



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL



ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE MATERIAIS

---

ENG 02298 TRABALHO DE DIPLOMAÇÃO

“Influência das variáveis operacionais sobre a corrosão em uma unidade  
de tratamento de GLP com DEA”

CAMILA ALMEIDA

115439

PROF.<sup>a</sup> ORIENTADORA: JANE ZOPPAS FERREIRA

Dezembro de 2012

## Sumário

LISTA DE FIGURAS.....	4
RESUMO.....	5
1.INTRODUÇÃO .....	6
2. OBJETIVOS.....	8
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	9
3.1 Descrição das Unidades e Etapas do Processo de Refino .....	9
3.2 Recebimento do Petróleo .....	10
3.3 Craqueamento Catalítico .....	11
3.4 Processo de Tratamentos de Derivados do Petróleo .....	11
3.5 Descrição da Unidade de Tratamento de GLP da REFAP. ....	13
3.6 Propriedades da DEA.....	16
3.7 Variáveis Operacionais .....	16
3.7.1 Atividade da Solução de DEA.....	16
3.7.2 Relação DEA/ Hidrocarboneto.....	17
3.7.3 Temperatura da Solução de DEA Pobre .....	17
3.7.4 Concentração de Gás Ácido na DEA Pobre.....	18
3.7.5 Sólidos Suspensos.....	18
3.7.6 Relação direta vapor para refeedor/carga para a regeneradora.....	19
3.7.7 Temperatura do Fundo da Torre Regeneradora .....	19
3.8 Corrosão Interna em Unidade de Tratamento de DEA .....	20
3.9 Método de Determinação da Taxa de Corrosão .....	21
3.9.1 Métodos de Monitoração .....	23
3.9.2 Cupom de Corrosão.....	23
3.9.3 Método por Resistência Elétrica .....	25
3.9.4 Método da Resistência de Polarização Linear.....	25
4. MATERIAIS E MÉTODOS .....	26

4.1 Controle da Corrosão .....	26
4.2 Análise de DEA Pobre .....	28
4.3 Utilização do <i>Plant Information (PI)</i> .....	29
4.4 Análise das Variáveis Operacionais .....	30
5. Resultados e Discussões .....	32
5.1 Análise das Variáveis Operacionais .....	32
5.1.1. Teor de H <sub>2</sub> S na DEA pobre .....	32
5.1.2 Atividade da Solução de DEA Pobre .....	33
5.1.3 Temperatura da Solução de DEA Pobre .....	35
5.1.4 Temperatura do vapor d'água para o Refervedor da Torre Regeneradora..	36
5.1.5 Sólidos Suspensos.....	38
5.1.6 Temperatura do Fundo da Regeneradora .....	39
5.2 Análise dos Resultados da Técnica de Perda de Massa .....	41
6. Conclusão .....	45
7. Recomendações para Trabalhos Futuros .....	46
8. Referências Bibliográficas.....	47

## LISTA DE FIGURAS

Fig.1 - esquema da relação entre as unid.da Refap.....	10
Fig.2 - des. esquemático da etapa de absorção.....	13
Fig.3 - desenho esquemático da etapa de reg. da DEA rica.....	15
Fig.4 - foto do elemento filtrante do filtro de DEA.....	15
Fig.5 - aspecto do efeito da erosão e corrosão.....	21
Fig.6 - exemplo de Cupons de Corrosão.....	24
Fig.7 - comparação da taxa de corrosão entre c. de corrosão.....	27
Fig.8 - cópia da tela de monitoração.....	28
Fig.9 - exemplo de gráfico gerado pelo PI.....	30
Fig.10 - resultados da análise do teor de H <sub>2</sub> S na DEA pobre.....	33
Fig.11 - resultados da análise do % v DEA livre.....	34
Fig.12 - teor de DEA fixa (% v).....	35
Fig.13 - temp. da DEA pobre.....	36
Fig.14 - temp. do vapor para o refervedor (janeiro).....	37
Fig.15- temp. do vapor para o refervedor (maio).....	37
Fig.16 - temp. do vapor para o refervedor (setembro).....	38
Fig.17- teor de sólidos suspensos.....	39
Fig.18 - temp. do fundo da torre regeneradora (janeiro).....	40
Fig.19 - temp. do fundo da torre regeneradora (maio).....	40
Fig.20 - temp. do fundo da torre regeneradora (setembro).....	41
Fig.21 - gráfico da taxa de corrosão do P-301001.....	42
Fig.22 - gráfico da taxa de corrosão do P-301003.....	43

## RESUMO

Unidades de tratamento de hidrocarbonetos com DEA (dietanolamina) para remoção de compostos ácidos são conhecidamente afetadas pelo fenômeno de corrosão. Porém, o processo corrosivo pode ser controlado e monitorado. São inúmeros os fatores que podem afetar a corrosão, em particular os fatores operacionais.

Levando esse fato em consideração, esse trabalho elege as principais variáveis operacionais que influenciam a corrosão em uma planta de tratamento de GLP (gás liquefeito de petróleo) e propõe analisar qual delas é a principal responsável pelo processo corrosivo.

Foi tomada como base a unidade de tratamento de GLP da Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado de Resíduo (URFCC), da Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), em Canoas.

Através da coleta de dados das variáveis principais utilizando um software, acrescido de análises químicas da solução amínica, mais os relatórios das taxas de corrosão emitidos pelo setor de Inspeção de Equipamentos foi possível chegar as possíveis variáveis que mais afetam a corrosão nessa unidade.

Temperatura do vapor d'água para o refeedor e o teor de H<sub>2</sub>S na DEA pobre foram as variáveis apontadas como as prováveis causadoras do processo de corrosão, pois não estavam dentro dos valores de controle.

## 1.INTRODUÇÃO

Nas instalações de refino de petróleo e nas petroquímicas, cerca de 50% das falhas de materiais são creditadas à corrosão.

Os prejuízos causados pelos danos de corrosão, do ponto de vista econômico, atingem custos extremamente altos, tanto diretos ou indiretos, resultando em consideráveis desperdícios de investimento. Isto sem citar dos acidentes e perdas de vidas humanas, provocadas por contaminações, poluição e falta de segurança dos equipamentos.

As plantas de refino mais antigas do sistema Petrobrás eram projetadas para processar petróleos importados, os quais são mais leves e menos ácidos.

As plantas mais modernas estão sendo desenhadas para processar petróleos nacionais, os quais são mais pesados e possuem maior teor de compostos a base de enxofre. Todavia, a diferença que existe entre as plantas antigas e as novas de craqueamento está localizada na parte de conversão da matéria-prima básica em hidrocarbonetos de cadeia molecular menor, ou seja, a diferença está no rendimento da unidade. O processo de tratamento final desses produtos da conversão continua o mesmo das plantas antigas.

Então é inevitável que as tubulações e equipamentos que removem os compostos ácidos dos produtos craqueados sofram mais com o processo de corrosão. As unidades de tratamento são em sua maioria feitas de aço-carbono, e conseqüentemente, em elevadas temperaturas e na presença de compostos agressivos acabam tendo sua vida útil reduzida consideravelmente.

Nesse trabalho, a unidade de tratamento de GLP com DEA foi usada como base para o estudo da influência das variáveis operacionais sobre o processo corrosivo.

Será abordado aqui o princípio de funcionamento da refinaria Alberto Pasqualini, descrição da unidade de tratamento de GLP com DEA, detalhamento da influência das variáveis operacionais sobre o processo de tratamento e sobre o processo corrosivo, bem como, as formas de monitoramento do processo corrosivo.

Além disso, foi realizado o levantamento de dados com o uso de um software e juntamente com a análise dos resultados das amostras da solução

amínica foi possível chegar às prováveis variáveis operacionais causadoras do processo de corrosão. Com base nesses dados, foi possível sugerir modificações no projeto e na forma de operação da unidade.

## **2. OBJETIVOS**

O presente trabalho tem por objetivo avaliar qual das variáveis operacionais influencia mais o processo de corrosão. Em uma unidade de tratamento de GLP do craqueamento da REFAP. Para isso foi realizado um levantamento do comportamento das variáveis operacionais, com auxílio de um software, juntamente com as análises químicas da solução amínica, acrescido dos resultados da técnica de perda de massa.



### **3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

Nessa etapa do trabalho será descrito as etapas do refino de petróleo, o funcionamento da unidade de tratamento de GLP com DEA, métodos de monitoramento da corrosão, bem como, uma descrição das variáveis que afetam o processo de corrosão.

#### **3.1 Descrição das Unidades e Etapas do Processo de Refino**

A etapas se desenvolvem em instalações e equipamentos pertencentes a diferentes unidades de processo. Basicamente, a REFAP conta com um conjunto principal de unidades de produção de grande porte, assim distribuídas: duas Unidades de Destilação Atmosférica (U-01 e U-50), uma Unidade de Destilação a Vácuo (U-02), uma Unidade de Desaromatização de Solvente (UDS), uma Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado (U-03 ou UFCC), uma Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado de Resíduo (U-300 ou URFCC), uma Unidade de Coqueamento Retardado (U-650 ou UCR) e uma Unidade de Hidrotratamento de Diesel (U-700 ou UHDT). Também há unidades de processo de menor porte, acopladas às principais, dentre as quais se destacam, cinco Unidades de Tratamento de Águas Residuais (UARs), uma Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH), duas Unidades de recuperação de Enxofre (URE), uma Unidade de Solventes (USOL), entre outras. A relação entre as unidades pode ser visualizada na Figura 1.

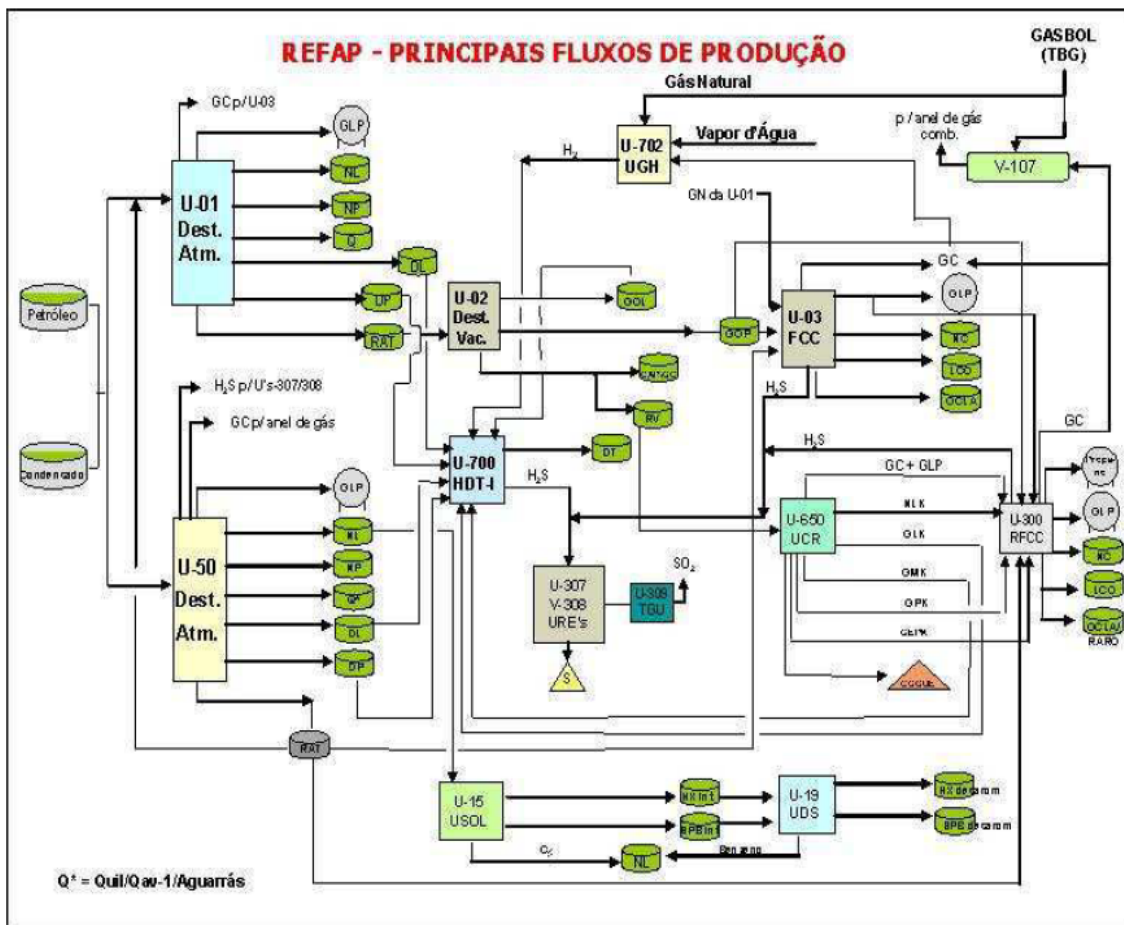


Figura 1: esquema da relação entre as unidades de processo da Refap. (1)

### 3.2 Recebimento do Petróleo

O petróleo descarregado pelos navios tanque na monobóia da cidade de Tramandaí é enviado ao Terminal Almirante Soares Dutra (TEDUT), situado no município de Osório, para então ser bombeado para a REFAP através de oleoduto de 22 polegadas de diâmetro com 98,5km de extensão, sendo armazenado nos tanques de carga da refinaria, que possuem volume de aproximadamente 75.000 m<sup>3</sup>. Somente após repousar por 24 horas nos tanques, o petróleo é, então, processado nas unidades de processo da REFAP.

