

CARACTERIZAÇÃO DE ÁCIDOS NAFTÊNICOS E FATORES QUE INFLUENCIAM NO PROCESSO CORROSIVO EM OLEODUTOS E GASODUTOS

Wesley da Costa Araujo¹
Marcos Vinicius Ferreira Matias²
Adriana de Lima Mendonça³

Engenharia Petróleo



ISSN IMPRESSO 1980-1777
ISSN ELETRÔNICO 2316-3135

RESUMO

Os ácidos Naftênicos constituem uma mistura indefinida de ácidos carboxílicos que estão presentes na composição do petróleo, formados no óleo cru por degradação bacteriana. Tais ácidos são considerados como contaminantes, pois são responsáveis pela corrosão nas unidades de processamento petrolífero e tubulações onde é percorrido ou ocupado. Sua importância é salientada em geoquímica, aplicações comerciais e aspectos ambientais relacionados à corrosão. O presente trabalho objetivou a investigação da origem e caracterização dos ácidos naftênicos bem como, a influência da temperatura no aumento da concentração de ácidos naftênicos e sua relação com a corrosão em gasodutos e oleodutos, além dos tipos de aço mais susceptíveis a este processo. O procedimento metodológico aplicado para o desenvolvimento e realização do presente trabalho, consistiu em estudo exploratório bibliográfico em bases de periódicos científicos indexados (Scielo, Cambridge, Chemical Abstracts), bem como em relatórios técnico-científicos normatizados. Foi possível detectar que ligas metálicas apresentam maior resistência à corrosão em função do aumento da concentração de molibdênio, principalmente nos pontos submetidos a altas temperaturas, bem como tubulações com alta velocidade de fluxo. Além disso, a utilização do aço inoxidável AISI 444 vêm mostrando resultados positivos em relação à corrosão naftênica, porém sua aplicação está sendo estudada especificamente para a utilização em torres de destilação de petróleo e em outros equipamentos dependendo das condições que estes trabalhem, como temperatura de operação e fluidos processados. Como soluções pode-se propor o aprimoramento das técnicas atualmente utilizadas, levando em consideração a relação custo-benefício entre elas, contribuindo desta forma para a inovação no que diz respeito à extração de hidrocarbonetos na exploração petrolífera.

PALAVRAS-CHAVE

Ácidos Naftênicos. Hidrocarbonetos. Corrosão.

ABSTRACT

The Naphthenic acids are a mixture of carboxylic acids that are present in the oil composition, formed in crude oil by microbial degradation. These acids are considered as contaminants and responsible for corrosion in the processing units and pipelines where it is covered or occupied. Its importance is highlighted in geochemistry, commercial, environmental related to corrosion. This study aimed to investigate the origin and characterization of naphthenic acids as well, the influence of temperature on the concentration of naphthenic acids and their relation to corrosion in oil and gas pipelines. Furthermore types of steel more susceptible to this process also were investigated. The methodological approach applied to the development and implementation of this work consisted of bibliographic exploratory study in scientific journals indexed databases (Scielo, Cambridge, Chemical Abstracts), as well as standardized technical and scientific reports. It was possible to detect which alloys have improved corrosion resistance due to the increase of the molybdenum concentration, especially at points subjected to high temperatures as well as pipes with high flow velocity. Moreover, the use of stainless steel AISI 444 have shown positive results regarding the naphthenic corrosion, but its application is being studied specifically for use in oil distillation towers and other equipment depending on the conditions that they work, such as temperature operation and processed fluids. As solutions can be proposed the improvement of techniques currently used, taking into account the cost-benefit relationship between them, thus contributing to innovation with regard to the extraction of hydrocarbons in oil exploration.

KEYWORDS

Naphthenic Acids. Hydrocarbons. Corrosion.

