conata). Com o passar do tempo a água do mar injetada começa a fazer parte da composição da água produzida. A esta produção de água de injeção junto da água conata damos o nome de *breakthrough* e a partir deste fenômeno pode-se dizer que é quando os problemas de incrustação começam a ficar relevante, a depender da percentagem da água injetada na água produzida.

Em função da incompatibilidade da água do mar com a água conata e de alterações físico químicas (pH, temperatura, pressão, etc), pode ocorrer a formação de incrustação no reservatório, nos poços produtores e nos equipamentos de superfície. A incrustação geralmente é composta por sais pouco solúveis em água como: sulfato de bário, carbonato de cálcio, sulfato de cálcio e etc.

Segundo Henrichsen (2000, apud ROSÁRIO, 2002), incrustação é definida como “Depósito mineral duro que precipita de uma solução salina”. A Figura 1 é um exemplo de incrustação em duto de água produzida.

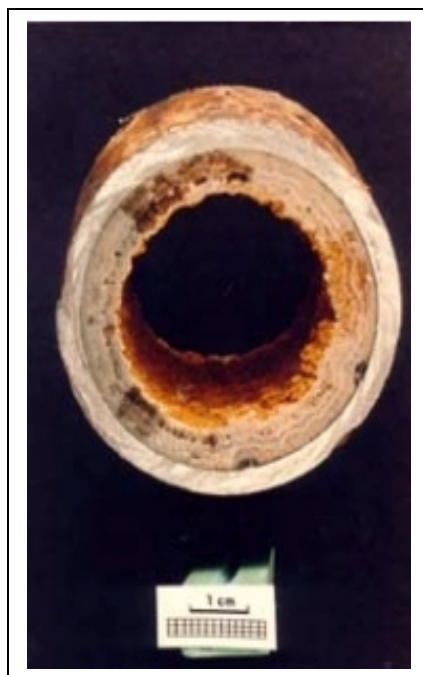


Figura 1 - Incrustação em Duto de água produzida. Fonte: ABRACO (2008).

A precipitação dos sais pouco solúveis em água gerando a incrustação ocorre quando os mesmos atingem seus limites de solubilidade, em função das alterações físico-químicas no sistema e a taxa de incompatibilidade dos elementos químicos presentes na água injetada e na água conata. (DAHER;2003)

A Figura 2 mostra o mecanismo de formação dos sais e os parâmetros que aceleram este processo.

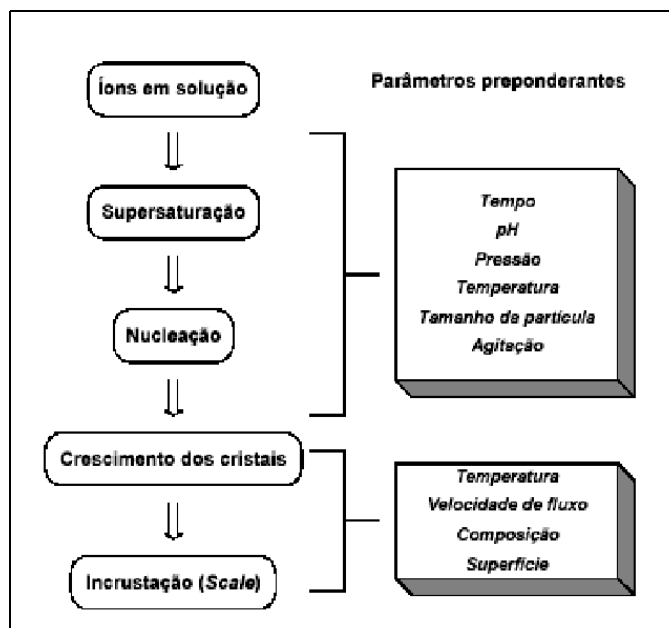


Figura 2 - Mecanismo de formação de incrustação. Fonte: PETROBRAS (2008b).

