

GUSTAVO DELGADO PARDAL

***DATABASE* SUPORTE PARA ACOMPANHAMENTO DA EFICIÊNCIA DE
INIBIDORES DE CORROSÃO EM POÇOS DE PETRÓLEO**

Santos
(2019)

GUSTAVO DELGADO PARDAL

***Database* suporte para acompanhamento da eficiência de inibidores de
corrosão em poços de petróleo**

Trabalho de Formatura em Engenharia de
Petróleo do curso de graduação do
departamento de Engenharia de Minas e
de Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Jean Vicente Ferrari

Santos
(2019)

Catálogo-na-publicação

Pardal, Gustavo

Database suporte para acompanhamento da eficiência de inibidores de corrosão em poços de petróleo / G. Pardal -- São Paulo, 2019.
86 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo.

1. Corrosão 2. Inibidores de Corrosão 3. Banco de Dados 4. Corrosão Interna I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo II. t.

Dedico esse trabalho a todas aquelas pessoas que sempre acreditaram no meu potencial, namorada, família e amigos. Sem essas pessoas eu não seria quem sou hoje e não alcançaria os objetivos que alcancei.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer aos meus pais por me proporcionarem uma série de privilégios que me permitiriam alcançar meus objetivos, pois nunca me faltou nada, tanto no âmbito material, como no âmbito emocional, incentivando e apoiando o meu desenvolvimento pessoal.

Ao meu Professor Doutor Orientador Jean Vicente Ferrari que me aconselhou e auxiliou no desenvolvimento desse trabalho.

A minha namorada que sempre me apoiou para realizar esse trabalho até mesmo se sujeitando a ler integralmente trabalho em questão para revisá-lo.

A minha família que torce e acredita no meu potencial, em especial a minha irmã que compartilhou dos mesmos momentos de vida acadêmica, sempre me incentivando a melhorar.

Aos meus amigos da faculdade que compartilharam todos os momentos da graduação comigo, sempre me ajudando a me desenvolver academicamente ao longo do curso.

Aos meus amigos da escola que me mostraram que quando você acredita nos seus objetivos, por mais complicados que eles sejam, eles podem ser alcançados através da união.

*“Sempre parece impossível até que seja
feito.”*

(Nelson Mandela)

RESUMO

O trabalho em questão aborda os principais conceitos de dois temas diferentes com o intuito de correlacionar essas áreas. O primeiro tema focado foi a fundamentação teórica sobre o processo corrosivo na indústria de óleo e gás: as formas de ocorrência do fenômeno e os produtos disponíveis para controlar essa corrosão nos poços de petróleo, com foco nos inibidores de corrosão. O segundo tema discutido no trabalho corresponde ao desenvolvimento de *databases*: avaliação das aplicações desses bancos de dados e estudo das características e informações necessárias para o desenvolvimento de uma *database* na área de corrosão. O objetivo do estudo é desenvolver um banco de dados que auxilie na implementação de um plano de manutenção de corrosão mais rápido e eficiente, a partir da utilização de inibidores de corrosão. Para isso foram implementados os conceitos sobre *database* estudados em conjunto com a avaliação teórica das principais variáveis que influenciam o processo corrosivo. As variáveis descritas pelo estudo como mais relevantes foram: temperatura, pressão, fluxo, tipo de metal, composição química do fluido, proporção entre as fases do fluido e taxa de íons no fluido. Esses fatores foram considerados nas informações de entrada que foram obtidas através de uma revisão de artigos científicos sobre corrosão que testavam experimentalmente os inibidores. Nessa planilha também foram criados diferentes cenários de condições de operação para, com base na taxa de corrosão operacional (*corrosion allowance*) da tubulação e na situação do campo, testar e avaliar a eficiência dos inibidores abordados no estudo nas condições encontradas no campo. A conclusão foi que a *database* produzida apresenta bons indícios de aplicabilidade em campo, a partir dos testes dos inibidores realizados em laboratório. Além disso, o banco de dados apresentou flexibilidade a mudanças nas informações de entrada e permitiu a análise ou implementação de cenários variados, propiciando a variação das condições operacionais nas quais os inibidores de corrosão seriam avaliados, de acordo com a necessidade do usuário. No entanto, também foi levado em conta que o potencial máximo da planilha desenvolvida só ocorreria quando uma grande quantidade de dados de campo fosse inserida.

Palavras-Chave: Corrosão. Poços de Petróleo. Inibidores de Corrosão. Banco de Dados. Controle da Corrosão.

ABSTRACT

This work addresses the main concepts of three different themes in order to correlate those areas. The first theme focused on was the theoretical foundation on the corrosive process in the oil and gas industry: the forms of occurrence of the phenomenon and the products available to control this corrosion in oil wells, with a focus on corrosion inhibitors. The second theme discussed in this paper is the development of databases: study of the characteristics and information necessary for the development of a database in the area of corrosion and evaluation of the applications provided. The aim of the study is to develop a database that assists the implementation of a faster and more efficient corrosion maintenance plan using corrosion inhibitors. At this propose the database concepts studied were implemented together with the theoretical evaluation of the main variables that influence the corrosive process. The variables described by the study as most relevant were: temperature, pressure, flow, metal type, fluid chemical composition, ratio between fluid phases and ion rate in the fluid. These factors were included at the database input information, which was obtained through a review of corrosion research papers that experimentally tested inhibitors. In this worksheet different scenarios of corrosion allowance were also created to test the efficiency of the inhibitors addressed in the study under the conditions found in the field. The database also allows many levels of detail, with this the user can produce a more general or more detailed view of the empirical results, that are the corrosion rates obtained in the experiments of the reviewed articles. The conclusion was that the database produced with results of laboratory tested inhibitors showed good signs of applicability in the field. In addition, the database showed flexibility for changes in input information and allowed analysis or implementation of varied scenarios, making possible the variation of the operational conditions under which corrosion inhibitors should be evaluated, according to the user's need. However, it was also considered that the maximum potential of the developed spreadsheet would only occur when a large amount of field data was entered.

Keywords: Corrosion. Oil wells. Corrosion Inhibitors. Database. Corrosion Control.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.	7
2.	OBJETIVOS	11
3.	REVISÃO DA LITERATURA	12
3.1.	Corrosão	12
3.1.1.	Inibidores de Corrosão	13
3.1.2.	Tipos de Químicos de Inibidores.	15
3.1.2.1.	Inibidores Imidazolínicos	15
3.1.2.2.	Inibidores Amínicos.	17
3.1.3.	Aplicabilidade do Inibidor.	20
3.1.4.	Fator Temperatura.	21
3.1.5.	Fator Pressão.	22
3.1.6.	Fator Fluxo	23
3.1.7.	Fator Composição do Fluido	25
3.1.8.	Fator Tipo de Liga Metálica da Tubulação.	27
3.2.	Dados e Informações.	29
3.2.1.	Coleta e Verificação das Informações.	29
3.2.2.	<i>Database</i> e Estrutura das Informações.	31
3.2.3.	Armazenamento de Dados	33
3.2.4.	Comunicação.	33
4.	MATERIAIS E MÉTODOS	34
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
5.1.	Design da Planilha	41
5.2.	Aba Base	45
5.3.	Aba Taxa Operacional	48
5.4.	Aba Acompanhamento.	53
5.5.	Resultados Gráficos	55
5.6.	Avaliação de Campo.	67
5.7.	Considerações Finais.	75
6.	CONCLUSÃO	78
7.	REFERÊNCIAS	79

1. INTRODUÇÃO

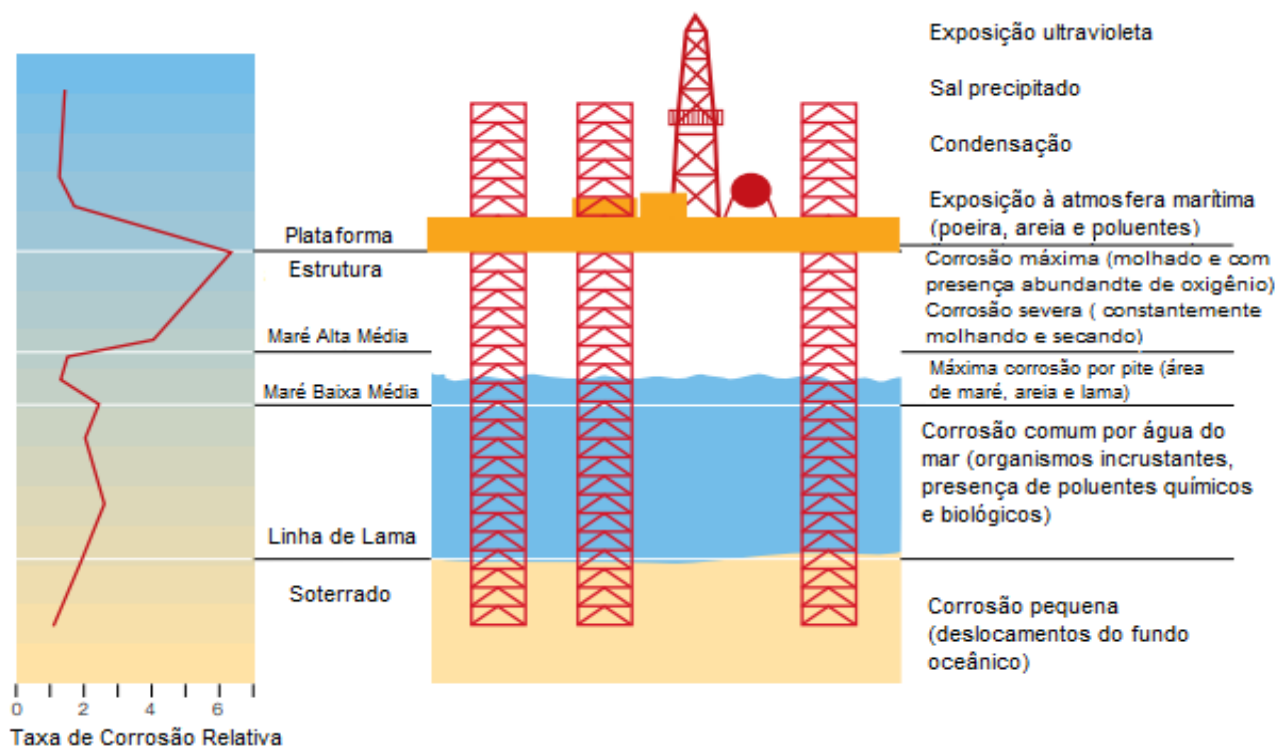
Um dos setores econômicos mais influenciados pela corrosão é o de óleo e gás, e por isso, é também um dos setores que mais investe no controle desse fenômeno. As altas taxas corrosivas nos campos de petróleo derivam da dificuldade técnica que envolve a produção de petróleo, principalmente em regiões afastadas da costa (*offshore*). Segundo o relatório de impacto da *National Association of Corrosion Engineers* (NACE), uma das maiores autoridades sobre o controle de corrosão, publicado em março de 2016, estima-se que sejam destinados por ano 2,5 trilhões de dólares para o controle de processos corrosivos, representando 3,4% do Produto Interno Bruto (PIB) mundial utilizados em atividades de manutenção (BOWMAN *et al.*, 2016). Alguns fatores contribuem para que seja necessário tanto investimento nesse processo de controle. Dentre eles, podem ser citados: as condições ambientais de operação extremamente severas, a grande quantidade e tamanho dos equipamentos envolvidos, o alto risco de desastres ambientais de alta proporção, a possibilidade constante de acidentes explosivos e a alta rentabilidade do setor (WOODS; SHIRLEY; BOTTELBERGHS, 1991)

Acidentes catastróficos na indústria do petróleo são extremamente impactantes, pois, além de ocasionarem danos irreparáveis na fauna, na flora e na saúde humana, resultam em prejuízos econômicos gigantescos para a economia. Por outro lado, existe uma enorme diversidade de problemas no processo de produção que, apesar de não representarem um risco de acidente, podem resultar em uma queda no índice de produtividade e, conseqüentemente, em uma perda de receita significativa. Os problemas relacionados a corrosão possuem uma enorme importância nessa área, pois ocorrem praticamente de forma constante e inevitável em todos os equipamentos do setor, desde a operação de exploração até o abandono da plataforma. Por esse motivo as empresas investem muito dinheiro no processo de manutenção do controle de corrosão, o que aumenta significativamente o custo da operação - *Operational Expenditure* (OPEX). Por outro lado, as companhias do setor também investem dinheiro em estruturas e equipamentos mais resistentes a processos corrosivos, o que aumenta o custo de implementação da estrutura de produção - *Capital Expenditure* (CAPEX) (CHOUDHARY; KELLSTROM, 1978).

Para que o fenômeno da corrosão tenha início é necessário a presença de dois componentes principais. O primeiro é uma espécie que ceda elétrons (ânodo), em geral uma liga metálica. O segundo é a espécie que recebe esses elétrons (cátodo), podendo esta ser líquida, gasosa ou sólida. Um terceiro componente importante que pode amplificar e acelerar o processo corrosivo é o meio no qual os materiais estão envolvidos; meios com maior condutibilidade iônica ou elétrica podem acelerar o processo. Outro fator determinante no fenômeno é a eletronegatividade - tendência de atrair elétrons - pois é a partir dessa característica química que ocorre a definição de qual material será o ânodo e qual será o cátodo. Assim fica determinado qual será a substância corroída, pois a corrosão sempre ocorre no ânodo. No ambiente das plataformas de petróleo o fenômeno da corrosão é inevitável devido à presença constante dos 3 componentes, praticamente 90% de toda a estrutura de exploração de óleo é composta por ligas metálicas (PAPAVINASAM, 2014a). Pensando na estrutura em superfície, o seu entorno contém a presença abundante de gás oxigênio que é muito corrosivo, além de uma grande disponibilidade de água, pois o ar nas plataformas possui uma alta umidade. Já as partes da estrutura mais próximas do oceano estão sujeitas também aos respingos de água das ondas, enquanto as partes ao nível do oceano podem ser submersas e expostas novamente de acordo com o movimento das ondas e das marés (BRONDEL *et al.*, 1994).

As partes da estrutura de produção abaixo do solo também estão sujeitas aos processos corrosivos, mas de um modo um pouco diferente. Por exemplo, o fenômeno corrosivo nas tubulações de produção deriva principalmente da corrosão interna, ocasionada através do contato dos dutos metálicos com a fase aquosa ou gases corrosivos (CO_2 e H_2S) produzidos junto com os hidrocarbonetos. Como a disponibilidade de oxigênio na região é muito baixa, fatores como a produção de água (*Water Cut*), velocidade do fluxo, temperatura e geometria da região, possuem maior influência nos processos corrosivos em estruturas localizadas abaixo do solo marinho. Outro agravante para o problema nesse caso é a falta de visualização da corrosão nessas que se encontram embaixo da terra, o que também restringe muito a interferência e utilização de técnicas de manutenção para controlar esses problemas. A **Figura 1.1** ajuda a entender melhor o processo corrosivo nas diferentes áreas de uma plataforma de petróleo.

Figura 1.1 – Índice de corrosão em diferentes partes da plataforma.



Fonte: Adaptado de Brondel *et al.* (1994)

Atualmente as empresas do setor possuem especialistas em corrosão que desempenham a função de localizar, diagnosticar, resolver ou controlar os problemas corrosivos que ocorrem tanto na estrutura da plataforma, como nas estruturas que transportam a produção do reservatório para a plataforma e desta para outros destinos; normalmente essas estruturas são compostas por tipos de tubos diferentes. A mesma companhia possui diversas plataformas em várias regiões do mundo. Cada uma das estruturas possui uma equipe de profissionais especializados encarregados de realizar o processo de controle de corrosão. Assim é possível perceber o tamanho da importância da área, bem como a complexidade logística e técnica que cada uma das empresas deve lidar para tratar os problemas corrosivos de cada plataforma separadamente. Muitas das soluções para o controle da corrosão envolvem o uso contínuo de materiais como inibidores de corrosão e outros produtos químicos, como os inibidores de incrustação. Até mesmo os tubos de produção podem ser considerados como materiais de consumo na indústria de óleo e gás, pois o processo corrosivo encurta a durabilidade desses tubos, fazendo com que eles tenham que ser substituídos (TITTI *et al.*, 2011).

O compartilhamento de informações permite que muitos dados úteis sejam repassados entre as equipes com outras plataformas, evitando que esses dados sejam perdidos ou permaneçam restritos a poucos funcionários. Muitas vezes essas informações poderiam evitar falhas ou erros no processo de manutenção, pois facilitariam muito a tomada de decisão e a avaliação da qualidade do plano de manutenção por parte dos profissionais da corrosão, já que forneceriam uma base muito relevante para o controle dos processos corrosivos.

Um bom plano de manutenção representa uma das etapas mais importantes no controle de problemas de corrosão interna nos poços de petróleo. No entanto, para desenvolver um plano de qualidade é necessário analisar diversos fatores, tanto em aspectos técnicos como em aspectos humanos. Na parte técnica, apesar de existirem outros métodos de controle da corrosão, a avaliação da eficiência dos inibidores de corrosão no controle do processo corrosivo é essencial, pois esse é o método mais utilizado e testado pelas empresas, além de apresentar ótimos resultados e uma grande flexibilidade de utilização, podendo ser utilizados em diversos casos. A principal atuação desses produtos químicos no meio se dá através da formação de um filme protetor que impede o contato dos fluidos produzidos com o metal dos tubos, o que reduz muito a taxa de corrosão (PAPAVISAM, 2014b).

Um banco de dados (*database*) atua na comunicação entre as duas partes, humana e técnica, pois fornece aos operadores, informações técnicas sobre o processo. Essas informações são utilizadas como base para o desenvolvimento de um plano de controle da corrosão que impactam diretamente na qualidade desse plano. No caso da corrosão interna em poços de petróleo, não basta apenas testar a eficiência dos inibidores de corrosão, deve-se conhecer o histórico de falhas do meio, além de como as variáveis físicas e químicas da região impactam a eficiência dos inibidores. O aumento na qualidade dessas informações, sobre o meio no qual os poços estão inseridos, aliado a uma melhora na sua comunicação, aumentará o potencial da equipe de corrosão sobre o desenvolvimento de um plano de manutenção de alta qualidade, em grande parte devido a escolha certa do inibidor de corrosão, quanto a concentração, composição, tipo e presença de aditivos.

2. OBJETIVOS

Esse trabalho tem como objetivo principal propor um banco de dados que seja capaz de armazenar e processar as informações sobre problemas de corrosão internos em tubulações de produção de petróleo de forma rápida, fácil e visual. Para que assim seja possível otimizar, avaliar e gerenciar o processo de controle dos problemas corrosivos nas tubulações de produção através do desenvolvimento de um plano de manutenção mais adequado e fundamentado, por meio da escolha do inibidor de corrosão mais eficiente.

O processamento das informações nesse trabalho tem como objetivo final proporcionar uma visão gráfica, com diferentes níveis de detalhe, sobre como as variáveis estudadas no processo corrosivo podem ser correlacionadas às respectivas taxas de corrosão. As variáveis estudadas no processo são: pressão, temperatura, fluxo, composição do fluido (íons, gases e fases), metal e a taxa operacional de corrosão máxima (taxa corrosiva de operação).

Os objetivos secundários com o desenvolvimento do trabalho consistem em obter indícios da eficiência dos inibidores de corrosão em poços de petróleo, de acordo com os dados experimentais estudados e as condições reais de campo simuladas. Assim o banco de dados deve permitir a otimização e o gerenciamento da utilização desses inibidores em um poço de petróleo de acordo com as condições de operação encontradas. Com isso, seria possível facilitar o fluxo de informações desse tipo dentro do setor, reduzindo os custos, esforços e tempo necessários para o desenvolvimento de um plano de manutenção contundente contra a corrosão interna da tubulação de produção, pois o inibidor de corrosão mais adequado seria selecionado através desse banco de dados.

3. REVISÃO DA LITERATURA

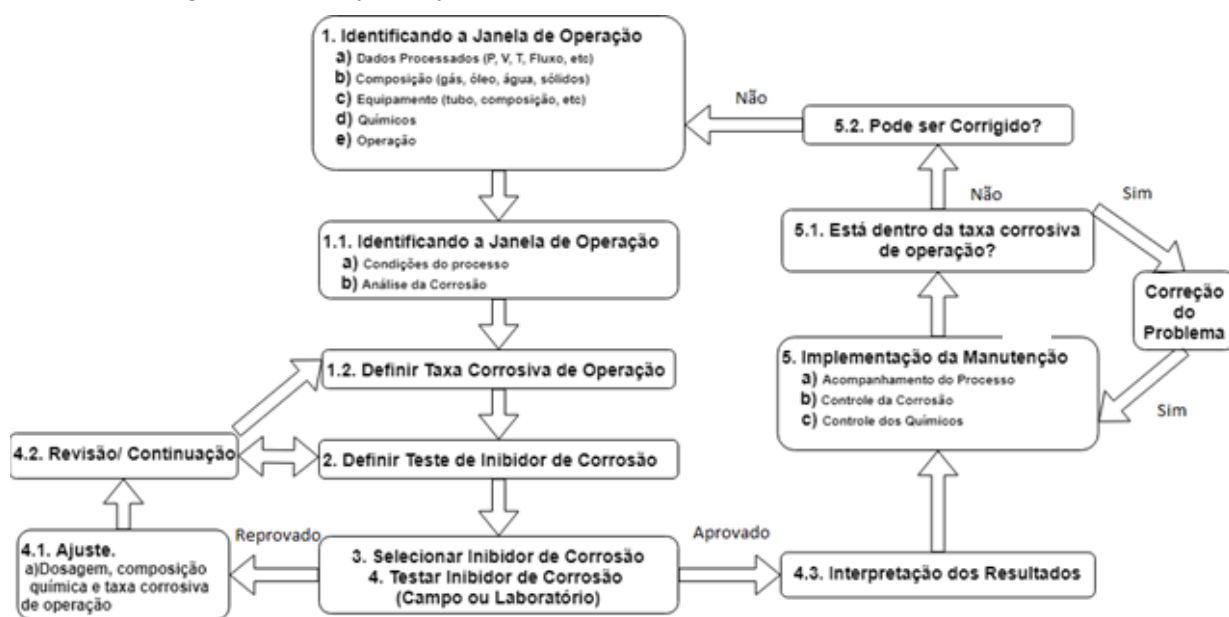
3.1. Corrosão

No setor de óleo e gás, o controle da corrosão é essencial para assegurar a integridade da operação. Diversos tipos de problemas corrosivos podem ocorrer nessa indústria, dentre eles, os mais graves são as falhas por corrosão interna em equipamentos que transportam a produção, nesses casos, um dos tipos de corrosão mais comum nos poços de petróleo é a corrosão por CO₂. A exploração do campo, em grande parte, é realizada através de dutos, envolvendo as tubulações de produção, linhas de fluxo, risers e anulares, além das tubulações de escoamento e dos oleodutos ou gasodutos. Em geral, essas estruturas são muito extensas e constituídas por metais; o aço carbono é o mais utilizado devido as suas propriedades físicas e ao seu baixo custo.

Apesar de barato, esse material apresenta baixa resistência a corrosão, o que resulta em uma diminuição da sua durabilidade, mas essa durabilidade pode ser aumentada com o desenvolvimento de um plano de manutenção adequado. Nesse sentido a utilização de inibidores de corrosão como uma forma de manutenção do tipo contínua traz os melhores resultados no controle do processo. Essa técnica basicamente consiste em adicionar continuamente produtos químicos que possuem a função de inibir ou diminuir a corrosão causada pelos fluídos produzidos. Porém, os inibidores de corrosão também podem ser adicionados aos fluidos por meio do método de bateladas, o que representa um tipo de manutenção diferente cujo plano deve ser desenvolvido em cima das características analisadas nas condições de operação (GRAHAM *et al.*, 2014).

Já que existem muitos produtos que podem ser utilizados como inibidores de corrosão, o seu processo de escolha deve ser bem estruturado para garantir a melhor eficiência possível no controle da corrosão. Nesse sentido, a partir da experiência profissional, conhecimento científico e evolução tecnológica, foram desenvolvidos alguns métodos para testar a eficiência desses componentes (SONKE; GRIMES, 2017). A **Figura 3.1** representa um esquema de variáveis do processo que podem ser avaliadas para definir a eficiência de um inibidor de corrosão.

Figura 3.1 – Esquema para determinar eficiência dos inibidores de corrosão.



Fonte: Adaptado de Sonke e Grimes (2017)

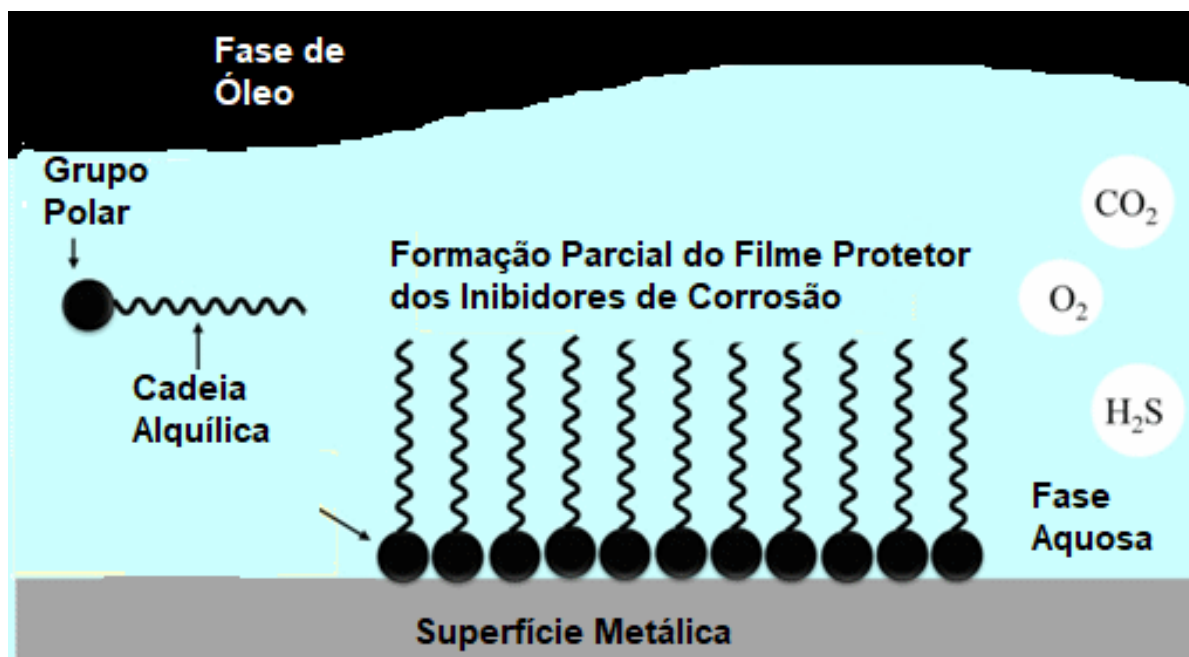
3.1.1. Inibidores de corrosão

A adição de inibidores de corrosão aos poços de petróleo é o método mais utilizado no controle de corrosão interna nesse setor. Isso porque ele também é o método mais testado e o que apresenta os melhores resultados nessa área. Existem diversos tipos de inibidores de corrosão. Eles podem ser classificados quanto a sua composição como orgânicos ou inorgânicos, mas também podem ser classificados quanto ao seu caráter como oxidantes, não oxidantes, anódicos, catódicos e de adsorção. Os mais utilizados pela indústria são os com caráter de adsorção: eles atuam no metal, através da sua polaridade, formando um filme que impede o contato direto entre os fluidos produzidos, que possuem os agentes corrosivos, com a superfície do metal, com isso as taxas de corrosão podem ser extremamente reduzidas (GENTIL, 2007). A eficácia desse tipo de inibidores depende muito da sua capacidade de formar esse filme e os principais fatores que afetam sua eficiência atuam dificultando a formação desse filme protetor.

Os inibidores de corrosão podem ser aplicados no poço de três maneiras: através da aplicação contínua, que consiste em continuamente adicionar o inibidor aos fluidos do poço, por isso pode ser caracterizada como um método contínuo de manutenção também. O produto também pode ser aplicado por batelada, que é

realizado quando o inibidor é adicionado ao poço em uma concentração muito maior do que a necessária e por esse motivo não precisa ser adicionado continuamente; no entanto sua eficiência possui um certo período de duração, decorrido esse tempo uma nova aplicação precisa ser utilizada. Portanto fica caracterizado um modelo de manutenção esporádico, que normalmente é preventivo – planejado a partir das condições do equipamento para manter a sua integridade operacional - mas outros modelos como o de condição base – planejada a partir do estado operacional do equipamento - e o preditivo – planejada previamente para manter a integridade do equipamento - podem ser utilizados com esse tipo de aplicação. O último método de aplicação dos inibidores é mais peculiar: o agente é injetado junto com o fluido de injeção e vai sendo produzido lentamente em conjunto com os fluidos do reservatório. Essa técnica é conhecida como *squeeze* e por ser diferente das demais, não se enquadra em nenhum tipo de manutenção, mas vale ressaltar que mesmo utilizando essa técnica as condições e variáveis do meio devem ser estudadas para avaliar sua eficiência e prever a necessidade de desenvolvimento de um plano de manutenção auxiliar (PAPAVISAM, 2014b). A **Figura 3.2** ilustra o princípio de funcionamento dos inibidores de corrosão formadores de filme.