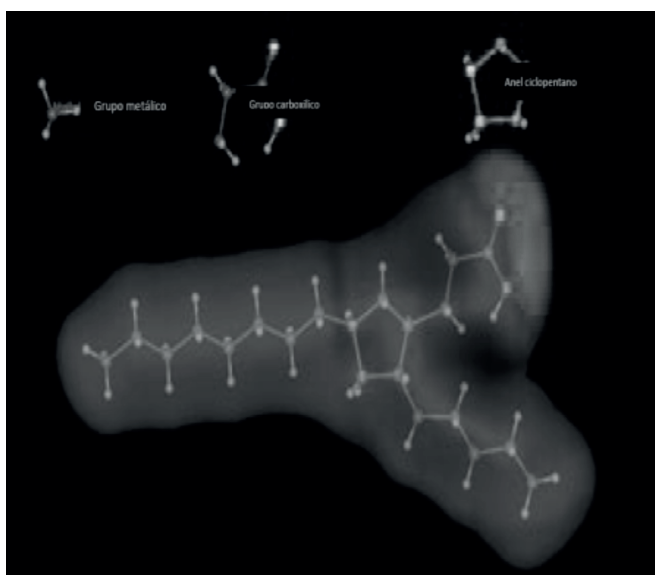
1 INTRODUÇÃO

Ácido Naftênico é um termo usado pela indústria petroquímica para designar um grupo de ácidos orgânicos com grupos carboxila que comumente aparecem em óleos crus (FIGURA 1), e que podem causar danos às refinarias por desencadear a chamada corrosão naftênica (GRUBER, 2012). Suas concentrações podem ser determinadas por meio do número de acidez total (NAT, ASTM D 664). Essa corrosão acontece em altas temperaturas, principalmente nas colunas de destilação. O que se vem observando é que a presença de compostos de enxofre, também, influencia na

corrosividade do petróleo, pois simultaneamente à corrosão naftênica ocorre a corrosão por compostos de enxofre denominada por sulfidação.

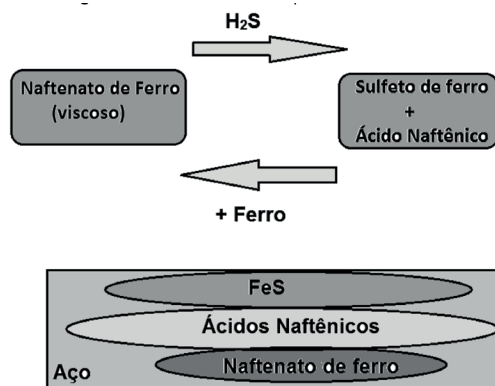
O mecanismo deste processo está descrito na Figura 2. Estima-se que cada unidade de NAT corresponda a uma depreciação de US\$ 0,50 no valor de mercado do petróleo, independentemente de outros fatores. Atualmente na indústria petroquímica, existem métodos capazes apenas de interromper os danos causados pelos ácidos e de acompanhamento posterior à corrosão naftênica (MARIANO, 2008; CAYARD, ET AL., 2002). Desta forma, o presente trabalho objetivou a investigação da influência da temperatura no aumento da concentração de ácidos naftênicos e sua relação com a corrosão em gasodutos e oleodutos, bem como a busca de alternativas eficientes no controle deste processo.

Figura 1 – Estrutura Básica de Ácidos Naftênicos



Fonte: Mariano (2014).

Figura 2 – Processo Corrosivo por Ácidos Naftênicos



Fonte: Adaptado de Mariano (2014).

1.1 CARACTERIZAÇÃO DA CORROSÃO POR ÁCIDOS NAFTÊNICOS

A agressividade da corrosão naftênica pode ser influenciada pela temperatura de processamento do petróleo, aumentando continuamente com a temperatura acima de 230-250°C. Acima de 400°C os ácidos naftênicos se decompõem produzindo compostos neutros. A velocidade de fluxo de petróleo durante processo de refino também é um dos fatores que mais influenciam o ataque naftênicos, pois quanto maior a velocidade, maior a possibilidade de remoção de produtos de corrosão que podem se formar com características protetoras. O aço carbono apresenta corrosão com velocidades acima de 25m/s, enquanto que nos aços inoxidáveis AISI316 a corrosão é evidenciada em velocidades superiores a 120m/s.

A velocidade é diretamente proporcional ao grau de vaporização, que é uma função da taxa de carga, da temperatura, da densidade do óleo e da taxa de vapor. A presença de vapor, também, favorece a degradação de materiais por corrosão naftênica, pois na fase vapor e na interface vapor-líquido há maior concentração de ácidos naftênicos (ZEINALOV; ABBASOV; ALIEVA, 2009; BRASIL, 2005). Para Tandy (1954), a fase vapor apresenta uma corrosividade muito maior que a fase líquida. Para Scattergood (1987) a corrosão é mais severa na interface líquido-vapor. Segundo Carvalho (2004) a experiência industrial mostra que as corrosões mais severas ocorrem em condições de fluxo bifásico (50% líquido – 50% vapor), principalmente em saídas de fornos e linhas de transferência.

