



# Incrustações Inorgânicas em Campos do Pré-Sal

Carolina Jordão Santana, M. Sc. André Aleixo Manzela

**Resumo** - Em áreas localizadas em alto mar, principalmente em águas profundas, é necessário o entendimento do problema de deposição de sais inorgânicos, já que o mesmo causa prejuízos devido à queda de produtividade e ao tempo perdido em operações de limpeza dos equipamentos. Atualmente o estudo nessa área se intensificou devido à descoberta de grandes reservatórios carbonáticos no pré-sal, uma vez que é necessária a garantia de escoamento para produção de óleo desta nova área de interesse. As incrustações podem ser previamente mitigadas ou prevenidas por técnicas específicas. No entanto, alguns métodos são inviáveis devido a vários fatores, principalmente o econômico. Por isso, é necessária a realização de análises do sistema de escoamento, avaliando as melhores prevenções e soluções em cada situação.

**Palavras-chave:** Pré-Sal; Incrustações Inorgânicas; Garantia de Escoamento.

## Inorganic Scales in Pre-Salt Fields

**Abstract** - In offshore areas, especially in deep waters, it is necessary to understand the problem of deposition of inorganic salts, since it causes damage due to decreased productivity and lost time in cleaning the equipments. Currently, the study in this area is intensified due to the discovery of large pre-carbonate reservoirs salt, since it is necessary to guarantee the production of oil flow to this new area of interest. The scale may be prevented or mitigated by pre techniques. However, some methods are not feasible due to several factors, mainly economic. Therefore it is necessary to perform analyzes of drainage system, evaluating the best preventions and solutions for each situation.

**Keywords:** Pre-Salt; Inorganic Scale; Flow Assurance.

## I. INTRODUÇÃO

Devido à descoberta de grandes reservatórios carbonáticos no pré-sal, com reservas estimadas na ordem de dezenas de bilhões de barris de petróleo, o tema incrustações ganha importância no que tange a garantia de escoamento para a produção de óleo desta nova fronteira petrolífera (ARAI e DUARTE, 2010).

A incrustação mineral ou inorgânica é causada pelo acúmulo numa superfície de sais inorgânicos de baixa solubilidade em água. Sua deposição na tubulação pode comprometer (ou interromper) o escoamento de óleo (DAHER, 2013).

Durante a produção de petróleo em alto mar, a incrustação inorgânica formada pode implicar em significativos custos de remediação, principalmente em campos de águas profundas e no novo cenário do pré-sal, visto os longos percursos e a difícil acessibilidade.

O estudo de garantia de escoamento deve, portanto, ser alçado a um lugar de destaque no projeto de qualquer desenvolvimento de campo de petróleo, pois se a produção não escoar todo o investimento para colocação do campo em operação será perdido.

Os métodos de prevenção e remediação de incrustações em tubulações do pré-sal constituem grande e importante função na exploração de campos desta área, implicando em um dos principais desafios para o sucesso de projetos de produção.

Pré-sal é a denominação dada pelos Geólogos à camada de petróleo existente abaixo de um enorme e espesso lençol de sal. As reservas petrolíferas descobertas na camada pré-sal, localizada em uma área de aproximadamente 200 quilômetros de largura e 800 quilômetros de extensão, que vai do Espírito Santo a Santa Catarina, estão a 7 mil metros abaixo do nível do mar (figura 1). A exploração desse petróleo poderá triplicar a produção nacional. No entanto, existem muitas dúvidas sobre como e quais as consequências desse processo (CERQUEIRA, 2013).

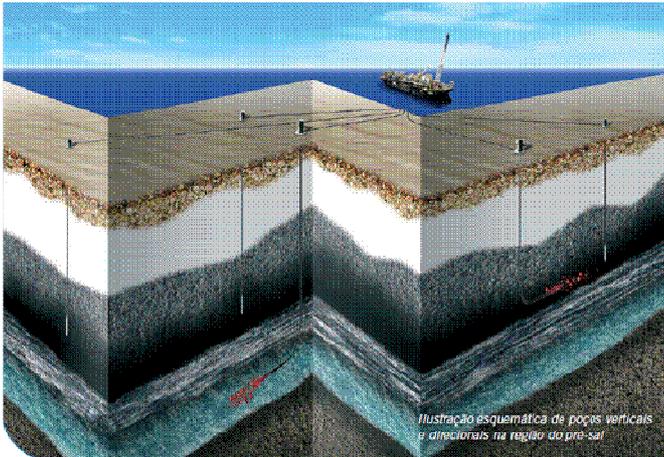


Figura 1 - Poços verticais e direcionais na região do Pré-Sal  
Fonte: Petrobras (2011)

No tópico II, a seguir, são discutidas as características das incrustações inorgânicas e seus aspectos na produção de petróleo. O tópico III aborda os métodos de sua prevenção e tratamento. E o tópico IV discute um plano de gerenciamento de incrustação.

## II. INCRUSTAÇÕES INORGÂNICAS NO PRÉ-SAL

Designam-se por incrustações os depósitos que se formam no interior das tubulações por fixação de substâncias em suspensão e da precipitação de sólidos dissolvidos que se transformam em sólidos insolúveis devido ao aumento da temperatura (figura 2).