Figura 3.2 – Esquema simplificado da formação parcial do filme protetor do inibidores de corrosão



Fonte: Adaptado de (PALMER; HEDGES; DAWSON, 2004)

3.1.2. Tipos de químicos de inibidores

Um dos métodos mais econômicos para o controle da corrosão nos poços de petróleo consiste na utilização de inibidores formadores de filme, nesse sentido os compostos mais utilizados com essa finalidade são os inibidores orgânicos (Liu *et al.*, 2009). Normalmente os inibidores utilizados pela indústria de óleo e gás possuem um componente ativo principal junto com outros compostos, como surfactantes, emulsificadores, alcóxidos fosfatados, ésteres, ácidos oleicos e outras substâncias que tenham a característica de inibir a corrosão. Esses compostos atuam na superfície do metal formando uma película protetora através da adsorção, assim forma-se uma camada hidrofóbica que impede que a solução aquosa, caracterizada por ser um forte agente corrosivo, entre em contato com o metal.

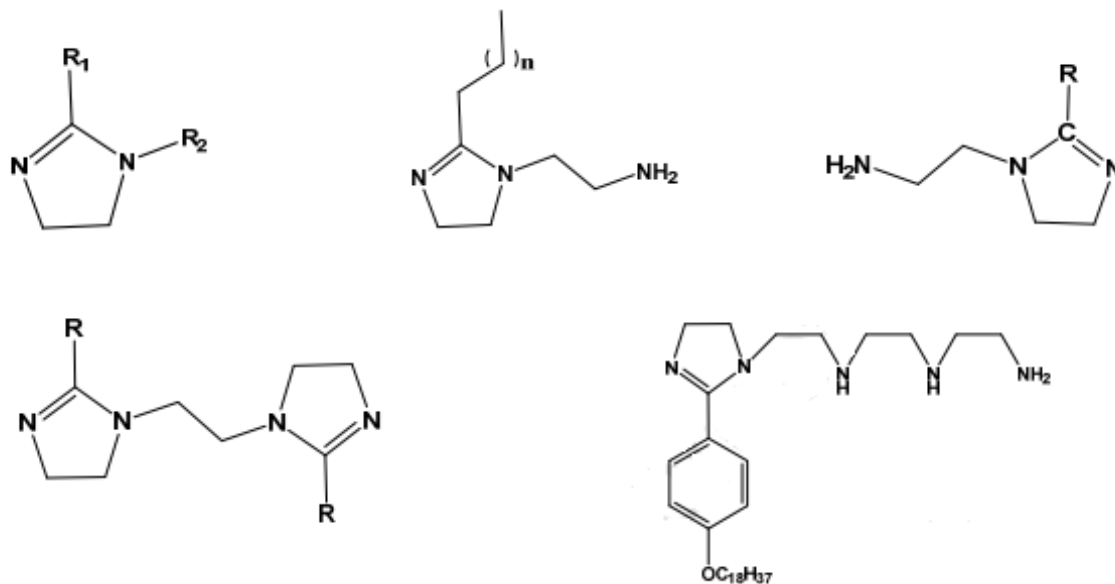
A adsorção dos inibidores na superfície metálica pode ocorrer de duas formas. A primeira é através dos grupos polares que eles possuem, com átomos de nitrogênio, enxofre e oxigênio. Já a segunda é através da interação dos elétrons pi – elétrons que fazem partes das ligações mais fracas entre as ligações duplas ou triplas da molécula – do composto com a superfície do metal. Concomitantemente, a barreira hidrofóbica é criada pelas extremidades apolares alquílicas da cadeia carbônica que se estendem até a solução corrosiva (KHALED, 2003). Os dois tipos de inibidores mais utilizados na indústria são os amínicos contendo aminas na sua composição e os imidazolínicos contendo imidazóis na sua composição. Os inibidores amínicos podem ser divididos em amínicos quaternários ou poliamínicos, enquanto os imidazolínicos possuem uma classe especial de inibidores imidazolínicos oleólicos.

3.1.2.1 Inibidores imidazolínicos

A imidazolina é um composto orgânico que consiste em dois átomos de nitrogênio em um heterociclo, esses átomos podem estar dispostos de três formas no ciclo, essas formas englobam o anel aromático com os compostos piridina e pirrol. As imidazolinas são excelentes formadores de filme, por isso são utilizadas como componente principal na formulação de muitos inibidores de corrosão. Essa eficiência na formação de filme está associada a qualidade de adsorção desse composto na superfície metálica das tubulações. (ORTEGA *et al.*, 2011). Essas moléculas funcionam como um inibidor de corrosão misto que impede tanto a corrosão catódica

como a anódica, pois quando o filme protetor está bem formado o contato da solução com o metal é bloqueado. A **Figura 3.3** representa alguns tipos de imidazolininas utilizados como compostos principais na formulação dos inibidores de corrosão.

Figura 3.3 – Imidazolininas utilizadas na formulação dos inibidores de corrosão.



Fonte: Adaptado de Obot *et al.*, (2019)

Entretanto, a maioria dos inibidores imidazolinínicos foi testada em ambientes corrosivos de alta temperatura sem a presença de H_2S , a performance desses compostos foi amplamente estudada em função das pressões parciais de CO_2 que nem sempre replicam adequadamente as condições reais do campo. Eles também foram investigados em soluções de salmoura, na maioria das vezes com baixas concentrações de sólidos totais dissolvidos (PALECSAR *et al.*, 2013b). Além disso, o efeito da pré corrosão no desempenho das imidazolininas também não foi estudado detalhadamente. Sendo assim, a aplicação desses compostos no campo deveria ser mais aprofundada experimentalmente, pois em campo eles não são adicionados a superfícies metálicas limpas. Geralmente essas substâncias são aplicadas em aços contendo camadas formadas total ou parcialmente, a partir da deposição dos produtos da própria corrosão, como por exemplo, FeCO_3 ou FeS .

Já foi demonstrado que o desempenho de inibição de inibidores imidazolinínicos em alta temperatura foi significativamente influenciado por sua aplicação na superfície de aço limpa ou na superfície de aço com camada de FeCO_3 (PALECSAR *et al.*, 2013a). Os resultados desse trabalho concluíram que a situação da aplicação das

imidazolinas era importante. As imidazolinas proporcionaram eficiência de inibição suficiente quando injetadas em aço limpo ou superfície de aço com camada de FeCO_3 parcialmente formada. Sob essas condições, as imidazolinas suprimiram a formação de FeCO_3 , impedindo a supersaturação necessária para a formação da camada de produtos da corrosão. Mas com a formação integral da camada de FeCO_3 as imidazolinas tiveram uma performance fraca e não mostraram eficiência significativa no controle da corrosão

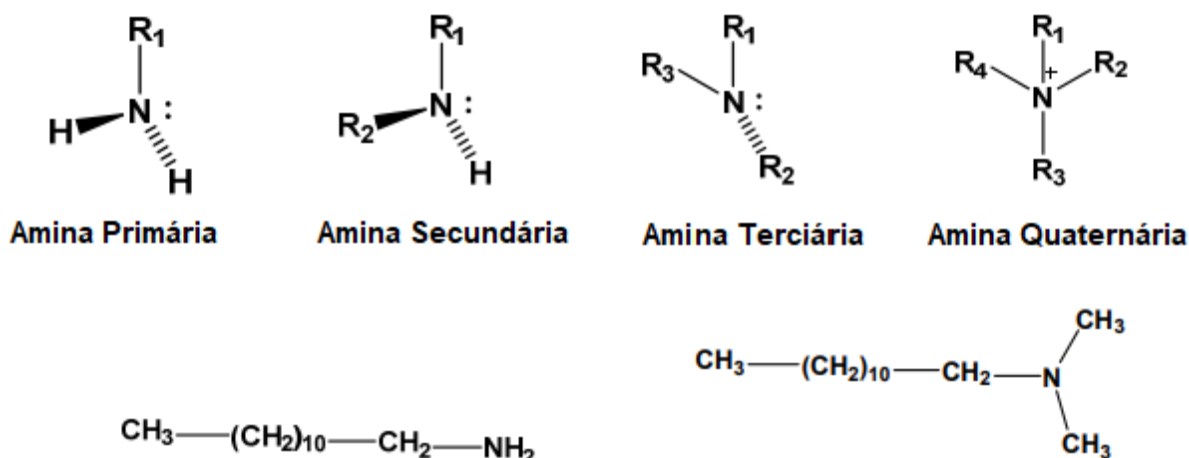
Os inibidores do tipo imidazolinico oleófilos seguem o mesmo princípio de funcionamento, possuindo as mesmas características dos inibidores puramente imidazolinicos. A diferença entre essas duas classes está no fato de que os oleófilos possuem um componente agregado que consiste na adição de um ácido oleico na formulação da molécula. Esse componente adicional amplia a capacidade hidrofóbica da molécula pois aumenta a sua cadeia apolar, isso faz com que o contato da solução corrosiva com a superfície metálica fique ainda mais difícil. No entanto, através de estudos constatou-se que a solubilidade desse composto na fase de óleo é considerável, esse fato dificulta a formação do filme protetor quando o fluido produzido possui baixos índices de *water cut* (MCMAHON, 1991). Sendo assim, esse tipo de inibidor é mais indicado quando as taxas de produção de água (*water cut*) são mais elevadas, pois nessa situação o inibidor garante a formação integral da película protetora, mantendo a sua eficiência no controle da corrosão.

3.1.2.2 Inibidores amínicos

Os inibidores do tipo amínico constituem outra classe importante de compostos formadores de filme, essas substâncias também utilizam a adsorção de suas moléculas nas superfícies metálicas para atuar na interação da solução com o metal. Nessa classe o componente principal da molécula consiste no grupo funcional amina. Assim como os imidazolinicos, os inibidores amínicos possuem átomos de nitrogênio como a fonte principal da adsorção de suas moléculas. Do mesmo modo a extremidade alquílica da molécula é responsável por se estender até a solução formando a barreira hidrofóbica que impede o contato da água com o metal, repelindo os potenciais agentes corrosivos (OBOT *et al.*, 2019). No entanto, os inibidores amínicos são mais baratos e acessíveis em relação aos imidazolinicos. Por outro lado, a aplicação desses compostos em condições elevadas de temperatura e pressão

parcial de CO₂ pode ser dificultada devido à queda na solubilidade do composto com o aumento da sua cadeia alquílica apolar, pois nessas condições seria necessário a utilização de cadeias apolares maiores para manter a eficiência hidrofóbica do filme protetor. A **Figura 3.4** mostra a alguns tipos de amins utilizadas nos inibidores de corrosão.

Figura 3.4 – Amins utilizadas na formulação dos inibidores de corrosão.



Fonte: Adaptado de Obot *et al.*, (2019)

A maioria dos inibidores de corrosão amínicos testados em alta temperatura também apresenta baixa performance na inibição de corrosão com a presença da camada crescente de FeCO₃. A solução apresentada para contornar esse fenômeno foi adicionar hidrocarbonetos como o xileno na cadeia orgânica dos inibidores. Estudos também mostraram (FARQUHAR *et al.*, 1997) que as formulações à base de amina não apresentaram boas eficiências quando utilizadas em aços cromados (X-Y-Cr). Assim, o desenvolvimento de amins que podem funcionar efetivamente para uma variedade de composições de aço deve ser mais aprofundado.

Embora as amins tenham sido testadas em temperaturas relativamente altas, ultrapassando a faixa do 100°C, elas não foram significativamente testadas em condições de alta pressão e velocidade de fluxo. Em ambientes de alta temperatura a maioria das amins se rearranja, passando a assumir estruturas cíclicas em anel, nessas condições esse grupo funcional pode até mesmo se decompor em produtos insolúveis, diminuindo seu desempenho de inibição da corrosão CO₂. Esse fato foi abordado em estudos nos quais um derivado de amina foi aplicado a 232 °C sob 3,1

MPa de CO₂ em solução de salmoura sintética (RAMACHANDRAN *et al.*, 2006). Assim, ficou enfatizado que, em temperaturas tão elevadas, a amina não poderia suportar pressões parciais de CO₂ mais altas do que 10,3 MPa. Essa pressão parcial elevada só poderia ser aplicada em faixas de temperatura mais baixas, em torno de 188 °C. Por esse motivo a utilização desse inibidor é mais recomendável em poços com pressões parciais de gás carbônico mais baixas.

As classificações entre os inibidores amínicos como poliamínicos ou amínicos quaternários, corresponde a estrutura organizacional da molécula. Ambas as classes possuem as mesmas características e princípios dos inibidores amínicos, todas elas possuem como componente principal o grupo funcional amina. A diferença entre elas é que os inibidores amínicos quaternários possuem aminas quaternárias, ou seja, com ligações químicas em quatro carbonos (JENKINS, 2011). Como podemos perceber, na **Figura 3.4**, o átomo de nitrogênio fica mais eletronegativo na configuração quaternária, isso porque seus elétrons são mais fortemente atraídos pelos carbonos adjacentes, já que fazem uma ligação a mais com esse átomo. Esse fato propicia uma maior adsorção da molécula na superfície metálica, pois como o átomo de nitrogênio está mais positivo em decorrência dessa ligação extra, ele fica mais atraído pelos elétrons presentes na superfície do metal, buscando atingir um equilíbrio eletrônico mais estável.

Já inibidores poliamínicos possuem como diferencial a presença de mais de um grupo funcional amina na sua cadeia carbônica. A principal vantagem obtida por esse diferencial é o aumento da adsorção, com o aumento do número de grupos polares ao longo da cadeia carbônica. Com isso, a formação do filme protetor é favorecida pois o inibidor se torna mais aderente a superfície metálica. Por outro lado, a cadeia apolar que garante o caráter hidrofóbico das moléculas fica prejudicada, por causa dessa maior quantidade de grupos polares ao longo da molécula (RAMACHANDRAN, 2009). Para contornar esse problema o tamanho das cadeias alquílicas, apolares, dos inibidores deve ser bem estudado e definido. Nesse sentido vale lembrar que resultados experimentais demonstraram a perda de eficiência dos inibidores amínicos com o aumento dessas cadeias carbônicas (RAMACHANDRAN *et al.*, 2006). Sendo assim, os dois pontos devem ser ponderados de forma que a cadeia apolar da molécula não seja muito grande, mas também seja capaz garantir um caráter hidrofóbico satisfatório ao inibidor.

3.1.3. Aplicabilidade do inibidor

A viabilidade da utilização de um inibidor de corrosão depende de várias etapas que analisam diferentes parâmetros. Primeiro são avaliadas as condições físicas do meio no qual a estrutura está inserida. Essa tarefa exige um bom processamento das variáveis físicas que podem influenciar a eficiência do inibidor no controle da corrosão. Parâmetros como volume, pressão, temperatura e tipo de fluxo devem ser monitorados, pois podem afetar a atuação do inibidor utilizado. A composição dos fluidos produzidos também deve ser analisada, de forma que seja possível perceber a presença e volume das fases no escoamento, além de informações sobre os sólidos presentes e a composição química de cada fase (CROSSLAND *et al.*, 2011). Também deve ser levado em consideração qual o tipo de equipamento será aplicado o inibidor, pois a eficiência da aplicação desse produto químico varia de acordo com o tipo de estrutura.

Existe também a necessidade de estudar o impacto da aplicação do produto em outros problemas recorrentes nas estruturas; por exemplo, sua composição não pode ser incompatível com o fluido produzido pois isso propiciaria um outro problema que é a formação de incrustação (LAWLESS; BOURNE; BOLTON, 1993). Por fim, deve ser avaliado se a aplicação do inibidor de corrosão não afeta as condições de operação do processo de produção, pois isso causaria uma interferência no objetivo principal da empresa que é obter lucros a partir da maior produtividade. Todas essas análises citadas envolvem a utilização de um grande banco de dados e exigem uma capacidade de processamento enorme, sendo assim, seria muito vantajoso integrar essas informações em uma *database* especializada com a capacidade de armazenar e processar esses dados de forma rápida e eficiente.

Depois que todos fatores que influenciam o processo corrosivo e a eficiência do inibidor forem analisados é possível desenvolver um plano de atuação, cujo objetivo é definir o nível do impacto e da taxa de corrosão aceitáveis para aquela operação (*corrosion allowance*). Isso porque por ser um processo espontâneo e natural, é impossível inibir completamente a corrosão. Sendo assim, as ações são tomadas no sentido de minimizar os impactos dos processos corrosivos, de modo que eles não afetem a produção. A definição desse impacto e taxa aceitáveis é um processo complexo que envolve um planejamento estratégico, por isso podem ser desenvolvidos diferentes planos de manutenção e abordagens para o controle da

corrosão, assim como os inibidores utilizados podem variar muito de operação para operação (PAPAVINASAM *et al.*, 2007).

3.1.4. Fator temperatura

A eficiência dos inibidores de corrosão pode ser muito afetada pela temperatura do meio no qual esses produtos estão atuando, já as altas temperaturas dificultam a formação do filme dos inibidores e com isso, a barreira entre os fluidos produzidos e o metal do tubo de produção fica prejudicada. Por esse motivo a taxa de corrosão pode aumentar muito no local. Apesar de não ser muito documentado, existem estudos que comprovam que temperaturas acima de 90 °C já são suficientes para reduzir drasticamente a eficiência dos inibidores de corrosão, em tubos de produção as temperaturas podem chegar a níveis bem mais altos, até cerca de 250 °C (PALENCSÁR; GULBRANDSEN; KOSORÚ, 2013a). Essas condições adversas são muito comuns no fundo dos poços de petróleo, pois a temperatura é uma função do grau geotérmico da região, aumentando de acordo com a profundidade na qual é registrada.

Cada região do planeta possui uma taxa de elevação da temperatura diferente, pois depende das condições geológicas do local. Além disso, é muito difícil prever essa taxa, pois muitos fenômenos e anomalias podem acontecer isoladamente nas regiões, ocasionando uma distorção nesse grau geotérmico. Um exemplo disso é a presença de câmaras de magma próximo do poço. Nesse sentido, esses dados referentes a evolução da temperatura podem ser facilmente obtidos através da perfilagem, atividade que possui a função de registrar diferentes variáveis físicas ao longo do poço. Assim como muitas outras variáveis físicas a temperatura é obtida em perfil com relação a profundidade através de um dos sensores na sonda de perfilagem. Sendo assim, seria interessante avaliar como se comporta a temperatura no poço, para verificar como contornar o problema da perda de eficiência dos inibidores de corrosão com o aumento da temperatura. Uma possível solução seria aumentar a concentração desses inibidores nas regiões de temperatura mais elevada, favorecendo a formação do filme protetor. Outra solução seria utilizar tubos de produção com metais mais espessos ou mais resistentes a corrosão nessas regiões (OBOT *et al.*, 2019).

De qualquer forma, fica clara a importância de se estudar como a temperatura do poço varia e como isso impacta no processo de manutenção. Essas informações poderiam ser processadas em uma *database*, mostrando os potenciais riscos de se utilizar pouca concentração de inibidores em áreas de alta temperatura. O banco de dados também poderia acompanhar como estão funcionando os inibidores de corrosão que já estão sendo utilizados em outros poços, verificando a sua eficiência de atuação e do plano de manutenção em vigor, permitindo que os profissionais da área estudem a possibilidade de realizar algo parecido ou com soluções sobre os pontos falhos do plano corrente naquele poço.

3.1.5. Fator pressão

Apesar de não impactar diretamente sobre a eficiência do inibidor de corrosão, a pressão é uma variável que influencia muito o ambiente dentro de um poço de petróleo, pois essa variável pode atingir valores extremamente elevados dependendo da profundidade na qual está sendo medida. Um dos mecanismos mais básicos e clássicos de produção para um poço de petróleo é através da diferença de pressão entre o fundo do poço e a superfície. Atualmente existem diversas maneiras de tornar essa diferença de pressão mais eficiente, aumentando a capacidade de produção dos poços (KRISTENSEN; AYAN; RAMAMOORTHY, 2012).

Essa variável física impacta diretamente em alguns aspectos que podem alterar a eficiência dos inibidores de corrosão inseridos no meio. O primeiro deles é o tipo de fluxo, já que grande parte da energia cinética do fluido produzido é gerada através da diferença de pressão. Como o tipo de fluxo, turbulento ou laminar, depende diretamente da energia cinética do fluido, pressões mais altas tendem a provocar um regime de fluido turbulento, o que é muito comum nos poços, enquanto as pressões mais amenas tendem a provocar regime de fluido laminar.

O segundo deles é a atuação dos gases corrosivos no meio, principalmente CO_2 , O_2 e H_2S , já que a pressão absoluta atua diretamente sobre a formação e o tamanho das bolhas desses gases no fluido, pois pressões abaixo do ponto de bolha do fluido permitem que uma parcela maior do líquido se transforme em gás. Com isso, a atuação dos gases no meio ganha força pois eles ganham área de atuação e a partir disso, a corrosão também passa a ser mais generalizada, atingindo superfícies de forma mais homogênea. Por outro lado, pressões mais elevadas, acima do ponto de

orvalho, impedem que o fluido se transforme em gás facilmente e reduzem o tamanho e atuação dos gases corrosivos citados. No entanto, esses gases ainda são capazes de causar corrosões mais heterogêneas, como a corrosão por pite ou por cavitação (SONKE; GRIMES, 2017).

A interação da pressão com o regime de fluxo e com a variação da composição desse fluxo, através da proporção entre as fases gasosa, líquida e gasosa dispersa na líquida, representa a principal forma de atuação dessa variável. Sobre a eficiência dos inibidores de corrosão, apesar dessa relação não ser propriamente direta, é extremamente importante que a pressão seja levada em conta para avaliar a eficiência de um inibidor de corrosão em atuação, até mesmo porque essa é uma variável que pode ser facilmente inferida nos poços de petróleo, devido a sua enorme importância nas operações de produção. Além disso, a pressão ainda pode atuar sobre o metal da estrutura do poço, colocando-o em condições severas que podem facilitar a ocorrência de corrosão por estresse, devido as forças atuantes sobre o metal (SONKE; GRIMES, 2017).

3.1.6. Fator fluxo

O tipo de fluxo e a velocidade do fluxo, depende de uma série de fatores, sendo os principais deles a diferença de pressão entre os pontos e a geometria da seção de escoamento, no caso dos poços, os dutos. Nesse ponto, vale destacar que o diâmetro dos dutos e a vazão de produção, assim como possíveis deformidades nas paredes dos dutos, influenciam diretamente na condição de regime de fluxo que atuará dentro do poço de petróleo. Além disso, outras variáveis como a viscosidade, a densidade e a temperatura também podem contribuir para a definição do regime de fluxo.

A velocidade e morfologia do fluxo interferem muito na eficiência dos inibidores de corrosão, pois podem dificultar a adesão do filme anticorrosivo nas paredes dos metais. Por esse motivo uma das piores morfológicas de fluxo é a por golfadas em regime turbulento. Quando esse fenômeno ocorre dentro do poço a eficiência dos inibidores de corrosão naquela área pode cair drasticamente, em decorrência da remoção e dificuldade de formação da película protetora na superfície do metal. Esse fenômeno é muito comum em regiões com desvios de direção ou irregularidades nos dutos, como cotovelos, desvios angulados, válvulas e transições

entre dutos. A produção dessas golfadas também pode ser acentuada por um regime turbulento que deriva de uma velocidade de fluxo maior, devido a maiores diferenças de pressão ou diminuições na área da seção do duto (KIRKPATRICK *et al.*, 2014).

Também é possível ter uma ideia da morfologia do ataque corrosivo dependendo do fluxo na região, pois, apesar de representar o pior cenário corrosivo, geralmente corrosões por pite são observadas em fluxos mais lentos com pressões e temperaturas próximas ao ponto de orvalho, sendo que a probabilidade de ocorrência desse tipo de corrosão aumenta com o aumento da temperatura e da pressão parcial de CO₂. Já a morfologia de ataque do tipo mesa está mais relacionada a fluxos com velocidade média, em que a formação do filme protetor não é muito regular, apresentando instabilidades quanto a sua formação. Assim, áreas desprotegidas pelo filme atuam como regiões anódicas, em relação as áreas protegidas que atuam como regiões catódicas, produzindo assim a diferença de potencial que permite a ocorrência do fenômeno corrosivo (KIRKPATRICK *et al.*, 2014).

Já a alta velocidade de fluxo é muito comum em poços de petróleo, pois é necessário para o aumento da produtividade do óleo. Entretanto ela é a mais crítica para a corrosão, pois, em geral, essa velocidade resulta em regimes de fluxo turbulentos, que mesmo não favorecendo a corrosão por pite, podem apresentar esse tipo de corrosão, assim como a corrosão do tipo mesa e a generalizada. Isso porque a turbulência gerada por esse fluxo dificulta muito a atuação dos inibidores de corrosão pois impede a formação do filme protetor, deixando a superfície dos metais parcialmente ou totalmente exposta a ação dos agentes corrosivos, sendo assim as taxas de corrosão derivadas dessa situação são muito mais elevadas do que as apresentadas em fluxos laminares (PEREZ, 2013).

Outro problema muito comum relacionado a velocidade e o tipo de fluxo nos poços de petróleo é a erosão por meio de material particulado, já que muitos poços de óleo têm como característica a produção de sólidos, principalmente areia, que é carregada da rocha reservatório junto com o fluido produzido, provocando um desgaste severo nas paredes, válvulas, equipamentos e tubulações dos poços produtores de óleo. A alta velocidade do fluxo também pode ser associada a ocorrência de corrosão por estresse, já que provoca um desgaste na parede das tubulações de produção, esse desgaste em altas pressões com a presença de agentes corrosivos pode culminar na ocorrência de corrosão por estresse (PEREZ, 2013).

3.1.7. Fator composição do fluido

A composição do fluido produzido consiste no fator mais relevante para a determinação da eficiência do inibidor de corrosão diante do meio corrosivo, pois um fluido sem agentes corrosivos não produziria nenhuma corrosão no metal. Em uma situação ideal, com um óleo sem a presença de contaminantes seria possível observar taxas de corrosão no poço praticamente nulas, mesmo sem presença de inibidores de corrosão. No entanto uma situação dessa não é plausível no mundo real e por esse motivo, é necessário analisar continuamente a composição do fluido produzido, não somente para avaliar a qualidade do óleo, mas também para analisar qual é o potencial de corrosão que aquele fluido possui.

Nesse sentido, vale destacar que essa análise é extremamente difícil, tendo em vista que todos os fatores citados anteriormente ao longo desse tópico, além de variarem ao longo do tempo e da região do poço, impactam muito na atuação dos agentes corrosivos ao longo da tubulação. Mesmo, assim é imprescindível conhecer as informações sobre a composição do fluido para escolher e testar o inibidor de corrosão que será utilizado, não somente porque ele deve ser o mais eficiente possível, mas também porque certos produtos químicos presentes no inibidor de corrosão podem não ser compatíveis com os íons dissolvidos no fluido produzido, o que pode causar problemas muito graves de incrustação, fenômeno caracterizado pela acumulação excessiva de substâncias sólidas na parede interna de uma tubulação, que são completamente indesejáveis para a produção do óleo (KIRKPATRICK *et al.*, 2014). Essa quantidade de íons dissolvidos no fluido pode ser medida através do Total de Sólidos Dissolvidos (TDS), fornecendo um bom parâmetro para interpretar qual seria o inibidor de corrosão com maior compatibilidade com o fluido a partir da análise dos principais íons componentes do TDS.

Uma das principais coisas que se deve analisar durante a produção de um poço de petróleo é a *water cut*, que é representada pela taxa de água produzida sobre o total de fluido produzido pelo poço. Essa taxa varia ao longo do tempo; inicialmente ela é muito pequena, mas dependendo do tamanho do reservatório de óleo e do tempo de operação decorrido, essa taxa começa a aumentar e ao atingir patamares muito elevados, a produção de água passa a ser um dos principais indícios de abandono do poço. Para a corrosão o *water cut*, consiste em uma variável muito interessante para

controlar a quantidade de inibidor de corrosão necessária para manter a taxa mínima de integridade operacional (NOVISATARI; WINCANA, 2017).

Quanto maior for essa taxa de produção de água maior será o potencial corrosivo do fluido, já que a água acaba fornecendo um meio eletrolítico para que o fenômeno de corrosão aconteça no duto, ainda mais em poços de petróleo, nos quais é muito comum a presença de íons em abundância devido à forte interação do líquido com as rochas do reservatório. A taxa de água também pode interferir na morfologia do fluxo, pois como água e óleo não se misturam devido a sua diferença de polaridade, com taxas de produção suficientemente altas pode ocorrer uma visível segregação entre essas duas fases; quando isso ocorre a região onde predomina a corrosão é área na qual a fase de água está em contato com o metal.

Ao longo do tempo de vida de um poço de petróleo é normal que a concentração dos inibidores de corrosão cresça conforme o passar dos anos e o aumento da taxa de produção de água, pois assim é possível acompanhar o aumento do potencial de corrosão do fluido, mantendo as taxas de corrosão dentro da faixa operacional. Por esse motivo o OPEX ao longo do tempo de vida de um poço de petróleo também segue esse aumento (NOVISATARI; WINCANA, 2017).