Para mensurar o potencial de incrustação no reservatório e identificar se o mesmo apresenta viabilidade econômica é realizado o cálculo do índice de saturação do sistema aquoso, daquele reservatório, em relação aos seus componentes químicos. Neste estudo as condições de temperatura e pressão devem ser mantidas constantes.

O índice de saturação é expresso como:

$$I.S. = aA \cdot aC / K_{psAC}$$

Onde,

aA = atividade do ânion A

aC = atividade do cátion C

K_{psAC} = produto de solubilidade do composto AC.

Para cada condição de temperatura, pressão e percentual de mistura da água da formação com a água de injeção, a massa dos sais insolúveis formados deve ser interpretada como a máxima massa a precipitar (M_{ppt}), pois os sistemas aquosos podem existir em seu estado saturado. A precipitação total desta massa depende do seu grau de saturação (I.S.) e da perturbação a qual o sistema é submetido (variações no nível de turbulência, de pressão, velocidade de fluxo, presença de agentes nucleantes, etc).

O máximo valor de I.S., previsto para uma determinada mistura de água com a água da formação, define a condição mais crítica para precipitação que nem sempre corresponde à maior massa a precipitar (MM_{ppt}).

Esse valor máximo de I.S. indica aos engenheiros se há viabilidade técnica e econômica para aquele reservatório apenas com injeção de antiincrustante ou se a viabilidade somente será aprovada com a instalação de uma unidade de remoção de sulfato. (BEZERRA, 2004)

O tratamento de *squeeze* normalmente utilizado nos campos de produção consiste em injeção de antiincrustante no poço produtor de modo que o produto seja fixado na rocha reservatório e seja liberado junto da água e do óleo quando o poço produtor começar a produzir. Essa técnica apresenta algumas limitações que inviabilizam a sua utilização em determinados projetos de desenvolvimento de campos de petróleo.

Diante das novas descobertas de reservatórios com potencial de incrustação relevante, em 1987 a Marathon iniciou o estudo de aplicação de nanofiltração para retirada da maior concentração de sulfato da água a ser injetada. Em se tratando da pioneira no mercado a Marathon trabalhou em sociedade com a DOW Filmtec membranas de nanofiltração e a primeira unidade a apresentar em seu sistema uma unidade de remoção de sulfato foi a plataforma Brae A, situada no Mar do Norte. Em 1990 Agip U.K. adotou a nova tecnologia no campo Tifany e ambas unidades apresentavam um I.S. de alta relevância o que justificava a implantação na URS.(DOW; 2008).

3. Dessulfatação da água do mar

Neste capítulo serão abordados as etapas de pré tratamento da água do mar, antes da mesma passar pelo sistema de remoção de sulfato, considerando um projeto onde a unidade de remoção de sulfato encontra-se instalada a montante da desaeradora. Arranjo este que ainda se encontra em estudo pelas operadoras do ramo petrolífero para que seja aprovada a melhor alocação do sistema de modo a obter menor CAPEX, OPEX e menores potenciais de danos à membrana.

3.1 Pré- Tratamento

A água do mar para ser injetada necessita passar por vários processos de enquadramento até ser considerada uma água com características ideais para injeção. Esta qualidade da água é mensurada através de análises feitas diariamente ou semanalmente de forma que seus resultados viabilizem a injeção da água. Os parâmetros de maior impacto nesta qualidade da água são: Teor de oxigênio dissolvido na água, a contagem de partículas, bactérias, sólidos suspensos e o teor de sulfetos solúveis. (PETROBRAS, 2008b).

No foco deste trabalho a água do mar passará ainda pelas membranas antes de ser injetada, com isso outros parâmetros deverão ser avaliados como quantidade de ferro e cloro livre, visto a incompatibilidade da membrana a estes materiais. As incompatibilidades das membranas serão identificadas posteriormente.

A seguir são descritas as etapas de tratamento da água de injeção, típico nas unidades *offshore* com URS, podendo ser alterado as configurações à depender do projeto.