Figura 2 - Incrustação em tubulação de descarte de água  
Fonte: Gomes e Costa (2009)

Nota-se na figura 2 a redução do diâmetro útil do tubo pela presença da incrustação.

Quando o fluido escoar para o poço produtor, oscilações de pressão, variações de temperatura e turbulência ocorrem. Com estas alterações, um deslocamento do equilíbrio ocorre e processos como o aparecimento de incrustação inorgânica acontecem.

Produtos de solubilidade de interação ânion/cátion são extremamente importantes no processo de formação da incrustação. O carbonato de cálcio, sulfato de cálcio, sulfato de bário, carbonato de bário, por exemplo, possuem baixa solubilidade em sistemas aquosos. Embora o bário não seja tão abundante como o cálcio e o ferro, o mesmo na forma de sulfato ou carbonato é pouco solúvel e frequentemente culmina na ocorrência de deposição. As incrustações formadas nos dutos submarinos tendem a serem oriundas da combinação de sais solúveis de cátions e ânions que produzem sais de produtos de solubilidade muito baixos e são geologicamente abundantes (GOMES e COSTA 2009).

### II.1 Índice de saturação

Índice de Saturação de uma solução (IS) é a medida da relação entre a quantidade de sal dissolvida na água e a concentração máxima de equilíbrio (Petrobras, 2013).

O IS depende da temperatura, da pressão, do pH e da composição da água (presença de outros sais dissolvidos) (equação 1).

$$IS = \frac{aA \cdot aC}{K_{spCA}} = \frac{[A] \cdot \gamma_A \cdot [C] \cdot \gamma_C}{K_{spCA}} \quad (1)$$

onde:

aA - atividade do ânion A (adimensional)

aC: atividade do cátion C (adimensional)

K<sub>spCA</sub>: produto de solubilidade do composto CA na força iônica e temperatura da solução

[A]: concentração molar de A (adimensional)

γ<sub>A</sub>: coeficiente de atividade a A (adimensional)

[C]: concentração molar de C (adimensional)

γ<sub>C</sub>: coeficiente de atividade a C (adimensional)

Os possíveis estados de uma solução salina são:

Se  $aA \cdot aC > K_{spCA} \rightarrow IS > 1$ , então a solução é supersaturada e há risco de precipitação

Se  $aA \cdot aC = K_{spCA} \rightarrow IS = 1$ , então a solução está saturada em equilíbrio e não há precipitação

Se  $aA \cdot aC < K_{spCA} \rightarrow IS < 1$ , então a solução está subsaturada e não há precipitação

Segundo NEVES (2011) apud DAHER (2003), o Índice de Saturação reflete o grau de supersaturação, sendo uma relação entre o produto das concentrações, ou atividades, dos íons formadores do precipitado em questão e a constante de solubilidade nas condições da reação.

Uma das formas de cálculo da supersaturação é (equação 2):

$$IS = \frac{IAP}{K_{sp}}$$

(2)

onde IAP é o produto das atividades iônicas.

O Índice de Saturação necessário para que haja precipitação, denominado Índice de Saturação Crítico, vai ser função de todos os fatores capazes de afetar a cinética molecular, tornando muito imprecisa a sua estimativa para casos práticos, apesar de numerosos esforços.

## II.2 Causas da incrustação

No processo de produção de petróleo são comuns as variações de pressão e temperatura ao longo do seu trajeto (ARAI e DUARTE, 2010), variáveis essas que afetam a deposição de incrustações. As principais causas de incrustação são:

- Variações termodinâmicas como pressão, temperatura, concentração, pH, etc. que ocorrem ao longo do processo de produção do petróleo. A variação de temperatura assim como o decréscimo da pressão contribui para o processo que promove a formação das incrustações;
- Reação química decorrente da mistura de águas quimicamente incompatíveis entre si, sob condições físicas favoráveis. A água de formação encontra-se inicialmente em equilíbrio químico com a rocha e com os hidrocarbonetos presentes, possui relativa dureza, isto é, uma concentração de íons  $\text{Ca}^{2+}$  e  $\text{Mg}^{2+}$ , além de outros como  $\text{HCO}_3^-$ , e a água de injeção, normalmente utiliza-se água do mar, possui ânions como o  $\text{SO}_4^{2-}$  além de outra concentração de íons. Quando há a mistura entre as duas águas pode haver incompatibilidade e assim precipitação de compostos insolúveis como o sulfato de bário, estrôncio ou cálcio. Dentre estes compostos o mais complexo é o  $\text{BaSO}_4$ , por ter menor solubilidade e maior dificuldade de remoção;
- Uma fração de gás dissolvido ( $\text{CO}_2$ , por exemplo) se separa da água/óleo na pressão de bolha, durante o fluxo ascendente dos fluidos desde o reservatório. Como consequência disso o sistema se desloca para um novo ponto de equilíbrio (mudança de pH) mediante a precipitação de sais supersaturados na fase aquosa;
- Evaporação da água;
- Reações químicas microbiológicas no qual bactérias sulfato-redutoras liberam gás sulfídrico como resultado de sua metabolização. Este gás ataca os equipamentos e produz a deposição de sulfeto de ferro;

## II.3 Mecanismos de formação de incrustação

A cristalização e a formação de uma incrustação requerem a ocorrência de três fatores simultâneos: supersaturação, nucleação e tempo de contato (RIBEIRO, 2013).

