



# **Avaliação de tendência à incrustação e indicação de inibidor para aplicação topside e subsea**

**Thamires Laranjeiras de Souza**

**Monografia em Engenharia Química.**

**Orientador**

**Prof. Alexandre de Castro Leiras Gomes,  
DPO/EQ/UFRJ , D.Sc.**

**Julho de 2017**

# **AVALIAÇÃO DE TENDÊNCIA À E INDICAÇÃO DE INIBIDOR PARA APLICAÇÃO TOPSIDE E SUBSEA**

***Thamires Laranjeiras de Souza***

Monografia em Engenharia Química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Química.

Aprovado por:

---

Érika Christina Ashton N. Chrisman, D.Sc.

---

Fabiana Valéria da Fonseca, D.Sc.

---

Rafael Brandão Demuner, M.Sc

Orientado por:

---

Alexandre de Castro Leiras Gomes, D.Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Julho de 2017

De Souza, Thamires Laranjeiras.

Avaliação de tendência à incrustação e indicação de inibidor para aplicação topside e subsea. Thamires Laranjeiras de Souza. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2017.

xi, 52 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2017.

Orientador: Alexandre de Castro Leiras Gomes.

1. Inibidor de Incrustação. 2. Modelagem. 3. Teste de Compatibilidade. 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Alexandre de Castro Leiras Gomes I. Título.

“Mas é preciso ter força, é preciso ter garra, é preciso ter gana sempre.”

Milton Nascimento e Fernando Brant

## **AGRADECIMENTOS**

A minha família, muito obrigada pela paciência e pelo suporte ao longe desses anos de vida acadêmica. Mãe, obrigada por trazer a espiritualidade em minha vida, as orações antes das avaliações mais importantes foram o empurrão a mais para que tudo sempre desse certo. Isa, a melhor irmã do mundo, obrigada pela proteção e por lutar por mim com unhas e dentes sempre... suas conquistas são minhas e as minhas são suas.

Aos meus amigos que conquistei ao longo desses anos, agradeço por nossa vida adulta não mudar o que somos uns para os outros. Vocês sempre acreditaram em mim, nunca vou esquecer isso. Amo vocês.

Leiras, um dos professores que mais se coloca em nosso lugar, obrigada por ser duro quando deveria ser e ao mesmo tempo entender minha vontade de não te decepcionar. As lembranças da minha vida acadêmica sempre me remeterão a você.

Aos professores que se dispuseram a realizar minha última avaliação na UFRJ, obrigada pelo tempo cedido e pelos ensinamentos. Vocês também farão parte de minhas recordações.

Roberta, a mulher mais atarefada na empresa, não sei o que seria de mim sem os seus conhecimentos. Obrigada pela prestatividade, pelo sorriso no rosto ao me ensinar e por confiar em mim. Você e sua equipe são maravilhosos.

Deus, muito obrigada, por hoje e sempre.

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Química

## **AVALIAÇÃO DE TENDÊNCIA À INCRUSTAÇÃO E INDICAÇÃO DE INIBIDOR PARA APLICAÇÃO TOPSIDE E SUBSEA**

Thamires Laranjeiras de Souza

Julho, 2017

Orientador: Alexandre de Castro Leiras Gomes, D.Sc.

### **RESUMO**

O potencial de problemáticas devido à incrustação existe sempre que um fluido é produzido a partir de um reservatório que contém água. Esses depósitos de minerais inorgânicos podem causar um impacto financeiro significativo em um sistema de produção de petróleo e gás, devido ao custo de limpeza ou substituição de equipamentos danificados, além do valor de perda de produção durante qualquer paralisação. O desafio então é a busca por métodos que previnam a formação de espécies incrustantes. Dessa forma buscou-se avaliar a tendência de incrustação de um campo de exploração de uma plataforma de petróleo brasileira, em que através de testes experimentais, dois inibidores de incrustação foram testados, um para aplicação em superfície e outro para aplicação submersa. Através da modelagem dos poços desse campo pelo *software* de modelagem *ScaleSoftPitzer<sup>TM</sup>*, conseguiu-se definir os cenários com maior potencial de incrustação, que foram replicados nos testes experimentais para avaliar a compatibilidade dos inibidores de incrustação com a água produzida e, também, a performance deles perante as condições do campo. Como resultado, testaram-se dois inibidores de incrustação e definiu-se a dosagem com que cada um deve ser aplicado para prevenir o depósito de minerais inorgânicos nesse campo.

Palavras-chave: Inibidor de incrustação; modelagem; teste de compatibilidade; eficiência dinâmica.

Abstract of the monograph presented to Escola de Química as part of the requirements necessary to obtain a Bachelor's degree in Chemical Engineering

**EVALUATION OF INCRUSTATION TREND AND INDICATION OF INHIBITOR  
FOR TOPSIDE AND SUBSEA APPLICATION**

Thamires Laranjeiras de Souza

July,2017

Advisors: Alexandre de Castro Leiras Gomes, D.Sc.

**ABSTRACT**

The potential for scale problems exist whenever the fluid produced from a reservoir contains water. These inorganic mineral deposits can have a significant financial impact on an oil and gas production system due to the cost of cleaning or replacing damaged equipment, as well as the amount of lost production during any shutdowns. The challenge then is the search for methods that prevent the scale species formation. In this way, we tried to evaluate the scale tendency of a Brazilian oil platform's exploitation field, in which through experimental tests, two scale inhibitors were tested, one for surface application and the other for submerged application. Through the modeling of field's well by the ScaleSoftPitzer™ modeling software, it was possible to define the scenarios with the greatest scale potential, which were replicated in our experimental tests to evaluate the scale inhibitors compatibility with the production water, as well as their performance given the field conditions. As a result, two scale inhibitors have been tested and the dosage with which each is to be applied to prevent the deposition of inorganic minerals in that field has been defined.

Key words: Scale inhibitor; modeling; compatibility test; loop test.

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>3</b>
2.1. Incrustação	3
2.2. Formação de Incrustação	4
2.3. Mecanismo de Formação	6
2.3.1. Supersaturação	7
2.3.2. Nucleação	7
2.3.3. Tempo de Contato	8
2.4. Potencial de Incrustação por Modelos Termodinâmicos	9
2.5. Métodos de Prevenção e Remediação de Incrustação	10
2.5.1 Métodos Corretivos	10
2.5.1.1. Remoção Mecânica	10
2.5.1.2. Remoção Química	11
2.5.2. Métodos Preventivos	12
2.5.2.1. Inibidores de Incrustação	12
2.5.2.2. Injeção Contínua	13
2.5.2.3. Tratamento Squeeze	13
2.5.2.4. Inibidores Sólidos (Não aquosos)	14
2.6. Principais Inibidores	14
2.6.1. Ésteres de Fosfato	14
2.6.2. Fosfonatos	15
2.6.3. Polímeros	15
<b>3. METODOLOGIA</b>	<b>16</b>
3.1. Cálculo da Tendência de Incrustação	17
3.1.1. Dados de Entrada	20
3.2. Teste de Compatibilidade entre o inibidor e a água de formação	22
3.3. Teste de Eficiência Estática	23
3.4. Teste de Eficiência Dinâmica	24
<b>4. RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>	<b>25</b>
4.1. Índice de Saturação e Massa Precipitada	26
4.1.1. Cenário 1: Cinco poços do campo “Truta”	26
4.1.2. Cenário 2: Mistura da água de formação do poço TR-03 com água do mar	33

4.1.3. Cenário 3: Avaliação do risco de incrustação nos equipamentos do <i>topside</i>	35
<b>4.2. Testes de Inibidores</b>	<b>38</b>
4.2.1. Cenário <i>Subsea</i> – Inibidor família fosfonato	39
4.2.1.1. Compatibilidade	39
4.2.1.2. Eficiência Estática	40
4.2.1.3. Eficiência Dinâmica	42
4.2.2. Cenário <i>Topside</i> – Inibidor família éster fosfato	44
4.2.2.1. Compatibilidade	44
4.2.2.2. Eficiência Estática	45
4.2.2.3. Eficiência Dinâmica	47
<b>5. CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>49</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>51</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2.1 - Etapas para formação de depósitos incrustantes. ....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2.2 - Crescimento de incrustação começando a partir de soluções supersaturadas com pares de íons formando cristais isolados em solução, chamada nucleação homogênea. ....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2.3 - A incrustação ocorrendo em defeitos de superfície pré-existentes - como em locais ásperos na superfície da tubulação, chamada nucleação heterogênea.....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 2.4 - Cadeia principal de um inibidor de incrustação da família éster de fosfato. ....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 2.5 - Cadeia principal de um inibidor de incrustação da família fosfonato.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 3.1 - Matriz de risco para incrustações de carbonato e sulfato. ....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 4.1 - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-01. ....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 4.2 – Massa precipitada dos sais do poço TR-01. ....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 4.3 - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-02. ....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 4.4 - Massa precipitada dos sais do poço TR-02. ....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 4.5 - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-03. ....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 4.6 - Massa precipitada dos sais do poço TR-03. ....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 4.7 - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-04. ....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 4.8 - Massa precipitada dos sais do poço TR-04. ....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 4.9 - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-05. ....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 4.10 - Massa precipitada dos sais do poço TR-05. ....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 4.11 - Índice de saturação para diferentes proporções de água de formação do TR-03 com água do mar.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 4.12 - Massa precipitada para diferentes proporções de água de formação do TR-03 com água do mar. ....</i>	<i>35</i>

<i>Figura 4.13 - Índice de saturação de CaCO<sub>3</sub> para os equipamentos do processo topside.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 4.14 - Índice de saturação de BaSO<sub>4</sub> para os equipamentos do processo topside.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 4.15 - Massa precipitada de CaCO<sub>3</sub> para os equipamentos do processo topside.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 4.16 - Massa precipitada de BaSO<sub>4</sub> para os equipamentos do processo topside.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 4.17 - Compatibilidade entre o Fosfonatø 1 e a salmoura de TR-03 imediatamente após a adição do inibidor. ....</i>	<i>39</i>
<i>Figura 4.18 - Compatibilidade entre o Fosfonatø 1 e a salmoura de TR-03 após 1h a 90°C. ....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 4.19 - Compatibilidade entre o Fosfonatø 1 e a salmoura de TR-03 após 2h a 90°C. ....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 4.20 - Compatibilidade entre o Fosfonatø 1 e a salmoura de TR-03 após 24h a 90°C. ....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 4.21 - Teste estático entre o Fosfonatø 1 e a salmoura de TR-03 em 25°C no tempo imediato.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 4.22 - Teste estático entre o Fosfonatø 1 e a salmoura de TR-03 em 25°C após 1h. ....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 4.23 - Teste estático entre o Fosfonatø 1 e a salmoura de TR-03 em 25°C após 4h. ....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 4.24 - Teste estático entre o Fosfonatø 1 e a salmoura de TR-03 em 25°C após 24h.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 4.25 - Teste de Eficiência Dinâmica da salmoura não inibida.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 4.26 - Teste de eficiência dinâmica com inibidor de incrustação Fosfonatø 1 a 105°C. ....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 4.27 - Confirmação da MDE de 40 ppm para o inibidor Fosfonatø 1 a 105°C.</i>	<i>43</i>
<i>Figura 4.28 - Confirmação da MDE de 40 ppm para o inibidor Fosfonatø 1 a 105°C – duplicata.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 4.29 - Teste de compatibilidade entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 71°C no tempo imediato.....</i>	<i>44</i>

<i>Figura 4.30 - Teste de compatibilidade entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 71°C após 1h.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 4.31 - Teste de compatibilidade entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 71°C após 2h.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 4.32 - Teste de compatibilidade entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 71°C após 24h.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 4.33 - Teste estático entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 25°C após tempo imediato. ....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 4.34 -Teste estático entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 25°C após 1h. ....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 4.35 - Teste estático entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 25°C após 4h. ....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 4.36 - Teste estático entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 25°C após 24h. ....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 4.37 - Teste de Eficiência Dinâmica da salmoura não inibida. ....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 4.38 - Teste de eficiência dinâmica com o inibidor de incrustação Efosfatø2 a 71°C. ....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 4.39 - Confirmação da MDE de 30 ppm para o inibidor de incrustação Efosfatø2.....</i>	<i>48</i>

## ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 2.1 - Principais parâmetros que afetam a solubilidade dos depósitos inorgânicos mais comuns encontrados nos campos petrolíferos. ....</i>	<i>5</i>
<i>Tabela 2.2 - Tipos de Inibidores e suas propriedades. ....</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 3.1 - Interpretação do Índice de saturação. ....</i>	<i>18</i>
<i>Tabela 3.2 - Composição da água produzida de cada poço do campo “Truta” utilizada nas avaliações. ....</i>	<i>20</i>
<i>Tabela 3.3 - Composição da água produzida e água do mar utilizadas nas avaliações. ....</i>	<i>21</i>
<i>Tabela 3.4 - Composição das proporções utilizadas nas avaliações. ....</i>	<i>21</i>
<i>Tabela 3.5 - Dados recebidos para a avaliação do topside. ....</i>	<i>22</i>
<i>Tabela 4.1 - Índice de saturação e massa precipitada de <math>\text{CaCO}_3</math>, <math>\text{BaSO}_4</math>, <math>\text{SrSO}_4</math> e <math>\text{CaSO}_4</math> do poço TR-01. ....</i>	<i>26</i>
<i>Tabela 4.2 - Índice de saturação e massa precipitada de <math>\text{CaCO}_3</math>, <math>\text{BaSO}_4</math>, <math>\text{SrSO}_4</math> e <math>\text{CaSO}_4</math> do poço TR-02. ....</i>	<i>28</i>
<i>Tabela 4.3 - Índice de saturação e massa precipitada de <math>\text{CaCO}_3</math>, <math>\text{BaSO}_4</math>, <math>\text{SrSO}_4</math> e <math>\text{CaSO}_4</math> do poço TR-03. ....</i>	<i>29</i>
<i>Tabela 4.4 - Índice de saturação e massa precipitada de <math>\text{CaCO}_3</math>, <math>\text{BaSO}_4</math>, <math>\text{SrSO}_4</math> e <math>\text{CaSO}_4</math> do poço TR-04. ....</i>	<i>30</i>
<i>Tabela 4.5 - Índice de saturação e massa precipitada de <math>\text{CaCO}_3</math>, <math>\text{BaSO}_4</math>, <math>\text{SrSO}_4</math> e <math>\text{CaSO}_4</math> do poço TR-05. ....</i>	<i>31</i>
<i>Tabela 4.6 - A avaliação de criticidade de acordo com a matriz de risco. ....</i>	<i>33</i>
<i>Tabela 4.7 - Índice de saturação e massa precipitada de <math>\text{CaCO}_3</math>, <math>\text{BaSO}_4</math>, <math>\text{SrSO}_4</math> e <math>\text{CaSO}_4</math> da mistura em diversas proporções da água de formação do TR-03 com a água do mar. ....</i>	<i>34</i>
<i>Tabela 4.8 - Índice de saturação e massa precipitada de <math>\text{CaCO}_3</math>, <math>\text{BaSO}_4</math> e <math>\text{SrSO}_4</math> nos equipamentos do topside. ....</i>	<i>36</i>

## 1. Introdução

Os segmentos da indústria que possuem em sua estrutura áreas onde água, rica em sais minerais, corre em contato com a superfície de equipamentos, tubulações e outros maquinários, sofre com a deposição de um material duro e de difícil remoção, que contribui para o desgaste e bloqueio de todo o sistema, além de restrições de fluxo, ocasionando uma queda de produtividade.

Esses depósitos, de minerais inorgânicos, são conhecidos como incrustações, cada vez mais apontadas como uma das principais causas de problemas operacionais na produção de petróleo. Métodos para prevenção e remoção destes materiais incrustantes são importantes, a fim de evitar tais problemas operacionais. Mesmo que dispendiosos, tais métodos devem ser enxergados como forma de aumentar o tempo de vida e produtividade dos poços petrolíferos, uma vez que reduzem e até mesmo impedem a parada de produção ocasionada pela incrustação.

A melhor maneira de evitar que os problemas de incrustação se tornem onerosos é agir antecipadamente, prevendo o potencial de incrustação dos poços, assim como qual o tipo de depósito inorgânico ocorrerá ali (Mackay, 2007). Essa previsão é realizada através de simulações de reservatórios, fazendo uso de modelos matemáticos que identifiquem o perfil de cada poço. Essa identificação é a responsável pela escolha da melhor estratégia de tratamento contra a incrustação.

Geralmente, a estratégia adotada busca agir de forma pró ativa, escolhendo métodos que irão prevenir o surgimento de incrustações. Dentre eles, os inibidores de incrustação se destacam, quando se analisa o retorno de investimento e, também, devido à sua versatilidade, pois oferecem um tratamento eficiente da água mesmo ela possuindo uma variada faixa de especificações. No entanto, ressalta-se que diversos fatores como temperatura, pH e compatibilidade com íons presentes na salmoura, influenciam na escolha do inibidor e em sua dosagem de aplicação. Por conta disso, testes de compatibilidade e eficiência são realizados em laboratório para comprovar e avaliar a performance do inibidor desenvolvido, baseando-se na avaliação preliminar do perfil do reservatório.