A primeira etapa do pré tratamento é a captação da água do mar. Nas primeiras unidades com sistema de injeção de água, a captação não acontece em grandes profundidades já nas unidades que contêm a unidade de remoção de sulfato é indicado que a captação s realizada a uma profundidade média de 100 m abaixo do nível da superfície, o que proporciona uma qualidade de água melhor, com menor possibilidade de vida marinha e sólidos dispersos. (AKER KVAERNER,2007) Ainda nesta etapa é usual dosar hipoclorito de sódio, que atua na matéria orgânica prevenindo que a mesma seja carregada em grande quantidade para o sistema de injeção de água.

Seguido da captação, a água do mar passa por um sistema de filtração constituído por dois filtros de 40 μ , um em operação e outro em *stand by*, cada filtro contém em seu interior 24 elementos filtrantes que trabalham com uma eficiência de até 98% @ 40 μ . Este sistema de filtragem chamada também de filtração grosseira, pode ser projetado para filtros convencionais ou para filtros auto-limpantes, onde a retrolavagem pode ser acionada por tempo de operação, diferencial de pressão ou comando manual.

Em sequência a água de injeção passa pelos filtros cartuchos que na maioria dos projetos estão configurados em 3 x 50%, onde dois operam e um fica em *stand by*, para utilização em caso de eventuais problemas e\ou necessidade de troca dos elementos filtrantes. Estes filtros são constituídos em média por 25 cartuchos descartáveis com grau de filtração de 10 μ absoluto e eficiência de 98% @ 5 μ . A capacidade destes filtros deve ser avaliada em

fase de projeto a depender da vazão que será injetada naquele determinado reservatório em estudo. A figura 3 abaixo ilustra filtros do tipo cartucho de 10 μ utilizados em filtros cartuchos em unidades *offshore*.

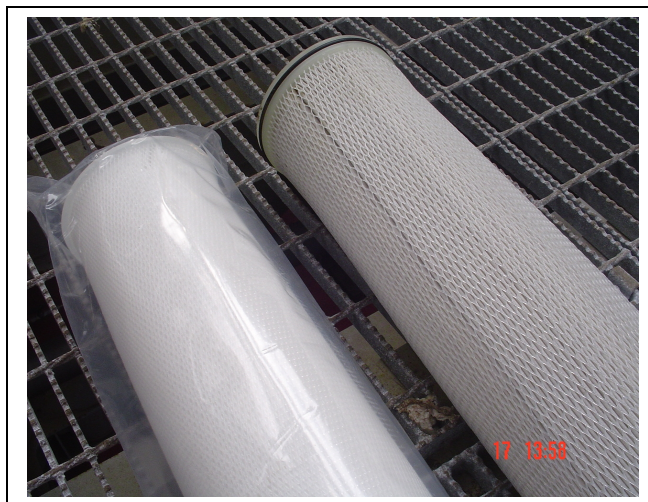


Figura 3 - Filtros descartáveis de 10 μ absolutos, novo e usado respectivamente.

A montante do sistema de remoção de sulfato da água do mar é importante ter um analisador de Cloro livre, pois conforme comentado anteriormente a membrana apresenta forte incompatibilidade com o Cloro Livre, podendo ser instantaneamente afetada no caso de contato. Como é realizada na captação a dosagem de hipoclorito de sódio, utiliza-se também a injeção de Bissulfito de sódio sem catalisador (cobalto) para sequestrar este cloro livre, porém em questões de segurança total das membranas o analisador de cloro *on line*, verifica e atesta se realmente não há presença de cloro livre na água que irá passar pelas membranas. Em caso de presença de Cloro o analisador de Cloro livre aciona a parada do sistema de remoção de sulfato, logo temos uma parada no sistema de injeção de água. Em caso de não presença de cloro livre na água do mar, a mesma passa pelas bombas *booster* que têm a finalidade aumentar a pressão de alimentação das membranas no sistema de remoção de sulfato. (AKER KVAERNER,2007)