Além das fases líquidas, é importante analisar a fase gasosa presente no fluido produzido, pois grande parte da corrosão causada nos tubos de produção é decorrente da presença dos gases corrosivos como O_2 , CO_2 e H_2S principalmente. Por isso a pressão parcial desses componentes deve ser aferida e estimada, em diferentes profundidades do poço, para que possa ser analisada a sua relação com as taxas de corrosão observadas. Existem quatro tipos de sistema de corrosão por meio da presença dessas substâncias: a *sweet corrosion*, quanto a pressão parcial de CO_2 é mais do que 500 vezes maior que a de H_2S ; a *sour corrosion* quanto a pressão parcial de CO_2 é menor que 20 a de H_2S ; a corrosão mista, quando a pressão parcial de CO_2 está entre 20 e 500 vezes maior que a de H_2S ; e, por último a corrosão com a presença de Enxofre (S), que pode apresentar um impacto direto sobre a *sour corrosion* e envolve um mecanismo de reação diferente. A produção do enxofre deriva da reação dos gases produzidos com o oxigênio, ou da própria precipitação a partir desses gases; esse elemento é extremamente corrosivo e por esse motivo é necessário impedir que ele precipite sobre os metais do poço (SONKE; ZHENG; BOS, 2017).

O inibidor de corrosão utilizado deve estar sempre em linha com o tipo de corrosão encontrado naquele poço, pois a eficiência dos inibidores de corrosão depende muito da interação e relação desse produto químico com as demais substâncias do meio. Por essa razão existem milhares de composições diferentes para os inibidores de corrosão, pois cada uma delas possui uma função específica que corresponde à situação, às variáveis e à composição do fluido no interior da tubulação de produção. É importante que diferentes inibidores sejam testados e avaliados em cada ocasião, para que a resposta ao processo corrosivo seja a mais eficiente e viável possível dentro dessa enorme gama de produtos químicos utilizados.

Outro componente importante na composição dos fluidos de petróleo é a fase sólida, que se encontra dispersa no meio, pois ela também impacta na eficiência dos inibidores de corrosão devido ao alto poder de erosão das partículas sólidas em fluxo de alta velocidade. Esse material particulado, além de dificultar e impedir a formação da película protetora dos inibidores, desgasta o metal da tubulação aumentando ainda mais sua taxa de corrosão e exposição ao meio. No entanto, existe um caso no qual sólidos presentes no meio podem ajudar a controlar a corrosão do metal. Isso ocorre quando o produto da corrosão, seja ele FeCO_3 ou FeS , forma uma película sobre o metal corroído; quando isso acontece, o contato do metal com as substâncias corrosivas fica mais difícil, o que diminui as taxas de corrosão. Nesse caso a corrosão gera uma película de protetora, constituída de produtos da corrosão, o que dificulta a ocorrência do próprio fenômeno corrosivo (SONKE; GRIMES, 2016).

Entretanto esse fenômeno deve ser muito bem avaliado. Por duas razões: a primeira é que se houve a formação desse filme de protetor derivado de produtos da corrosão é porque houve corrosão, o que caracteriza uma falha no sistema de corrosão naquela região proporcionando o fenômeno. O segundo é que esse filme protetor também sofre dos mesmos efeitos de remoção dos filmes formados por inibidores de corrosão, uma vez que também sofre a ação da temperatura, regime de fluxo, composição de fluxo e pressão do meio, por esse motivo, caso seja detectada a presença desse filme de FeCO_3 ou FeS , na superfície do metal, seria necessário medir as concentrações dessas substâncias no fluido produzido, para garantir que esse filme não tenha sido removido (SONKE; GRIMES, 2016).

3.1.8. Fator tipo de liga metálica da tubulação.

Um último fator importante a ser levado em conta na avaliação dos inibidores de corrosão é o tipo de metal utilizado na tubulação, pois existem ligas metálicas que são mais resistentes a corrosão, devido a sua composição química, a adição de átomos de Silício (Si), Níquel (Ni), Cobre (Cu), Molibdênio (Mo), Cromo (Cr) e Alumínio (Al), mesmo em pequenas quantidades, de 0,5% a 2%, podem aumentar a resistência do metal contra os fenômenos corrosivos. No entanto essas ligas são mais caras e aumentam o investimento inicial necessário nos poços e por isso, as empresas sempre buscam avaliar se compensa mais investir em ligas mais resistentes a corrosão, ou aumentar o controle das taxas de corrosão diminuindo a taxa mínima de corrosão anual que garante a integridade de operação. Por isso, o cálculo dessa faixa de corrosão aceitável deve sempre levar em conta o tipo de metal exposto ao meio corrosivo (BARSON *et al.*, 2016).

Nesse ponto, também é importante destacar que a qualidade na produção da peça do metal utilizado no poço deve ser alta, pois pequenos defeitos de fabricação podem proporcionar zonas de corrosão preferencial no metal, produzindo uma corrosão extremamente localizada em determinada área do metal devido, na maioria dos casos, às diferenças de composição atômica regionais que produzem diferentes potenciais de redução no mesmo metal, conduzindo a formação de zonas catódicas e anódicas. Outro fenômeno que pode ocorrer em poços de petróleo é o contato entre dois metais com potenciais de redução diferente. Isso faz com que a corrosão no metal que servirá como cátodo seja muito mais intensa do que o normal e por isso esse fenômeno deve ser muito bem avaliado e controlado no poço. Entretanto, em determinados casos pode ser interessante que seja utilizado um metal de sacrifício como cátodo dessa reação para que o metal corroído seja aquele mais barato e de menor importância, enquanto o outro metal conectado a ele permanece protegido contra a corrosão (BARSON *et al.*, 2016).

Cabe aos profissionais de corrosão da equipe a avaliação e apuração da integração de todos os pontos e variáveis dos tópicos citados anteriormente para que seja desenvolvido um plano de manutenção adequado e eficiente em cada caso, considerando sempre como base os principais aspectos que podem influenciar o processo de corrosão. Assim fica possível a definição de uma janela de operação aceitável (*corrosion allowance*) para a taxa de corrosão em diferentes sítios, de forma

que a integridade dos equipamentos seja garantida. A avaliação da eficiência dos inibidores de corrosão utilizados passa muito pela capacidade do composto de manter a perda de espessura do metal dentro dessa faixa aceitável e por esse motivo, o cálculo desse parâmetro é considerado tão importante.

3.2. Dados e informações

As informações ou dados, globalmente conhecidos como *data*, relacionados aos processos corrosivos possuem diversos modos de coleta. Porém esses dados coletados devem ser verificados, pois apenas informações relevantes devem ser armazenadas em *databases*. A estrutura e processamento dos dados também devem ser analisadas, para que suas entradas e saídas sejam úteis e eficientes. É possível absorver melhor o grau de importância que esse conjunto de dados tem no controle de fenômenos corrosivos por meio de duas razões principais. A primeira é o fato de que o processo produz um número muito grande de informações; e a segunda consiste na necessidade de utilizar as informações disponíveis para desenvolver atividades de mitigação, controle, manutenção e monitoramento da corrosão.

Outro motivador é que algumas informações sobre os processos corrosivos podem ser obtidas através da literatura, em testes de laboratório, ou a partir de dados de campo, medidos nos poços de petróleo. Esses dados são muito valiosos para a equipe de corrosão quando entregues de maneira organizada e bem formatada, pois através deles é possível ter uma ideia do cenário no qual o fenômeno ocorre e porque ele ocorre, o que facilita a construção de um plano de ação guiado por essas informações. No entanto, é preciso saber que tipos de dados devem ser coletados, com que frequência eles devem ser coletados, além de como deve ser feito seu armazenamento, acesso, análise, processamento e integração com outros tipos de informações (PAPAVISAM, 2014b).

3.2.1. Coleta e verificação de informações

A coleta de informações deve ser feita de maneira que apenas o que é realmente importante seja armazenado; os dados irrelevantes devem ser descartados já que não são utilizados e podem ocupar um volume desnecessário na base de armazenamento. Essa etapa pode apresentar alguns problemas com relação as

características intrínsecas da informação. Por isso, os processos de viabilidade da coleta *in situ*, modificação de propriedades, formatação e tipo de armazenamento, devem ser discutidos para que os dados fluam melhor na *database* utilizada.

Para parametrizar essa atividade é necessário definir o custo que deve ser gasto durante o seu desenvolvimento. Por esse motivo primeiro deve-se identificar o conjunto de dados mais importantes e priorizá-lo. Em seguida os demais conjuntos devem ser avaliados para averiguar sua real eficiência na melhoria do processo de controle da corrosão. Os engenheiros corrosivos mais experientes também podem representar um bom indicativo de que tipo de informação é útil ou não, e por isso, devem ser consultados. Uma vez que o conjunto de dados úteis é acordado, a precisão com que essas informações devem ser obtidas precisa ser definida. Esse ponto depende muito do caráter técnico ou generalista da informação, pois os dados mais técnicos como a taxa de corrosão tendem a necessitar uma maior precisão. Após essa definição, o custo benefício dos dados tem que ser analisado para verificar sua utilidade; nesse sentido, muitas informações que podem ser úteis já são obtidas pelas empresas, pois são necessárias em outros processos operacionais, mas algumas informações exigem um certo investimento na sua obtenção, o que representa um custo adicional (ELLOR; AULT, 2008).

Feito isso, a coleta dos dados possui três formas de operação e três tipos de frequência. As formas de operação são: manual, coletada manualmente por um operador; automática, coletada automaticamente por uma máquina sem a intervenção de um operador; *online*, coletada e processada online. Os tipos de frequência com que as operações podem ocorrer são: aleatória, sem uma frequência determinada; regular, coletada entre períodos determinados; contínua, sempre monitorada (ELLOR; AULT, 2008).

Como dito anteriormente, a informação deve ser verificada para que não resulte em interpretações falhas. Existem três níveis de verificação para o conjunto de dados. A verificação mais simples e barata é realizada através do operador, supervisor ou equipamento, que checa se aquelas informações estão condizentes. Mas a informação coletada também pode ser checada por terceiros destinados especificamente à essa função. Nesse caso os dados podem ser enviados novamente para a pessoa que os coletou para o esclarecimento de dúvidas ou eventuais erros. O terceiro nível é o mais sofisticado e custoso, ele consiste em debater as informações em um grupo de pessoas com conhecimento avançado sobre

o assunto, assim é possível avaliar a coerência do material obtido e até propor soluções para problemas encontrados (ANGWIN; NELSOR; SYRETT, 1996).

3.2.2. Database e estrutura de informações

Uma boa *database* é muito relevante para otimizar a seleção e visualização das informações, o que pode facilitar muito a sua interpretação por parte da equipe de corrosão. Desenvolver o plano de manutenção a partir da utilização de uma base de dados muito bem projetada traz resultados muito mais eficientes e satisfatórios para o processo. Uma *database* ideal deve ser de fácil utilização por parte do usuário (BOWMAN; HUSA, 1997). Por isso é muito importante que ocorra a comunicação entre os desenvolvedores e os usuários, e dessa forma seu conteúdo pode ser previamente definido nos estágios de design e desenvolvimento, de modo que todas as informações que o usuário procure estejam contempladas na base. No mesmo sentido as informações irrelevantes devem ser descartadas para não ocupar espaço desnecessariamente.

Uma *database* tem a função vital de manter as informações organizadas e padronizadas. Isso facilita sua utilização por novos usuários, caso ocorram mudanças na equipe ou na área de trabalho. Essa base de dados pode ser física, realizada em folhas de papel, ou eletrônica a base de texto ou planilha. O volume de dados a serem coletados, assim como o seu nível de processamento, definem o tipo de *database* a ser utilizado. Por exemplo, o volume e o nível de processamento das informações referentes a processos corrosivos são extremamente altos e por esse motivo, não é viável realizar o armazenamento desses dados em papel, ou até mesmo em textos eletrônicos, pois sua interpretação e organização ficariam completamente comprometidas. Assim, o único meio de armazenamento para tais informações é via planilhas (STAFFORD, 1993).

Além disso, as empresas têm como prática segmentar a área de atuação dos seus bancos de dados para melhorar sua organização, evitando que eles fiquem muito extensos e com informações irrelevantes para aquela área específica. No entanto, a integração das bases de dados por meio do compartilhamento é essencial para aumentar a eficiência da coleta de dados e sua consequente interpretação, pois possibilita uma visão mais ampla do processo. Por fim, deve-se ressaltar que uma base de dados com caráter científico ou técnico é muito diferente daquelas utilizadas

na área financeira ou em outras áreas não técnicas. A *database* de cunho científico ou técnico muitas vezes não possui o valor exato para as variáveis, pois durante a obtenção desses valores existem diversas fontes de incerteza, uma delas é que os equipamentos de medição possuem uma precisão finita e definida (WIYADI; SYAHNUR; SUPRIYADI, 2019). Já a *database* de cunho financeiro ou não técnico normalmente trabalha com valores exatos, pois na maioria das vezes as informações que elas contêm não são obtidas através de medidas, são variáveis do tipo contáveis ou calculáveis, como dinheiro, quantidade e taxas. Por esse motivo, os usuários de bancos de dados científicos ou técnicos devem ter conhecimento da amplitude das incertezas nos valores dos dados da base, para que essas informações possam ser devidamente interpretadas e utilizadas nas fundamentações das suas atividades, sem sofrer com os equívocos gerados pelo seu grau de precisão e acurácia.

No âmbito da estrutura, como não existe um modelo convencional nesse ponto, a *database* precisa minimamente seguir três características. A primeira é que os parâmetros contemplados devem possuir nomenclaturas claras e diferentes entre si. Segundo, não devem ser utilizadas mais de uma unidade para o mesmo tipo de variável; nesse sentido recomenda-se a utilização de um padrão, seja ele o americano, com medidas em polegadas e graus Fahrenheit, ou o Sistema Internacional de Medidas (SI), com medidas em metros e graus Celsius. A última característica é que a referência do local de coleta de cada uma das variáveis deve estar sempre descrito, não podendo ser alterado ou deletado (RALEY; WANG, 1999).

O processamento das informações sobre corrosão contidas na base de dados tem como objetivo principal propiciar um conhecimento sobre o status da infraestrutura e a tendência de comportamento do fenômeno, para com isso, servir de base no planejamento da manutenção. Essa etapa de processamento pode ser automatizada ou realizada manualmente, existem diferentes modelos para o processamento de dados; entre eles se destacam: lógico, estatístico, analítico, modelo científico, computacional, sistemático, limite e ponderado. Cada um deles atua de forma diferente no processamento das informações, por esse motivo sua utilização varia de acordo a situação, entretanto eles podem ser integrados entre si, o que pode ser considerado como uma forma de complementação e adequação do modelo, já que resulta em uma melhora na sua eficiência sobre aquele tipo de processo. Os mais utilizados na área de corrosão é o de modelo científico, utilizado para determinar o as

condições da infraestrutura, e o modelo computacional, utilizado para entender e modelar os processos de corrosão mais complexos (SKOOG; WEST; HOOLER, 1996).

3.2.3. Armazenamento de dados

Após a etapa de processamento, as informações podem sair com diferentes características, mas sempre possuem o objetivo de demonstrar resultados com clareza e, se possível, com concisão, independentemente da forma de saída. Cabe aos profissionais de cada área determinar qual o melhor formato para receber e interpretar esses dados. Dependendo da necessidade e do volume, o formato pode variar entre: texto, tabela, planilha ou gráficos (KANE; EDEN, 2005). Em seguida, essas informações devem ser armazenadas, pois são propriedade da empresa e podem ser úteis no futuro. Antigamente esse armazenamento era feito em papel, mas com a evolução tecnológica e o aumento na quantidade de dados, essa forma de estocagem se tornou obsoleta para as grandes empresas e por esse motivo, atualmente quase todos os dados processados são armazenados digitalmente, o que também aumenta a possibilidade de acesso e compartilhamento dessas informações entre as diferentes áreas das companhias.

3.2.4. Comunicação

A comunicação, alinhamento, cooperação e coordenação entre as diferentes áreas e equipes dentro de uma empresa reflete diretamente na qualidade do controle da corrosão. A comunicação pode ser genericamente dividida em quatro vias: homem com máquina, máquina com máquina, máquina com homem e homem com homem. As três primeiras relações são de fácil e rápida correção a partir de pequenos diagnósticos; já a comunicação homem com homem é mais complicada, pois engloba inúmeras variáveis que são inerentes ao ser humano e não envolve somente o processo de falar e ouvir, mas também um reconhecimento de hierarquia, gestual, linguagem corporal e cultural. No setor de óleo e gás é muito comum que o profissional tenha que estar em contato com diferentes áreas e equipes; por exemplo, no caso da equipe de corrosão, os profissionais devem se comunicar com as seguintes pessoas: equipe de integridade, fornecedores, gerentes, reguladores, operários, acionistas, subordinados, parceiros, o público geral e a mídia (PAPAVISAM, 2014b).

4. MATERIAL E MÉTODOS

As bases OnePetro e Science Direct foram utilizadas como fonte de obtenção de artigos confiáveis que proporcionem uma fundamentação teórica para o desenvolvimento da *database*. Essas bases foram escolhidas por serem renomadas e reconhecidas por seus critérios de publicação de artigos científicos. Sendo assim, foi possível obter dados de boa qualidade e com metodologias aceitas pela comunidade científica. Essas características são muito importantes para o desenvolvimento da *database*, pois os dados representam seu principal pilar de construção, já que eles são o único embasamento para as análises e estudos desenvolvidos, servindo de fundamentação para os resultados obtidos.

Para a confecção da *database* foi utilizado o *software Excel* devido ao seu amplo poder de armazenamento, em conjunto a uma boa capacidade de processamento. Além disso, esse *software* possui um formato mundialmente conhecido, o que facilita o compartilhamento de informações que agrega uma ótima flexibilidade de design, o que permite uma melhoria no processo de visualização e entendimento dos dados. Também foi utilizado o *Visual Basic for Application* (VBA) que possibilita uma programação no software, adaptando-o a problemas de solução mais complexa, flexibilizando ainda mais a sua gama de funcionalidades. Por esses motivos esse é o programa mais utilizado no meio empresarial para a confecção de bancos de dados e a sua utilização em uma *database* que auxilie no desenvolvimento do programa de manutenção é mais simples.

Idealmente o banco de dados deveria ser preenchido com dados de campo obtidos pelas empresas do setor. Porém esses dados são extremamente escassos, pois as empresas não os disponibilizam devido a sua importância. A solução encontrada foi utilizar dados experimentais que simulam os efeitos das condições de campo. A coleta de dados sobre corrosão foi realizada através dos diversos artigos encontrados nas bases citadas anteriormente; a maioria dessas informações foi obtida experimentalmente em laboratórios, mas sempre com o intuito de simular uma condição de campo. No total foram analisados 12 artigos que resultaram no preenchimento de 267 linhas no banco de dados, com 29 inibidores diferentes pertencentes a cinco tipos químicos. Os experimentos tinham como objetivo testar e avaliar as taxas de corrosão de diferentes inibidores de corrosão com relação a um ou mais parâmetros que poderiam influenciar na eficiência do inibidor. Assim as

entradas (*input*) da *database* foram inseridas através de um trabalho manual longo de passagem de informações dos resultados obtidos em cada experimento para a aba denominada de “Base” do banco de dados.

As variáveis utilizadas em cada um desses experimentos encontrados nos artigos também foram transcritas para as respectivas colunas da planilha “Base”. As condições experimentais utilizadas nos experimentos transcritas para a planilha, com as respectivas unidades, foram as seguintes: taxa de corrosão (mm/ano), inibidor utilizado, tipo de inibidor, concentração do inibidor (ppm), compatibilidade do inibidor com o fluido do poço, liga metálica, especificação do metal, temperatura (°C), pressão (Pa), tipo de fluxo, velocidade de fluxo (m/s), *water cut* (%), pressão parcial de CO₂ (Pa), pressão parcial de H₂S (Pa), concentração de Fe²⁺ (ppm) e a Referência. A **Tabela 4.1** exemplifica o preenchimento de uma linha do banco de dados, dividida em três partes para melhor visualização, cada linha preenchida possui um total de 16 colunas, representadas na tabela com as informações coletadas.

Taxa de Corrosão (mm/Ano)	Inibidor Utilizado	Tipo de Inibidor	Concentração (ppm)	Compatibilidade	
0,400	Inibidor 1	Amínico	30,00	Sem Informação	
Tipo de Metal	Especificação Metal	Temperatura (°C)	Pressão (Pa)	Tipo de Fluxo	
Aço Carbono	Carbon Steel API 5L X-65	150,00	5.000.000,00	Laminar	
Velocidade do fluxo (m/s)	Water Cut (%)	CO ₂ (Pa)	H ₂ S (Pa)	Fe2+ (ppm)	Referência
7,00	100,00	100.000	-	2,00	Kvarekval, Gulbrandsen (2001)

Tabela 4.1 – Exemplo de uma linha, dividida em três partes, preenchida com os dados do artigo de (KARAVEKVAL;GULBRANDSEN, 2001)

As variáveis citadas anteriormente foram escolhidas por serem as mais importantes e essenciais no estudo da eficiência dos inibidores de corrosão. Conforme descrito na revisão bibliográfica, cada uma delas atua de uma forma diferente sobre os inibidores de corrosão formadores de filme. Por esse motivo, todas essas informações podem ser consideradas relevantes na análise da taxa de corrosão do metal. Entretanto, nem sempre os artigos possuíam informações sobre todos esses parâmetros, muitos autores não informavam um ou outro parâmetro descrito acima, pois cada artigo possui uma metodologia experimental diferente, que variava de acordo com o objetivo do seu estudo. Mesmo assim, grande parte dos artigos possui informações suficientes para adicionar as condições experimentais a planilha. Os artigos que não possuíam informações claras ou satisfatórias sobre os parâmetros citados acima foram excluídos e não tiveram seus dados inseridos na tabela.

Algumas transformações de unidade tiveram de ser realizadas durante o processo de transcrição dos dados para a “Base”. Por exemplo, algumas unidades tiveram de ser convertidas do sistema americano para o Sistema Internacional (SI); muitas vezes a taxa de corrosão, que indica a perda de espessura, era indicada pelos artigos em milipolegadas por ano (mpy), outras vezes a temperatura era fornecida em graus Fahrenheit (°F), ou a pressão em bar. Essas unidades foram todas devidamente convertidas para o Sistema Internacional, de forma que não causassem interferências nos resultados.

Assim foi possível encontrar uma diversidade maior de dados no projeto, proporcionando uma avaliação mais empírica da eficiência da *database* produzida, tendo em vista os aspectos de: qualidade do processamento, quantidade de dados tratados e o resultado gerado a respeito dos inibidores de corrosão estudados. Utilizando o software *Excel* os dados inseridos foram tratados através de fórmulas proporcionando uma maior padronização das análises. O intuito do banco de dados desenvolvido foi de proporcionar estudos que partem de níveis mais genéricos, como por exemplo tipos de inibidores e tipos de metais, até chegar em níveis mais específicos, através da visualização de resultados para inibidores específicos em tipos de metais e condições específicas.

Essa capilarização dos resultados, dos mais genéricos para os mais detalhados permite a inferência dos resultados em campo dos inibidores de corrosão previamente avaliados em condições experimentais. Para isso foram selecionados alguns artigos científicos que fornecem informações de campo validadas cientificamente sobre as condições de operação de um poço de petróleo. Com a finalidade de avaliar a possibilidade da utilização do inibidor de corrosão nos campos selecionados, optou-se por selecionar as faixas de situações de campo mais críticas, ou seja, as faixas de variáveis obtidas no fundo do poço (*Bottom Hole Conditions*), para avaliar a performance do inibidor no campo. Isso porque esse local possui as condições mais hostis com relação ao restante do poço. Sendo assim, salvo algumas exceções, caso o inibidor de corrosão consiga manter uma baixa taxa de corrosão nessa região, ele provavelmente conseguirá manter a taxa de corrosão abaixo da taxa operacional no restante do poço. Mesmo assim, vale ressaltar que em casos práticos de manutenção o inibidor de corrosão deve ser testado ao longo de todo o poço e não apenas no fundo dele.

Para avaliar diferentes taxas operacionais de corrosão foram definidos dois critérios básicos, o primeiro a espessura do metal da tubulação e o segundo o tempo de operação da tubulação desejado. Como esses critérios podem variar de acordo com o campo produtor, a empresa operadora, o tipo de tubulação utilizado e o planejamento de manutenção (WINNING; TAYLOR; RONCERAY, 2010). Foram criadas faixas de taxa de operação que variam de acordo com os critérios citados. Essas faixas de operação podem ser alteradas dentro da *database* de forma que os inibidores estudados tenham as eficiências calculadas de acordo com a taxa de corrosão operacional utilizada. A eficiência dos inibidores de corrosão (E) descrita é obtida através da **Equação 4.1**, sendo adimensional.

$$E = \frac{I_{op}}{I_{cor}}$$

Equação 4.1 – Cálculo da eficiência do inibidor de corrosão

Sendo I_{cor} a taxa de corrosão do metal (mm/ano) medida empiricamente e I_{op} a taxa de corrosão operacional (mm/ano), ou *corrosion allowance*, ligada a determinada faixa de operação. O valor de I_{op} obtido nas faixas é calculado através **Equação 4.2**.

$$I_{op} = \frac{0,7 \cdot E_{sp}}{T_{op}}$$

Equação 4.2 – Cálculo da taxa operacional de corrosão.

Na **Equação 4.2**, a variável E_{sp} corresponde a espessura da tubulação metálica utilizada (mm) e a variável T_{op} corresponde ao tempo de operação (anos) que a integridade do material deve ser mantida. Essa equação leva em conta que a falha do material ocorre, em média quando 70% da sua espessura é consumida. Isso porque as tubulações dos poços de petróleo estão submetidas a pressões muito elevadas, sendo assim ao atingir perfurar 70% da espessura do metal existe uma grande chance de que a tubulação não resista aos esforços mecânicos aos quais ela está submetida e acabe se rompendo provocando a falha (BERGE, 1984).

Então estabelece-se esse limite de segurança no qual a espessura do metal não pode ficar abaixo de 30% da sua fabricação, pois isso apresenta um grande risco para a operação. Existem casos que o material pode ceder com espessuras maiores que 30%, assim como outros casos que o material pode aguentar a operação com espessuras menores que esse valor, mesmo assim essa condição foi adotada como

uma média para a avaliação da taxa de corrosão operacional, o que não impede que futuramente ela seja alterada para cada poço com base nas pressões e esforços dos metais no local, visando a implementação de uma análise mais detalhista. A espessura dos metais utilizados na exploração de petróleo pode ser obtida a partir da medição das informações do fabricante ou da medição no local, em outros estudos que não constem essas informações ela pode ser obtida através da diferença entre o raio externo e o raio interno do tubo.

O cálculo da taxa de corrosão operacional para a aplicação no banco de dados foi realizado por meio da criação de cenários operacionais, que determina a taxa de *corrosion allowance*. Para isso, foram variadas as espessuras das tubulações e o tempo da operação. Os valores de espessura utilizados seguiram as normas de fabricação das tubulações utilizadas em campos de petróleo (JFE, 2005). Já os valores de tempo de operação foram escolhidos visando englobar o tempo de vida das tubulações metálicas nos poços, levando em conta que esses dutos podem ser substituídos mais facilmente ou com maior dificuldade, dependendo da sua funcionalidade; por esse motivo o tempo de operação da tubulação não é fixo e pode variar de acordo com o tipo de duto. Os cenários operacionais criados buscam simular as condições estabelecidas no campo para definir a taxa de corrosão operacional que deve ser aplicada no cálculo da eficiência dos inibidores. Através da **Equação 4.1** procura-se avaliar quais inibidores de corrosão poderiam ser utilizados naquelas determinadas condições operacionais do cenário analisado.