(1)

### **3.3 Craqueamento Catalítico**

As unidades de craqueamento consistem, basicamente, na seção de conversão, fracionamento, separação de gases e tratamentos; possibilitando o melhor aproveitamento de frações de petróleo que normalmente seriam comercializadas como óleo combustível. A carga de GOL e GOP (Gasóleo Leve e Pesado respectivamente, oriundos da U-02 – Destilação a Vácuo), RAT (Resíduo Atmosférico, oriundo da U-50 – Destilação Atmosférica) ou uma mistura de ambos é processada na U-03 ou U-300 respectivamente, sendo transformada em produtos leves e de maior valor agregado (Gasolina, GLP, Propeno e Gás Combustível) através da quebra de suas moléculas de alta massa molar, pela ação de catalisador num leito fluidizado. A Gerência responsável pelo processo é composta pelas seguintes unidades:

- Unidade de Craqueamento Catalítico – UFCC (U-03) – unidade mais antiga;
- Unidade de Craqueamento Catalítico de Resíduos – URFCC (U-300) – unidade instalada com a ampliação da REFAP.

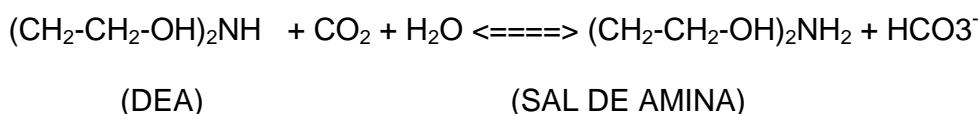
A URFCC transforma a parte mais pesada do petróleo em produtos mais leves e de maior valor comercial, como gasolina, diesel e GLP. Essa unidade foi desenvolvida inteiramente com tecnologia da Petrobras, o que permite a utilização de petróleos nacionais que, por serem mais pesados, requerem processos sofisticados que modificam quimicamente as moléculas. Tem a capacidade de produção de sete mil m<sup>3</sup>/dia.

### **3.4 Processo de Tratamentos de Derivados do Petróleo**

O tratamento de derivados tem como objetivo remover compostos indesejáveis contidos nos produtos de petróleo já processado. Buscam melhorias no acabamento, tais como cor, odor, eliminação de goma (depósitos

formados durante a oxidação da nafta) (2), e principalmente, reduzir os aspectos ambientais.

É nessa unidade que são retirados dos derivados de petróleo os compostos ácidos agressivos, principalmente o H<sub>2</sub>S e o CO<sub>2</sub>, através da reação de absorção da DEA com esses compostos. Esse processo de redução do teor de enxofre total é chamado de dessulfurização.

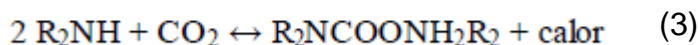
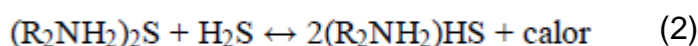
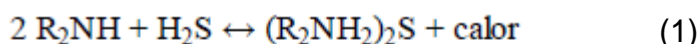


Essa reação está em equilíbrio e pode ser revertida facilmente com o controle de temperatura. A baixas temperaturas (aproximadamente 37°C) o equilíbrio fica deslocado para a esquerda, e a altas temperaturas (aproximadamente 135°C) o equilíbrio fica deslocado para a direita.

Esta solução de DEA tem a capacidade de absorver o gás sulfídrico em baixa temperatura e alta pressão e desorver em alta temperatura e baixa pressão. Assim essa solução circula em processo fechado sendo reciclada continuamente. Porém sua vida útil é determinada e ocorre periodicamente a troca parcial do inventário, gerando um resíduo amínico. Esse resíduo é reciclado na seção de craqueamento catalítico compondo a carga da unidade.

O processo de tratamento com DEA ocorre em duas etapas: absorção e regeneração.

Na etapa de absorção, o GLP é tratado com a solução de DEA praticamente isenta de compostos ácidos, conhecida como DEA pobre. Nessa fase as condições são de baixa temperatura e alta pressão, para que ocorram as reações de absorção dos componentes ácidos. O GLP efluente da torre de absorção sai praticamente isento de compostos ácidos, e a solução amínica carregada dos compostos ácidos é chamada de DEA rica. (3)



Na fase de regeneração as variáveis operacionais são ajustadas a fim de que os compostos ácidos absorvidos pela solução amínica na etapa anterior sejam liberados. As reações reversas (1), (2) E (3) são endotérmicas, elas se processam a baixas pressões e altas temperaturas (3). A DEA rica volta a ser DEA pobre e retorna para a etapa de absorção. Na regeneração, parte do H<sub>2</sub>S contido na solução amínica é mantido propositalmente na mesma a fim de que haja a formação de um filme metálico protetor (FeS) (4).

O GLP ainda passa por outro tratamento para remoção dos mercaptídeos através de uma lavagem cáustica.

### 3.5 Descrição da Unidade de Tratamento de GLP da REFAP.

A figura 2 apresenta o desenho esquemático da pré-lavagem (V-301003) e zona de absorção (T-301002) da unidade de tratamento de GLP com DEA do URFCC da Refap.

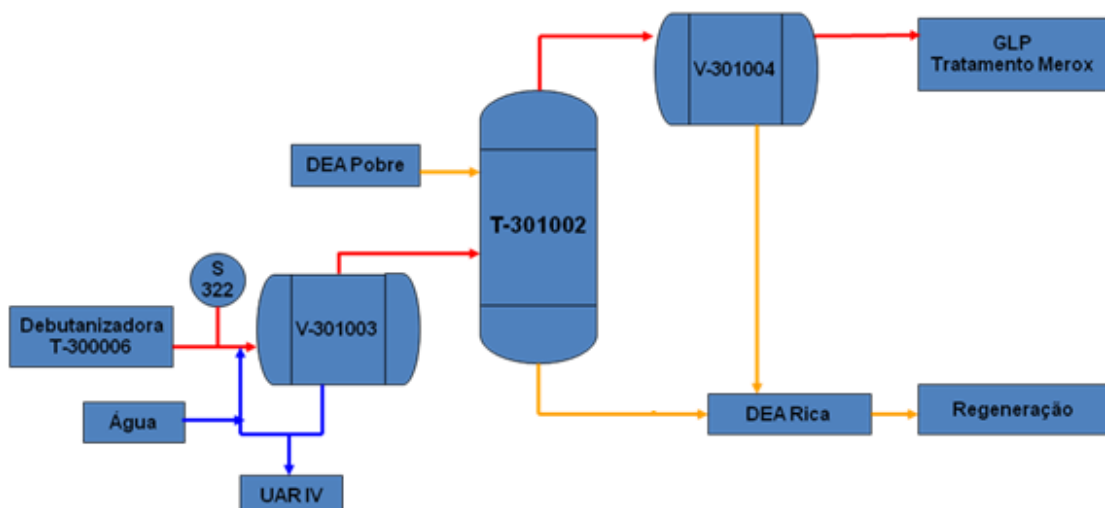


Figura 2: desenho esquemático da etapa de absorção.

Para evitar a aceleração do processo corrosivo, o GLP proveniente do topo da torre debutanizadora passa por uma pré-lavagem em um vaso com água, a fim de remover cloretos, cianetos e ácidos orgânicos, os quais são solúveis em água. Esses compostos degradam quimicamente a solução de DEA.

O GLP ácido, proveniente do fracionamento, penetra próximo ao fundo da torre de extração (T-301002), enquanto que, pelo topo, é injetada a solução de DEA. Devido às diferenças de densidades, estabelece-se um escoamento em contracorrente dentro da torre. Para facilitar contato entre os dois líquidos, a torre possui recheios, possibilitando a absorção do  $H_2S$ , presente no GLP pela DEA. O GLP que sai no topo da torre está praticamente isento de  $H_2S$  e  $CO_2$ . Após a torre existe um vaso que tem a função de abater a solução de DEA rica (V-301004), que por ventura possa ter sido arrastada pelo GLP. O gás proveniente do topo do vaso abatedor segue para outro tratamento, e a DEA rica decantada retorna para o sistema de regeneração de DEA.

A etapa de regeneração da DEA rica pode ser visualizada na Figura 3. Antes de ser regenerada, a DEA passa por um filtro (Figura 4), a fim de remover produtos de corrosão e produtos de degradação arrastados, para que esse material não se deposite nos equipamentos, nem provoque a formação de espuma, reduzindo assim possível erosão e processos corrosivos (5).

A DEA rica, vinda da torre de extração, é submetida a um aquecimento (P-301001), indo por fim para a torre regeneradora (T-301003), onde o  $H_2S$  é liberado. O calor necessário à reação é cedido por um refeedor (P-301003) localizado próximo ao fundo da regeneradora, onde vapor d'água de baixa pressão é condensado.

Pelo fundo da torre sai a DEA regenerada, que, depois de resfriada (P-301002), retorna ao processo.

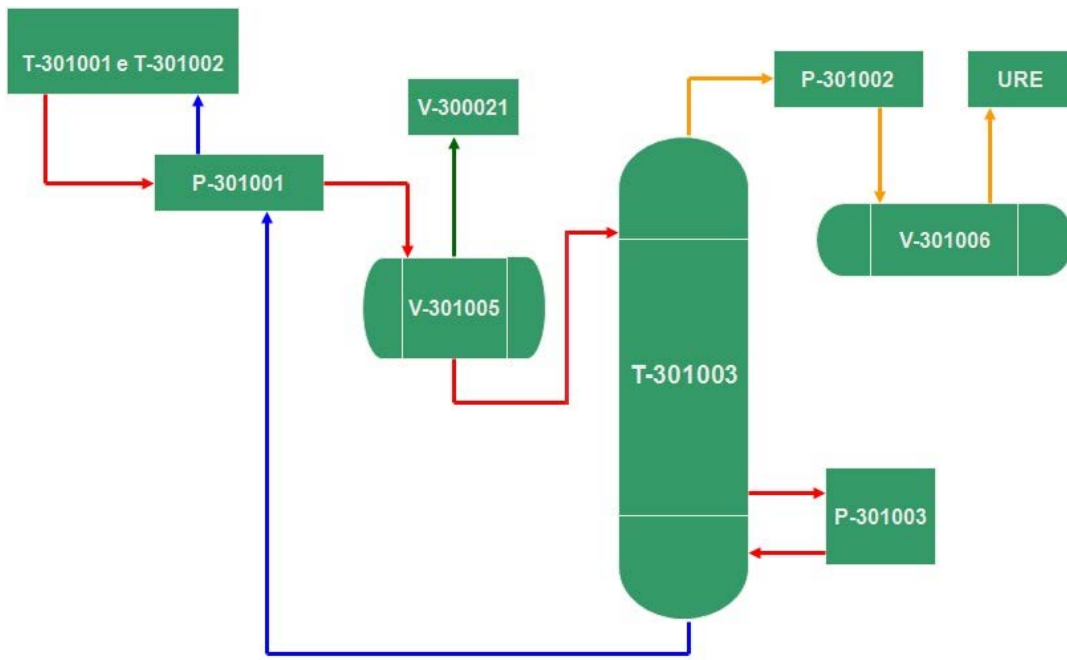


Figura 3: desenho esquemático da etapa de regeneração da DEA rica.

