

P659.8
658.588



**FACULDADE DE ADMINISTRAÇÃO E NEGÓCIOS DE
SERGIPE – FANESE
CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

ELIAS DE PAIVA PINTO

**IDENTIFICAÇÃO DOS MECANISMOS DE DANOS DOS
EQUIPAMENTOS DA UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE
GÁS NATURAL DA PETROBRAS**

**Aracaju - Sergipe
2008.1**

ELIAS DE PAIVA PINTO

**IDENTIFICAÇÃO DOS MECANISMOS DE DANOS DOS
EQUIPAMENTOS DA UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE
GÁS NATURAL DA PETROBRAS**

**Monografia apresentada à Coordenação do Curso de
Engenharia de Produção da Faculdade de
Administração e Negócios de Sergipe – FANESE,
como requisito parcial para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia de Produção.**

**Orientador: Prof. Dr. João Vicente Santiago do
Nascimento**

Coordenadora: Prof^a. MSc. Helenice Leite Garcia

**Aracaju - Sergipe
2008.1**

FANESE

BIBLIOTECA Dr.ª CELIA DA MONTEIRO FREITAS

N.º REG. 15032 DATA 9/10/2008

ORIGEM CodupRA

FICHA CATALOGRÁFICA

Pinto, Elias de Paiva

**Identificação dos mecanismos de danos dos equipamentos da
Unidade de Processamento de Gás Natural da Petrobras / Elias de
Paiva Pinto. – 2008.**

64f.:il.

**Monografia (graduação) – Faculdade de Administração e
Negócios de Sergipe, 2008.**

Orientação: Prof. Dr. João Vicente Santiago do Nascimento.

**1. Acidentes 2. Mecanismo de danos 3. Inspeção baseada em
risco. I. Título**

CDU 658.588

ELIAS DE PAIVA PINTO

**IDENTIFICAÇÃO DOS MECANISMOS DE DANOS DOS
EQUIPAMENTOS DA UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE
GÁS NATURAL DA PETROBRAS**

Monografia apresentada à banca examinadora da Faculdade de Administração de Negócios – FANESE, como requisito parcial para obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Produção, no período de 2008.1.

Prof. Dr. João Vicente Santiago do Nascimento
Orientador

Prof^a. MSc. Helenice Leite Garcia
1º Examinador

Prof. Dr. Jefferson Arlen Freitas
2º Examinador

Aprovado com média: _____

Aracaju (SE), ____ de _____ de 2008

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por fazer parte da minha existência.

À Supervisão da Unidade de Processamento de Gás Natural do Ativo de Produção Sergipe Terra da Petrobras pelos recursos disponibilizados para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao Gerente de Manutenção e Inspeção do Ativo de Produção Sergipe Terra da Petrobras Marcos de Oliveira Fonseca pelo apoio e confiança dispensado em vários momentos.

Ao Engenheiro de Equipamentos da Petrobras Ricardo Estefany Aquino de Souza pelo incentivo e orientação na escolha do tema deste trabalho.

Ao meu orientador Prof. Dr. João Vicente Santiago do Nascimento pelo acompanhamento e orientações constante.

A coordenadora do Curso de Engenharia de Produção da FANESE Prof^a. MSc. Helenice Leite Garcia, pela dedicação, amizade e confiança demonstrada durante todo período de trabalho.

Aos meus familiares pelo apoio.

Aos colegas de trabalho que contribuíram com seus conhecimentos técnicos.

RESUMO

O desenvolvimento industrial em todo o planeta foi acompanhado por diversos acidentes e falhas em equipamentos dos diversos processos. Estas conseqüências impulsionaram o surgimento de diferentes ferramentas de inspeção, tais como as denominadas de Ensaios Não-Destrutivos – END's. Com o advento da Inspeção Baseada em Risco - IBR houve o desenvolvimento do estudo de identificação dos mecanismos de danos, pelo qual foram abordadas tanto as conseqüências de falha, como da probabilidade de sua ocorrência. Diante disto, este trabalho teve como objetivo geral avaliar a implantação da metodologia de Inspeção Baseada em Risco na Unidade de Processamento de Gás Natural da Petrobras em Carmópolis. Com base neste estudo, foram consultados os manuais de operação e de fabricação dos equipamentos e os relatórios de inspeção para a identificação dos materiais de fabricação, dos parâmetros operacionais e do meio ambiente onde a unidade está inserida, assim como, para a determinação dos mecanismos de danos atuantes em cada equipamento de processo. Diante dos resultados obtidos, foi proposto que o Plano de Inspeção dos Equipamentos leve em consideração a metodologia da Inspeção Baseada em Risco, associando os principais mecanismos de danos atuantes às regiões dos equipamentos que sofrem a ação dos mesmos. Em suma, as inspeções realizadas, após a aplicação da IBR, foram planejadas de acordo com o grau de risco dos equipamentos, pelo qual se otimizou a disponibilidade de recursos e a efetividade da inspeção dos equipamentos de processo.

Palavras-chave: Acidentes. Mecanismos de Danos. Inspeção Baseada em Risco.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -	Matriz de Risco	15
Figura 2 -	O ciclo dos metais	17
Figura 3 -	Classificação das formas de corrosão	17
Figura 4 -	Corrosão uniforme em chapa de aço carbono	19
Figura 5 -	Corrosão por pite em tubo de aço inoxidável AISI 304	21
Figura 6 -	Corrosão alveolar em tubo de aço carbono	21
Figura 7 -	Corrosão transgranular	22
Figura 8 -	Corrosão intergranular	23
Figura 9 -	Comportamento dos materiais metálicos	26
Figura 10 -	Corrosão sob tensão fraturante em tubo de aço inoxidável	28
Figura 11 -	Supervisório da sala de controle da UPGN-CP	31
Figura 12 -	Fluxograma da UPGN-CP da Petrobras	35
Figura 13 -	Fluxograma do sistema criogênico da UPGN-CP	40
Figura 14 -	Permutador de calor P-123104	43
Figura 15 -	Permutador de calor P-123105	45
Figura 16 -	Permutador de calor P-123109	45
Figura 17 -	Detalhe de depósito biológico e incrustação nos tubos do P-123109.....	47
Figura 18 -	Obstrução nos tubos devido a depósito biológico no resfriador de LGN	47
Figura 19 -	Permutador de calor P-123106	48
Figura 20 -	Refervedor da torre de glicol P-123107	49
Figura 21 -	Aquecedor de carga P-123108	50
Figura 22 -	Vaso de entrada da UPGN-CP	52
Figura 23 -	Vaso de pressão V-123101	52
Figura 24 -	Vaso acumulador de propano V-123104	54
Figura 25 -	Vaso expensor de propano V-123105	55
Figura 26 -	Amortecedores de pulsação dos compressores de propano	56
Figura 27 -	Torre desetanizadora de LGN: T-123101	58
Figura 28 -	Torre regeneradora de glicol: T-123102	58

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 -	Materiais de fabricação dos permutadores de calor do sistema criogênico	40
Tabela 2 -	Mecanismos de danos, técnicas de inspeção e abrangência para a aplicação das técnicas	61

SUMÁRIO

RESUMO.....	5
LISTA DE FIGURAS.....	6
LISTA DE TABELAS.....	7
1 INTRODUÇÃO	10
1.1 Objetivo geral.....	12
1.2 Objetivos específicos.....	12
1.3 Justificativa	12
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	13
2.1 Introdução	13
2.2 Norma API RP 580.....	13
2.3 Norma API STD 581	14
2.4 Processos corrosivos	16
2.4.1 Definições.....	16
2.4.2 Classificação	17
2.4.2.1 Corrosão uniforme	19
2.4.2.2 Corrosão por pites	20
2.4.2.3 Corrosão sob tensão	22
2.5 Materiais metálicos para fabricação de equipamentos de processo	23
2.5.1 As principais propriedades mecânicas	24
2.5.2 Modos de falhas dos materiais metálicos.....	25
2.5.3 Os Aços-carbono.....	26
2.5.4 Os Aços Inoxidáveis.....	27
2.5.5 Principais técnicas de inspeção utilizadas nos materiais metálicos	28
3 METODOLOGIA.....	30
3.1 Introdução	30
3.2 Desenvolvimento da primeira fase	30
3.3 Desenvolvimento da segunda fase	31
3.4 Desenvolvimento da terceira fase.....	32
3.5 Desenvolvimento da quarta fase.....	32
4 ANÁLISE DOS RESULTADOS	34
4.1 Introdução	34
4.2 Fluxograma do processo da UPGN-CP	34
4.2.1 O sistema do gás propano	36
4.2.2 A utilização do monoetileno glicol.....	36
4.2.3 A estabilização do LGN.....	38
4.3 Equipamentos do processo e suas principais características técnicas	39
4.3.1 Permutadores de calor do sistema criogênico.....	39
4.3.1.1 Histórico das últimas inspeções realizadas.....	41
4.3.1.2 Os mecanismos de danos atuantes no sistema criogênico	42
4.3.2 Permutador de calor (refervedor) da torre desetanizadora	42
4.3.2.1 Histórico das últimas inspeções realizadas.....	44
4.3.2.2 Os mecanismos de dano atuante no permutador de calor P-123104	44
4.3.3 Resfriador de LGN (P-123105) e o Condensador de Propano (P-123109).....	44
4.3.3.1 Histórico das últimas inspeções realizadas.....	46
4.3.3.2 Os mecanismos de dano atuantes nos permutadores P-123105 e P-123109	48

4.3.4	Permutadores de calor do sistema de regeneração de glicol	48
4.3.4.1	Histórico das últimas inspeções realizadas.....	51
4.3.4.2	Os mecanismos de danos atuantes no sistema de regeneração de glicol.....	51
4.3.5	Vasos de pressão da UPGN-CP	51
4.3.5.1	Histórico das últimas inspeções realizadas nos vasos V-123101 e V-123110	53
4.3.5.2	Os mecanismos de danos atuantes nos vasos de pressão V-123101 e V-123110 ...	53
4.3.5.3	Vasos de pressão do sistema de propano	54
4.3.5.3.1	Histórico das últimas inspeções realizadas.....	56
4.3.5.3.2	Os mecanismos de danos atuantes nos do sistema de propano	57
4.3.6	Torre desetanizadora de LGN e torre regeneradora de glicol.....	57
4.3.6.1	Histórico das últimas inspeções realizadas.....	59
4.3.6.2	Os mecanismos de danos atuantes nas torres T-123101 e T-123102.....	59
4.4	Condições ambientais da UPGN-CP	59
4.5	O Plano de Inspeção dos Equipamentos para a UPGN-CP	60
5	CONCLUSÕES.....	62
	REFERÊNCIAS	63

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento industrial em todo o planeta foi acompanhado por diversos acidentes e falhas em equipamentos de processo, gerando perdas humanas, financeiras e provocando danos ao meio ambiente. Essas conseqüências impulsionaram o desenvolvimento de diferentes ferramentas especializadas, principalmente, para o setor de inspeção de equipamentos das grandes indústrias.

A maioria destas ferramentas, tais como as denominadas de END's - Ensaio Não Destrutivo, que surgiram na década de 70, ocasionou o aumento de produção, que, aliado ao avanço tecnológico, originou não só na necessidade de detecção de possíveis falhas que acarretassem perdas significativas, mas também em uma análise de falhas que determinasse a sua causa raiz, buscando assim, a identificação dos principais mecanismos de danos atuantes em cada equipamento.

Com o desenvolvimento da mecânica da fratura e a sua explicitação em códigos ou normas, tais como: BS-7910 e o API RP 579, tornou-se possível avaliar a criticidade de um determinado dano, mais especificadamente, uma descontinuidade, ou seja, até que ponto este dano ameaça a integridade estrutural do equipamento. Entretanto, estes procedimentos devem ser precedidos pela identificação dos mecanismos de dano a fim de se determinar se a análise refere-se a uma descontinuidade estática ou uma descontinuidade dinâmica (em progressão). Neste último caso, pode-se fazer uma avaliação da vida residual do equipamento, se o tipo de mecanismo atuante seja susceptível a esse tipo de análise, como é o caso do mecanismo de degradação por corrosão uniforme.

Através da ferramenta IBR - Inspeção Baseada em Risco - surgida com as publicações das normas API RP 580 (2002) e API STD 581 (2000), foi desenvolvido o estudo dos tipos de mecanismo. As mesmas apresentam uma metodologia detalhada formada por um conjunto de procedimentos que permitem a determinação tanto das conseqüências de falha,

quanto da probabilidade de um evento ocorrer. Segundo o API RP 580, o risco de um equipamento falhar é definido pela combinação da probabilidade de ocorrência de um evento, durante um período de tempo de interesse, com as consequências, geralmente negativas, associadas a esse evento.

Segundo Pezzi Filho (2003), a IBR se constitui no primeiro passo em direção a um programa de gerenciamento de risco. Em vez de se direcionar a análise de risco apenas sob aspectos de segurança dos equipamentos, recentemente há uma crescente atenção para a necessidade de se avaliar o risco resultante a partir do risco interno das instalações sobre os empregados; do risco externo das instalações sobre a comunidade e dos riscos devidos à interrupção referente ao negócio e de agressão ao meio ambiente.

É possível combinar os tipos de riscos descritos acima, para ponderar as decisões sobre quando, onde e o quê inspecionar nos equipamentos. São através dessas ponderações que se elaboram os PIE's - Planos de Inspeção dos Equipamentos - que também devem ser desenvolvidos em função dos mecanismos de danos esperados para o tipo de serviço a que estão submetidos cada equipamento. Há de esclarecer que para cada tipo de mecanismo de dano devem ser selecionadas as técnicas adequadas para cada inspeção.

Atualmente, o risco de falhas dos equipamentos da Unidade de Processamento de Gás Natural da Petrobras em Carmópolis – UPGN-CP são avaliados segundo a metodologia estabelecida pela Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho - NR-13. Esta norma estabelece uma classificação segundo o tipo de fluido (por exemplo, inflamável, tóxico, combustível, etc) e o potencial de risco de falhas, em função do produto pressão-volume de processo.

Além disso, a NR-13 não leva em consideração os possíveis mecanismos de deterioração dos equipamentos. Já a metodologia da IBR, apresentada pelo API RP 580 e API STD 581, é realizada através de uma análise bastante criteriosa dos equipamentos, levando em consideração, o tipo de material em contato com o fluido, sua espessura, os possíveis contaminantes presentes no fluido, além de avaliar o risco de falhas em função da análise da evolução dos danos contidos em cada equipamento.

Destaca-se que a unidade em estudo (UPGN-CP) tem capacidade de produção de 50 m³/dia de LGN (Líquido de Gás Natural) e é composta por 18 equipamentos estáticos pressurizados. O princípio empregado para o processamento do gás natural é o de Joule-Thomson, que explica como a temperatura varia quando um gás liquefeito se expande e volta ao seu estado gasoso, em uma expansão adiabática mantendo a entalpia do sistema constante.

O principal objetivo da UPGN-CP é separar as frações pesadas ou ricas (propano e mais pesados) existentes no gás natural úmido ou rico, gerando o chamado gás natural seco ou pobre (metano e etano) e uma corrente de LGN (Líquido de Gás Natural), o qual é transportado via gasoduto para o município de Aracaju, sendo fracionado na Unidade de Processamento de Gás Natural de Atalaia.

1.1 Objetivo geral

Avaliar a implantação da metodologia de Inspeção Baseada em Risco na Unidade de Processamento de Gás Natural da Petrobras em Carmópolis (UPGN-CP).

1.2 Objetivos específicos

- Descrever o fluxograma de processo da UPGN-CP.
- Identificar os principais fluidos de processo, os materiais de fabricação dos equipamentos e os parâmetros de operação e do meio ambiente da UPGN-CP;
- Determinar os principais mecanismos de danos atuantes nos equipamentos;

1.3 Justificativa

Através da metodologia de IBR é possível determinar a combinação ótima de métodos e frequências de inspeção, avaliando sua efetividade e reduzindo a frequência de falha estimada. Permitindo um melhor uso dos recursos de inspeção com a identificação dos equipamentos de alto risco.