Dentro desse contexto, este trabalho visa avaliar a tendência de incrustação dos poços e equipamentos de superfície (*topside*) de um campo de exploração de uma plataforma de petróleo brasileira, utilizando o simulador comercial *ScaleSoftPitzer*<sup>TM</sup>. Após a modelagem, serão realizados testes para a avaliação de dois inibidores de incrustação para o cenário encontrado, um para aplicação em superfície e outro para aplicação submersa (*subsea*).

## 2. Revisão Bibliográfica

### 2.1. Incrustação

A incrustação é qualquer depósito cristalino resultante da precipitação de compostos minerais presentes na água de formação e/ou água do mar. Para um sistema petrolífero, a incrustação somente ocorrerá se água for produzida. A água de formação interage com a rocha, óleo, gases (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, metano, etano, etc) e diversos produtos injetados (água do mar, ácidos, inibidores), sendo um bom solvente para muitos materiais e pode transportar em abundância íons minerais que são propulsores para a formação dos sedimentos inorgânicos.

A precipitação supracitada ocorre devido à supersaturação de íons presentes no fluido do processo, isto é, quando os minerais dissolvidos estão em concentração maior que de equilíbrio. A condição de supersaturação é influenciada pela temperatura, pressão e produção de água com alto teor de sal, como ocorre na água de produção nos campos petrolíferos (Neergard e Grimhold, 2010). Isso faz com que haja aumento da concentração iônica no fluido, o que pode levar à incrustação.

O depósito de minerais pode ocorrer em quase todas as superfícies e, uma vez formado, continua a aumentar de espessura ao menos que seja tratado. Para se ter uma dimensão de como a incrustação é abrangente, ela pode ocorrer de maneira a bloquear regiões próximas aos poços, ou até mesmo eles. Pode-se depositar em equipamentos como bombas submersas e vasos separadores e ocorrer em qualquer lugar ao longo das linhas de produção, estreitando o diâmetro interno e levando a parada de escoamento e, finalmente, ocorrer todas as instalações do processo (Kelland, 2009). A consequência pode acabar sendo desgaste nos equipamentos, parada emergencial (*shutdown*), aumento com os custos de manutenção e até mesmo diminuição na eficiência geral da produção.

Por conta desse impacto, a abordagem sobre o controle de incrustações deve ocorrer antes do desenvolvimento e produção do campo. Isso porque favorece a escolha de melhor tecnologia e também mais econômica para evitar o problema de incrustação. Caso contrário, essas questões são tratadas de uma maneira mais reativa, levando a medidas potencialmente mais onerosas, quando tomadas após início de produção.

## 2.2. Formação de Incrustação

A incrustação começa a se formar quando o estado de equilíbrio de qualquer fluido é perturbado, de tal modo que o limite de solubilidade para um ou mais componentes é excedido, ou seja, naquela condição física, o limite de soluto dissolvido na solução foi excedido, vindo a precipitar (Fink, 2003).

São vários os fatores que afetam o equilíbrio da solução, levando à precipitação, deposição e crescimento de cristais. Sendo eles variações nas condições físicas como alteração de temperatura e pressão, mudanças no equilíbrio químico, com influência da força iônica do meio e pH, e também a mistura de águas incompatíveis quimicamente entre si.

Segundo Crabtree e col. (1999), a própria solubilidade de minerais tem uma dependência complicada da temperatura e da pressão. A maioria dos minerais diminui sua solubilidade com a diminuição de temperatura (Kelland, 2009). Por conta disso, em tubulações longas, à medida que o fluido produzido é esfriado até a temperatura da água do mar, maiores problemas de incrustação podem ocorrer.

Similarmente, o aumento de pressão tende a aumentar a solubilidade, isso porque a maioria das reações que forma os sais incrustantes, tem seu equilíbrio favorecido com o aumento da pressão. No momento em que a mesma é aumentada, o equilíbrio é deslocado para a formação dos íons, que irão ficar solúveis no fluido do processo.

Além desses fatores, como supracitado, o pH também é muito importante para determinar a tendência de incrustação dos sais inorgânicos. A variação do pH afeta diretamente o potencial corrosivo da solução, implicando em alteração da solubilidade de óxidos, hidróxidos e sulfetos (Cosmo, 2013). Compostos carbonáceos são afetados pela separação do CO<sub>2</sub> dissolvido da água/óleo na pressão de bolha, durante o fluxo ascendente dos fluidos desde o reservatório, o que implica em aumento do pH e redução da solubilidade, favorecendo a formação dos cristais e a deposição (Kelland, 2009).

O pH das águas do campo petrolífero é instável; portanto, a análise deve ser realizada no campo para obter tendências de incrustação precisas e exatas para fazer previsões sobre a agressividade da água.

A solubilidade dos sais é fortemente afetada pela presença e concentração de outros íons no sistema (Merdhah, 2007). Há uma forte tendência de aumento da solubilidade de um mineral com o aumento da força iônica, porque maior quantidade de íons da solução estarão protegidos por outros íons, impedindo que haja reação e precipitação dos sais inorgânicos.

Por fim, a causa raiz das precipitações é a mistura de águas incompatíveis quimicamente, assim chamadas quando duas águas reagem quimicamente e há precipitação de minerais. Um dos principais exemplos é o que ocorre nos campos de petróleo com a mistura da água de formação, geralmente com altas concentrações de  $Ba^{+2}$ ,  $Sr^{+2}$  e  $Ca^{+2}$ , com água do mar, que apresenta elevada concentração de  $SO_4^{-2}$ . A mistura dessas águas leva a precipitação de  $CaSO_4$ ,  $BaSO_4$  e  $SrSO_4$ .

A Tabela 2.1 a seguir apresenta os tipos de incrustantes mais comuns, assim como os parâmetros que afetam sua precipitação e suas solubilidades.

**Tabela 2.1** - Principais parâmetros que afetam a solubilidade dos depósitos inorgânicos mais comuns encontrados nos campos petrolíferos.

Fontes: Neergard e Grimhold (2010); MOGHADASI e col. (2003); Kelland (2009).

Nome	Fórmula	Parâmetros que influenciam a precipitação	Efeitos na solubilidade com a mudança no sistema (+/-)*		
			↑ Temp.	↑ Pressão	↑ Íons Dissolvidos
Carbonato de Cálcio	$CaCO_3$	Temperatura, pressão e força iônica	-	+	+
<u>Sulfato de Cálcio</u>					
Gipsita	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	Temperatura, pressão, força iônica e mistura de águas incompatíveis	+	+	+
Hemi-Hidrato	$CaSO_4 \cdot 1/2H_2O$		+	+	+
Hidrato	$CaSO_4$		-	+	+
Sulfato de Bário	$BaSO_4$	Temperatura, pressão, força iônica e mistura de águas incompatíveis	+	+	+
Sulfato de Estrôncio	$SrSO_4$		-	+	+
Cloreto de Sódio	$NaCl$	Temperatura, pressão, metanol** e evaporação de água			
<u>Compostos com Ferro</u>					
Carbonato de Ferro	$FeCO_3$	Corrosão, gases difundidos e pH	Essas espécies são geralmente classificadas como produtos de corrosão		
Sulfeto de Ferro	$FeS$				
Hidróxido de Ferro	$Fe(OH)_2$				
Hidróxido Férrico	$Fe(OH)_3$				
Óxido Ferroso	$FeO$				
Óxido Férrico	$Fe_2O_3$				

\* Os sinais + e - representam mais solúvel e menos solúvel, respectivamente.

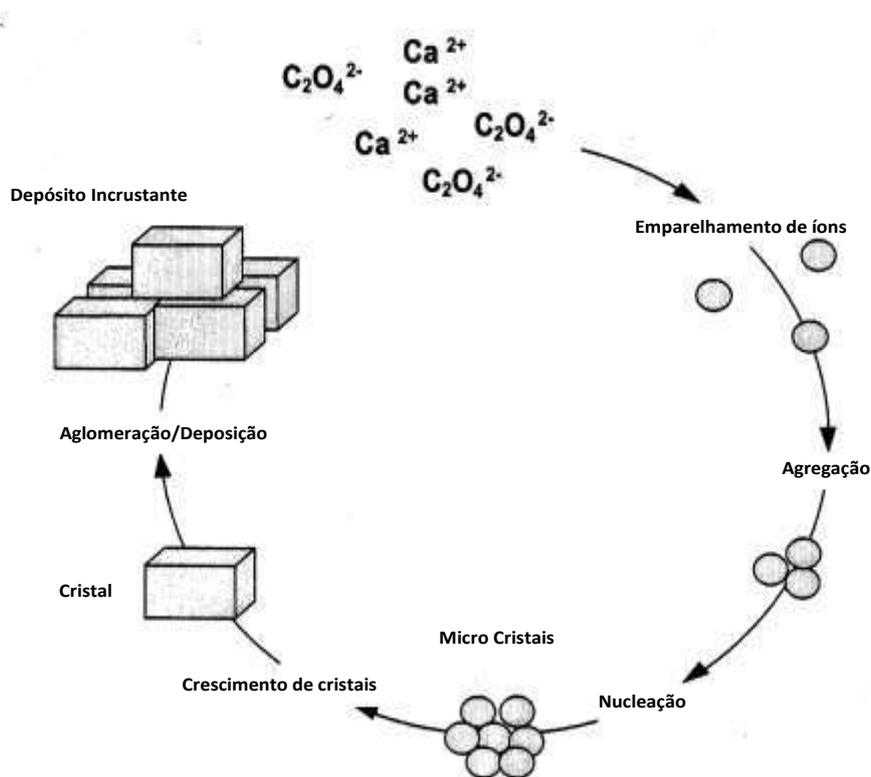
\*\* A adição de inibidores de hidrato<sup>1</sup> como metanol e MEG vai forçar a precipitação do sal.

<sup>1</sup> Hidratos são moléculas de água que, ao mudar para a fase sólida, aprisionam moléculas de gás natural. Eles formam blocos de gelo que bloqueiam os dutos, causando prejuízos da ordem de centenas de milhares de dólares (Grauls, 2001).

### 2.3. Mecanismo de Formação

A deposição de incrustação é o resultado de um complexo processo de cristalização, onde três etapas devem coexistir para originar a incrustação: supersaturação, nucleação e tempo de contato para crescimento do cristal.

Conforme a Figura 2.1, as espécies catiônicas e aniônicas, como  $\text{Ca}^{+2}$  e  $\text{CO}_3^{-2}$  colidem para formar pares de íons em solução. Esses pares passam então a formar micro agregados, e alguns tornam-se centros de nucleação para cristalização, formando cristais em solução. Esses se aglomeram e/ou absorvem nas superfícies para crescerem e, eventualmente, fundem-se para formar cristais aderentes. Esses cristais continuam a crescer através da adsorção de íons incrustantes adicionais, a partir da solução, e formam o início de uma película incrustante sobre uma superfície. Este filme então cresce e origina um depósito incrustante (Duggirala, 2002).



**Figura 2.1** - Etapas para formação de depósitos incrustantes.

Fonte: Duggirala (2012).

### **2.3.1. Supersaturação**

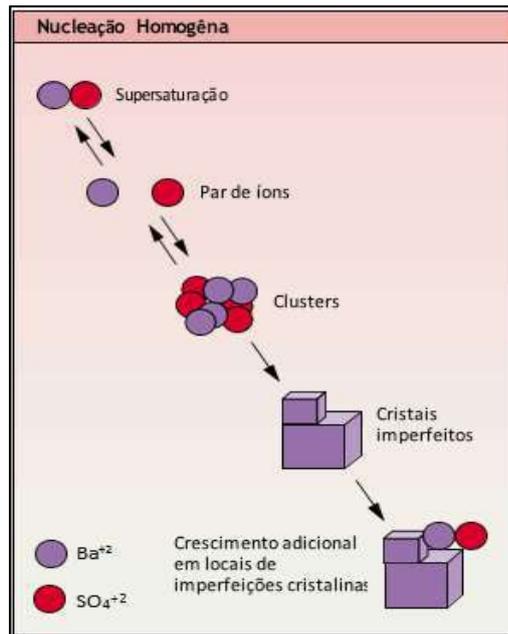
Quando uma solução contém concentrações maiores de compostos dissolvidos que a concentração de equilíbrio, ocorre uma supersaturação. Fatores como temperatura, pressão, pH e a mistura de águas incompatíveis são responsáveis por ocasionar a supersaturação de uma solução (Oliveira, 1997).

### **2.3.2. Nucleação**

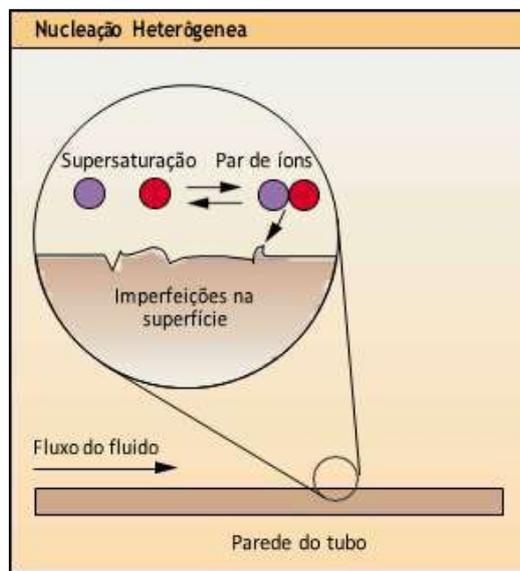
Por definição, nucleação é o fenômeno que permite a síntese dos primeiros cristais, ou seja, dos núcleos (*clusters*).

Existem dois tipos diferentes de mecanismos de nucleação: nucleação homogênea e heterogênea. A primeira ocorre na ausência de uma superfície preexistente (Crabtree e col., 1999; Marchiso e col., 2002), sendo assim pode ser formada pelo encontro de íons presentes na solução. Este tipo de incrustação é incomum nos campos de petróleo, uma vez que ambientes sem a presença de sítios de nucleação são raros. Já a segunda necessita de um corpo de composição diferente, como partículas em suspensão, produtos de corrosão, arranhões em superfícies de metais, entre outros, que reduzem a energia necessária para a formação de uma superfície para crescimento da incrustação.

As Figuras 2.2 e 2.3 esquematizam os tipos de nucleação. As setas nos dois sentidos indicam que a forma assumida pelos íons não é estável até que um raio crítico seja atingido, quando então núcleos estáveis cristalizam e podem crescer, promovendo assim o crescimento do cristal.



**Figura 2.2** - Crescimento de incrustação começando a partir de soluções supersaturadas com pares de íons formando cristais isolados em solução, chamada nucleação homogênea.  
 Fonte: Crabtree, 1999.



**Figura 2.3** - A incrustação ocorrendo em defeitos de superfície pré-existent - como em locais ásperos na superfície da tubulação, chamada nucleação heterogênea.  
 Fonte: Crabtree, 1999.

### 2.3.3. Tempo de Contato

Embora a força motriz seja estabelecida, uma solução pode ser supersaturada sem que aconteça formação sólida de minerais, isto é, não significa que uma incrustação aderente ocorra (Nergaard e Grimholt, 2010). Para que a incrustação se forme depois da solução ter se tornado supersaturada e a nucleação ter ocorrido, é necessário tempo de contato suficiente entre a solução e os sítios de

nucleação na superfície do metal. O tempo necessário de contato irá depender de influenciadores como temperatura, pressão, tipo de mineral e grau de saturação.

## **2.4. Potencial de Incrustação por Modelos Termodinâmicos**

A previsão do potencial de incrustação é uma parte importante da avaliação inicial do risco que a incrustação representa para o desenvolvimento de um novo campo de exploração ou melhorias em um já maduro. Uma avaliação desse risco é essencial para permitir a seleção tecnologia mais adequada para controle ou mitigação.

Os fatores chaves para a realização dessa análise de risco envolvem o recebimento de amostras de salmoura, onde a composição química das águas envolvidas pode ser estudada, além da análise da composição dos íons nelas presentes. Temperatura, pressão, tempo e composição do gás associado também são informações necessárias para a formulação de modelos que preveem o potencial de incrustação (Boim, 2013).

Atualmente, diversos softwares são utilizados na previsão de precipitação, entre eles o *ScaleSoftPitzer<sup>TM</sup>*, que será discutido posteriormente nesse trabalho. Esses programas computacionais fazem uso de modelos termodinâmicos, os quais supõem que os íons de dimensionamento atingiram o equilíbrio em qualquer conjunto de condições, ao passo que certa quantidade de tempo é necessária para atingir o equilíbrio em sistemas de produção reais. Portanto, os modelos geralmente tendem a prever o pior cenário, assumindo que todas as informações fornecidas para a modelagem estão corretas, avaliando o risco de formação de precipitação e a sua localização através de dois fatores preditos por eles, o índice de saturação (IS) e a massa de precipitado prevista das espécies encontradas na solução (BCC,2013).

O índice de saturação é utilizado para determinar a tendência de formação de determinada espécie incrustante, comparando entre a quantidade de sal dissolvida na água e com qual concentração que estaria presente no equilíbrio. Quando esse índice é maior que zero, diz-se que a solução está supersaturada e há possibilidade de precipitação. Caso contrário, a solução estará saturada ou abaixo do limite de saturação, podendo haver dissociação dos íons.