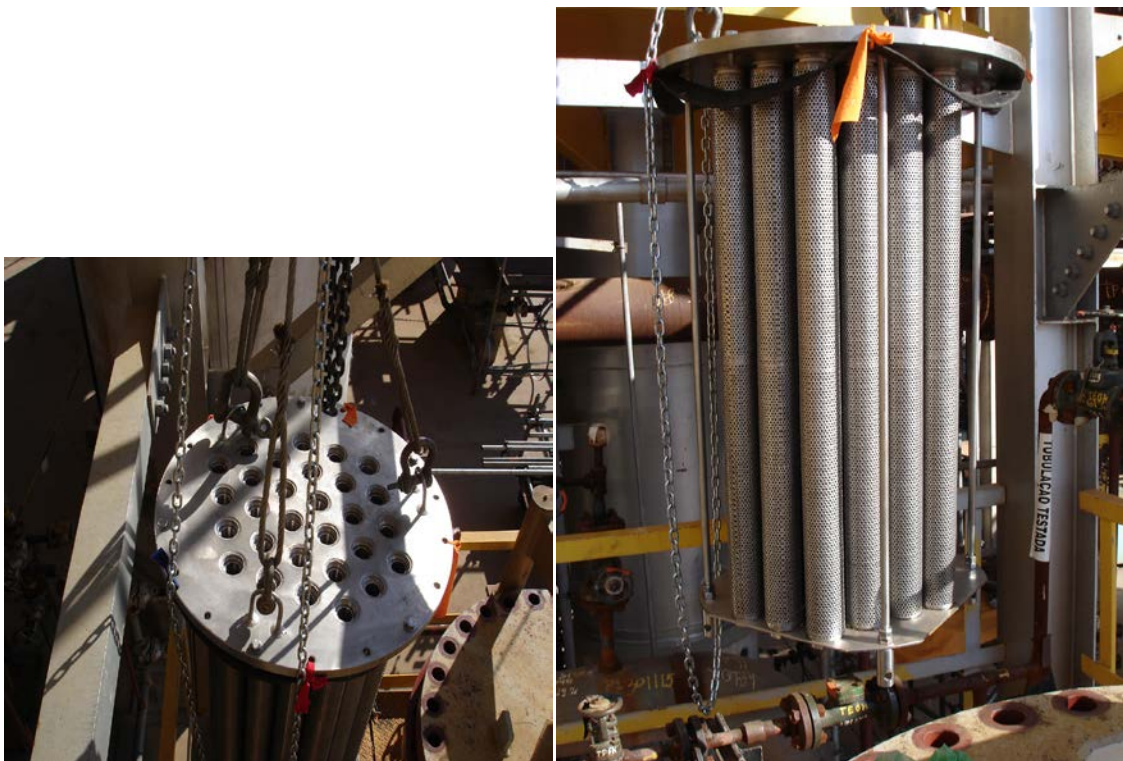


Figura 4: foto do elemento filtrante do filtro de DEA.

### **3.6 Propriedades da DEA**

A temperatura ambiente e sob pressão atmosférica a DEA apresenta as seguintes características: líquido viscoso, higroscópica, solúvel em água e insolúvel em hidrocarbonetos. Torna-se corrosiva ao absorve compostos ácidos. (6)

### **3.7 Variáveis Operacionais**

O descontrole das variáveis operacionais é em sua maioria, a principal causa da agressão a equipamentos e tubulações.

Os principais parâmetros de controle de uma unidade de tratamento de GLP com DEA podem ser divididos em duas etapas extração e regeneração.

A eficiência da extração é determinada pela atividade da solução de DEA (concentração), relação DEA/HC, temperatura de reação e eficiência de contato entre as correntes.

#### **3.7.1 Atividade da Solução de DEA**

Grande parte das unidades projetadas para tratamento com aminas foram feitas para operar com concentração na faixa de 15% a 25%. Isso porque facilita o uso de aço carbono em boa parte dos equipamentos.

A solução amínica pode ser classificada em DEA livre e DEA fixa. A DEA livre é a solução com capacidade de extrair os gases ácidos. Já a DEA fixa representa a solução que não tem mais a capacidade de extrair os gases ácidos do GLP. A soma das duas soluções é chamada de DEA total.



Um acréscimo do teor de DEA fixa ao sistema sempre tende a aumentar o processo corrosivo, devendo essa concentração se manter em um valor aproximado de no máximo de 5% (5).

### **3.7.2 Relação DEA/ Hidrocarboneto**

Existe um limite de aumento da relação DEA/hidrocarboneto que favorece a absorção de compostos ácidos. Valores muito elevados dessa relação propiciam o arraste de DEA pelo topo da torre absorvedora. Vazões muito altas de hidrocarboneto podem provocar arraste da solução de DEA (6).

### **3.7.3 Temperatura da Solução de DEA Pobre**

A solução de DEA pobre passa por dois trocadores de calor antes de entrar na torre absorvedora. A diminuição da temperatura aumenta a absorção do H<sub>2</sub>S.

A temperatura dessa solução deve ser de 3°C a 5°C acima da temperatura do GLP que está entrando na torre. Essa temperatura deve variar em torno de 35°C a 43°C. Isso deve ser obedecido, para evitar a condensação de componentes que estão presentes na corrente gasosa. Esses compostos são responsáveis pela formação de espuma dentro da torre, e a principal consequência disso é o arraste de DEA para o vaso de topo.

A formação de espuma é verificada através da perda repentina de nível na torre. Isso ocorre porque a espuma retém o líquido nas bandejas da torre. Para contornar essa formação de espuma, pode-se adicionar uma solução de antiespumante.

A medida que a solução desce pela torre e reage com o gás, a tendência da temperatura da solução é de aumentar, pois, a reação de absorção de H<sub>2</sub>S é exotérmica. Esse incremento de temperatura fica em torno de 10°C. Esse controle de temperatura pode ser feito através da variação da vazão de DEA pobre em um trocador de calor que se localiza antes da torre absorvedora. Isso

se dá através da abertura ou fechamento de uma válvula que desvia o permutador.

#### **3.7.4 Concentração de Gás Ácido na DEA Pobre**

O valor ideal de projeto da relação concentração de gás ácido/ concentração de DEA Pobre para unidades de craqueamento fica em torno de 0,4 - 0,5 mol de gás ácido/mol de DEA. Um aumento nesse valor aumenta consideravelmente a corrosividade da solução.

Em função disso uma das principais variáveis utilizadas no controle da corrosão é o teor de  $H_2S$  na solução de DEA pobre.

É necessária a presença de  $H_2S$  na DEA pobre, pois é ele que reage com a superfície dos equipamentos formando um filme protetor de sulfeto de ferro, o qual ajuda na proteção contra corrosão (7).

#### **3.7.5 Sólidos Suspensos**

Conforme o tempo de campanha da unidade aumenta, a concentração de sólidos suspensos também aumenta. Esses por sua vez, precipitam e formam um aglomerado que provoca erosão e corrosão em equipamentos e tubulações, principalmente onde a velocidade de fluxo é maior, além de contribuir para a formação de espuma.

Os contaminantes sólidos mais encontrados são óxido de ferro, sulfeto e silicatos, além de carbonatos de cálcio e magnésio (8).

Os sólidos suspensos são oriundos da remoção do filme protetor de sulfeto de ferro, ocasionado pela erosão. Também podem ter origem nos produtos utilizados no tratamento da água de lavagem empregada na pre-lavem do GLP, que por ventura tenha sido arrasta pelo mesmo.

### **3.7.6 Relação direta vapor para refeedor/carga para a regeneradora**

A quantidade de vapor d'água para o trocador de calor da torre regeneradora é proporcional a quantidade de DEA rica que entra na torre.

Utiliza-se vapor de baixa pressão para aquecer a solução amínica. A temperatura desse vapor encontra-se em torno de 135°C e uma pressão de 13,5 Kgf/cm<sup>2</sup>. A temperatura do refeedor não deve ultrapassar 128°C, segundo o Manual de Monitoração da Corrosão do Refino. (9) O excesso de temperatura pode causar a degradação da solução amínica.

Uma forma de controlar essa temperatura é através de um sistema de dessuperaquecimento, que nada mais é do que uma injeção de condensado na tubulação de vapor antes da entrada do mesmo no permutador.

Quando o vapor d'água entra no refeedor com temperatura elevada, criam-se pontos quentes nas paredes dos tubos do permutador, desencadeando um processo de degradação, acompanhado de uma perda de eficiência térmica do equipamento. Assim, o processo corrosivo se intensifica nessa região de entrada do permutador.

### **3.7.7 Temperatura do Fundo da Torre Regeneradora**

A temperatura de fundo da torre regeneradora está diretamente ligada a pressão da coluna que depende do escoamento da corrente de gás ácido para a URE (unidade de recuperação de enxofre). Quanto menor essa pressão, menor será a temperatura de fundo da torre.

Quanto menor essa temperatura, menor será a tendência de a degradar a DEA nessa região da torre.

Temperaturas superiores a 124°C-128°C passam a ter um efeito bastante significativo nas taxas de degradação térmica da DEA. Portanto, deve-se evitar que o sistema opere nessa temperatura, ou acima dela por um longo período de tempo.

### 3.8 Corrosão Interna em Unidade de Tratamento de DEA

A decomposição da DEA provoca a formação de compostos quelantes extremamente corrosivos. Existem alguns fatores que provocam a degradação da DEA tais como, a degradação térmica e degradação por contaminação.

A degradação térmica é devido à alta temperatura do vapor do refeedor de fundo da Torre de recuperação de DEA.

A degradação por contaminação: pode ocorrer devido ao arraste de água ácida.

Existem algumas formas de controle para evitar a deterioração da DEA:

- Controle da DEA fixa em no máximo 5% p/p.
- Controle do teor de sólidos em DEA (máximo 100 ppm).
- Controle do teor de sais na carga (máximo 1 ppm em NaCl).
- Concentração de DEA (máximo 20 % p/p).
- Concentração de cianeto livre em água ácida (máximo 20 ppm).
- Temperatura no fundo da regeneradora de DEA (limite superior 128°C).
- Temperatura de vapor para reboilar (limite superior 128°C).
- Acompanhamento da taxa de corrosão através de instalação de sensor de corrosão em linha (10).

O tipo de corrosão mais comum em uma unidade de tratamento com DEA é a corrosão sob tensão. Ela pode surgir devido ao alto teor de H<sub>2</sub>S que pode existir na DEA pobre. A forma mais usual de controle é através do acompanhamento do teor de H<sub>2</sub>S em DEA pobre (manter entre 0,10% a 0,17%) (10).

A corrosão sob tensão em meios alcalinos, também denominada “trinca por aminas” é o mecanismo de trincamento mais comum em plantas de tratamento de gás com alcanolaminas (11). Ocorre na parte superior de trocadores de calor, torres absorvedoras, tubulações e torres regeneradoras, na região de contato com soluções de amina pobre com pH entre 9 e 11.

A corrosão sob tensão por sulfetos é definida como a formação de trincas em um metal sob a ação combinada de tensões de tração e corrosão na presença de H<sub>2</sub>S. A corrosão sob tensão é frequentemente encontrada em

soldas no sistema de topo da torre regeneradora, no fundo das torres absorvedoras e no lado de amina rica no trocador amina rica/pobre. Essas regiões indicam que a corrosão sob tensão por sulfetos é grandemente influenciada pela presença de gás ácido (11).

A Figura 5 mostra três tipos de corrosão; galvânica – casco em aço carbono e chicana em aço inoxidável; uniforme - causada pela solução de DEA; corrosão – erosão devida à velocidade alta e presença de sólidos em suspensão da solução de DEA.



Figura 5: aspecto do efeito da erosão e corrosão no casco do permutador.

### **3.9 Método de Determinação da Taxa de Corrosão**

Existem vários métodos para monitoração da corrosão em campo. Os mais comuns são: sonda de resistência elétrica, cupons de corrosão, sondas de permeação de hidrogênio, técnicas de amperimetria de resistência nula, técnicas de impedância eletroquímica.

Cálculos da taxa de corrosão podem ser feitos através da medição da espessura de tubulações e equipamentos. Para isso é comum a utilização de ultra-som.

A monitoração da corrosão é uma forma sistemática de medição da corrosão ou da degradação de um determinado componente de um equipamento, com o objetivo de auxiliar a compreensão do processo corrosivo

e/ou obter informações úteis para o controle da corrosão e das suas conseqüências (10).

Essa atividade é de responsabilidade da Inspeção de Equipamentos. A manutenção das medidas de controle compete aos setores operacionais e de otimização.

O monitoramento tem o seu emprego mais nobre e de forma mais avançada em instalações e equipamentos de grande responsabilidade, que requerem um nível de controle elevado. Neste caso, o monitoramento é visto como uma ferramenta fundamental integrante do programa de controle de corrosão, e, portanto, capaz de fornecer informações relevantes sobre a evolução do processo corrosivo, bem como identificar e monitorar, regularmente, os parâmetros operacionais (composição química da carga ou do meio corrosivo, temperatura do processo, teor de contaminantes, etc.) responsáveis pela elevação significativa da atividade corrosiva. Sistemas de monitoramento *on line* são implantados para acompanhar tanto a cinética do processo corrosivo (por exemplo, através de sondas de corrosão), quanto as principais variáveis operacionais de controle desse processo, como, por exemplo, através de medidores *on line* de pH. Determina-se que alterações nestes parâmetros são passíveis de promover reduções significativas na intensidade do processo corrosivo, de forma a mantê-lo sob controle efetivo de redes informatizadas de transmissão e tratamento de dados e de meios computacionais.