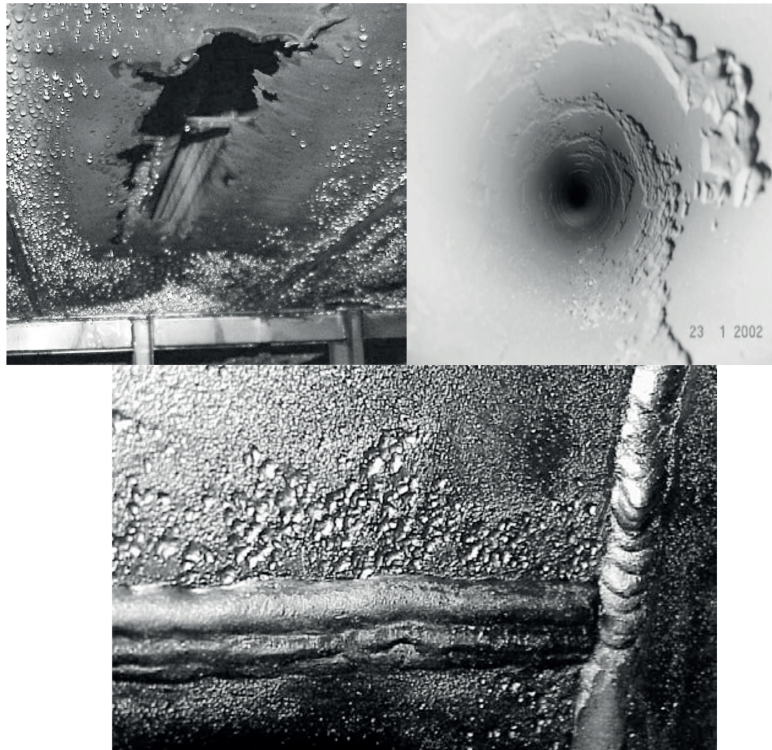
Dependendo do local de ocorrência e das condições de serviço a corrosão naftênica pode se apresentar de diferentes formas:

Corrosão generalizada: com aspecto superficial uniforme, lembrando uma “casca de laranja”. Este tipo de corrosão pode ser observado nos lados de baixo das bandejas onde altas concentrações de ácido condensam do vapor. Áreas mais finas também ocorrem quando o ácido condensado escorre na parede de um vaso;

Corrosão por pite: ocorre geralmente em tubulações ou em soldas. Pites possuem normalmente bordas acentuadas e semi-esféricas, podem estar agrupados, ou associados ao formato das soldas ou outras características geométricas da superfície. Normalmente o metal ao redor dos pites é coberto por uma camada espessa escura de sulfato, enquanto a superfície dos pites apresenta apenas uma fina camada de cobertura;

Processo combinado de erosão-corrosão: está relacionado à velocidade do fluido. A regra derivada dessas observações é que quanto mais complexa a corrosão: desde o filme uniforme > pite > erosão-corrosão, mais baixo é o valor do IAT no qual o processo corrosivo é iniciado. A Figura 3 mostra exemplos de componentes de equipamentos atacados por corrosão naftênica.

Figura 3 – Componentes de Equipamentos Afetados por Corrosão Naftênica



Fonte: Mariano (2014).

1.2 CONTROLE DA CORROSÃO POR ÁCIDOS NAFTÊNICOS

Hass e outros autores (2014) sugerem método para facilitar monitoramento da corrosão naftênica por meio da técnica de Ruído eletroquímico em meio oleoso. Este método é recente e tem-se mostrado apropriado para soluções de elevada resistividade iônica. Ruídos eletroquímicos são flutuações espontâneas de corrente e potencial presente em um sistema devido a processos corrosivos. Essa flutuação, se registrada, pode ser estudada e gerar um meio para estimar a taxa de corrosão, assim como avaliar o tipo de corrosão que está ocorrendo. Estudos mostram que a técnica é hábil para distinguir corrosão generalizada e localizada, resultando em estimativa da taxa de corrosão sem perturbação externa (LARIBI ET AL., 2003; COTTIS, 2006).

Estudos conduzidos por Hass e outros autores (2014) foram realizados em um reator eletroquímico cilíndrico de liga de alumínio 6351. Foram utilizados três eletrodos de trabalho idênticos de aço AISI316, um eletrodo de referência e um eletrodo auxiliar. Esses eletrodos foram submersos em solução naftênica de óleo mineral com adição de diferentes concentrações de ácido. Dados foram obtidos por potenciostato e morfologia foi analisada por EDS. Avaliou-se a concentração de ácido (0,5; 1,5 e 2,5mgKOH/g) e temperatura (25, 65 e 120°C). Concluiu-se que a técnica é efetiva para estimar condições

para desenvolver corrosão generalizada e localizada. Técnica também demonstrou sensibilidade para identificar mudanças no processo corrosivo mesmo em condições onde a taxa de corrosão aparece muito pequena (LARIBI ET AL., 2003).