Ressalta-se que esse fator deve ser analisado juntamente com a previsão de massa precipitada, uma vez que uma espécie incrustante pode ter alta tendência de precipitação, mas previsão de pouca massa a ser depositada, e então outra espécie será o foco de incrustante a ser combatido.

## **2.5. Métodos de Prevenção e Remediação de Incrustação**

Reconhece-se que a gestão de incrustação significa tomar decisões ainda na fase de desenvolvimento de um campo petrolífero e revisá-las continuamente durante o ciclo de vida do mesmo. O controle para evitar o depósito de minerais deve ser feito não só nas instalações de produção, como também no momento de injeção de água do mar e reinjeção de água produzida.

A escolha de qual método que será utilizado depende da quantidade e tipo de incrustação, devendo passar por uma análise econômica, que deve ser feita ainda na fase de planejamento (Boim, 2003). Tais métodos se dividem entre métodos corretivos e métodos preventivos.

### **2.5.1 Métodos Corretivos**

São métodos utilizados quando já há presença de incrustação nas instalações, e podem ser remoção mecânica ou remoção química.

#### **2.5.1.1. Remoção Mecânica**

A remediação mecânica tem sido usada há muito tempo para remover os danos de incrustação. A eficácia dos métodos mecânicos depende da textura do incrustante; se mais suave e poroso é mais fácil remover fisicamente do que quando o incrustante é mais compactado.

Essa remoção pode ser feita através de diversas técnicas como a de impacto, que trabalham basicamente como um martelo, agindo até que a incrustação se quebre. Outra técnica é o uso de explosivos que induzam vibrações nas tubulações, levando à ruptura de incrustações quebradiças. E por fim, as técnicas de jateamento de fluido, que jateiam o fluido com alta velocidade e pressurização contra as incrustações, levando à sua quebra. É uma técnica com boa eficiência e operação simples, além de exigir pouca manutenção dos itens instalados (Arai e Duarte, 2010).

### **2.5.1.2. Remoção Química**

Métodos de remoção com agentes químicos são geralmente mais baratos e mais fáceis de executar do que métodos mecânicos. Eles funcionam melhor em incrustações mais porosa, uma vez que o contato de superfície é necessário para que eles funcionem. Eles vão reagir e remover as incrustações mais difíceis e densas, mas muitas vezes exigem mais tempo de contato.

As incrustações solúveis em ácido são quimicamente removidas por tratamento com uma solução de ácido clorídrico. Outras formas de ácidos menos agressivos são por vezes utilizados, incluindo fórmico ou acético quando a corrosividade do ácido é posta em questão. Geralmente uma solução de ácido (5-15%) é bombeada para a área afetada pela incrustação e deixada embeber por duas a oito horas (Moghadasi e col., 2007). São necessários tempos mais curtos com temperaturas mais elevadas. Inibidores de corrosão são adicionados para proteger as superfícies metálicas. Ressalta-se que as incrustações de carbonato e sulfureto respondem aos tratamentos com ácido, enquanto que as de sulfato e a sílica não (Neergard e Grimhold, 2010; Crabtree e col., 1999).

Para remover as incrustações de sulfato, conversores são usados para converter a incrustação de gipsita em carbonatos e hidróxidos, enquanto quebram a estrutura cristalina da incrustação. Agentes quelantes irão remover todos os tipos de incrustantes em certa medida, excluindo a sílica. Esses são materiais que formam complexos fortes com os cátions incrustantes, removendo-os da rede cristalina. Eles são aplicados em solução e requerem tempo de contato extenso. Circulação da área afetada ajudará na eficácia deste método. As formulações baseadas em EDTA (ácido etilenodiaminotetracético) e DTPA (ácido dietilenotriaminopenta-acético) são produtos comerciais utilizados neste procedimento. Normalmente, também são adicionados catalisadores para aumentar a taxa de reação.

A remoção química, tal como as lavagens com ácido (HCl), normalmente a concentrações de 15% a 30% v/v, recuperam a taxa de produção, mas assim como ocorre com a remoção mecânica, novas incrustações serão formadas dentro do mesmo período de tempo caso métodos preventivos não sejam aplicados.

### **2.5.2. Métodos Preventivos**

Os métodos preventivos são usualmente escolhidos em detrimento dos corretivos, pois além de evitar que o problema de incrustação ocorra, eles possuem menores custos para serem aplicados. Um dos meios mais fáceis de prevenção é diluir as águas ricas em íons, reduzindo a concentração deles e, conseqüentemente, a saturação do meio (Daher, 2003). No entanto, as técnicas mais avançadas fazem uso do método preferido para manter a produtividade dos poços, os inibidores de incrustação.

#### ***2.5.2.1. Inibidores de Incrustação***

Na maior parte dos casos, a prevenção por meio de inibidores químicos é o método preferido de manutenção de produtividade. Esses inibidores são agentes químicos solúveis em água que podem atuar basicamente de três maneiras diferentes (Keyland 2009).

Os inibidores podem interferir no processo de nucleação adsorvendo-se de forma endotérmica nos cátions dos núcleos em crescimento, tornando positiva a energia livre de nucleação e dificultando que se atinja o raio mínimo para a formação dos cristais. Um bom inibidor de nucleação precisa ser do tamanho dos cristais, mas ainda ser capaz de dissolver em água em uma taxa aceitável.

Outra maneira que os inibidores químicos atuam é interferindo no crescimento do cristal. O crescimento cristalino ocorre nos sítios ativos que ocupam um pequeno percentual das superfícies dos cristais. Os inibidores atuam modificando ativamente o ritmo de crescimento do cristal, adsorvendo-se no sítio ativo, diminuindo a taxa de crescimento e formando cristais que são menos propensos a aderirem em uma superfície.

Por fim, os inibidores que não são nem modificadores de nucleação nem de crescimento cristalino podem ser então capazes de absorver fortemente as superfícies cristalinas e impedir a ligação de cristais. Esta ação é análoga à ação dos dispersantes nos depósitos orgânicos.

Segundo Kelland (2009), nos últimos anos, ocorreu pouco avanço no desenvolvimento de inibidores de incrustação de maior desempenho, com maiores inovações relacionadas a inibidores com características biodegradáveis. No entanto,

ainda há espaço para o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes de aplicação desses inibidores para prevenir a incrustação. Existem diversas técnicas de aplicação dos inibidores de incrustação nos campos de petróleo, mas as principais são a injeção contínua, o tratamento por compressão (*squeeze*) e dissolução lenta de inibidores sólidos.

#### **2.5.2.2. Injeção Contínua**

O inibidor de incrustação pode ser transportado através da água injetada de forma contínua no reservatório de petróleo. 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.

#### **2.5.2.3. Tratamento Squeeze**

A ideia básica de um tratamento *squeeze* de inibidor é proteger o fundo do poço contra a deposição de minerais inorgânicos e demais danos que eles possam vir a causar. O inibidor vai continuar atuando na cabeça do poço, protegendo a linha contra incrustação, mas dose adicional de inibidor pode ser necessária no topo (Kelland, 2009).

No tratamento *squeeze*, uma solução contendo o inibidor é injetada no poço a uma pressão bem acima da pressão da formação, fazendo com que a solução seja empurrada para dentro dos poros da rocha de formação. O poço é então fechado por algumas horas para permitir a retenção do inibidor, através de diversos mecanismos, na rocha matriz. Quando a corrente do poço é reaberta, a água produzida vai passar pelos poros onde o agente químico ficou retido, dissolvendo parte dele. Dessa forma, a água produzida passa a ter quantidade suficiente de inibidor para prevenir a deposição de incrustantes.

Embora o *squeeze* seja considerado um tratamento em batelada, o retorno do produto químico é contínuo. Os tratamentos geralmente duram 5-6 meses para a primeira etapa de *squeeze*, o período de tempo depois se estende, com duração de 6-18 meses para cada etapa. Estas linhas de tempo ainda dependem do tamanho do trabalho e do volume de água esperado durante a vida do tratamento (Graham, 1998).

#### **2.5.2.4. Inibidores Sólidos (Não aquosos)**

Uma técnica que evita o uso de água nos tratamentos *squeeze* é utilizar partículas encapsuladas, contendo o inibidor de incrustação. Esse tipo de inibidor permite que o agente químico seja liberado por um longo período de tempo (Fink, 2012).

Uma suspensão dessas partículas inibidoras pode ser empurrada para as rochas de formação e ficar retida nos poros, liberando vagarosamente o inibidor de incrustação na água produzida, quando essa retorna para a produção. Essa técnica vem sendo aplicada para prevenir incrustações de sulfato (Collins e col., 2006).

Essas partículas sólidas podem ser utilizadas em outros cenários além do tratamento *squeeze*, como por exemplo, serem injetadas nos poços de injeção de água, serem colocadas atrás das telas de contenção de areia (*gravel pack*) onde vão liberar gradualmente o inibidor de incrustação quando em contato com a água produzida, entre outras aplicações (Kelland, 2009).

## **2.6. Principais Inibidores**

A inibição química de incrustação provou ser um dos métodos mais eficazes de tratamento. Prevenir a incrustação antes que tenha a chance de se formar diminuirá significativamente o tempo de inatividade da produção, que de outra forma resultaria em grandes perdas para uma operação, que teria que parar a produção para remover esses depósitos mecanicamente.

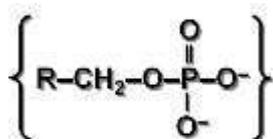
Existem diversos grupos químicos que podem atuar como inibidores de incrustação. A escolha de qual deles utilizar vai depender da maneira com a qual eles interagem, tanto com os ânions quanto com os cátions da água de produção de cada plataforma. Isso porque sem a presença desses inibidores, esses íons reagem e originam as espécies incrustantes, conforme discutido anteriormente.

Os principais tipos de inibidores utilizados são inibidores à base de fósforo e à base de polímeros.

### **2.6.1. Ésteres de Fosfato**

Os ésteres fosfatos são conhecidos como inibidores de incrustações ambientalmente amigáveis, principalmente para incrustações de carbonato de cálcio

e de sulfato. Esses inibidores atuam interferindo no crescimento dos cristais incrustantes e são formados por reações entre ácido fosfórico e álcoois (Kelland, 2009). Possuem como limitante sua temperatura de estabilidade, que gira em torno de 100°C. São mais tolerantes em condições ácidas que os polifosfatos e, são facilmente monitoráveis, além de apresentar boa compatibilidade com salmouras de alto teor iônico. A Figura 2.4 apresenta a cadeia principal de inibidor da família éster de fosfato.



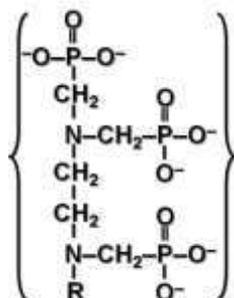
**Figura 2.4** - Cadeia principal de um inibidor de incrustação da família éster de fosfato.

### 2.6.2. Fosfonatos

Moléculas que possuem grupos fosfonatos costumam ter alto desempenho como inibidores (Kelland, 2009). Eles atuam na etapa de nucleação, sendo capazes de inibir quase todos os tipos de incrustantes, conseguindo ainda ter estabilidade térmica a temperaturas acima de 160°C (Fink, 2012).

Dentre suas limitações, as que mais se destacam é a possibilidade de ter sua estabilidade afetada por soluções com altas concentrações de íons de ferro.

A Figura 2.5 apresenta a cadeia principal de inibidores de incrustação da família fosfonato.



**Figura 2.5** - Cadeia principal de um inibidor de incrustação da família fosfonato.

### 2.6.3. Polímeros Orgânicos

Os polímeros orgânicos fornecem proteção contra a maioria dos tipos de formas incrustantes, com exceção do mau desempenho contra carbonato de cálcio

(Dan, 2011). As características de alta estabilidade térmica os tornam mais úteis do que a maioria dos fosfonatos em determinadas condições de altas temperaturas.

Os polímeros atuam modificando os cristais e como dispersantes, sendo aplicados tanto por injeção contínua como por tratamento *squeeze*. Infelizmente, os polímeros tendem a ser difíceis de monitorizar e muito mais caros que os demais inibidores.

Os mais comumente utilizados na indústria de petróleo e gás como inibidores de incrustação são o poliacrilato, polimetacrilato, poliacrilamida, ácidos fosfino-policarboxilatos e poliacrilatos em geral.

A Tabela 2.2 traz exemplos de tipos de inibidores e suas propriedades.

**Tabela 2.2** - Tipos de Inibidores e suas propriedades.  
Fonte: Kelland, 2009.

Tipo	Ação	Temperatura de Estabilidade	CaCO <sub>3</sub>	CaSO <sub>4</sub>	BaSO <sub>4</sub>
Ésteres de Fosfato	Inibidor de Nucleação	65°C	Sim	Não	Sim
	Modificador de Crescimento de Cristais				
Fosfonato de BHMT*	Inibidor de Nucleação	176°C	Sim	Sim	Sim
	Modificador de Crescimento de Cristais				
Fosfonato de ATMP**	Inibidor de Nucleação	176°C	Sim	Sim	Não
	Modificador de Crescimento de Cristais				
Polímeros	Modificador de Crescimento de Cristais	230°C	Sim	Sim	Sim

\* BHMT – Bis (hexametilono) triamina

\*\* ATPM – Ácido amino trimetileno fosfônico

### 3. Metodologia

Uma vez realizada a revisão bibliográfica sobre incrustação, fatores que a influenciam, mecanismos de prevenção e correção, além de discutir sobre as principais aplicações e tipos de inibidores de incrustação, os demais objetivos desse trabalho consistem em prever a tendência à incrustação no campo de uma plataforma brasileira de exploração de petróleo, denominado aqui como “Truta”, em que, a partir dos resultados mais críticos, serão desenvolvidos dois inibidores de incrustação para aplicações *topside* e *subsea*.

A tendência de incrustação e aprovação desses dois inibidores se dá através da modelagem e experimentos laboratoriais. Para a determinação dos inibidores de

incrustação de melhor eficiência para as aplicações desejadas, diferentes cenários devem ser estudados para avaliar as diferentes tendências à incrustação.

### 3.1. Cálculo da Tendência de Incrustação

O potencial de incrustação será avaliado através do *Scale Modeling Software* (*ScaleSoftPitzer<sup>TM</sup>*), programa criado por um consórcio de especialistas em incrustação, com base na Universidade de Rice, em Houston. Esse programa permite a previsão de precipitação de dezesseis diferentes espécies de minerais, possibilitando avaliar como a mistura de salmouras e mistura de água de injeção influenciam no precipitado a ser formado. Esse tipo de informação é muito útil para determinar a estratégia de prevenção adequada.

Em termos gerais, modelos termodinâmicos são mais adequados para a avaliação da tendência devido à mudança dos parâmetros de processo, tais como temperatura e pressão. Eles não levam em conta os efeitos cinéticos, que são extremamente importantes na previsão de onde e quanto de massa vai precipitar. Estes modelos assumem que os íons incrustantes atingiram o equilíbrio em qualquer dado conjunto de condições, enquanto sabemos que é necessário certo tempo para alcançar o equilíbrio nos sistemas de produção reais. Portanto, os modelos geralmente tendem a prever o pior cenário possível.

O risco de incrustação foi avaliado utilizando o resultado do índice de saturação (IS) e da massa precipitada (mg/L) obtidos através do software. Com base nestas informações, pode-se chegar a uma decisão quanto à necessidade de inibir os fluidos produzidos. O índice de saturação pelo software é definido da seguinte forma:

$$IS = \text{Log}_{10} \left\{ \frac{\text{Produto da Atividade dos íons}}{K_{sp}(T,P)} \right\} \quad (3.a)$$

Por exemplo para a Barita,  $\text{BaSO}_4$ , o IS é calculado da seguinte maneira:



$$a_{\text{Ba}^{+2}} \equiv [\text{Ba}^{+2}] \gamma_{\text{Ba}^{+2}} \quad (3.c)$$

$$IS = \text{Log}_{10} \left\{ \frac{[\text{Ba}^{+2}] \gamma_{\text{Ba}^{+2}} [\text{SO}_4^{-2}] \gamma_{\text{SO}_4^{-2}}}{K_{sp,\text{barita}}(T,P)} \right\} \quad (3.d)$$

Em que a atividade de um íon é determinada pelo produto da concentração molar com o coeficiente de atividade, nesse caso, do bário sólido em equilíbrio com a solução. O IS é então calculado como log na base 10 do produto dos coeficientes de atividade do bário e do sulfato, divididos pela constante de equilíbrio da espécie Barita, dada uma condição de temperatura e pressão.