Um programa de monitoramento de corrosão pode ser empregado com vários objetivos, dentre os quais se destacam:

- caracterização da natureza do ataque corrosivo;
- determinação da taxa de corrosão;
- avaliação dos procedimentos de prevenção e controle da corrosão (a seleção de tratamentos químicos mais adequados, a caracterização da eficiência e da dosagem ótima de inibidores);
- análise de falhas decorrentes de problemas de corrosão e diagnóstico *on line* sobre o “estado” da superfície em contato com o meio corrosivo;
- auxílio no desenvolvimento de novas formas de controle da corrosão e de pesquisa de natureza tecnológica na área de corrosão e proteção;
- execução de testes e ensaios de avaliação do comportamento de materiais,

inibidores, revestimentos, etc., tanto em campo como em bancada de laboratório.

### 3.9.1 Métodos de Monitoração

Os métodos de monitoramento podem ser classificados em:

- a) **Não-destrutivos** – ultra-som, correntes parasitas (*Eddy currents*), emissão acústica, radiografia, partícula magnética, líquido penetrante, exame visual, termografia, etc.;
- b) **Analíticos** – análise química, medidas de pH, do teor de oxigênio e da atividade microbiológica;
- c) **Métodos de engenharia de corrosão** - abrangem os não-eletroquímicos, que são os cupons de corrosão, a resistência elétrica e os provadores de hidrogênio, bem como os eletroquímicos, ou seja, a resistência à polarização ou polarização linear, potencial de corrosão, amperimetria de resistência nula, impedância eletroquímica e ruído eletroquímico.

Serão descritos alguns métodos de maior relevância utilizados nas unidades de refino de petróleo.

### 3.9.2 Cupom de Corrosão

É a mais simples de todas as técnicas de monitoração. Envolve a exposição de um cupom de peso conhecido, a um ambiente de processo, durante um determinado período de tempo, seguida de remoção desse para análise. O cupom é, então, observado visualmente para verificar, no caso de ataque, se o mesmo foi uniforme ou localizado com formação de pites. Após a limpeza do corpo-de-prova, verifica-se a perda de peso, durante o ensaio de corrosão, subtraindo-se do seu peso original o peso após o ensaio. Como a

perda de peso é influenciada pela área exposta e tempo de exposição, essas variáveis são combinadas e expressas em taxa de corrosão.

A NACE Standard TM-01-69 recomenda expressar a taxa de corrosão em *mpy*, isto é, milésimo de polegada de penetração por ano, ou *mmpy* (milímetros de penetração por ano).

Estas taxas são calculadas por:

$$\text{mpy} = \frac{\text{Perda de peso x 534}}{\text{Área x tempo x densidade do metal}}$$

$$\text{mmpy} = \frac{\text{Perda de peso x 13,56}}{\text{Área x tempo x densidade do metal}}$$

expressando-se a perda de peso em miligramas, a área em polegadas quadradas da superfície metálica exposta e o tempo em horas. A técnica não requer equipamentos ou procedimentos complexos, somente um cupom de forma apropriada, um suporte para este cupom e um produto para remoção da corrosão que não ataque o substrato. Os cupons podem ser fabricados de qualquer liga comercial, no formato desejado. O processo normal de exposição é superior a 90 dias, isto porque é necessário um longo tempo de exposição do cupom para que a alta taxa de corrosão do cupom novo não influencie na precisão da medida. Segue abaixo um exemplo de cupons de corrosão.

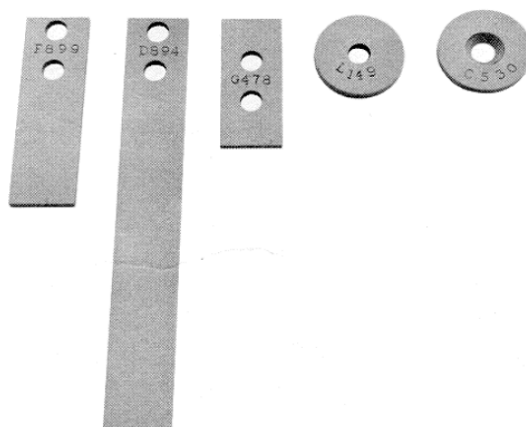


Figura 6: exemplo de Cupons de Corrosão – Diversos tipos.



### **3.9.3 Método por Resistência Elétrica**

No método por resistência elétrica, utiliza-se o princípio da variação de resistência de um elemento resistivo (fio, tubo, tira) em função do decréscimo de espessura, ao longo do tempo, devido à corrosão (sonda ou sensor de corrosão).

É um método de monitoração *on-line* da taxa de corrosão. A leitura pode ser contínua ou periódica (equipamento portátil). Os sensores são disponíveis em configuração fixas ou retráteis, para possibilitar sua manutenção sem a necessidade de parar o equipamento em estudo. Sua vida útil, vai tipicamente, até 50% da espessura do material resistivo.

### **3.9.4 Método da Resistência de Polarização Linear**

No método da resistência da polarização linear (LPR), são acompanhadas as reações de eletrodo durante pequenos intervalos de polarização em tempo real. A densidade de corrente associada a uma pequena polarização do eletrodo é diretamente proporcional à taxa de corrosão deste eletrodo.

Os sensores devem ser instalados em locais “limpos”, pois depósitos ou recobrimentos condutores podem aumentar o valor das taxas de corrosão. Neste caso, é recomendável um programa de limpeza periódica.

Este tipo de sensor deve ser pré-condicionado para ser representativo das condições da planta, quanto à passivação, oxidação, depósitos ou crescimento de filmes de inibidores. Devem ser instalados em locais com velocidades típicas da planta.

## **4. MATERIAIS E MÉTODOS**

Nessa etapa serão descritos os meios utilizados pelo Setor de Confiabilidade para acompanhamento da evolução do processo corroso, também como a descrição das análises da solução de DEA pobre e os ajustes operacionais que são realizados na planta. Todos os dados da técnica de perda de massa foram retirados de planilhas de acompanhamento.

Além disso, foram feitas as coletas de informação das variáveis através do uso do *Plant Information* (PI).

### **4.1 Controle da Corrosão**

Todos os dados usados no acompanhamento da evolução do processo de corrosão são oriundos da técnica de perda de massa (cupons de corrosão).

A técnica de perda de massa é conhecidamente um método que indica a tendência da taxa de corrosão no sistema. Os valores obtidos devem ser analisados mais qualitativamente do que quantitativamente. O principal objetivo da monitoração é a comparação com as taxas de períodos anteriores ou a associação dos mesmos a variações no processo.

Existem alguns pontos que são monitorados, pois, já existe histórico de locais onde a corrosão é mais severa.

Os pontos monitorados são: após o trocador de calor DEA pobre/ DEA rica, nesse caso no lado da Dea Pobre e no refeedor de fundo da torre regeneradora de DEA.

São utilizados cupons de aço carbono, por ser o material empregado nas tubulações. Porém, de agosto de 2011 a janeiro de 2012 foram testados também cupons de aço inoxidável, porque, pretende-se na próxima parada de manutenção trocá-los por esse material mais resistente a corrosão. A figura 7 apresenta um gráfico comparativo utilizando cupons de aço carbono e aço inoxidável.

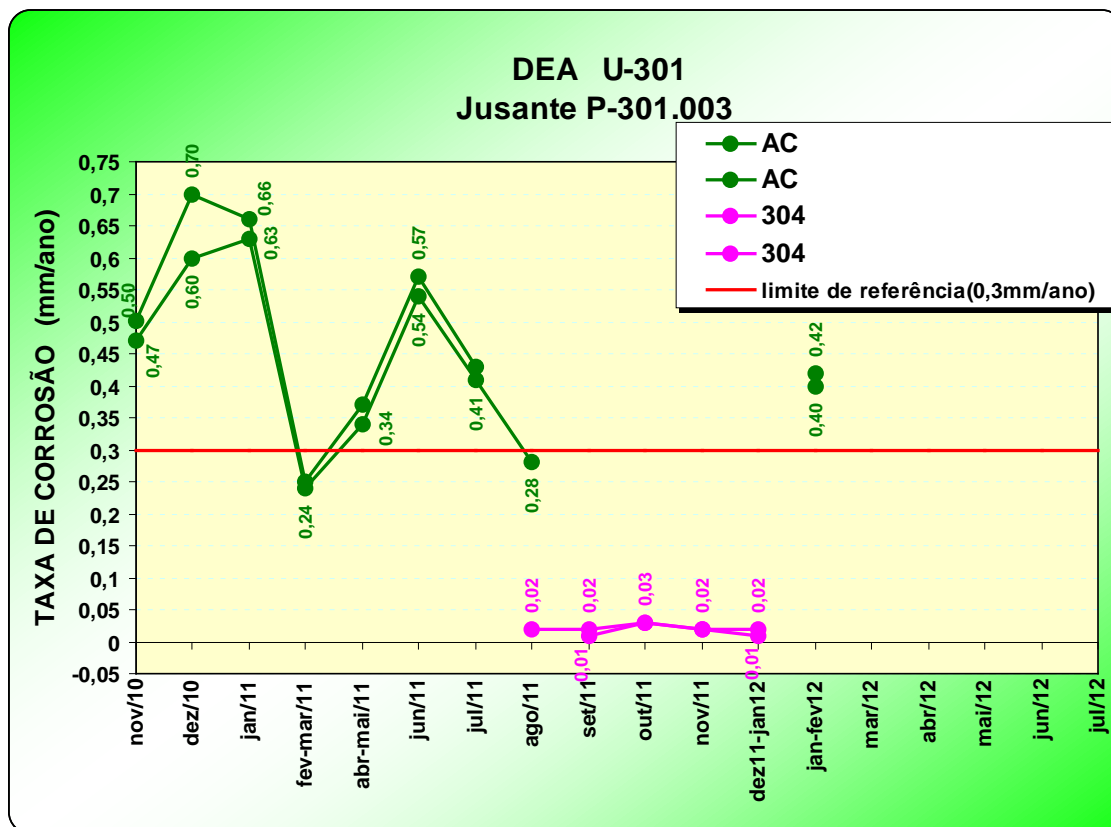
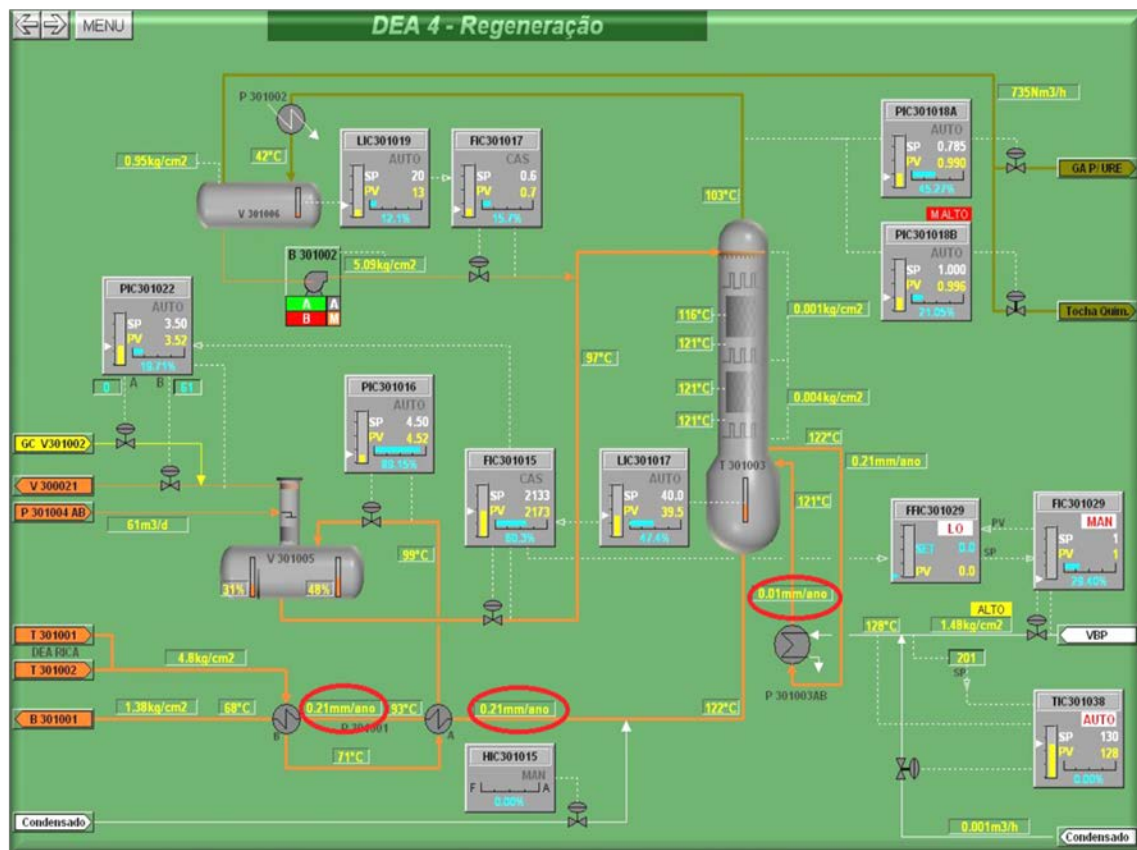


Figura 7: comparação da taxa de corrosão entre cupons de corrosão de aço carbono e aço inoxidável.