As inspeções podem ser otimizadas promovendo um maior nível de segurança para os itens de alto risco e priorizando os esforços para reduzi-los. Sendo assim, a implantação da IBR aumenta a eficiência da inspeção concentrando os esforços e recursos nos equipamentos mais críticos. Garantindo a continuidade operacional dos equipamentos, bem como, verificando a eficácia do atual plano de inspeção que está baseado apenas na metodologia da NR-13.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Introdução

Para que o entendimento e objetivo deste estudo sejam alcançados, serão abordados inicialmente neste capítulo, os principais danos e deteriorações de equipamentos de acordo com as normas API RP 580 e API STD 581. Em seguida, serão apresentadas as principais definições e classificação dos processos corrosivos. Destacando também, os principais tipos de materiais metálicos empregados na fabricação de equipamentos de processos industriais.

2.2 Norma API RP 580

Com o mesmo objetivo atribuído para o API RP 1160 que trata da IBR - Inspeção Baseada em Risco - para os oleodutos, o API RP 580 fornece os elementos básicos para o desenvolvimento e a implementação de um programa de IBR para equipamentos de plantas industriais de processamento químico de hidrocarbonetos, tais como: vasos de pressão; sistemas de tubulação de processo; tanques de armazenamento; equipamentos rotativos; caldeiras e aquecedores; permutadores e válvulas de segurança.

Os dois principais benefícios básicos à aplicação da metodologia da norma API RP 580, em uma unidade industrial, são:

- Elaboração da classificação dos equipamentos avaliados segundo o seu grau de risco;
- Formulação do plano de inspeção detalhado para os equipamentos avaliados, abrangendo-se a técnica de inspeção a ser empregada em cada área dos equipamentos, e a extensão da aplicação da referida técnica.

2.3 Norma API STD 581

A norma API STD 581 é constituída por uma metodologia simplificada para determinar que tipo de evento pode ocorrer (consequência) quando um equipamento falhar, e quão provável (probabilidade) é esse evento de acontecer.

A probabilidade de falha é avaliada levando-se em consideração os mecanismos de dano atuantes e suas taxas, conjugados à capacidade dos planos de inspeção de detectá-los e medir corretamente a sua extensão. Para a definição da Probabilidade de Falha, o documento API 581 não considera a probabilidade de falha instantânea, mas sim uma frequência de falha anual, corrigida por dois fatores: um é referente ao equipamento; e o outro é referente ao gerenciamento do risco que é tratado na unidade industrial.

O conceito de risco vem sendo bastante utilizado no setor de inspeção de equipamentos e está baseado nas variáveis probabilidade de falha P_oF e na consequência da falha C_oF , conforme a Equação 1:

$$\text{Risco} = P_oF \times C_oF \quad (1)$$

Segundo o API STD 581 o risco é apresentado por meio de uma matriz denominada de Matriz de Risco, de acordo com a Figura 1. Isto permite a fácil verificação da contribuição relativa de ambos os fatores envolvidos (frequência e consequência).

Conforme a Matriz de Risco (Figura 1), as consequências de uma falha são muito influenciadas pelo volume vazado de um equipamento, que guarda uma proporcionalidade direta com relação ao volume contido no equipamento. Considerando-se unidades industriais do mesmo tipo, mas com capacidade de produção diferente, aquela que processar volumes maiores terá seus equipamentos localizados na matriz de risco tendendo a um deslocamento para a direita, isto é, com maiores consequências.

No caso da probabilidade de falha, este deslocamento sistêmico não ocorrerá, isto é, considerando-se dois equipamentos em condições operacionais e planos de inspeção iguais, seus posicionamentos quanto à probabilidade de falha serão os mesmos.

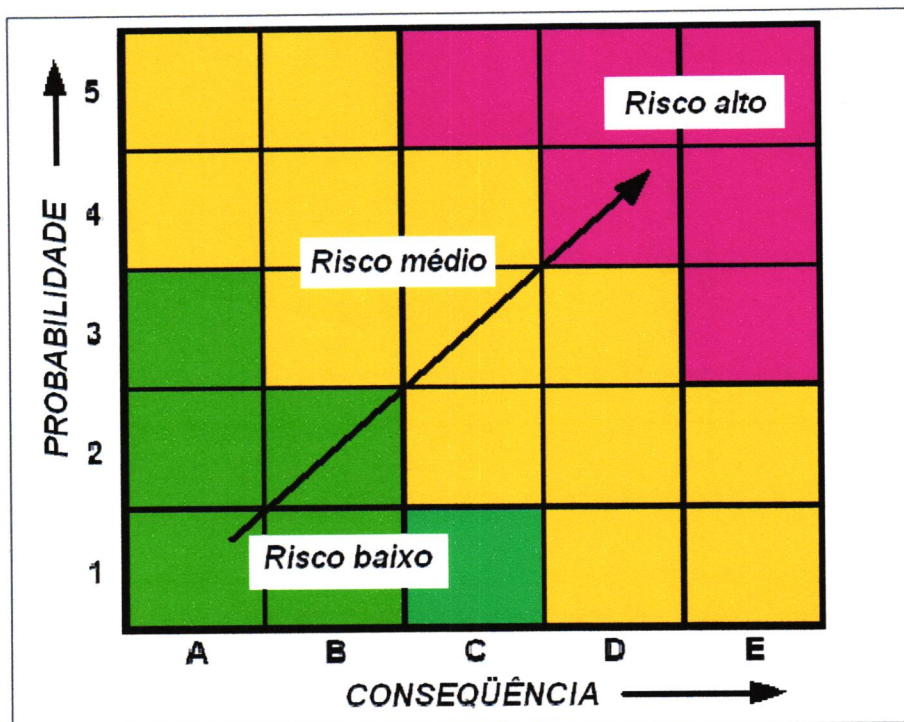


Figura 1 – Matriz de Risco (API STD 581, 2000)

A metodologia da IBR tem o potencial de reduzir custos de um modo tal que ofereça um sistema capaz de priorizar as inspeções respeitando totalmente os aspectos de segurança. Para Pezzi Filho (2003), o ranqueamento dos equipamentos de uma planta, segundo o risco de falhas, estabelece as bases para alocação dos recursos de inspeção de modo que as áreas potencialmente de alto risco possam ser inspecionadas mais freqüentemente, com técnicas mais sofisticadas, enquanto as de baixo risco com freqüências e técnicas apropriadas para situações de baixo risco.

Os equipamentos devem ter seus planos de inspeção desenvolvidos em função dos mecanismos de danos esperados para o tipo de serviço a que estarão submetidos. Para cada tipo de mecanismo de dano devem ser selecionadas técnicas adequadas de inspeção.

De uma maneira geral, os danos e deteriorações que ocorrem com mais freqüência em equipamentos estáticos sob pressão em unidades industriais são: corrosão, perda de espessura, mudanças metalúrgicas, trincas, alterações dimensionais e empolamento.

Verifica-se que dentre os diversos mecanismos de deterioração apresentados, os processos corrosivos merecem destaques, pois freqüentemente causam sérios danos para os equipamentos de processo. Segundo Gonçalves (2007), a indústria de petróleo é uma das áreas mais afetadas pelos problemas causados pela corrosão.

2.4 Processos corrosivos

2.4.1 Definições

Para Telles (2003), corrosão é um conjunto de fenômenos de deterioração progressiva dos materiais, principalmente metálico, em consequência de reações químicas ou eletroquímicas entre o material e o meio.

Dutra e Nunes (1999) que definem corrosão metálica pela ação química ou eletroquímica do meio, à qual pode estar, ou não, associada uma ação física.

Segundo Gemelli (2001), corrosão é um fenômeno de interface que afeta materiais orgânicos e, principalmente, materiais inorgânicos, sendo manifestada através de reações químicas ou eletroquímicas. No primeiro caso, a transferência de elétrons se faz diretamente entre as duas espécies químicas envolvidas.

Já na corrosão eletroquímica os elétrons são transferidos indiretamente, ou seja, difundem-se através da superfície do sólido (metal ou filme) até um ponto onde são recebidos pelo elemento do meio (oxidante). Nesse caso, o receptor e o doador de elétrons se encontram em lugares diferentes, opostamente às reações químicas, onde o doador e o receptor situam-se no mesmo ponto da superfície do material.

Para Gentil (2003), corrosão é definida como a deterioração de um material, geralmente metálico, por ação química ou eletroquímica do meio ambiente aliada ou não a esforços mecânicos. O autor acrescenta que a corrosão, em alguns casos, assemelha-se ao inverso do processo metalúrgico (Figura 2). E completa:

“[...] o produto da corrosão de um metal é bem semelhante ao minério do qual é originalmente extraído. O óxido de ferro mais comumente encontrado na natureza é a hematita, Fe_2O_3 , e a ferrugem é o Fe_2O_3 hidratado, $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}$, isto é, o metal tendendo a retornar a sua condição de estabilidade” (GENTIL, 2003, p. 1).

Os metais nobres (prata, ouro e platina) são estáveis e se encontram na natureza sob a forma metálica. Todos os outros metais são encontrados sob a forma de minérios e, portanto em condições de maior estabilidade. Neste segundo caso, é necessária a utilização do processo metalúrgico, a fim de fornecer energia e transformá-lo em metal. Desta forma, estando o metal em um equilíbrio metaestável, ao existir condições propícias à perda da energia, haverá a corrosão e o retorno à sua composição original estável (GENTIL, 2003).

Segundo Dutra e Nunes (1999), para que se tenha o metal em equilíbrio estável, é necessário que uma quantidade adicional de energia lhe seja cedida de forma contínua, o que é feito por intermédio dos métodos de proteção.

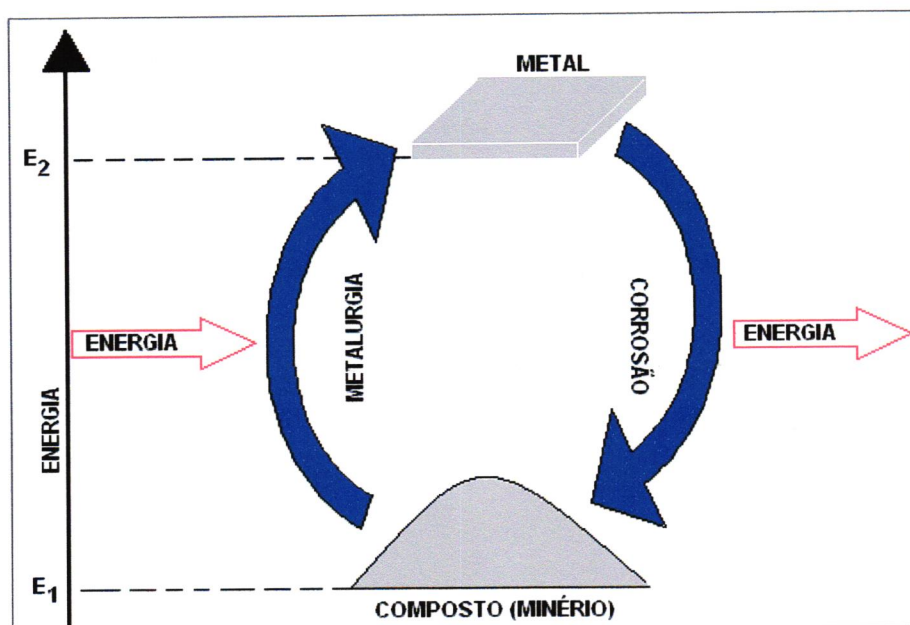


Figura 2 – O ciclo dos metais (DUTRA e NUNES, 1999, p. 4)

2.4.2 Classificação

Segundo Telles (2003), a corrosão pode-se apresentar sob uma grande variedade de formas, conforme a Figura 3.

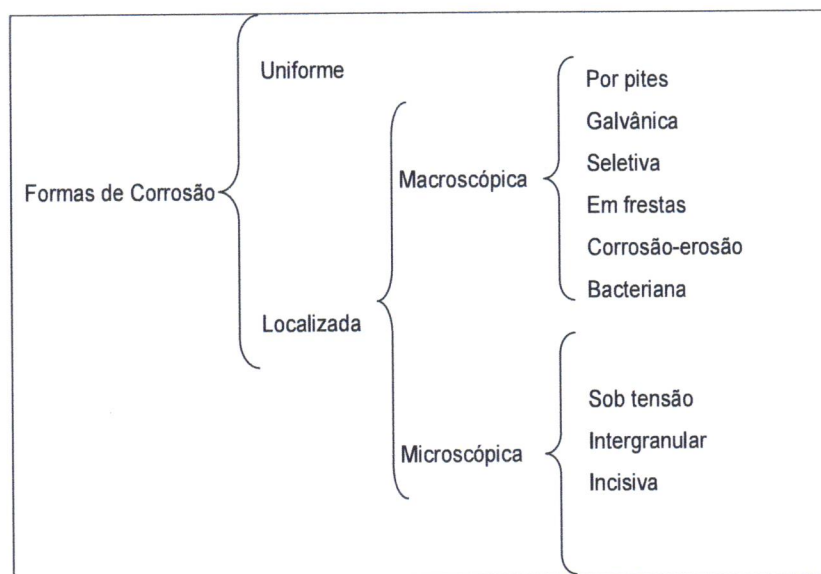


Figura 3 – Classificação das formas de corrosão (TELLES, 2003,p.57)

Gemelli (2001) afirma que a corrosão também pode ser classificada em:

- corrosão química (em presença de gases em alta temperatura);
- corrosão eletroquímica (em presença de líquidos ou umidade).

A primeira é chamada corrosão seca ou oxidação e ocorre por uma reação gás-metal e forma uma película de óxido. Este processo é menos freqüente na natureza, envolvendo operações nas quais as temperaturas são elevadas.

Já a corrosão eletroquímica pode ser chamada de corrosão úmida. São mais freqüentes na natureza e se caracterizam basicamente por:

- presença necessária de água no estado líquido;
- temperaturas abaixo do ponto de orvalho da água, sendo a grande maioria na temperatura ambiente;
- formação de uma pilha ou célula de corrosão, com a circulação elétrons na superfície metálica.

Para Gentil (2003), os tipos de corrosão podem ser apresentados considerando-se a aparência ou a forma de ataque e as diferentes causas da corrosão e seus mecanismos. Assim, pode-se descrever os tipos segundo:

- a. A morfologia - uniforme, por placas, alveolar, puntiforme ou por *pite*, intergranular (ou intercristalina), intragranular (ou transgranular ou transcristalina), filiforme, por esfoliação, grafítica, dezincificação, em torno do cordão de solda e empolamento pelo hidrogênio;
- b. As causas ou mecanismo - por aeração diferencial, eletrolítica, ou por corrente de fuga, galvânica, associada a solicitações mecânicas (corrosão sob tensão fraturante), em torno do cordão de solda, seletiva (grafítica e dezincificação), empolamento ou fragilização pelo hidrogênio;
- c. Os fatores mecânicos - sob tensão, sob fadiga, por atrito, associada à erosão;
- d. Ao meio corrosivo - atmosférica, pelo solo, induzida por microorganismos, pela água do mar, por sais fundidos, etc.
- e. A localização do ataque - por pite, uniforme, intergranular, transgranular, etc.

Segundo Chiaverini (1986), a classificação dos tipos de corrosão pode ser especificada arbitrariamente. Existem inúmeros fatores que influem no fenômeno da corrosão, e a ação dos mesmos, é tão importante que é possível estabelecer uma classificação, quanto às suas formas, de modo amplo, conforme os seguintes tipos: uniforme ou ataque generalizado, galvânica, por depósito, localizada, intergranular, seletiva, por erosão, sob tensão e por ação do hidrogênio.

A corrosão uniforme, corrosão por *pites* e corrosão sob tensão, segundo Telles (2003), são as mais importantes para os equipamentos de processo. A seguir, estes três tipos de processos corrosivos são descritos.