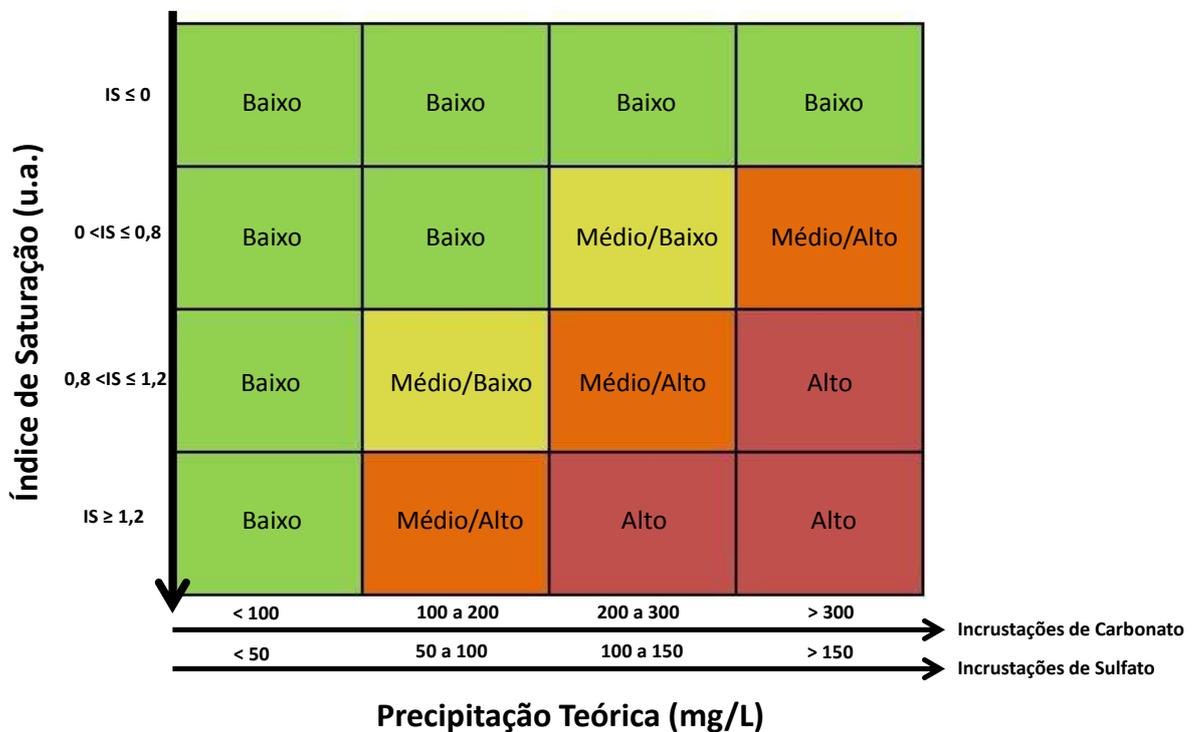
O modelo usa parâmetros termodinâmicos para avaliar o nível de supersaturação da água produzida. No campo, no entanto, a precipitação pode não ser observada mesmo quando a salmoura pode estar ligeiramente supersaturada. Isto é devido ao efeito da cinética química e da dinâmica dos fluidos na deposição de sólidos. Na tentativa de levar esses efeitos em conta, a indústria desenvolveu diretrizes que estabelecem limiares para o “risco de incrustação” ou “severidade”. Neste trabalho, foram utilizados os seguintes limiares:

**Tabela 3.1** - Interpretação do Índice de saturação.

IS	Interpretação do índice de saturação
< 0,0	Não há incrustação
0,0 - 0,5	Ligeiramente saturada, probabilidade de formação de incrustação é marginal
0,5 - 1,0	É provável que haja incrustação, mas não deve ser grave
1,0 - 2,0	Vai ocorrer incrustação
> 2,0	Situação de incrustação severa

O IS é basicamente a probabilidade de uma incrustação se formar, enquanto que a massa precipitada corresponde a severidade do problema uma vez que a precipitação se forma. Essa é calculada através de equações de transferência de massa. Ambos devem ser analisados em conjunto, uma vez que há casos onde a probabilidade de formação de um incrustante é alta, porém a previsão de massa formada é baixa, logo ele oferece pouco risco à operação.

Essa análise em conjunta é feita usando a matriz de risco utilizada por empresas desenvolvedoras de inibidores de incrustação. Ela leva em consideração o valor de IS encontrado, assim como massa precipitada. Por ela, nota-se que as avaliações devem ser feitas de forma diferenciada para carbonatos e sulfatos, devido às diferenças desses precipitados, onde a quantidade de massa precipitada prevista para os sulfatos é menor que carbonatos, mas pode trazer igual ou maior risco.



**Figura 3.1** - Matriz de risco para incrustações de carbonato e sulfato.

Os desenvolvedores desse software deixam claro que os resultados obtidos na modelagem são tão bons quanto às informações inseridas, e uma vez que a modelagem em si não é perfeita, o monitoramento em campo é necessário para confirmar o risco de incrustação no campo.

Foram avaliados os cinco poços desse campo, denominados aqui de TR-01, TR-02, TR-03, TR-04 e TR-05, como também o cenário de mistura da água de formação com a água do mar<sup>2</sup>, caso haja indício de que essa mistura esteja escoando ao longo do poço. Por fim, avaliar tendência em cada equipamento *topside*, quando por eles passarem a salmoura mais crítica, determinada através dos cálculos acima.

A base química dos inibidores a serem desenvolvidos e testados dependerá das tendências acima estabelecidas. Sabendo que para o inibidor com aplicação *subsea* deverá ter em sua formulação algum componente que previna a formação de

<sup>2</sup> A água do mar é injetada nos reservatórios petrolíferos com a finalidade de manter a pressão destes em um nível desejado, de modo a aumentar a recuperação de óleo, isto é, aumento de produtividade. (Patrício, 2006).

hidratos, pelo fato de sua aplicação ocorrer a baixas temperaturas, geralmente abaixo de 4°C.

### 3.1.1. Dados de Entrada

Para realizar a avaliação de risco de incrustação, fatores como composição iônica, temperatura, pressão e pH dos poços e equipamentos devem ser utilizados para estudar a tendência à incrustação em um campo de petróleo.

O primeiro cenário de avaliação de tendência leva em consideração os dados da tabela a seguir que indica o cenário atual de composição das salmouras dos cinco poços do campo de “Truta” utilizadas nessa avaliação. O estudo foi realizado na temperatura de 105°C e pressão de 17,2 bar informadas pelos gerenciadores do campo.

**Tabela 3.2** - Composição da água de formação de cada poço do campo “Truta” utilizada nas avaliações.

Componentes (mg/L)	TR-01	TR-02	TR-03	TR-04	TR-05
Sódio	33.018	51.400	33.255	20.000	25.200
Potássio	2.533	615	826	246	974
Magnésio	915	1.080	540	900	820
Cálcio	3.100	6.740	900	700	2.310
Bário	7	97	445	82	212
Estrôncio	400	602	1.336	263	346
Cloreto	59.658	10.087	65.322	31.616	47.929
Brometo	-	-	-	-	-
Sulfato	2.258	19	100	150	80
Bicarbonato	1.100	850	1.200	1.000	750
Acetato	562	433	56	48	66
Salinidade	56.314	164.995	64.235	52.119	79.012
pH	6,5	6	7,0	7,2	7,5

Uma vez que o campo possui sistema de injeção de água do mar, porém acreditasse que o equipamento de remoção de sulfato está danificado, para que seja desenvolvido um inibidor com maior eficiência no campo, análises de mistura entre a salmoura do poço com cenário mais crítico à incrustação e água do mar com composição padrão foram realizadas, buscando encontrar a condição mais crítica de desenvolvimento dos inibidores.

Considerando, então, esse como segundo cenário de estudo de tendência à incrustação, as composições utilizadas para avaliação, nas mesmas condições de temperatura e pressão do cenário anterior, são apresentadas nas tabelas a seguir.

**Tabela 3.3** - Composição da água do mar e água formação utilizadas nas avaliações.

Componentes (mg/L)	Água do mar	Água de formação do TR-03
Ba	-	445
Ca	504	900
K	226	826
Mg	1.390	540
Fe	-	-
Mn	-	-
Sr	9	1.336
Na	12.007	33.255
Cl	21.493	65.322
SO4	2.843	100
Bicarbonato	150	1.200
Acetato	n.d	56
pH	8	7

**Tabela 3.4** - Composição das proporções utilizadas nas avaliações.

Componentes (mg/L)	Mistura água do mar : água de formação						
	90:10	70:30	60:40	50:50	40:60	30:70	10:90
Ba	401	312	267	23	178	134	45
Ca	861	781	742	702	663	623	544
K	766	646	586	526	466	4,6,19	286
Mg	625	795	880	965	1.050	1.135	1.305
Fe	-	-	-	-	-	-	-
Mn	-	-	-	-	-	-	-
Sr	1.204	938	806	673	540	407	142
Na	30.237	26.190	24.166	22.140	20.114	18.088	14.034
Cl	60.952	52.193	47.810	43.426	39.041	34.654	25.881
SO4	374	923	1.198	1.472	1.746	2.021	2.569
Bicarbonato	1.095	885	780	675	570	465	255
Acetato	50	39	34	28	22	17	6
pH	7,02	7,07	7,1	7,14	7,19	7,25	7,54

Por fim, o terceiro e último cenário deve avaliar através da modelagem e o estudo da tendência, cada equipamento do processo *topside*, utilizando a salmoura mais crítica calculada no estudo de mistura da água de formação do poço mais crítico com a água do mar. Essa análise auxiliará a escolha adequada de um inibidor de incrustação para aplicação *topside*. As condições de temperatura e pressão de operação de cada equipamento são apresentadas na Tabela 3.5.

**Tabela 3.5** - Dados recebidos para a avaliação do *topside*.

<b>Equipamentos</b>	<b>T (°C)</b>	<b>P (bar)</b>
Pré-aquecedor (PA)	49	5
Entrada do separador de produção (Esep)	49	7
Saída do separador de produção (Ssep)	68	1
Separador atmosférico (Satm)	71	1
Separador eletroestático (Selet)	66	1
Entrada do vaso de tratamento de água oleosa (Etao)	56	6,4
Saída do vaso de tratamento de água oleosa (Stao)	64	1
Flotador (Flot)	64	6,4

Com todos esses dados, os métodos a seguir são utilizados para determinar o potencial de incrustação no campo de “Truta”, levando em consideração o cenário mais crítico, para testar inibidores de incrustação para aplicação *topside* e *subsea* mais qualificados, assim como a dosagem que devem ser aplicados em campo.

### **3.2. Teste de Compatibilidade entre o inibidor e a água de formação**

Após a definição do cenário mais crítico, salmouras sintéticas, que contêm reagentes químicos para reproduzir a concentração final de íons da água de formação ou mistura das águas, podem ser preparadas para avaliar a compatibilidade dos inibidores de incrustação a serem testados com o cálcio presente na salmoura.

Um inibidor de incrustação incompatível deixa as amostras turvas e o precipitado formado se assenta em poucos minutos ou horas. Além disso, se o inibidor de incrustação estiver precipitando como sólido, então este inibidor não está adequado para evitar a formação de incrustações, podendo ainda ter perda de sua performance.

Para ambos os inibidores de incrustação a serem formulados e testados, o seguinte método, conforme especificação técnica interna da Petrobras, foi utilizado como forma de identificar qualquer potencial de incompatibilidade entre os inibidores selecionados e o fluido produzido. O procedimento empregado neste trabalho é:

- Transfere-se 100 mL da salmoura catiônica a cinco diferentes frascos, ajustado até o valor do pH da mistura;
- Adiciona-se o inibidor de incrustação nas dosagens 0, 500, 1000, 5000 e 10000 ppm, em cada frasco respectivamente;
- Avalia-se a compatibilidade nos seguintes intervalos de tempo: imediatamente após a adição dos inibidores, após 1, 2 e 4 horas à temperatura de cada cenário proposto (frascos aquecidos na estufa);
- Registra-se as aparências das soluções resultantes através de fotos dos frascos após cada intervalo de tempo.

O produto é considerado compatível se não houver turvação ou formação de precipitado numa concentração cinco vezes maior à concentração indicada.

A avaliação após o teste é feita de forma visual.

### **3.3. Teste de Eficiência Estática**

O teste estático deve ser realizado para determinar o desempenho dos produtos quanto à inibição de sulfato de bário. A temperatura de teste é 25°C.

A descrição do procedimento empregado está destacada a seguir.

- Transfere-se 50 mL da salmoura catiônica e 50 mL da salmoura aniônica (com os íons incrustantes bicarbonato e sulfato), para frascos separados. Aos frascos contendo os ânions, adiciona-se imediatamente o produto inibidor de incrustação nas dosagens 0, 15, 25 e 40 ppm (para o *subsea*) e 0, 15, 30 e 40 ppm (para o *topside*);
- Colocam-se os frascos em estufa de circulação a 25°C ± 1°C por 1, 2 e 24 horas, para análises pontuais;
- Após cada intervalo de tempo acima, registram-se as aparências das soluções resultantes tomando-se fotos dos frascos.

### 3.4. Teste de Eficiência Dinâmica

O teste é realizado no equipamento HP/HT Automated PMAC DSL 6000, que opera com pressão de até 1500 psi e temperatura de até 250°C. Este instrumento oferece medição direta do desempenho do inibidor de incrustação em condições dinâmicas do sistema, acompanhando a variação de pressão durante a passagem do fluido por um capilar, em que essa variação se dá quando a espécie incrustante começa a precipitar. Utilizando a composição química da água produzida, são preparadas salmouras de ânions e cátions.

O teste foi realizado sob as seguintes condições operacionais:

**Temperatura:** 71°C (*Topside*) e 105°C (*Subsea*)

**Pressão do Sistema:** 1 bar (*Topside*) e 17,2 bar (*subsea*)

**Tempo de teste:** 60 minutos, ou 3x o tempo do branco

**Taxa de Fluxo:** 10 mL/min

**Loop:** 1,0 m comprimento; 0,5 mm diâmetro

Cada uma destas águas é alimentada através de um coletor para um forno onde são aquecidos e pressurizados, nas condições do teste, em seu próprio *loop* de metal separado. Uma vez pré-aquecidas, as soluções catiônica e aniônica misturam-se em um *loop* de menor diâmetro. A variação de diferencial de pressão é medida ao longo do *loop*, sendo proporcional à ocorrência de incrustação. A mistura das duas águas permite que a incrustação se forme, aderindo nas paredes do capilar, causando um bloqueio.

O teste inicial é realizado sem a presença de inibidor de incrustação. Nele determina-se o tempo de branco, isto é, tempo no qual o diferencial de pressão atinge 1 psi, considerando a partir do momento que as salmouras se encontram (possível de determinar graficamente). A avaliação do inibidor de incrustação tem como critério de aprovação a manutenção do diferencial de pressão em até 1 psi, durante um período de 60 minutos ou 3 vezes o tempo do branco, aquele que for maior.

O teste de eficiência dinâmica não pode reproduzir exatamente as condições de campo, contudo, permite uma comparação relativa do desempenho do inibidor e proporciona uma definição da mínima dosagem efetiva (MDE), isto é, dosagem mínima na qual o produto químico deve ser aplicado em campo.

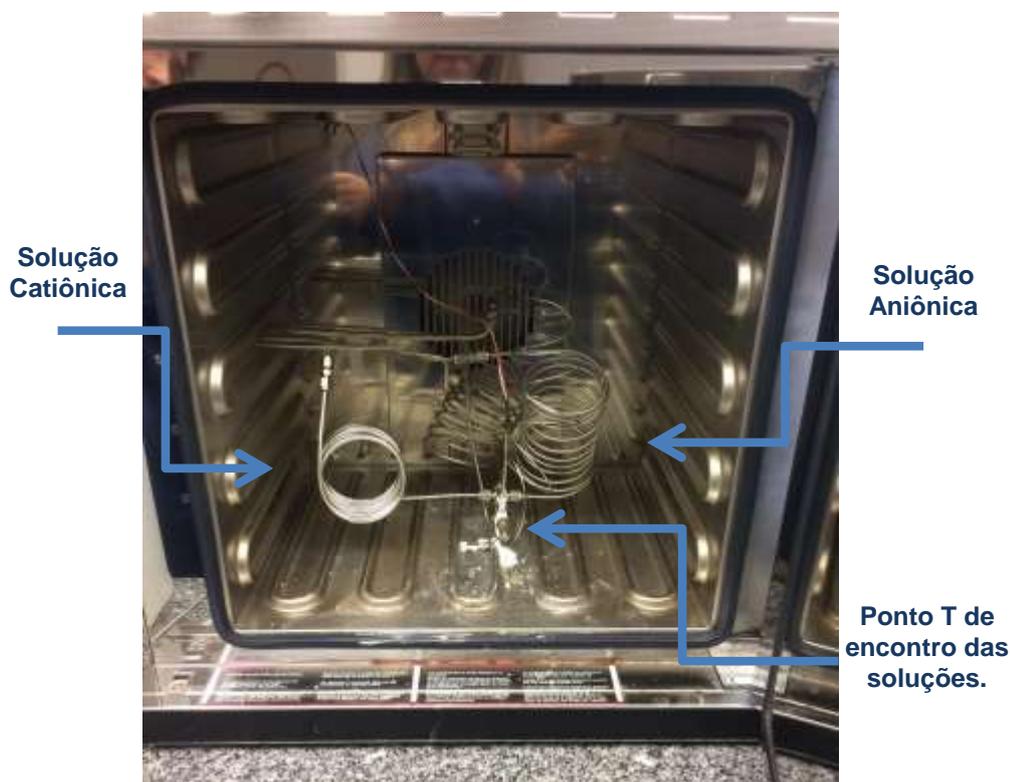


Figura 3.2 - Forno do equipamento onde ocorre o teste dinâmico.