É utilizado como referência 0,3 mm/ano para perda de massa.

Também se faz uso da sonda de resistência de polarização linear (rpl). Os valores são medidos com a sonda, que dá resultados instantâneos de taxa de corrosão. Esses pontos se localizam após o trocador de calor DEA pobre/DEA rica (P-301001), no caso, no lado da DEA Pobre e também na tubulação após o refeedor da torre regenerador de DEA. Segue abaixo a Figura 8 mostrando a localização das sondas de resistência de polarização. Os cupons de corrosão têm a localização semelhante.



#### 4.2 Análise de DEA Pobre.

É realizada amostragem de DEA pobre três vezes ao dia. São analisados DEA livre, fixa e total, teor de  $H_2S$  e sólidos suspensos. O teor de  $H_2S$  é o único parâmetro que é analisado nas três amostras diárias. A frequência de análise da DEA fixa, livre e total é de uma vez ao dia, e o teor de sólidos suspensos é de uma vez por semana. Não é realizada análise de DEA rica.

O teor de  $H_2S$  na DEA pobre revela a composição dos gases ácidos e a análise da DEA fixa e livre mostra a concentração da solução amínica. Essas análises são realizadas pelo setor de Desenvolvimento de Produto.

O teor de H<sub>2</sub>S na DEA pobre é medido através da técnica de titulação. Um volume conhecido da amostra é titulado com uma solução de iodo. O fim da mudança de cor durante a titulação indica o final da reação. O cálculo da concentração de H<sub>2</sub>S é feito através do volume e normalidade da solução de iodo.

A análise de DEA fixa e livre também é feita através de titulação com ácido clorídrico e hidróxido de sódio. Para esse procedimento é necessário remover previamente os sólidos suspensos.

A análise de sólidos suspensos ocorre através da filtragem da amostra em membranas de microfibras de vidro com o auxílio de vácuo. Logo em seguida, a membrana é aquecida em uma estufa, a uma temperatura específica, por um determinado tempo, e então é feita a pesagem.

Todas as análises são baseadas em procedimentos e normas internas da Petrobras.

### **4.3 Utilização do *Plant Information (PI)***

O *Plant Information (PI)* é um sistema de gerenciamento de informações desenvolvido pela empresa OSIsoft UNC. Ele é responsável pelo armazenamento e monitoramento em tempo real de todos os dados de produção de uma refinaria e é capaz de distribuí-lo aos mais diferentes níveis de usuário (7).

É possível monitorar variáveis, tais como, abertura de válvulas, temperatura, pressão, pH, vazão, etc. Através do PI a Inspeção de Equipamentos e a Otimização podem monitorar a operação da planta e obter o histórico das variáveis de controle, associando possíveis desconroles operacionais com danos a equipamentos.

O histórico das variáveis que serão analisadas nesse trabalho foi obtido através do PI.

A Figura 9 apresenta um exemplo de gráfico de uma variável de processo obtido através do PI. Foram coletados dados de janeiro de 2012 a setembro de 2012.

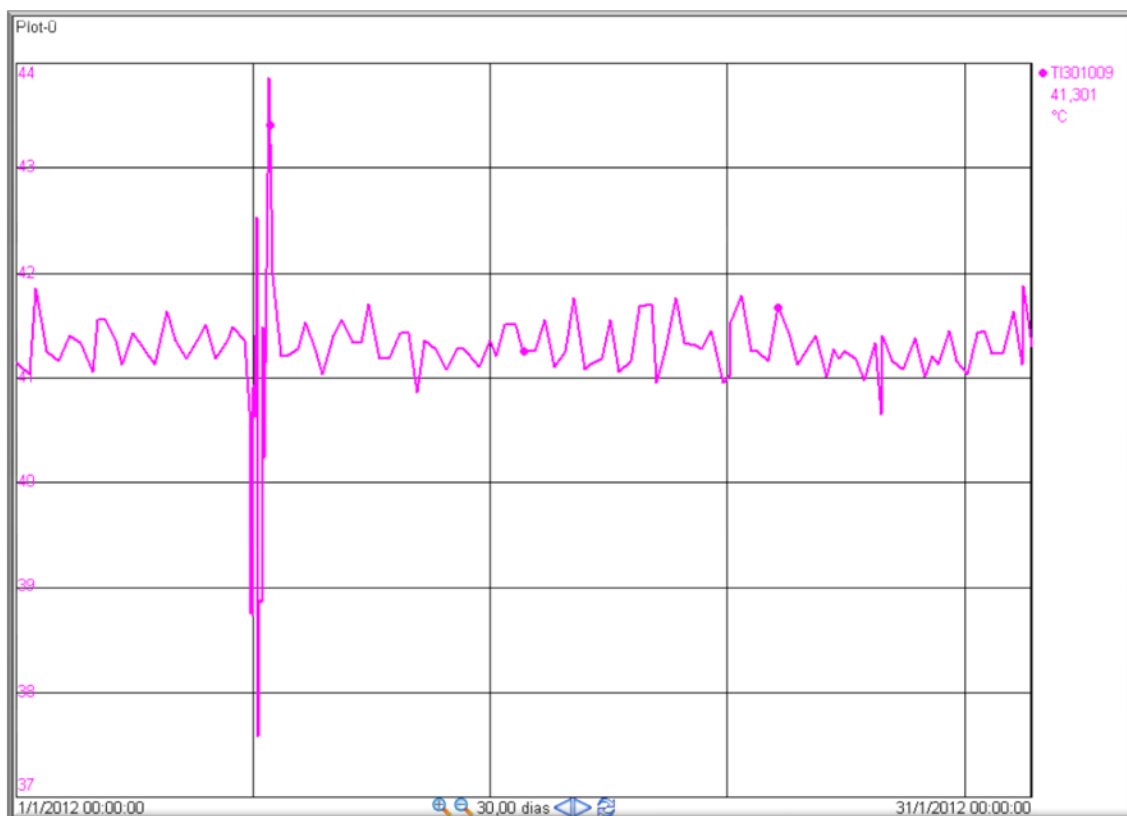


Figura 9: Exemplo de gráfico gerado pelo PI.

#### 4.4 Análise das Variáveis Operacionais

As principais variáveis que podem ser mensuradas, e que serão analisadas nesse trabalho são: a temperatura da DEA pobre antes da torre absorvedora, a temperatura do fundo da torre regeneradora, e a temperatura do vapor d'água para o refeedor de fundo da torre regeneradora. Esses parâmetros operacionais podem ser controlados diretamente através de ajustes na unidade. As grandezas são medidas em tempo real através de medidores de vazão e termopares.

Contudo, as outras variáveis tais como atividade da solução de DEA, concentração de  $H_2S$  na DEA pobre e a quantidade de sólidos suspensos são dependentes das condições de operação da unidade. Esses resultados são visualizados através de análises químicas das amostras realizadas diariamente.

Os dados que serão analisados foram coletados de primeiro de janeiro a trinta de setembro de dois mil e doze.

Assim, de posse das planilhas e das análises foram levantados dados para identificar as variáveis responsáveis pelo processo de corrosão na unidade.

## **5. Resultados e Discussões**

O objetivo nessa etapa do trabalho é analisar os dados das variáveis consideradas mais relevantes, os quais foram coletados através do PI. Também serão utilizados alguns dados dos relatórios de monitoramento da corrosão emitidos pela Inspeção de Equipamentos, que são os resultados da análise da técnica de cupom de corrosão.

### **5.1 Análise das Variáveis Operacionais**

#### **5.1.1. Teor de H<sub>2</sub>S na DEA pobre**

É necessária a presença de H<sub>2</sub>S na DEA pobre, pois é ele que reage com a superfície dos equipamentos formando um filme protetor de sulfeto de ferro, o qual ajuda na proteção contra corrosão, conforme visto na seção 3.5.4.

A faixa de especificação da concentração de H<sub>2</sub>S na DEA pobre que deve ser mantida para evitar a dissolução do filme metálico é de 0,10 a 1,7% em massa. Um gráfico com os valores correspondentes às análises de agosto a outubro de 2012 pode ser visualizado na Figura 10.



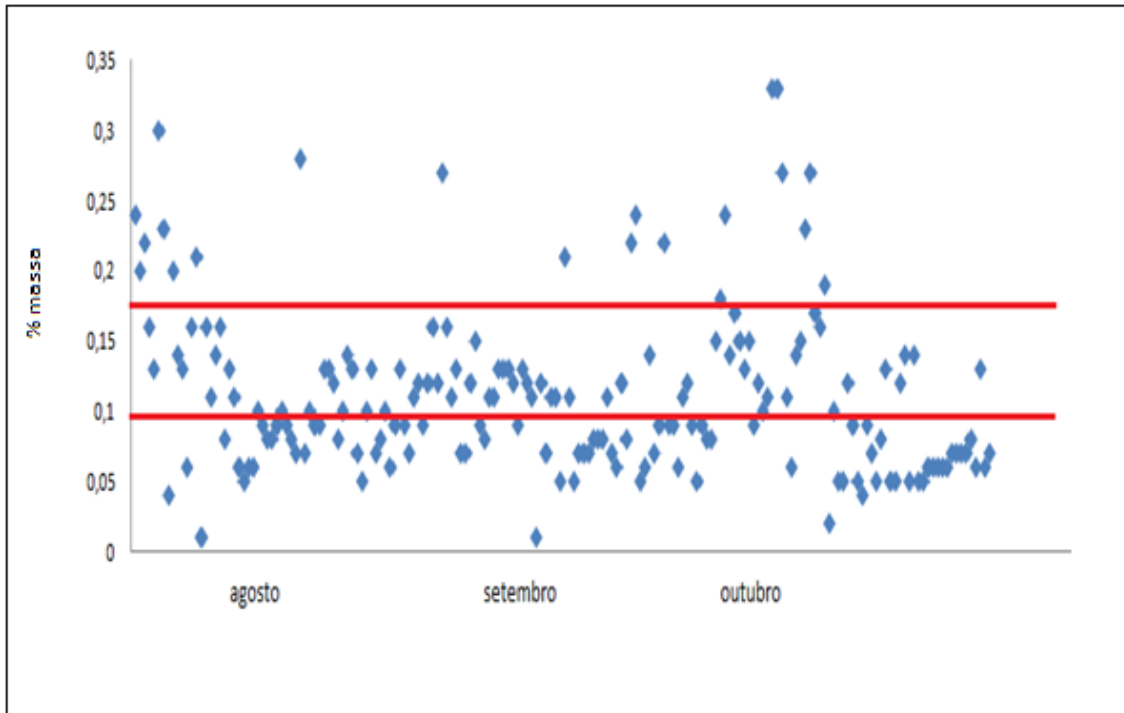


Figura 10: resultados da análise do teor de H<sub>2</sub>S na DEA pobre de agosto a outubro de 2012.

É possível observar que uma parte considerável dos resultados da análise do teor de H<sub>2</sub>S na DEA pobre está fora da faixa de valores recomendado. As linhas vermelhas no gráfico correspondem aos limites inferior e superior de especificação. Um excesso no teor de H<sub>2</sub>S na solução amínica pode vir a dissolver o filme metálico protetor, e a baixa concentração de H<sub>2</sub>S pode impedir a formação do filme passivante.

### 5.1.2 Atividade da Solução de DEA Pobre

Essa variável compreende dois fatores importantes. Teor de DEA fixa e DEA livre.

A Figura 11 mostra os valores de DEA livre em % massa de janeiro a setembro de 2012. Nota-se que existe uma grande parte dos resultados dentro da faixa de controle. Os valores de referência são de 25% a 30% em massa (linhas vermelhas no gráfico).