A supersaturação é a causa primária da formação de incrustação sendo as alterações de pressão, temperatura, pH etc. consideradas causas secundárias, pois estes fatores influenciam na solubilidade de um dado composto.

Por definição a nucleação é o início de um processo de precipitação. Podem existir dois tipos de nucleação, com mecanismos distintos: nucleação homogênea e heterogênea.

A nucleação heterogênea ocorre quando há substâncias estranhas como, por exemplo, partículas em suspensão, microrganismos e outros que reduzem a energia necessária para a formação de uma superfície inicial para crescimento da incrustação (RIBEIRO, 2013).

Para que ocorra o processo de crescimento do cristal e uma incrustação possa se formar, é necessário que haja um tempo de contato entre as soluções e os núcleos formados.

## II.4 Tipos de incrustações mais comuns

O Quadro 1 apresenta incrustações inorgânicas mais frequentemente encontradas em campos de petróleo.

Nome	Fórmula	Nome	Fórmula
Aemita	$\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2$	Hidróxi-Apatita	$\text{Ca}_5(\text{PO}_4)_3(\text{OH})_2$
Analcita	$\text{Na}_2 \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Fosfato de Magnésio	$\text{Mg}_3(\text{PO}_4)_2 \cdot \text{Mg}(\text{OH})_2$
Anidrita	$\text{CaSO}_4$	Magnésita	$\text{Fe}_2\text{O}_3$
Aragonita	$\text{CaCO}_3$	Quartzo	$\text{SiO}_2$
Barita	$\text{BaSO}_4$	Serpentina	$3\text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$
Brucita	$\text{Mg}(\text{OH})_2$	Ferro	$\text{Fe}$
Burqueita	$\text{Na}_2\text{CO}_3 \cdot 2\text{Na}_2\text{SO}_4$	Siderita	$\text{FeCO}_3$
Calcita	$\text{CaCO}_3$	Silica	$\text{SiO}_2$
Carbonato de Ferro	$\text{FeCO}_3$	Sulfeto de Ferro	$\text{FeS}$
Celestita	$\text{SrSO}_4$	Magnésita	$\text{MgCO}_3$
Hidróxido de Cálcio	$\text{Ca}(\text{OH})_2$	Carbonato de Sódio	$\text{Na}_2\text{CO}_3$
Cobre	$\text{Cu}$	Silicato de Sódio	$\text{Na}_2\text{SiO}_3$
Cuprita	$\text{Cu}_2\text{O}$	Fosfato de Ferro de Sódio	$\text{NaFePO}_4$
Óxido de Ferro	$\text{FeO}$	Tenarita	$\text{CuO}$
Goetita	$\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$	Tenarita	$\text{Na}_2\text{SO}_4$
Gipsita	$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Xenotilita	$5\text{CaO} \cdot 3\text{SiO}_2 \cdot 11\text{H}_2\text{O}$
Halita	$\text{NaCl}$		
Hematita	$\text{Fe}_2\text{O}_3$		

Quadro 1 - Principais incrustações inorgânicas da indústria do petróleo

Fonte: Lima (2010)

## II.5 Características da água produzida

Em unidades marítimas, onde se injeta água do mar para manutenção da pressão do reservatório (figura 3), a principal causa de incrustação costuma ser a incompatibilidade química entre a água do mar e a água de formação.

Tanto a água de formação quanto a água de injeção contém  $\text{CO}_2$  e, no processo de extração do petróleo e água, ocorre diminuição da pressão que ocasiona reações químicas alterando o pH do meio e facilitando a precipitação do carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ) nas tubulações.

É fundamental o acompanhamento do teor de água do mar na água produzida. Como, por exemplo, sabendo a composição da água de formação, da água do mar injetada e da água de produção conseguimos saber quanto de água do mar está sendo produzida.

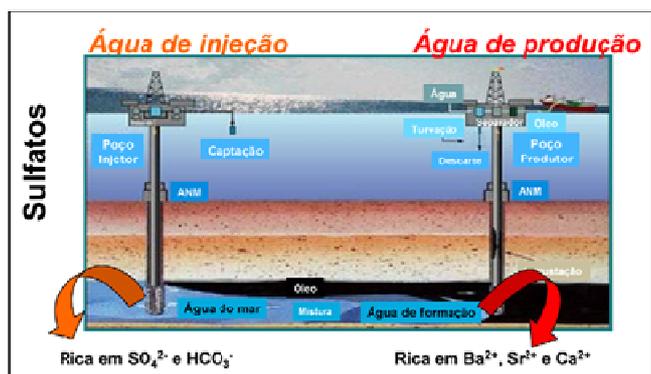


Figura 3 - Etapas do processo de capturação / injeção de água e a consequente formação de incrustação  
Fonte: Silva (2011)

A injeção de água do mar em reservatórios de petróleo com a finalidade de manutenção da pressão deste é uma operação corriqueira. Além disso, atualmente, vários campos distribuídos por todo o mundo entraram em seu estágio de maturidade passando, assim, a produzir grandes volumes de água. Entretanto, com a atual corrente que busca reduzir problemas ambientais provocados por produtos químicos e descarte de água oleosa, o gerenciamento da água produzida tornou-se um desafio introduzindo, desta forma, outras metas no que tange o gerenciamento de incrustação envolvendo a reinjeção de água produzida (SILVA, 2011).

