

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE PÓS GRADUAÇÃO – LATO SENSU
ENGENHEIRO DE CONDICIONAMENTO/COMISSIONAMENTO – PROMINP**

TRABALHO DE FIM DE CURSO

**COMISSIONAMENTO DE TROCADORES DE CALOR DO
TIPO CASCO E TUBOS**

**DAVID FIORILLO
PAULO NASCIMENTO MARTINS**

**VITÓRIA – ES
03/2010**

**DAVID FIORILLO
PAULO NASCIMENTO MARTINS**

**COMISSIONAMENTO DE TROCADORES DE CALOR DO
TIPO CASCO E TUBOS**

Parte manuscrita do Trabalho de Fim de Curso elaborado pelo(s) aluno(s) David Fiorillo e Paulo Nascimento Martins e apresentado ao Colegiado do Curso de Pós Graduação – Lato Sensu, em Engenharia de condicionamento/comissionamento do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, para obtenção do certificado Especialista.

**VITÓRIA – ES
03/2010**

**DAVID FIORILLO
PAULO NASCIMENTO MARTINS**

**COMISSIONAMENTO DE TROCADORES DE CALOR DO
TIPO CASCO E TUBOS**

COMISSÃO EXAMINADORA:

**Título (Prof., Prof. MsC, Prof. Dr., Eng.)
e Nome completo
Orientador**

**Título (Prof., Prof. MsC, Prof. Dr., Eng.)
e Nome completo
Co-orientador(opcional)**

**Título (Prof., Prof. MsC, Prof. Dr., Eng.)
e Nome completo
Examinador**

**Título (Prof., Prof. MsC, Prof. Dr., Eng.)
e Nome completo
Examinador**

Vitória - ES, 10 de Março 2010

DEDICATÓRIA

Dedicamos este trabalho a todos que contribuem por uma sociedade e
ambiente cada vez melhor.

AGRADECIMENTOS

Ao orientador Paulo Cesar Alves dos Santos, da Petrobras, pois sem seu incentivo a conclusão deste trabalho não seria possível.

Aos engenheiros Patrícia Renata Carvalho, Patrick Bertolo e Roseane Barcelos, da Petrobras, pelo entendimento de nosso problema e fornecimento de informações essenciais.

Aos colegas do curso de engenharia de condicionamento e comissionamento do PROMINP que proporcionaram discussões, sugestões e idéias para a elaboração deste trabalho.

RESUMO

O presente trabalho discute as etapas para elaboração do condicionamento e comissionamento de trocadores de calor do tipo casco e tubos. Discute ainda procedimentos específicos de comissionamento nas áreas de mecânica, instrumentação e automação desta planta. Reúne também estruturas de documentos como: desenhos técnicos, DEs, folhas de dados, FDs, listas de materiais e entradas/saída, LIs, e boas práticas de engenharias de diversas empresas e fabricantes.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fases de um projeto típico.	14
Figura 2 - Diagrama de condicionamento/comissionamento [5].....	15
Figura 3 - Ciclo de execução [1].....	20
Figura 4 - Estágios de documentação e entrega de um projeto.	21
Figura 5 – Esquema do trocador de calor casco e tubo [17].....	24
Figura 6 - Vista explodida de trocador de calor do tipo casco-tubos [8].....	25
Figura 7 – Feixe tubular de um trocador de calor industrial.	26
Figura 8 – Cabeçote de um trocador de calor casco-tubo retirado para manutenção.	27
Figura 9 – Detalhe interno do cabeçote ilustrando a divisão das câmaras de distribuição do fluido primário.	28
Figura 10 – Perfil térmico de um escoamento interno [9].....	28
Figura 11 – Esquema de um feixe de tubos em um escoamento cruzado [9].	29
Figura 12 – Perfil de velocidade associado com a separação sobre um cilindro circular no escoamento cruzado [9].....	30
Figura 13 – Desenvolvimento da camada limite de velocidade sob uma placa plana [9].....	30
Figura 14 - Linhas de fluxo durante o escoamento de líquido por uma válvula [13]..	35
Figura 15 - Indicação da possível região de <i>vena contracta</i> numa restrição na tubulação [13].	35
Figura 16 - Ocorrência do <i>flashing</i> em válvula [13].....	36
Figura 17 - Curvas do diferencial de pressão na restrição que caracterizam o <i>flashing</i> e a cavitação [13].	37
Figura 18 - Arranjo básico de instrumentação para trocador de calor do tipo casco e tubos de controle por “by pass”.	41
Figura 19 - Arranjo básico de instrumentação para trocador de calor do tipo casco e tubos de controle direto de água aquecida.....	41
Figura 20 - Válvula de segurança (PSV). Figura 21 - Válvula de controle.	42
Figura 22 - Características de vazão de válvulas [13].....	45
Figura 23 - Manômetro	46