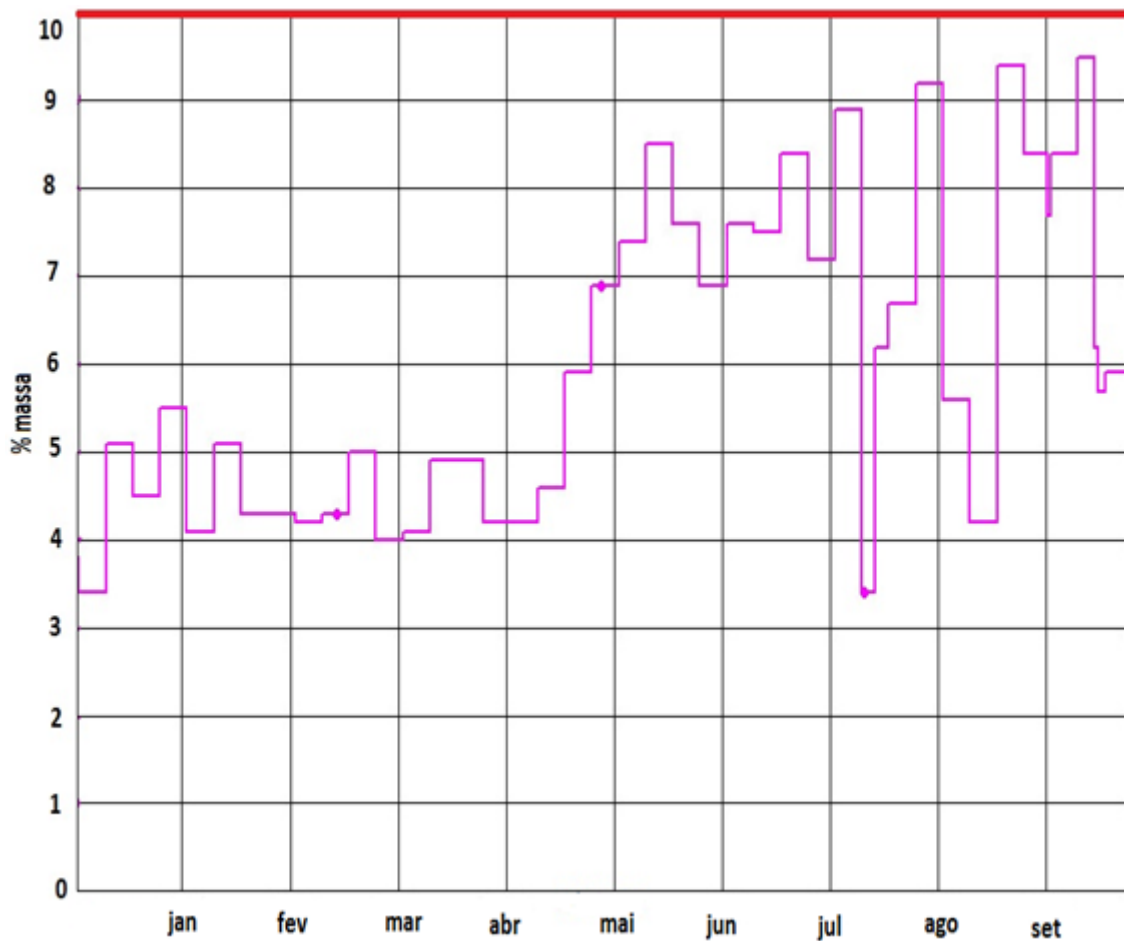


Figura 12: Teor de DEA fixa (% v) durante o período de janeiro a setembro de 2012.

O valor de DEA fixa deve manter-se abaixo dos 10%v, o que nesse caso foi alcançado, como pode ser visualizado na Figura 12.

Portanto, os resultados referentes aos percentuais de DEA livre e DEA fixa estão de acordo com os parâmetros de controle.

### 5.1.3 Temperatura da Solução de DEA Pobre

A temperatura que a DEA pobre precisa entrar na torre absorvedora varia entre 35°C e 42°C. Essa variável obedece aos parâmetros de controle, o que pode ser visto na Figura 13. Como foi descrito na seção 3.7.3, o controle de temperatura da DEA pobre pode ser feito através da abertura/ fechamento de a válvula que desvia os passes do trocador de calor.

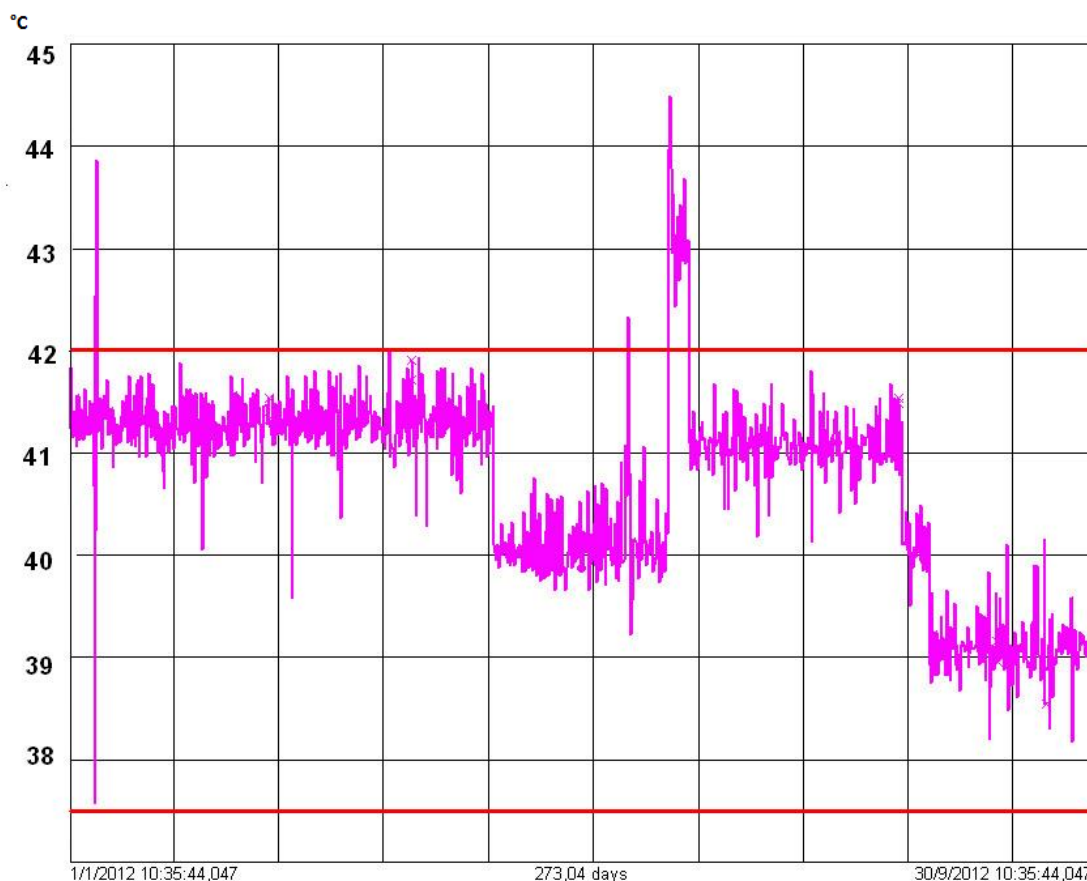


Figura 13: Temperatura da DEA pobre durante o período de janeiro a setembro de 2012.

#### 5.1.4 Temperatura do vapor d'água para o Refervedor da Torre Regeneradora.

A temperatura do refervedor não deve ultrapassar 128°C. O excesso de temperatura pode causar a degradação da solução amínica. A seguir são mostrados três gráficos de controle de temperatura em meses diferentes (Figuras 14, 15,16), onde pode ser constatado que, em todos eles a temperatura ultrapassou o valor recomendado (linha vermelha no gráfico). Os outros meses do ano também foram analisados e em todos a temperatura não segue a recomendada. Os produtos da degradação da DEA diminuem a capacidade de absorção da solução amínica, aumentando a viscosidade e a formação de espuma, acelerando o processo corrosivo na unidade.



Figura 14: Temperatura do vapor para o refervedor em janeiro de 2012.  
 Temperatura de controle: 128°C.

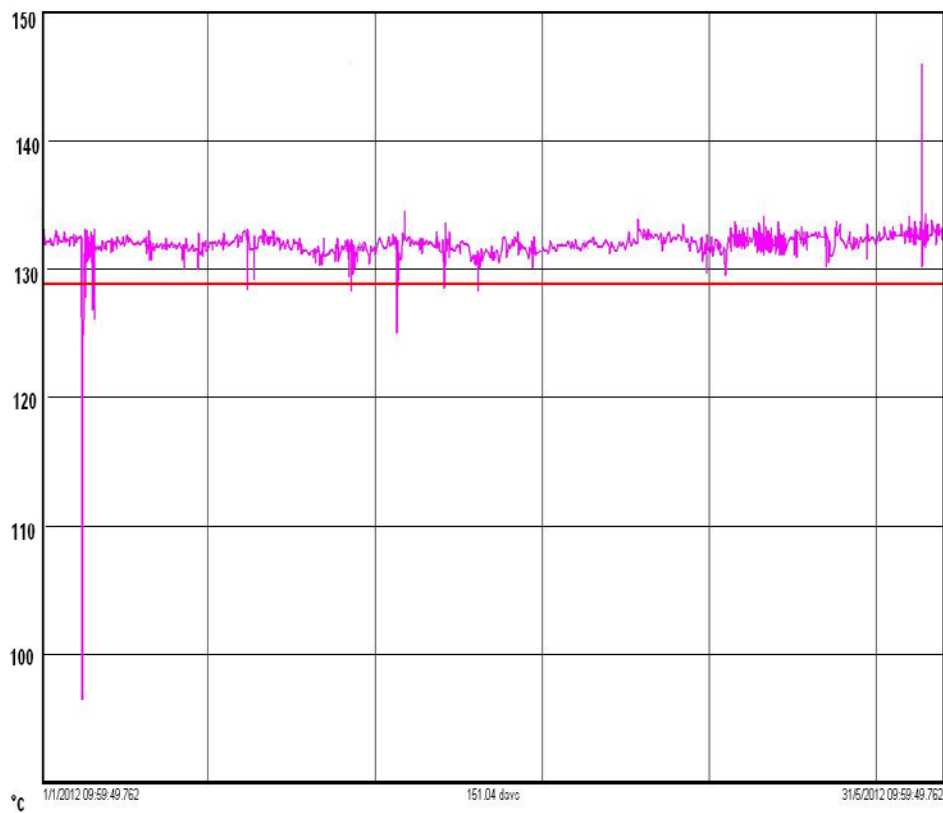


Figura 15: Temperatura do vapor para o refervedor em maio de 2012.  
 Temperatura de controle: 128°C.

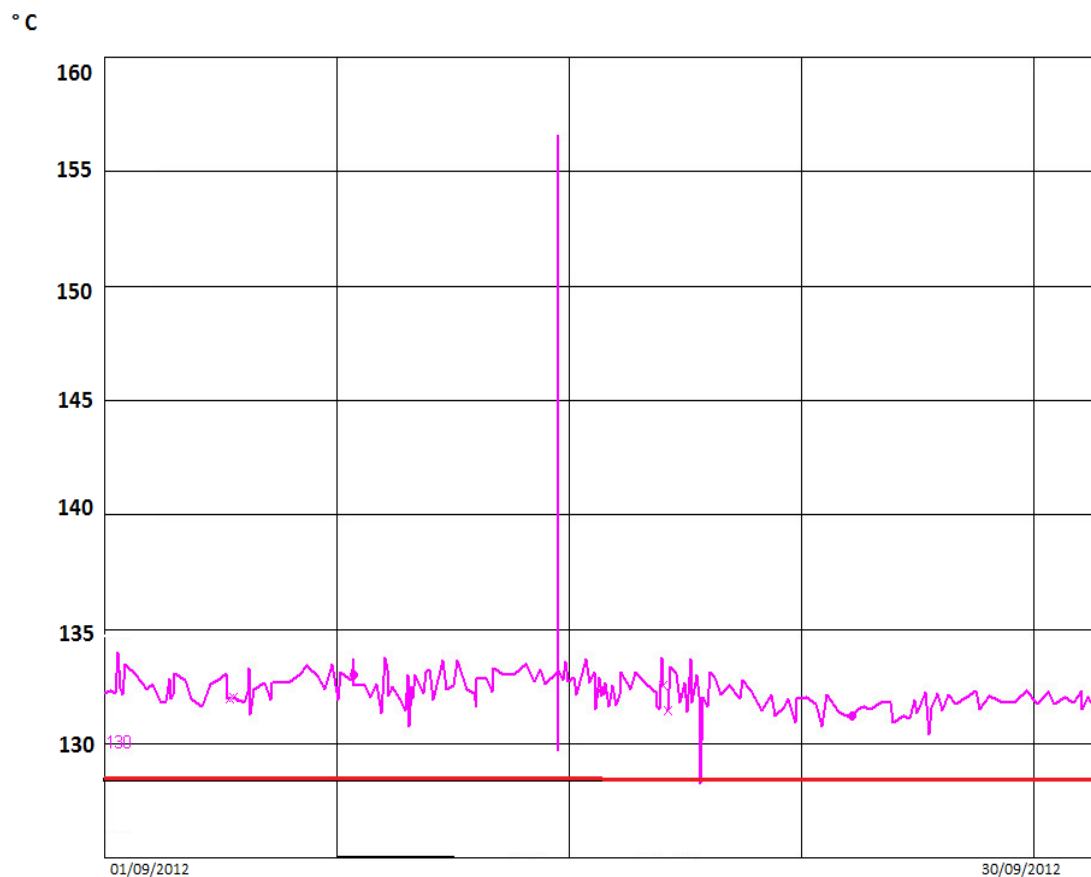


Figura 16: Temperatura do vapor para o refervedor em setembro de 2012. Temperatura de controle: 128°C.