### III. MÉTODOS DE PREVENÇÃO E TRATAMENTO DE INCRUSTAÇÃO

Muitos estudos e trabalhos já foram realizados visando fornecer subsídios para a seleção do melhor método de tratamento de incrustações (RIBEIRO, 2013; SILVA, 2011). Nestes trabalhos são expostas as vantagens de cada método para cenários específicos. A escolha de qual método que será utilizado deve passar por uma análise econômica, relação custo - benefício, que deve ser feita na fase de planejamento do desenvolvimento. Por tal temática não ser o objetivo principal do presente trabalho, apenas serão expostos os tipos de tratamentos contra incrustação, bem como sua classificação.

#### III.1 Inibidores de incrustação

Com o intuito de evitar ou reduzir a incrustação inorgânica, as indústrias vêm desenvolvendo substâncias orgânicas e inorgânicas que possam atuar nesse processo. Essas substâncias são conhecidas como inibidores de incrustação (*mineral scale inhibitors*) e atuam em concentrações na ordem de dezenas de mg/L.

Em termos de produtos químicos, o tratamento de um sistema com inibidores de incrustação pode ser considerado dispendioso, mas levando-se em conta os custos e as perdas de produção oriundas da incrustação, pode-se concluir que é significativamente mais econômico o uso destes produtos. Além disso, esses inibidores são mais versáteis, pois oferecem mais possibilidades para um tratamento eficiente da água com diferentes especificações. Então, é relevante o desenvolvimento de pesquisa nesta área visando à obtenção de novos inibidores de incrustação economicamente mais atraentes (RESSEL, 2013).

Do ponto de vista termodinâmico, a inibição da incrustação pode ser conseguida pela adição de substâncias que sequestram os cátions ou que inibem o crescimento de cristais. Neste sentido, várias substâncias químicas foram sintetizadas e testadas como inibidores à deposição de sais. Nesta linha de pesquisa o maior desafio provavelmente é avaliar a atividade anti-precipitante próxima às condições de uso em campo.

Na Figura 4 pode-se observar um esquema que descreve o mecanismo de formação da incrustação inorgânica. A atuação do inibidor pode ocorrer na inibição da formação de núcleos ou no impedimento do crescimento dos cristais. Para um anti-incrustante atuar em campo no processo de inibição, eles precisam apresentar certas características como:

- eficiência e estabilidade térmica;
- faixa razoável de efetividade em função do pH; e
- compatibilidade com o íon cálcio.

A estabilidade térmica é um fator importante, pois dependendo do local de aplicação, as condições de atuação dos inibidores diferem consideravelmente. Por exemplo, para ser aplicado no reservatório (tratamento de *squeeze*), o inibidor deve resistir à elevada temperatura do reservatório sem sofrer alteração em sua estrutura.

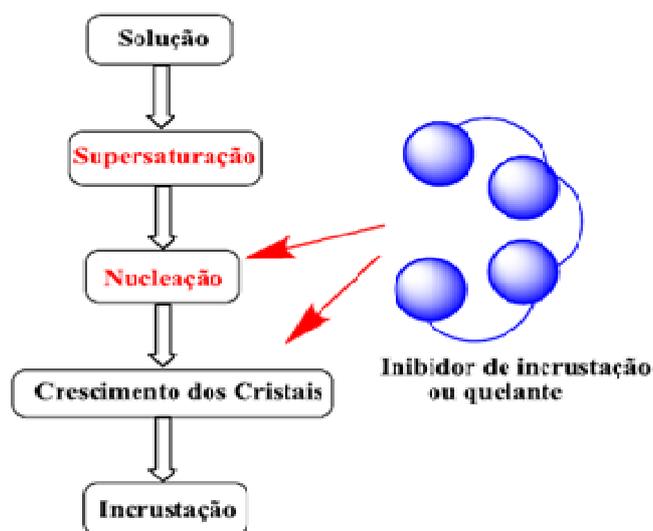


Figura 4 - Etapas da formação da incrustação  
Fonte: REIS (2011)

### III.2 Tratamentos para prevenir e remediar incrustações

De acordo com Rebeschini (2010), os inibidores de incrustação adicionados na água de injeção tendem a ser adsorvidos na rocha, em torno do poço injetor, por este motivo não alcançariam o poço produtor, conseqüentemente não oferecendo proteção ao processo de produção.

A seguir são apresentadas as técnicas mais utilizadas pela indústria petrolífera no que tange ao controle de incrustações inorgânicas:

- Compressão do inibidor de incrustação por jateamento (*bullheading*) ou com auxílio de tubulação em espiral (*coiled tubing*);
- Injeção contínua, por intermédio de sistema de *gas lift*, dos inibidores de incrustação formulados em meio aquoso ou oleoso, que permanecerão na fase líquida quando aplicados com *gas lift*;
- Inibição com ácidos ou quelantes: soluções com estimulação ácida que quando se dissolve permeia a matriz, ocorrendo a adsorção do inibidor posteriormente;
- Intervenção mecânica com jateamento ou trituração;
- Remoção de sulfatos: sistemas de membranas do tipo nanofiltração ou controle do índice de qualidade da água do mar, resultando em níveis reduzidos de sulfato entre 40 e 120 mg/L. Na ausência de uma unidade de dessulfatação, inibidores de incrustação podem ser requeridos.