2.4.2.1 Corrosão uniforme

A corrosão uniforme, denominada por Telles (2003) de generalizada, se manifesta por igual em toda superfície da peça em contato com o meio corrosivo, causando uma perda mais ou menos constante de espessura, conforme a Figura 4. E completa que:

“Na corrosão uniforme, as diferenças de potencial são causadas pelas irregularidades microscópicas na estrutura metalúrgica do metal e teremos, assim, milhões de anodos e catodos espalhados por toda a superfície do metal em contato com o meio eletrolítico (pilhas de ação local), o que explica a perda uniforme de material” (TELLES, 2003, p. 58).



Figura 4 – Corrosão uniforme em chapa de aço carbono (GENTIL, 2003, p. 42)

Segundo Gentil (2003), a corrosão uniforme se processa em toda a extensão da superfície metálica, ocorrendo perda uniforme de espessura. Já para Chiaverini (1986), a corrosão uniforme é o tipo mais generalizado e a que causa a maior destruição nos materiais metálicos.

2.4.2.2 Corrosão por *pites*

A corrosão por *pite*, também conhecida como puntiforme, ocorre em pontos ou pequenas áreas localizadas. Evoluem aprofundando-se, podendo causar o rompimento pontual da chapa metálica.

Segundo Gentil (2003), as cavidades apresentam o fundo em forma angulosa e profundidade geralmente maior do que o seu diâmetro. No início, a formação do *pite* é lenta, porém, uma vez formado, há um processo autocatalítico que produz condições para um contínuo crescimento. O autor acrescenta, como forma de se verificar a extensão do processo corrosivo, a determinação do número de *pites* por unidade de área, o diâmetro e a profundidade.

Para Gemelli (2001), a corrosão por *pites* tem ataque localizado em uma superfície passiva devido à presença de íons agressivos (principalmente Cl^- , Br^- , I^-) no eletrólito. Apresenta-se em certos pontos da superfície passiva, a formação de pequenas cavidades (*pites*) que variam de alguns micrômetros a alguns milímetros.

Telles (2003) afirma que, a corrosão por *pites* é muito perigosa, pois pode perfurar toda a superfície de uma peça metálica com pouca ou nenhuma perda de espessura. Além disso, devido à distribuição irregular do ataque corrosivo, é muito difícil estimar o tempo de vida remanescente do material.

Dutra e Nunes (1999) concordam com a afirmação, quando diz que essa corrosão é muito perigosa, visto que, a corrosão por *pite* é freqüente em metais formadores de películas protetoras, que sob a ação de certos agentes agressivos, são destruídas em pontos localizados, os quais se tornam ativos, possibilitando uma corrosão muito intensa.

Um exemplo comum de corrosão por *pites* é representado pelos aços inoxidáveis austeníticos em meios que contêm cloretos, conforme se observa na Figura 5.

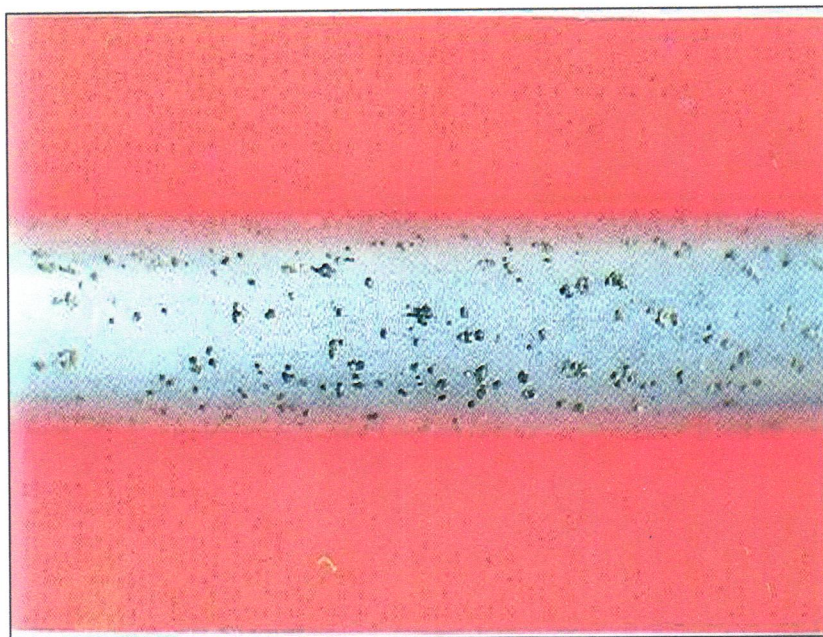


Figura 5 – Corrosão por pite em tubo de aço inoxidável AISI 304 (GENTIL, 2003, p. 43)

Segundo Telles (2003), a corrosão alveolar é uma variante da corrosão por *pites*, em que as cavidades são de maior diâmetro e menor profundidade. Já para Gentil (2003), a corrosão alveolar é uma outra forma de corrosão, mas concorda com Telles (2003) quando afirma que a corrosão se processa na superfície metálica produzindo sulcos ou escavações semelhantes a alvéolos. Apresenta-se também fundo arredondado e profundidade geralmente menor que o seu diâmetro, conforme se observa na Figura 6.



Figura 6 – Corrosão alveolar em tubo de aço carbono (GENTIL, 2003, p. 43)

2.4.2.3 Corrosão sob tensão

Segundo Gemelli (2001), a corrosão sob tensão é uma fissuração provocada pela corrosão associada a tensões residuais ou a tensões externas constantes. Entretanto, completa o autor:

“[...] esse tipo de corrosão traz conseqüências práticas importantes, tendo em vista o grande número de materiais metálicos utilizados e por ser um fenômeno difícil de prever” (GEMELLI, 2001, p. 68).

Este fenômeno é de natureza transgranular ou intragranular. Segundo Gentil (2003), no transgranular (Figura 7) a corrosão se processa nos grãos da rede cristalina do material metálico, fazendo com que perca suas propriedades mecânicas e podendo romper quando solicitado; no intergranular (Figura 8) a corrosão se processa entre os grãos da rede cristalina do material metálico, o qual perde suas propriedades mecânicas e também poderá fraturar quando solicitado.

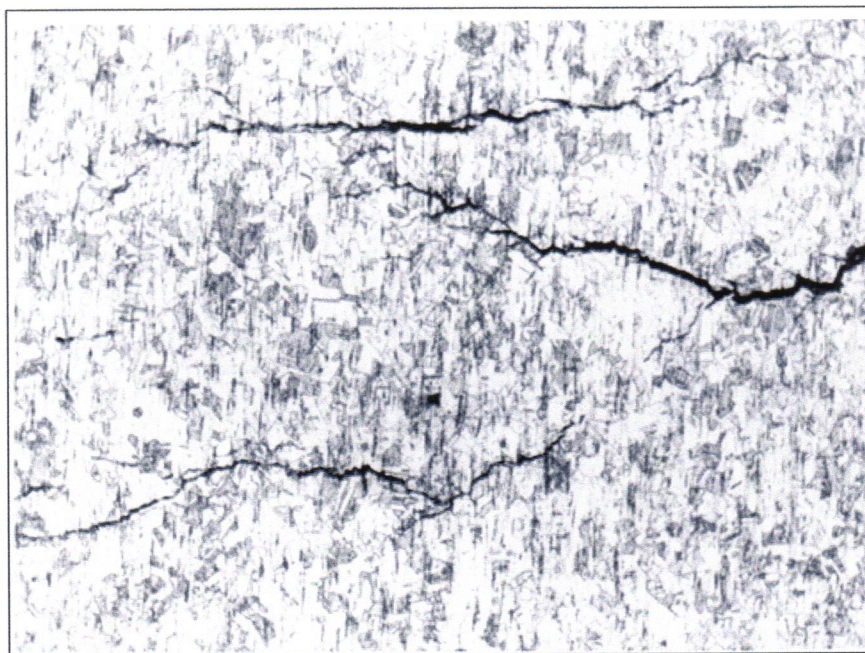


Figura 7 – Corrosão transgranular (GENTIL, 2003, p. 42)

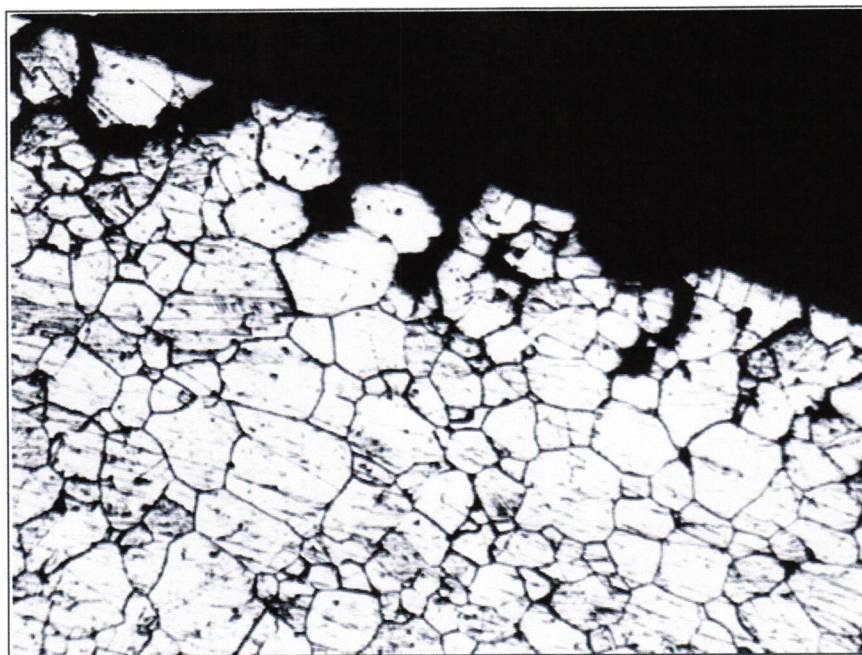


Figura 8 – Corrosão intergranular (GENTIL, 2003, p. 42)

As tensões atuantes nos equipamentos de processo, fabricados com materiais metálicos, são importantes para o estudo da corrosão sob tensão. Assim como, para alguns modos de falhas que se apresentam nos principais materiais metálicos.

2.5 Materiais metálicos para fabricação de equipamentos de processo

Segundo Telles (2003), os materiais metálicos utilizados para fabricação de equipamentos são classificados em materiais ferrosos e materiais não ferrosos. Os aços-carbono, os aços-liga e os aços inoxidáveis são classificados como materiais ferrosos, sendo bastante utilizados nas indústrias de fabricação de equipamentos de processo.

Para a seleção de um determinado material para a fabricação de equipamentos de processo, levam-se em consideração diversos fatores. Segundo Telles (1996), as condições de serviços (pressão e temperatura de operação), a característica dos fluidos de processo, o nível de tensão dos materiais e a natureza dos esforços mecânicos são alguns dos fatores essenciais para a escolha adequada dos materiais a serem especificados.

O material a ser empregado na fabricação de equipamentos deve resistir aos esforços solicitantes, e por isso, a sua resistência mecânica que, segundo Van Vlack (1970), é a principal propriedade mecânica de um material, deve ser compatível com o nível de tensões dos esforços existentes.

Observa-se que a própria pressão de operação do fluido é um esforço atuante no equipamento. Contudo, verifica-se que as cargas de vento, o peso do equipamento e as reações de dilatações térmicas também atuam como esforços solicitantes.

Nas especificações dos materiais metálicos definem-se quais as principais propriedades que o material deve possuir, sendo reconhecidas e publicadas por organizações de normalizações públicas ou privada. ASTM (American Society for Testing and Materials), SAE (Society of Automotive Engineers) e a AISI (American Iron and Steel Institute) são exemplos de instituições que emitem as especificações de materiais.

A composição química do material, o seu processo de fabricação e as suas propriedades mecânicas, são informações encontradas na especificação dos materiais metálicos.

2.5.1 As principais propriedades mecânicas

Segundo Callister Júnior (2002), as propriedades mecânicas dos materiais são verificadas pela execução de experimentos de laboratórios cuidadosamente programados, que reproduzem o mais fiel possível às condições de serviços dos materiais.

Ductilidade, tenacidade, dureza e resistência à fluência, fadiga e tração são exemplos de propriedades mecânicas dos materiais metálicos.

Para Telles (2003), a ductilidade de um material metálico é definida como sendo a capacidade que o material possui em se deformar sem se romper.

A tenacidade é definida por Callister Júnior (2002), como sendo uma medida de habilidade do material em absorver energia até ocorrer a sua fratura. Já para Van Vlack (1970), a tenacidade é a medida de energia necessária para romper o material, diferindo da resistência à tração, que é a medida da tensão necessária para romper o material.

De acordo Telles (2003), a dureza de um material metálico é explicitada pela sua resistência à penetração superficial, medida pelas escalas Brinel, Vickers e Rockwell.

As propriedades de resistências à fluência, à fadiga e à fratura são modos de falhas ou de rupturas que podem ocorrer nos equipamentos de processos, estando os mesmos em determinadas condições indesejáveis.

2.5.2 Modos de falhas dos materiais metálicos

Segundo Correa e Correa (2004), as falhas, de um modo geral, são determinadas por uma grande quantidade de fatores, como a deterioração dos diversos mecanismos, falhas de partes dos componentes (cada um com os seus modos de falhas) e até mesmo com as condições ambientais em que o evento esteja ocorrendo.

Para os materiais metálicos, as falhas podem ocorrer sobre três aspectos. O aspecto da fadiga, da fluência e da fratura.

De acordo com Callister Júnior (2002), a fadiga é uma forma de falha que ocorre em estruturas metálicas que estão sujeitas a tensões dinâmicas e oscilantes. O termo “fadiga” é usado, pois este tipo de falha ocorre normalmente após um longo período de tensão repetitiva ou de ciclo de deformação. Para Beer e Júnior (1995), no processo de fadiga, o material se rompe com tensão bem abaixo da tensão de ruptura obtida com o carregamento estático.

A fluência é definida por Callister Júnior (2002), como sendo a deformação permanente de um metal que depende do tempo, quando este é submetido a uma carga ou tensão constante.

Segundo Telles (2003), a resistência à tração ou à fratura é medida nos ensaios de tração, com procedimentos e corpos de prova especificados, pelos quais são determinados os valores dos limites de resistência e de escoamento dos materiais. Sobre este aspecto existem dois modos de fratura: a dúctil e a frágil.

A fratura dúctil exibe uma deformação plástica substancial com grande absorção de energia antes da ocorrência da fratura. Já para a fratura frágil normalmente existe pouca ou nenhuma deformação plástica com baixa absorção de energia, conforme a Figura 9.

A área do gráfico, tanto da curva da região frágil como da região dúctil (Figura 9), representa a quantidade de energia absorvida pelo material antes da sua ruptura.

Os modos de falha que ocorrem em cada material são diferentes e variam de acordo com as suas principais características técnicas. Os aços-carbono e os aços inoxidáveis se apresentam na maioria da fabricação dos principais equipamentos de processo.

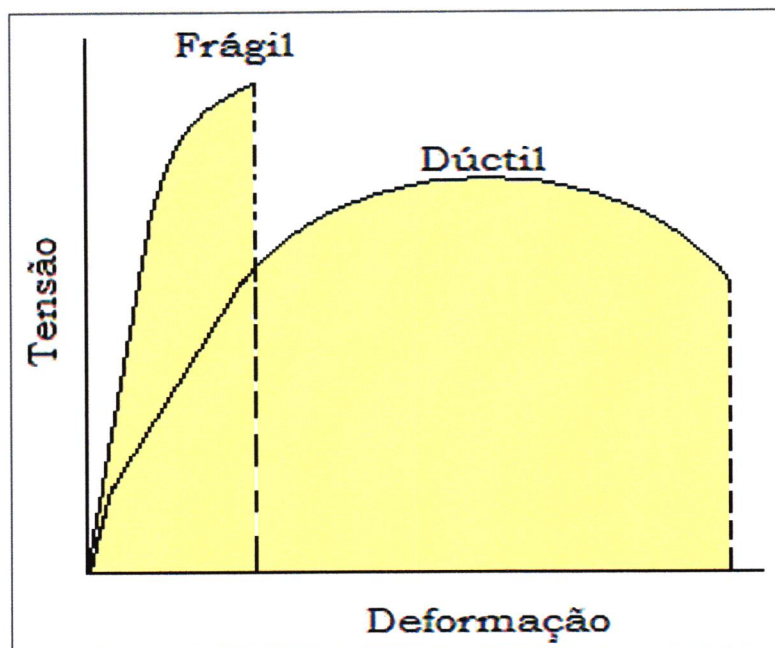


Figura 9 – Comportamento dos materiais metálicos (CALLISTER JÚNIOR, 2002, p. 89)

2.5.3 Os Aços-carbono

Segundo Telles (2003), o aço carbono é denominado como sendo uma liga de ferro e carbono contendo teoricamente entre 0,05 % e 2,0 % de carbono. Entretanto, em relação aos aços empregados em equipamentos de processos, a quantidade máxima de carbono é de 0,35 %. Além do ferro e do carbono, esses aços contêm sempre alguma quantidade de manganês, enxofre e fósforo, silício, alumínio e cobre, dentre outros.