Figura 24 - Termoelemento e transmissor de temperatura.	46
Figura 25 - Requisitos para condicionar e comissionar empreendimentos.	48
Figura 26 - Estrutura de condicionamento/comissionamento de trocador de calor. ...	49
Figura 27 - Assinatura de válvula [17].	79
Figura 28 - Resposta da válvula ao degrau [17].	80
Figura 29 - Instalação da válvula em local acessível [18].	82
Figura 30 - Arquitetura de redundância 2oo3.	85
Figura 31 – Exemplo de resumo de alarmes de tela de supervisão de caldeira.	86
Figura 32 - Matriz de causa-efeito.	87
Figura 33 - Exemplo de tela de supervisão de resfriador.	88
Figura 34 – Fluxograma de processo.	101
Figura 35 - Fluxograma de instrumentação de um trocador de calor.	102
Figura 36 - Detalhe do sistema de controle do aquecedor óleo/óleo.	103
Figura 37 - Detalhe do sistema de controle do aquecedor água/óleo.	104
Figura 38 - Detalhe do sistema de controle do resfriador à água salgada.	104
Figura 39 - Tabela de dados do trocador de calor [16].	105
Figura 40 - Placa de identificação de trocador de calor.	106
Figura 41 - Lista de instrumentos.	107
Figura 42 - Lista de equipamentos.	108
Figura 43 - Lista de I/Os discretos.	108
Figura 44 - Lista de I/Os analógicos.	109
Figura 45 - Certificado de calibração.	110
Figura 46 - Primeira página de folha de dados de manômetros.	111
Figura 47 - Segunda folha de dados de manômetros.	112
Figura 48 - Terceira folha de dados de manômetros.	112
Figura 49 - Folha de dados de sistemas de medição de vazão por placa de orifício.	113
Figura 50 - Folha de dados de válvula de controle de temperatura.	114
Figura 51 - Folha de dados de válvula de segurança.	115
Figura 52 - Legenda de LI de I/Os.	116
Figura 53 – Pontos do anel, gaxetas e espelho flutuante [32].	121

Figura 54 – Pontos da tampa do casco montada [32].	121
Figura 55 – Pontos do feixe tubular [32].	121
Figura 56 – Pontos de teste do casco [32].	122
Figura 57 – Relatório de inspeção do trocador de calor [33].	123
Figura 58 – Relatório de inspeção de soldagem [37].	124
Figura 59 – Relatório de inspeção de soldagem - ensaios [37].	125
Figura 60 - Relatório de inspeção de soldagem – ensaios	126
Figura 61 - Notas do relatório de inspeção	127

LISTA DE TABELA

Tabela 1 – Sistemas auxiliares do tratamento de óleo.....	38
Tabela 2 – Dados de trocadores de calor do tipo casco e tubos.	39
Tabela 3 – Prazos de inspeção sem serviço próprio [25].	68
Tabela 4 – Prazos de inspeção com serviço próprio [25].	68
Tabela 5 - Classificação de estanqueidade de válvulas [18].	80
Tabela 6 - Largura dos calços.	118

SIMBOLOGIA

Símbolos métricos

Símbolo	Descrição	Unidade do SI
Q	Calor ou vazão	J ou m ³ /h
Re	Número de Reynolds	Adimensional
$\Delta P(t)$	Diferença de pressão à jusante e à montante da válvula	bar
C_v	Coefficiente de vazão da válvula, fornecido	$\frac{gpm}{\sqrt{(psig)}}$
a	Carga suportada	kgf/cm ²
P	Carga de içamento	kgf
N	Número de calços	Adimensional
L	Largura do anel da saia	cm
B	Largura do calço	cm
\bar{v}	Velocidade média do perfil de escoamento na tubulação	m/s
$f(X)$	Curva característica inerente de vazão pela válvula	Adimensional
G	Densidade do relativa	Adimensional
D	Diâmetro interno da tubulação	m

Letras Gregas

Símbolo	Descrição	Unidade
ρ	Massa específica do fluido	kg/m ³
ϕ	Diâmetro	mm
μ	Viscosidade dinâmica do fluido	N.s/m ²

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	I
AGRADECIMENTOS	II
RESUMO.....	III
LISTA DE FIGURAS.....	IV
LISTA DE TABELA.....	VII
SIMBOLOGIA.....	VIII
SUMÁRIO.....	IX
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	12
1.1 OBJETIVOS	13
CAPÍTULO 2 – COMISSIONAMENTO E CONDICIONAMENTO	14
2.1 DEFINIÇÕES	14
2.2 METODOLOGIA	15
2.2.2 PLANEJAMENTO	16
2.2.2.1 INDICADORES.....	16
2.2.2.2 RESPONSABILIDADES	17
2.2.3 PREPARAÇÃO.....	19
2.2.4 EXECUÇÃO	19
2.2.5 DOCUMENTAÇÃO E ENTREGA.....	20
CAPÍTULO 3 – DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE AQUECIMENTO DE	
ÓLEO EM PLATAFORMA.....	22
3.1 Importância dos sistemas de aquecimento em plataformas	23
3.2 Trocador de calor	23
3.2.1 Instalações	25
3.2.1.1 Feixe tubular.....	26
3.2.1.2 Casco	26
3.2.1.3 Tampa.....	27
3.2.2 Escoamento interno	28
3.2.3 Escoamento externo	29
3.2.4 Incrustação.....	31