No entanto, para avaliar realmente a viabilidade da aplicação dos inibidores no campo também é necessário avaliar qual seria o grau de severidade da corrosão no poço de aplicação. Para simular essa situação de campo é necessário que as variáveis que influenciam o processo de corrosão, sejam analisadas e comparadas com os valores de entrada inseridos na tabela, de forma que os inibidores testados empiricamente nos artigos abordados estejam em condições corrosivas mais severas ou equivalentes a situação de campo estudada. Por exemplo, para validar a aplicação do “Inibidor 1” nas condições de campo de um poço que está a 120 °C, a taxa de corrosão desse inserida na planilha deve ser obtida a temperaturas iguais ou superiores a 120 °C. Isso vale para todas as variáveis inseridas na planilha, e garante que os resultados de taxas corrosivas dos artigos tenham sido obtidos em condições corrosivas mais severas do que as condições de campo na qual o inibidor será

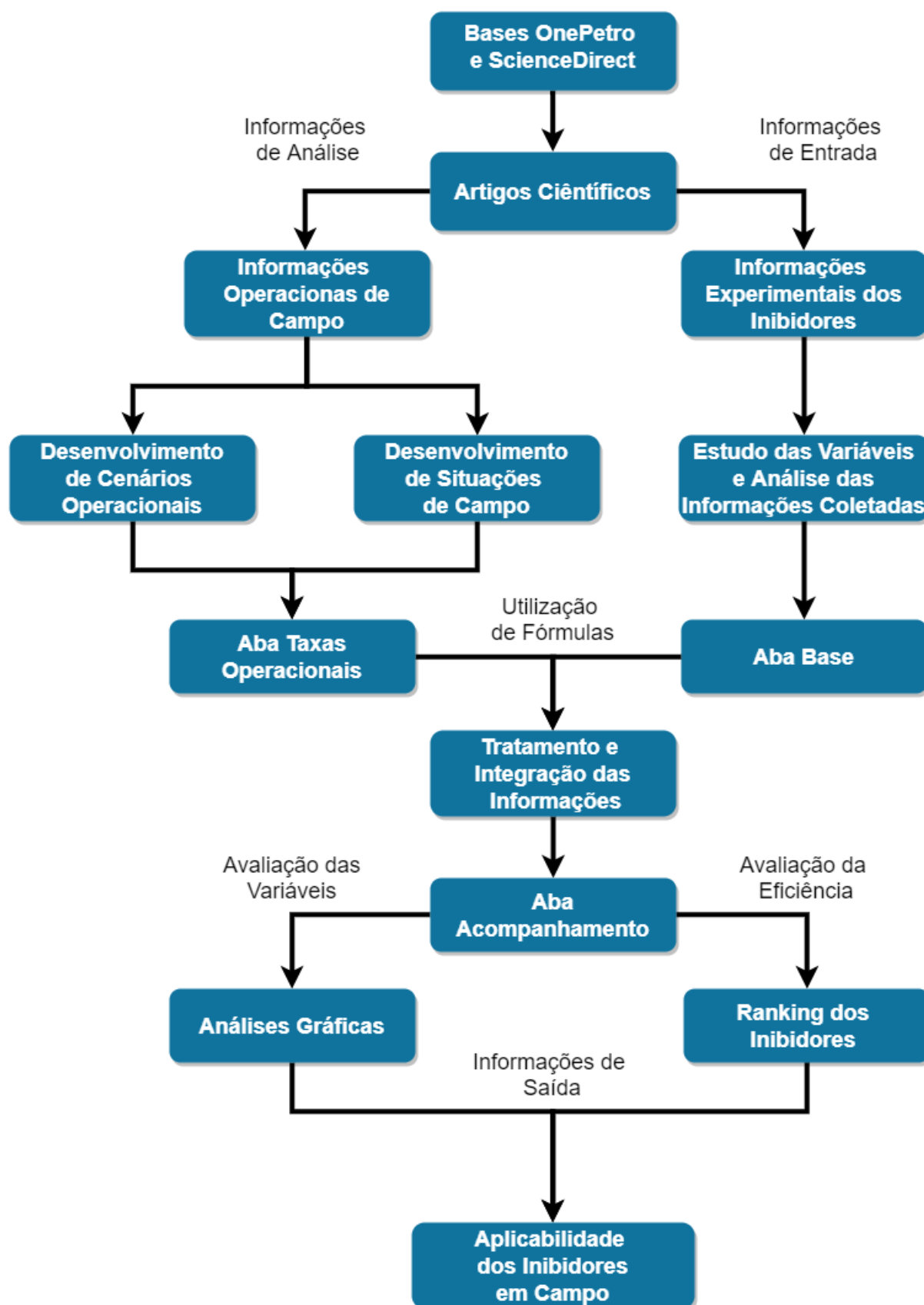
testado, o que minimiza a distorção de resultados entre a performance do produto no laboratório e no campo.

Diferentes situações de campo foram criadas visando recriar as condições encontradas na aplicação dos inibidores em poços de petróleo. Para isso, cada um dos parâmetros foi variado separadamente. Por exemplo, enquanto a temperatura era variada os demais parâmetros como a pressão, a velocidade do fluxo e as pressões parciais permaneciam fixados. Assim foi produzida uma gama muito grande de situações de campo para que essa análise fosse mais realista e os parâmetros abordados foram variados de acordo com as condições de campo encontradas na literatura estudada na revisão bibliográfica. A variabilidade dessas situações permite que a planilha seja utilizada para diferentes condições de campo, o que permite uma versatilidade na análise da performance dos inibidores de corrosão, pois eles podem ser facilmente testados em poços diferentes, com localizações geográficas e particularidades variadas.

Por fim, integrando o cenário da condição operacional com a situação de campo, é possível que o usuário avalie a eficiência dos inibidores de corrosão inseridos no banco de dados em condições reais de aplicação. Isso permite que o usuário valide quais inibidores poderiam ser utilizados no campo, através da avaliação dos seus resultados empíricos no cenário operacional com determinada situação de campo. Esse é o processo responsável por otimizar o desenvolvimento do plano de manutenção, pois a partir dessa validação a escolha do produto que será aplicado fica muito mais fácil e assim, é possível gerenciar melhor a aplicação dos inibidores de corrosão em diversos poços de petróleo.

A **Figura 4.1** sintetiza o processo de criação da *database* deste trabalho, a partir do fluxograma das etapas realizadas para o desenvolvimento do banco de dados proposto.

Figura 4.1 – Fluxograma das etapas desenvolvidas na criação do banco de dados proposto



5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1. Design da planilha

O *design* da *database* foi projetado para que a sua utilização fosse simples, mas ao mesmo tempo eficiente, de forma que os operadores não precisassem de muito esforço para entender como produzir análises com a planilha, fazendo com que essas sejam rapidamente realizadas com diferentes graus de visão dos seus resultados. Isto é, variando desde uma análise geral por tipos de inibidores, até uma análise mais minuciosa de um inibidor específico em determinadas condições de operação. A aba inicial de “Capa” foi desenvolvida basicamente para tornar a plataforma mais amigável, tendo uma importância mais estética do que funcional para o design da planilha. Nessa aba é possível clicar e selecionar através dos botões qual das páginas da planilha o usuário deseja visualizar, permitindo que ele transite através das demais abas do arquivo, cada uma com a sua funcionalidade. Nas demais abas também foi inserido, no canto superior esquerdo, um ícone no formato de casa: clicando neste ícone o usuário volta para a capa da planilha. Essas funcionalidades visam apenas tornar o banco de dados mais amigável para a utilização do operador. A **Figura 5.1** mostra o design da capa da planilha.

Figura 5.1 – Design da aba “Capa” da *database*



Fonte: Adaptado de Freepik

Já o *layout* da aba “Acompanhamento” foi projetado para que a visualização dos gráficos produzidos fosse o foco da página. Para isso o tamanho do gráfico foi

aumentado assim como o seu formato e estilo foram adaptados procurando melhorar a apresentação dos resultados. Além disso nessa aba foram inseridas várias segmentações de dados responsáveis pelos diferentes níveis de detalhamento que o usuário pode ter que servem como filtros dinâmicos para os gráficos produzidos. A partir delas um inibidor ou condição específico pode ser selecionado para a análise em questão. As segmentações de dados inseridas para essa finalidade foram: compatibilidade, tipo de inibidor, tipo de metal, especificação do metal, tipo de fluxo, inibidor utilizado, concentração (classes) e validade da aplicação.

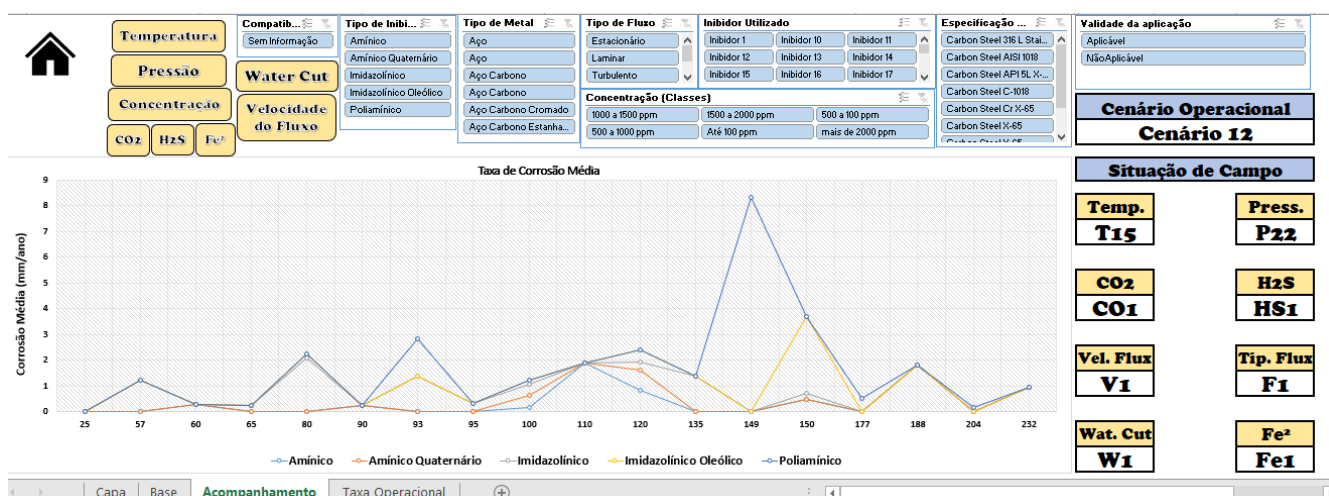
Essas variáveis são encontradas nas colunas das informações inseridas na base e foram selecionadas como segmentações pois são qualitativas, diferentemente de valores numéricos. Assim é possível agrupar resultados diferentes dentro dessas segmentações, o que não é possível com valores numéricos como a temperatura, já que cada entrada, em geral, possui uma condição de temperatura variada. No entanto, apesar de ser um valor numérico, podemos observar que a concentração foi inserida como uma segmentação de dados. Isso pode ser realizado pois foram criados, através de fórmulas no *software*, faixas de concentração para os inibidores de modo que foi possível atribuir um caráter qualitativo a um valor previamente numérico. Optou-se por estabelecer faixas de concentração como uma segmentação dos dados pois essa é uma variável que impacta consideravelmente a eficiência dos inibidores de corrosão. Sendo assim, para produzir análises mais minuciosas seria interessante que o gráfico levasse em conta a faixa de concentração na qual o inibidor está sendo aplicado, diminuindo assim a variação dos resultados.

Através das segmentações de dados é possível excluir ou inserir automaticamente nos gráficos os resultados das taxas de corrosão obtidos com aquelas condições selecionadas na segmentação. Na prática essa ferramenta atua como um filtro que é capaz de aumentar o nível de detalhamento sobre os resultados dos inibidores estudados. Ao selecionar uma das variáveis qualitativas da segmentação o gráfico automaticamente será alterado para mostrar apenas os resultados que se enquadram naquela condição, ao realizar esse processo com um dos quadros de segmentação os demais quadros também serão influenciados, mostrando apenas as opções remanescentes enquadradas na condição da segmentação selecionada. Isso permite que mais de uma segmentação seja selecionada, fazendo com que a análise se torne cada vez mais específica, por exemplo, partindo de todos os tipos de inibidores para apenas os inibidores amínicos,

em seguida apenas inibidores amínicos em aço carbono e por fim apenas inibidores amínicos em aço carbono com faixa de concentração de até 100 ppm. Assim é possível analisar o resultado dos inibidores em geral e de forma mais específica, sob determinadas condições de operação, a utilização das segmentações de dados será melhor abordada ao longo dos resultados. Uma das segmentações de dados mais importantes para otimização do plano de manutenção é a de aplicabilidade do inibidor. Através dela é possível selecionar apenas aqueles inibidores que poderiam ser utilizados nas cenário e situação de campo simulados e com isso, é possível restringir as informações experimentais das substâncias que poderiam ser utilizadas na prática, focalizando e detalhando o resultado desses produtos.

Para fornecer uma maior dinamicidade ao banco de dados também foram inseridos botões que permitem trocar a variável do eixo da abscissa do gráfico para o parâmetro determinado no próprio botão. Isso foi realizado através do *Visual Basic for Applications* (VBA), através de um código que permite que o usuário ao clicar no botão substitua a variável representada em questão no eixo “x” do gráfico pela variável selecionada, descrita no corpo do botão. Essa aplicação é muito importante pois permite a análise gráfica de diferentes parâmetros sobre a taxa de corrosão (mm/ano), sempre expressa no eixo das coordenadas, naquela condição selecionada. Vale ressaltar que os valores expressos no gráfico representam a média entre os valores das taxas de corrosão resultantes para as condições do eixo “x”. Essa média é determinada por tipo de inibidor dentre os tipos estudados e pela segmentação de dados em vigor na análise gráfica. Ou seja, ao alterar a variável das abscissas ou a segmentação de dados selecionada, os resultados que compõe a média das taxas de corrosão também são alterados. Futuramente os resultados desses gráficos serão mais detalhados. A **Figura 5.2** mostra parte do código desenvolvido em Excel para a alteração das variáveis analisadas no gráfico.

Figura 5.3 – Layout da aba “Acompanhamento”.



5.2. Aba base

As informações obtidas através dos artigos estudados constituem as principais variáveis de entrada do banco de dados desenvolvidos. Essas informações foram inseridas na aba “Base” da planilha e através dos dados dessa aba são produzidos os diferentes gráficos apresentados nesse trabalho. Vale ressaltar que as informações adicionadas, alteradas ou removidas dessa tabela da planilha são refletidas para as análises gráficas desenvolvidas na aba “Acompanhamento” automaticamente ao atualizar a planilha. Isso propicia uma boa versatilidade para o banco de dados, uma vez que seus dados podem ser facilmente e rapidamente inseridos, removidos ou alterados caso necessário e assim, os resultados gráficos gerados também podem ser modificados rapidamente de acordo com os dados inseridos na base. Com isso é possível, a partir da mesma planilha, visualizar e interpretar diferentes informações apenas substituindo os dados da base pelas informações que se deseja analisa. No entanto, ao fazer isso o usuário deve se atentar para perceber se todas as variáveis de entrada estão presentes nos novos dados, se a disposição das colunas é a mesma e se as unidades de medidas são iguais. Caso essas condições sejam satisfeitas, a substituição de dados pode acontecer normalmente sem provocar distorções nos resultados.

A **Tabela 5.1** mostra de modo simplificado a relação resumida das referências dos 12 artigos nos quais os 267 resultados dos 29 inibidores estudados foram obtidos. Uma das maiores dificuldades do trabalho foi a de encontrar esses dados e transferi-los para o meio digital através da planilha já que as empresas raramente divulgam

essas informações devido a sua importância para a operação. Além disso, informações como a composição química dos inibidores de corrosão testados nos artigos não eram mencionadas pois possuem caráter confidencial, uma vez que esses produtos são vendidos comercialmente os fabricantes possuem suas patentes e não disponibilizam a composição dos produtos. Por esse motivo o nome específico dos inibidores encontrados nos artigos era sempre genérico, na forma numeral de inibidor “1”, “2” ou “3”, ou na forma alfabética de inibidor “A”, “B” ou “C”. Sendo assim, para transferir as informações sobre cada inibidor para a *database* utilizou-se a forma numeral para a diferenciação, respeitando a ordem dos inibidores em cada artigo e entre eles, seguindo a ordem em que foram inseridos na base. De forma que os inibidores “1”, “2” e “3” do primeiro artigo estudado continuaram sendo os inibidores “1”, “2” e “3”, enquanto os inibidores “1” e “2”, ou “A” e “B” do segundo artigo estudado passaram a ser os inibidores “4” e “5” da tabela. A mesma lógica foi utilizada para os demais casos.

Tabela 5.1 – Relação das referências dos inibidores estudados

Taxa de Corrosão (mm/Ano)	Inibidor Utilizado	Tipo de Inibidor	Referência
0,381	Inibidor 2	Poliamínico	Farquhar et al. (1997)
5,588	Inibidor 3	Poliamínico	Farquhar et al. (1997)
33,020	Inibidor 4	Poliamínico	Farquhar et al. (1997)
0,762	Inibidor 5	Poliamínico	Farquhar et al. (1997)
0,400	Inibidor 1	Amínico	Kvarekval, Gulbrandsen (2001)
0,150	Inibidor 6	Amínico	Kvarekval, Gulbrandsen (2001)
1,100	Inibidor 7	Amínico	Kvarekval, Gulbrandsen (2001)
2,250	Inibidor 8	Amínico	Ramachandran et al. (2006)
3,200	Inibidor 9	Amínico	Ramachandran et al. (2006)
2,300	Inibidor 10	Amínico	Ramachandran et al. (2006)
1,000	Inibidor 11	Amínico	Ramachandran et al. (2006)
0,352	Inibidor 12	Amínico Quaternário	Jenkins (2011)
0,376	Inibidor 13	Amínico Quaternário	Jenkins (2011)
0,149	Inibidor 14	Amínico Quaternário	Jenkins (2011)
0,109	Inibidor 15	Poliamínico	Ramachandran (2009)
0,048	Inibidor 16	Poliamínico	Ramachandran (2009)
0,070	Inibidor 17	Imidazolínico	Jovancicevic et al (1998)
0,146	Inibidor 18	Imidazolínico	Jovancicevic et al (1998)
0,152	Inibidor 19	Imidazolínico	Jovancicevic et al (1998)
0,406	Inibidor 20	Imidazolínico	Swidzinski et al (2000)
0,120	Inibidor 21	Imidazolínico	Abayarathna et al (2003)
0,160	Inibidor 22	Imidazolínico	Abayarathna et al (2003)
3,700	Inibidor 23	Imidazolínico	Hassani, et al. (2012)
0,300	Inibidor 24	Imidazolínico Oleólico	Palenscar (2013a)
0,300	Inibidor 25	Amínico Quaternário	Palenscar (2013a)
6,000	Inibidor 26	Imidazolínico	Palenscar (2013b)
11,000	Inibidor 27	Imidazolínico Oleólico	Palenscar (2015)
2,000	Inibidor 28	Amínico Quaternário	Palenscar (2015)
0,600	Inibidor 29	Imidazolínico	Palenscar (2015)

Outro problema gerado pela falta de identificação dos inibidores de corrosão abordados nos estudos científicos consiste no fato de que isso impossibilita afirmação de que dois artigos diferentes utilizaram o mesmo inibidor para realizar os testes de corrosão. Mesmo que pertencentes à mesma classe de inibidores, não é possível afirmar que os dois inibidores são equivalentes sem ter conhecimento sobre a sua composição química. Isso impede que os testes realizados pelos autores sejam comparados e faz com que os inibidores de corrosão utilizados em cada um dos trabalhos estudados devam ser considerados como diferentes. A análise gráfica produzida pelo banco de dados poderia ser mais completa caso fosse possível afirmar a equivalência entre os inibidores de corrosão abordados, pois as informações dos diferentes autores poderiam complementar a análise desse composto. Possivelmente, com dados de campo de uma empresa exploradora essa análise seria mais detalhada pois a empresa saberia quais inibidores de corrosão são iguais, já que ela é responsável pela compra e utilização desses produtos.

Além disso, parâmetros como a compatibilidade do Inibidor de corrosão com o fluido do poço não foram informados nos artigos estudados e mesmo assim deve-se ressaltar que a compatibilidade do inibidor é extremamente importante, pois evita a ocorrência de outros problemas como o de incrustação ou de reatividade do fluido com as rochas do poço, este último em caso de poço aberto. Sendo assim, a compatibilidade do inibidor deve ser um critério excludente no plano de manutenção, pois mesmo que o inibidor possua uma boa eficiência no controle da corrosão, se ele não for compatível com o fluido ou entorno do poço, ele não deve ser utilizado pois poderá causar outros problemas. Outra variável que raramente foi citada nos artigos analisados foi a concentração de Fe^{2+} que pode interferir positivamente na eficiência do inibidor de corrosão devido a deposição da precipitação do produto da corrosão sobre a superfície metálica, formando mais uma camada protetora, além de fornecer um bom indicativo da taxa de corrosão já que a presença desse íon é proveniente da corrosão do metal da tubulação. As taxas de *water cut* utilizados em alguns experimentos também não foram bem diversificadas, alguns experimentos utilizavam *water cut* de 100%, ou seja, somente água. Mas poucos experimentos utilizaram taxas intermediárias entre 10 a 70% que são as mais comuns de serem observadas nos poços produtores de petróleo (BAILEY *et al.*, 2000). Tanto a concentração de Fe^{2+} como a compatibilidade do fluido e o *water cut* deveriam ser analisadas mais profundamente, caso os dados estivessem disponíveis. Idealmente, com acesso aos

dados de campo, esses três parâmetros seriam muito bem avaliados pelas empresas para desenvolver um plano de manutenção.

Para complementar essa página da planilha também foram inseridas através de fórmulas as informações disponíveis na aba “Taxa Operacional”, como a condição operacional e a situação de campo. Essas informações são utilizadas para o cálculo de alguns parâmetros como a eficiência do inibidor, o tempo garantido na operação, estimativa da data de falha e aplicabilidade do inibidor. Essas variáveis serão discutidas de forma mais aprofundada no próximo tópico.

5.3. Aba taxa operacional

A aba “Taxa operacional” tem como objetivo proporcionar a avaliação prática dos dados coletados na base do banco de dados e para isso, foram desenvolvidas duas frentes de estudo. Na primeira delas, as condições operacionais podem ser simuladas pelo operador da planilha; já a segunda é representada pelas situações de campo que podem ser analisadas para avaliar a aplicabilidade dos inibidores testados nos poços de petróleo.

Para avaliar cenários reais de produção em poços de petróleo, foram calculadas diferentes taxas de corrosão operacional, com base na espessura e no tempo de vida dos tubos praticados pela empresa do setor. Essas taxas operacionais foram utilizadas para avaliar a eficiência dos inibidores de corrosão, na aba “base”, com relação ao cenário operacional selecionado. As informações de espessura e tempo de vida das tubulações foram obtidas através da apostila de produtos tubulares petrolíferos (JFE, 2005). A **Tabela 5.2** representa os 30 cenários que foram utilizados para simular a taxa operacional, foram utilizados três tempos de vida diferentes: 5, 10 e 15 anos. Além de 10 espessuras de tubulação comumente utilizadas em poços de petróleo.

Tabela 5.2 – Cenários operacionais utilizados para o cálculo da *corrosion allowance*.

Cenário Operacional	Taxa Operacional (mm/Ano)	Tempo de Operação (Ano)	Espessura do Duto (mm)	Diâmetro Externo (mm)
Cenário 1	2,83	5,00	20,24	273,05
Cenário 2	2,61	5,00	18,64	273,05
Cenário 3	2,39	5,00	17,07	273,05
Cenário 4	2,12	5,00	15,11	244,48
Cenário 5	2,00	5,00	14,27	193,68
Cenário 6	1,77	5,00	12,65	177,80
Cenário 7	1,55	5,00	11,10	127,00
Cenário 8	1,53	5,00	10,92	114,30
Cenário 9	1,42	10,00	20,24	273,05
Cenário 10	1,33	5,00	9,52	88,90
Cenário 11	1,30	10,00	18,64	273,05
Cenário 12	1,19	10,00	17,07	273,05
Cenário 13	1,06	10,00	15,11	244,48
Cenário 14	1,00	10,00	14,27	193,68
Cenário 15	0,94	15,00	20,24	273,05
Cenário 16	0,90	5,00	6,45	60,32
Cenário 17	0,89	10,00	12,65	177,80
Cenário 18	0,87	15,00	18,64	273,05
Cenário 19	0,80	15,00	17,07	273,05
Cenário 20	0,78	10,00	11,10	127,00
Cenário 21	0,76	10,00	10,92	114,30
Cenário 22	0,71	15,00	15,11	244,48
Cenário 23	0,67	10,00	9,52	88,90
Cenário 24	0,67	15,00	14,27	193,68
Cenário 25	0,59	15,00	12,65	177,80
Cenário 26	0,52	15,00	11,10	127,00
Cenário 27	0,51	15,00	10,92	114,30
Cenário 28	0,45	10,00	6,45	60,32
Cenário 29	0,44	15,00	9,52	88,90
Cenário 30	0,30	15,00	6,45	60,32

Fonte: Adaptado de JFE (2005).

Pode-se observar na tabela acima que a mesma tubulação pode apresentar diferentes espessuras, como no tubo de 273,05 mm de diâmetro externo. Isso porque dependendo das condições de pressão e esforços do local de instalação a tubulação deve ser mais resistente mecanicamente. Uma solução para esse problema é aumentar a espessura do duto, pois além de aguentar maiores tensões, a tubulação permite maiores taxas de corrosão operacional, pelo fato do metal ser mais grosso, levando um período maior de tempo ser corroído e falhar. As taxas de corrosão operacionais foram calculadas utilizando a **Equação 4.2**, esses valores fornecem uma boa representatividade para avaliar a eficiência dos inibidores de corrosão estudados, através do cálculo da **Equação 4.1**, pois variam bastante de acordo com a espessura do metal e tempo de operação. Os cenários também foram classificados de forma crescente com relação ao seu grau de exigência operacional, assim o “cenário 1” permite as maiores taxas de corrosão operacional, enquanto o “cenário 30”, mais restritivo, permite as menores taxas operacionais de corrosão.

Além disso, novos cenários podem ser facilmente incluídos na aba “Taxas Operacionais”, o que flexibiliza ainda mais a comparação com dos dados experimentais com os valores de campo. Para acrescentar novas tubulações bastaria acrescentar as informações de espessura, tempo de operação e diâmetro externo ao fim da tabela de cenários, nomeando essa nova informação, como por exemplo “cenário 31”. Assim essa condição poderia ser automaticamente aplicada aos dados depois da atualização da planilha, isso é importante pois permite avaliar uma infinidade de cenários com base nas informações inseridas pelo usuário, com isso qualquer tubulação e tempo de operação podem ser englobados na análise realizada, garantindo a aplicação de diferentes taxas operacionais no cálculo da eficiência dos inibidores de corrosão. O cenário que o usuário deseja analisar pode ser selecionado através da lista presente na célula “R8” da aba “Acompanhamento”, no canto superior direito abaixo de “Cenário Operacional”, após selecionar o cenário basta atualizar a planilha para visualizar os resultados após a alteração.

A segunda frente de avaliação dos inibidores, a situação de campo, foi desenvolvida através do estudo da variação dos diferentes parâmetros que influenciam a corrosão nos poços de petróleo. A partir dos artigos abordados na revisão bibliográfica e na coleta de dados experimentais, foi possível observar quais são as faixas de variação, nos poços de petróleo, para cada um dos parâmetros apresentados. Seguindo o mesmo princípio aplicado no desenvolvimento das condições operacionais, foram criadas tabelas com graus de severidade crescente para cada variável. Cada uma dessas tabelas possui 30 valores diferentes para a sua variável, de forma que o último valor representa uma situação corrosiva mais grave que o primeiro valor, uma exceção a essa regra é a tabela de tipo de fluxo, que possui apenas quatro graus de severidade, já que foram selecionados somente quatro tipos de fluxo, mas mesmo assim essa tabela segue a classificação crescente dos graus de severidade.

Essas tabelas foram denominadas da seguinte forma: primeiro o símbolo alfabético que representa a variável em questão; segundo o número que corresponde ao grau de severidade daquela variável, sendo 30 o grau mais severo. As **Tabela 5.3** e **Tabela 5.4** representam os diferentes valores das situações operacionais selecionados para avaliar a aplicabilidade dos inibidores testados, considerando as oito variáveis analisadas o total de situações de campo que podem ser testadas na planilha, através das sete variáveis com 30 graus e de uma com 4 graus de

severidade, é de 87,48 bilhões de situações. No entanto, vale ressaltar que nas situações de campo o usuário da planilha também pode inserir livremente novos valores para os parâmetros, criando graus de severidade diferentes de acordo com a situação de campo que deve ser testada, sendo assim infinitas situações podem ser avaliadas, mantendo a flexibilidade da *database* na alteração dos seus resultados.

Tabela 5.3 – Parte 1 dos valores utilizados para a simulação da situação de campo

Grau Temperatura	Temperatura (°C)	Grau Pressão	Pressão (Pa)	Grau Vel. Fluxo	Vel. Fluxo (m/s)	Grau Water Cut	Water Cut (%)
T1	40,00	P1	1.000.000	V1	1,00	W1	1
T2	47,00	P2	2.000.000	V2	2,00	W2	2
T3	54,00	P3	3.000.000	V3	3,00	W3	3
T4	61,00	P4	4.000.000	V4	4,00	W4	4
T5	68,00	P5	5.000.000	V5	5,00	W5	5
T6	75,00	P6	6.000.000	V6	6,00	W6	6
T7	82,00	P7	7.000.000	V7	7,00	W7	7
T8	89,00	P8	8.000.000	V8	8,00	W8	8
T9	96,00	P9	9.000.000	V9	9,00	W9	9
T10	103,00	P10	10.000.000	V10	10,00	W10	10
T11	110,00	P11	11.000.000	V11	11,00	W11	12
T12	117,00	P12	12.000.000	V12	12,00	W12	14
T13	124,00	P13	13.000.000	V13	13,00	W13	16
T14	131,00	P14	14.000.000	V14	14,00	W14	18
T15	138,00	P15	15.000.000	V15	15,00	W15	20
T16	145,00	P16	16.000.000	V16	16,00	W16	23
T17	152,00	P17	17.000.000	V17	17,00	W17	26
T18	159,00	P18	18.000.000	V18	18,00	W18	29
T19	166,00	P19	20.000.000	V19	19,00	W19	32
T20	173,00	P20	22.000.000	V20	20,00	W20	35
T21	180,00	P21	24.000.000	V21	21,00	W21	38
T22	187,00	P22	26.000.000	V22	22,00	W22	41
T23	194,00	P23	28.000.000	V23	23,00	W23	44
T24	201,00	P24	30.000.000	V24	24,00	W24	47
T25	208,00	P25	32.000.000	V25	25,00	W25	50
T26	215,00	P26	34.000.000	V26	26,00	W26	53
T27	222,00	P27	36.000.000	V27	27,00	W27	56
T28	229,00	P28	38.000.000	V28	28,00	W28	60
T29	236,00	P29	40.000.000	V29	29,00	W29	65
T30	243,00	P30	42.000.000	V30	30,00	W30	70

Tabela 5.4 – Parte 2 dos valores utilizados para a simulação da situação de campo.