#### 4. Resultados e Discussão

A revisão bibliográfica mostrou quais fatores que influenciam a incrustação, discutindo a importância de mecanismos de prevenção desde a fase de projeto de uma plataforma e, decorrendo sobre um dos principais métodos preventivos utilizados, os inibidores de incrustação.

A modelagem e simulação tiveram como foco a determinação do risco de incrustação nos poços do campo de "Truta" utilizando o resultado do índice de saturação (IS) e da massa precipitada (mg/L) obtidos através do software. Seus resultados foram imprescindíveis para definir as condições dos testes experimentais, que visaram à obtenção de inibidores de incrustação para aplicação *topside* e *subsea* nesse campo.

## 4.1. Índice de Saturação e Massa Precipitada

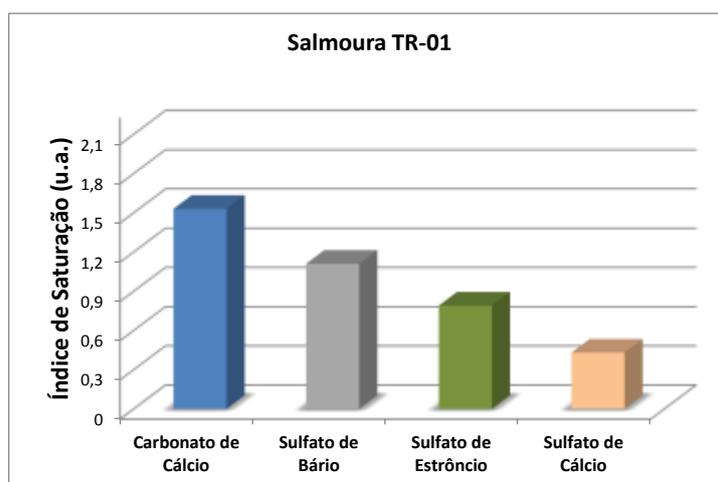
### 4.1.1. Cenário 1: Cinco poços do campo “Truta”

O índice de saturação e o potencial de incrustação do cenário atual de composição das salmouras dos cinco poços do campo de “Truta” foram calculados pelo software.

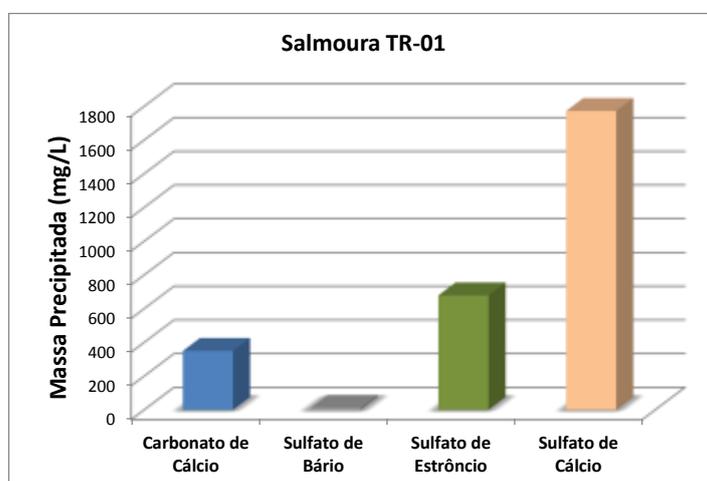
A Tabela 4.1 e as Figuras 4.1 a 4.2 a seguir exibem o índice de saturação e massa precipitada do poço TR-01.

**Tabela 4.1** - Índice de saturação e massa precipitada de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  e  $\text{CaSO}_4$  do poço TR-01.

Atuação	T (°C)	P (bar)	Poço TR-01								
			pH	Carbonato de Cálcio		Sulfato de Bário		Sulfato de Estrôncio		Sulfato de Cálcio	
				IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)
Upstream	105	17,2	6,5	1,53	350	1,11	11	0,79	679	0,43	1773



**Figura 4.1** - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-01.



**Figura 4.2** – Massa precipitada dos sais do poço TR-01.

Pode ser observado que o índice de saturação para carbonato de cálcio do poço TR-01 foi de 1,53, na faixa em que vai ocorrer incrustação, conforme apresentado anteriormente na Tabela 3.1. Avalia-se esse resultado de forma conjunta com a massa precipitada, que para o carbonato de cálcio foi de 350 mg/L. Pela Figura 3.1 verificamos que o poço TR-01 tem risco alto de precipitação de carbonato de cálcio.

Os softwares de predição de incrustação usam modelos termodinâmicos e assumem que os íons incrustantes atingiram o equilíbrio em qualquer conjunto de condições. A cinética de reação de formação de incrustação não é levada em consideração. A implicação desta suposição, é que embora supersaturada, muitas vezes, a incrustação pode não ocorrer em um sistema de produção.

Embora isso seja verdade, a incrustação de sulfato de bário apresenta um comportamento excepcional. Tendo como base a sua solubilidade extremamente baixa, podemos inferir que são necessárias quantidades mínimas dos íons  $Ba^{2+}$  e  $SO_4^{2-}$  na fase aquosa, para atingir elevados níveis de supersaturação.

Seguindo a mesma metodologia de análise para o carbonato de cálcio, podemos observar que o IS de sulfato de bário para o poço TR-01 está na faixa de que vai ocorrer incrustação (IS=1,11). No entanto, analisando conjuntamente com a massa precipitada utilizando a matriz de risco, pode-se afirmar que o poço tem baixa tendência à formação de sulfato de bário. Isso ocorre porque a concentração de bário na salmoura é muito baixa. O sulfato, em grande quantidade, reage e consome todo o bário, restando alta concentração para reagir com o estrôncio e o cálcio.

Já com relação ao sulfato de estrôncio, no poço TR-01, seu índice de saturação indica que é provável que haja incrustação, mas que não deve ser grave. Avaliando em conjunto com a massa precipitada (mg/L), a tendência seria média/alta. Apesar desse resultado, uma vez que, por questão de afinidade química, o sulfato de bário tem maior tendência a se formar que o sulfato de estrôncio, o quanto ele vai influenciar para determinar qual o cenário mais crítico de salmoura vai depender da análise nos demais poços. Se nos demais cenários, houver elevado

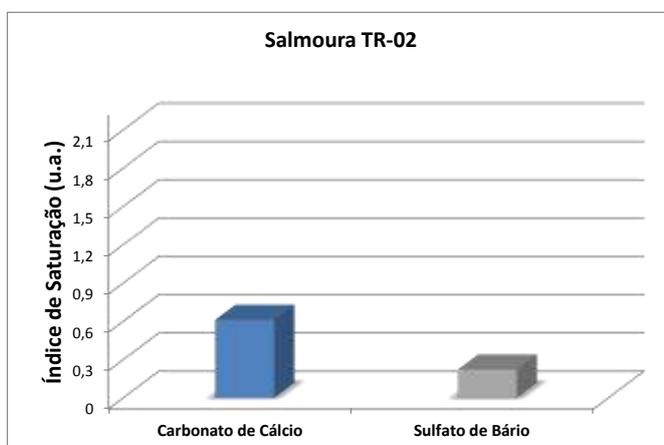
risco de precipitação de sulfato de bário podemos inferir que a massa calculada para o sulfato de estrôncio tende a não ser formada.

O índice de saturação para o sulfato de cálcio (IS=0,43) está na faixa em que apresenta uma pequena probabilidade de formação de incrustação, mesmo com massa precipitada elevada. Combinado com o elevado risco de consumo do cálcio, pela tendência a formação de carbonato de cálcio, a massa calculada para o sulfato de cálcio tende a não ser formada.

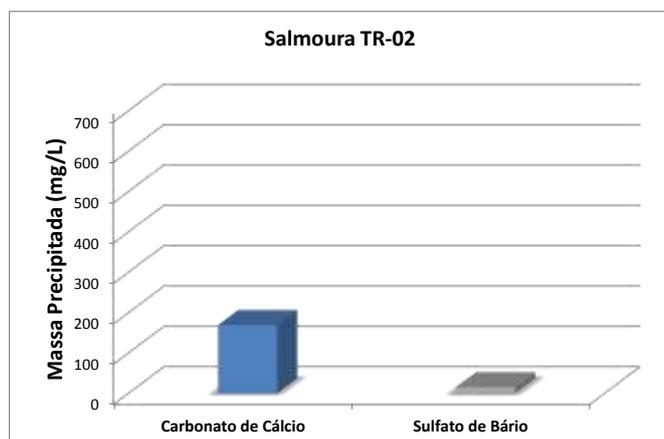
Para o poço TR-02 verificam-se os seguintes resultados contidos na Tabela 4.2 e figuras 4.3 e 4.4.

**Tabela 4.2** - Índice de saturação e massa precipitada de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  e  $\text{CaSO}_4$  do poço TR-02.

Atuação	T (°C)	P (bar)	Poço TR-02								
			pH	Carbonato de Cálcio		Sulfato de Bário		Sulfato de Estrôncio		Sulfato de Cálcio	
				IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)
Upstream	105	17,2	6	0,61	169	0,22	15	-	-	-	-



**Figura 4.3** - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-02.



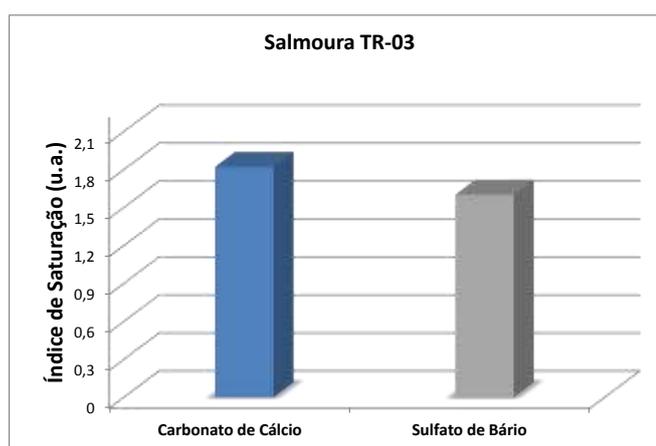
**Figura 4.4** - Massa precipitada dos sais do poço TR-02.

O poço TR-02 não apresenta tendência à incrustação de sulfato de estrôncio e sulfato de cálcio, uma vez que a concentração de sulfato é baixa nessa salmoura. O sulfato esgota-se após reagir com o bário. Para carbonato de cálcio, o índice de saturação indica probabilidade de haver incrustação (IS=0,61), porém não será grave. Isso ocorre porque o potencial de precipitação do carbonato de cálcio diminui com a queda do pH, então mesmo que tendo maior concentração de cálcio na salmoura do TR-02 do que na salmoura do TR-01, o menor pH, leva a menor precipitação de carbonato de cálcio. O sulfato de bário apresenta probabilidade de formação marginal (IS=0,22), devido à baixa concentração de sulfato na salmoura. Após a análise na matriz de risco temos que para ambas as espécies incrustantes, a tendência à incrustação é baixa.

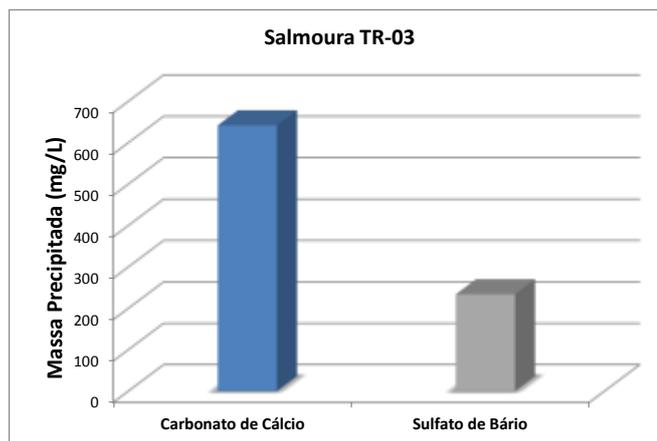
A salmoura do poço TR-03 após análise do software teve o seguinte resultado, contido na Tabela 4.3 e Figuras 4.5 e 4.6.

**Tabela 4.3** - Índice de saturação e massa precipitada de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  e  $\text{CaSO}_4$  do poço TR-03.

Atuação	T (°C)	P (bar)	Poço TR-03								
			pH	Carbonato de Cálcio		Sulfato de Bário		Sulfato de Estrôncio		Sulfato de Cálcio	
				IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)
Upstream	105	17,2	7	1,82	642	1,6	234	0,01	-	0,01	6



**Figura 4.5** - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-03.



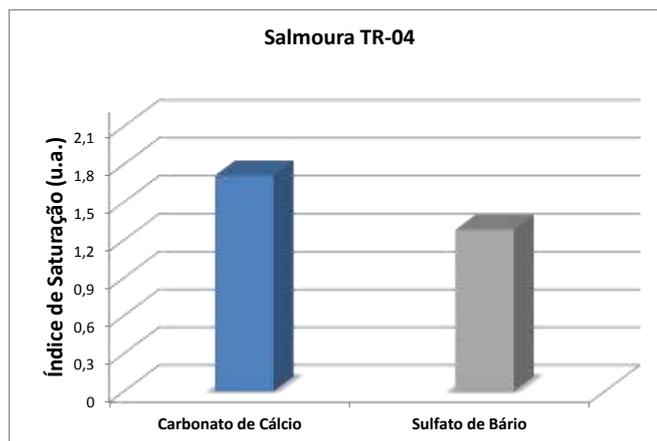
**Figura 4.6** - Massa precipitada dos sais do poço TR-03.

Os índices de saturação para carbonato de cálcio (IS=1,82) e sulfato de bário (IS=1,60) estão na faixa de que vai ocorrer incrustação. Assim como para análise na matriz de risco, através do resultado de massa precipitada para cada espécie incrustante, a tendência à incrustação é alta. O potencial de precipitação para o carbonato de cálcio aumenta comparado aos dois poços anteriores, devido ao maior pH dessa salmoura. O pH influencia no equilíbrio da reação, em que o aumento do pH leva ao favorecimento da formação de  $\text{CaCO}_3$ . O sulfato da salmoura reage em sua maioria com o bário disponível, devido à maior afinidade química, esgotando-se antes que pudesse reagir mais com o cálcio e o estrôncio da salmoura. Esse é um cenário de atenção, visto que para as principais espécies incrustantes, a tendência à incrustação está elevada.

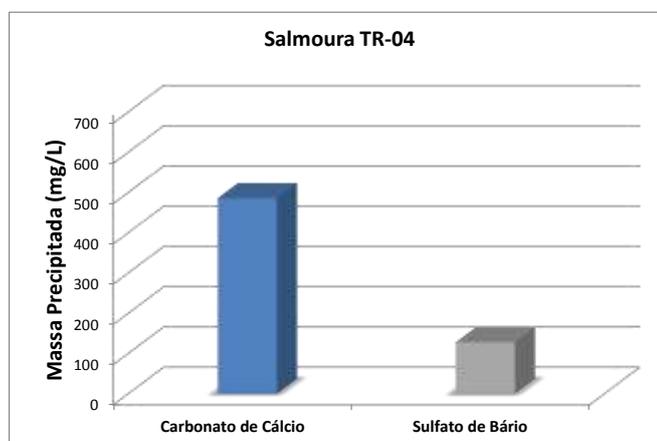
Para o TR-04 obtemos a Tabela 4.4 e Figuras 4.7 e 4.8.

**Tabela 4.4** - Índice de saturação e massa precipitada de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  e  $\text{CaSO}_4$  do poço TR-04.

Atuação	T (°C)	P (bar)	Poço TR-04								
			pH	Carbonato de Cálcio		Sulfato de Bário		Sulfato de Estrôncio		Sulfato de Cálcio	
				IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)
Upstream	105	17,2	7,2	1,71	486	1,28	128	-	-	-	-



**Figura 4.7** - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-04.



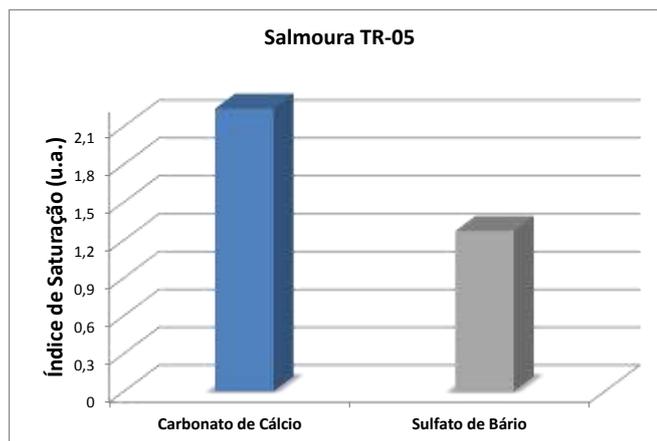
**Figura 4.8** - Massa precipitada dos sais do poço TR-04.

Assim como para o poço TR-03, os índices de saturação para carbonato de cálcio (IS=1,71) e sulfato de bário (IS=1,28) estão na faixa de que vai ocorrer incrustação e, pela matriz de risco, a tendência à incrustação é alta. No entanto, tanto o IS como a massa precipitada para o poço TR-04 são menores que no cenário do poço TR-03, o que o torna menos crítico. Essa redução ocorre devido à redução das concentrações de bicarbonato, cálcio e bário.