3.3 Traço	33
3.3.1 Métodos de tracejamento.....	33
3.3.1.1 Isolamento térmico de tubulações	33
3.4 Cavitação e <i>flashing</i> em válvulas.....	34
3.5 Sistema de aquecimento para tratamento de óleo	37
3.6 Operação dos aquecedores/resfriadores	39
3.7 Instrumentação e equipamentos de trocadores de calor.....	40
CAPÍTULO 4 – MODELO DE CONDICIONAMENTO E	
COMISSIONAMENTO DE TROCADOR DE CALOR DO TIPO CASCO E	
TUBOS	47
4.1 - INTRODUÇÃO	47
4.2 – CONDICIONAMENTO/COMISSIONAMENTO: MECÂNICA	49
4.2.1 Planejamento	51
4.2.1.1 Condicionamento – Inspeção na Fábrica	51
4.2.1.1.1 SELEÇÃO DO MATERIAL DE FABRICAÇÃO	52
4.2.1.1.2 FLANGES E ESPELHOS.....	53
4.2.1.1.3 CASCO E TUBO	54
4.2.1.1.4 SOLDAS	56
4.2.1.1.5 ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS	57
4.2.1.1.6 INSPEÇÃO DE MONTAGEM	58
4.2.1.1.6.1 Equipamentos entregues Desmontados	58
4.2.1.1.6.2 Equipamentos entregues Montados	60
4.2.1.1.6.3 Estanqueidade	61
4.2.1.1.6.4 Teste Hidrostático	62
4.2.1.1.7 TRANSPORTE E ENTREGA.....	64
4.2.2 Preparação	65
4.2.2.1 Fundações.....	66
4.2.2.2 Armazenamento de materiais	67
4.2.2.3 Exigências da NR 13	68
4.2.2.3.1 INSPEÇÃO E COMPLEMENTAÇÃO MECÂNICA	70

4.2.2.3.2 TESTE HIDROSTÁTICO NO LOCAL DE INSTALAÇÃO	72
4.2.2.3.2.1 Procedimento 1	74
4.2.2.3.2.2 Procedimento 2	74
4.2.2.4 Teste a frio	75
4.2.3 Comissionamento	75
4.3 – CONDICIONAMENTO/COMISSIONAMENTO: INSTRUMENTAÇÃO	77
4.3.1 – Recebimento de instrumentos e equipamentos	78
4.3.2 – Calibração	78
4.3.3 – Instalação de válvulas	80
4.4 – CONDICIONAMENTO/COMISSIONAMENTO: AUTOMAÇÃO	84
4.4.1 - Checklist	84
4.4.2 – Simulação de falhas	85
4.4.3 – Teste de controle	87
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO	90
5.1 TRABALHOS FUTUROS	96
GLOSSÁRIO.....	97
REFERÊNCIAS.....	98
ANEXO A – DESENHOS, DIAGRAMAS E FOLHAS DE DADOS	101
ANEXO B – PLANOS DE FABRICAÇÃO	117
ANEXO C – ORIENTAÇÃO PARA DIMENSIONAMENTO DOS CALÇOS DO TROCADOR.....	118
ANEXO D – ESPESSURA DE CHAPAS.....	119
ANEXO E – DEFEITOS NOS CHANFROS	120
ANEXO F – EXEMPLOS DE PONTOS DE VERIFICAÇÃO DO TESTE HIDROSTÁTICO SIMPLIFICADO	121
ANEXO G – EXEMPLO DO RELATÓRIO DE INSPEÇÃO.....	123
ANEXO H – CHECK LIST DE INSPEÇÃO DE FÁBRICA.....	126
ANEXO I – DEFINIÇÕES DE DOCUMENTOS PARA CONDICIONAMENTO E COMISSIONAMENTO.....	128

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

Os trocadores de calor desempenham papel importante nas diversas áreas do conhecimento, pesquisa científica e aplicações tecnológicas. Na indústria são usados para aquecer ou resfriar fluidos para usos diversos.

Pode-se imaginar uma infinidade de aplicações para este dispositivo: a transferência otimizada e a conservação de energia sob a forma de calor é um desafio constante; trocadores de calor mais eficientes e baratos são necessidades.

A corrente proveniente de um poço de perfuração off-shore, geralmente, é constituída por água, óleo e gás natural associado. A separação dessa mistura trifásica água/óleo/gás se faz necessária pelo fato da indústria ter grande interesse econômico nas frações óleo e gás.

No processamento primário de petróleo, os trocadores de calor desempenham papel fundamental para segregação entre gás, óleo e água. Estes equipamentos que, no contexto nacional, já possuem normas de projeto, construção e montagem, carecem de materiais que complementem seu condicionamento e comissionamento.