### 5.1.5 Sólidos Suspensos

A Figura 17 mostra que o teor de sólidos suspensos que deve ser abaixo de 100 ppm, atende o recomendado. O gráfico apresenta poucos pontos porque a análise é feita uma vez por semana, como mencionado na seção anterior.

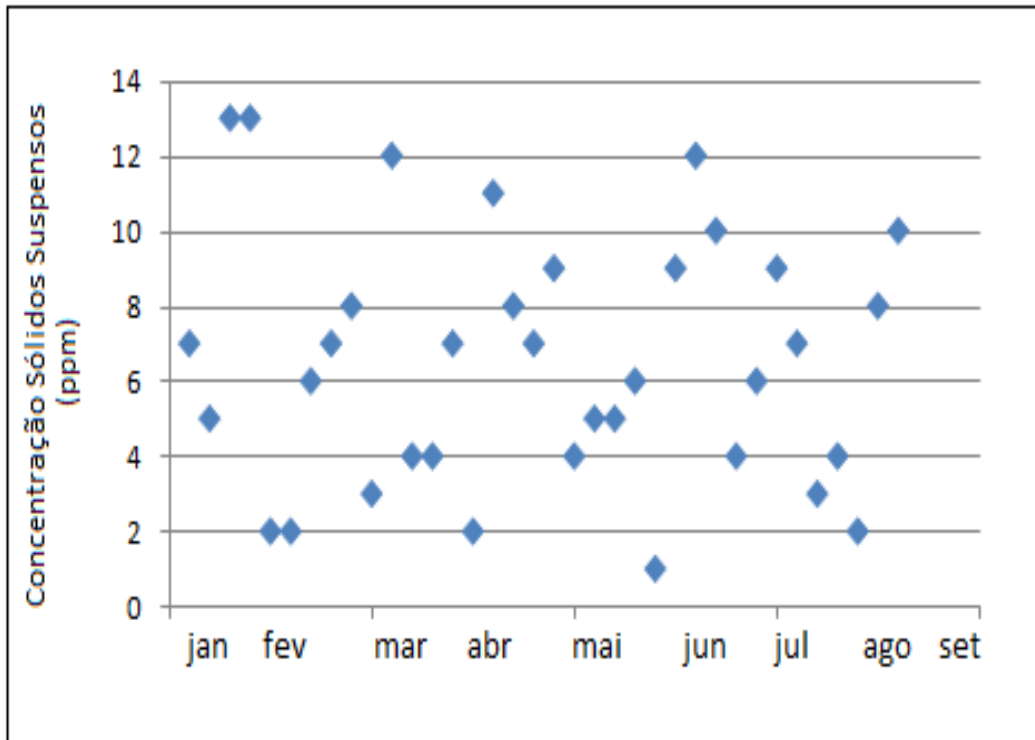


Figura 17: teor de sólidos suspensos durante o período de análise de janeiro a setembro de 2012.

O excesso de sólidos suspensos acelera o processo de corrosão e erosão, principalmente quando associados a altas vazões.

Uma medida usada para contornar esse problema é o uso de filtros.

#### 5.1.6 Temperatura do Fundo da Regeneradora

A temperatura do fundo da torre regeneradora deve ser controlada entre 124 °C - 128°C. Esse parâmetro é bastante estável, apesar de estar sempre um pouco abaixo do limite inferior da temperatura de referência, como pode ser visto abaixo nas Figuras 18, 19 e 20 .

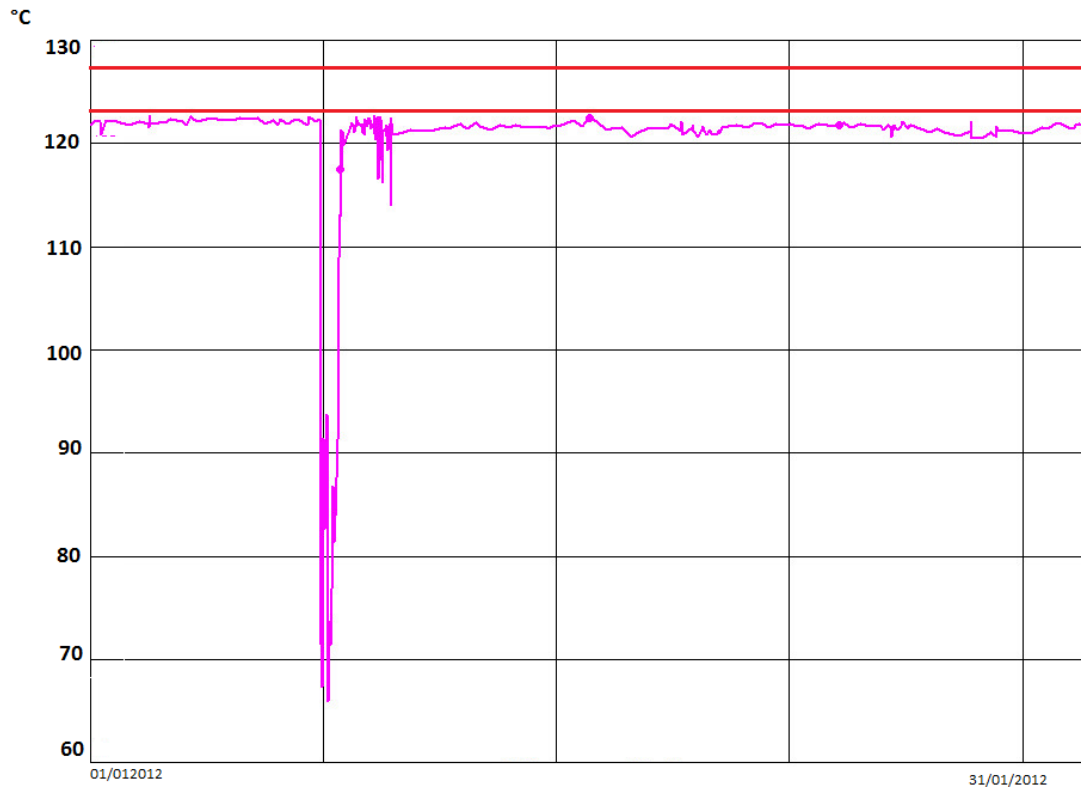


Figura 18: Temperatura do fundo da torre regeneradora, referente a janeiro de 2012.

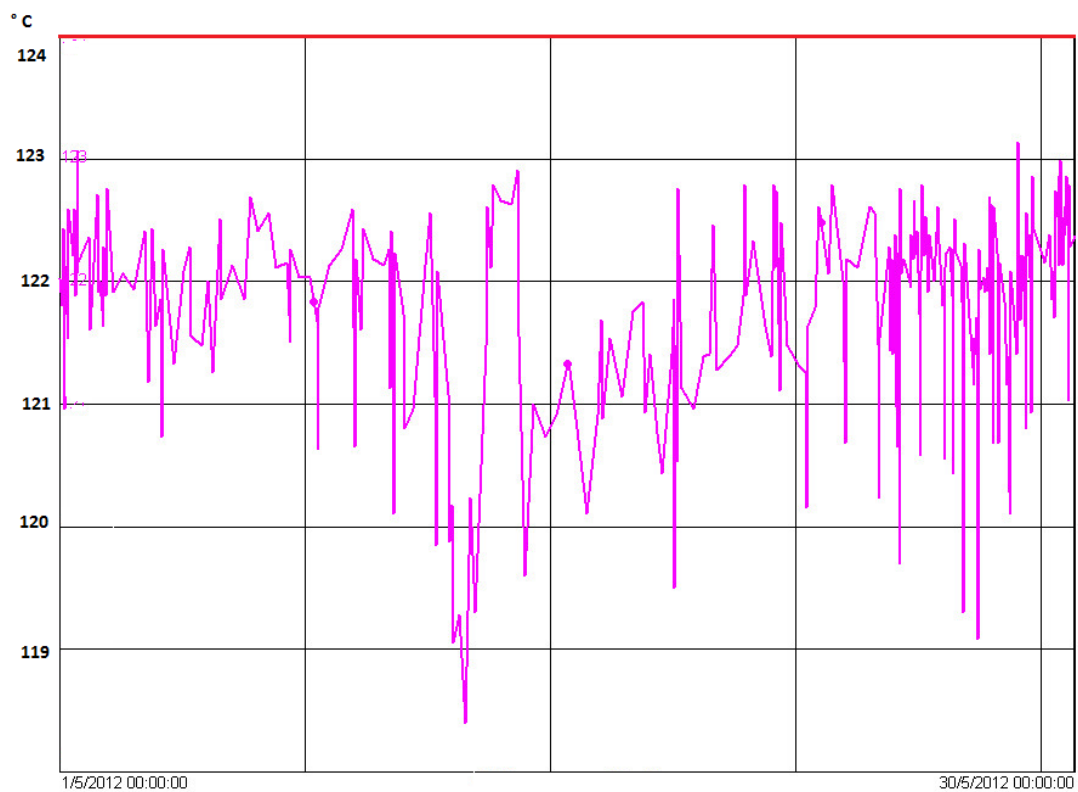


Figura 19: temperatura do fundo da torre regeneradora, referente a maio de 2012.



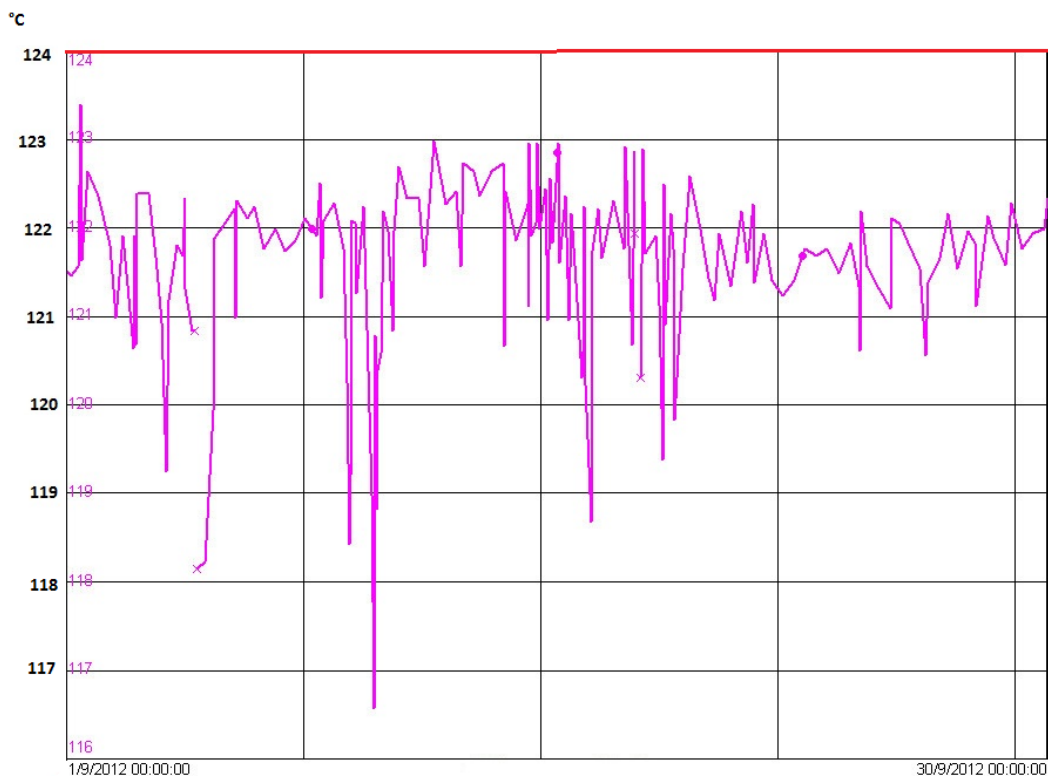


Figura 20: temperatura do fundo da torre regeneradora, referente a setembro de 2012.

## 5.2 Análise dos Resultados da Técnica de Perda de Massa

Os gráficos das Figuras 21 e 22 são a compilação dos resultados da técnica de perda de massa. Correspondem a dois pontos de monitoração na tubulação depois do P-301001 e do P-301003. Nesse último foi instalado um cupom de corrosão de aço inoxidável, pois pretende-se trocar as tubulações por esse material, como já comentado anteriormente.

Esses pontos de monitoração pertencem à etapa de regeneração da DEA rica. Portanto, devido ao histórico de excesso de corrosão nesses pontos é realizado o controle nesses locais.