O custo de remoção de incrustações de um poço pode ser de mais de 2 milhões de dólares e a perda de receita com a queda de produção é ainda maior. Assim como a prevenção é melhor que a cura em práticas médicas, manter a produção nos poços saudáveis é a mais eficiente forma de produzir hidrocarbonetos (ARAI e DUARTE, 2010).

Na maior parte dos casos, a prevenção por meio de inibidores químicos é o método preferido de manutenção de produtividade. Técnicas de inibição podem variar desde métodos básicos de diluição, até os mais avançados e de melhor custo-benefício tais como inibidores de baixa dosagem (*threshold*).

### III.3 Métodos preventivos

A prevenção é melhor que a remediação em relação ao custo.

Na maior parte dos casos, a prevenção por meio de inibidores químicos é o método preferido de manutenção de produtividade. Técnicas de inibição podem variar desde métodos básicos de diluição, até os mais avançados e de melhor custo-benefício tais como inibidores de baixa dosagem (*threshold*) (DAHER, 2013).

Diluição é comumente empregado para controle de precipitação de halita em poços de alta salinidade. A diluição reduz a saturação no poço por estar sempre enviando água a todo o sistema de produção, inclusive para dentro da

formação, e este é o método mais simples utilizado para prevenção de incrustação na coluna de produção.

Além da diluição, existem milhares de inibidores para diversas aplicações. A maioria destes bloqueia o crescimento da incrustação por meio de envenenamento do núcleo. Alguns inibidores têm ação de quelante ou mantém os reagentes numa forma solúvel.

#### III.3.1 Injeção contínua

O inibidor de incrustação pode ser transportado através da água injetada de forma contínua no reservatório de petróleo. Entretanto, este método não previne a deposição de incrustação nos canhoneados ou na própria formação.

Por serem mais complexos tais sistemas requerem atenção (manutenção) para operar apropriadamente.

Todas as técnicas têm a desvantagem de precisar de equipamentos extras (custo de capital e de operação) se comparados com o tratamento por bateladas.

Segundo Rebeschini (2010), o sistema de injeção química baseia-se no bombeamento contínuo do aditivo químico até o ponto onde se deseja remediar o problema. Estes sistemas geralmente são acompanhados de sensores e monitoramento digital.

#### III.3.2 Squeeze de inibidor

Tratamento de squeeze de inibidor é outra maneira comum de aplicar o inibidor no poço produtor. A maior vantagem desta técnica consiste no fato que o inibidor é colocado dentro do reservatório, provendo proteção a começar de dentro da formação.

Geralmente o poço é tratado primeiro para remover a incrustação existente (acidificação). Segundo Daher (2013), após o tratamento ocorre o pré-flush químico onde desemulsificante é injetado. Este é seguido pela solução de inibidor e depois por um *overflush* (geralmente água de formação) para empurrar o inibidor a alguns metros dentro da formação. O poço é fechado por algumas horas para permitir que o inibidor seja retido pela formação por adsorção nas superfícies das rochas ou por precipitação na formação. Finalmente, a produção é reiniciada (ARAI e DUARTE, 2010).

A água de produção penetra a zona tratada próxima da parede do poço e se mistura com o inibidor. Enquanto há produto químico suficiente para unir-se a água de produção, não há incrustação na formação, canhoneados, equipamentos de sub-superfície, ou colunas de produção. O poço inteiro está protegido.

#### III.3.3 Filtração da água injetada

Na indústria de petróleo e gás, a tecnologia de ultrafiltração pode ser utilizada nas refinarias para geração de água potável,

pré-tratamento da osmose reversa e reuso de água. Para facilitar a extração do petróleo, as companhias injetam água nos poços para forçar a saída do líquido (petróleo) e esta água é extraída do próprio mar, tratada e retornada ao poço.

A figura 5 mostra o processo da nanofiltração, é um processo aplicado para este fim. Este tipo de membrana é seletiva e consegue com suas propriedades retirar somente algumas impurezas da água e manter outras propriedades que deverão permanecer na água ou que não prejudiquem o processo (LEGNER, 2013).

O sistema de filtração das membranas é composto de dois estágios para um maior aproveitamento da quantidade de água. Consideramos que da vazão total de água do mar na entrada nas membranas, 75% sai especificado no teor de sulfato desejado e será usado para a injeção nos poços, enquanto que 25% serão descartados para o mar. Tendo especificado a água com relação ao teor de sulfato e teor de sólidos, a água do mar é direcionada para a injeção.

### III.4.1 Remoção química

Durante o planejamento da operação de remoção da incrustação deve ser avaliado qual o tipo de incrustação se deseja remover para seleção correta do tipo do agente químico que deverá ser aplicado (DAHER, 2013).