O projeto de comissionamento é o processo de assegurar que todos os sistemas e componentes de uma instalação industrial são concebidos, instalados, testados, operados e mantidos de acordo com as necessidades operacionais do proprietário ou do cliente final.

Um processo de comissionamento pode ser aplicado não só para os novos projetos, mas também para as unidades existentes e os sistemas sujeitos a ampliação, renovação ou reformulação.

Na prática, o processo de comissionamento compreende a aplicação integrada de um conjunto de técnicas de engenharia e procedimentos de controle, inspeção e teste de cada componente operacional do projeto, das funções individuais, tais como instrumentos e equipamentos, até fusões complexas, tais como módulos, subsistemas e sistemas.

O presente trabalho discute conceitos, procedimentos, boas práticas para atender a instalação de um trocador de calor em uma indústria petroquímica, mas seu conteúdo

pode ser utilizado em outros trocadores de calor tipo casco tubo, bastando observar as particularidades de cada indústria específica. São apresentadas aqui noções básicas de um condicionamento e comissionamento de um trocador de calor tipo casco tubo.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é apresentar o problema de comissionamento e condicionamento aplicado ao trocador de calor do tipo casco e tubos e procedimentos que resultem na correta execução e acompanhamento dos procedimentos, para deixar o equipamento operando conforme especificações, eliminando possíveis não conformidades e retrabalhos. A principal motivação para a realização deste trabalho foi de reunir informações, tão pouco difundidas no acervo técnico nacional, sobre o assunto de condicionamento e comissionamento de trocadores de calor.

CAPÍTULO 2 – COMISSIONAMENTO E CONDICIONAMENTO

Este capítulo contém as definições e metodologias, na área de condicionamento e comissionamento de trocadores de calor, necessárias para os capítulos posteriores.

2.1 DEFINIÇÕES

Um projeto pode conter diversas fases até sua implantação. Segundo Horsley [4], projetos típicos contêm fases que podem ser resumidas, conforme a Figura 1.

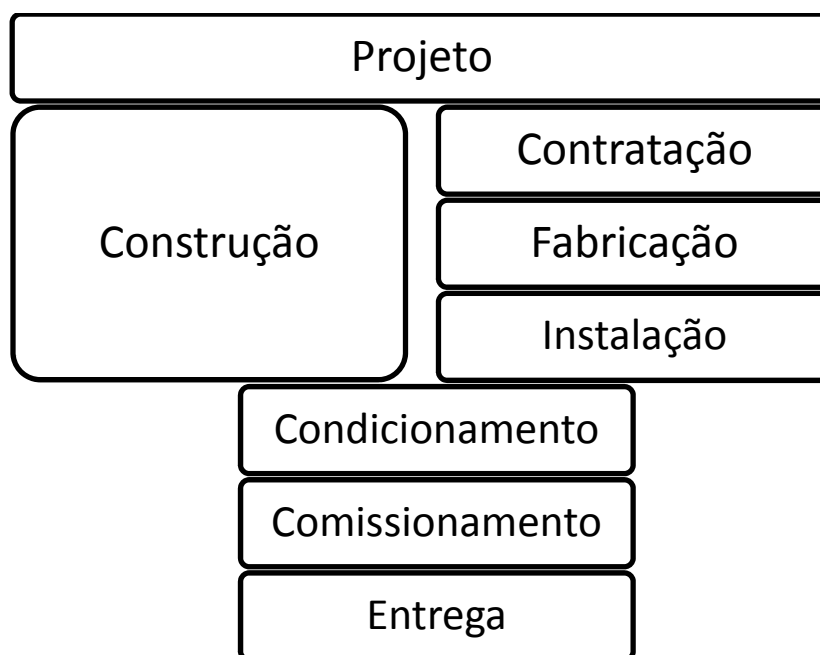


Figura 1 - Fases de um projeto típico.

O presente trabalho abordará apenas o problema de condicionamento e comissionamento aplicado ao trocador de calor do tipo casco e tubos.

Da engenharia de condicionamento e comissionamento entende-se como uma área multidisciplinar o qual executa testes em plantas capazes de torná-las operacionais. Pode ser definida como o conjunto de técnicas e procedimentos de engenharia aplicados de forma integrada a uma unidade ou planta industrial, visando torná-la operacional, dentro dos requisitos de desempenho especificados em projeto. Seu

objetivo central é assegurar a transferência da unidade industrial do construtor para o operador de forma ordenada e segura, certificando a sua operabilidade em termos de segurança, desempenho, confiabilidade e rastreabilidade de informações (vide Figura 2). Adicionalmente, quando executado de forma planejada, estruturada e eficaz, o comissionamento tende a se configurar como um elemento essencial para o atendimento aos requisitos de prazos, custos, segurança e qualidade do empreendimento [3].