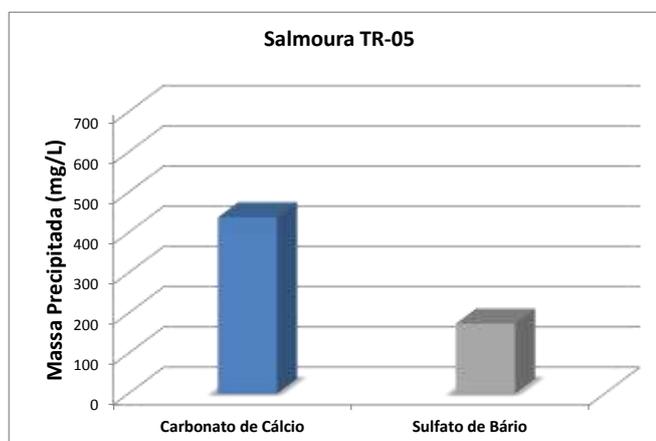
Por fim, para o poço TR-05, tivemos os seguintes resultados, contidos na Tabela 4.5 e Figuras 4.9 e 4.10.

**Tabela 4.5** - Índice de saturação e massa precipitada de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  e  $\text{CaSO}_4$  do poço TR-05.

Atuação	T (°C)	P (bar)	Poço TR-05								
			pH	Carbonato de Cálcio		Sulfato de Bário		Sulfato de Estrôncio		Sulfato de Cálcio	
				IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)
Upstream	105	17,2	7,5	2,24	438	1,27	174	-	-	-	-



**Figura 4.9** - Índice de saturação dos sais presentes na água de formação do poço TR-05.



**Figura 4.10** - Massa precipitada dos sais do poço TR-05.

Para carbonato de cálcio, o poço apresentou um IS na faixa de incrustação severa ( $IS=2,24$ ), mas como a avaliação deve ser feita em conjunto com a massa precipitada (mg/L), pode-se dizer que o poço TR-03 está com maior tendência para precipitação de carbonato de cálcio. Esse fato decorre das menores concentrações de bicarbonato e cálcio na salmoura. Para o sulfato de bário, o resultado aponta para alta tendência à incrustação ( $IS=1,27$ ), mas, assim como ocorrido para o poço TR-04, seu IS e massa precipitada são menores que para o poço TR-03, sendo também um cenário menos crítico.

Baseando-se nos resultados da modelagem e da avaliação da matriz de risco, tem-se que em todos os 5 poços há tendência à incrustação. Em alguns, essa tendência é maior do que em outros, porém em todos haverá pelo menos uma espécie precipitando. Por conta disso, todos deverão receber injeção de inibidor de incrustação, com dosagens que serão determinadas no teste de eficiência dinâmica. Através da análise das salmouras dos poços, escolhemos o TR-03 como o poço mais

crítico, devido à alta tendência à formação de carbonato de cálcio e sulfato de bário, com maior quantidade de massa precipitada prevista para ambas as espécies incrustantes, quando comparado aos demais.

#### 4.1.2. Cenário 2: Mistura da água de mar com a água de formação do poço TR-03

A plataforma na qual o campo de “Truta” faz parte não possui unidade de remoção de sulfato, dessa forma, a fim de avaliar a real tendência para a formação de sulfato de bário, consideramos mistura da água do mar e do poço TR-03 (por ter apresentado maior tendência à formação de incrustação), gerando uma corrente de água de produção.

Foram feitas as modelagens para cada proporção de água de formação e água do mar, conforme a Tabela 3.4, a fim de calcular a criticidade da tendência a formação de incrustação. Foram avaliados os resultados através da matriz de risco, tendo sido a criticidade classificada de acordo com a Tabela 4.6.

**Tabela 4.6** - A avaliação de criticidade de acordo com a matriz de risco.

	Baixo
	Médio/Baixo
	Médio/Alto
	Alto

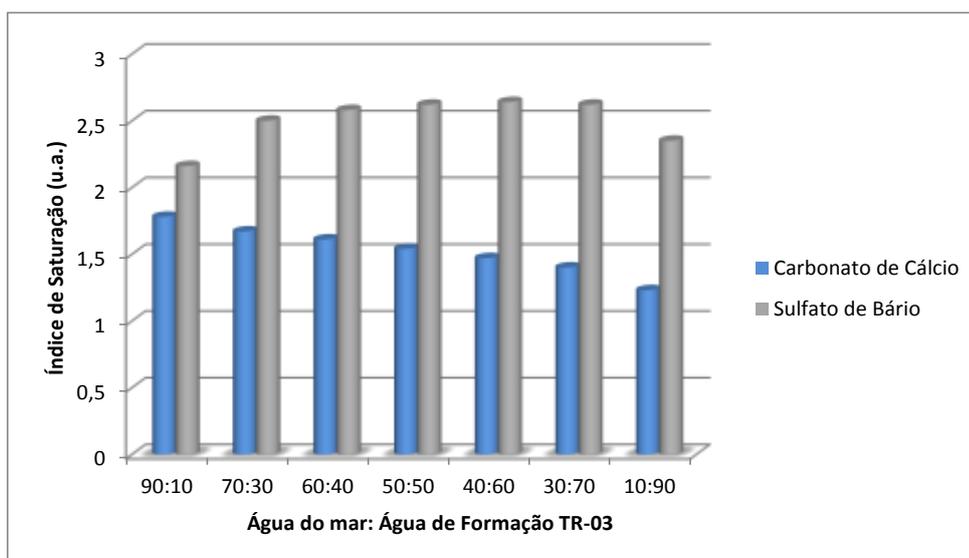
O sulfato de estrôncio não foi classificado, porque, embora tenha apresentado uma massa precipitada (mg/L) alta, ela não deve ser formada, já que o risco para sulfato de bário está elevado. Por preferência química, o sulfato de bário sempre é formado primeiramente, fazendo com que a quantidade de sulfato livre para se ligar ao estrôncio seja pequena e insuficiente para precipitar a quantidade prevista pelo software (quantidade essa que leva em consideração 100% do sulfato livre).

O índice de saturação e o potencial de massa precipitada das espécies incrustantes calculados pelo software e, classificados de acordo com a matriz de risco, são mostrados na Tabela 4.7.

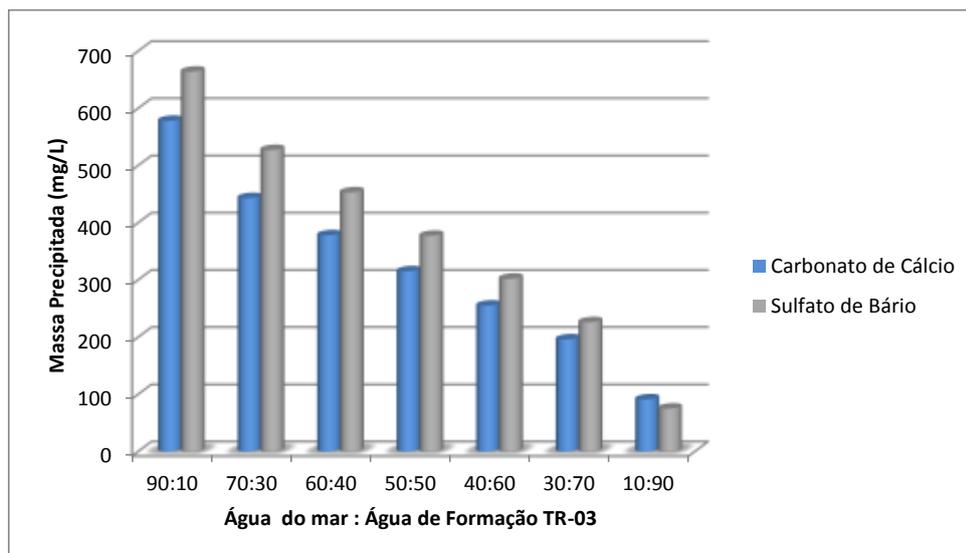
**Tabela 4.7** - Índice de saturação e massa precipitada de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  e  $\text{CaSO}_4$  da mistura em diversas proporções da água do mar com a água de formação do TR-03.

Água do mar : Água de formação TR-03	pH	Carbonato de cálcio		Sulfato de Bário		Sulfato de Estrôncio		Sulfato de cálcio	
		IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)
		90:10	7,02	1,78	578	2,16	664	0,57	478
70:30	7,07	1,67	443	2,50	527	0,89	1.193	-	-
60:40	7,1	1,61	378	2,58	453	0,97	1.276	-	-
50:50	7,14	1,54	315	2,62	377	1,02	1.172	-	-
40:60	7,19	1,47	255	2,64	302	1,02	979	-	-
30:70	7,25	1,4	196	2,62	226	1	747	-	-
10:90	7,54	1,23	91	2,35	75	0,74	240	0,02	55

Observa-se nas Figuras 4.11 e 4.12, a comparação do índice de saturação e da massa (mg/L) em todas as proporções simuladas.



**Figura 4.11** - Índice de saturação para diferentes proporções de água do mar com a água de formação do TR-03.



**Figura 4.12** - Massa precipitada para diferentes proporções de água do mar com a água de formação do TR-03.

Tem-se que, em todas as proporções simuladas, o índice de saturação para carbonato de cálcio está na faixa de que vai ocorrer incrustação e, para o sulfato de bário, o índice se encontra na faixa de situação severa de incrustação. Analisando conjuntamente com a massa precipitada, reconhece-se que a proporção 90:10 apresenta cenário mais crítico, uma vez que possui maior potencial de massa precipitada tanto de carbonato de cálcio, como sulfato de bário. Por conta disso, essa proporção foi a escolhida como a mais crítica e será avaliada na condição de temperatura e pressão de cada equipamento do processo *topside*.

#### **4.1.3. Cenário 3: Avaliação do risco de incrustação nos equipamentos do *topside***

Fazendo a avaliação em conjunto do índice de saturação e da massa precipitada (mg/L), com o auxílio da matriz de risco, observa-se o alto risco de precipitação tanto para sulfato de bário quanto para carbonato de cálcio, principalmente no cenário de mistura de água do mar com água de formação do TR-03 na proporção 90:10, na qual o potencial de massa a ser precipitada para essas espécies foi bem maior que nas demais proporções. Como a tendência para o sulfato de bário é alta, a massa de sulfato de estrôncio, não deve ser formada.

Por conta disso, faz-se importante avaliar através da modelagem e o estudo da tendência, os equipamentos do processo *topside*. Essa análise auxiliará a escolha

adequada de um inibidor de incrustação para aplicação *topside*. A Tabela 4.8 reporta os resultados obtidos pela modelagem nas condições de cada equipamento.

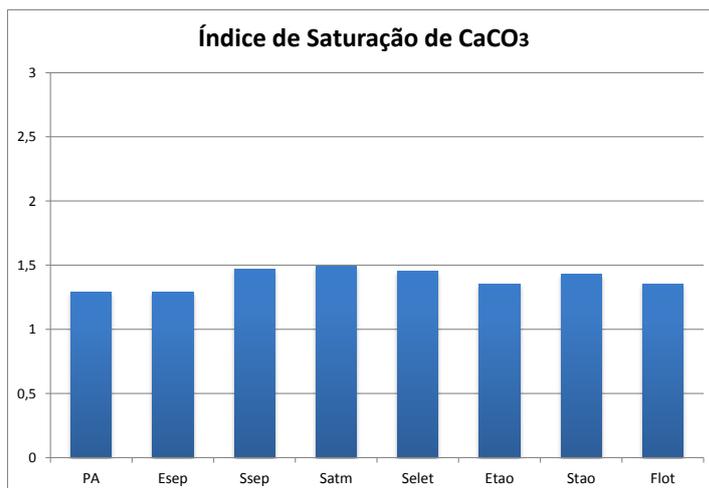
**Tabela 4.8** - Índice de saturação e massa precipitada de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{BaSO}_4$  e  $\text{SrSO}_4$  nos equipamentos do *topside*.

Equipamentos	T (°C)	P (bar)	pH	Carbonato de Cálcio		Sulfato de Bário		Sulfato de Estrôncio	
				IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)	IS	Massa (mg/L)
Pré-aquecedor (PA)	49	5	7,02	1,29	407	2,58	674	0,49	433
Entrada do separador de produção (Esep)	49	7	7,02	1,29	406	2,58	674	0,48	433
Saída do separador de produção (Ssep)	68	1	7,02	1,47	480	2,4	671	0,5	442
Separador atmosférico (Satm)	71	1	7,02	1,49	490	2,38	670	0,51	444
Separador eletroestático (Selet)	66	1	7,02	1,45	473	2,42	671	0,5	441
Entrada do vaso de tratamento de água oleosa (Etao)	56	6,4	7,02	1,35	428	2,51	673	0,49	435
Saída do vaso de tratamento de água oleosa (Stao)	64	1	7,02	1,43	466	2,44	671	0,5	440
Flotador (Flot)	64	6,4	7,02	1,35	432	2,4	671	0,46	418

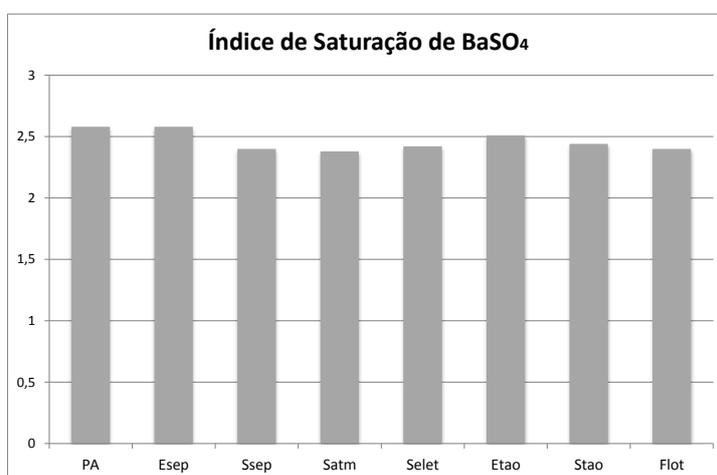
Tem-se que em todos os equipamentos, o índice de saturação para carbonato de cálcio está na faixa de que vai ocorrer incrustação. Analisando a massa precipitada prevista, temos que o pior cenário é para o separador atmosférico.

Com relação ao sulfato de bário, o índice de saturação está na faixa de incrustação severa o cenário de todos os equipamentos. A massa precipitada prevista está muito equiparada para eles, o que indica todos os cenários com elevado risco de precipitação de sulfato de bário.

Observa-se nas Figuras 4.13 e 4.14, a comparação do índice de saturação de  $\text{CaCO}_3$  e  $\text{BaSO}_4$  para todos os equipamentos do processo *topside*.

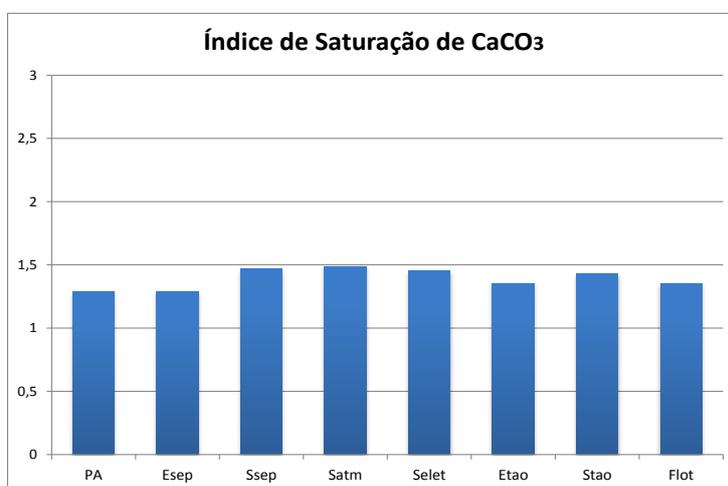


**Figura 4.13** - Índice de saturação de CaCO<sub>3</sub> para os equipamentos do processo *topside*.

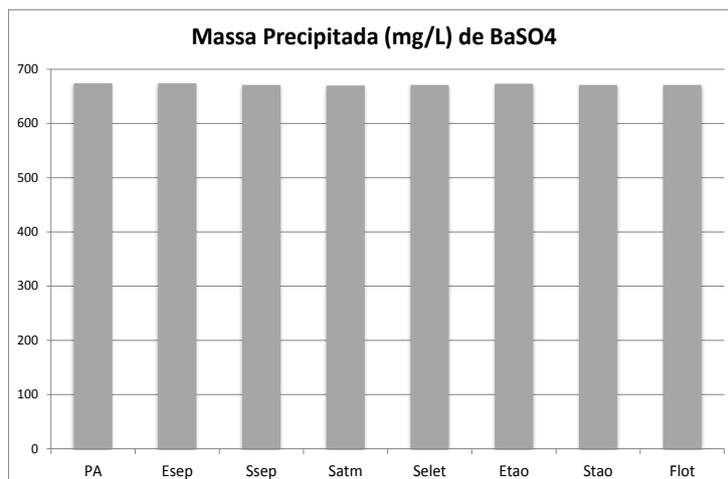


**Figura 4.14** - Índice de saturação de BaSO<sub>4</sub> para os equipamentos do processo *topside*.

Essa análise comparativa pode também ser feita para a massa precipitada prevista conforme as Figuras 4.15 a 4.16.