Outro caráter fundamental no pré-tratamento é a avaliação da quantidade de sólidos suspensos encontrados nesta água após Sua filtração, pois através desta informação que é mensurada pelo método *Silt Density Index* (SDI) e que deve estar sempre abaixo de 5 (caracteriza as partículas maiores que 0,45 μ). O monitoramento deste parâmetro indicará o grau de limpeza que está se obtendo no pré-tratamento o que irá refletir diretamente com a vida útil das membranas de nanofiltração. (JUNIEL et al. 2003)

É importante alertar que nesta configuração onde o sistema de remoção de sulfato encontra-se a montante da desaeradora, todos os equipamentos precisam ser projetados para trabalhar com uma concentração média de 8ppm de oxigênio na água do mar (BEZERRA, 2005), o que dá a água um potencial de corrosão que seria impactante para nosso sistema.

3.2 A unidade de remoção de Sulfato

A unidade de remoção de sulfato é um equipamento composto por várias partes que serão descritas abaixo, cada qual com a sua finalidade.

3.2.1 Membrana

Para entender o funcionamento do sistema de remoção de sulfato é necessário entender o processo de nanofiltração. As membranas de nanofiltração utilizadas no sistema de remoção de sulfato têm por característica remover da água do mar os íons sulfato deixando passar por

seus poros os íons cloretos que são importantes para garantir a salinidade da água que será injetada.

A membrana de nanofiltração é constituída por poros de 10 Å (Angstrom) e uma camada de carga negativa que ajuda a repelir os íons sulfato e permite a passagem de íons cloreto (1.8 Å).(ROY;2006)

A primeira membrana desenvolvida para ser usada no processo de dessulfatação foi a série FILMTEC NF 40, porém buscando aprimoramento e aumentar a eficiência do processo a Dow Filmtec desenvolveu a série FILMTEC SR90, utilizada até hoje nos processos de dessulfatação da água do mar para injeção.(DOW, 2008)

3.3 Funcionamento da URS

A água do mar apresenta, em sua característica físico – química, uma concentração média de 2800ppm de Sulfato (ROSÁRIO; BEZERRA, 2008), como mostrado na Figura 7.

Constituintes	Concentração
Na⁺	11500
K⁺	226
Ca²⁺	504
Mg²⁺	1390
Ba²⁺	1
Sr²⁺	9
Cl⁻	21300
HCO³⁻	150
SO₄²⁻	2834
pH (25 0C)	8
Salinidade (NaCl mg/l)	35100

Quadro 1– Caracterização química da água do mar. Fonte: PETROBRAS (2008b)

Depois de captada e de passar por todo o pré-tratamento a água com estes parâmetros irá passar pelas membranas de nanofiltração.

Existem dois parâmetros que são importantes para garantir a boa funcionalidade das membranas que é a pressão e a temperatura da água que é alimentada no sistema.

O primeiro parâmetro é a pressão. À medida que a pressão é aumentada a água alimentada vai se tornando mais concentrada, o que aumenta a pressão osmótica e diminui a passagem de íons através da membrana, o segundo parâmetro é a temperatura da água de alimentação do sistema. À medida que a temperatura aumenta a retenção de magnésio também aumenta. Segundo estudiosos este fato se dá pelo aumento da viscosidade do fluido causada pelo incremento da temperatura. A temperatura máxima admissível para operação das membranas é de 45° C e a pressão de 41 bar. (AKER KVAERNER,2007)

Quando a água do mar passa pelo primeiro estágio de membranas, ela se divide nos dois bancos de forma similar e a medida que a água passa pelo interior dos vasos, a seleção dos íons acontece. Como cada vaso trabalha à 50%, teremos na configuração duas saídas de água uma caracterizada como permeado e outra como rejeito. (AKER KVAERNER,2007)