Basicamente, o aumento na quantidade de carbono provoca um aumento da dureza e nos limites de resistência e de escoamento do aço e uma redução na sua ductibilidade. A adição de manganês resulta em um aumento na dureza e na resistência mecânica do aço, assim como, tem a finalidade de combater o efeito nocivo do enxofre e aumentar a tenacidade do aço, promovendo um abaixamento na temperatura de transição dúctil-frágil.

O silício e o alumínio, que não estão presentes em todos os aços-carbonos, são elementos desoxidantes, que se combina com o oxigênio, removendo as bolhas de gás que se formam na solidificação do metal em fusão, devido aos gases dissolvidos no metal líquido. Já o enxofre e o fósforo, são elementos sempre indesejáveis, porque prejudicam a qualidade do aço. Finalmente, o cobre, o nióbio, o níquel ou o cromo são adicionados em alguns aços-carbono para melhorar a resistência à corrosão.

2.5.4 Os Aços Inoxidáveis

Os chamados aços inoxidáveis (*"stainless steel"*) são aços de alta liga contendo, pelo menos, 12% de cromo, o que lhes confere a propriedade de não se enferrujarem, mesmo em exposição prolongada uma atmosfera normal, o que não significa, que não sofram nenhum processo corrosivo (TELLES, 2003).

Segundo Callister Júnior (2002), os aços inoxidáveis são altamente resistentes à corrosão em uma variedade de ambientes. Seu elemento de liga predominante é o cromo, podendo também ser encontrado o níquel e o molibdênio para melhorar a resistência à corrosão.

Os aços inoxidáveis são muito utilizados em diferentes indústrias por apresentarem resistências a vários meios corrosivos. Em presença de oxidantes, como o oxigênio, eles formam uma película, constituída principalmente de óxido de cromo, Cr_2O_3 , que apresenta como características: aderência, continuidade, alta resistência elétrica e praticamente ausência de porosidade, que tornam a película de óxido de cromo protetora.

Entretanto, existem certas substâncias e condições específicas que interferem na formação e integridade da película de passivação nos aços inoxidáveis. Entre as substâncias que, mesmo em pequenas concentrações, danificam essa película, deve-se destacar o íon cloreto, e entre as condições devem-se destacar temperatura, pH, solicitações mecânicas, velocidade, frestas, soldas, áreas de estagnação, tempo de contato e áreas de concentração de tensões, conforme se observa na Figura 10 (GENTIL, 2003).

Segundo Callister Júnior (2002), a corrosão sob tensão é o resultado da ação combinada de uma tensão de tração que é aplicada em um ambiente corrosivo. O resultado desta corrosão pode ser uma fratura catastrófica, como se verifica na tubulação de aço inoxidável da Figura 10.

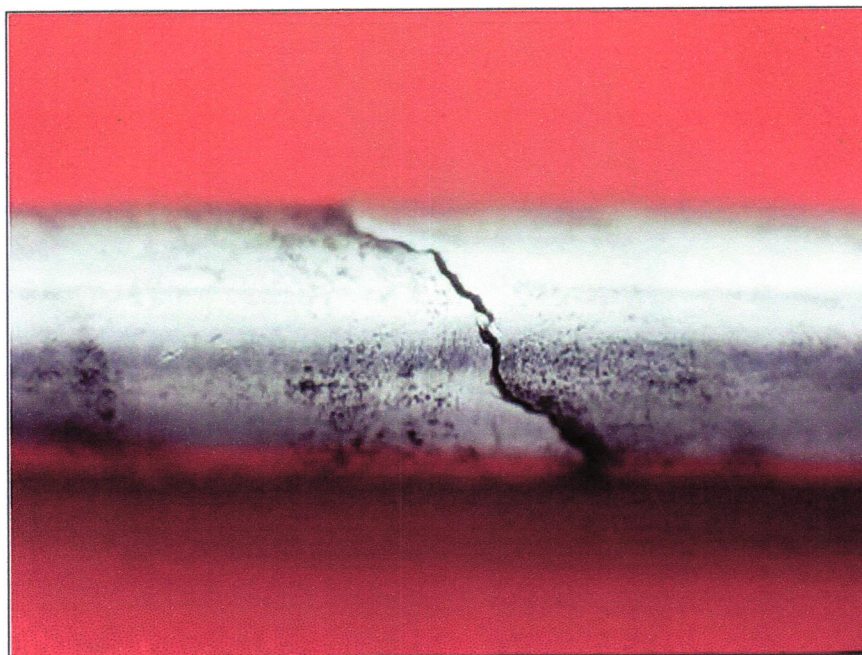


Figura 10 – Corrosão sob tensão fraturante em tubo de aço inoxidável AISI 304 (GENTIL, 2003, p. 44)

2.5.5 Principais técnicas de inspeção utilizadas nos materiais metálicos

As técnicas de inspeção podem ser apresentadas pela utilização de diversas ferramentas especializadas, tais como as denominadas de ensaios. Estes ensaios são classificados em destrutivos e não-destrutivos. Para Chiaverini (1986), os ensaios não-destrutivos são aqueles que permitem a determinação das características dos materiais sem prejudicar a sua futura utilização. Já os ensaios destrutivos inutilizam os materiais ou os equipamentos após a sua efetiva utilização.

Algumas técnicas de inspeção são utilizadas tanto para a determinação das características dos materiais, como para a detecção de descontinuidades. Dentre as diversas técnicas, as mais utilizadas nos equipamentos fabricados com materiais metálicos, são: inspeção visual, inspeção por líquido penetrante, inspeção por partículas magnéticas, inspeção radiográfica, inspeção por ultra-som e medição de espessuras.

Segundo Pinto e Xavier (2001), a inspeção visual apesar de ser uma técnica subjetiva, o uso da visão é fundamental para a definição da condição física do equipamento.

Para Santin (1996), o ensaio por ultra-som é um método no qual um feixe sônico de alta frequência é introduzido no material a ser inspecionado, com o objetivo de detectar descontinuidades internas e superficiais. Este ensaio é semelhante ao ensaio de medição de espessura que tem o mesmo princípio de funcionamento.

O ensaio por líquido penetrante, segundo Pinto e Xavier (2001), é um método utilizado para detectar trincas superficiais e porosidades. Durante o ensaio, são utilizados três líquidos: o primeiro, de cor vermelha, é o líquido penetrante propriamente dito, que tem elevada atração capilar e penetra em todos os poros e trincas. O segundo é um líquido de limpeza, que é passado na superfície, para remover o excesso de líquido penetrante. Esse líquido não penetra nas porosidades e trincas e, portanto, não atrapalha o processo. O terceiro é o líquido revelador, um líquido branco que absorve o líquido vermelho que está nos poros e nas trincas.

Segundo Santos (2002), o ensaio por partículas magnéticas é utilizado em materiais ferromagnéticos na detecção de descontinuidades superficiais e próximas da superfície. O princípio do ensaio se baseia no fato de que, quando se produz um campo magnético homogêneo, este percorre o material na forma de linhas de fluxo magnético que são distorcidas ou desviadas de seu caminho quando se deparam com uma descontinuidade. Com a aplicação das partículas magnéticas sobre a superfície a ser ensaiada, as mesmas se aglomeram nos campos de fuga devido à presença de pólos magnéticos.

Os ensaios radiográficos são bastante utilizados para detecção de descontinuidades em materiais metálicos. Segundo Pinto e Xavier (2001), os filmes revelados que apresentam a “fotografia” do interior do material são chamados de radiografias e gamagrafias para raio-x e raio-gama, respectivamente.

3 METODOLOGIA

3.1 Introdução

Considerando a necessidade de melhorar a eficiência da inspeção dos equipamentos da Unidade de Processamento de Gás Natural do Ativo Sergipe Terra (UPGN-CP), para se concentrar os esforços e recursos nos equipamentos mais críticos, ou seja, de maior risco, não só levando em consideração a metodologia da NR-13, mas estabelecendo também os critérios adotados pela Inspeção Baseada em Risco, adotou-se a subdivisão deste estudo em quatro fases, conforme descrição a seguir.

3.2 Desenvolvimento da primeira fase

A primeira fase foi desenvolvida especificadamente para o conhecimento do processo, através da revisão do fluxograma operacional, pelo qual se buscou não só absorver os conhecimentos operacionais, através de entrevistas aos técnicos da área, como também, a localização física dos diversos equipamentos estáticos pressurizados e os seus principais fluidos de serviços.

O fluxograma da unidade foi revisado a partir dos dados coletados com os técnicos da área e de informações fornecidas pelo Departamento de Engenharia da Petrobras em Sergipe. Pelo qual, foi disponibilizado o antigo fluxograma da unidade, que serviu de apoio inicial para o desenvolvimento da sua revisão.

Durante vários anos de operação, a UPGN-CP sofreu diversas alterações de projeto, como por exemplo, a instalação e a remoção de vasos de pressão, tendo como objetivo o acompanhamento da necessidade de mercado e da expansão da malha de gás natural no Estado de Sergipe. Diante disto, a identificação seqüencial dos equipamentos,

conforme foi observado na revisão do fluxograma, não acompanha uma sequência lógica de atividades, visto que os *tags* de processos são únicos para cada equipamento da unidade.

3.3 Desenvolvimento da segunda fase

A segunda fase contemplou o estudo das características técnicas dos principais equipamentos da unidade, abrangendo desde os parâmetros operacionais, tais como pressão, temperatura e o tipo de fluido, até as condições ambientais onde a unidade em estudo está localizada.

Para o levantamento dos dados, foram consultados os manuais de operação e de fabricação dos equipamentos, os relatórios de inspeção, os prontuários técnicos e às folhas de dados operacionais existentes nos setores de Manutenção, Inspeção e Operação da Petrobras em Carmópolis-SE.

Os principais parâmetros operacionais dos equipamentos da unidade são monitorados e disponibilizados através do sistema informatizado CLP (Controlador Lógico Programável), conforme se verifica na Figura 11.



Figura 11 – Supervisório da Sala de Controle da UPGN-CP

O CLP tem seu funcionamento baseado em um sistema micro computacional, pelo qual se tem uma estrutura de software que realiza continuamente ciclos de varredura, chamados de SCAN, em todo o controle operacional dos equipamentos da unidade.

3.4 Desenvolvimento da terceira fase

A abordagem da terceira fase foi o estudo e a identificação dos tipos de materiais de fabricação dos equipamentos, sendo uma das principais fases de desenvolvimento de análise da Inspeção Baseada em Risco em unidades industriais. Esta fase serviu de base técnica para o aprofundamento do estudo dos principais mecanismos de danos atuantes em cada equipamento, abordados na fase seguinte.

Os dados foram mapeados através de consultas ao prontuário técnico do fabricante dos equipamentos e das principais literaturas pesquisadas sobre o assunto.

Os prontuários técnicos trazem informações dos tipos de materiais de fabricação de cada componente do equipamento, de acordo com os principais parâmetros de operação e de dados de projeto, como por exemplo, a pressão máxima de trabalho admissível, a temperatura máxima de operação e as características dos fluidos de processo.

As principais características técnicas dos materiais de fabricação dos equipamentos foram abordadas através do conhecimento das propriedades mecânicas e dos modos de rupturas dos materiais metálicos.

3.5 Desenvolvimento da quarta fase

A quarta e última fase do estudo foi à consolidação do trabalho desenvolvido, através da identificação dos mecanismos de danos atuantes nos equipamentos e da descrição das principais ocorrências das últimas inspeções realizadas, para a efetiva análise da Inspeção Baseada em Risco segundo as normas API RP 580 (2002) e API STD 581 (2000).

A consulta aos relatórios de inspeção e as principais literaturas estudadas foram fundamentais para o desenvolvimento desta fase. Contudo, o histórico de inspeção de cada equipamento associado à aplicação das técnicas de inspeção são ferramentas utilizadas para a identificação dos principais mecanismos de danos atuantes em cada equipamento de processo.

Dentre os diversos mecanismos de danos atuantes, destacam-se os processos corrosivos eletroquímicos, como sendo uma das principais formas de degradação dos equipamentos em estudo.

Verifica-se, que em novembro de 2007, após cinco anos de operação ininterrupta, houve a parada geral de manutenção de todos os equipamentos da unidade, cujo desenvolvimento foi essencial para a análise dos dados referentes à identificação e visualização dos principais mecanismos de danos atuantes nos equipamentos da unidade.

4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 Introdução

Neste capítulo será apresentado o fluxograma operacional da UPGN-CP, para se obter o conhecimento do processo, abrangendo todos os equipamentos estáticos pressurizados: vasos de pressão, permutadores de calor, e as torres desetanizadora e a regeneradora de glicol. Serão identificados os principais fluidos de processo, os parâmetros operacionais e do meio ambiente em que a unidade está inserida, assim como, os materiais de fabricação e os principais mecanismos de danos atuantes nos equipamentos da unidade.

Finalmente, será apresentado o Plano de Inspeção de Equipamentos – PIE, especificando para cada mecanismo de dano a técnica adequada de inspeção dos equipamentos da UPGN-CP.

4.2 Fluxograma do processo da UPGN-CP

Apresenta-se na Figura 12, o fluxograma operacional revisado da UPGN-CP, destacando-se os principais fluidos de cada sistema e a identificação dos equipamentos, através do seu código de processo (*tag*).