**Figura 4.15** - Massa precipitada de CaCO<sub>3</sub> para os equipamentos do processo *topside*.



**Figura 4.16** - Massa precipitada de BaSO<sub>4</sub> para os equipamentos do processo *topside*.

Avaliando o cenário mais crítico para os equipamentos do processo *topside*, nos deparamos com duas condições próximas, a da saída do separador de produção e o separador atmosférico. No entanto, uma vez que a massa precipitada de carbonato é o fator de maior diferença entre eles, escolheu-se a condição do separador atmosférico, que possui maior massa precipitada para o carbonato, como cenário mais crítico para realização dos testes do inibidor de aplicação *topside*.

A partir dos dados simulados dos poços e dos equipamentos do processo *topside*, foi identificada a tendência tanto para formação de carbonato de cálcio, como para sulfato de bário. Por conta disso, os inibidores a serem testados, para aplicação *topside* e *subsea*, devem ter a capacidade de inibir ambas as espécies incrustantes.

## 4.2. Testes de Inibidores

Definimos que o poço mais crítico é o TR-03, com tendência tanto para formação de sulfato de bário, quanto para carbonato de cálcio. Foram então realizados o teste estático em temperatura ambiente, para se avaliar de forma mais crítica a formação do sulfato de bário e, o teste dinâmico, para a determinação da mínima dosagem efetiva para o inibidor *subsea*, sob temperatura de 105°C e pressão de 17,2 bar.

Na análise da tendência incrustante da mistura água do mar com a água de formação do poço TR-03 em diferentes proporções, a proporção 90:10 foi a de maior tendência à formação de carbonato de cálcio e sulfato de bário e, foi avaliada na condição de temperatura e pressão de cada equipamento do *topside*, onde a

condição do separador atmosférico sob temperatura de 71°C e pressão de 1 bar foi a mais crítica. Logo, essa foi a condição do teste dinâmico para a determinação da mínima dosagem efetiva para o inibidor *topside*.

É importante ressaltar que para a aplicação *subsea*, a fórmula escolhida tem que estar na proporção 1:1 (água:MEG), para que não haja formação de hidrato. As temperaturas de aplicação, de 71°C e 105°C, serão fundamentais na escolha do tipo de inibidor.

Para a aplicação *subsea*, com temperatura de 105°C, testamos o inibidor Fosfonatø1, da família fosfonato, uma vez que apresenta estabilidade térmica acima de 160°C e menor custo que os polímeros.

Para a aplicação *topside*, com temperatura de 71°C, testamos o inibidor Efosfatø2, da família éster fosfato, com limite térmico menor que os inibidores da família fosfonato, o que vai reduzir o custo do produto.

#### **4.2.1. Cenário *Subsea* – Inibidor família fosfonato**

##### **4.2.1.1. Compatibilidade**

Na avaliação da compatibilidade entre o inibidor de incrustação *subsea* Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03, não foram observadas turbidez e/ou incompatibilidade nos intervalos e dosagens analisadas, como apresentados nas Figuras 4.17 a 4.20.



**Figura 4.17** - Compatibilidade entre o Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03 imediatamente após a adição do inibidor.



**Figura 4.18** - Compatibilidade entre o Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03 após 1h a 90°C.



**Figura 4.19** - Compatibilidade entre o Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03 após 2h a 90°C.



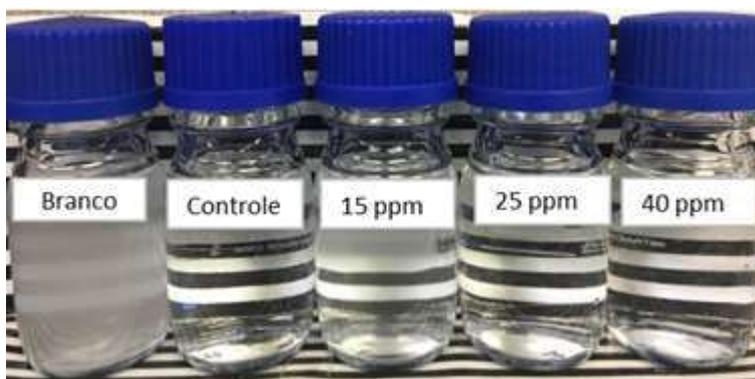
**Figura 4.20** - Compatibilidade entre o Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03 após 24h a 90°C.

Por motivo de segurança, esse teste foi feito à 90°C e não à 105°C, uma vez que não ultrapassa a temperatura de ebulição da água e também diminui risco de aumento de pressão dentro dos frascos, que pode ocasionar um estouro dos recipientes.

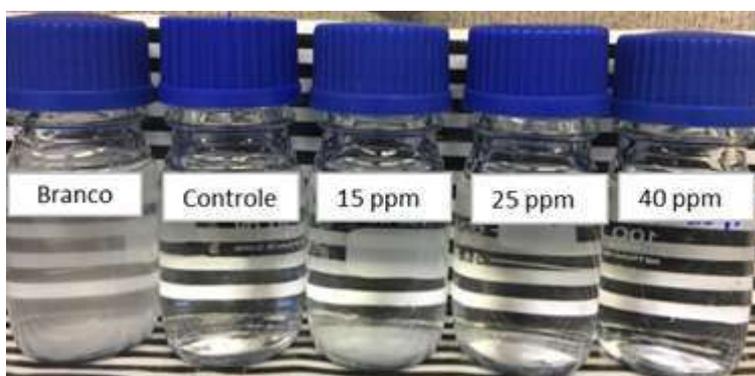
#### **4.2.1.2. Eficiência Estática**

No teste estático entre o inibidor Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03, sob temperatura de 25°C, observamos a turbidez do branco imediatamente após a mistura e, a precipitação dele em 1 hora. As dosagens de 15 e 25 ppm não se mostraram eficientes em inibir a incrustação, embora em comparação com o branco, pode-se observar que houve ação do inibidor. A dosagem de 40 ppm mostrou-se

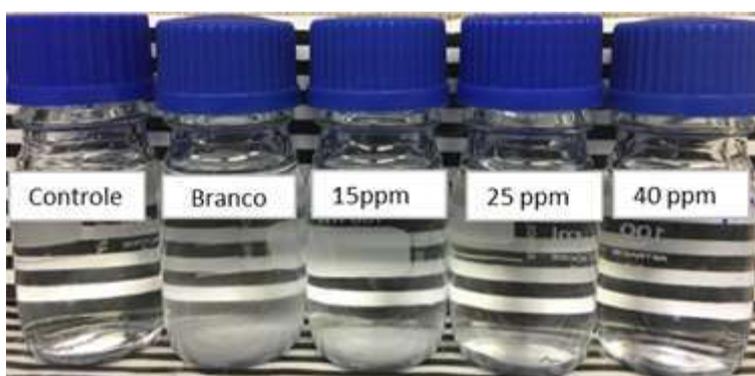
eficiente em todas os intervalos analisados, conforme apresentados nas Figuras 4.21 a 4.24.



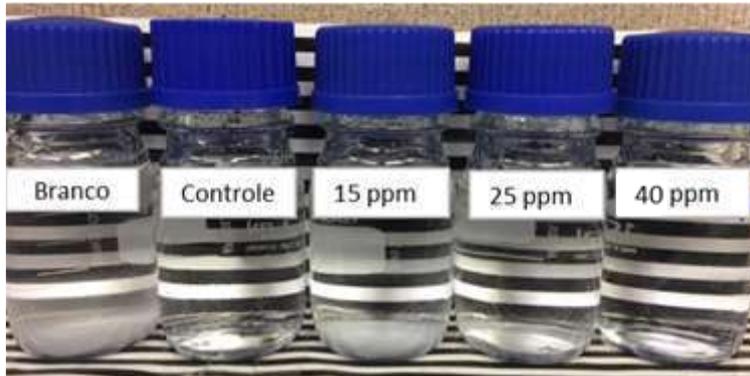
**Figura 4.21** - Teste estático entre o Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03 em 25°C no tempo imediato.



**Figura 4.22** - Teste estático entre o Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03 em 25°C após 1h.



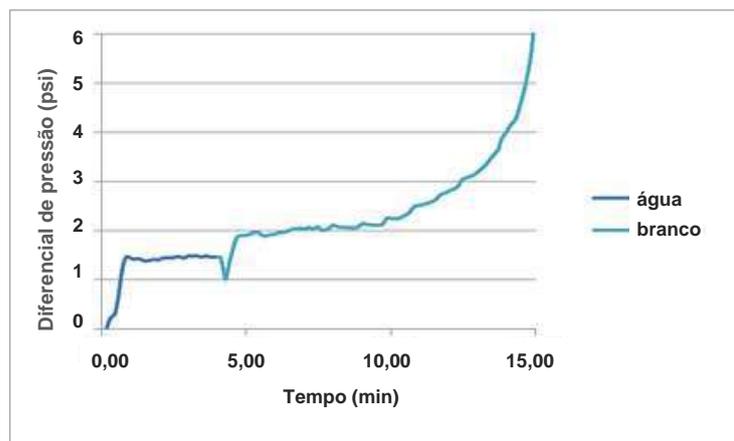
**Figura 4.23** - Teste estático entre o Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03 em 25°C após 4h.



**Figura 4.24** - Teste estático entre o Fosfonatø1 e a salmoura de TR-03 em 25°C após 24h.

#### 4.2.1.3. Eficiência Dinâmica

O teste de eficiência dinâmica foi realizado à temperatura de 105°C e pressão de 17,2 bar. Para o cenário *subsea*, o tempo do branco, isto é, tempo no qual a diferença de pressão ultrapassa 1 psi, após o encontro das salmouras, sem presença do inibidor, foi de aproximadamente 7,32 minutos.

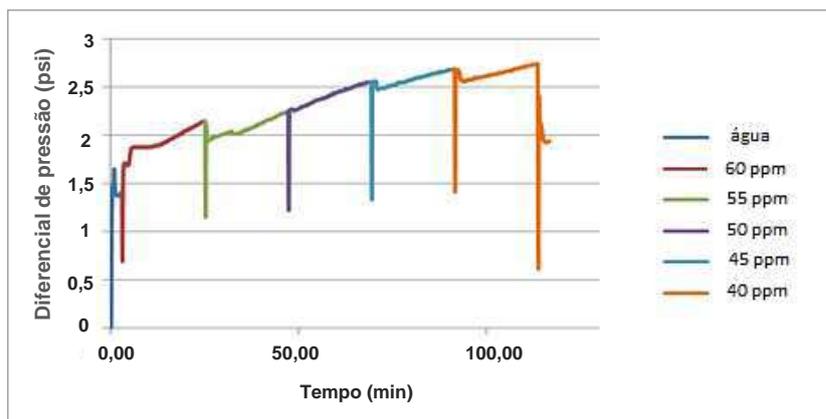


**Figura 4.25** - Teste de Eficiência Dinâmica da salmoura não inibida.

Os testes para a qualificação do inibidor de incrustação *subsea* Fosfonatø1 foram realizados com as dosagens regressivas partindo de 60 ppm, utilizando três vezes o tempo do branco.

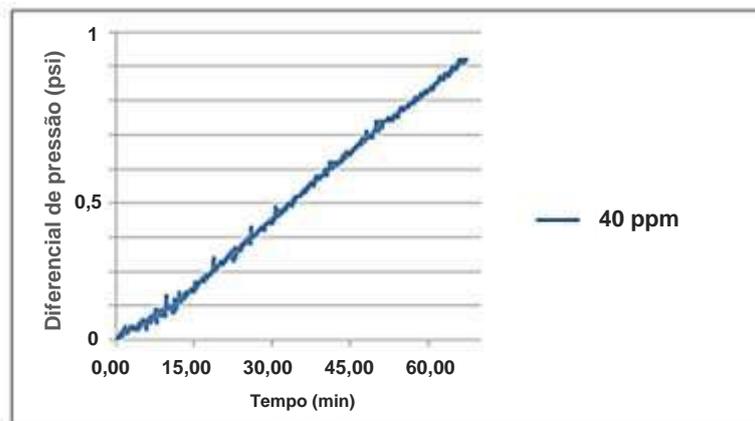
Cada corrida durou 22 minutos e, uma vez definida a mínima dosagem efetiva, realizou-se uma corrida de 60 minutos, em duplicata, para certificar a aprovação na referida dosagem.

Os resultados obtidos durante a qualificação estão destacados na Figura 4.26.

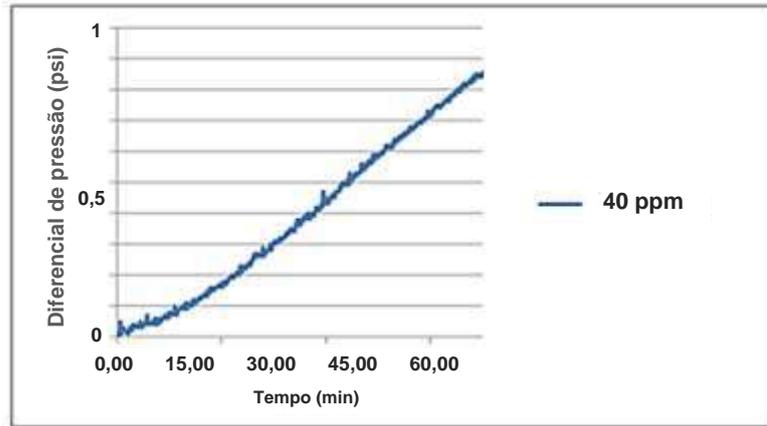


**Figura 4.26** - Teste de eficiência dinâmica com inibidor de incrustação Fosfonatø1 a 105°C.

Pelo resultado obtido, tem-se que a dosagem de 40 ppm do inibidor parece variar menos de 1 psi no tempo de 22 min. Para certificar que essa é a mínima dosagem efetiva, realizou-se o teste em 60 minutos para o inibidor Fosfonatø1, buscando garantir que o diferencial de pressão se enquadra dentro de 1 psi de variação.



**Figura 4.27** - Confirmação da MDE de 40 ppm para o inibidor Fosfonatø1 a 105°C.



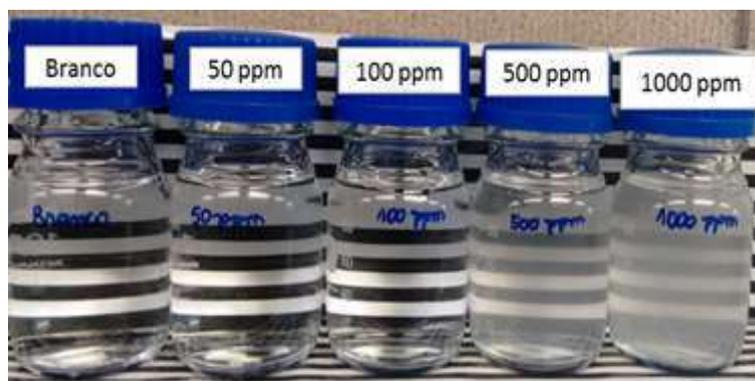
**Figura 4.28** - Confirmação da MDE de 40 ppm para o inibidor Fosfonatø1 a 105°C – duplicata.

Como se pode observar pelo gráfico, o inibidor de incrustação Fosfonatø1 na mínima dosagem efetiva de 40 ppm, teve em 60 minutos uma variação de pressão menor que 1 psi, o que indica que esse produto poderá inibir incrustações de carbonato de cálcio e sulfato de bário. Logo, a indicação para inibidor *subsea* no cenário avaliado é o Fosfonatø1, da família fosfanato, a 40 ppm.

#### 4.2.2. Cenário *Topside* – Inibidor família éster fosfato

##### 4.2.2.1. Compatibilidade

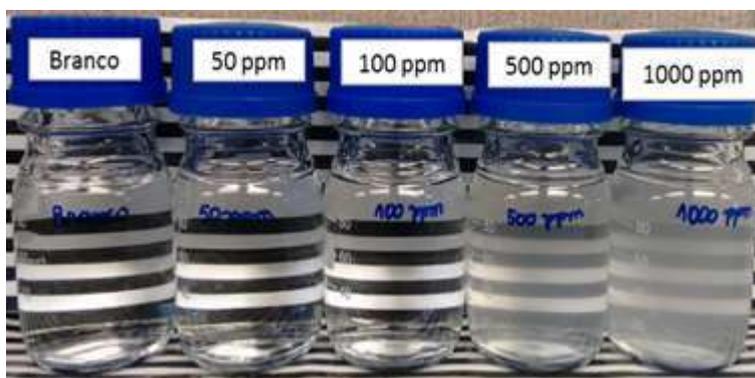
Na avaliação da compatibilidade ente o inibidor de incrustação *topside* Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar), observamos a incompatibilidade nas dosagens 500 e 1000 ppm em todos os intervalos analisados, conforme Figuras 4.29 a 4.32. Usualmente, usa-se para a aprovação no critério de compatibilidade, o inibidor que ainda é compatível na dosagem 5 vezes maior que a dosagem indicada.