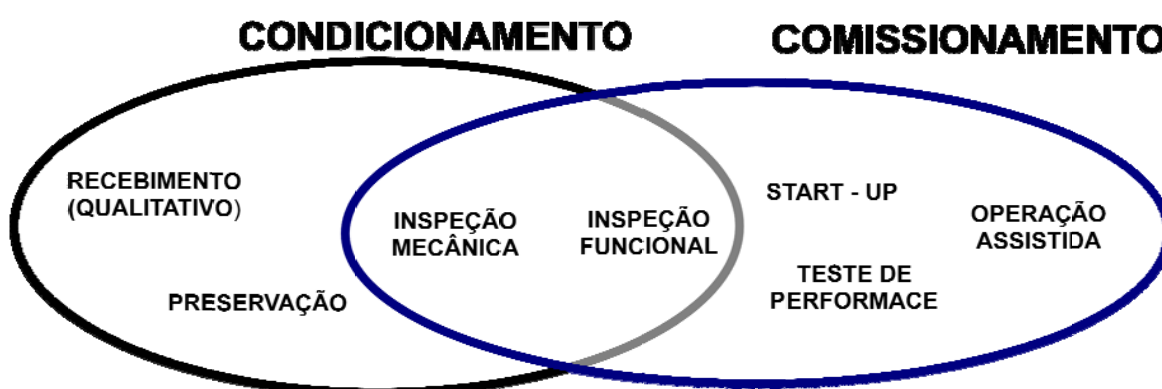


Figura 2 - Diagrama de condicionamento/comissionamento [5].

2.2 METODOLOGIA

Na literatura, podem ser encontradas muitas metodologias para elaboração de plano de condicionamento e comissionamento. A metodologia, apresentada neste trabalho, baseou-se na aplicação de projetos na área de petróleo e gás. Portanto, o conceito das atividades de comissionamento de um projeto é baseado em quatro fases: planejamento, preparações, execução e documentação/entrega. Segundo Bendiksen et al [1], o não cumprimento de, pelo menos, uma destas fases poderia acarretar em atrasos e/ou multas.

2.2.2 PLANEJAMENTO

A definição de planejamento, para o comissionamento, é a reunião de todos os pré-requisitos necessários para o desenvolvimento de um plano da qualidade [1]. O plano da qualidade assemelha-se a um cronograma de atividades que inclui todos os eventos de fabricação, inspeção ou realização de um serviço. Estas tarefas são organizadas cronologicamente e com um resumo detalhado de quem é responsável por cada etapa, quais as normas, os documentos e procedimentos aplicáveis à realização da etapa, e se o cliente (ou um órgão inspetor) pode ou deve intervir ou acompanhar, quais os registros que serão gerados no decorrer dos eventos, quais critérios de aceitação (onde aplicável).

A menos, que já existam formulários e procedimentos padrões para um determinado planejamento de serviço, recomenda-se, como boa prática, o uso de ferramentas computacionais conhecidas como banco de dados para estruturar um planejamento. Estes bancos de dados devem possuir telas de fácil operação para o carregamento e recuperação de dados [1].

2.2.2.1 INDICADORES

Recomenda-se conhecer os indicadores de um determinado planejamento, antes mesmo, de sua elaboração. Na literatura, podem-se encontrar diversos indicadores para o planejamento de comissionamento como:

1. Quantidade de sistemas com o comissionamento em andamento
2. Quantidade de atrasos
3. Quantidade de sistemas completamente comissionados
4. Quantidade de sistemas comissionados e pronto para serem entregues à operação
5. Quantidade de sistemas tomados pela operação

Cada relatório, acima citado, pode ser detalhado em:

- Nível 1: gerente
 - Curva-S: é um tipo de curva destinado ao acompanhamento periódico de um determinado serviço. É formada pelos custos acumulados em cada unidade de tempo em que o projeto foi dividido.
 - Acompanhamento do projeto por sistema: exemplificado como os cinco itens acima citados.
 - Folha de monitoramento: Este é um resumo global com contagens e gráficos de todos os trabalhos pendentes da construção, comissionamento e até entrega.
- Nível 2: chefes
 - Relatório de pontos: O relatório mostra que é planejado e o que é realizado neste nível.
 - Rastreamento de fornecedores
 - Relatório individual de líderes de projeto

Para evitar os atrasos que ocorrem quando o sistema tem a infelicidade de falhar, as seguintes diretrizes devem ser implementadas:

- Use a boa e velha planilha (Excel);
- Dê prioridade aos andamentos e não aos detalhes do sistema;

2.2.2.2 RESPONSABILIDADES

As equipes de comissionamento são organizadas em três macros hierarquias, gerência, engenharia e operação; cada uma contendo um líder com responsabilidades diferenciadas. São denominados gerente de comissionamento, engenheiro de comissionamento e operador especialista de comissionamento [14].