Grau CO	CO ₂ (Pa)	Grau H2S	H ₂ S (Pa)	Grau Fe	Fe2+ (ppm)	Grau Tipo Fluxo	Tipo de Fluxo
CO1	30.000	HS1	-	Fe1	500,00	F1	Estacionário
CO2	100.000	HS2	200.000	Fe2	450,00	F2	Laminar
CO3	200.000	HS3	400.000	Fe3	400,00	F3	Transiente
CO4	600.000	HS4	600.000	Fe4	350,00	F4	Turbulento
CO5	1.000.000	HS5	800.000	Fe5	300,00		
CO6	1.400.000	HS6	1.000.000	Fe6	275,00		
CO7	1.800.000	HS7	1.200.000	Fe7	250,00		
CO8	2.200.000	HS8	1.400.000	Fe8	225,00		
CO9	2.600.000	HS9	1.600.000	Fe9	200,00		
CO10	3.000.000	HS10	1.800.000	Fe10	175,00		
CO11	3.400.000	HS11	2.000.000	Fe11	150,00		
CO12	3.800.000	HS12	2.200.000	Fe12	140,00		
CO13	4.200.000	HS13	2.400.000	Fe13	130,00		
CO14	4.600.000	HS14	2.600.000	Fe14	120,00		
CO15	5.000.000	HS15	2.800.000	Fe15	110,00		
CO16	5.500.000	HS16	3.000.000	Fe16	100,00		
CO17	6.000.000	HS17	3.200.000	Fe17	90,00		
CO18	6.500.000	HS18	3.400.000	Fe18	80,00		
CO19	7.000.000	HS19	3.600.000	Fe19	70,00		
CO20	7.500.000	HS20	3.800.000	Fe20	60,00		
CO21	8.000.000	HS21	4.000.000	Fe21	50,00		
CO22	8.500.000	HS22	4.200.000	Fe22	40,00		
CO23	9.000.000	HS23	4.400.000	Fe23	30,00		
CO24	9.500.000	HS24	4.600.000	Fe24	20,00		
CO25	10.000.000	HS25	4.800.000	Fe25	15,00		
CO26	11.000.000	HS26	5.000.000	Fe26	10,00		
CO27	12.000.000	HS27	5.500.000	Fe27	5,00		
CO28	13.000.000	HS28	6.000.000	Fe28	3,00		
CO29	14.000.000	HS29	6.500.000	Fe29	1,00		
CO30	15.000.000	HS30	7.000.000	Fe30	-		

A situação de campo que o usuário deseja analisar pode ser selecionada através dos campos correspondentes, ao lado do gráfico, na parte direita da aba “acompanhamento”. Nesses campos basta escrever corretamente o grau de severidade que deve ser avaliado para alterar o valor do parâmetro selecionado. Cada um deles pode ser alterado de forma independente, após a alteração basta atualizar a planilha para verificar os resultados obtidos para a nova situação de campo.

A aplicabilidade do inibidor de corrosão é testada com base nessas duas frentes citadas anteriormente. A condição operacional permite o cálculo da eficiência dos inibidores de corrosão com base na taxa operacional do cenário. Já a situação de campo busca avaliar se as condições experimentais nas quais foram testados os inibidores permitem a sua utilização naquela situação de poço. Sendo assim uma análise complementa a outra, a aplicação do inibidor de corrosão no campo só pode

ser validada quando essas duas condições são satisfeitas, ou seja, quando ele possui uma eficiência maior ou igual a 100% e quando o resultado experimental do inibidor foi obtido em condições iguais ou mais severas do que as condições simuladas pela situação de campo. Assim é possível caracterizar os inibidores de corrosão como aplicáveis ou não aplicáveis. Mas para avaliar melhor essas substâncias, foi criada uma classificação adicional, a de aplicável com correções. Essa nova classificação, segue os mesmos princípios da classificação de aplicável com relação a situação de campo, no entanto, permite que inibidores que apresentem entre 70 e 100% de eficiência sejam aceitos nessa categoria.

O intuito da criação dessa classificação de aplicáveis com correções é o de que os produtos pertencentes a esse grupo sejam avaliados com novas condições que favoreçam o seu controle sobre a corrosão, por exemplo, com concentrações maiores, ou composições químicas levemente modificadas. Isso porque talvez com essas correções esses inibidores possam satisfazer as condições de classificação para o grupo dos aplicáveis, aumentando a quantidade de substâncias que poderiam ser utilizadas em campo.

Com relação a aplicabilidade, também vale ressaltar que inibidores que apresentem incompatibilidade com relação aos fluidos produzidos devem ser classificados como não aplicáveis. Apesar dos artigos estudados não terem apresentados informações sobre a incompatibilidade das substâncias, seria extremamente importante que essa informação fosse avaliada para a aplicação dos inibidores no campo. Por esse motivo já existe na *database* uma coluna que avalia essa condição.

5.4. Aba acompanhamento

A aba “Acompanhamento” consiste na principal página da planilha, pois nela o usuário é capaz de avaliar, gerenciar e analisar os resultados inseridos sobre as taxas de corrosão. Isso pode ser realizado através da montagem versátil do gráfico dinâmico da taxa de corrosão média pela variável escolhida. A ideia geral dessa parte do banco de dados é que o usuário seja capaz de identificar tendências para os inibidores de corrosão estudados, comparando esses produtos químicos de forma que seja possível perceber quais deles apresentam as melhores perspectivas de resultados eficientes no controle da corrosão, considerando a sua aplicação nas

determinadas condições operacionais necessárias. Essa aba possibilita uma tomada de decisão rápida e bem fundamentada sobre quais inibidores de corrosão poderiam ser aplicados nas condições reais de campo, o que acelera o desenvolvimento do plano de manutenção e ao mesmo tempo fornece uma base empírica para a avaliação da eficiência dos inibidores de corrosão disponíveis.

Nessa aba foram produzidos os gráficos que serão apresentados ao longo dos resultados, os dados que alimentaram esses gráficos provêm da interação dos artigos estudados apresentados na **Tabela 5.1** com o cenário operacional e a situação de campo selecionados nessa aba, presentes respectivamente na **Tabela 5.2**, **Tabela 5.3** e **Tabela 5.4**. Além da análise gráfica essa aba também conta com um ranking que mostra: a eficiência, as taxas de corrosão, o tempo de operação garantido e a data estimada de falha, dos inibidores de corrosão estudados. As segmentações de dados dessa página, funcionam tanto para o gráfico como para o ranking dos inibidores. Junto com as condições operacionais e a situação de campo, as segmentações constituem os principais meio de alteração das análises das substâncias avaliadas. A segmentação de aplicabilidade é responsável por proporcionar a análise dos resultados de forma prática, mostrando somente os resultados que poderiam ser aplicados no campo ou não. A **Tabela 5.5** representa o ranking dos inibidores de corrosão estudados de acordo com a sua eficiência.

Tabela 5.5 – Ranking dos inibidores de corrosão

Rótulos de Linha	Taxa de Corrosão. (mm/Ano)	Taxa de Operação. (mm/Ano)	Eficiência. (%)	Tempo de Operação Garantido(Anos)	Data Estimada da Falha.
*Inibidor 29	0,19	0,903	1700,7%	85,03	16/10/2104
*Inibidor 18	0,06	0,903	1641,3%	82,06	29/10/2101
*Inibidor 17	0,12	0,903	1558,9%	77,94	15/09/2097
*Inibidor 16	0,46	0,903	805,5%	40,28	25/01/2060
*Inibidor 19	0,29	0,903	741,2%	37,06	07/11/2056
*Inibidor 14	0,20	0,903	618,3%	30,91	16/09/2050
*Inibidor 15	0,38	0,903	556,3%	27,81	11/08/2047
*Inibidor 20	0,31	0,903	551,3%	27,56	12/05/2047
*Inibidor 24	0,74	0,903	528,1%	26,41	16/03/2046
*Inibidor 13	0,26	0,903	464,2%	23,21	04/01/2043
*Inibidor 12	0,29	0,903	451,9%	22,59	24/05/2042
*Inibidor 1	0,88	0,903	426,9%	21,34	22/02/2041
*Inibidor 6	0,25	0,903	390,2%	19,51	24/04/2039
*Inibidor 22	0,62	0,903	310,1%	15,51	24/04/2035
*Inibidor 7	0,44	0,903	307,2%	15,36	01/03/2035
*Inibidor 26	1,05	0,903	281,3%	14,06	14/11/2033
*Inibidor 21	0,90	0,903	274,2%	13,71	07/07/2033
*Inibidor 11	0,52	0,903	266,1%	13,30	09/02/2033
*Inibidor 5	1,34	0,903	234,2%	11,71	09/07/2031
*Inibidor 27	2,54	0,903	195,4%	9,77	30/07/2029
*Inibidor 25	0,89	0,903	170,0%	8,50	23/04/2028
*Inibidor 8	2,82	0,903	143,2%	7,16	21/12/2026
*Inibidor 2	2,10	0,903	130,4%	6,52	30/04/2026
*Inibidor 23	1,30	0,903	105,2%	5,26	26/01/2025
*Inibidor 3	13,03	0,903	70,1%	3,50	26/04/2023
*Inibidor 10	1,53	0,903	62,6%	3,13	12/12/2022
*Inibidor 28	1,60	0,903	60,2%	3,01	28/10/2022
*Inibidor 4	10,39	0,903	34,7%	1,73	20/07/2021
*Inibidor 9	3,25	0,903	27,8%	1,39	16/03/2021
Total	1,75	0,903	384,6%	19,23	13/01/2039

Esse ranking permite que sejam comparadas as performances dos inibidores, mas vale ressaltar que nem sempre o inibidor com melhor eficiência é aquele que deve ser aplicado em campo, pois as condições nas quais as taxas corrosivas desse inibidor formam obtidas também devem ser consideradas. Por esse motivo, para testar a aplicação dessas substâncias é necessário usar a segmentação de aplicabilidade, selecionando o grupo aplicável e assim o ranking será restringido, demonstrando apenas aqueles inibidores que satisfazem os requisitos de aplicabilidade. Agora sim, entre esses produtos pode ser escolhido o com maior eficiência, pois com isso os indícios de que ele funcionará no poço são muito mais significativos, já que agora está sendo levada em consideração a situação de campo.

O ranking desenvolvido também possui outra funcionalidade. Ao clicar no sinal ao lado esquerdo do nome do inibidor é possível visualizar informações detalhadas sobre essa substância. A **Tabela 5.6** demonstra essas informações, selecionado o inibidor 16 é possível obter as informações sobre o seu tipo, poliamínico, sobre a referência do artigo no qual ele foi testado, (RAMACHANDRAN,2009), e a concentração (ppm) na qual aquele resultado foi obtido.

Tabela 5.6 – Ranking dos inibidores de corrosão detalhando inibidor 16.

Rótulos de Linha	Taxa de Corrosão. (mm/Ano)	Taxa de Operação. (mm/Ano)	Eficiência. (%)	Tempo de Operação Garantido(Anos)	Data Estimada da Falha.
≡ Inibidor 16	0,14	0,903	1019,9%	50,99	10/10/2070
≡ Poliamínico	0,14	0,903	1019,9%	50,99	10/10/2070
≡ Ramachandran (2009)	0,14	0,903	1019,9%	50,99	10/10/2070
200	0,25	0,903	355,5%	17,78	31/07/2037
400	0,16	0,903	573,4%	28,67	19/06/2048
600	0,11	0,903	826,8%	41,34	15/02/2061
800	0,11	0,903	846,5%	42,32	09/02/2062
1000	0,19	0,903	549,1%	27,45	02/04/2047
1200	0,11	0,903	846,5%	42,32	09/02/2062
2500	0,05	0,903	1871,1%	93,56	23/04/2113
5000	0,03	0,903	3231,9%	161,60	21/04/2181

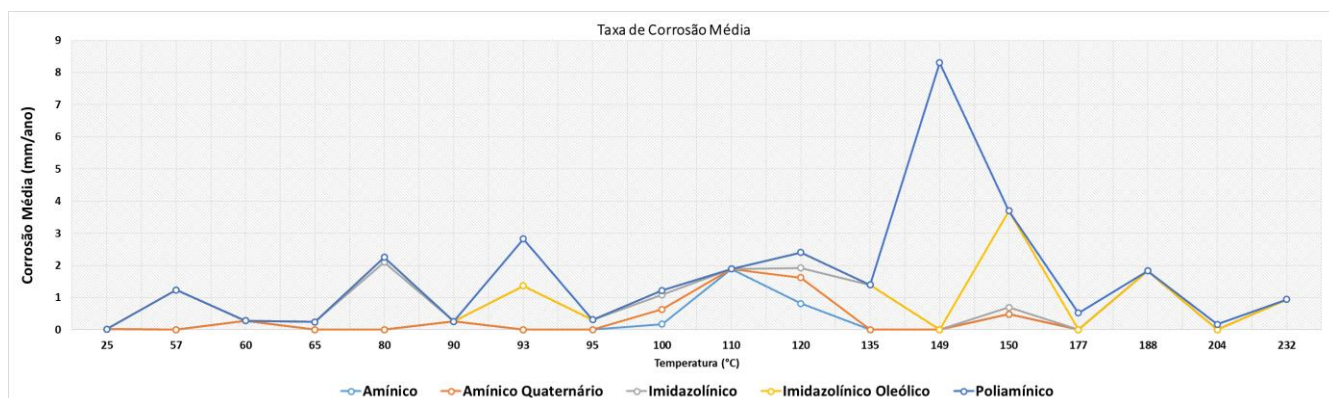
5.5. Resultados Gráficos

O objetivo principal desse tópico é demonstrar os resultados gráficos obtidos com o banco de dados desenvolvido, de forma que os futuros usuários possam entender o funcionamento da *database*, além de compreender como os resultados devem ser interpretados, mostrando os pontos fortes e fracos de cada análise. Para isso, é necessário demonstrar os diferentes graus de detalhamento dos resultados

produzidos a partir da explicação das ferramentas que foram utilizadas para produzir esses resultados.

A média da taxa de corrosão dos 29 inibidores testados foi de 1,75 mm/ano, a média entre os poliamínicos foi de 4,8 mm/ano, entre os amínicos foi de 1,05 mm/ano, entre os amínicos quaternários de 0,63 mm/ano, entre os imidazolínicos de 0,8 mm/ano e entre os imidazolínicos oleólicos de 1,34 mm/ano . Mas essas informações não possuem muita relevância pois seu nível de detalhamento é muito baixo. A análise mais geral inserida no gráfico divide os compostos de acordo com seu tipo, mas essa visão pode ser detalhada através da seleção entre as oito variáveis que podem ser analisadas na abscissa do gráfico e através das diferentes segmentações de dados que podem ser utilizadas para avaliar as condições operacionais e de aplicação. O **Gráfico 5.1** representa a variação da taxa de corrosão em função da temperatura, esse gráfico foi obtido através da visão geral dos resultados das taxas corrosivas obtidas na revisão dos artigos, sem a utilização de nenhuma segmentação de dados.

Gráfico 5.1 – Taxa de corrosão por temperatura.

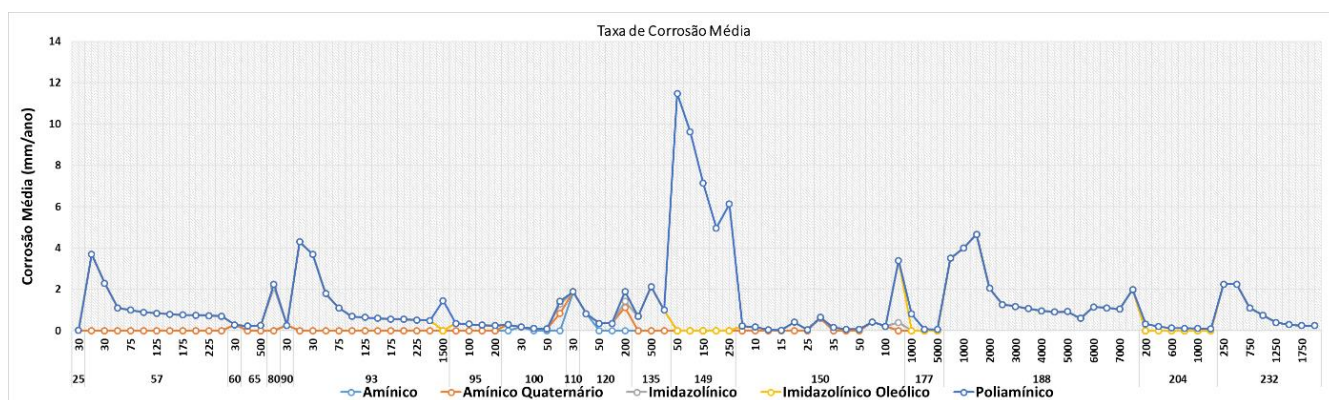


Algumas informações interessantes podem ser obtidas através desse gráfico. Primeiro podemos observar que o comportamento das curvas dos tipos de inibidores nesse gráfico não é muito claro e contínuo. Isso ocorre porque os dados experimentais obtidos na revisão dos artigos científicos não estão interligados, isto é, os experimentos de um autor não apresentam continuidade com o de outros autores, pois os artigos possuíam objetivos de análises diferentes. Nesse ponto vale destacar novamente que o ideal seria que as informações inseridas na base de dado fossem medidas ou estimadas diretamente no campo, o que diminuiria a

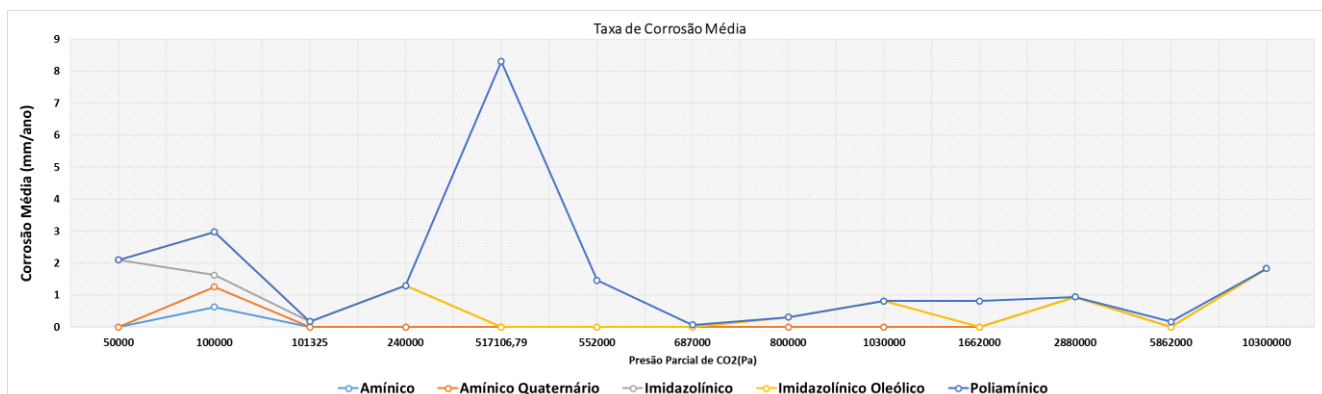
descontinuidade das curvas apresentadas nos gráficos, pois as taxas de corrosão estariam mais conectadas. As variáveis físicas e químicas utilizadas nos experimentos possuíam uma alta taxa de variação entre si, já que em experimentos procura-se avaliar condições físicas muito diferentes, o que não aconteceria com as informações de estudo de campo, pois estas variáveis estariam naturalmente mais padronizadas.

No entanto, mesmo com essa falta de continuidade das curvas foi possível observar que os inibidores do tipo amínico quaternários apresentaram, em geral, as menores taxas de corrosão com relação a temperatura, enquanto os inibidores poliamínicos apresentaram as maiores taxas de corrosão. Isso fornece indícios de que os inibidores amínicos quaternários performam melhor com relação ao aumento da temperatura do que os inibidores poliamínicos, pois levando em conta os resultados apresentados no gráfico para os inibidores avaliados, as taxas de corrosão dos amínicos quaternários foi menor. Sendo assim, levando-se em conta apenas a variável temperatura, os inibidores amínicos quaternários podem ser mais indicados em poços com temperaturas mais elevadas. Mas essa análise não pode ser feita levando em conta apenas uma variável, pois a corrosão é um processo que é afetado simultaneamente por diversas variáveis, sendo assim garantir a melhor performance em apenas uma delas não é suficiente, é necessário que maior eficiência seja alcançada quando todas as variáveis são aplicadas em conjunto, pois é isso que ocorre no campo. Por esse motivo também foi inserido na *database* a parte de simulação de campo, para que seja possível avaliar o cenário corrosivo, além da performance com relação a cada variável individualmente.

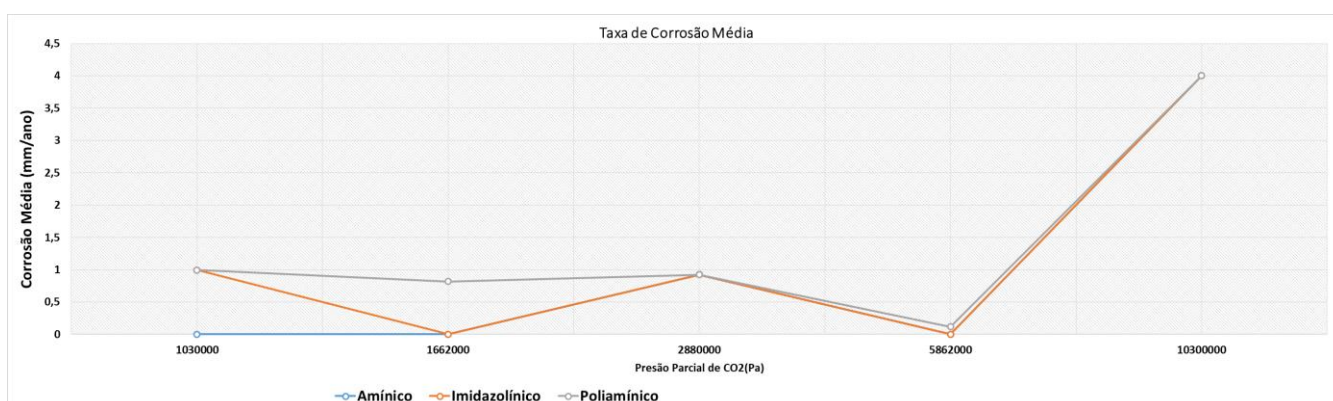
Além disso, a influência das demais variáveis nas taxas corrosivas pode ser utilizada para explicar os picos de corrosão que observamos nas curvas do gráfico, pois, conforme explicado na revisão da literatura, taxas de corrosão deveriam apresentar uma tendência de crescimento com relação ao aumento da temperatura. Entretanto, essa variável não estava sendo analisada separadamente nos testes experimentais, isso fez com que o aumento das taxas corrosivas devido a influência de outras variáveis proporcionasse a formação dos picos nas curvas do gráfico. Esse fato ilustra como é forte e complexa a influência das variáveis físicas no fenômeno corrosivos, ele também confirma que não podemos analisar apenas uma dessas variáveis para determinar a performance do inibidor no campo.

Gráfico 5.2 – Taxa de corrosão por temperatura e concentração

A partir do **Gráfico 5.2**, podemos perceber melhor a causa dos picos presente no **Gráfico 5.1**. Nesse novo gráfico foi inserida uma variável secundária de concentração junto com a temperatura anteriormente analisa, assim os números dispostos na vertical representam os valores de concentração dos inibidores (ppm), enquanto os números dispostos na horizontal representam os valores de temperatura (°C) para aquelas taxas de corrosão média. Com isso é possível observar que os picos de corrosão acontecem nos valores mais baixos de concentração dos inibidores, por exemplo a maior taxa de corrosão medida na temperatura de 149 °C pode ser explicada devido a baixa concentração de 50 ppm de inibidor que foi utilizada nesse experimento. Isso não poderia ser concluído a partir do **Gráfico 5.1** de forma direta, pois nesse gráfico não são apresentados os valores de concentração dos inibidores. Essas percepções podem ser aplicadas, para todas as análises gráficas produzidas nessa parte da planilha, principalmente quando são analisadas visões mais gerais do processo corrosivo, sem a utilização das segmentações de dados.

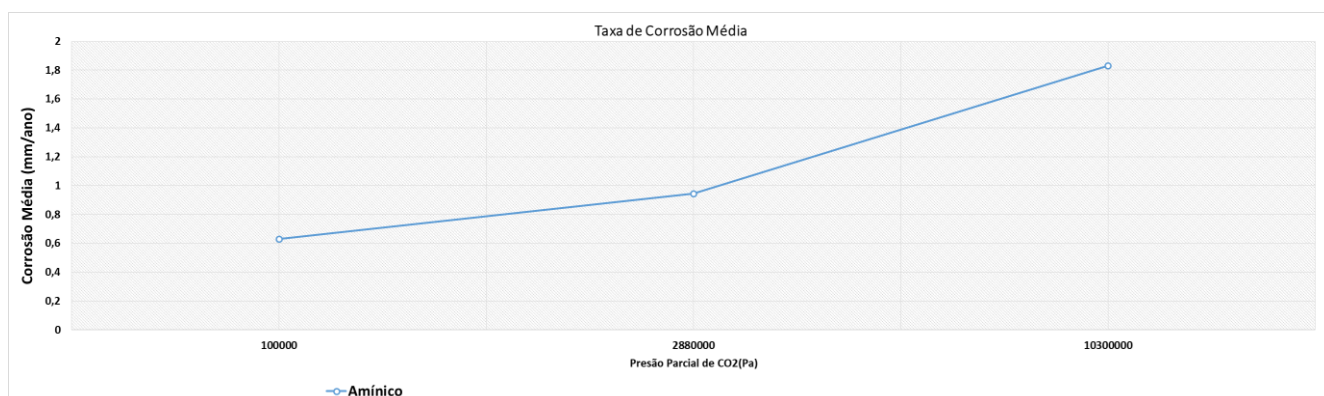
Gráfico 5.3 – Taxa de corrosão por pressão parcial de CO₂.

O **Gráfico 5.3** representa a taxa de corrosão média com relação a pressão parcial de CO₂. Os mesmos pontos destacados nos gráficos anteriores podem ser observados nesse gráfico. Inclusive o maior pico de corrosão, passando de 8 mm/ano, apresentado no gráfico corresponde ao pico anterior medido a 149°C e concentração de 50 ppm, o que distorce um pouco os resultados dos inibidores do tipo poliamínico. No entanto, ao utilizar a segmentação de dados de concentração (classes), selecionando a faixa de 500 a 1000 ppm, podemos observar que o **Gráfico 5.4** já apresenta uma continuidade melhor do que o gráfico sem a utilização da segmentação, isso porque a comparação entre os inibidores de corrosão dentro de uma faixa de concentração é muito mais justa, pois essa variável influencia muito a taxa de corrosão observada no sistema. Agora observa-se que existe uma certa tendência de aumento da taxa de corrosão com o aumento da pressão parcial de CO₂, embora essa linha de tendência ainda não esteja completamente definida é possível perceber que ela existe de forma mais clara do que no **Gráfico 5.3**.

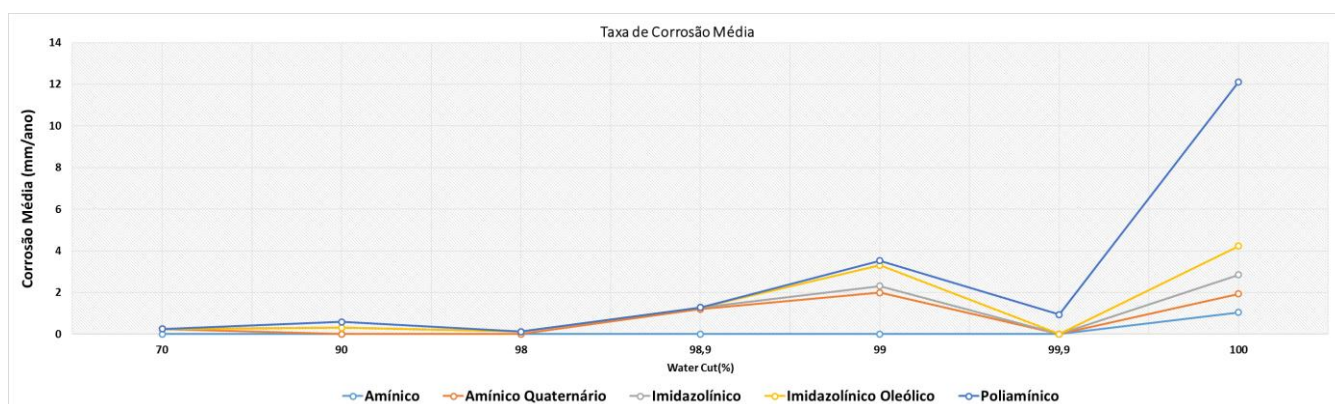
Gráfico 5.4 – Taxa de corrosão por pressão parcial de CO₂ com concentrações entre 500 e 100 ppm

Os inibidores contemplados na análise do gráfico anterior foram os inibidores 8, 11, 15, 16, 21 e 22, pertencentes aos tipos amínico, imidázolínico e poliamínico, como somente esses inibidores foram testados com concentrações entre 500 a 1000 ppm, apenas eles entraram na composição do gráfico com essa segmentação de dados. Para a confecção do **Gráfico 5.5**, foi utilizada a segmentação de tipo de inibidor, selecionando apenas os inibidores amínicos, desta vez não foi utilizada a segmentação de concentração (classes), assim os inibidores presentes na análise possuem concentrações variadas. Nesse gráfico é possível observar uma linha de tendência bem definida, na qual percebe-se o aumento da taxa corrosiva com o aumento da pressão parcial de CO₂. Nessa análise os inibidores englobados foram os inibidores 1, 6, 7, 8, 9, 10 e 11, todos pertencentes a classe dos amínicos.