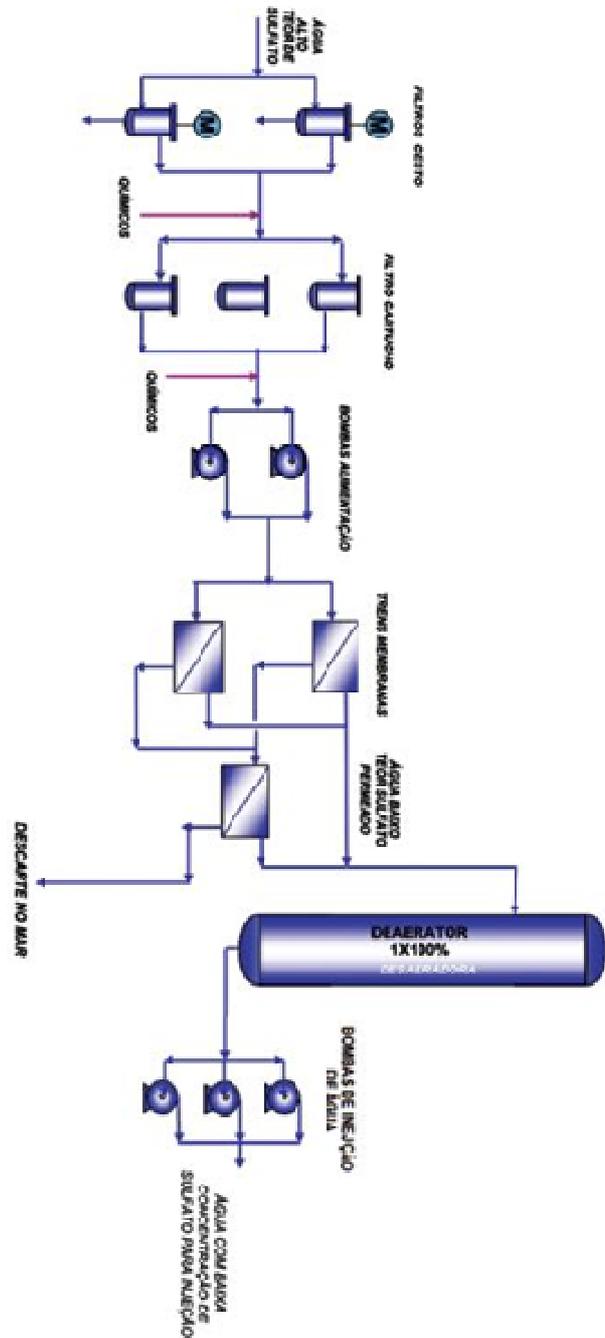


Figura 5 - Visão geral do processo  
Fonte: Legner (2013)

### III.4 Métodos corretivos

A remoção química é geralmente o primeiro método e o de menor custo a ser utilizado, especialmente quando a incrustação não é facilmente acessível ou quando os métodos mecânicos não são efetivos ou caros demais para o uso.

A maior parte dos tratamentos químicos é controlada segundo a sua acessibilidade à superfície de incrustação.

Consequentemente, a razão de área de superfície por volume, ou de forma equivalente, razão área de superfície pela massa é um parâmetro importante no processo de desincrustação (*descale*). Na coluna de produção muitas vezes ocorre que a deposição se dá em grandes volumes, porém com uma área de superfície pequena, dificultando o tratamento químico.

Embora o tratamento com solução de HCl seja a primeira opção para a incrustação por carbonato de cálcio, a rápida reação do ácido pode mascarar um problema: o gasto de solução de ácido nos sub-produtos da incrustação são excelentes iniciadores do processo de reformação dos depósitos incrustantes. Para resolver esse problema, o dispersante além de dissolver o carbonato de cálcio deve ter ação quelante. Já existem alguns dispersantes de base EDTA (etileno diamino tetra acético) que promovem o efeito quelante para prender íons indesejados na solução, efeito este muito utilizado para a inibição de sulfato de bário, por exemplo.

#### III.4.2 Remoção mecânica

A remoção mecânica pode ser feita através de uma variada gama de ferramentas e técnicas aplicáveis na coluna de produção e nos canhoneados, levando em consideração, na preservação da integridade do duto, eficácia de remoção, capacidade de avançar no duto. Como as técnicas químicas, a maior parte das técnicas mecânicas tem um intervalo limitado de aplicabilidade, então o método correto depende do poço e do depósito incrustado (DAHER, 2013; GUIMARAES, 2007).

Quando a camada é espessa (figura 6), o recomendado são as técnicas de perfuração de rochas ou trituradores de aço. Brocas de impacto e tecnologia de trituração foram desenvolvidas para serem usadas em flexitubos dentro da configuração da coluna.



Figura 6 - Duto com incrustação de BaSO<sub>4</sub>  
Fonte: Petrobras (2013)

É possível combinar a remoção química com a remoção mecânica com broca no interior das telas de contenção de areia (*gravel pack*) e na coluna de produção.

Neste caso, a primeira etapa é a remoção mecânica seguida da remoção química. Pode-se ver nas figuras 7 e 8 “o antes e o depois”.



Figura 7 - Duto com incrustação BaSO<sub>4</sub>  
Fonte: Petrobras (2013)



Figura 8 - Duto depois da remoção  
Fonte: Petrobras (2013)

#### IV. PLANO DE GERENCIAMENTO DE INCRUSTAÇÃO INORGÂNICA

Existem três fatores determinantes para formação de incrustação: variação de pressão, alta temperatura e presença de água com alta salinidade (Petrobras, 2011).