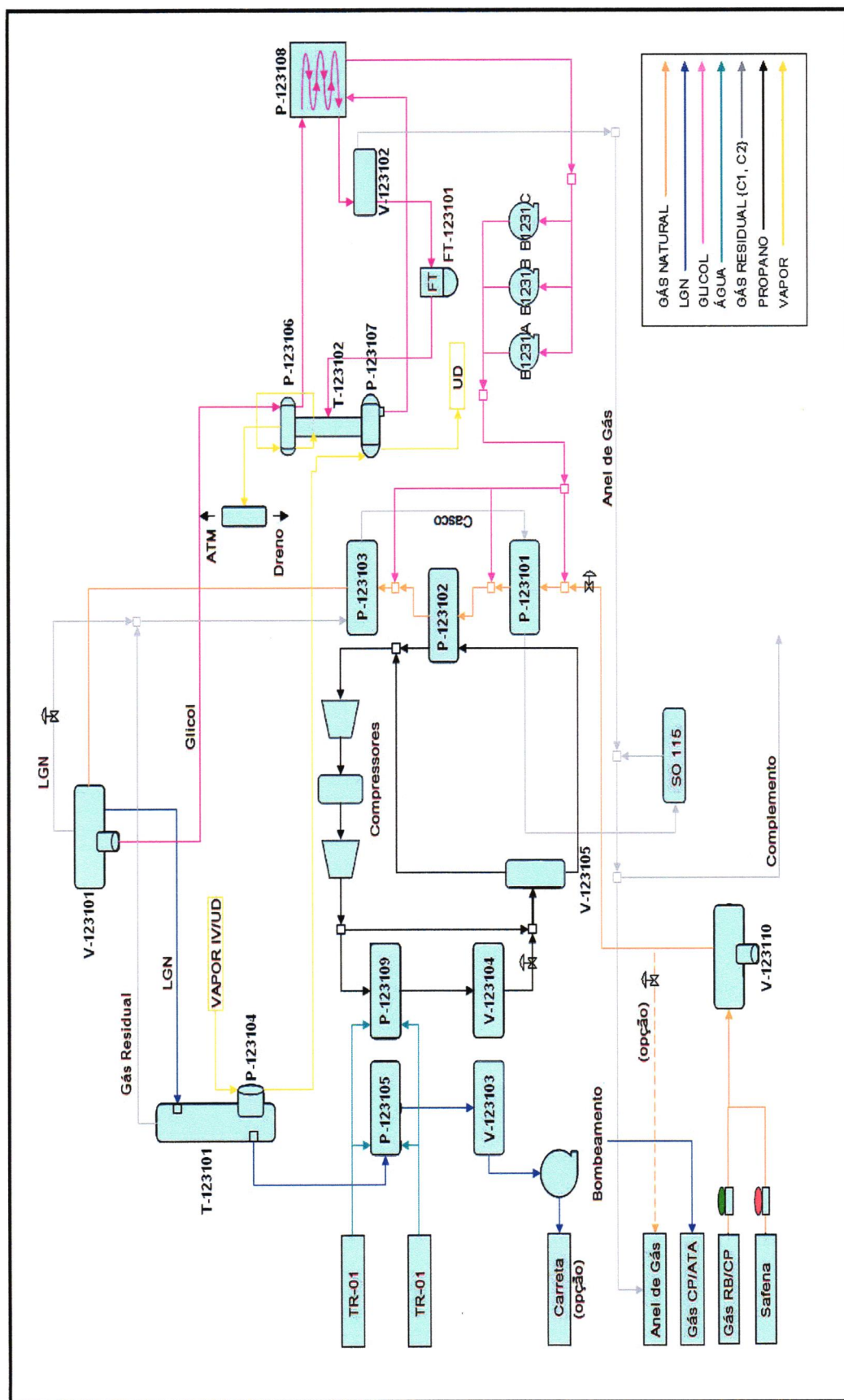


Figura 12 – Fluxograma da UPGN-CP da Petrobras

De acordo com o fluxograma apresentado na Figura 12, o Gás Natural com 5,5 % de riqueza (propano, butano e pentano) entra na unidade com temperatura ambiente, através do vaso de pressão V-123110. Em seguida, este gás passa pelo feixe tubular do permutador de calor P-123101, pelo qual a sua temperatura é reduzida para $-5,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ a uma pressão de $42,0\text{ kgf/cm}^2$, através da troca de calor com gás residual que entra no casco do permutador de calor com temperatura de $-47,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ a uma pressão de $7,0\text{ kgf/cm}^2$.

Neste resfriamento do gás natural, 3,1 % de quantidade de matéria são liquefeitos e toda a mistura gás mais líquido entra no feixe do permutador de calor P-123102, saindo a uma temperatura de $-23,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ com 5,9 % de quantidade de matéria dos hidrocarbonetos liquefeitos. Para tanto, o propano é usado como fluido refrigerante no casco do P-123102, passando do estado líquido para o estado gasoso devido ao calor cedido pelo gás natural e pelo líquido que passa pelo feixe tubular.

4.2.1 O sistema do gás propano

O propano encontra-se a $-26,86\text{ }^{\circ}\text{C}$ e, quando vaporizado, é aspirado por dois compressores que trabalham em série e elevam a pressão de $0,86\text{ kgf/cm}^2$ para $134,4\text{ kgf/cm}^2$, possibilitando a liquefação do propano após o seu resfriamento com água no permutador P-123109 (condensador de propano) a $42\text{ }^{\circ}\text{C}$ e 13 kgf/cm^2 . O propano atinge a temperatura de $-26,86\text{ }^{\circ}\text{C}$ no casco P-123102 após a sua expansão de 13 kgf/cm^2 para $0,86\text{ kgf/cm}^2$, fechando o ciclo.

O Gás Natural que deixa o feixe do permutador P-123102, entra no feixe do permutador P-123103, saindo a $-32,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $42,0\text{ kgf/cm}^2$ com 8,6 % de quantidade de matéria no estado líquido e 91,4 % no estado gasoso. Esta temperatura é conseguida através da troca de calor com o gás residual que entra no casco P-123103 a $-47,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $7,0\text{ kgf/cm}^2$, chegando-se ao processo de liquefação do gás natural.

4.2.2 A utilização do monoetileno glicol

O Gás Natural ao ser refrigerado a $-32,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ provocaria perda de carga nos tubos dos trocadores devido à formação de hidratos e de compostos de hidrocarboneto com água. Para que isto não ocorra, são injetados nos feixes dos permutadores P-123101, P-123102 e P-123103, 150 L/h, 50 L/h e 50 L/h respectivamente, de solução aquosa de monoetileno glicol

a 88 % em massa, o qual se mistura à água condensada do gás, formando no final, uma solução com 75 % em massa de glicol evitando, a solidificação da água e a formação de hidratos. Esta mistura desloca o ponto de solidificação da água para $-75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

A próxima fase é a expansão de toda mistura na válvula de controle PV-123102, passando de $42,0\text{ kgf/cm}^2$ para $21,0\text{ kgf/cm}^2$ e atingido a temperatura de $-39,3\text{ }^{\circ}\text{C}$. Nesta etapa do processo, existe uma troca de hidrocarbonetos entre o gás e o líquido, passando os componentes mais leves do líquido para fase gasosa e os componentes mais pesados do gás para a fase líquida. Apesar da quantidade de matéria de líquido reduzir de 8,6 % para 8,2 %, aumenta-se a quantidade de LGN (líquido de gás natural) porque se reduz o teor de metano no líquido, passando-se de 37,4 % para 32,4 %.

Toda essa mistura de hidrocarbonetos líquidos e gasosos com glicol alimenta o vaso separador trifásico V-123101, pelo qual se separam o monoetileno glicol, os hidrocarbonetos líquidos e os hidrocarbonetos gasosos. Para uma melhor separação, o vaso V-123101 dispõe de um separador de névoa, uma bota e um vertedor de líquido. O separador de névoa serve para reter partículas líquidas arrastadas pela corrente de gás. A bota é para viabilizar o controle do nível da interface glicol e LGN, devido à pequena quantidade de glicol no V-123101. O vertedor é uma chapa metálica soldada no interior do vaso que serve para provocar um acúmulo de líquido no vaso, visando maior tempo de separação LGN-glicol.

O gás que sai do vaso V-123101 com riqueza de 1,92 % em quantidade de matéria, a $-39,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $21,0\text{ kgf/cm}^2$ sofre uma expansão na válvula de controle PV-123104 para $7,0\text{ kgf/cm}^2$ atingindo a temperatura $-47,0\text{ }^{\circ}\text{C}$. Em seguida, entra no casco do P-123103 para resfriar o gás natural e se aquecer passando para $-39,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ tornando a resfriar o gás natural passando no casco P-123101 se aquecendo a $19,1\text{ }^{\circ}\text{C}$, condições nas quais sai da UPGN-CP para o anel de gás combustível do campo de Carmópolis.

O glicol que sai pela bota do V-123101 com 75 % em massa segue para o sistema de regeneração, que tem como finalidade concentrar a solução a 88 % em massa através da retirada de água numa torre de esgotamento, a T-123102. Este sistema de regeneração de glicol é constituído de um aquecedor de carga da torre (P-123108), um refovedor (P-123107), um condensador de topo (P-123106), uma torre (T-123102), um vaso de expansão (V-123102), um filtro (FT-123101) e bombas de injeção (B-1231-01 A e B).

O glicol que sai da bota do V-123101 a $-39,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ passa pelo feixe do condensador de topo condensando vapores de glicol e aquecendo-se para $23,3\text{ }^{\circ}\text{C}$. Em seguida, o glicol

passa pelo feixe do aquecedor de carga e atinge 22,5 °C, o que faz com que algum hidrocarboneto dissolvido no glicol seja liberado do vaso de expansão para a linha de gás combustível.

O glicol do vaso de expansão é filtrado no FT-123101 e alimenta a torre de regeneração, a qual é acoplada ao refeedor (P-123107) aquecido com vapor d'água proveniente dos geradores de vapor de Carmópolis. O vapor d'água gerado do topo da torre passa pelo condensador de topo para liquefazer algum glicol vaporizado, que retornará à torre com o refluxo. A partir deste ponto, o vapor d' água é liberado para a atmosfera e, pelo fundo da torre, sai o glicol concentrado (regenerado) que passa pelo casco do aquecedor de carga, esfriando-se de 122 °C para 80 °C. Em seguida, o glicol é bombeado para aspersão nos trocadores de calor P-123101, P-123102 e P-123103, fechando o circuito.

4.2.3 A estabilização do LGN

O LGN que sai do V-123101 sofre uma expansão na LV-123101 de 21,0 kgf/cm² para, aproximadamente, 17,0 kgf/cm², que é a pressão na alimentação da torre desetanizadora (T-123101). Nesta expansão 3,47 % em quantidade de matéria de LGN passam para a fase gasosa.

Na torre de 14 estágios, contando com o refeedor P-123104, o LGN é estabilizado para se obter uma pressão de vapor de 14 kgf/cm². Para isto, a torre recebe calor do P-123104 que é aquecido com vapor d'água proveniente dos geradores de vapor. Na estabilização (desetanização), saem pelo topo da torre a – 29 °C, 40 % em quantidade de matéria que alimentam a torre (gás com riqueza de 3,6 % e vazão de projeto de 11.500 m³/dia). Este gás se mistura com o gás residual do V-123101. Pelo fundo da torre, saem os 60 % restantes da carga que corresponde a 50 m³/dia de LGN, que são armazenados no V-123103 e transportados via gasoduto para o município de Aracaju, sendo fracionados na torre T-20404 da UPGN-ATALAIA em 25 ton/dia de GLP e 16 m³/dia de pentano.

A unidade da UPGN-CP possui, também, um condensador de propano a água (P-123109) e um resfriador de LGN a água (P-123105). O P-123109 foi abordado anteriormente na descrição do sistema de propano. Já o P-123105 tem como finalidade esfriar o LGN, abaixando a pressão de vapor do mesmo para que seja armazenado a 14 kgf/cm². O LGN que sai do fundo da torre desetanizadora entra no casco deste permutador a 30,0 °C e sai a 25 °C aquecendo a água que passa pelo tubo do referido permutador.

Finalmente, a água que refrigera o LGN e o propano se aquece de 25 °C para 38 °C nos permutadores P-123105 e P-123109 sendo, posteriormente, refrigerada nas torres de refrigeração TR- 123101 A/B a 25 °C de onde é bombeada para os permutadores acima mencionados, fechado assim este circuito.

4.3 Equipamentos do processo e suas principais características técnicas

Neste item, inicialmente, serão apresentados os permutadores de calor de casco e tubos, que têm como princípio a transmissão de calor que se processa através da adequada separação dos fluidos envolvidos, sendo que um deles flui através do lado interno dos tubos e o outro através do lado externo, comumente chamado de lado do casco.

Em seguida, serão abordados os vasos de pressão que funcionam como: acumuladores, separadores e amortecedores de pulsação dos compressores de propano. Finalmente, serão destacados as duas torres: uma desetanizadora de LGN, e a outra, do sistema de regeneração de glicol.

4.3.1 Permutadores de calor do sistema criogênico

O sistema de baixa temperatura (criogênico) é constituído de três permutadores de calor: P-123101, P-123102 e P-123103. O principal objetivo deste sistema é o abaixamento da temperatura para possibilitar a liquefação do gás natural.

O gás natural atinge a temperatura de $-32,2\text{ °C}$ a uma pressão de $42,0\text{ kgf/cm}^2$ após a passagem pelos três permutadores de calor. Nos permutadores P-123101 e P-123103 a troca térmica ocorre com o gás residual que é gerado no topo da torre desetanizadora, pelo qual é rico em metano e etano. Já no permutador P-123102, a troca térmica ocorre com o gás refrigerante propano que se encontra a uma temperatura de aproximadamente -26 °C no casco do equipamento.

A categoria dos permutadores de calor apresentados na Figura 13, segundo a Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho – NR-13, é especificada como categoria III, sendo calculada pelo volume geométrico do equipamento e pela sua pressão de operação, associada à sua principal característica dos fluidos de operação.

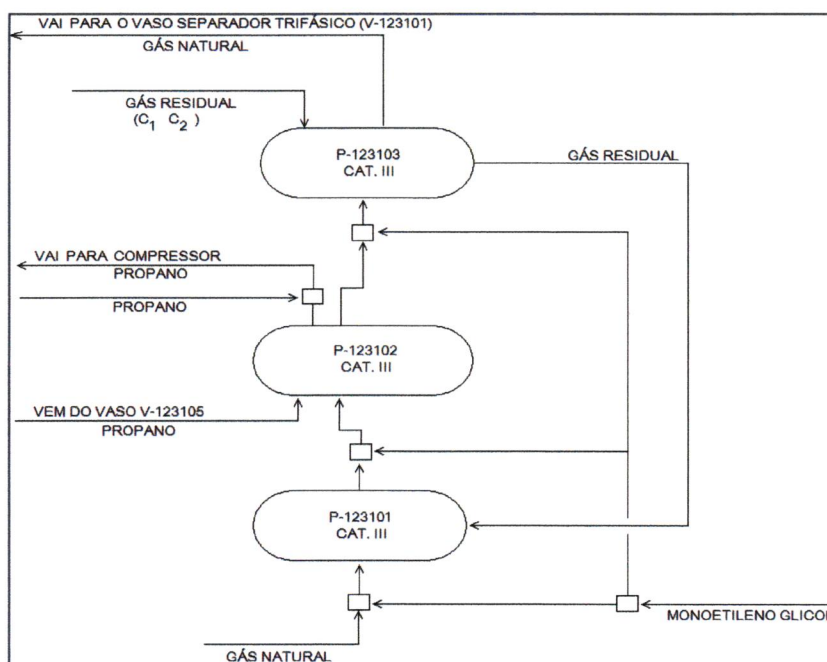


Figura 13 - Fluxograma do sistema criogênico da UPGN-CP

Os fluidos de processo que passam pelo lado dos tubos dos três permutadores de calor, de acordo com o fluxograma da Figura 13, são o gás natural e o monoetilenoglicol. Este último tem como principal característica o deslocamento do ponto de solidificação da água para $-75\text{ }^{\circ}\text{C}$, evitando a solidificação da mesma e a formação de hidratos. Pelo lado do casco dos permutadores P-123101 e P-123103 utilizam-se como fluido refrigerante o gás residual rico em metano e etano. Já o fluido que passa pelo lado do casco do P-123102 é o propano.

Os materiais de fabricação dos permutadores de calor estão apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Materiais de fabricação dos permutadores de calor do sistema criogênico

EQUIPAMENTOS	MATERIAIS DE FABRICAÇÃO
P-123101	cilindro dos cabeçotes: A-516 Gr 60 cilindro do casco: A-240 TP 304 Fundo torisférico: A-516 Gr 60
P-123102	A-240 TP 304
P-123103	Cilindro dos cabeçotes: A-240 TP 304 Cilindro do casco: A-240 TP 304 Fundo torisférico: A-240 TP 304

Segundo Teles (2003), os aços carbonos para baixa temperatura apresentam uma quantidade de carbono de aproximadamente 0,23 %, ficando entre os aços de baixo e de médio carbonos. Para compensar a diminuição do carbono os aços são acalmados com alumínio, o que refina os seus grãos melhorando as características de tenacidade e de

resistência ao impacto, como é o caso do aço ASTM A-516 Gr 60 de fabricação do cilindro dos cabeçotes e do fundo torisférico do P-123101 apresentado na Tabela 1.

O aço inoxidável austenítico da série AISI 304, usado para fabricação das partes pressurizadas dos permutadores P-123102 e P-123103 e do cilindro do casco do P-123101, conforme descrito na Tabela 1, tem limite de temperatura mínima da ordem de $-225\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Um dos grandes problemas de equipamentos fabricados em aços inoxidáveis austeníticos é a possibilidade do aparecimento de corrosão sob tensão e de corrosão por *pites* a que estão sujeitos quando em contato com os íons halogênicos, que têm a propriedade de conseguir romper a camada passivadora em alguns pontos desse aço.