Outra técnica promissora consiste na diluição dos petróleos mais ácidos com petróleos menos ácidos nos tanques de armazenamento (blending), a inspeção e a adequação metalúrgica são os métodos mais utilizados nas refinarias brasileiras. A seleção adequada dos materiais é o método mais adequado para controlar a corrosão naftênica em longo prazo. Em tubulações e seções das torres de destilação, onde a temperatura está abaixo de 220°C e não há condensação, o aço carbono ainda é usado.

Os revestimentos cladeados em aços inoxidáveis ferríticos AISI 405 e 410S, encontrados em algumas regiões de torres de destilação atmosférica e à vácuo, foram selecionados originalmente para resistir à corrosão por compostos de enxofre em condições de temperaturas mais altas. Estes aços apresentam resistência à corrosão naftênica maior que o aço carbono, porém, em regiões onde há condensação ácida de ácidos orgânicos os aços ferríticos sofrem corrosão.

Segundo Bernardes (2005) e Baptista (2004) os aços liga 5%Cr-0,5%Mo ou 9%Cr-1%Mo e aço inoxidáveis, contendo molibdênio, como os aços AISI 316 e 317 podem ser empregados em regiões onde ocorre corrosão naftênica. WU e outros autores (2004) investigaram o comportamento de corrosão ácida naftênica de revestimentos de aços inoxidáveis com 0-7% em peso de molibdênio depositados por aspersão térmica de elevada velocidade (HVOF), concluindo que, aumentando o teor de molibdênio, aumentou consideravelmente a resistência à corrosão ácida dos aços inoxidáveis e dos revestimentos depositados por HVOF.

Carvalho (1998) estudou revestimentos de nióbio e Pentóxido de Nióbio, mostrando que estes apresentam excelente resistência à corrosão naftênica. Mariano (2008) avaliou e comprovou resistência à corrosão salina de revestimento de nióbio metálico e pentóxido de nióbio depositados por aspersão térmica. Regis [23] comprovou a eficiência de revestimentos de pentóxido de nióbio quando misturados com Cu, Ni e Al na proteção de estruturas enterradas de torres de transmissão (TEBBAL, 1999; LAREDO ET AL., 2004).

Vários metais e ligas têm sido avaliados com a finalidade de encontrar materiais que suportem condições agressivas de operação, porém é difícil chegar a resultados conclusivos devido à grande quantidade de compostos naftênicos diferentes que podem existir em um único tipo de petróleo. Segundo Abreu e outros autores, atualmente os equipamentos são protegidos por "clad" de aço AISI 405/410S. Essas estruturas são atacadas por corrosão naftênica, sendo recuperadas pela aplicação de linings de aço inoxidável AISI316L ou 317L. O revestimento com tiras soldadas *striplining* ou *lining* é constituído de chapas finas, resistentes à corrosão, soldadas diretamente

no costado dos equipamentos. Sua aplicação é relativamente simples e atualmente é o revestimento mais utilizado na manutenção de torres de destilação.

Embora ofereçam boa resistência à corrosão naftênica, surgem durante a operação trincas na zona afetada pelo calor (ZAC) da solda pela diferença de coeficiente de dilatação térmica entre o metal base (ferrítico) e o material de "lining" (austenítico). Segundo pesquisa, o material adequado seria um aço ferrítico com teor de molibdênio elevado, para aumentar a resistência à corrosão naftênica. Neste trabalho fundiu-se o aço 444 em lingotes com teores diferentes de Mo e Cr e realizou-se teste de dureza e análise microestrutural. Aço com maior teor de Cr+Mo (7%Mo15%Cr) apresentou dureza mais elevada.

Vários metais e ligas têm sido avaliados com a finalidade de encontrar materiais que suportem condições agressivas de operação, porém é difícil chegar a resultados conclusivos devido à grande quantidade de compostos naftênicos diferentes que podem existir em um único tipo de petróleo.

Segundo Abreu e outros autores, atualmente os equipamentos são protegidos por "clad" de aço AISI 405/410S. Essas estruturas são atacadas por corrosão naftênica sendo recuperadas pela aplicação de "linings" de aço inoxidável AISI316L ou 317L. O revestimento com tiras soldadas *striplining* ou *lining* é constituído de chapas finas, resistentes à corrosão, soldadas diretamente no costado dos equipamentos. Sua aplicação é relativamente simples e atualmente é o revestimento mais utilizado na manutenção de torres de destilação.