Gráfico 5.5 – Taxa de corrosão por pressão parcial de CO₂ para inibidores amínicos



A apresentação de uma curva de tendência nesse caso pode ser atribuída a o fato de que esses inibidores foram avaliados em apenas dois artigos, por dois autores que possuíam o mesmo objetivo de avaliar a influência da pressão parcial de CO₂ nas taxas corrosivas. Por esse motivo o gráfico apresenta essa continuidade, contudo mais uma vez só é possível observar esse comportamento partir de uma análise mais detalhada através da segmentação de dados. As informações com relação a procedência dos resultados experimentais analisados podem ser obtidas através do ranking dos inibidores, explicitando as concentrações utilizadas nos testes e os dois artigos que estudaram esses sete inibidores diferentes, sendo eles (RAMACHANDRAN *et al.*, 2006) e (KAVAREKVAL; GULBRANDSEN, 2001).

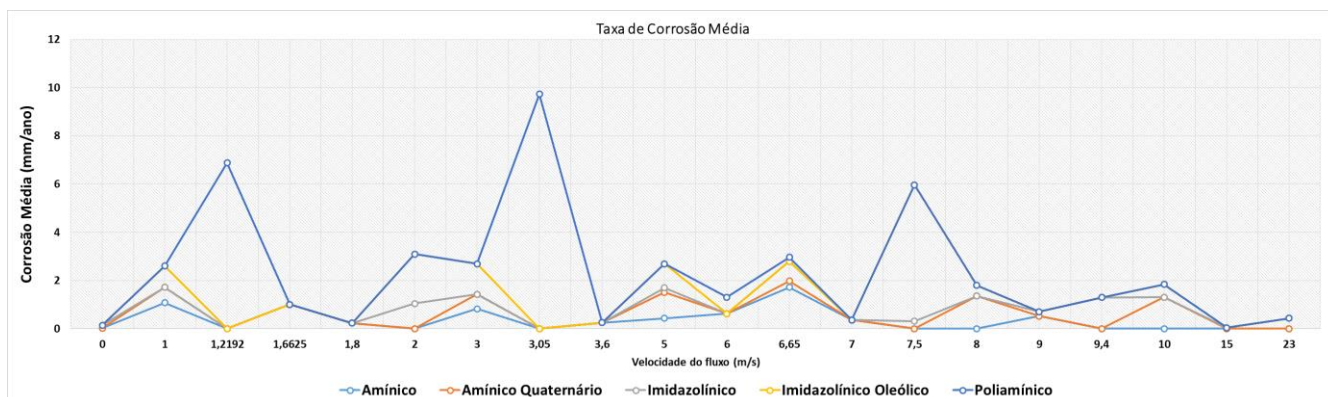
Gráfico 5.6 – Taxa de corrosão por *water cut*

O **Gráfico 5.6** representa as taxas de corrosão médias com relação ao *water cut* ou porcentagem de água no fluxo do experimento. Esse gráfico serve para destacar que mesmo sem a utilização de segmentações é possível obter uma correlação entre a variável selecionada e a taxa de corrosão. Nesse caso é possível perceber que a taxa de corrosão aumenta com o aumento do *water cut*, assim como a revisão da literatura sugere, os pontos que não seguem essa tendência podem ser explicados seguindo o mesmo princípio já demonstrado de que as demais variáveis podem estar influenciando as taxas de corrosão nesses pontos. Como a água ionizada é um agente corrosivo poderoso, a porcentagem desse composto no fluxo de escoamento é uma variável que impacta muito a taxa de corrosão. Essa influência pode ser constatada graficamente, pois quanto mais continuidade as curvas apresentarem maior será a influência daquela variável no processo em detrimento aos demais parâmetros. Por outro lado, essa influência também depende da taxa de variação dos outros parâmetros. Se a variação desses for muito grande a continuidade das curvas pode ser comprometida, apresentando picos ou vales de taxas corrosivas de forma abrupta, assim como é possível observar no **Gráfico 5.1**.

Esse fenômeno também pode ser observado no **Gráfico 5.7**, que apresenta uma visão geral, sem segmentações, da taxa de corrosão em função da velocidade do fluxo. Seguindo a mesma linha de raciocínio pode-se dizer que a velocidade do fluxo não impacta a corrosão com a mesma amplitude que as demais variáveis, por isso as curvas desse gráfico não apresentam continuidade ou tendência de comportamento definida. Uma explicação possível para esse resultado é o de que a corrosão depende mais da morfologia do fluxo do que da velocidade desse

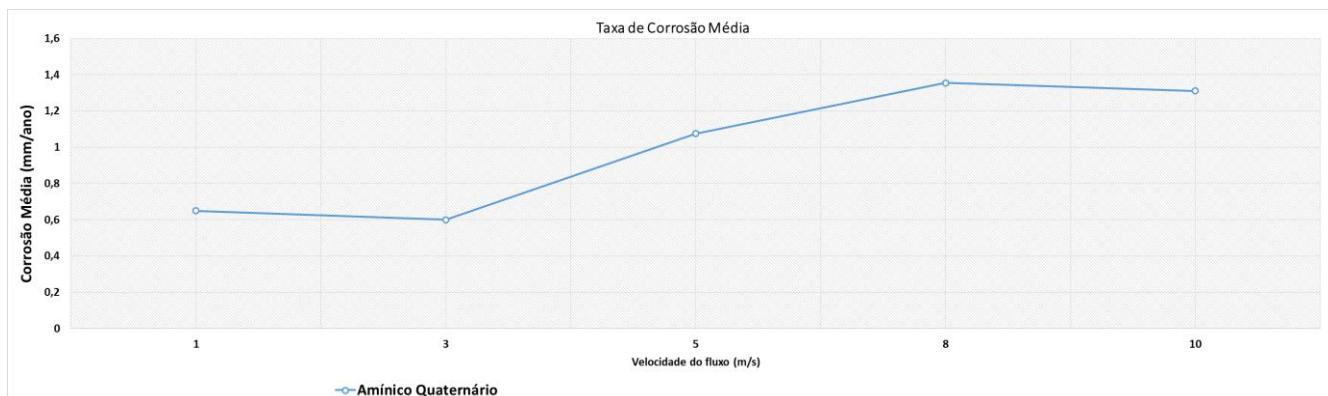
escoamento em si, fluxos turbulentos em geral apresentam taxas corrosivas maiores do que os demais tipos de fluxo, devido ao seu maior impacto no filme protetor dos inibidores.

Gráfico 5.7 – Taxa de corrosão por velocidade de fluxo



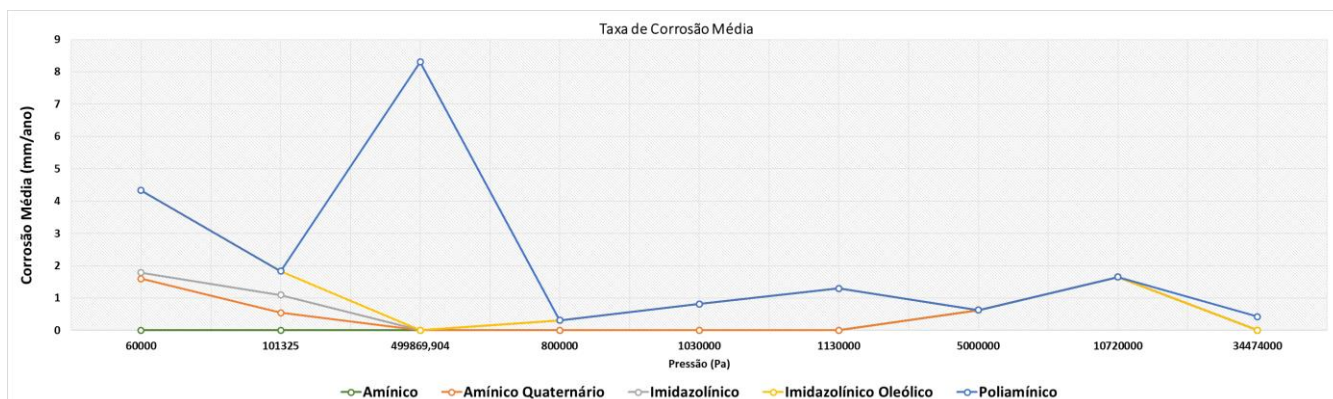
Assim como os demais gráficos, o **Gráfico 5.7** pode ser interpretado mais detalhadamente através da utilização das ferramentas disponíveis na planilha. Utilizando a combinação entre as segmentações de dados para mostrar apenas inibidores amínicos quaternários, em fluxos turbulentos com concentrações entre 100 a 500 ppm, foi possível produzir o **Gráfico 5.8** que representa uma visão mais específica e detalhada da taxa de corrosão em função da velocidade de fluxo. Nesse gráfico pode-se observar a tendência de aumento da taxa de corrosão em função do aumento da velocidade do fluxo. Como esse gráfico apresenta apenas os resultados dos experimentos realizados em regimes turbulentos, a sua linha de tendência fica mais clara, o que condiz com a interpretação do **Gráfico 5.7** de que a taxa de corrosão depende mais do tipo do fluxo do que da sua velocidade em si. Mesmo assim, observando resultados do **Gráfico 5.8** é possível perceber que no regime turbulento a velocidade de escoamento influencia positivamente o processo corrosivo.

Gráfico 5.8 – Taxa de corrosão por velocidade de fluxo de inibidores amínicos quaternários em regime turbulento e concentrações entre 100 a 500 ppm



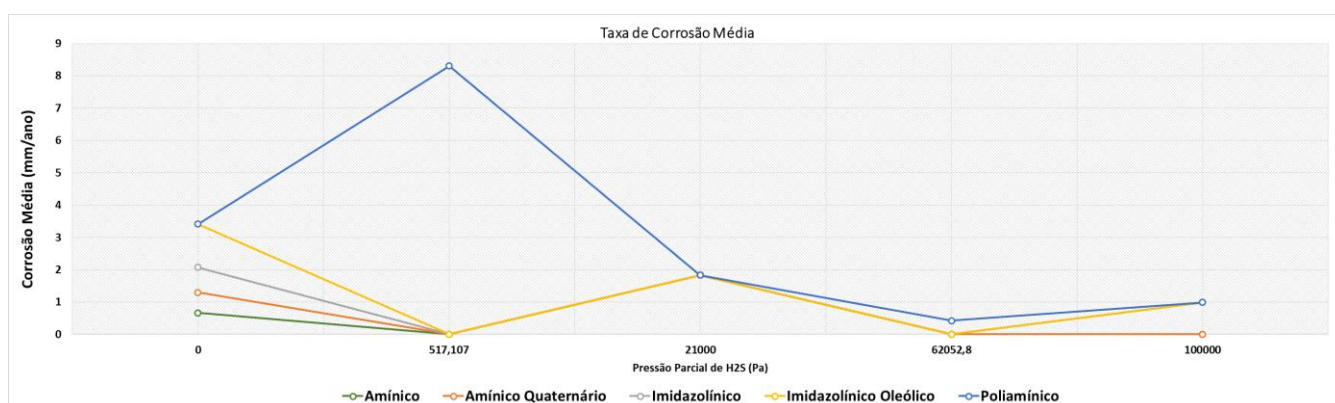
O **Gráfico 5.9** representa as taxas corrosivas em função dos valores de pressão. Nesse gráfico também podemos observar que as taxas de corrosão são praticamente constantes, com exceção do pico corrosivo que ocorre na pressão de 499.869,904 Pa, sendo que esse valor corresponde aquele mesmo resultado explicado anteriormente, nos gráficos anteriores, pela sua baixa concentração de 50 ppm. A explicação mais adequada para essa constância das taxas corrosivas em função da pressão é a de que nenhum dos experimentos dos artigos tinha como objetivo analisar a correlação entre a variação da pressão e a taxa corrosiva, de modo que os experimentos eram realizados em pressões constantes, variando outros parâmetros. Com isso o resultado do **Gráfico 5.9** não pode ser muito bem avaliado, no entanto, com a utilização de dados de campo o resultado desse gráfico seria diferente, possibilitando a observação de conclusões mais pertinentes.

Gráfico 5.9 – Taxa de corrosão por pressão



O **Gráfico 5.10** representa o acompanhamento das taxas corrosivas em função da pressão parcial do composto H_2S . Esse gráfico se assemelha muito ao **Gráfico 5.2** apresentando praticamente o mesmo comportamento e características dos picos corrosivos. Nesse ponto vale ressaltar que todos os experimentos avaliados na revisão foram realizados com a presença de CO_2 , pois esse gás é extremamente comum em poços de petróleo, já que é praticamente impossível produzir hidrocarbonetos sem emitir gás carbônico. Entretanto, a utilização do composto H_2S nos experimentos estudados foi menos representativa do que a do gás carbônico, já que a emissão de H_2S não é tão comum assim na produção de óleo, pois reservatórios com teores de enxofre (S) muito baixos não produzem gás sulfídrico de forma considerável, por isso a emissão desse gás depende muito da característica do reservatório. Mesmo que em menor quantidade nos artigos, foi possível obter resultados significativos para avaliar o efeito da pressão parcial de H_2S na corrosão, além disso, o fato de que quando o gás sulfídrico era utilizado nos experimentos, ele era utilizado em conjunto com o gás carbônico, é extremamente positivo, pois na situação prática de campo isso também ocorre, porque não existem reservatório que emitem apenas H_2S , sempre que esse composto for emitido ele estará associado a emissão de CO_2 .

Gráfico 5.10 – Taxa de corrosão por pressão parcial de H_2S

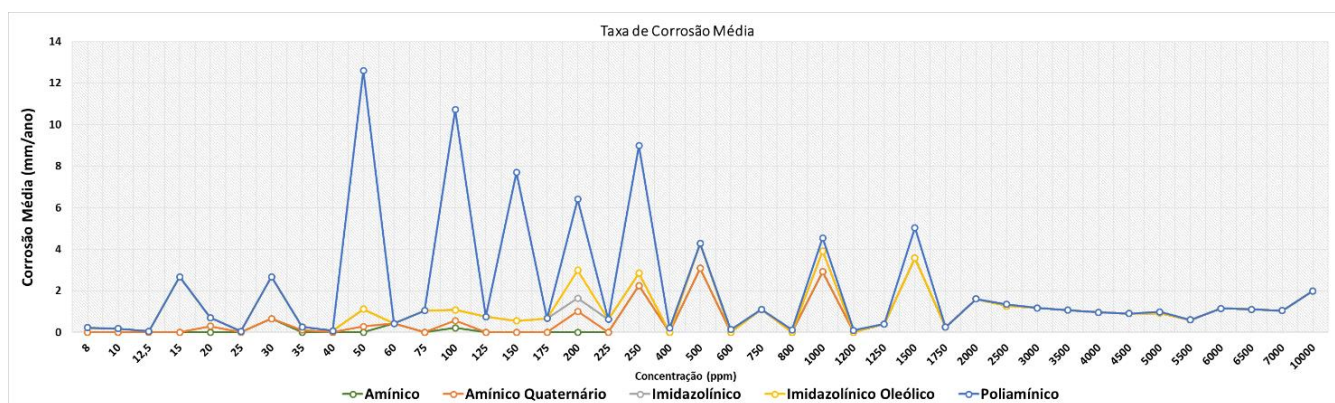


Outra constatação interessante que podemos fazer a partir da análise do **Gráfico 5.10** é a de que as taxas corrosivas apresentadas nesse gráfico em geral são maiores do que as apresentadas no **Gráfico 5.2**, que dificilmente passavam de 1 mm/ano. Isso confirma o indício de que o composto H_2S é mais agressivo corrosivamente do que o CO_2 , pois mesmo com pressões parciais muito menores o

gás sulfídrico resultou em taxas corrosivas mais elevadas, passando de 1 mm/ano, do que as observadas nos experimentos que continham apenas gás carbônico. Isso condiz com a observação dos autores de que o composto H_2S é mais crítico para o processo corrosivo, mesmo que apresente pressões parciais menores do que as do CO_2 .

Depois de passar por 6 das 8 variáveis abordadas no trabalho, o **Gráfico 5.11** apresenta os valores de corrosão em função da concentração dos inibidores. Esse gráfico pode parecer controverso, no entanto, a explicação para esse alto índice de variação e formação de picos é simples. O gráfico está dividido em tipos de inibidores, com isso dentro de cada tipo de inibidor são englobados diferentes produtos avaliados experimentalmente em concentrações e condições variadas pelos artigos, isso faz com que os resultados obtidos nos testes sejam sobrepostos independentemente das suas condições corrosivas. Por exemplo, o resultado inibidor poliamínico na concentração de 50 ppm foi obtido em condições corrosivas mais severas do que o resultado do inibidor poliamínico na concentração de 40 ppm, esses dois inibidores não foram estudados no mesmo artigo, por isso suas condições experimentais são diferentes causando essa descontinuidade no gráfico.

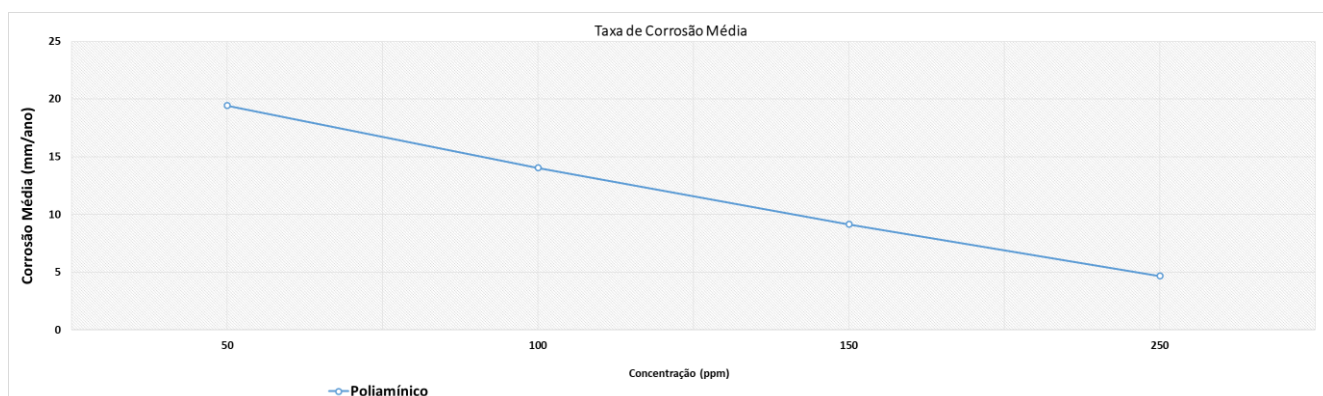
Gráfico 5.11 – Taxa de corrosão pela concentração de inibidor



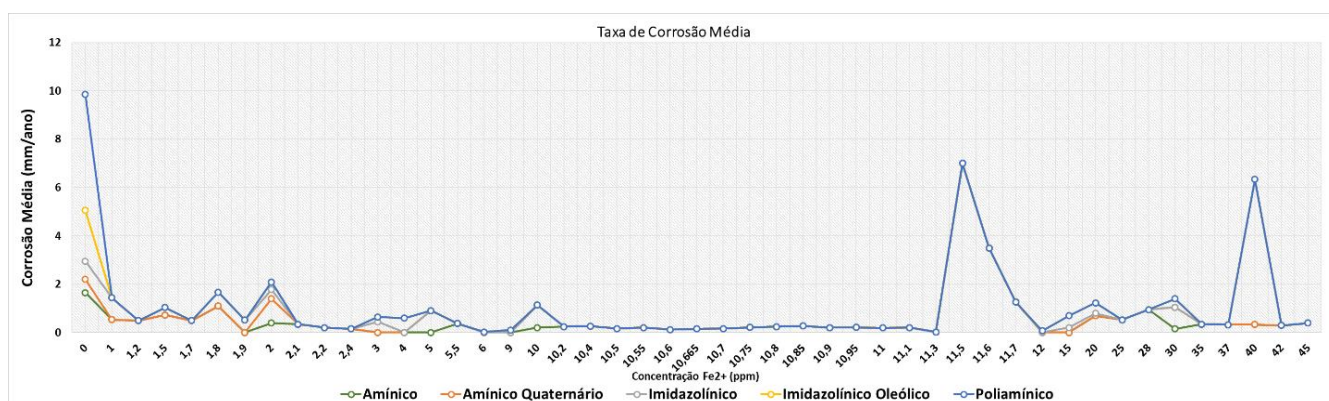
Isso ocorre sequencialmente com os demais inibidores avaliados. Uma constatação interessante é o fato de que analisando a evolução dos picos corrosivos da esquerda para a direita podemos observar a tendência de diminuição da taxa corrosiva em função do aumento da concentração do inibidor. Isso ocorre porque esses resultados foram medidos para o mesmo inibidor. Esse fato pode ser mais bem observado a partir do **Gráfico 5.12**, que mostra a tendência de diminuição da corrosão com o aumento da concentração do “inibidor 4”, como era de se esperar. Esse inibidor

foi selecionado através da segmentação de dados, como ele foi submetido as mesmas condições experimentais, mas variando a sua concentração, o resultado apresentado no gráfico se enquadra na avaliação intuitiva de que o aumento da concentração do inibidor diminui a taxa de corrosão apresentada no sistema.

Gráfico 5.12 – Taxa de corrosão pela concentração do inibidor 4



Por fim, a última variável que pode ser selecionada para análise gráfica é a concentração de Fe^{2+} . A taxa de corrosão em função dessa variável está representada no **Gráfico 5.13**. Como os artigos encontrados na literatura dificilmente avaliaram esse parâmetro nos testes, os resultados obtidos com esse gráfico não são muito conclusivos, pois estão embasados em poucos casos e por isso não possuem representatividade suficiente. Vale ressaltar que essa variável é uma das únicas que segundo os artigos avaliados pode auxiliar na proteção contra a corrosão, mas ao mesmo tempo a concentração de íons ferro no fluido produzido também é indesejada pois ela provém dos metais da tubulação do poço, o que indica que esses metais estão sendo corroídos e que, dependendo da concentração desse composto, o plano de manutenção não esteja funcionando corretamente. Mesmo assim, apesar do aumento da concentração de Fe^{2+} não ser desejado pela equipe de manutenção, essa substância pode servir como um balizador para avaliar se o controle da corrosão está sendo eficiente ou não, inclusive avaliando a performance no inibidor no poço, permitindo avaliar se corrosão está em níveis aceitáveis ou se o plano de manutenção deve ser redesenhado.

Gráfico 5.13 – Taxa de corrosão pela concentração de Fe^{2+} 

5.6. Avaliação de campo

Nesse tópico os inibidores levantados são analisados nas condições de operação (*corrosion allowance*), de forma que a escolha dos inibidores de corrosão no plano de manutenção possa ser realizada de forma mais rápida, fácil e fundamentada. Para isso são analisadas diversas situações de campo e três cenários operacionais dentre os disponíveis no banco de dados. Foram escolhidos os cenários 1, 15 e 30 para o estudo, pois representam janelas operacionais grandes, média e pequenas, respectivamente. Assim podem ser avaliados diferentes espessuras de tubulação no poço. Nesse sentido vale lembrar que estruturas mais robustas aumentam o investimento (CAPEX) da empresa no poço, mas também diminuem a necessidade de aplicação dos inibidores, diminuindo o custo operacional da empresa (OPEX). A lógica contrária também é verdadeira. A utilização do filtro de aplicabilidade dos inibidores representa o ponto principal de análise nessa parte do trabalho, através dessa segmentação de dados e do ranking de inibidores é possível avaliar a performance desses produtos no campo.

O primeiro teste foi realizado utilizando as condições operacionais representadas na **Figura 5.4**. O “cenário 1” representa o cenário operacional menos agressivo, com taxas de corrosão operacionais permitidas de até 2,8336 mm/ano, isso porque a espessura do duto utilizado nesse cenário é de 20,24 mm e o tempo de operação de apenas 5 anos, ou seja, um tempo de vida curto para um duto espesso, o que permite essa alta taxa de corrosão. A situação de campo utilizada nesse teste também foi a mais amena, com o menor grau de severidade possível, proporcionado pela menor temperatura “T1” (40°C), menor pressão “P1” (100.000 Pa), tipo de fluxo

menos corrosivo “F1” (Estacionário), menor velocidade de fluxo “V1” (1m/s), menor *water cut* “W1”, maiores concentrações de Fe^{2+} “Fe1” (500 ppm) e menores concentrações de CO_2 e H_2S , respectivamente “CO1” (30.000 Pa) e “HS1” (0 Pa). Nesse sentido deve-se avaliar que essas são condições extremamente favoráveis ao controle da corrosão que dificilmente serão encontradas em algum poço de petróleo, mas servem para avaliar aqueles inibidores que, mesmo nessas condições tranquilas, não apresentaram bons resultados, o que fornece fortes indícios de que esses inibidores, que não podem ser aplicados nessas condições, não são substâncias eficientes no controle da corrosão. As situações de campo podem ser consultadas nas **Tabela 5.3 e Tabela 5.4.**

Figura 5.4 – Situação de campo e condições operacionais do primeiro teste

Cenário Operacional								
Cenário 1								
Situação de Campo								
Temp.			Press.					
T1			P1					
CO2			H2S					
CO1			HS1					
Vel. Flux			Tip. Flux					
V1			F1					
Wat. Cut			Fe²⁺					
W1			Fe1					

Situação de Campo	Temperatura (°C)	Pressão (Pa)	Tipo de Fluxo	Velocidade do fluxo (m/s)	Water Cut (%)	CO ₂ (Pa)	H ₂ S (Pa)	Fe ²⁺ (ppm)
T1P1V1W1F1CO1HS1Fe1	40,00	100.000,00	Estacionário	1,00	1,00	30.000,00	-	500,00

A **Tabela 5.7** mostra o ranking contendo os inibidores que não podem ser aplicados nas condições desse primeiro teste. Analisando essa tabela pode-se observar que existem inibidores que apresentam uma eficiência elevada mas que não podem ser aplicados em campo, isso ocorre porque esses inibidores, como o “inibidor 19”, foram aprovados com relação a taxa de corrosão operacional, mas não com

relação a situação de campo, pois foram testados experimentalmente em condições menos corrosivas do que a situação “T1P1V1W1F1CO1HS1Fe1” de campo. Sendo assim, esses produtos ainda não podem ser utilizados nessa situação pois não foram testados experimentalmente para isso. Nesses casos recomenda-se que as substâncias que apresentem eficiência satisfatórias sejam testadas em condições corrosivas mais agressivas, para verificar se essa eficiência continua em um patamar satisfatório. Já os inibidores 1, 23, 26, 5, 8, 4 e 3 devem ter a sua utilização descartada, pois quando aplicados nas concentrações do ranking não obtiveram eficiências suficientes para controlar a corrosão e por isso também não podem ser aplicados. Sendo assim, os resultados desses inibidores nas concentrações testadas foram os piores dentre os demais inibidores testados, com destaque para o “inibidor 3” que apresentou taxas de corrosão de 21,04 mm/ano em média, resultando em menos de 1 ano de operação.

Tabela 5.7 – Ranking dos inibidores não aplicáveis no primeiro teste

Rótulos de Linha	Taxa de Corrosão. (mm/Ano)	Taxa de Operação. (mm/Ano)	Eficiência. (%)	Tempo de Operação Garantido(Anos)	Data Estimada da Falha.
* Inibidor 19	0,13	2,8336	2231,2%	111,56	22/04/2131
* Inibidor 29	0,19	2,8336	1507,2%	266,83	22/06/2286
* Inibidor 28	1,60	2,8336	177,1%	9,45	04/04/2029
* Inibidor 27	2,54	2,8336	111,4%	30,66	15/06/2050
* Inibidor 1	3,51	2,8336	80,7%	355,21	18/10/2374
* Inibidor 23	4,30	2,8336	65,9%	3,29	10/02/2023
* Inibidor 26	6,00	2,8336	47,2%	2,36	06/03/2022
* Inibidor 5	6,86	2,8336	41,3%	2,07	19/11/2021
* Inibidor 8	7,83	2,8336	36,2%	1,90	18/09/2021
* Inibidor 4	16,24	2,8336	17,5%	1,40	21/03/2021
* Inibidor 3	21,04	2,8336	13,5%	0,94	04/10/2020
Total	8,22	2,8336	34,5%	67,99	07/10/2087

O segundo teste foi realizado utilizando o “cenário 15” que possui uma janela operacional muito menor do que o anterior, permitindo apenas 0,945 mm/ano de corrosão, esse valor é mais condizente com os valores praticados na indústria de óleo e gás que tenta balancear os investimentos em infraestrutura com os custos operacionais. O cenário operacional avaliado anteriormente possui aplicações mais específicas, em regiões do poço onde a falha não pode acontecer em nenhuma hipótese, como na cabeça do poço. Já o cenário aplicado no segundo teste é mais comumente aplicado ao restante do poço. A situação inicial de campo utilizada foi a situação “T1P1V1W1F1CO1HS1Fe1”, demonstrada na **Figura 5.4**, assim foi possível avaliar na **Tabela 5.8** quais foram os inibidores com aplicação aprovada para essa situação menos severa.