A corrosão sob tensão manifesta-se pelo aparecimento de trincas perpendiculares à direção das tensões, podendo, as trincas serem intergranulares ou transgranulares, ramificadas ou não. Em superfícies esféricas, as trincas aparecem em várias direções (TELLES, 2003).

A incidência da corrosão sob tensão aumenta à medida que aumentam a concentração e a temperatura do meio corrosivo. Apesar de alguns autores afirmarem que para temperaturas inferiores a $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ não existe risco de aparecimento de corrosão sob tensão.

Telles (2003) afirma que há experiência e fatos recentes de corrosão sob tensão para temperaturas abaixo desse valor na presença de ambientes com cloretos. Já a corrosão por *pites* é provocada em qualquer temperatura, desde que abaixo do ponto de orvalho, sendo, também, acelerada pelo aumento de concentração e de temperatura.

4.3.1.1 Histórico das últimas inspeções realizadas

- Abril de 2002 a novembro de 2007 - não houve o aparecimento de grandes problemas nos referidos equipamentos. No final deste período, foi solicitado a substituição de uma conexão de instalação do indicador de pressão que era de aço carbono para aço inoxidável, devido o aparecimento de corrosão galvânica pela diferença de materiais.

Nesse período, foram realizados testes hidrostáticos nos permutadores por meio de águas desmineralizadas por apresentarem baixo teor de cloretos, evitando assim o aparecimento de corrosão por *pites*.

Além disso, foram realizados ensaios de líquido penetrante nas principais juntas soldadas do equipamento, assim como na sua junta de expansão, para verificar a possibilidade da existência de trincas. Contudo, nenhuma descontinuidade foi encontrada.

4.3.1.2 Os mecanismos de danos atuantes no sistema criogênico

Os mecanismos de danos identificados neste sistema foram os seguintes:

- ✓ Trincamento - devido ao possível aparecimento de corrosão sob tensão;
- ✓ Pites - devido ao possível aparecimento de corrosão por pites;
- ✓ Corrosão sob isolamento - devido o equipamento ser isolado termicamente, qualquer falha no isolamento pode acarretar a entrada de umidade e conseqüentemente o aparecimento de corrosão na região externa do casco e sob o isolamento;
- ✓ Corrosão ácida - devido à presença de monoetileno glicol.

Um fator importante atuante nos feixes dos permutadores em estudo é a diminuição do pH do meio, devido à injeção de monoetileno glicol para evitar o congelamento da água e a formação de hidratos. A faixa de variação de pH do monoetileno glicol é de 6,5 a 7,5, segundo dados da Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos FISPQ nº 64 da Makeni Chemicals, podendo assim, gerar corrosão por ação ácida.

4.3.2 Permutador de calor (refervedor) da torre desetanizadora

O LGN é estabilizado para se obter uma pressão de vapor de 14 kgf/cm^2 na torre desetanizadora. Para isto, a torre recebe calor do permutador P-123104 que é aquecido com vapor d'água proveniente dos geradores de vapor, instalados no campo produtivo da Petrobras em Carmópolis-SE.

A instalação física do referido permutador é realizada com o feixe tubular encaixado no costado da torre, de acordo com a Figura 14a.

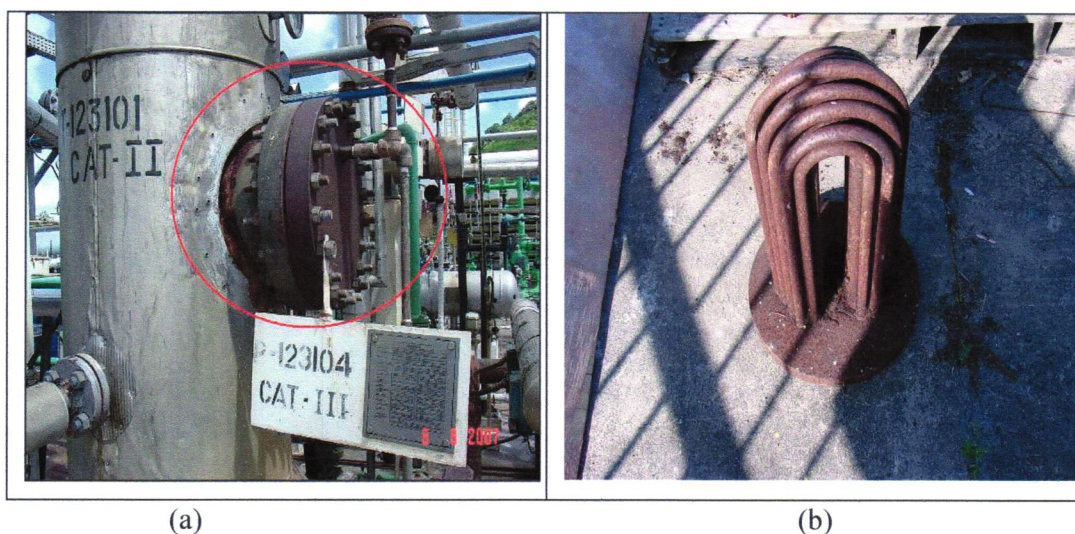


Figura 14 – (a) Vista do permutador de calor P-123104 (b) Feixe tubular do permutador

Durante a parada geral para manutenção da unidade, foi removido o feixe tubular, do tipo *U*, do permutador P-123104, conforme se observa na Figura 14b.

O fluido de processo que circula internamente no feixe do permutador é o vapor d'água. Enquanto que, no lado do casco, encontra-se o LGN, que faz contato direto com a região interna da torre desetanizadora.

O material de fabricação da região cilíndrica do equipamento é o ASTM A-516 Gr 60, enquanto que os tubos são fabricados com material do tipo A-179 (aço de baixo carbono). Segundo Gentil (2003), é um material bastante utilizado em sistemas com elevadas temperaturas.

Devido o feixe tubular do permutador de calor ser encaixado no costado da torre, é comum o aparecimento de corrosão em frestas, visto que a região de contato do feixe com o costado da torre gera uma região de espaço vazio de pequena dimensão suficiente para manter o líquido estagnado por um determinado tempo. Este tipo de corrosão ocorre quando pequenas quantidades de líquidos corrosivos ficam retidos em frestas, cavidades ou quaisquer espaços confinados.

A alta temperatura existente nos tubos do permutador devido à passagem do vapor d'água, também acelera o processo corrosivo, porque aumenta a atividade química do meio. Além disso, o vapor d'água ataca certos metais formando óxidos correspondentes e liberando hidrogênio, que pode ocasionar danos ao equipamento, como por exemplo, se difundir para o interior do metal (GENTIL, 2003).

Não se verifica a ocorrência de fluência, pois a temperatura de trabalho não ultrapassa os 370 °C, pelo qual se inicia as ocorrências de deformações por este fenômeno.

A velocidade do vapor d'água quando estiver alta pode desagregar as partículas do material e acelerar o processo corrosivo e causar o fenômeno conhecido como corrosão-erosão, ou até mesmo desencadear um desgaste por ação abrasiva.

4.3.2.1 Histórico das últimas inspeções realizadas

- Maio de 2005 – O feixe de tubos foi substituído devido à presença de furo nos tubos, causado pela alta velocidade do vapor d'água, pelo qual se desencadeou em um desgaste por ação abrasiva.
- Abril de 2001 - durante inspeção do equipamento, verificou-se a formação de furos no tubo, devido à velocidade do fluido e o desprendimento de partículas sólidas, gerando um processo corrosivo-erosivo. Nesta ocasião, foi tamponado o tubo que se encontrava danificado. Observou-se também a presença de corrosão alveolar adjacente ao espelho do equipamento.

4.3.2.2 Os mecanismos de dano atuante no permutador de calor P-123104

Os mecanismos de danos identificados no permutador P-123104 foram os seguintes:

- ✓ Corrosão em frestas - ocorre na região de contato do feixe com o costado da torre;
- ✓ Corrosão-erosão - devido à velocidade do vapor d'água;
- ✓ Corrosão alveolar - devido à variação de temperatura próxima ao espelho do permutador;
- ✓ Ataque por hidrogênio - o vapor d'água, em temperaturas elevadas, ataca certos metais formando óxidos correspondentes e liberando hidrogênio.

4.3.3 Resfriador de LGN (P-123105) e o Condensador de Propano (P-123109)

O permutador de calor P-123105 tem como finalidade esfriar o LGN, diminuindo a sua temperatura de 30 °C para 25 °C. Já o permutador de calor P-123109 possibilita a liquefação do propano após o seu resfriamento com água originada das torres de resfriamento.

A estrutura física externa do condensador de propano é bastante semelhante ao resfriador de LGN, conforme se observa na Figura 15 e na Figura 16.



Figura 15 – Permutador de calor P-123105

A água que circula pelos tubos dos permutadores de calor P-123104 e P-123109 é aquecida de 25 °C para 38 °C pela passagem no casco do equipamento do LGN e do propano, sendo posteriormente refrigerada nas torres de refrigeração.



Figura 16 – Permutador de calor P-123109

Os sais dissolvidos, os sólidos e a matéria orgânica em suspensão dissolvidos na água de resfriamento dos permutadores são fatores que contribuem para a formação de um meio favorável à proliferação de algas, bactérias e fungos, que por sua vez, prejudicam não só a operação da torre de resfriamento, mas também o desempenho térmico da rede de permutadores de calor.

Os cilindros dos cabeçotes e do casco do permutador P-123105 são fabricados com material do tipo ASTM A-106 Gr B, e o fundo torisférico, com ASTM A-234. Em relação ao permutador P-123109, os materiais empregados na fabricação do casco e dos tubos são o ASTM A-516 Gr 60 e o A-179 respectivamente.

4.3.3.1 Histórico das últimas inspeções realizadas

- Outubro de 2007 - o feixe dos tubos do permutador de calor P-123109 foi substituído, em virtude de desgaste corrosivo e de incrustação nas suas extremidades.
- Novembro de 2004 - nos tubos no condensador de propano foi observada uma camada de óxido e de incrustação. Em seguida foi realizada uma limpeza interna, através de varetamento e hidrojateamento, assim como ocorreu o mandrilhamento nas extremidades de 27 tubos, devido à existência de vazamento de propano (lado do casco) pela sede de vedação, com comprometimento da continuidade operacional da unidade.

O material (depósito biológico) encontrado na região interna de tubos de permutadores impede a transferência de calor e restringe o fluxo de água de refrigeração, de acordo com a Figura 17.

- Maio de 2002 - na face de vedação dos cabeçotes e nos espelhos do resfriador de LGN foi verificada a presença de corrosão alveolar. Identificado também obstrução dos tubos do mesmo devido à existência de desequilíbrio operacional nas torres de água de refrigeração. Foi realizado hidrojateamento nos tubos e casco, retubagem em todos os tubos, enchimento com solda nos cabeçotes e usinagem das suas faces de vedação.



Figura 17 – Detalhe de depósito biológico e incrustação nos tubos do P-123109

- Novembro de 1998 - nos cabeçotes e nos tubos (parcialmente obstruídos) foi observada uma camada de incrustação, devido à deposição de material biológico, conforme se observa na Figura 18. Verificou-se corrosão alveolar na região adjacente a chapa divisória do cabeçote norte e trincas superficiais na solda de selagem do P-123105.



Figura 18 – Obstrução nos tubos devido a depósito biológico no resfriador de LGN

4.3.3.2 Os mecanismos de dano atuantes nos permutadores P-123105 e P-123109

Os mecanismos de danos identificados nos permutadores P-123105 e P-123109 foram os seguintes:

- ✓ Corrosão sob depósito - devido ao aparecimento de incrustação;
- ✓ Incrustação nos tubos - aparecimento de incrustação provocada pela má qualidade da água das torres de resfriamento;
- ✓ Corrosão alveolar - devido à presença de cloretos na água de refrigeração;
- ✓ Depósito biológico - a proliferação de algas, bactérias e fungos formadoras de limo e bactérias modificadoras do meio ambiente pode causar problemas de depósitos nos tubos dos permutadores e, em certos casos, obstrução dos mesmos (GENTIL, 2003).

4.3.4 Permutadores de calor do sistema de regeneração de glicol

O sistema de regeneração de glicol é constituído de três permutadores: um condensado de topo da torre (P-123106), um refervedor (P-123107) e de um aquecedor de carga (P-123108).

A condensação de vapores de glicol ocorre através do permutador de calor P-123106, denominado de condensador de topo da torre. Este equipamento é instalado na região superior da torre regeneradora de glicol, de acordo com a Figura 19a.

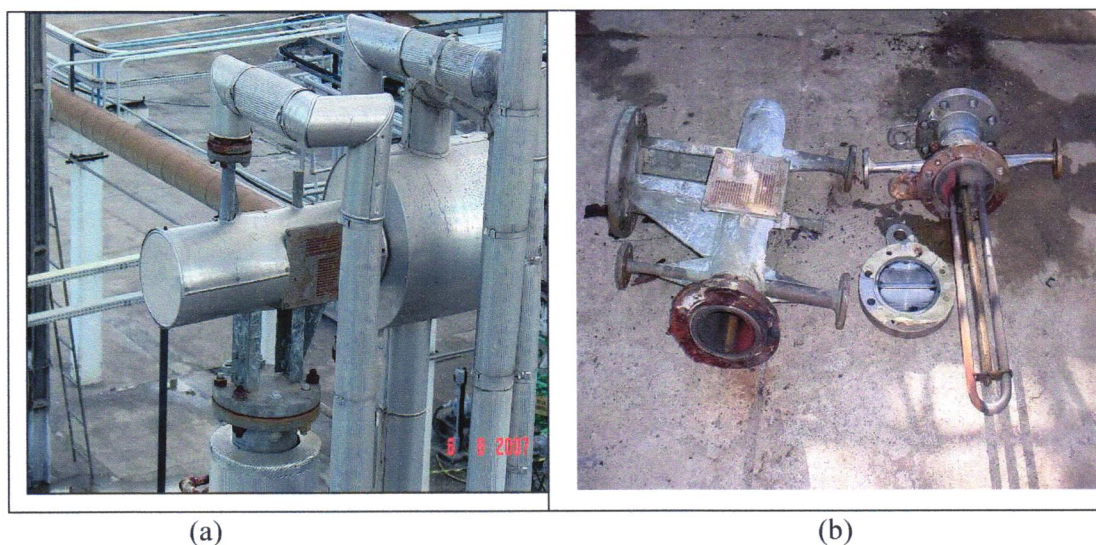


Figura 19 – (a) Permutador de calor P-123106 (condensador de glicol) (b) Equipamento desmontado

Durante a parada geral da unidade o condensador de topo e o refervedor da torre de glicol são desmontados para limpeza e inspeção, assim como são sacados os feixes tubulares dos referidos equipamentos, como se observa na Figura 19b e na Figura 20b.

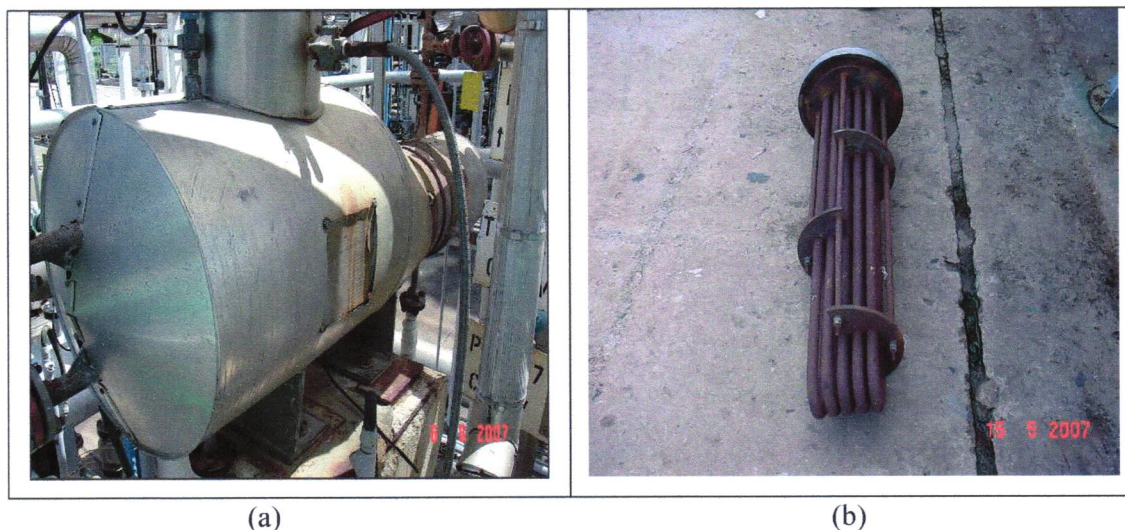


Figura 20 – (a) Refervedor da torre de glicol P-123107 (b) Equipamento desmontado - feixe de tubos

O refervedor da torre de glicol é instalado fisicamente na região inferior da torre regeneradora de glicol, conforme se observa na Figura 20a, sendo aquecido com vapor d'água proveniente dos geradores de vapor do campo de Carmópolis-SE.