- Gerente de comissionamento: é um engenheiro que deve possuir pelo menos 15 anos de conhecimento dos setores operacionais da empresa e já ter participado de operações de partida. O gerente é responsável por:
 - a) Tornar-se o elo entre a contratante (empresa operadora) e contratada (fabricante). Gerenciar os trabalhos de fabricação, montagem, instalação até finalização da partida.
 - b) Guiar a iteração dos processos, conhecer suas necessidades e compartilhar experiências de liderança;
 - c) Escrever manuais de operação para os operadores;
 - d) Garantir que o processo está seguro, monitorado, controlado e é capaz de atingir o potencial solicitado;
 - e) Treinar os operadores para situações não rotineiras, para que tenham condições de atender a emergências;

- O engenheiro de condicionamento é um profissional com alguma experiência em desenvolvimento e operação. Contribui para a equipe orientando tecnicamente os serviços, devendo respeitar o papel de supervisão dos supervisores e trabalhar todas as questões relacionadas com as operações. Ele também acompanha e armazena os dados dos testes de aceitação e desempenho, recomendando ajustes, se necessário. Durante a partida é responsável por:
 - a) Incentivar a comunicação aberta de todos os setores e equipes;
 - b) Comunicar o início das operações aos superiores e supervisores;
 - c) Garantir o armazenamento seguro dos dados dos testes;
 - d) Treinar massivamente as equipes, chamando a atenção para situações de emergências, transmitindo experiências;
 - e) Informar a organização sobre qualquer mudança operacional ou no processo. Nesse caso, todos os manuais e instruções de operação devem ser revisados para que não existam não conformidades.

- Operador especialista é um profissional com pelo menos 10 anos de experiência na área, e já ter participado de um processo de partida. Deve respeitar o papel de supervisão dos supervisores e trabalhar todas as questões relacionadas com as operações. Acompanha e registra o teste de aceitação e desempenho. É responsável por:

- a) Desenvolver a comunicação entre os operadores;
- b) Registrar o teste de aceitação e desempenho;
- c) Garantir que o processo está monitorado e controlado;
- d) Treinar os operadores, transmitindo experiências anteriores;
- e) Comunicar verbalmente as equipes sobre qualquer mudança e verificar os manuais de operação, nesses casos.

2.2.3 PREPARAÇÃO

Após a definição do plano de qualidade e do escopo do empreendimento a ser comissionado deve-se iniciar a organização das fases seguintes do projeto como [1]:

- A análise de risco
- Aspectos contratuais
- Auditoria de sua equipe ou a equipe de empreiteiros
- Testes de aceitação de fábrica (TAFs)
- Normas

2.2.4 EXECUÇÃO

A execução é a fase de maior esforço técnico. Nela, a literatura recomenda uma metodologia chamada de ciclo de execução (vide Figura 3) para controlar suas atividades [1].

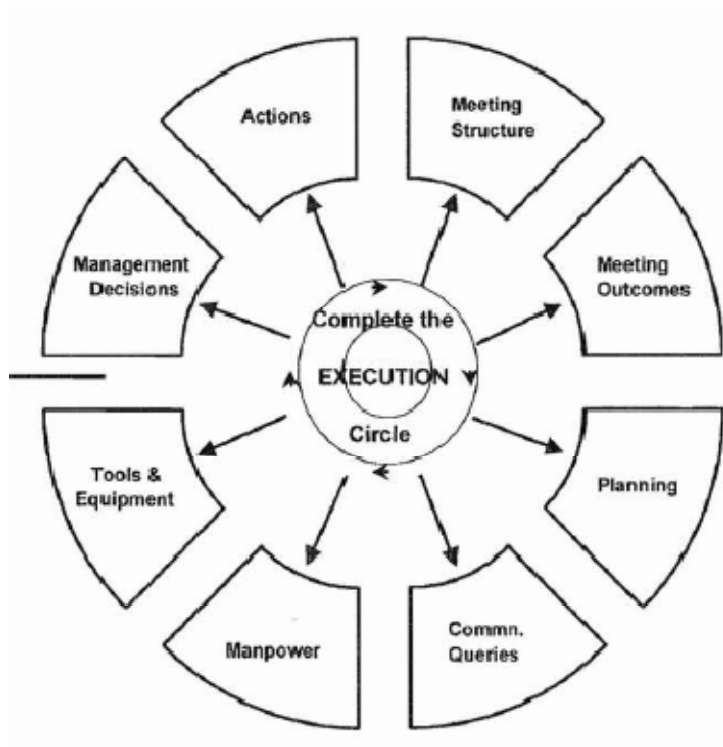


Figura 3 - Ciclo de execução [1].

Essa metodologia visa controlar os seguintes itens:

- Questões de segurança
- Acompanhamento de atividades
- Questões de pessoas
- Questões técnicas
- Comunicação entre disciplinas
- Recursos
- Transportes

2.2.5 DOCUMENTAÇÃO E ENTREGA

A fase de documentação não pode ser confundida como a fase em que se inicia a documentação de um projeto. Na verdade, a documentação deve ser iniciada e acompanhada desde a fase da concepção do projeto. Portanto, é nessa fase que o

documentação é complementada e então concluída (vide Figura 4). Desta complementação pode-se citar [1]:

- Verificação de documentos “as builtados”;
- Verificação de manuais (acervo impresso e digital);
- Manuais de operação;
- Treinamentos
- Documentos de entrega.