A Petrobras desenvolveu o Plano de Gerenciamento de Incrustação para prevenir a formação destas incrustações desde o início do desenvolvimento dos campos petrolíferos. As tecnologias aplicadas, complementares, utilizam produtos químicos inibidores de incrustação desenvolvidos especialmente para o ambiente altamente salino. A primeira injeta ininterruptamente o inibidor via umbilical até o final do

trecho vertical do poço, resultando na dosagem em concentrações baixas, para proteção do trecho desde o poço produtor até a unidade de produção. Em caso de necessidade de inibição complementar, a segunda tecnologia, tratamento de squeeze de inibidor, aplica o inibidor diretamente no reservatório, com a injeção de uma formulação especial no poço produtor. O inibidor é fixado na rocha e posteriormente liberado lentamente pela produção de água, evitando a formação da incrustação desde o reservatório até a unidade de produção. A aplicação de dosagem contínua de inibidor de incrustação já foi iniciada em alguns poços.

Programas de gerenciamento e controle de incrustação inorgânica podem incluir:

i) Uso de inibidores, que podem controlar a formação da incrustação por inibição da nucleação e/ou alterações no processo de crescimento do cristal:

A inibição durante a nucleação envolve uma adsorção endotérmica do inibidor provocando a dissolução dos núcleos embrionários de precipitado. Um mecanismo proposto para esta inibição seria a de que a adsorção do inibidor aumentaria a energia livre do núcleo e, conseqüentemente, resultaria num aumento da barreira energética para o crescimento do cristal. Entretanto, há teoria de que a força primária que refere-se à adsorção é simplesmente a repulsão hidrófoba da molécula do inibidor pela solução (ROSA, 2007).

É importante ressaltar que a utilização de inibidores de incrustação é uma atividade de caráter essencialmente preventivo. Sendo assim, faz-se necessário um estudo de avaliação do potencial de precipitação ao longo do processo produtivo do campo, desde o reservatório até as instalações de superfície. De acordo com o local em que se deseja prevenir a incrustação, diferentes estratégias de aplicação do inibidor serão adotadas.

ii) Dissolução da incrustação:

A solubilidade de uma substância é a concentração máxima da mesma que pode se dissolver no solvente, a uma dada temperatura e pressão. Além deste limite, ocorrerá a precipitação desta substância no sistema, formando uma segunda fase que possui características físicas e químicas definidas. A solubilidade da barita em água deionizada a 25°C é de 2,3 mg/L (ROSA, 2007).

Muitas técnicas podem ser utilizadas na remediação da incrustação. Uma delas é a injeção contínua de aditivo químico, através de bombeamento até a retirada das incrustações. A vantagem da utilização desse sistema se dá pela alta gama de aditivos que podem ser utilizados, o tratamento contínuo e o baixo custo operacional, mas em contrapartida, utilizando esse método podem ocorrer problemas de corrosão da tubulação, somente ocorrer a proteção da coluna de produção, potencial de bloquear a injeção, além do alto custo fixo.

iii) Processos de dessulfatação (utilização de membranas de nano filtração para remover os íons sulfato da água do mar):

O mecanismo de transferência de massa na nanofiltração é a difusão. Embora geralmente muito similar em termos químicos da membrana, a nanofiltração permite a difusão de certas soluções iônicas, tais como: sódio e cloretos, predominantemente íons monovalentes, bem como água. Espécies iônicas maiores, incluindo íons bivalentes e multivalentes, e moléculas mais complexas são amplamente retidas.

Uma vez que os íons monovalentes são difundidos através da membrana de nanofiltração com água, a diferença da pressão osmótica entre as soluções de cada lado da membrana não é tão grande e isto resulta em uma pressão de operação menor na nanofiltração comparada com a Osmose Reversa (LEGNER, 2013).

iv) Meios mecânicos para triturar a incrustação como operações limpa-tubos (*pigging devices*):

Método que consiste na circulação forçada de pigs (dispositivos cilíndricos, de espuma ou material similar, usados para remover da tubulação os resíduos de água, ferrugem e outras impurezas) pela malha de tubulação através de pressão de sucção, com o objetivo de remover resíduos, depósitos e materiais estranhos da linha (NEVES, 2011).

## V. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As ocorrências de incrustação inorgânica tendem a se intensificar no Brasil, visto que as rochas reservatório da camada do pré-sal são formadas por carbonatos, e essa área é de grande interesse exploratório e econômico.

Analisando as informações contidas no trabalho é possível concluir que:

- a precipitação de sais ocorre, principalmente, devido à queda de pressão. Por isso a incrustação pode ocorrer em diversos lugares do sistema de produção;
- a cristalização e formação de uma incrustação requerem a ocorrência de três fatores simultâneos: supersaturação, nucleação e tempo de contato;
- para controle e monitoramento das incrustações são necessárias técnicas específicas que ajudam na garantia de escoamento. Como exemplos tem-se medição de temperatura e pressão em pontos distintos do sistema;
- os métodos preventivos de incrustação possuem custos bem menores que os métodos de remoção, por isso a melhor opção é a prevenção, que além de ser economicamente mais viável, evita a ocorrência de parada na produção;
- com relação aos inibidores de incrustações, vale ressaltar que sua utilização evita gastos excessivos, uma vez que a remoção de uma incrustação gera custos tipicamente da ordem de milhões de dólares;

- existem 03 principais incrustações: Carbonato de cálcio, sulfato de bário e sulfato de estrôncio. Ao contrário de sulfato de bário, o potencial de incrustação do sulfato de estrôncio é ligeiramente menor com a redução da temperatura.