O glicol concentrado (regenerado), que sai pela região inferior da torre regeneradora de glicol, circula pelo casco do aquecedor de carga P-123108, de acordo com a Figura 21a. Pelo lado dos tubos circulam o glicol que vem do feixe do condensador de topo, sendo a sua forma construtiva bastante diferenciada dos outros permutadores de calor do sistema de glicol, conforme se verifica na Figura 21b.

Um fator importante atuante nos permutadores em estudo é a diminuição do pH do meio, devido à passagem de monoetileno glicol. Pois, a faixa de variação do pH do referido produto é da ordem de 6,5 a 7,5, podendo gerar corrosão por ação ácida.

Outro ponto importante é a existência de altas temperaturas, nos permutadores P-123106 e P-123107 devido à passagem de vapor d'água, e conseqüentemente uma aceleração de processos corrosivos.

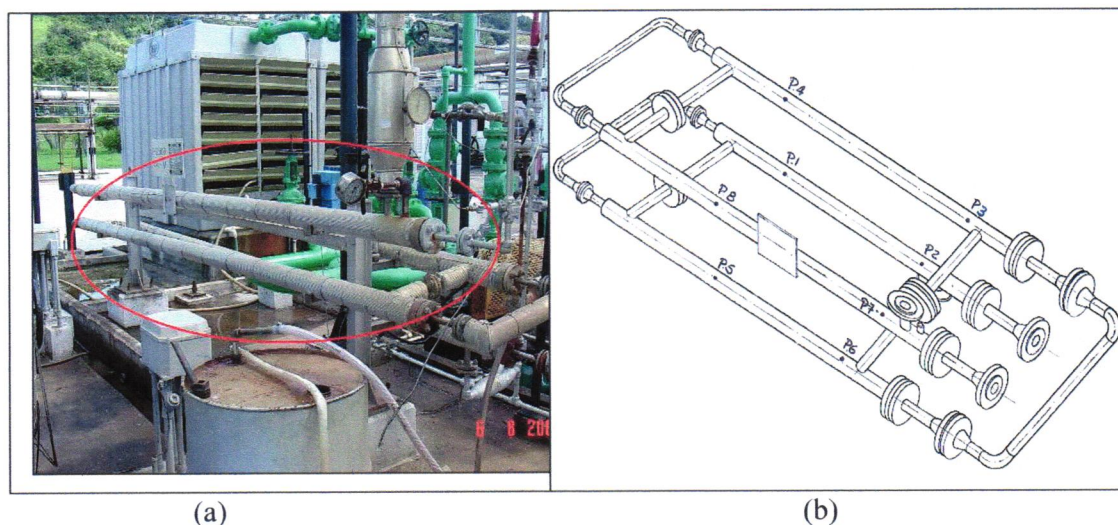


Figura 21 – (a) Aquecedor de carga P-123108 (b) Aspecto construtivo do equipamento

A velocidade do vapor d'água quando está relativamente alta, desagrega as partículas do material e acelerar o processo corrosivo causando o fenômeno conhecido como corrosão-erosão. Este fenômeno também é acelerado pelas partículas sólidas contidas no vapor d'água e comumente chamada de sílica.

O cilindro dos cabeçotes do permutador P-123106 foi fabricado com material do tipo ASTM A-312 TP-304, o cilindro do casco, com o ASTM A-106 B, e os tubos com o ASTM A-249 TP-304. Tanto para o cilindro dos cabeçotes como para o cilindro do casco do refeedor da torre de glicol foi utilizado o ASTM A-516 Gr 60, já para os tubos utilizou-se o material ASTM A-107 Gr B.

O aquecedor de carga P-123108 foi fabricado totalmente em aço inoxidável do tipo ASTM A-312 304-L. Um detalhe especial deste equipamento é a sua fabricação com trechos inclinados para forçar o escoamento do fluido.

Devido o material de fabricação do permutador P-123108 ser de aço inoxidável, existe a possibilidade de ocorrência de corrosão sob tensão e de corrosão por *pites* a que estão sujeitos quando em contato com halogêneos e íons como cloretos, brometos, dentre outros, que têm a propriedade de conseguir romper a camada passivadora em alguns pontos desse aço.

4.3.4.1 Histórico das últimas inspeções realizadas

- Maio de 2002 a novembro de 2007 - na região do casco foi verificada uma pequena camada de óxido, assim como corrosão uniforme nesta região, sem comprometimento da sua integridade física.

Neste período, foi identificada corrosão alveolar nos tubos do permutador P-123107 provocada pelo desprendimento de partículas sólidas (sílicas) contidas no vapor d'água, gerando um processo corrosivo-erosivo nesta região. Foi detectado o aparecimento de incrustação nos tubos e perda de eficiência operacional, devido à elevada dureza (cálcio e magnésio) no vapor d'água.

O permutador P-123107 foi substituído devido ao aparecimento de furo nos tubos, provocado pelo processo corrosivo-erosivo. Foi notada também perda de eficiência operacional devido à elevada incrustação interna dos tubos. Além disso, observou-se corrosão galvânica na conexão de instalação do indicador de pressão do permutador de calor P-121308, devido à dissimilaridade de materiais, o casco do equipamento é de aço inoxidável e a conexão é de aço carbono.

4.3.4.2 Os mecanismos de danos atuantes no sistema de regeneração de glicol

Os mecanismos de danos identificados nos equipamentos do sistema de regeneração de glicol foram os seguintes:

- ✓ Corrosão-erosão - devido à velocidade e as partículas sólidas contidas no vapor d'água;
- ✓ Corrosão em temperaturas elevadas - devido à passagem de vapor d'água;
- ✓ Trincas - devido ao possível aparecimento de corrosão sob tensão;
- ✓ Pites - devido ao possível aparecimento de corrosão por pites.

4.3.5 Vasos de pressão da UPGN-CP

O sistema de vasos de pressão da unidade é composto por um vaso separador de entrada de gás natural (P-123110), um separador trifásico (gás residual + glicol + LGN) V-123101 e os vasos de pressão do sistema de propano.

A principal função do vaso de pressão de entrada da unidade é a separação da umidade contida no gás natural. A umidade é eliminada através da região inferior do equipamento, denominada de bota, observada na Figura 22.

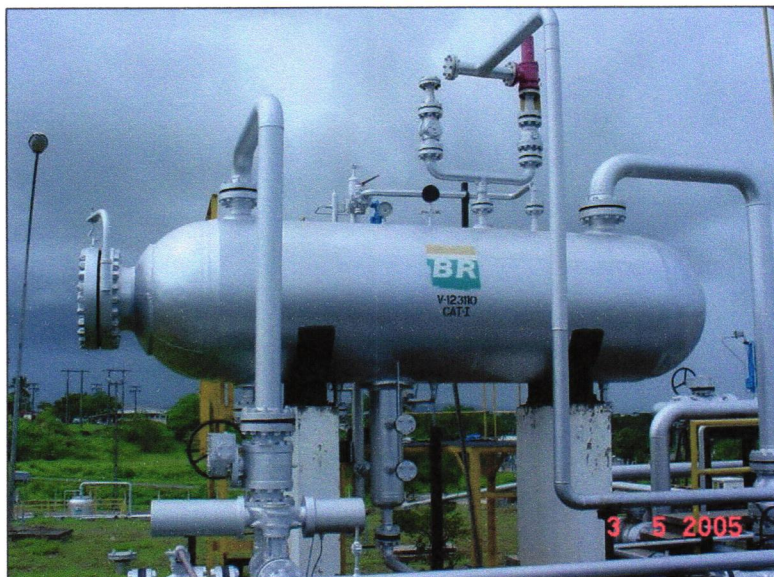


Figura 22 – Vaso de entrada da UPGN-CP

O vaso de pressão V-123101 tem a finalidade de separar o monoetileno glicol, os hidrocarbonetos líquidos e os hidrocarbonetos gasosos contidos no processo. O equipamento é isolado termicamente devido à operação ocorrer em baixa temperatura, conforme se observa na Figura 23.

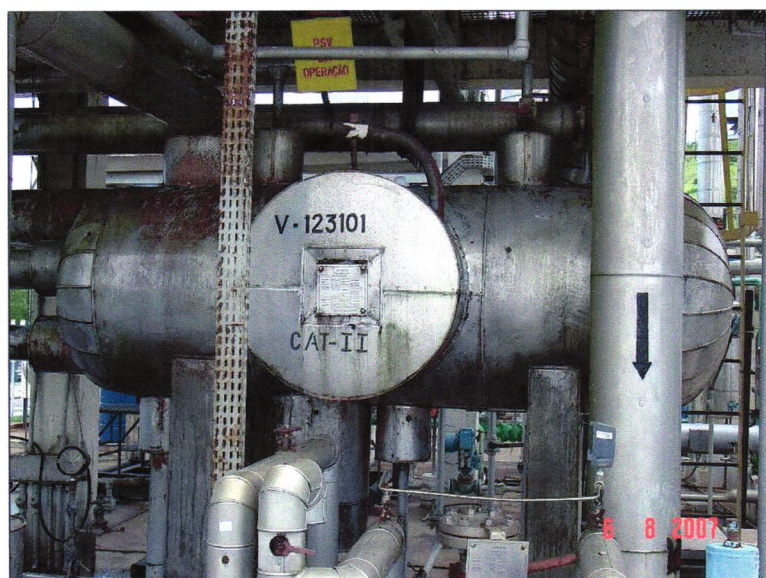


Figura 23 – Vaso de pressão V-123101

Observa-se na Figura 23 a pintura do *tag* de processo (V-123101) e da categoria II do vaso de pressão, segundo a Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho NR-13.

O material de fabricação, tanto do casco como dos tampos do V-123101 e do V-123110, é o aço carbono ASTM A-516 Gr 60, que, segundo Telles (2003), são materiais também utilizados para os serviços em baixa temperatura.

Um fator importante atuante no separador trifásico é a diminuição do pH do meio, devido à presença de monoetileno glicol, principalmente na região da bota do equipamento. A faixa de variação do pH do referido produto é de 6,5 a 7,5, podendo gerar corrosão por ação ácida. Devido o equipamento ser isolado termicamente, existe a possibilidade do aparecimento de corrosão sob isolamento, caso ocorra deterioração no mesmo.

4.3.5.1 Histórico das últimas inspeções realizadas nos vasos V-123101 e V-123110

- Julho de 2006 - no vaso de entrada de gás natural foi constatada a presença de descontinuidades (falta de fusão, falta de penetração e trincas) na região das soldas das conexões da bota. As descontinuidades foram detectadas através de ensaio por ultra-som. Verificou-se também a presença de depósito de resíduos oriundos do processo, e empolamento da pintura devido, provavelmente, à deficiência na preparação da superfície antes da aplicação da película de tinta.
- Abril de 2001 - no vaso V-123101 foi observado a deterioração da malha de aço do separador de névoa, causado pela presença de resíduos, gerando caminhos preferenciais para passagem do produto. A presença de resíduos é oriunda de produtos de corrosão e de espumas de poliuretano desprendidos de raspadores de limpezas de tubulações.

4.3.5.2 Os mecanismos de danos atuantes nos vasos de pressão V-123101 e V-123110

Os mecanismos de danos identificados nos equipamentos V-123101 e V-123110 foram os seguintes:

- ✓ Corrosão uniforme - causada pelas diferenças de potencial existentes nas irregularidades microscópicas da estrutura metalúrgica do material;
- ✓ Pites - presença de meio ácido gerando corrosão por pites;

- ✓ Trincas - a região da solda da bota dos equipamentos é um local de concentração de tensão, podendo existir a possibilidade de aparecimento de trincas;
- ✓ Corrosão sob isolamento - devido à falha no isolamento térmico do V-123101, e conseqüentemente a entrada de umidade para a sua superfície.

4.3.5.3 Vasos de pressão do sistema de propano

O circuito do sistema de propano é constituído de cinco vasos de pressão: um vaso acumulador (V-123104), um vaso expansor (V-123105) e três amortecedores de pulsação (V-12310101, V-12310201 e V-12310202).

O vaso de pressão V-123104 tem a função de acumular propano após a saída do produto do permutador P-123109. Tendo como categoria II a sua regulamentação segundo a NR-13, de acordo com a Figura 24.



Figura 24 –Vaso acumulador de propano V-123104

Após a saída do propano do vaso acumulador, o mesmo é direcionado para o vaso de pressão V-123105, que tem como função principal acumular o produto que sofreu expansão, sendo posteriormente alinhado para o permutador de calor P-123102.

Devido, nesta etapa do processo, o propano se encontrar a baixa temperatura, o vaso de pressão V-123105 é isolado termicamente, como se observa na Figura 25.

O casco e os tampos do vaso de pressão acumulador de propano V-123104 foram fabricados com um aço de médio carbono (ASTM A-285 Gr C). Já o vaso V-123105 foi fabricado totalmente com material do tipo ASTM A-515 Gr 70, que é também um aço de médio carbono para utilização em serviços de baixa temperatura.



Figura 25 –Vaso expansor de propano V-123105

Observa-se na Figura 26, os amortecedores de pulsação do sistema de compressão do gás propano. Os amortecedores têm como função principal suprimir ou diminuir os efeitos de pressão pulsante, oriundos do funcionamento dos compressores.

Todos os três amortecedores de pulsação do sistema de compressão do gás propano são classificados como categoria III, segundo a Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho NR-13. Apesar dos amortecedores apresentarem pequenas dimensões, como se verifica na Figura 26, o fator limitante para a sua classificação, são os efeitos da sua pressão de operação, podendo atingir a 20 kgf/cm^2 .

Na fabricação do casco e dos tampos dos amortecedores de pulsação foram utilizados materiais do tipo ASTM A-283 Gr C. Segundo Telles (2003), este tipo de material é denominado de aço de qualidade estrutural.