A água caracterizada como permeado é aquela cuja concentração de sulfato encontra-se abaixo de 100ppm e a água caracterizada como rejeito é a que sai do primeiro estágio com uma concentração média de 6000 ppm de sulfato. Essa água, que de agora em diante chamaremos apenas de rejeito, irá passar pela segunda sequência de membranas, o segundo estágio. Ao passar pelo segundo estágio que é constituído de apenas um banco de membranas a água entra com uma concentração alta de sulfato em uma vazão reduzida de água, o que a

torna auto-incrustante, por isso faz-se necessário a injeção do antiincrustante a montante do sistema de remoção de sulfato (a descrição deste produto químico e de outros será abordado em capítulo posterior). Neste ponto a água denominada de rejeito do primeiro estágio, torna-se a alimentação do segundo estágio que também trabalha à 50%, logo 50% desta água que representa 25% da alimentação total do sistema irá representar o rejeito de toda URS e a concentração de sulfato em média desta água é em torno de 11000 ppm.

O restante da água que irá sair do segundo estágio (permeado), irá se unir ao permeado do primeiro estágio somando assim, 75% do total de água alimentada no sistema de remoção de sulfato. Na Figura 8 podemos visualizar o esquema de funcionamento da unidade de remoção de sulfato com a definição de seus estágios.

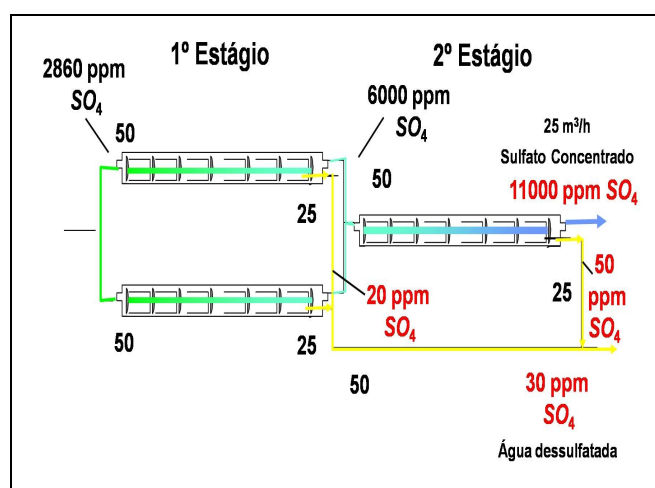


Figura 4 - Esquema do arranjo das membranas nos vasos e divisão de estágios. Fonte: PETROBRAS (2008b).

Devido à eficiência de 75% da URS e neste trabalho a URS encontrar-se a montante da desaeradora, faz-se necessário registrar a necessidade de captação de um volume maior de água do que se espera injetar, o que acarreta num custo maior no pré-tratamento desta água visto que 25% dela irão ser descartadas, porém esta estruturação permite um investimento menor no projeto da desaeradora e ainda diminui a possibilidade de contaminação das membranas por bactéria, já que a desaeradora é um grande foco de contaminação. Existem projetos que comportam a URS a jusante da desaeradora que também apresenta seus prós e contras, porém esta avaliação ainda está em estudo e a discussão técnica para o mesmo foge do escopo deste trabalho.

Ocorrido a seleção dos íons da água, a água do mar encontra-se dessulfatada e pronta para ser injetada nos poços injetores do reservatório que está sendo explotado.

Para injeção no reservatório o sistema de injeção de água apresenta geralmente duas bombas de injeção que trabalham a 100% sendo uma em operação e outra em *stand by*, mas existem projetos onde são utilizadas duas bombas a 50%. Esta configuração pode gerar perda de injeção em caso de parada para manutenção ou parada desprogramada. As características das bombas também irão depender da vazão que será injetada. A figura 9 ilustra o sistema de injeção de água desde a sua captação até a unidade de remoção de sulfato, identificando o permeado (água com baixa concentração de sulfato) e o *overboard*, caracterizada como água do mar com alta concentração de sulfato.

4. Considerações Finais

Pode-se identificar que através da operação controlada e supervisionada conforme os procedimentos, a URS apresenta grande potencial de eficiência, permitindo que a injeção de água com baixa concentração de sulfato, permita uma melhor garantia de prevenção, diminuindo o tempo de parada de produção para intervenção em poços que foram obstruídos pela formação de incrustação, sendo ainda um aliado na economia com sondas, pois atualmente o mercado encontra-se concorrido para conseguir uma sonda e com isso o preço sobe, lei da oferta-demanda.