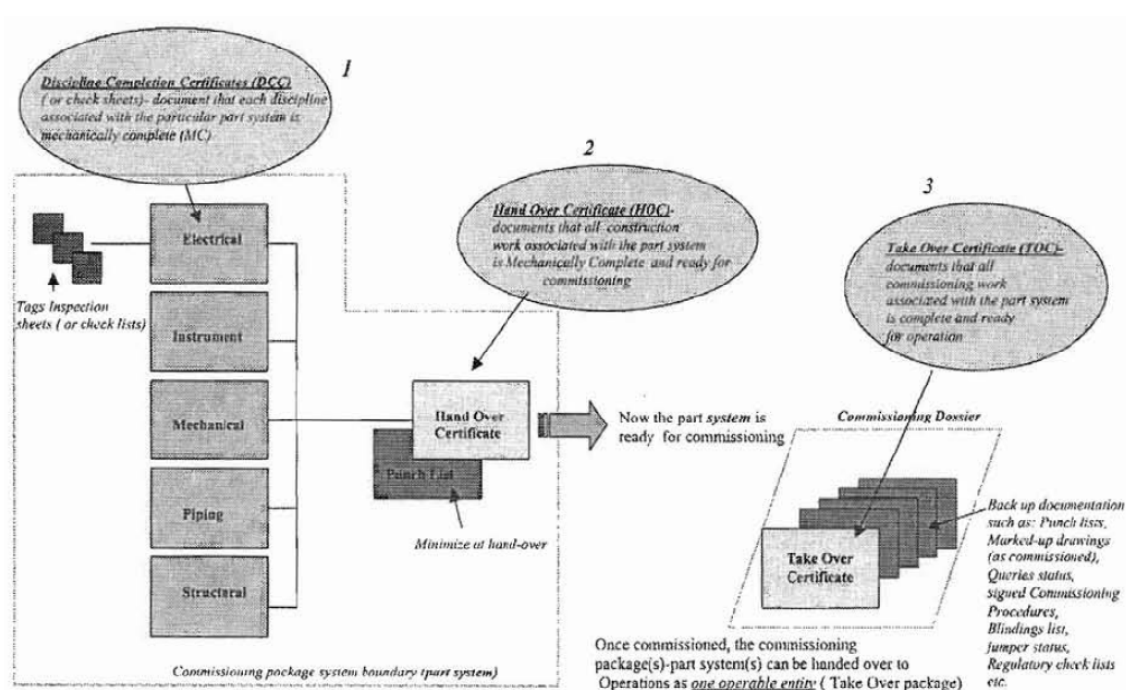


Figura 4 - Estágios de documentação e entrega de um projeto.

CAPÍTULO 3 – DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE AQUECIMENTO DE ÓLEO EM PLATAFORMA

Ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo ocorre, geralmente, a produção simultânea de gás óleo, e água, juntamente com impurezas.

Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há necessidade de dotar os campos (marítimos ou terrestres) de “facilidades de produção”, que são instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o processamento primário dos fluidos, ou seja [6]:

- a separação de óleo, do gás e da água com as impurezas em suspensão;
- o tratamento ou condicionamento dos hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as refinarias onde é efetuado o processamento propriamente dito; e
- o tratamento da água para reinjeção ou descarte.

Dependendo do tipo de fluidos produzidos e da viabilidade técnico-econômica, uma planta de processamento primário pode ser simples ou complexa. As mais simples efetuam apenas a separação gás/óleo/água, enquanto as mais complexas incluem o condicionamento e compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água para reinjeção ou descarte [6].

Toda planta possui capacidade nominal de processamento, projetada em função do estudo de diversos parâmetros do campo produtor.

A produção de óleo *offshore* pode ser transportada para terra diretamente por oleoduto ou pode ser temporariamente armazenada em tanques. Quando a solução de tanques é adotada, freqüentemente um petroleiro é reformado e equipado para poder ser conectado aos poços. O petróleo é acumulado até que haja uma quantidade suficiente para carregar um petroleiro. Algumas FPSOs (Unidade Flutuante de Produção, Armazenagem e Descarregamento) já realizam um pré-processamento do óleo. Processos como separação de óleo, gás e água.

A mistura trifásica de óleo, gás e água proveniente dos poços submarinos remotos é coletada e aquecida antes da separação do gás, do óleo e da água para a produção de óleo estabilizado para armazenamento à pressão atmosférica. Esta energia térmica é fornecida através da troca de calor entre água produzida quente e o petróleo bruto estabilizado, e suplementada com o meio para aquecimento do sistema.