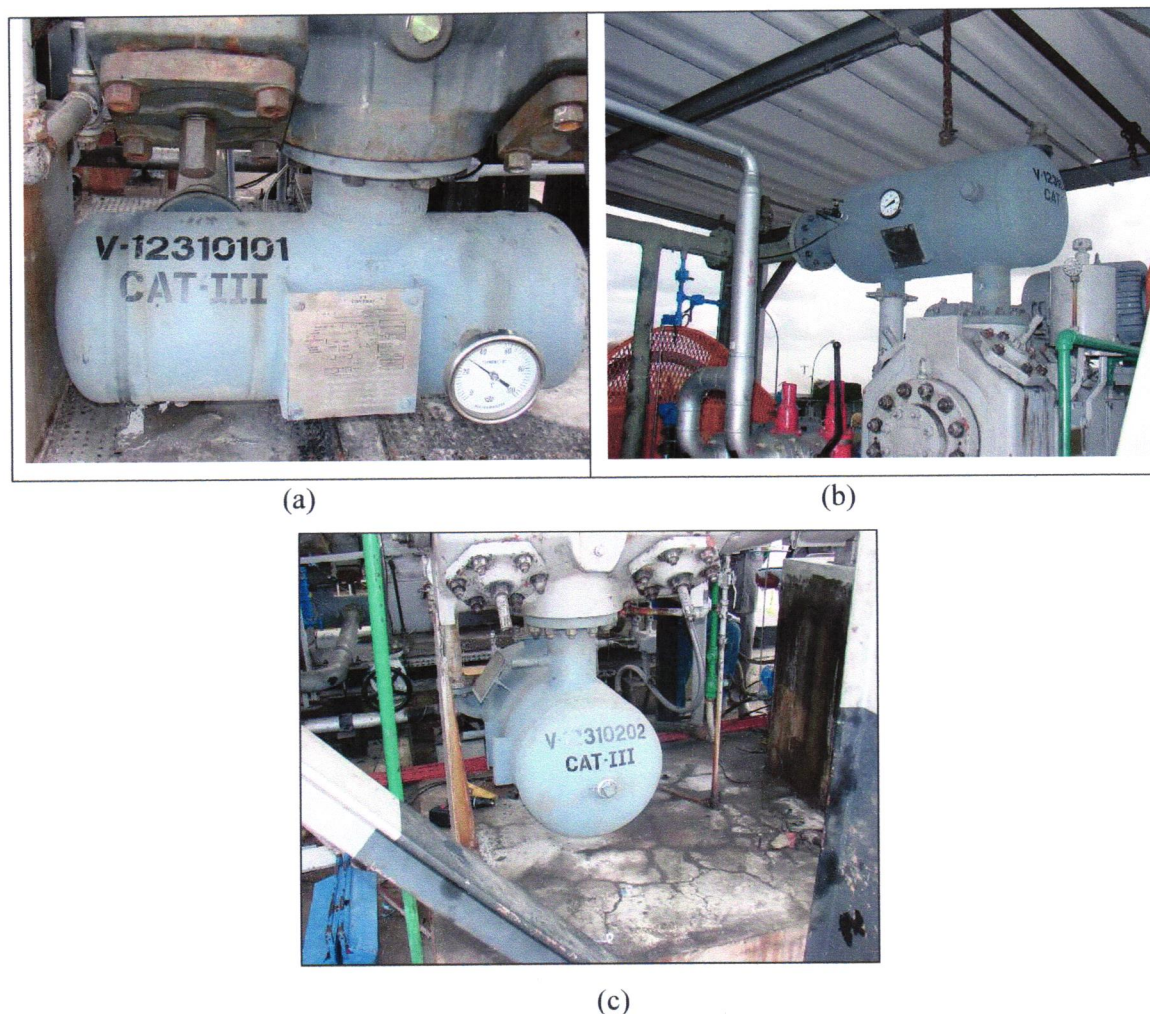


Figura 26 – Amortecedores de pulsação dos compressores de propano (a) descarga do compressor nº 1 (b) admissão do compressor nº 2 (c) descarga do compressor nº 2

4.3.5.3.1 Histórico das últimas inspeções realizadas

- Maio de 2002 - na região do bocal de 6 polegadas de diâmetro do vaso V-12310101 foi constatado, através de ensaio por ultra-som, uma descontinuidade (penetração insuficiente da solda). No mesmo período, verificou-se no vaso V-12310201, através de inspeção visual, um processo de corrosão-erosão na face de vedação do flange de 6 polegadas de diâmetro, originado pela velocidade do fluido durante o funcionamento do equipamento, e como também, a possibilidade da existência de partículas sólidas nesta região.

Durante a parada do equipamento para manutenção geral foi realizado reparo com solda na junta soldada da conexão de 6 polegadas de diâmetro do vaso V-12310202,

devido ao aparecimento de trincas e falta de fusão nesta região. Esta descontinuidade foi detectada através de ensaio por ultra-som.

- Abril de 2001 - na região interna da geratriz inferior do vaso acumulador de propano V-123104 foi detectada uma camada de incrustação, assim como, foi observada corrosão alveolar na região das suas conexões. Na região da solda longitudinal do casco foi verificada a presença de trincas, originadas no processo de fabricação do equipamento.

Neste mesmo período, observou-se processo corrosivo no vaso separador de névoa do vaso expensor de propano, causado pela existência de caminhos preferenciais e o acúmulo de resíduos na sua região interna.

4.3.5.3.2 Os mecanismos de danos atuantes do sistema de propano

Os mecanismos de danos identificados nos equipamentos do sistema de propano foram os seguintes:

- ✓ Trincas - descontinuidades geradas no processo de fabricação dos equipamentos e ao efeito da pressão pulsante nos amortecedores de pulsação;
- ✓ Corrosão alveolar - devido à condensação do fluido e a presença de deposição de resíduos;
- ✓ Corrosão atmosférica - devido ao intemperismo natural na região de possível falha de pintura;
- ✓ Incrustações - devido à presença de material depositado sobre a superfície metálica;
- ✓ Corrosão sob isolamento - pode apresentar este tipo de mecanismo no vaso de pressão V-123105, caso haja falha no isolamento térmico.

4.3.6 Torre desetanizadora de LGN e torre regeneradora de glicol

A torre desetanizadora T-123101, conforme é apresentada na Figura 27, tem a função de estabilizar o LGN obtendo uma pressão de vapor de 14 kgf/cm². Já a torre T-123102, como se observa na Figura 28, regenera o glicol que foi utilizado durante o processo.

A torre desetanizadora de LGN é isolada termicamente e possui instalada uma plataforma intermediária para acesso às bocas de visita do equipamento, conforme se verifica na Figura 27.



Figura 27 – Torre desetanizadora de LGN: T-123101

O material de fabricação das partes pressurizadas da torre T-123101 é o aço carbono ASTM A-516 Gr 60. Já para a torre T-123102 o material utilizado para o casco é o ASTM A-53 Gr A e para os tampos o ASTM A-105.



Figura 28 – Torre regeneradora de glicol: T-123102

A torre regeneradora de glicol possui na sua região superior um condensador de topo, conforme se observa na Figura 28, que tem a função de condensar os vapores de glicol gerados na sua região interna.

4.3.6.1 Histórico das últimas inspeções realizadas

- Novembro de 2007 - na região externa inferior do casco da torre desetanizadora de LGN (T-123101) foi verificado processo corrosivo alveolar, sendo necessário a sua inativação através de aplicação de revestimento polimérico (belzona).
- Abril de 2001 - no dreno da torre T-123101 foi constatada uma obstrução parcial, causado por pedaços de recheio da torre. Durante esta intervenção todo o recheio foi substituído.
- Junho de 1997 - o flange da região superior da torre regenerador de glicol (T-123102) foi substituído, devido à presença de descontinuidades (trincas e poros) na junta soldada.

4.3.6.2 Os mecanismos de danos atuantes nas torres T-123101 e T-123102

Os mecanismos de danos identificados nas torres T-123101 e T-123102 foram os seguintes:

- ✓ Obstruções - devido à possibilidade de pedaços de recheio obstruir o dreno do equipamento, após os mesmos se encontrarem desgastados e quebrados;
- ✓ Corrosão uniforme - causada pelas diferenças de potencial existente nas irregularidades microscópicas da estrutura metalúrgica do material;
- ✓ Corrosão alveolar - presença de deposição de resíduos e condensação de fluido;
- ✓ Corrosão sob isolamento - presença de umidade e possível falha no isolamento térmico;
- ✓ Trincas - devido às descontinuidades geradas no processo de fabricação do equipamento.

4.4 Condições ambientais da UPGN-CP

A Unidade de Processamento de Gás Natural da Petrobras instalada em Carmópolis-SE (UPGN-CP) está localizada numa região que apresenta clima do tipo megatérmico úmido a sub-úmido, com precipitação pluviométrica média anual de 1.400 mm, temperatura média anual de 25,0 °C e período chuvoso de março a agosto. O relevo está

representado pela planície litorânea, tabuleiro costeiro e superfície dos rios Cotinguiba e Sergipe. Não se verifica a incidência de chuvas ácidas, pois este fenômeno somente ocorre onde são gerados os poluentes que a causam, por isso mesmo a incidência é grande nas regiões altamente industrializadas e mais densamente povoadas, que não é o caso do município de Carmópolis (SERGIPE.SEPLANTEC/SUPES,1997/2000).

Observa-se que as superfícies externas dos equipamentos não são degradadas por processos corrosivos, visto que as condições ambientais da localização dos equipamentos da unidade em estudo não apresentam grandes agentes corrosivos. Pode-se destacar apenas o próprio intemperismo natural como sendo uma das formas de degradação, quando, por exemplo, ocorrer falhas ou no processo de pintura ou no isolamento térmico dos equipamentos.

4.5 O Plano de Inspeção dos Equipamentos para a UPGN-CP

Os equipamentos de processo devem ter seus planos de inspeção desenvolvidos em função dos mecanismos de danos atuantes. Sejam por corrosão uniforme, por corrosão por pites, ou até mesmo pelo desenvolvimento de trincas, conforme já identificados. Todos os mecanismos observados devem possuir uma correlação com a técnica adequada de inspeção, permitindo com isto a concentração dos esforços e a disponibilidade adequada dos recursos.

Os planos de inspeção devem ser abrangentes, quanto ao local da aplicação de cada técnica, para permitir que o profissional qualificado identifique com clareza se o mecanismo está presente, ou não, no equipamento inspecionado.

A partir dos resultados desta avaliação, o PIE deve possuir um acompanhamento da evolução do mecanismo de degradação atuante, tendo em vista a expectativa do crescimento das discontinuidades presentes em cada região dos equipamentos, e do seu impacto sobre a integridade estrutural dos mesmos.

Na Tabela 2 estão relacionadas às principais técnicas de inspeção para cada tipo de mecanismo de dano apresentado para os equipamentos da UPGN-CP. A abrangência de aplicação das técnicas é um fator importante para o desprendimento adequado dos recursos e da efetividade da inspeção.

Tabela 2 – Mecanismos de danos, técnicas de inspeção e abrangência para a aplicação das técnicas

MECANISMO DE DANO	TÉCNICAS DE INSPEÇÃO	ABRANGÊNCIA (REGIÃO DO EQUIPAMENTO)
Corrosão uniforme	Inspeção visual	Nas regiões de possível falha na pintura e com exposição à atmosfera corrosiva
Corrosão alveolar	Inspeção visual e ultra-som	Nas regiões de deposição de resíduos e condensação de fluidos
Corrosão sob isolamento	Inspeção visual e inspeção termográfica	Locais de presença de umidade e possível falha no isolamento térmico
Corrosão atmosférica	Inspeção visual	Região de possível falha na pintura
Corrosão-erosão	Inspeção visual, medição de espessura e ultra-som	Nas regiões de mudança de sentido de fluxo, em curvas e chapas defletoras e áreas de mudança de velocidade
Corrosão sob depósito	Inspeção visual	Locais de presença de incrustações
Deposição biológica	Inspeção visual, ensaio íris e video-fibroscópico	Região interna dos tubos de permutadores de calor
Fluência	Réplica metalográfica	Regiões com altas temperaturas
Corrosão em frestas	Inspeção visual e ensaios de ultra-som	Locais de estagnação de fluidos; áreas de frestas e de células oclusas
Ataque pelo hidrogênio	Inspeção visual e ensaios de ultra-som	Regiões que trabalham com o H_2S e locais com vapores de água em temperaturas elevadas
Corrosão sob tensão	Metalografia, ensaios de líquido penetrante e ensaios de ultra-som	Em regiões dos equipamentos fabricados com material de aço inoxidável na presença de íons cloretos
Trincas	Inspeção visual, ensaios de líquido penetrante, ensaios de ultra-som e ensaios de partícula magnética	Regiões de soldas, amassamentos, ovalizações, áreas de solicitações mecânicas e regiões de possível aparecimento de corrosão sob tensão
Corrosão por ação ácida	Inspeção visual	Regiões dos equipamentos que trabalham com monoetileno glicol

Verifica-se, na Tabela 2, que os principais mecanismos de danos atuantes nos equipamentos da UPGN-CP são os processos corrosivos. Ratificando a afirmação de Gonçalves (2007), quando descreve que a indústria de petróleo é uma das áreas mais afetadas pelos problemas causados pela corrosão.

5 CONCLUSÕES

O estudo da metodologia da Inspeção Baseada em Risco foi imprescindível na proposta do Plano de Inspeção dos Equipamentos da UPGN-CP, orientando os esforços para a aplicação das principais técnicas de inspeção correlacionadas com os tipos de mecanismos de danos atuantes em cada equipamento.

Através da revisão do fluxograma de processo foram levantados os principais fluidos da unidade, como: glicol, LGN, água, gás residual, propano, gás natural e vapor d'água. A criticidade de cada fluido, associada com a aplicação das técnicas de inspeção e do histórico de cada equipamento, serviu de base para a identificação dos mecanismos de danos atuantes em cada equipamento de processo. Dentre os diversos tipos de mecanismos de danos, a corrosão eletroquímica foi à principal forma de degradação dos equipamentos da unidade.

Durante a aplicação do Plano de Inspeção dos Equipamentos, com a utilização da metodologia da Inspeção Baseada em Risco, foi verificado que os recursos disponibilizados seguiram a criticidade de cada equipamento, pelos quais, disponibilizou-se adequadamente a mão de obra e a aplicação das principais técnicas de inspeção, levando em consideração os mecanismos de danos atuantes em cada equipamento.

Em suma, as inspeções realizadas, após a aplicação da IBR, foram planejadas de acordo com o grau de risco dos equipamentos, pelo qual, reduziu-se sistematicamente a probabilidade de falha com uma melhor utilização do uso dos recursos de inspeção.

Neste sentido, foi verificada uma otimização na confiabilidade dos equipamentos, com a utilização da metodologia da Inspeção Baseada em Risco, garantindo o aperfeiçoamento da efetividade da inspeção e obtendo êxito na identificação das discontinuidades relevantes dos equipamentos da unidade.

REFERÊNCIAS

- American Petroleum Institute. **Risk-Based Inspection**: Base Resource Document. 1. ed. New York: American Petroleum Institute, May 2000. API PUB 581, 2000.
- American Petroleum Institute. **Risk-Based Inspection**. 1. ed. New York: American Petroleum Institute, May 2002. API RP 580, 2002.
- BEER, F. P., JOHNSTON JÚNIOR, E. R. **Resistência dos Materiais**. 3. ed. São Paulo: Makron Books, 1995.
- CHIAVERINI, V. **Tecnologia Mecânica**: Processos de Fabricação e Tratamento. 2. ed. São Paulo: Makro Books, 1986.
- CALLISTER JÚNIOR, W. D. **Ciência e Engenharia de Materiais**: Uma Introdução. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2002.
- CORREA, H. L., CORREA, C. A. **Administração de Produção e Operações**. 1. ed. São Paulo: Atlas, 2004.
- DUTRA, A. C., NUNES, L. P. **Proteção Catódica**: Técnica de Combate à Corrosão. 4. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 1999.
- Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ nº 64. Makeni Chemicals, São Paulo: 2003 .
- GEMELLI, E. **Corrosão de Materiais Metálicos e sua Caracterização**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2001.
- GENTIL, V. **Corrosão**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2003.
- GONÇALVES, J. C. **Estudo de Corrosão em Sistemas de Topo de Unidades de Destilação de Petróleo**. Dissertação de Mestrado, COPPE, 2007.
- PEZZI FILHO, M. **Aplicação de IBR, Inspeção Baseada em Risco a Oleodutos segundo o API 581 BRD**. Verificação de Consistência com as Práticas Usuais da Indústria para Avaliação de Risco. Dissertação de Mestrado, PUC-RIO, 2003.
- PINTO, A. K., XAVIER, J. A. N. **Manutenção**: Função Estratégica. 2. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001.
- SANTIN, J. L. **Ultra-som: Técnica e Aplicação**. 1. ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1996.
- SANTOS, J. J. M. **Ensaaios Não Destrutivos**: Partículas Magnéticas. 1. ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 2002.
- SERGIPE, Secretaria de Estado do Planejamento e da Ciência e Tecnologia – SEPLANT. Superintendência de Estudos e Pesquisas – SUPES. **Informes Municipais**: Aracaju. 1997/2000.

TELLES, P. C. S. **Vasos de Pressão**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 1996

TELLES, P. C. S. **Materiais para Equipamentos de Processo**. 6. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2003.

VAN VLACK, L. H. **Princípios de Ciência dos Materiais**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blücher, 1970.