Embora ofereçam boa resistência à corrosão naftênica, surgem durante a operação trincas na ZAC da solda pela diferença de coeficiente de dilatação térmica entre o metal base (ferrítico) e o material de lining (austenítico). Segundo pesquisa, o material adequado seria um aço ferrítico com teor de molibdênio elevado, para aumentar a resistência à corrosão naftênica. Neste trabalho fundiu-se o aço 444 em lingotes com teores diferentes de Mo e Cr e realizou-se teste de dureza e análise microestrutural. Aço com maior teor de Cr+Mo (7%Mo15%Cr) apresentou dureza mais elevada.

Huang e outros autores estudaram o efeito sinérgico de ácidos naftênicos e compostos de enxofre em aço carbono-manganês Q235 e aço inoxidável 316. Foi avaliado o comportamento desses aços em meio corrosivo, contendo diferentes concentrações de enxofre (0,5 a 5% em peso) e diferentes valores de acidez (3 a 15mg KOH/g) a 280°C. Alterando os teores de enxofre ou os valores de acidez o comportamento dos aços foi semelhante. O aço 316 apresentou menores taxas de corrosão devido à formação de um filme protetor de sulfeto de cromo e sulfeto de molibdênio estáveis que evitam o contato do enxofre e dos ácidos naftênicos com o metal base (BRASIL, 2005).

Guimarães e outros autores avaliaram a resistência à corrosão naftênica em elevada temperatura de corpos de prova de aço inoxidável austenítico AISI 316 e inoxidável ferrítico AISI444 soldados sobre chapas de aço ASTM A516 Gr60. A resistência foi avaliada por perda de massa. O aço AISI444 foi o que apresentou menores taxas de corrosão (ALVISI, 2011).

Dos elementos de liga presentes em aços avaliados o molibdênio tem grande influência na resistência à corrosão naftênica. Quanto maior seu teor, maior a resistência à corrosão. Ele é um dos elementos que atuam como estabilizador da fase ferrita e possui grande influência na passividade e na resistência química dos aços inoxidáveis, sobretudo na presença de cloretos, à qual o filme de óxido de cromo é pouco estável (Tabela 1).

Tabela 1 – Principais tipos de aços inoxidáveis utilizados em oleodutos e gasodutos

AÇOS INOXIDÁVEIS UTILIZADOS	UTILIZAÇÃO
AISI 403/405/410S (ferrítico) AISI 316L ou 317L (austenítico)	Empregados no revestimento de equipamentos nas unidades de processamento de petróleo;
AISI 444	Alternativa para reparo de torres de destilação, em substituição aos aços utilizados, especialmente em condições de elevada acidez.

Fonte: Tebbal, 1999; Laredo et al., 2004 e Mariano et al., 2014.

Sendo assim o molibdênio, em associação ao cromo, influencia beneficemente na estabilidade do filme de passivação na presença de cloretos e é especialmente efetivo no aumento da resistência ao início da corrosão por pite e corrosão por fresta. Metal refratário amplamente utilizado na indústria da aspersão térmica para aplicação em resistência ao desgaste em adesivos, rolamentos, eixos e revestimentos para prevenção da degradação superficial em componentes que estão em contato. Possui excepcional resistência e rigidez em altas temperaturas, boa condutividade térmica, baixa expansão térmica. As características específicas do Mo e suas ligas são a combinação de propriedades de engenharia superiores a outras ligas convencionais. A combinação de propriedades e características aumenta a usabilidade do Mo em aplicações em turbinas, ferramentas, motores a jato e aplicações em elevadas temperaturas. (ALVISI; LINS, 2011; TAVARES, 2009).

O molibdênio é considerado como um dos principais elementos de liga dos aços inoxidáveis, pois aumenta a resistência à corrosão por pite e expande a região passiva em ácido sulfúrico, fazendo os aços AISI 316 e 317 suportarem até 90% H_2SO_4 em temperatura ambiente. Diversas teorias têm sido propostas para identificar a presença e natureza do molibdênio como espécie dissolvida, componente de filme passivo e/ou elemento em matriz metálica. As ligas pesquisadas na proteção à corrosão naftênica são: aço carbono; 5Cr0,5Mo; 9Cr1Mo; aços inoxidáveis 304L; 321; 347; 316; 317; 410 [33].

Sugimoto e Sawada (1977) mostram que a adição de Mo em aços austeníticos promove a formação de um filme passivo constituído de solução sólida de Mo^{6+} em rede de hidróxido de cromo, o que reduz a densidade de corrente de corrosão na região ativa para solução ácida. Para Hashimoto e outros autores o principal efeito do Mo é diminuir a taxa de dissolução em zonas ativas pela formação e retenção de hidróxido de Mo ou molibdatos.