Os dados coletados correspondem a um período de janeiro de 2008 a julho de 2012. A maior parte dos valores que ultrapassam o valor de referência (0,3mm/ano) corresponde a um período muito próximo do fim da campanha de operação da unidade, ou seja, o tempo limite de operação da planta. E o

intervalo sem dados no gráfico é relativo ao período de parada de manutenção da unidade.

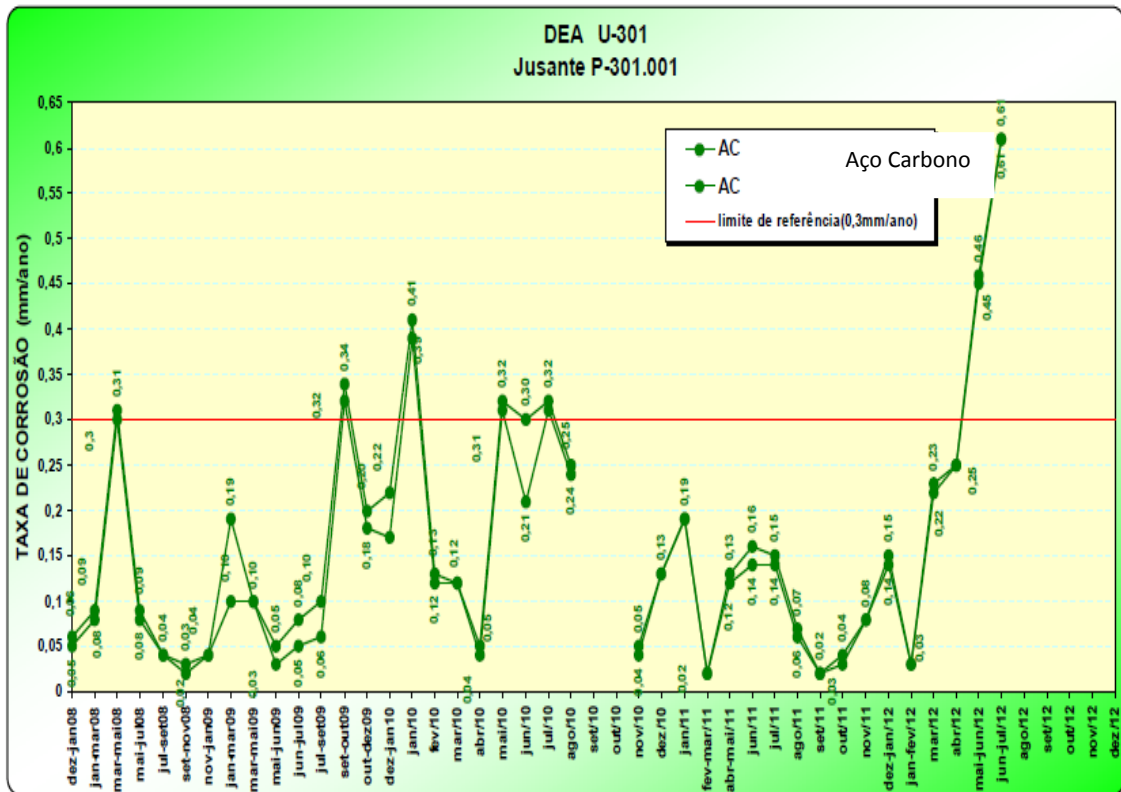


Figura 21: taxa de corrosão referentes à análise da técnica de perda de massa na tubulação localizada após o P-301001 no período de janeiro de 2008 a julho de 2012.

A taxa de corrosão da tubulação do P-301003 é bem maior do que na tubulação do P-301001, pois ali além da temperatura de trabalho ser maior (diferença de 5°C) a DEA está em processo de regeneração, diferentemente do outro ponto (P-301001) onde ela já se encontra totalmente regenerada e mais fria. Foi instalado um cupom de aço inoxidável 304, no período de agosto de 2011 a janeiro de 2012 para definir sobre a substituição deste sistema de tubulações. Depois foram instalados novamente cupons de aço carbono. As tubulações de aço carbono desse sistema estão sendo encamisadas, para operar com segurança até a próxima parada, quando serão substituídas por novas de aço inoxidável 304.

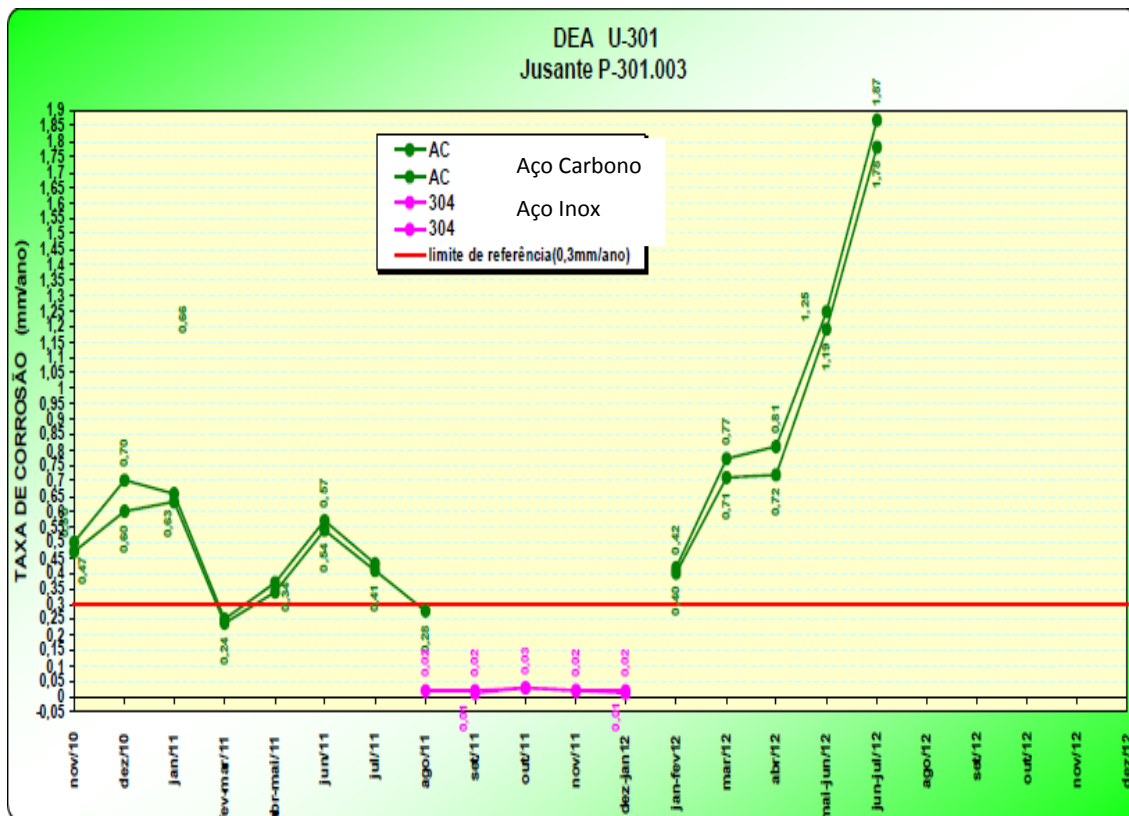


Figura 22: taxa de corrosão referente à análise da técnica de perda de massa na tubulação localizada após o P-301003 no período de novembro de 2010 a junho de 2012.

Com base nos dados anteriores, percebe-se que algumas variáveis operacionais não estão trabalhando dentro dos limites de controle recomendados.

As variáveis que mais se afastam do ideal são: temperatura do vapor d'água para o refeedor da torre regeneradora e o teor de H<sub>2</sub>S na DEA pobre.

A regeneração da DEA rica, ou seja, a remoção do H<sub>2</sub>S da solução amínica é feita através do controle de vazão e temperatura do vapor para o refeedor de fundo da torre regeneradora. Portanto, se essa temperatura do vapor para refeedor também não se encontra dentro do especificado é de se esperar que a o teor de H<sub>2</sub>S também não atenda os valores ideais. Ou seja, uma variável é dependente da outra.

A temperatura do vapor para regeneração é alterada através da injeção de condensado a montante da entrada do vapor para o trocador de calor. Porém, se essa injeção de condensado tivesse sua localização modificada, ou seja, fosse alguns metros antes da posição atual, o tempo de reação para a

diminuição da temperatura aumentaria e assim a temperatura dentro do refervedor seria menor.

Operando de forma menos severa, talvez, não houvesse a necessidade de trocar as tubulações de aço carbono por aço inoxidável, no caso do refervedor de fundo da regeneradora

## 6. Conclusão

A partir dos dados coletados no *Plant Information* juntamente com a análise das taxas de corrosão pode-se concluir que:

- o descontrole do teor de H<sub>2</sub>S na DEA pobre pode ser o causador do processo de corrosão por não permitir a formação do filme protetor nas tubulações. Essa variável oscila entre os valores de referência máximo e mínimo, ficando fora da faixa de especificação muitas vezes.

- o segundo fator relevante, e que deve estar causando a corrosão excessiva no P-301003 é a elevada temperatura do vapor para o refeedor. É recomendado que esse parâmetro situe-se em torno de 128°C. Porém, essa temperatura é sempre excedida. Um excesso de temperatura causa degradação amínica, o que torna a solução corrosiva.

- a temperatura do fundo da torre regeneradora, apesar de ser um parâmetro bastante estável, está sempre levemente abaixo do limite inferior de controle.

- As outras variáveis analisadas, tais como temperatura da DEA pobre, teor de sólidos suspensos, e atividade da DEA situam-se dentro dos limites de controle recomendados.

- O levantamento dos dados desse trabalho mostra que a falta de controle dos ajustes operacionais pode estar causando a corrosão nas tubulações do P-301003, que já tem confirmada a necessidade de troca de suas tubulações para a próxima parada de manutenção.

- Apesar da previsão de substituição por um material mais resistente a corrosão nesse trocador de calor (P-301003), cabe salientar que continuará sendo necessário manter as variáveis sob controle operacional. Pois, mesmo com o uso de aço inoxidável pode haver corrosão.

## 7. Recomendações para Trabalhos Futuros

- a) Após a próxima parada de manutenção da URFCC, a qual ocorrerá em 2014, sugere-se avaliar as tubulações de aço carbono do refeedor da torre regeneradora e verificar a existência de outros fatores que possam estar causando a corrosão excessiva.
- b) Hoje, os cupons de corrosão e as sondas de resistência a polarização linear localizam-se em pontos de monitoração muito próximos um do outro. Sugere-se realizar um estudo para instalar novos pontos de monitoração de taxas de corrosão, tais como, fundo da torre regeneradora e fundo da torre absorvedora, por exemplo, que também são pontos críticos.
- c) Incluir a análise de DEA rica no plano de amostragem, para efeito de comparação com a DEA pobre, ou seja, a efetividade da regeneração da DEA.
- d) Após a instalação do novo permutador de aço inoxidável, observar se não irá ocorrer corrosão galvânica, pois a torre regeneradora, a princípio, permanecerá em aço carbono.

## 8. Referências Bibliográficas

1. Andrade, Paulo J. Relatório de Estágio Curricular Supervisionado na Gerência de Craqueamento da Refap. Universidade Estadual do Rio Grande do Sul, 2010
2. Gonçalo, A. C. Estudo da Eficiência de Novos aditivos na gasolina através da Cromatografia gasosa. Monografia. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2004.
3. Arnold, K.; Stewart, M. Acid Gas Treating (CAP 7) Surface Production Operation, Vol 2: Design of Gas-Handling Systems and Facilities. Elsevier. 1999. p.151-194.
4. American Petroleum Institute. API 945: Avoiding Environment Cracking in Amin Units Washington D.C.2008.
5. Lage, D.F.S.; Paiva, F.J.M; Passos, C.N; Araujo, M.A.S; Brasil, N.I; Camargo, P.R.C. Apostila do Curso de Formação de Engenheiros de Equipamentos Jr. RH/UP/ECTAB, PETROBRAS. Rio de Janeiro, 2008.
6. Material utilizado em cursos Internos na REFAP, sobre Unidades de Tratamento. 2006.
7. Craidy,P.S. Deterioração em Unidade de Tratamento com Dietanoalamina-Mecanismos, Conseqüências e Métodos de Controle. Dissertação de Mestrado. PPGEM. Univesidade Federal do Rio Grande do Sul, 2008.
8. Ballard, D. How to Operate na Amin Plant. Hydrocarbon Processing. 1966,p. 137-144.
9. Manual de Monitoração de Corrosão do Refino- Petrobras. Cap II. Vol II, 2007.
10. Ferreira, L.A; Costacurta. R.F; Alberti. S. M; Zdebsky. S.R. *Zdebsky*. Apostila do Curso de Formação de Operadores de Refinaria/Petrobras.- Curso de Corrosão,2002.
11. Kohl, A. K. ; Nielsin. R. Gas Purification. 5ª Ed. Elsevier. 1997. p.187-277.