Em projetos de águas rasas ou até mesmo profundas, mas com potencial de incrustação não relevante para projeto, a técnica convencional de *squeeze* tende a ser a melhor opção como tratamento para prevenção de incrustação, porém quando tratamos de potenciais relevantes para elaboração de um projeto, a localização dos poços e o tipo do poço, sugeriu-se um estudo técnico-econômico considerando opção da instalação da URS.

Caso a opção de instalação da unidade de remoção de sulfato seja viável, é de suma importância o acompanhamento dos parâmetros indicados neste trabalho, a fim de garantir a operação com menor tempo de manutenção, sendo assim maior constância na injeção de água, que atua no equilíbrio da pressão do reservatório e logo atua no varrido do mesmo, aumentando o potencial de produção de petróleo.

REFERÊNCIAS

ABRACO. Associação Brasileira de Corrosão. Disponível em: <<http://www.abraco.org.br>>. Acesso em: out 2008.

AKER KVAERNER. Apostila treinamento, 2007. **Curso de treinamento para operadores.** MODEC. Macaé, 2007.

BEZERRA, M. C. M. **Avaliação do potencial de incrustação na reinjeção de água produzida nos projetos dos campos de jubarte e marlim sul.** Comunicação técnica Petrobras, nº 136 de Julho de 2004. (CENPES/PDP/TR)Rio de Janeiro, 2004.

BEDRIKOVETSKY, P. G. et al. **Caracterização do dano de formação devido à incrustação de sulfato de bário para previsão da queda de produtividade do poço.** Revista Petro&química. Edição 270, Março, 2005.

BOIM, J. M. **Modelagem semi-analítica para incrustação de sulfato de bário em reservatórios heterogêneos.** Tese de Mestrado. Lenep - Laboratório de Engenharia E Exploração de Petróleo. Universidade Estadual Do Norte Fluminense - UENF Macaé, Dez 2003.

CLICK MACAÉ. Bacia de Campos. Disponível em: <<http://www.clickmacae.com.br/?sec=356&pag=galeria&cod=602>>. Acesso em dez 2008.

DAHER, J. S. **Avaliação de incrustação de sais inorgânicos em reservatórios inconsolidados através da simulação numérica.** Tese de mestrado- lenep Laboratório de Engenharia e Exploração de Petróleo; Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF, Macaé, Dez 2003.

DOW. **Sulfate Removal from Injected Water in Oilfield Operations.** Disponível em: <http://www.dow.com/liquidseps/prod/sp_oil.htm>. Acesso em: dez 2008.

JUNIEL, K. A.; WESTON, R. **Practical application of sulfate reduction membrane technology in oilfield operations, Jan 2003**. Disponível em: <<http://www.natcogroup.com>>. Acesso em: dez 2008.

PETROBRAS. **Bacia de Campos - A maior reserva de petróleo do Brasil**. Disponível em: <http://www2.petrobras.com.br/Petrobras/portugues/plataforma/pla_bacia_campos.htm>. Acesso em: Dez 2008a.

_____ Documento interno Petrobras sobre incrustação. **Apostila de incrustação para engenheiros de petróleo**. Agosto de 2008b.

ROSÁRIO, F. F. **Gerenciamento de incrustações**. Apresentação do CENPES em seminário de reservatório. novembro de 2002.

ROY, A. D.; SOUTHWELL, G. **Operações práticas para assegurar a minimização dos custos no projeto e operação dos sistemas de remoção de sulfato**. Trabalho técnico apresentado numa conferência de óleo e gás pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP. Rio de Janeiro, 2006.

SANTOS, T.N.; BEZERRA, M.C.M.; ROSA, K.R.S.A. - **Evaluation of the Performance of Different Scale Inhibitors to Sulfate Removal Unit**. Society Petroleum Engineers –SPE. SPE 114109. Dez 2008.