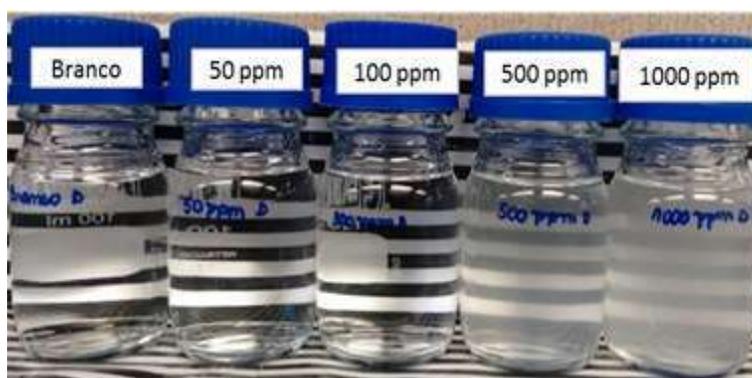
**Figura 4.29** - Teste de compatibilidade entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 71°C no tempo imediato.



**Figura 4.30** - Teste de compatibilidade entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 71°C após 1h.



**Figura 4.31** - Teste de compatibilidade entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 71°C após 2h.



**Figura 4.32** - Teste de compatibilidade entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 71°C após 24h.

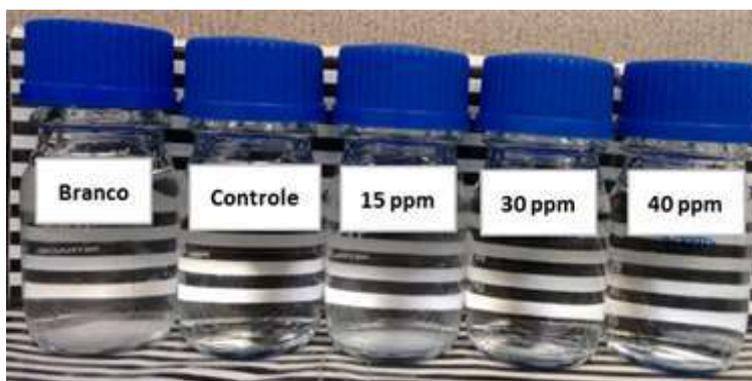
#### **4.2.2.2. Eficiência Estática**

As Figuras 4.33 a 4.36 apresentam os resultados dos testes de eficiência estática. Observa-se que após 1 hora de teste foi observada a presença de precipitado no branco e na dosagem de 15 ppm. Após 24 horas, observou-se leve precipitação também nas dosagens de 30 e 40 ppm, mas que ao comparar com o

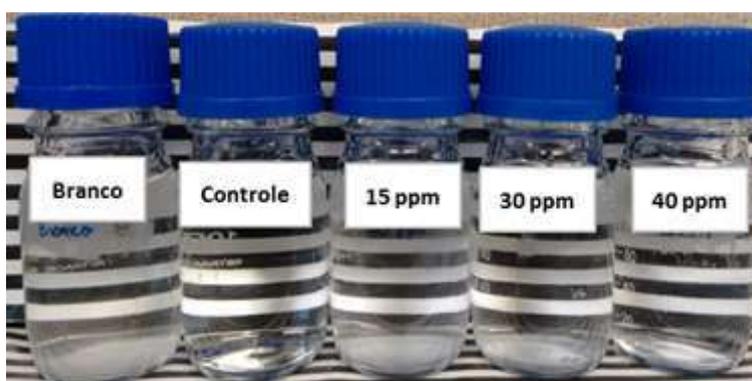
branco e a garrafa com o produto dosado, pode-se afirmar que o produto permaneceu inibindo a formação de incrustação.



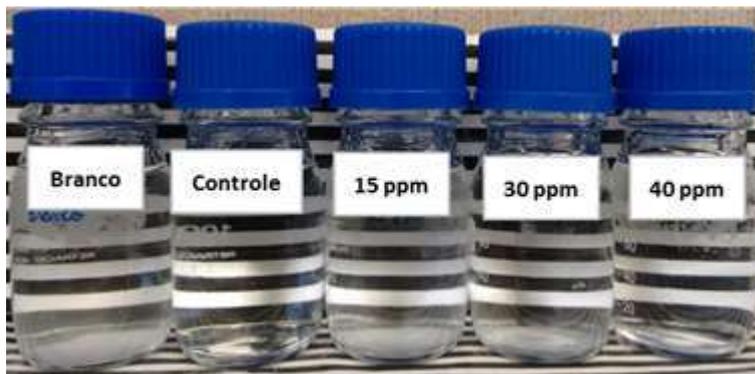
**Figura 4.33** - Teste estático entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 25°C após tempo imediato.



**Figura 4.34** - Teste estático entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 25°C após 1h.



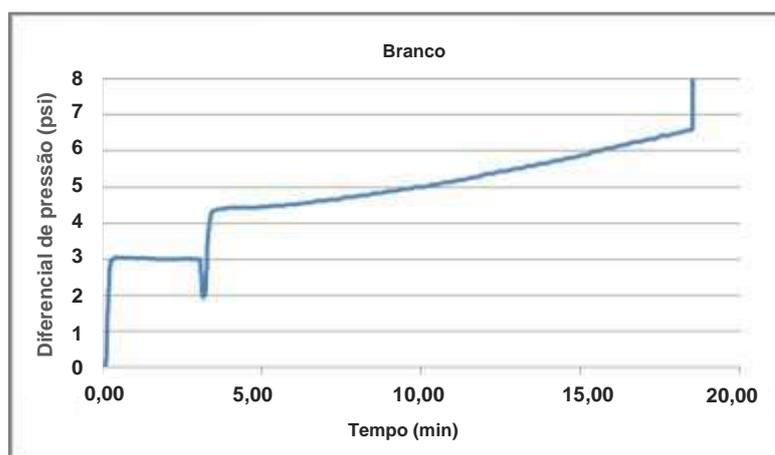
**Figura 4.35** - Teste estático entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 25°C após 4h.



**Figura 4.36** - Teste estático entre Efosfatø2 e a salmoura 90:10 (água de formação TR-03:água do mar) em 25°C após 24h.

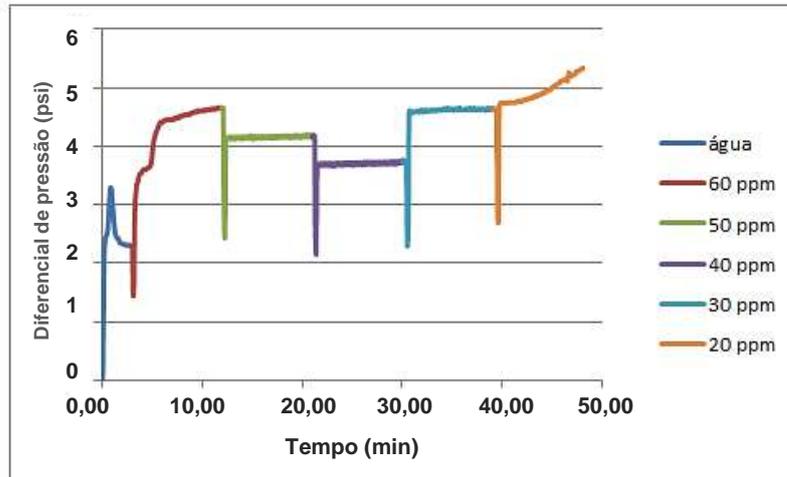
#### **4.2.2.3. Eficiência Dinâmica**

O teste de eficiência dinâmica foi realizado em temperatura de 71°C e pressão de 1 bar. Para o cenário *topside*, o tempo do branco foi de aproximadamente 8 minutos, conforme Figura 4.37.



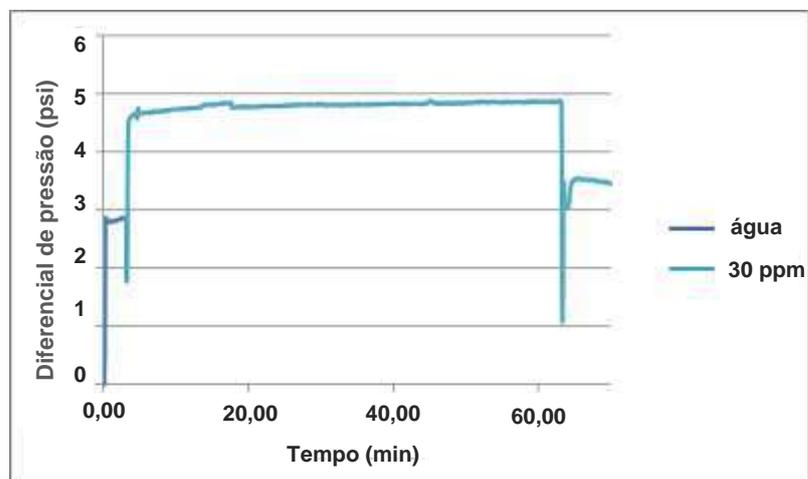
**Figura 4.37** - Teste de Eficiência Dinâmica da salmoura não inibida.

O Efosfatø2 foi testado nas concentrações de 60, 50, 40, 30 e 20 ppm. Uma vez definida a mínima dosagem efetiva, realizamos uma corrida de 60 minutos para certificar a aprovação na referida dosagem, de acordo com a Figura 4.38 a seguir.



**Figura 4.38** - Teste de eficiência dinâmica com o inibidor de incrustação Efosfatø2 a 71°C.

Pelo resultado obtido (Figura 4.38), tem-se que a dosagem de 30 ppm do inibidor é a menor que varia menos de 1 psi, visto que na dosagem de 20 ppm a variação foi maior que 1 psi, conforme o gráfico. Para certificar que essa é a mínima dosagem efetiva, realizou-se o teste em 60 minutos para o inibidor Efosfatø2, buscando garantir que o diferencial de pressão se enquadra dentro de 1 psi de variação.



**Figura 4.39** - Confirmação da MDE de 30 ppm para o inibidor de incrustação Efosfatø2.

Como se pode observar pela Figura 4.39, o inibidor de incrustação Efosfatø2 na mínima dosagem efetiva de 30 ppm, teve em 60 minutos uma variação de pressão menor que 1 psi, o que indica que esse produto conseguirá inibir incrustação de carbonato de cálcio e sulfato de bário. Logo, a indicação para inibidor *topside* no cenário avaliado é o Efosfatø2, da família éster fosfato, a 30 ppm.

## 5. Considerações Finais

A formação de incrustação é reconhecida como um dos principais problemas de garantia de escoamento que afetam a produção no setor de petróleo e gás. Os principais problemas dos depósitos incrustantes nesse setor estão obstruindo o poço, redução da vida útil dos equipamentos e afetando a integridade de seus componentes. As implicações econômicas decorrem não só da redução do escoamento de fluidos e, portanto, da menor produção de petróleo, como também dos enormes custos de manutenção da substituição das linhas de produção e equipamentos.

Nesse contexto, buscou-se discutir sobre os principais fatores que afetam a formação das espécies incrustantes e quais são etapas necessárias para que haja a formação delas. Uma vez formada a incrustação, abordou-se quais os métodos de remoção que podem ser aplicados para retirar os depósitos das instalações. Sabendo, porém, que os custos são menores quando se trabalha em cima de prevenção em detrimento à remoção. Discutiu-se também sobre os métodos preventivos à incrustação e, que a principal forma de prevenção é o uso de inibidores químicos, geralmente à base de fósforo e à base de polímeros.

Além disso, esse trabalho previu a tendência à incrustação no campo de exploração de petróleo de uma plataforma brasileira, avaliando não só os poços desse campo, como também cenário de mistura de águas e condições dos equipamentos do *topside*, visando encontrar o cenário mais crítico de incrustação desse campo. O potencial de incrustação foi avaliado através do *software ScaleSoftPitzer<sup>TM</sup>*.

Por fim, avaliou-se dois inibidores de incrustação para aplicação *topside* e *subsea* no campo estudado. Através de testes experimentais, que avaliaram a compatibilidade dos inibidores com a água produzida e o desempenho perante as condições dinâmicas do sistema, conclui-se que ambos os inibidores apresentaram boa performance de inibição à incrustação de carbonato de cálcio e sulfato de bário, em baixas dosagens.

Foi possível então mostrar como ocorre na prática a avaliação do potencial de incrustação em campos de petróleo, parte importante no desenvolvimento e gerenciamento de campos petrolíferos, uma vez que ela auxilia na seleção da

tecnologia mais econômica de prevenção. Através dos resultados obtidos, conseguiu-se aprovar inibidores de incrustação, de família química adequada, testando sua compatibilidade e eficiência, simulando as condições do campo.

Como oportunidade melhoria no procedimento aplicado, sugere-se que análises de quantificação e qualificação do precipitado formado sejam realizadas para comparar e revalidar a tendência prevista pelo software usado. Tais análises dariam também maior embasamento aos resultados avaliados visivelmente. Métodos simples de caracterização como teste de chamas, ou até mesmo análises mais detalhadas obtidas pelo espectrômetro de massas e infravermelho.

## Referências Bibliográficas

1. ARAI, A.; DUARTE, L. *Estudo da Formação de Incrustações Carbonáticas*. 2010. 63f. Projeto Final de Curso (Bacharel em Engenharia de Petróleo) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
2. BOIM, J. M. *Modelagem semi-analítica para incrustação de sulfato de bário em reservatórios heterogêneos*. 2003. 97f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reservatório e Exploração de Petróleo) - Universidade Estadual Do Norte Fluminense, Macaé.
3. CRABTREE, M., ESLINGER, D., FLETCHER, P., JOHNSON, A. and KING, G. *Fighting Scale—Removal and Prevention*. Oilfield review (Schlumberger). 1999. p. 30-45.
4. COLLINS, I.R.; DUNCUM, S.D.; JORDAN, M.M.; FEASEY, N.D. The development of a revolutionary scale-control product for the control of near-well bore sulfate scale with production wells by the treatment of injection of seawater. SPE. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2003. Aberdeen, Reino Unido.
5. COSMO, R.P. *Modelagem e simulação termodinâmica da precipitação de calcita em condições de poço*. 2013. 217 f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade Federal do Espírito Santo, Espírito Santo.
6. DAHER, J.S. *Avaliação de Incrustação de Sais Inorgânicos em Reservatórios Inconsolidados através da Simulação Numérica*. 2003. 188 f. Dissertação (Mestrado Engenharia de Reservatório e de Exploração) - Universidade Estadual do Norte Fluminense, Macaé.
7. DAN, L. *Research on Performance Evaluation and Anti-scaling Mechanism of Green Scale Inhibitors by Static and Dynamic Methods*. Environmental Engineering. Ecole nationale supérieure d'arts et métiers - ENSAM, 2011. Disponível em: <<https://tel.archives-ouvertes.fr/pastel-00637079/document>>. Acesso em: 18 mar, 2017.
8. DUGGIRALA, P.Y. *Formation of calcium carbonate scale and control strategies in continuous digesters*. Research Associate, Pulp and Paper Research, Nalco Company, Naperville, 2002.
9. FINK, J.K. *Oil Field Chemicals*. 1. ed. Estados Unidos: Elsevier, 2003. p.103-107.

10. GRAHAM, G.M. et al. *Scale Inhibitor Selection for Continuous and Downhole Squeeze Application in HP/HT Conditions*. SPE. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1998. Nova Orleans, Estados Unidos.
11. GRAULS, D. Gas hydrates: importance and applications in petroleum exploration. *Marine and Petroleum Geology*, v.18, n.4, p. 519-523, abril/2001.
12. KELLAND, M. A. ***Production Chemicals for the Oil and Gas Industry***. 2. ed. Estados Unidos: Crc Press, 2009. p. 53-109.
13. MACKAY, E.J. ***Oilfield Scale: A New Integrated Approach to Tackle an Old Foe***. In: SPE DISTINGUISHED LECTURE, 2007-2008. Edimburgo, Escócia. Disponível em: < <http://www.spe.org/dl/docs/2008/Mackay.pdf>>. Acesso em: 15 mar, 2017.
14. MARCHISIO, D.L.; BARRESI, A.A.; GABERO, M. *Nucleation, Growth and Agglomeration in barium sulfate turbulent precipitation*. 2002. AIChE Journal, 48. 2039-2050.
15. MERDHAH, A.B. *The Study of Scale Formation in oil reservoir during water injection at high-barium and high-salinity formation water*. 2007. 171 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia do Petróleo) - Universiti Teknologi Malaysia, Johor.
16. NERGAARD, M.; GRIMHOLT, C. *An Introduction to Scaling causes, problems and solutions*. Trondheim: Ntnu, 2010.
17. PATRICIO, F.M. *Modelagem analítica para re-injeção de água produzida com efeitos na incrustação de sulfato de bário*. 2006. 79 f. Projeto Final de Curso (Bacharel em Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo) - Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Macaé.
18. REBESCHINI, J. *Avaliação de Aditivos Químicos para Dissolver Incrustação Inorgânica de Sulfato de Bário em Poços de Petróleo*. 2010. 136 f. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Campinas.
19. RICE UNIVERSITY. Brine Chemistry Consortium. Disponível em: <<https://bcc.rice.edu/>>. Acesso em: 18 mar, 2017.