#### V.1 Sugestões de trabalhos futuros

No desenvolvimento deste trabalho constatou-se a possibilidade de sua continuidade através de novos estudos, os quais são mencionados a seguir.

##### i) Análise econômica dos problemas no pré-sal:

Os problemas encontrados referente às incrustações nos dutos submarinos, já sabemos que o método com menor custo seria o de prevenção. Porém, qual seria o método de menor custo e o mais eficaz? E se não pudesse mais prevenir, qual seria o método de remediação?

##### ii) dutos especiais na era do pré-sal

Este ambiente de produção desafiador demandará, por exemplo, revestimentos de alto isolamento térmico, capazes de manter ou minimizar a redução de temperatura do óleo produzido, sem, no entanto, aumentar significativamente o peso dos risers e seus custos. Outro obstáculo será a presença de fluidos agressivos, a presença de dióxido de enxofre, CO<sub>2</sub>, água de alta salinidade, cuja combinação com o óleo e o gás provoca o desgaste e corrosão acentuada nos risers e dutos atualmente disponíveis.

##### iii) Corrosão nos dutos submarinos do pré-sal:

Por ser um gás extremamente tóxico, o principal objetivo das pesquisas está na total redução ou remoção do H<sub>2</sub>S produzido naturalmente em campos de petróleo e gás e reservatórios, buscando meios de aumentar a segurança ocupacional, mitigar os impactos no meio ambiente e preservar as instalações prevenindo a maioria dos tipos de corrosão que possam atacar a sua integridade.

#### REFERÊNCIAS

- ARAI, Ary; DUARTE, Leandro Rocha. **Estudo da formação de incrustações carbonáticas**. 2010. 48 f. Monografia (Projeto final) - Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- CERQUEIRA, W. de. **Pré-Sal: Os desafios tecnológicos**. Disponível em: <<http://www.brasilecola.com/brasil/presal desafios.htm>>. Acesso em: 1 ago. 2013.
- DAHER, Sergio. **Tempos de indução para deposição de carbonato de cálcio: A influência dos inibidores de incrustação**. Disponível em: <<http://sec.sbgq.org.br/cdrom/32ra/resumos/T192-2.pdf>>. Acesso em: 24 ago. 2013.
- DAHER, Sergio. **Entrevista: Incrustações Inorgânicas**. Petrobras, 16 out. 2013.
- GOMES, R. M., COSTA R. F. D. **Garantia de Escoamento: Incrustações Inorgânicas**. Apostila, Salvador: Universidade Petrobras, 2009.
- GUIMARAES, Z. et al. **Case histories of barium scale removal in offshore wells, Brazil, using a new engineering combination of coiled-tubing tools**. Paper SPE 017063. Petrobras, Macaé, 2007.
- Incrustações, sulfato de estrôncio, bário, carbonato de cálcio**. Disponível em: <<http://www.wikipedia.com.br>>. Acesso em: 19 Out. 2013.
- LEGNER, Carla. **Nanofiltração**. Disponível em: <<http://www.meiofiltrante.com.br>>. Acesso em: Junho. 2013.
- LIMA, Daniel de Andrade. **Quantificação de Fases Cristalinas de Incrustações em Colunas de Produção de Petróleo pelo Método Reitveld**. UFRN, Natal, 2010.
- NEVES, Bianca. **Incrustação, suas características, consequências, métodos de prevenção e correção**. 2011. 61 f. Monografia (Projeto final) - Engenharia de Produção, Faculdade Salesiana Maria Auxiliadora.
- PETROBRAS. **Relatório Tecnologia 2011**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: dez. 2013.
- Processos com membranas Nanofiltração**. Disponível em: <[http://www.geafiltration.com/portuguese/tecnologia/Tipos\\_de\\_Membranas.htm](http://www.geafiltration.com/portuguese/tecnologia/Tipos_de_Membranas.htm)>. Acesso em: 2013.
- REBESCHINI, J. **Avaliação de Aditivos Químicos para Dissolver Incrustação Inorgânica de Sulfato de Bário em Poços de Petróleo**. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.
- REIS, M.I.P. **Deposição Mineral em Superfícies: Problemas e Oportunidades na Indústria do Petróleo**. 2011. Publicado em 5 de abril de 2011.
- RESSEL, FABIO. **Carbonato**. Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, 2013.

RIBEIRO, Leonardo. **Estudo da formação de incrustações – Sulfato de Bário**. Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo, ES. 2013.

ROSA, Kátia Regina. **Estudo de produtos não agressivos ao meio ambiente para atuar como inibidores de incrustação**. Universidade Federal Fluminense. 2007.

SILVA, Maylton Freitas da. **Mecanismo de formação, prevenção e remoção de incrustação em campos de petróleo**. Universidade Estadual do Norte Fluminense – UENF, 2011.