Ogawa e outros autores sugerem que o molibdênio é primeiro dissolvido no substrato em solução e então oxidado a molibdato. Em concordância com isso, MoO_4^{2-} foi detectado em todos os filmes passivos formados em ligas forjadas de Mo em soluções ácidas. Outra teoria inclui enriquecimento de Mo no estado metálico na liga logo abaixo do filme passivo, enriquece de cromo a camada oxidada por dissolução seletiva de Mo, espessamento do filme passivo e estabilização dos óxidos de Cromo pela presença de Mo^{6+} (PARDO ET AL., 2008).

Trabalho desenvolvido por Pardo e outros autores avaliou o efeito do Molibdênio e Manganês na resistência à corrosão dos aços 304 e 316 em H_2SO_4 30%. Após imersão em H_2SO_4 a 25° e 50°C as taxas de corrosão para 316 foram menores que para 304. A adição de 2,7% de Mo inibe o processo corrosivo a 25°C. A formação de óxido estável rico em Mo na região ativa do aço inoxidável pode agir como barreira ativa contra a difusão de espécies por meio do filme, diminuindo a taxa de dissolução. Mo aumenta a resistência à corrosão generalizada pela modificação da composição do filme passivo. O manganês não apresenta a mesma eficiência em meio ácido devido à pequena tendência a formar compostos insolúveis (PARDO ET AL., 2008). A Tabela 2 mostra as taxas de corrosão relacionadas às principais ligas metálicas utilizadas na indústria de petróleo.

Tabela 2 – Taxa de corrosão em relação a diferentes tipos de ligas metálicas

Aços/ligas	Taxa de corrosão, NAT.	Observações
Aço carbono-manganês Q235	3 a 15mgKOH/g	
Aço inoxidável 316	3 a 15mgKOH/g	Em comparação com o aço Q235, apresenta menores taxas de corrosão.
Aço carbono 5Cr-1Mo	4,95mgKOH/g	
Aço carbono 9Cr-1Mo	4,95mgKOH/g	
Aço carbono 410	4,95mgKOH/g	Apresentou menor taxas de corrosão com valor de 0,2mm/ano.

Aço carbono 316	4,95mgKOH/g	Apresentou menor taxas de corrosão com valor de 0,2mm/ano.
Q235	10 a 15mgKOH/g	
5Cr-0,5Mo	10 a 15mgKOH/g	Apresentou menores taxas de corrosão nas temperaturas testadas, 260° a 320°C.
Aço inoxidável AISI 316	47mgKOH/MG	Apresentou taxas de 0,018mm/ano.
Aço carbono	47mgKOH/MG	Apresentou taxas de 3,1mm/ano.

Fonte: Carvalho,1998; Baptista, 2004; Mariano, 2014.

Santana e outros autores (SANTANA ET AL., 2007) estudaram a resistência a corrosão de liga Co-Mo depositados por eletrodeposição. A liga com melhor resistência à corrosão foi a com maior teor de Molibdênio (62%Co-38%Mo) com boa aderência e resistência à corrosão em substrato de Cobre. De acordo com os autores as ligas metálicas com Molibdênio são bastante conhecidas devido às suas boas propriedades, elevada resistência à corrosão e ao desgaste e dureza. Para avaliação da resistência à corrosão foram utilizadas medidas de Polarização Potenciodinâmica Linear (PPL) e Espectroscopia de Impedância Eletroquímica (EIE) em meio corrosivo 0,1M NaCl a 30°C. Para análise dos resultados utilizou-se o processo de Planejamento Fatorial Experimental.

Em condições de elevada temperatura a utilização de ligas com maiores teores de molibdênio conferem maior resistência aos equipamentos. Testes realizados mostram a influência do molibdênio em tais condições. Em mistura óleo/ácido com IAT igual a 47mgKOH/mg de petróleo cru a 235°C os cupons de aço inoxidável AISI 316 apresentaram taxas de 0,018mm/ano enquanto que amostras de aço carbono apresentaram taxas de 3,1mm/ano.[21].

A Tabela 3 mostra a relação entre os principais tipos de aço e sua resistência à corrosão, por sua vez, a Tabela 4 sintetiza principais fatores relacionados ao controle de corrosão em relação a temperatura.