Tabela 5.8 – Ranking dos inibidores aplicáveis na situação mais amena do segundo teste

Rótulos de Linha	Taxa de Corrosão. (mm/Ano)	Taxa de Operação. (mm/Ano)	Eficiência. (%)	Tempo de Operação Garantido(Anos)	Data Estimada da Falha.
*Inibidor 19	0,10	0,945	918,2%	152,00	19/09/2171
*Inibidor 18	0,11	0,945	884,1%	141,60	30/04/2161
*Inibidor 17	0,15	0,945	611,1%	118,23	20/12/2137
*Inibidor 16	0,18	0,945	525,2%	147,58	22/04/2167
*Inibidor 15	0,18	0,945	517,2%	95,39	24/02/2115
*Inibidor 14	0,20	0,945	478,6%	97,01	06/10/2116
*Inibidor 22	0,23	0,945	410,7%	67,89	30/08/2087
*Inibidor 6	0,25	0,945	383,8%	61,22	28/12/2080
*Inibidor 13	0,26	0,945	357,8%	72,83	07/08/2092
*Inibidor 24	0,28	0,945	341,2%	116,35	04/02/2136
*Inibidor 12	0,29	0,945	330,5%	70,90	02/09/2090
*Inibidor 20	0,31	0,945	306,5%	86,49	04/04/2106
*Inibidor 7	0,31	0,945	304,7%	55,26	14/01/2075
*Inibidor 1	0,35	0,945	266,6%	59,16	10/12/2078
*Inibidor 2	0,38	0,945	247,9%	37,19	24/12/2056
*Inibidor 8	0,39	0,945	242,8%	43,21	30/12/2062
*Inibidor 21	0,41	0,945	233,2%	49,58	14/05/2069
*Inibidor 26	0,43	0,945	220,3%	49,35	20/02/2069
*Inibidor 5	0,43	0,945	217,7%	46,79	31/07/2066
*Inibidor 11	0,48	0,945	195,8%	44,04	31/10/2063
*Inibidor 3	0,49	0,945	192,3%	32,90	09/09/2052
*Inibidor 25	0,58	0,945	162,9%	36,91	13/09/2056
*Inibidor 4	0,64	0,945	148,7%	22,31	11/02/2042
*Inibidor 23	0,69	0,945	137,6%	21,30	08/02/2041
Total	0,35	0,945	270,5%	70,23	31/12/2089

Nessa tabela podemos observar que grande parte dos inibidores testados apresentou aplicabilidade para essa situação de campo amena. Os resultados foram positivos, garantindo em média 70 anos de integridade para a tubulação. No entanto, esse valor é apenas uma estimativa que parte de das premissas de que os resultados experimentais seriam equivalentes aos obtidos no campo e de que as a situação de campo seria mantida ao longo da operação. Sendo assim é necessário que os resultados de campo sejam constantemente inseridos e atualizados no banco de dados para garantir mais exatidão ao valor estimado. Também vale destacar que essa situação de corrosão pouco severa, dificilmente será encontrada nos poços por esse motivo foram testadas condições mais severas, como a situação “T10P5V3W15F2CO2HS1Fe15”, representada na **Tabela 5.9**.

Tabela 5.9 – Situação de campo com severidade média utilizada no segundo teste

Situação de Campo	Temperatura (°C)	Pressão (Pa)	Tipo de Fluxo	Velocidade do fluxo (m/s)	Water Cut (%)	CO ₂ (Pa)	H ₂ S (Pa)	Fe ²⁺ (ppm)
T10P5V3W15F2CO2HS1Fe15	103,00	5.000.000,00	Laminar	3,00	20,00	100.000	-	110,00

Com essa simples mudança nos parâmetros de campo foi possível perceber uma queda considerável na quantidade de inibidores com aplicabilidade. A **Tabela 5.10** ilustra quais inibidores foram cotados como aplicáveis através da segmentação de dados de aplicabilidade. Podemos observar que entre os inibidores estudados anteriormente, apenas os inibidores 16, 15, 6, 7, 8, 1 e 11 apresentaram aplicabilidade

nessa situação com severidade média. Isso mostra que quanto mais crítica for a situação corrosivas, mais restrita será a escolha do inibidor de corrosão, pois menos produtos foram testados nessas condições e garantiram níveis de eficiência aceitáveis.

Tabela 5.10 – Ranking dos inibidores aplicáveis na situação de severidade média do segundo teste

Inibidores	Taxa de Corrosão. (mm/Ano)	Taxa de Operação. (mm/Ano)	Eficiência. (%)	Tempo de Operação Garantido(Anos)	Data Estimada da Falha.
*Inibidor 16	0,14	0,945	690,2%	160,02	24/09/2179
*Inibidor 15	0,18	0,945	517,2%	95,39	24/02/2115
*Inibidor 6	0,26	0,945	366,1%	55,29	27/01/2075
*Inibidor 7	0,31	0,945	304,7%	55,26	14/01/2075
*Inibidor 8	0,39	0,945	242,8%	43,21	30/12/2062
*Inibidor 1	0,47	0,945	201,0%	37,49	13/04/2057
*Inibidor 11	0,56	0,945	169,9%	25,70	30/06/2045
Total	0,33	0,945	282,7%	71,29	22/01/2091

Além disso, como os dados de entrada da *database* foram obtidos através de resultados experimentais, a aplicabilidade dos inibidores depende muito de até qual grau esses compostos foram testados nos experimentos. Por exemplo, como poucos autores testaram os inibidores com relação a pressão parcial de H_2S , mais restrita fica a aplicação dessas substâncias com relação a pressão parcial de gás sulfídrico. Isso faz com que essa variável possua uma grande influência na aplicabilidade dos inibidores, pois nenhum dos artigos estudou as taxas de corrosão obtidas em altas pressões de H_2S , com isso não foi possível alterar esse parâmetro para valores mais críticos, já que nenhum dos inibidores possuía aplicabilidade com esses valores. Por esse motivo não é possível variar muito esse parâmetro na situação de campo, já que ele é extremamente excludente. Mais uma vez vale observar que com informações de campo o banco de dados teria mais potencial para avaliar esse parâmetro, pois as taxas de corrosão medidas estariam mais dispersas com relação as pressões parciais de H_2S no campo. Uma maior disponibilidade de dados aumentaria significativamente a confiabilidade da análise, pois as taxas corrosivas representariam os valores observados diretamente no campo, isso permitiria que a aplicação desses inibidores fosse testada em outros campos com ambientes corrosivos diferentes.

O mesmo conceito pode ser aplicado para outras variáveis como a velocidade do fluxo e a pressão que também não foram muito bem avaliadas pelos autores dos artigos estudados. Variáveis como a concentração de Fe^{2+} e o *water cut* também não tiveram seus valores bem distribuídos nos experimentos, mas como em geral os experimentos testavam os inibidores em condições mais severas do que as condições de campo, essas duas variáveis podem ser utilizadas livremente nas simulações de

situações de campo, pois mesmo seus valores mais críticos estão dentro das condições experimentais testadas. Por exemplo, o *water cut* testado experimentalmente pelos autores era sempre maior do que 90%. Essa condição não condiz com a realidade de campo, pois o poço seria fechado muito antes de atingir um *water cut* de 90%; por isso na simulação de situação de campo o valor máximo que essa variável pode atingir é de 70%. Nesse sentido os experimentos de teste dos inibidores deveriam utilizar faixas de *water cut* entre 0 a 70% para avaliar como seria a performance do inibidor no campo, taxas tão elevadas dessa variável acabam piorando a performance dos inibidores que, com taxas mais baixas poderiam apresentar performance melhores.

A **Tabela 5.11**, mostra os inibidores aplicáveis utilizando uma situação crítica de corrosão, a situação “T16P10V5W30F4CO10HS1Fe30” representada na **Tabela 5.12**. Nessa tabela podemos perceber que a aplicabilidade dos inibidores ficou ainda mais restrita, apenas os inibidores 11, 15 e 16 poderiam ser utilizados nessas condições.

Tabela 5.11– Ranking dos inibidores aplicáveis na situação de severidade crítica do segundo teste

Inibidores	Taxa de Corrosão. (mm/Ano)	Taxa de Operação. (mm/Ano)	Eficiência. (%)	Tempo de Operação Garantido(Anos)	Data Estimada da Falha.
* Inibidor 16	0,14	0,945	674,1%	112,32	23/01/2132
* Inibidor 15	0,19	0,945	490,4%	93,09	07/11/2112
* Inibidor 11	0,56	0,945	169,9%	25,70	30/06/2045
Total	0,34	0,945	275,0%	67,70	22/06/2087

Como a quantidade de inibidores nesse caso ficou muito restrita as opções de aplicabilidade com correções podem ser avaliadas para aumentar o leque de opções disponíveis, para isso basta utilizar a segmentação de dados para produzir o ranking de inibidores aplicáveis com correções. A **Tabela 5.13** sumariza essas informações mostrando os inibidores 10 e 11.

Tabela 5.12 – Situação de campo com severidade crítica utilizada no segundo teste

Situação de Campo	Temperatura (°C)	Pressão (Pa)	Tipo de Fluxo	Velocidade do fluxo (m/s)	Water Cut (%)	CO ₂ (Pa)	H ₂ S (Pa)	Fe2+ (ppm)
T16P10V5W30F4CO10HS1Fe30	145,00	10.000.000,00	Turbulento	5,00	70,00	3.000.000	-	-

Tabela 5.13 – Ranking dos inibidores aplicáveis com correções na situação de severidade crítica do segundo teste

Inibidores	Taxa de Corrosão. (mm/Ano)	Taxa de Operação. (mm/Ano)	Eficiência. (%)	Tempo de Operação Garantido(Anos)	Data Estimada da Falha.
⊖ Inibidor 11	1,00	0,945	94,5%	14,17	23/12/2033
⊖ Amínico	1,00	0,945	94,5%	14,17	23/12/2033
⊖ Ramachandran et al. (2006)	1,00	0,945	94,5%	14,17	23/12/2033
500	1,00	0,945	94,5%	14,17	23/12/2033
* Inibidor 10	1,18	0,945	80,4%	12,12	07/12/2031
Total	1,15	0,945	82,1%	12,41	23/03/2032

Nota-se que o “inibidor 11” aparece nas duas listas tanto para aplicáveis como para aplicáveis com correções. Isso ocorreu por causa da concentração em que esse inibidor foi utilizado. Para concentrações de 500 ppm o “inibidor 11” é aplicável com correções, mas para concentrações acima de 1000 ppm ele passa a ser aplicável pois garante a eficiência necessária no controle corrosivo. Esse fato ilustra muito bem como os inibidores que possuem eficiência próxima de 100% podem ser corrigidos para garantir sua utilização e uma das formas de fazer isso seria aumentar a concentração do produto, conforme foi exemplificado anteriormente. Nesse ponto, com dados de campo também seria possível avaliar as concentrações ótimas dos inibidores, fazendo uma relação da sua eficiência com a sua concentração no meio, com isso seria possível evitar o desperdício do produto, garantindo uma redução do custo de manutenção.

O terceiro teste foi realizado utilizando o cenário operacional com a menor janela, o “cenário 30” que permite taxas de corrosão de no máximo 0,301 mm/ano, esse valor também dificilmente é praticado na indústria de óleo e gás pois exige um controle corrosivo extremamente eficiente. Além disso a definição de taxas corrosivas operacionais tão baixas é arriscada pois qualquer imprevisto que aconteça no poço pode resultar em uma condição corrosiva mais crítica do que o esperado, isso poderia rapidamente ocasionar falhas na integridade da tubulação pois essa estrutura não foi planejada para aguentar altas taxas corrosivas. Por isso essa taxa operacional só deve ser considerada em situações de poço muito bem controladas com planos de manutenção extremamente eficientes.

A situação de campo utilizada na simulação do terceiro teste, representada na **Tabela 5.14**, foi a mais crítica permitida pelas condições experimentais analisada, deste modo os inibidores que possuem aplicabilidade nessa simulação podem ser considerados como os melhores inibidores entre os abordados nos artigos, pois apresentaram as menores taxas de corrosão nas condições de campo mais críticas. A **Tabela 5.15** mostra quais foram esses inibidores e em que concentrações eles

foram avaliados pelo artigo (RAMACHANDRAN, 2009). Os inibidores 16 e 15 foram os únicos que apresentaram aplicabilidade nas condições críticas simuladas, as taxas corrosivas de 0,14 mm/ano apresentadas por eles nessas condições foram extremamente satisfatórias, essas taxas garantiram a eficiência média de 208,2% e um tempo de operação de 34,7 anos em média.

Tabela 5.14 – Situação de campo utilizada no terceiro teste

Situação de Campo	Temperatura (°C)	Pressão (Pa)	Tipo de Fluxo	Velocidade do fluxo (m/s)	Water Cut (%)	CO ₂ (Pa)	H ₂ S (Pa)	Fe ²⁺ (ppm)
T24P26V6W30F4CO16HS1Fe30	201,00	34.000.000,00	Turbulento	6,00	70,00	5.500.000	-	-

No entanto, apesar do resultado excelente obtido por esses dois inibidores deve-se fazer algumas ressalvas. A primeira é que eles não foram testados com pressões parciais de H₂S elevadas, e por isso não foi possível avaliar a influência dessa variável na sua performance. A segunda é que parte dos outros inibidores não foi testada em condições experimentais similares as dos inibidores 15 e 16, então é possível que outro produto possa apresentar resultados melhores quando avaliado nessas condições. A terceira é que nem sempre os resultados experimentais podem ser reproduzidos no campo, pois existem uma série de outras variáveis que podem impactar o fenômeno corrosivo, e assim só saberíamos a eficiência real desses inibidores quando eles fossem testados em campo e suas taxas de corrosão fossem medidas ou estimadas.

Tabela 5.15– Ranking expandido dos inibidores aplicáveis no terceiro teste.

Inibidores	Taxa de Corrosão. (mm/Ano)	Taxa de Operação. (mm/Ano)	Eficiência. (%)	Tempo de Operação Garantido(Anos)	Data Estimada da Falha.
≡ Inibidor 16	0,14	0,301	214,8%	35,79	03/08/2055
≡ Poliamínico	0,14	0,301	214,8%	35,79	03/08/2055
≡ Ramachandran (2009)	0,14	0,301	214,8%	35,79	03/08/2055
200	0,25	0,301	118,5%	17,78	01/08/2037
400	0,16	0,301	191,1%	28,67	20/06/2048
600	0,11	0,301	275,6%	41,34	16/02/2061
800	0,11	0,301	282,2%	42,32	10/02/2062
1000	0,11	0,301	282,2%	42,32	10/02/2062
1200	0,11	0,301	282,2%	42,32	10/02/2062
≡ Inibidor 15	0,15	0,301	200,9%	33,38	05/03/2053
≡ Poliamínico	0,15	0,301	200,9%	33,38	05/03/2053
≡ Ramachandran (2009)	0,15	0,301	200,9%	33,38	05/03/2053
400	0,25	0,301	118,5%	17,78	01/08/2037
600	0,15	0,301	197,5%	29,63	04/06/2049
800	0,13	0,301	237,0%	35,55	07/05/2055
1000	0,11	0,301	263,3%	39,50	17/04/2059
1200	0,10	0,301	296,3%	44,44	24/03/2064
Total	0,14	0,301	208,2%	34,70	28/06/2054

Mesmo com as ressalvas feitas o resultado produzido pelo banco de dados é o de que os inibidores 15 e 16 apresentaram os melhores resultados, pois foram

testados experimentalmente na situação mais crítica e apresentaram taxas de corrosão baixas. Sendo assim, existem indícios de que a aplicabilidade desses inibidores no campo com as condições simuladas é a mais recomendável entre os produtos abordados. A escolha dos inibidores 15 ou 16 para o controle da corrosão fica muito mais fácil, rápida e fundamentada, possibilitando que o plano de manutenção desenvolvido a partir das informações produzidas pela *database*, tenha maiores chances de sucesso, garantindo a integridade da operação.

5.7. Considerações finais

As segmentações de dados junto com a variação da variável analisada na abscissa dos gráficos produzidos permitem que o usuário possa detalhar ou ampliar a sua visão, de forma que ele possa estudar o fenômeno sobre diferentes graus de profundidade. No entanto, deve-se tomar certo cuidado com a análise dos gráficos gerados, pois nem sempre eles apresentam resultados claros e coesos. A interpretação desses gráficos deve levar em conta todo o seu contexto, principalmente nas visões mais gerais. Para entender melhor o comportamento das curvas é necessário utilizar as ferramentas disponíveis na planilha, como as variáveis e as segmentações de dados, para que assim seja possível avaliar os resultados e a sua confiabilidade. Outro modo de estudar essas informações é utilizar a aba “base” da planilha para verificar de onde os resultados de taxas corrosivas estão sendo retirados. Em casos de dúvidas pode-se consultar o artigo estudado, obtendo essa informação através da coluna de referências.

Além disso, para as companhias é possível avaliar pontos interessantes de redução de custos ao utilizar essa planilha. O compartilhamento de informações entre as equipes de manutenção seria facilitado com a utilização desse banco de dados. Atualmente as informações sobre a corrosão interna dos dutos estão muito centralizadas nas equipes de cada plataforma, o compartilhamento dessas informações é baixo. O aumento no fluxo de dados desse tipo poderia reduzir e otimizar o tempo gasto no desenvolvimento e aperfeiçoamento do plano de manutenção. Seria interessante centralizar esse processo em uma equipe única, ao invés de cada campo de petróleo possuir a sua equipe de corrosão. Com essas informações gerenciadas em um banco de dados, os gastos de empresa seriam reduzidos e a tomada de decisão poderia ser centralizada em uma equipe única com

os melhores profissionais da área, que contariam com o acesso a essa ferramenta para auxiliá-los.

Outra vantagem fornecida com essa centralização da tomada de decisão seria a vantagem logística que a empresa conseguiria, já que as compras dos inibidores de corrosão poderiam ser centralizadas de forma que os produtos fossem comprados e estocados ao mesmo tempo, e posteriormente distribuídos entre as plataformas da companhia. Isso reduziria os custos dessas substâncias pois elas seriam adquiridas em volumes maiores, possibilitando a concessão de descontos pelos fabricantes. Os custos da entrega desses inibidores também seriam reduzidos, pois a empresa conseguiria se organizar melhor para distribuir o produto, ao invés de cada plataforma possuir uma demanda de produto diferente em prazos variados, a entrega seria padronizada e os produtos poderiam ser armazenados em centros de distribuições estratégicos, reduzindo os custos logísticos.

Também é válido destacar, conforme observado nos resultados, que o potencial máximo do banco de dados produzido só seria alcançado através da utilização de informações de campo. A utilização de dados experimentais na base da planilha limitou muito a capacidade de análise da *database*, devido à falta de conexão entre os resultados dos experimentos estudados nos artigos. Isso influenciou fortemente os resultados gráficos, em geral, dificultando a sua interpretação e coesão. Mesmo assim foi possível contornar esses problemas utilizando a flexibilidade da planilha, interpretando de forma mais detalhada os resultados gráficos obtidos. Pensando no setor empresarial, as informações de entrada do banco de dados são relativamente fáceis de serem obtidas pelas empresas do setor, pois muitas dessas variáveis já são medidas em campo, nos poços de petróleo.

Portanto, a substituição dos dados experimentais por dados de campo poderia ser realizada tranquilamente por essas empresas e com isso, o potencial de gerenciamento e otimização da manutenção com a planilha proposta aumentaria consideravelmente. Isso porque como os dados inseridos na base foram obtidos no campo, eles possuiriam uma representatividade muito maior fenômeno corrosivo estudado. Além disso, a quantidade de dados inseridos seria mais elevada do que a que foi utilizada nesse trabalho. Isso garantiria uma continuidade maior nas curvas dos gráficos produzidos, e assim seria possível observar as tendências de comportamento da corrosão em função da variável selecionada de forma muito mais clara e coesa. A escolha do inibidor com a melhor performance também seria muito

mais assertiva, pois os dados utilizados para o cálculo da eficiência desses produtos seriam provenientes de informações reais medidas em situações de campo, sendo assim a chance de o inibidor apresentar em outras condições de campo, a performance avaliada na *database* é maior.

Mesmo sendo pouco provável, o compartilhamento e alimentação desse banco de dados entre todas as empresas do setor de óleo e gás seria algo muito interessante para o controle da corrosão. Diversos inibidores poderiam ser avaliados, em condições experimentais completamente diferentes, e os dados inseridos por uma empresa poderiam complementar os dados de outras empresas. Assim o setor como um todo poderia se desenvolver otimizando em conjunto o desenvolvimento do controle da corrosão em cada plataforma, de modo que facilitaria muito o desenvolvimento do plano de manutenção pelas equipes responsáveis. Uma das maiores dificuldade encontradas no desenvolvimento desse trabalho foi a obtenção dos dados sobre os inibidores de corrosão. Para resolver esse problema o banco de dados também poderia ser disponibilizado para as faculdades, assim seria possível fomentar estudos e projetos sobre o processo de corrosão interna em poços de petróleo, promovendo mais melhorias e inovações no setor.

Apesar de restrito à área de poços de petróleo, o trabalho pode ser futuramente expandido para outros tipos de corrosão em outros equipamentos, como oleodutos, gasodutos, equipamentos de superfície, separadores e até mesmo sobre a estrutura da plataforma. Futuramente, poderiam ser avaliados outros tipos de corrosão e outros problemas como a formação de hidratos e incrustação. Além disso, esse estudo pode servir de base para o desenvolvimento de trabalhos que utilizem redes neurais ou algoritmos genéticos com o objetivo de avaliar o potencial da corrosão a partir dos dados coletados e processados pela *database* proposta. Outro aspecto interessante seria a avaliação da influência de cada uma das variáveis estudadas no processo corrosivo, ponderando qual a participação de cada uma delas na severidade da corrosão. Dessa forma seria possível avaliar precisamente e teoricamente, quais tipos de inibidores são mais adequados para determinada situação de campo. Isso auxiliaria o desenvolvimento de novos compostos químicos e especializaria a utilização desses compostos com base nas condições de campo enfrentadas por eles.

6. CONCLUSÃO

O trabalho desenvolvido atingiu seu objetivo principal de propor uma *database* para de auxiliar a criação e gerenciamento do plano de manutenção por meio da escolha do inibidor de corrosão mais eficiente nas condições de campo. Entre os inibidores avaliados experimentalmente nos artigos, os dois inibidores que apresentaram a melhor performance foram os inibidores 15 e 16. Esses seriam os inibidores escolhidos para aplicação nas situações críticas de campo. Além de mostrar a capacidade e ferramentas para a escolha dos inibidores que se enquadram melhor no cenário operacional, o banco de dados proposto também demonstrou versatilidade, podendo avaliar diferentes condições operacionais e situações de campo. Também é possível inserir ou modificar os dados na base da planilha, permitindo que o cada usuário interprete os resultados do modo que considerar mais interessante.

A ideia do banco de dados desenvolvido se mostrou promissora em aprimorar a escolha do inibidor no plano de manutenção das empresas do setor. Uma das suas possíveis aplicações seria na fase exploratória de campos novos, desenvolvendo ou melhorando o controle da corrosão nesses campos que ainda não possuem muitas sobre como seus poços reagiriam ao ambiente corrosivo. Na camada do pré-sal brasileiro muitos poços serão perfurados em ambientes diferentes, mas com características corrosivas semelhantes. Sendo assim, as soluções propostas pela *database* para um campo poderiam ser testadas nos poços dos outros campos, dessa forma o desenvolvimento do plano de manutenção seria mais ágil e eficiente, pois seria embasado nos resultados obtidos em situações corrosivas semelhantes.

A utilização de dados experimentais ao invés de informações coletadas ou medidas nos campos limita o potencial do banco de dados proposto. A falta de correlação das variáveis testadas experimentalmente nos artigos revisados interferiu negativamente na interpretação das análises gráficas produzidas. Ao mesmo tempo, a escassez de experimentos que avaliassem a performance dos inibidores com relação a variáveis como: a pressão parcial de H_2S , a concentração de Fe^{2+} , a compatibilidade do inibidor e a taxa de *water cut* em poços de produtores; restringiu expressivamente o estudo de aplicabilidade dos inibidores estudados nas situações de campo. Sendo assim, pode-se concluir que a *database* proposta produziria resultados mais interessantes e expressivos, caso fossem utilizados dados de campo como informações de entrada.

7. REFERÊNCIAS

- ABAYARATNHA, D; NARAGHI, A; OBEYESEKERE, N. **Inhibition of corrosion of carbon steel in the presence of CO₂, H₂S and S**. NACE International Conference. National Association of Corrosion Engineers, San Diego, California, Estados Unidos. Março, 2003.
- ANGWIN, M; NELSOR, J; SYRETT, B. **Technical database design**. Corrosion 1996, Artigo n. 96366, NACE International, Houston, Texas, Estados Unidos: 1996
- BAILEY, B; CRABTREE, M; TYRIE, J; ELPHICK, J; KUCHUK, F; ROMANO, C; ROODHART, L. **Water Control**. Oilfield Review, Houston, Texas, Estados Unidos, 2000.
- BARSON, R; KORWIN, D; TURGOOSE, S; ECONOMOPOULOS, G; DICKEN, G. **Evaluation of Corrosion Inhibitor Functionality on the Mitigation of Preferential Weld Corrosion**. Shell Global Solutions International, Holanda, Amsterdam, 2016
- BERGE, S. **Effect of Plate Thickness in Fatigue Design of Welded Structures**. Offshore Technology Conference, Noruega, janeiro, 1984
- BOWMAN, T; HUSA, E. **A system for storing cathodic protection measurement data**. Corrosion 1997, Artigo n. 97123, NACE International, Houston, Texas, Estados Unidos: 1997
- BOWMAN, E; GOULD, M; MOGHISSI, O; PAYER, J; KOCH, G; VARNEY, J; THOMPSON, N. **International measures of prevention, application, and economics of corrosion Technologies study**. Houston: 2016.
- BRONDEL, D; EDWARDS, R; HAYMAN, A; HILL, D; MEHTA, S; SEMERAD, T. **Corrosion in the oil industry**. Abril 1994.
- CHOUDHARY, B; KELLSTROM, W. **A Realistic Approach for Capital Expenditures Analysis**. Society of Petroleum Engineers, Texas, Estados Unidos, Janeiro, 1978.
- CROSSLAND, A; WOOLLAM, R; VERA, J; PALMER, J; JOHN, G; TURGOOSE, S. **Corrosion Inhibitor Efficiency Limits and Key Factors**. NACE International. Houston, Texas, Estados Unidos. Janeiro, 2011.
- ELLOR, J; AULT, J. **Using electronic tools and databases to manage coatings used for corrosion control**. NACE Corrosion Conference, 2008. Artigo n. 8179, NACE International, Houston, Texas, Estados Unidos; 2008.
- FARQUHAR, G; KANE, R; ABAYARATHNA, D. **Prediction of corrosion inhibition performance using simulated CO₂/H₂S environment autoclave and flow loop tests**. 28° NACE International Conference, National Association of Corrosion Engineers, New Orleans, Louisiana, Estados Unidos. Março, 1997.

FREEPIK - **Ícones de Desenhos Animados de Indústria de Petróleo**, Marcus Gaara
<https://br.freepik.com/vetores-gratis/conjunto-de-icone-dos-desenhos-animados-de-industria-de-petroleo_3889574.htm> Acesso em: 20 Setembro 2019.

GENTIL, V. **Corrosão**. 5º Ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007.

GRAHAM, G; BOWERING, D; MACKINNON, K; MACCALL, M; STALKER, R. **Corrosion Inhibitors Squeeze Treatments-Misconceptions, Concepts and Potential Benefits**. Society of Petroleum Engineers. Aberdeen, Reino Unido. Maio, 2014.

HASSANI, S; ROBERTS, K; SHIRAZI, S; RYBICKI, E; SHADLEY, J; JOIA, C. **Characterization and prediction of chemical inhibition performance for erosion-corrosion conditions in sweet oil and gas production**. NACE International Conference. National Association of Corrosion Engineers, Salt Lake City, Utah, Estados Unidos. Março, 2012.

HILL, R; WARWICK, P. **Internal Corrosion Allowance for Marine Pipelines: A Question of Validity**. Offshore Technology Conference, Reino Unido, Conoco. Janeiro, 1986.

JENKINS, A. **Performance of high-temperature, biodegradable corrosion inhibitors**. NACE International Conference, National Association of Corrosion Engineers, Houston, Texas, Estados Unidos. Março, 2011.

JFE Steel Corporation. Produtos Tubulares Petrolíferos. Apostila, Tóquio, Japão, 2005
JOVANCIECECIV, V; RAMACHANDRAN, S; PRINCE, P. **Inhibition of CO₂ corrosion of mild steel by imidazolines and their precursors**. Corrosion, v.5, c.55, p.449 – 455, 1998.

KANE, R; EDEN, D. **Electrochemical monitoring of corrosion in sour systems: fact and fiction of electrode bridging, fouling and other horror stories**. Corrosion 2005, Artigo n. 5637, NACE International, Houston, Texas, Estados Unidos, 2005.

KIRKPATRICK, A; REID, M; MACHRAY, D; ADELUSI, A. **Understanding the Impact of Field Development and Changing Fluid Compositions on Corrosion Inhibitor Selection and Performance**. SPE International. 2014, 13 de Maio.

KRISTENSEN, M; AYAN, C; RAMAMOORTHY, R. **Modeling of a New Single-Well EOR Piloting Technique: Application to CO₂ EOR**. Society of Petroleum Engineers. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos. Janeiro, 2012.

KVAREKVAL, J; GULBRANDSEN, E. **High temperature and high flow velocity tests for CO₂ corrosion inhibitors**. NACE International Conference National Association of Corrosion Engineers, Houston, Texas, Estados Unidos. Março, 2001

LAWLESS, T; BOURNE, H; BOLTON, J. **Examining the Potential for Corrosion Inhibitor and Scale Inhibitor Compatibility in a Multifunctional Squeeze Strategy**. Society of Petroleum Engineers. New Orleans, Los Angeles, Estados Unidos. Janeiro, 1993.

MCCMAHON, A. **The mechanism of action of an oleic imidazoline based corrosion inhibitor for oilfield use** *Colloids and Surfaces*. v.59, p.187-208, 1991.