Tabela 3 – Relação entre os principais tipos de aço utilizados em gasodutos e oleodutos, teor de molibdênio e resistência à corrosão

Tipo de liga Metálica	Denominação Comercial	Teor de Molibdênio (%)	Índice de Resistência (<i>Pit Resistance Equivalent Number-PREN</i>)
13Cr	Cromo-13	0,0	13
S13Cr	Super-Cromo	2,0	20
316	Inox (Austenítico)	2,2	24
317	Inox (Austenítico)	4,5	29
31803	Inox Duplex	2,8	34
32750	Super-Duplex	3,5	41
904	Superaustenítico	4,2	36
31266	Superaustenítico	5,8	55
825	Incoloy	3	32
625	Inconel	9	51
C276	Hasteloy	16	68

Fonte: Cayard et al., 2008; Dias, 2014; Moura, et al., 2014.

Tabela 4 – Técnicas de controle de corrosão por ácidos naftênicos, utilizadas em oleodutos e gasodutos em relação à temperatura

Técnica de controle de Corrosão	Temperaturas	Referência
Ligas metálicas enriquecidas com molibdênio	Acima de 280°C	Dias, 2014 ⁴ ; Cayard; 2008 ³ ; Moura et al., 2014 ⁵
Revestimentos orgânicos	Até 120°C	Dias, 2014 ⁴
Mecanismos eletroquímicos	Até 250°C	Hass, 2013 ⁶ ; Mariano, 2014 ² ; Silva, 2010 ⁷ .

Fonte: Cayard, 2008; Hass, 2013; Moura et al, 2014; Dias et al., 2014.

2 CONCLUSÃO

De acordo com o levantamento obtido foi possível constatar que ligas metálicas apresentam maior resistência à corrosão em função do aumento da concentração de molibdênio, principalmente nos pontos submetidos a altas temperaturas, bem como tubulações com alta velocidade de fluxo. Outros métodos, tais como revestimentos orgânicos internos de gasodutos e oleodutos também vêm sendo utilizados, aproveitando fibra de vidro ou epóxi. Mecanismos eletroquímicos, tais como ruídos e proteções catódicas *Off-Shore*, também vêm apresentando alta eficiência para ligas metálicas de 5%Cr-0.5%Mo ou 9%Cr-1%Mo e aço inoxidáveis, contendo molibdênio como os aços AISI 316, comumente utilizados nessas tubulações.

REFERÊNCIAS

ALVISI, Paulo P.; LINS, Vanessa F. C. An overview of naphthenic acid corrosion in a vacuum distillation plant. **Engineering Failure Analysis**, 2011.

BAPTISTA, I. P. **Comportamento do aço carbono, 5%Cr-1/2%Mo, 9% Cr-1%Mo, AISI 410, AISI 316 na Presença de Óleos Contendo Ácidos Naftênicos**. 2004. Dissertação. PEMM, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

BERNARDES, Renato. **Comportamento de aços inoxidáveis comerciais e inonel na resistência à corrosão naftênica de petróleos nacionais: uma análise fenomenológica**. 2005. Dissertação. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

BRASIL, Nilo I. **Destilação de petróleo**. Programa de Formação Petrobrás. Rio de Janeiro, 2005.

CARVALHO, L. J. de. **Estudo do Comportamento de revestimentos a base de Nióbio em presença de petróleo com elevado índice de acidez**. 1998. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia Metalúrgica e de Materiais) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1998.

CARVALHO, L. J. de. **Estudo do comportamento de revestimentos à base de Nióbio aplicados por Aspersão Térmica a Chama, na corrosão de aços ao carbono em presença de ácidos naftênicos e sulfetos em altas temperaturas**. 2004. Tese (Doutorado em Ciências e Engenharia Metalúrgica e de Materiais) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

CAYARD, M. S. *et al.* A comprehensive study on naphthenic acid corrosion. 14503 **Bammel North Houston Road**, Suite 300, Houston, Texas USA, 2002.

COTTIS, R. A. **An evaluation of electrochemical noise for the estimation of corrosion rate on type**. Corrosion, paper n.06432, NACE, 2006

DEYAB, M. A. Electrochemical Investigations Of Naphthenic Acid Corrosion For Carbon Steel And The Inhibitive Effect By Some Ethoxylated Fatty Acids. **Electrochemical Acta** 52, Cairo, Egypt, 2007. P.8105-8110.

GRUBBER, L. D. A. *et al.* Ácidos Naftênicos no Petróleo. **Química Nova**, v.35, n.7, Rio Grande do Sul, 2012. p.1423-1433.

HASS, F. **Avaliação da influência do número da acidez naftênica e da temperatura no comportamento corrosivo em aço aisi 316 utilizando técnica de**

ruído eletroquímico. 2013. 97f. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Ciência dos Materiais) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

HASS, F. *et al.* Evaluation of naphthenic acidity number and temperature on the corrosion behavior of stainless by using electrochemical noise technique. **Electrochimica Acta** 124, Brasil, 2014. p.206-210.

HIRATA, Fausto. **Avaliação da ocorrência da corrosão naftênica na bateria de pré-aquecimento de carga de uma unidade de hidrotreatamento de diesel.** Dissertação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

KANE, R. D.; CAYARD, M. S. **A Comprehensive study on naphthenic acid corrosion.** Corrosion, Paper no. 02555.2002.

LAREDO, G. C. *et al.* Naphthenic acids, total acid number and sulfur content profile characterization in Isthmus and Maya crude oils. *Fuel*, v.83, 2004. p.1689-1695.

LARIBI, M. *et al.* **Adhesion and residual stresses determination of thermally sprayed molybdenum on steel. surface and coatings technology**, 166, França, 2003, p.206-212.

MARIANO, C. **Obtenção de revestimentos de nióbio depositados por aspersão térmica para proteção à corrosão marinha.** 2008. 68f. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Ciência dos Materiais) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba. 2008.

MOURA, L. B. *et al.* **Naphthenic corrosion resistance, mechanical properties and microstructure evolution of experimental cr-mo steels with high mo Content.** Fortaleza-CE, 2012.

PACHECO, W. F. *et al.* Voltametrias: Uma breve revisão sobre os conceitos. **Rev. Virtual Quim.**, v.5, n.4, 2013. p.516-537.

PARDO, A. *et al.* Effect of Mo and Mn additions on the corrosion behavior of AISI 304 e 316 stainless steels in H₂SO₄. **Corrosion Science**, v.50, Espanha, 2008. p.780-794.

REGIS JR, O. **Viabilidade dos revestimentos anticorrosivos com Nb₂O₅/Cu, Nb₂O₅/Ni, e Nb₂O₅/Al aplicados por aspersão térmica para estruturas enterradas de linhas de transmissão.** 2011. Tese (Doutorado em Engenharia e Ciência dos Materiais) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

SANTANA, R. A. C. *et al.* Otimização das Condições Operacionais para eletrodeposição da liga Co-Mo, utilizando planejamento experimental. **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v.2, n.1, Paraíba, 2007. p.1-9.

SCARTTERGOOD, G. L. *et al.* Naphthenic acid corrosion an update of control method. **Corrosion/87**, San Francisco, NACE,1987.

SEMINÁRIO Brasileiro do Aço Inoxidável. **Desafios na seleção de materiais na indústria do petróleo**, Petrobras/Cenpes, IV, 2014,

SILVA, P. S. **Estudo da corrosão naftênica pela aplicação da técnica de ruído eletroquímico**. 2010. 87f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica, na área de concentração Manufatura) – Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

SLAVCHEVA, E.; SHONE,B.; TURNBULL,A. Review of naphthenic acid corrosion in oil refining. **British CorrosionJournal**, v.34, n.2, 1999.

TANDY, F.H. **Inspection of Petroleum Refinery Equipment Corrosion**, v.10, n.5, 1954.

TAVARES, R. C. **Caracterização do Nb2O5 como alternativa na proteção anticorrosiva na indústria do petróleo**. 2009. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009

TEBBAL, S. **Critical review of naphthenic acid corrosion**. Corrosion, Paper n.380, NACE, 1999.

TORRES, Gláucia A. S. **Corrosão naftênica em unidades de destilação de petróleo**. Rio de Janeiro, 2004.

YÉPEZ, Omar. On the chemical reaction between carboxylic acids iron, including the special case of naphthenic acid. **Fuel 86**, Canadá, 2006. p.1162-1168.

WU, X.Q.*et al.* Resistance of Mo-bearing stainless steels and Mo-bearing stainless-steel coating to naphthenic acid corrosion and erosion–corrosion. **Corrosion Science**, v.46, 2004. p.1013-1032.

ZEINALOV, E. B.; ABBASOV, V. M. ALIEVA, L. I. Petroleum Acids and Corrosion. **Petroleum Chemistry**, v.49, Azerbaijan, 2009. p.185-192.

Data do recebimento: 4 de fevereiro de 2016

Data de avaliação: 19 de fevereiro de 2016

Data de aceite: 29 de fevereiro de 2016

1. Acadêmico do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT. E-mail: mv.matias@hotmail.com

2. Acadêmico do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT. E-mail: wesley.araujo17@hotmail.com

3. Docente do Curso de Engenharia de Petróleo do Centro Universitário Tiradentes – UNIT. E-mail: adrianapnpg@gmail.com