NOVITASARI, R; WINCANA, M. **Understanding Crude Properties to Optimize Corrosion Inhibitor Selection and Usage**. SPE International. 2017, 17 de Outubro.

OBOT, I; IKENNA, B; ONYEACHU, A; UMOREN, A; QURAISHI, A; SOROUR, T; CHEN, N; QIWEI, W. **High temperature sweet corrosion and inhibition in the oil and gas industry: Progress, challenges and future perspectives**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Dhahran, Arábia Saudita. Setembro, 2019.

PALENCŚÁR, A; GULBRANDSEN, E; KOSORÚ, K. **High Temperature Testing of Corrosion Inhibitor Performance**. NACE International. 2013a, 17 de Março

PALENCŚAR, A; GULBRANDSEN, E; KOSURO, K. **Corrosion inhibition under FeCO₃- forming conditions at elevated temperatures**. SPE International Oilfield Corrosion Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, Aberdeen, Reino Unido. Maio, 2013b.

PALENCŚAR, A; NYBORG, R. **Beneficial effect of oil on corrosion inhibition at elevated temperatures**. NACE International Conference. National Association of Corrosion Engineers, Dallas, Texas, Estados Unidos, Março, 2015.

PALMER, W; HEDGES, W; DAWSON, L. **A Working Party Report on the Use of Corrosion Inhibitors in Oil and Gas Production**. European Federation of Corrosion. Londres, Reino Unido, 2004.

PAPAVINASAM, S; DOIRON, A; REVIE, R; SIZOV, V. **A Model to Predict Internal Pitting Corrosion Of Oil And Gas Pipelines**. NACE International. Estados Unidos. Janeiro, 2007.

PAPAVINASAM, S. **Corrosion Control in the Oil and Gas Industry**, Gulf Professional, 2014a, c.3. p.133-177, ISBN 9780123970220.

PAPAVINASAM, S. **Corrosion control in the oil and gas industry**. c. 13, p. 811-840. Gulf Professional, 2014b, ISBN 9780123970220.

PEREZ, T. **Corrosion in the Oil and Gas: An Increasing Challenge for Materials**. *SPE International*. 2013, 13 de Julho.

RALEY, R; WANG, M. **Data warehouse and data mining techniques airframe for corrosion control**. *Corrosion* 1999, Artigo n. 99237, NACE International, Houston, Texas, Estados Unidos: 1999

RAMACHANDRAN, S; SOO, Y; GREAVES, M; JOVANCIECEVIC, V; BASSET J. **Development of high temperature, high pressure corrosion inhibitor**. *NACE International Conference*. National Association of Corrosion Engineers, San Diego, California, Estados Unidos. Março, 2006.

RAMACHANDRAN, S; JOVANCIECEVIC, V; JEFF, L. **Development of a new water-soluble high temperature corrosion inhibitor.** NACE International Conference, National Association of Corrosion Engineers, Atlanta Georgia, Estados Unidos. Março, 2009.

SKOOG, D; WEST, D; HOOLER, F. **Application of statistics to data treatment and evaluation.** Capítulo n. 4, Fundamental of Analytical Chemistry. Thomson, 1996.

SONKE, J; GRIMES, W. **Guidelines for Corrosion Inhibitor Selection for Oil and Gas Production Part 1: Corrosion Inhibition Performance Validation.** Shell Global Solutions International, Holanda, Amsterdam, 2016.

SONKE, J; GRIMES, W. **Guidelines for Corrosion Inhibitor Selection for Oil and Gas Production Part 2: Corrosion Inhibition Performance Validation.** NACE International, Houston, Texas, Estados Unidos: abril, 2017.

SONKE, J; ZHENG, Y; BOS, W. **Development of a Parctical Model for H2S Corrosion Prediction for Upstream Oil and Gas Aplication.** SPE International. 2017, 17 de Outubro.

STAFFORD, R. **Object Oriented Database Management Systems.** Pipeline Simulation Interest Group. Houstom, Texas, Estados Unidos. Janeiro,1993.

SWIDZINSKI, M; FU, B; KELLY, A; JEPSON, W. **Inhibitor tests achieve 97% corrosion-protection level.** P&GJ, p.71–74, 2000.

TITTI, F; DAFNE, S; BALDO, L; PASINI, M. **Integrity Management During Offshore Pipeline Lifetime.** Offshore Mediterranean Conference, Itália, janeiro, 2011

WINNING, I; TAYLOR, A; RONCERAY, M. **Corrosion Mitigation - The Corrosion Engineers Options.** Society of Petroleum Engineers, Reino Unido, Alberdeen. Janeiro 2010.

WIYADI, R; SYAHNUR, Y; SUPRIYADI, Y. **Upstream Corporate Database Management Collaboration Using GIS.** Society of Petroleum Engineers. Indonésia, 2019.

WOODS, I; SHIRLEY, D; BOTTELBERGHS, P. **Environmental Risk in the Offshore Industry.** Society of Petroleum Engineers, Estados Unidos, Janeiro 1991

ANEXO A – Artigo Síntese

Universidade de São Paulo

Engenharia de Petróleo – Escola Politécnica

Número: 9347427 USP

Data: 28/10/2019



Database Suporte para Acompanhamento da Eficiência de Inibidores de Corrosão em Poços de Petróleo

Gustavo Delgado Pardal

Orientador: Prof. Dr. Jean Vicente Ferrari

Artigo Sumário referente à disciplina PMI1096 – Trabalho de Formatura para Engenharia de Petróleo II
Este artigo foi preparado como requisito para completar o curso de Engenharia de Petróleo na Escola Politécnica da USP. Template versão 2018v11.

Resumo

O trabalho em questão busca desenvolver uma *database* que permita otimizar e gerenciar o processo de controle da corrosão em poços de petróleo, por meio da aplicação de inibidores de corrosão. Para isso, foram abordados fundamentos sobre a corrosão e conceitos sobre bancos de dados, desse modo foi possível avaliar as principais variáveis que influenciam o processo corrosivo, criando cenários operacionais de *corrosion allowance* e situações de campo. Os dados de entrada da *database* são as taxas e condições de corrosão obtidas através da revisão de artigos da literatura que testavam experimentalmente os inibidores. A partir da simulação das condições de campo foi possível testar a aplicabilidade dos inibidores abordados em poços de petróleo, avaliando sua performance e a influência das variáveis estudadas nos seus resultados. Por fim concluiu-se que o banco de dados produzidos apresentou bons indícios de aplicabilidade para gerenciar e otimizar o plano de manutenção. No entanto, o potencial máximo da *database* poderia ser maior caso fossem utilizados dados de campo como informações de entrada, garantindo a obtenção de resultados mais contínuos e expressivos.

Abstract

This work aims to improve the corrosion control by developing a database that can optimize and manage the application of corrosion inhibitors in oil wells. In this purpose, the corrosion fundamentals and database concepts were approached, thus it was possible to evaluate the main variables that influence the corrosive process, creating operational scenarios of corrosion allowance and field situations. Database input data are the corrosion rates and conditions that were obtained with the review of literature articles that experimentally tested inhibitors. From the field conditions simulation it was possible to test the applicability of the inhibitors in oil wells, evaluating their performance and the influence of different variables in their results. Finally, it was concluded that the database presents good indications of applicability on managing and optimizing the maintenance plan. However, the maximum potential of the database could be higher if field data were used as input information, that would ensure more continuous and expressive results.

1. Introdução

Um dos setores econômicos mais influenciados pela corrosão é o de óleo e gás, e por isso, é também um dos setores que mais investe no controle desse fenômeno. As altas taxas corrosivas nos campos de petróleo derivam da dificuldade técnica que envolve a produção de petróleo, principalmente em regiões afastadas da costa (*offshore*). Segundo o relatório de impacto da *National Association of Corrosion Engineers* (NACE), uma das maiores autoridades sobre o controle de corrosão, publicado em março de 2016, estima-se que sejam destinados por ano 2,5 trilhões de dólares para o controle de processos corrosivos, representando 3,4% do Produto Interno Bruto (PIB) mundial (BOWMAN et al., 2016) utilizados em atividades de manutenção. Alguns fatores contribuem para que seja necessário tanto investimento nesse processo de controle. Dentre eles, podem ser citados: as condições ambientais de operação extremamente severas, a grande quantidade e tamanho dos equipamentos envolvidos, o alto risco de desastres ambientais de alta proporção, a possibilidade constante de acidentes explosivos e a alta rentabilidade do setor (WOODS; SHIRLEY; BOTTELBERGHS, 1991).

Atualmente as empresas do setor possuem especialistas em corrosão que desempenham a função de localizar, diagnosticar, resolver ou controlar os problemas corrosivos que ocorrem tanto na estrutura da plataforma, como nas estruturas que transportam a produção do reservatório para a plataforma e desta para outros destinos; normalmente essas estruturas são compostas por tipos de tubos diferentes. A mesma companhia possui diversas plataformas em várias regiões do mundo. Cada uma das estruturas possui uma equipe de profissionais especializados encarregados de realizar o processo de controle de corrosão. Assim é possível perceber o tamanho da importância da área, bem como a complexidade logística e técnica que cada uma das empresas deve lidar para tratar os problemas corrosivos de cada plataforma separadamente. Muitas das soluções para o controle da corrosão envolvem o uso contínuo de materiais como inibidores de corrosão e outros produtos químicos, como os inibidores de incrustação. Até mesmo os tubos de produção podem ser considerados como materiais de consumo na indústria de óleo e gás, pois o processo corrosivo encurta a durabilidade desses tubos, fazendo com que eles tenham que ser substituídos (TITTI et al., 2011).

2. Objetivos

Esse trabalho tem como objetivo principal propor um banco de dados que seja capaz de armazenar e processar as informações sobre problemas de corrosão internos em tubulações de produção de petróleo de forma rápida, fácil e visual. Para que assim seja possível otimizar, avaliar e gerenciar o processo de controle dos problemas corrosivos nas tubulações de produção através do desenvolvimento de um plano de manutenção mais adequado e fundamentado, por meio da escolha do inibidor de corrosão mais eficiente.

3. Revisão da Literatura

3.1. Corrosão

3.1.1. Inibidores de Corrosão.

A adição de inibidores de corrosão aos poços de petróleo é o método mais utilizado no controle de corrosão interna nesse setor. Isso porque ele também é o método mais testado e o que apresenta os melhores resultados nessa área. Existem diversos tipos de inibidores de corrosão. Eles podem ser classificados quanto a sua composição como orgânicos ou inorgânicos, mas também podem ser classificados quanto ao seu caráter como oxidantes, não oxidantes, anódicos, catódicos e de

adsorção. Os mais utilizados pela indústria são os com caráter de adsorção: eles atuam no metal, através da sua polaridade, formando um filme que impede o contato direto entre os fluidos produzidos, que possuem os agentes corrosivos, com a superfície do metal, com isso as taxas de corrosão podem ser extremamente reduzidas (GENTIL, 2007). A eficácia desse tipo de inibidores depende muito da sua capacidade de formar esse filme e os principais fatores que afetam sua eficiência atuam dificultando a formação desse filme protetor.

3.1.2. Fatores que Afetam a Corrosão.

A viabilidade da utilização de um inibidor de corrosão depende de várias etapas que analisam diferentes parâmetros. Primeiro são avaliadas as condições físicas do meio no qual a estrutura está inserida. Essa tarefa exige um bom processamento das variáveis físicas que podem influenciar a eficiência do inibidor no controle da corrosão. Parâmetros como volume, pressão, temperatura e tipo de fluxo devem ser monitorados, pois podem afetar a atuação do inibidor utilizado. A composição dos fluidos produzidos também deve ser analisada, de forma que seja possível perceber a presença e volume das fases no escoamento, além de informações sobre os sólidos presentes e a composição química de cada fase (CROSSLAND et al., 2011). Também deve ser levado em consideração qual o tipo de equipamento será aplicado o inibidor, pois a eficiência da aplicação desse produto químico varia de acordo com o tipo de estrutura. Depois que todos os fatores que influenciam o processo corrosivo e a eficiência do inibidor forem analisados é possível desenvolver um plano de atuação, cujo objetivo é definir o nível do impacto e da taxa de corrosão aceitáveis para aquela operação (corrosion allowance).

3.2. Database.

As informações ou dados, globalmente conhecidos como data, relacionados aos processos corrosivos possuem diversos modos de coleta. Porém esses dados coletados devem ser verificados, pois apenas informações relevantes devem ser armazenadas em databases. A estrutura e processamento dos dados também devem ser analisadas, para que suas entradas e saídas sejam úteis e eficientes. É possível absorver melhor o grau de importância que esse conjunto de dados tem no controle de fenômenos corrosivos por meio de duas razões principais. A primeira é o fato de que o processo produz um número muito grande de informações; e a segunda consiste na necessidade de utilizar as informações disponíveis para desenvolver atividades de mitigação, controle, manutenção e monitoramento da corrosão

Uma boa database é muito relevante para otimizar a seleção e visualização das informações, o que pode facilitar muito a sua interpretação por parte da equipe de corrosão. Desenvolver o plano de manutenção a partir da utilização de uma base de dados muito bem projetada traz resultados muito mais eficientes e satisfatórios para o processo. Uma database ideal deve ser de fácil utilização por parte do usuário (BOWMAN; HUSA, 1997). Por isso é muito importante que ocorra a comunicação entre os desenvolvedores e os usuários, e dessa forma seu conteúdo pode ser previamente definido nos estágios de design e desenvolvimento, de modo que todas as informações que o usuário procure estejam contempladas na base. No mesmo sentido as informações irrelevantes devem ser descartadas para não ocupar espaço desnecessariamente.

4. Materiais e Métodos

As bases OnePetro e Science Direct foram utilizadas como fonte de obtenção de artigos confiáveis que proporcionem uma fundamentação teórica para o desenvolvimento da database. Assim, foi possível obter dados de boa qualidade e com metodologias aceitas pela comunidade científica. Essas características são muito importantes para o desenvolvimento da database, pois os dados representam seu principal pilar de construção, já que eles são o único embasamento para as análises e estudos desenvolvidos, servindo de fundamentação para os resultados obtidos. Para a confecção da database foi utilizado o software Excel devido ao seu amplo poder de armazenamento, em conjunto a uma boa capacidade de processamento. Também foi utilizado o Visual Basic for Application (VBA) que possibilita uma programação no software, adaptando-o a problemas de solução mais complexa, flexibilizando ainda mais a sua gama de funcionalidades.

Além disso, foram utilizados alguns artigos científicos que fornecem informações de campo validadas cientificamente sobre as condições de operação de um poço de petróleo. Com a finalidade de avaliar a possibilidade da utilização do inibidor de corrosão nos campos selecionados, optou-se por selecionar as faixas de situações de campo mais críticas, ou seja, as faixas de variáveis obtidas no fundo do poço (Bottom Hole Conditions), para avaliar a performance do inibidor no campo. Isso porque esse local possui as condições mais hostis com relação ao restante do poço. Para avaliar diferentes taxas operacionais de corrosão foram definidos dois critérios básicos, o primeiro a espessura do metal da tubulação e o segundo o tempo de operação da tubulação desejado. A eficiência dos inibidores de corrosão (E) descrita é obtida através da **Equação 4.1**, Sendo I_{cor} a taxa de corrosão do metal (mm/ano) medida empiricamente e I_{op} a taxa de corrosão operacional (mm/ano), ou corrosion allowance, ligada a determinada faixa de operação. O valor de I_{op} obtido nas faixas é calculado através **Equação 4.2**

$$E = \frac{I_{op}}{I_{cor}}$$

Equação 4.1 – Cálculo da eficiência do inibidor de corrosão

$$I_{op} = \frac{0,7 \cdot Esp}{Top}$$

Equação 4.2 – Cálculo da taxa operacional de corrosão.

Na **Equação 4.2**, a variável Esp corresponde a espessura da tubulação metálica utilizada (mm) e a variável Top corresponde ao tempo de operação (anos) que a integridade do material deve ser mantida. Essa equação leva em conta que a falha do material ocorre, em média quando 70% da sua espessura é consumida. Isso porque as tubulações dos poços de petróleo estão submetidas a pressões muito elevadas, sendo assim ao atingir perfurar 70% da espessura do metal existe uma grande chance de que a tubulação não resista aos esforços mecânicos aos quais ela está submetida e acabe se rompendo provocando a falha (BERGE, 1984).

Para avaliar realmente a viabilidade da aplicação dos inibidores no campo também é necessário avaliar qual seria o grau de severidade da corrosão no poço de aplicação. Para simular essa situação de campo é necessário que as variáveis que influenciam o processo de corrosão, sejam analisadas e comparadas com os valores de entrada inseridos na tabela, de forma que os inibidores testados empiricamente

nos artigos abordados estejam em condições corrosivas mais severas ou equivalentes a situação de campo estudada. Diferentes situações de campo foram criadas visando recriar as condições encontradas na aplicação dos inibidores em poços de petróleo. Para isso, cada um dos parâmetros foi variado separadamente. Assim foi produzida uma gama muito grande de situações de campo para que essa análise fosse mais realista e os parâmetros abordados foram variados de acordo com as condições de campo encontradas nos na literatura estuda na revisão bibliográfica.

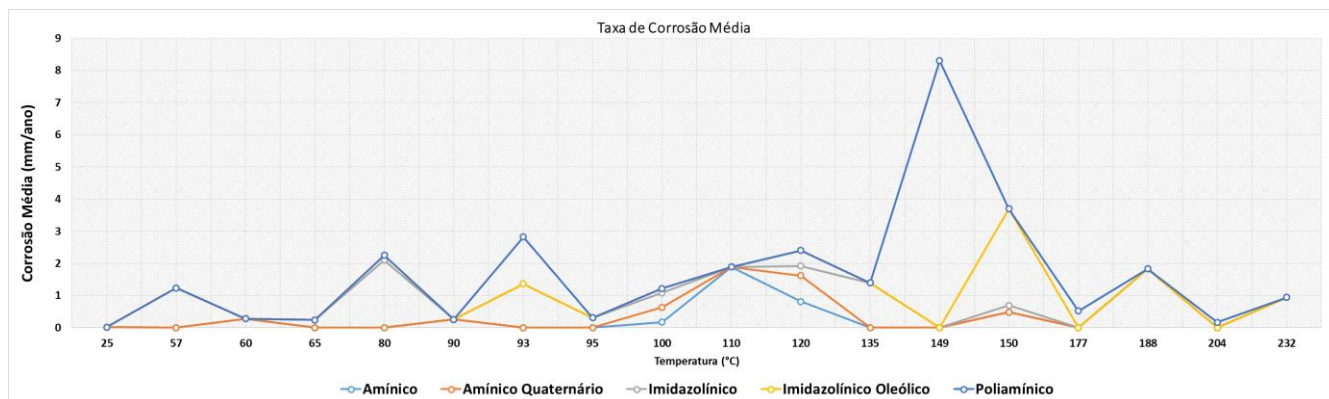
5. Resultados e Discussões

5.1. Resultados Gráficos

A média da taxa de corrosão dos 29 inibidores testados foi de 1,75 mm/ano, a média entre os poliamínicos foi de 4,8 mm/ano, entre os amínicos foi de 1,05 mm/ano, entre os amínicos quaternários de 0,63 mm/ano, entre os imidazolínicos de 0,8 mm/ano e entre os imidazolínicos oleólicos de 1,34 mm/ano . Mas essas informações não possuem muita relevância pois seu nível de detalhamento é muito baixo. A análise mais geral inserida no gráfico divide os compostos de acordo com seu tipo, mas essa visão pode ser detalhada através da seleção entre as oito variáveis que podem ser analisadas na abscissa do gráfico e através das diferentes segmentações de dados que podem ser utilizadas para avaliar as condições operacionais e de aplicação.

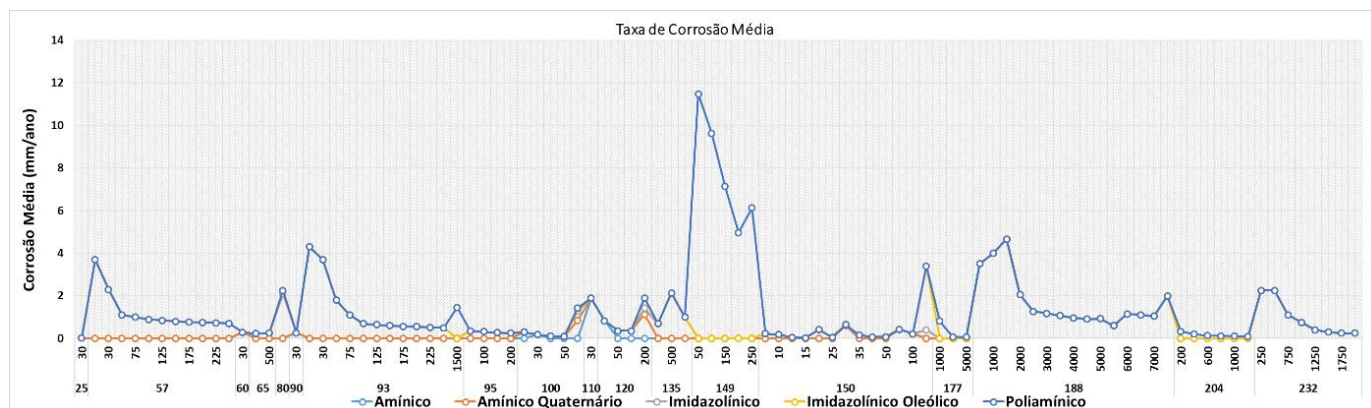
O **Gráfico 5.1** representa a variação da taxa de corrosão em função da temperatura, esse gráfico foi obtido através da visão geral dos resultados das taxas corrosivas obtidas na revisão dos artigos, sem a utilização de nenhuma segmentação de dados.

Gráfico 5.1 – Taxa de corrosão por temperatura.



Algumas informações interessantes podem ser obtidas através desse gráfico. Primeiro podemos observar que o comportamento das curvas dos tipos de inibidores nesse gráfico não é muito claro e contínuo. Isso ocorre porque os dados experimentais obtidos na revisão dos artigos científicos não estão interligados, isto é, os experimentos de um autor não apresentam continuidade com o de outros autores, pois os artigos possuíam objetivos de análises diferentes. Nesse ponto vale destacar novamente que o ideal seria que as informações inseridas na base do banco de dado fossem medidas ou estimadas diretamente no campo, o que diminuiria a descontinuidade das curvas apresentadas nos gráficos, pois as taxas de corrosão estariam mais conectadas. As variáveis físicas e químicas utilizadas nos experimentos possuíam uma alta taxa de variação entre si, já que em experimentos procura-se avaliar condições físicas muito diferentes, o que não aconteceria com as informações de estudo de campo, pois estas variáveis estariam naturalmente mais padronizadas.

Gráfico 5.2 – Taxa de corrosão por temperatura e concentração



A partir do **Gráfico 5.2**, podemos perceber melhor a causa dos picos presente no **Gráfico 5.1**. Nesse novo gráfico foi inserida uma variável secundária de concentração junto com a temperatura anteriormente analisa, assim os números dispostos na vertical representam os valores de concentração dos inibidores (ppm), enquanto os números dispostos na horizontal representam os valores de temperatura (°C) para aquelas taxas de corrosão média. Com isso é possível observar que os picos de corrosão acontecem nos valores mais baixos de concentração dos inibidores, por exemplo a maior taxa de corrosão medida na temperatura de 149 °C pode ser explicada devido a baixa concentração de 50 ppm de inibidor que foi utilizada nesse experimento. Isso não poderia ser concluído a partir do **Gráfico 5.1** de forma direta, pois nesse gráfico não são apresentados os valores de concentração dos inibidores. Essas percepções podem ser aplicadas, para todas as análises gráficas produzidas nessa parte da planilha, principalmente quando são analisadas visões mais gerais do processo corrosivo, sem a utilização das segmentações de dados.

5.2. Avaliação de Campo

Nesse tópico os inibidores levantados são analisados nas condições de operação (corrosion allowance), de forma que a escolha dos inibidores de corrosão no plano de manutenção possa ser realizada de forma mais rápida, fácil e fundamentada. Para isso são analisadas diversas situações de campo e três cenários operacionais dentre os disponíveis no banco de dados. Foram escolhidos os cenários 1, 15 e 30 para o estudo, pois representam janelas operacionais grandes, média e pequenas, respectivamente. Assim podem ser avaliados diferentes espessuras de tubulação no poço. Nesse sentido vale lembrar que estruturas mais robustas aumentam o investimento (CAPEX) da empresa no poço, mas também diminuem a necessidade de aplicação dos inibidores, diminuindo o custo operacional da empresa (OPEX). A lógica contrária também é verdadeira. A utilização do filtro de aplicabilidade dos inibidores representa o ponto principal de análise nessa parte do trabalho, através dessa segmentação de dados e do ranking de inibidores é possível avaliar a performance desses produtos no campo. Os resultados obtidos no teste com as condições corrosivas mais críticas podem ser vistos na **Tabela 5.1**.

Tabela 5.1– Ranking expandido dos inibidores aplicáveis no terceiro teste.

Inibidores	Taxa de Corrosão. (mm/Ano)	Taxa de Operação. (mm/Ano)	Eficiência. (%)	Tempo de Operação Garantido(Anos)	Data Estimada da Falha.
¹⁶ Inibidor 16	0,14	0,301	214,8%	35,79	03/08/2055
¹⁵ Poliamínico	0,14	0,301	214,8%	35,79	03/08/2055
¹⁴ Ramachandran (2009)	0,14	0,301	214,8%	35,79	03/08/2055
200	0,25	0,301	118,5%	17,78	01/08/2037
400	0,16	0,301	191,1%	28,67	20/06/2048
600	0,11	0,301	275,6%	41,34	16/02/2061
800	0,11	0,301	282,2%	42,32	10/02/2062
1000	0,11	0,301	282,2%	42,32	10/02/2062
1200	0,11	0,301	282,2%	42,32	10/02/2062
¹⁵ Inibidor 15	0,15	0,301	200,9%	33,38	05/03/2053
¹⁴ Poliamínico	0,15	0,301	200,9%	33,38	05/03/2053
¹³ Ramachandran (2009)	0,15	0,301	200,9%	33,38	05/03/2053
400	0,25	0,301	118,5%	17,78	01/08/2037
600	0,15	0,301	197,5%	29,63	04/06/2049
800	0,13	0,301	237,0%	35,55	07/05/2055
1000	0,11	0,301	263,3%	39,50	17/04/2059
1200	0,10	0,301	296,3%	44,44	24/03/2064
Total	0,14	0,301	208,2%	34,70	28/06/2054

O resultado produzido pelo banco de dados é o de que os inibidores 15 e 16 apresentaram os melhores resultados, pois foram testados experimentalmente na situação mais crítica e apresentaram taxas de corrosão baixas. Sendo assim, existem indícios de que a aplicabilidade desses inibidores no campo com as condições simuladas é a mais recomendável entre os produtos abordados. A escolha dos inibidores 15 ou 16 para o controle da corrosão fica muito mais fácil, rápida e fundamentada, possibilitando que o plano de manutenção desenvolvido a partir das informações produzidas pela database, tenha maiores chances de sucesso, garantindo a integridade da operação.

6. Conclusão

O trabalho desenvolvido atingiu seu objetivo principal de propor uma database para de auxiliar a criação e gerenciamento do plano de manutenção por meio da escolha do inibidor de corrosão mais eficiente nas condições de campo. Entre os inibidores avaliados experimentalmente nos artigos, os dois inibidores que apresentaram a melhor performance foram os inibidores 15 e 16. Esses seriam os inibidores escolhidos para aplicação nas situações críticas de campo. Além de mostrar a capacidade e ferramentas para a escolha dos inibidores que se enquadram melhor no cenário operacional, o banco de dados proposto também demonstrou versatilidade, podendo avaliar diferentes condições operacionais e situações de campo. Também é possível inserir ou modificar os dados na base da planilha, permitindo que o cada usuário interprete os resultados do modo que considerar mais interessante. Porém, deve-se ressaltar que o potencial máximo do banco de dados desenvolvido só seria alcançado através da utilização de dados de campo como informações de entrada. Assim seria possível obter resultados mais contínuos e expressivos, avaliando com maior representatividade os resultados gráficos produzidos.

7. Referências

- BERGE, S. **Effect of Plate Thickness in Fatigue Design of Welded Structures**. Offshore Technology Conference, Noruega. Janeiro, 1984
- BOWMAN, T; HUSA, E. **A system for storing cathodic protection measurement data**. Corrosion 1997, Artigo n. 97123, NACE International, Houston, Texas, Estados Unidos: 1997
- BOWMAN, E; GOULD, M; MOGHISSI, O; PAYER, J; KOCH, G; VARNEY, J; THOMPSON, N. **International measures of prevention, application, and economics of corrosion Technologies study**. Houston, Texas, Estados Unidos 2016.
- CROSSLAND, A; WOOLLAM, R; VERA, J; PALMER, J; JOHN, G; TURGOOSE, S. **Corrosion Inhibitor Efficiency Limits and Key Factors**. NACE International. Houston, Texas, Estados Unidos. Janeiro, 2011.
- GENTIL, V. **Corrosão**. 5º Ed. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

- TITTI, F; DAFNE, S; BALDO, L; PASINI, M. **Integrity Management During Offshore Pipeline Lifetime**. Offshore Mediterranean Conference, Itália. Janeiro, 2011
- WOODS, I; SHIRLEY, D; BOTTELBERGHS, P. **Environmental Risk in the Offshore Industry**. Society of Petroleum Engineers, Estados Unidos. Janeiro, 1991