3.1 Importância dos sistemas de aquecimento em plataformas

O aquecimento de fluidos em plataformas com processamento primário se faz necessário face às seguintes razões:

- Aquecimento do óleo para aumentar a velocidade de quebra da emulsão (tratamento e separação do óleo);
- Regeneração de produtos que fazem parte do processamento do gás
- Aquecimento de fluidos para utilidades.

O equipamento responsável pelo fornecimento de energia ao fluido são os trocadores de calor.

3.2 Trocador de calor

O trocador ou permutador de calor está presente em estações de produção de óleo terrestre, em plataformas, em refinarias e até em terminais que cuidam da logística de transporte petróleo e seus derivados.

Os trocadores de calor têm a função trocar energia térmica entre fluidos de diferentes energias e são normalmente classificados de acordo com o tipo de construção e arranjo do escoamento.

Dentre uma gama de geometrias de trocadores de calor, o presente trabalho abordará apenas o estudo de trocadores de calor do tipo casco-tubo (*shell and tube*), pois é um dos mais usados na indústria petrolífera nacional. Este trocador é constituído por um

conjunto de tubos envolto por um casco (*shell*) no qual um fluido circula no interior de tubos (fluido primário) enquanto outro fluido (fluido secundário) escoava entre as partes externa dos tubos e o casco, conforme ilustrado na Figura 5.

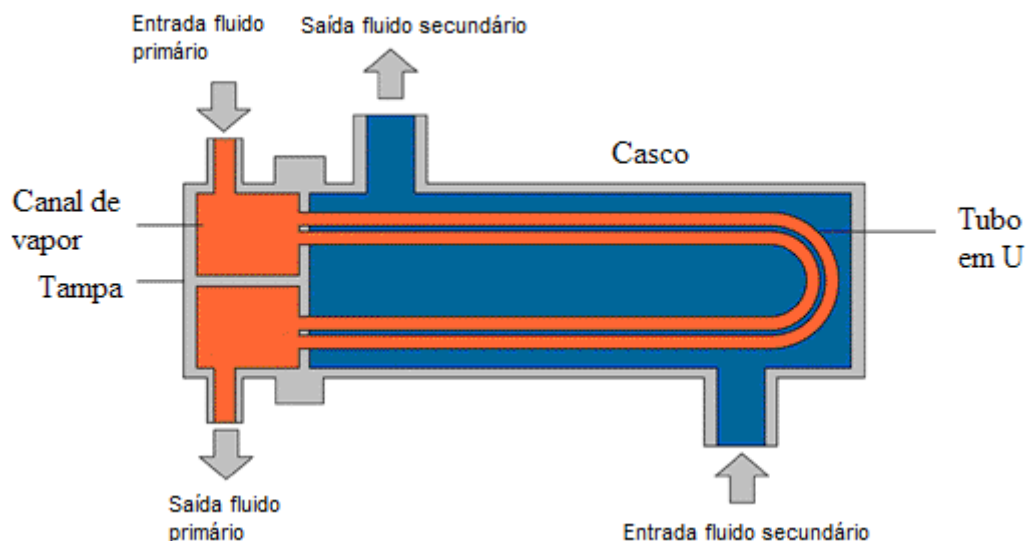


Figura 5 – Esquema do trocador de calor casco e tubo [17].

Através da Figura 5 também é possível perceber que o trocador de calor possui um passe (trajeto) no casco e quatro passes pelos tubos (dois passes por tubo em U).

No caso de um fluido muito viscoso, como o petróleo, e o outro pouco viscoso, como o vapor d'água, é comum que o fluido mais viscoso escoe pelo casco, pois é mais fácil intensificar a turbulência.

O número Reynolds representa o quociente entre forças de inércia e viscosas de um fluido e pode informar quanto o tipo de escoamento de fluido, conforme a Equação 1. Aplicando, qualitativamente, a Equação 1 ao petróleo (alta viscosidade, μ é alto) e comparando o escoamento pelos tubos do trocador (menor diâmetro, D é baixo) pode-se concluir que o valor do número de Reynolds seria baixo. Valores baixos para o número de Reynolds retratam a tendência do fluido em escoar de forma laminar, que no trocador prejudica a troca térmica entre camadas, em face de escoamentos turbulentos. Caso o óleo escoe pelo casco (maior diâmetro) ter-se-á um valor maior

para o número de Reynolds. Isso significa que seu escoamento tenderá para o regime turbulento o que deve aumentar as trocas térmicas e eficiência do trocador de calor.

$$Re = \frac{\rho \cdot \bar{v} \cdot D}{\mu}$$

Equação 1

Portanto, em aplicações de aquecimento de óleo, o vapor passa pelos tubos enquanto o óleo passa pelo casco. Esta discussão será utilizada para descrever o modelo de trocador de calor no capítulo a seguir.

3.2.1 Instalações

O trocador de calor do tipo casco-tubos é composto de:

- Feixe tubular;
- Casco; e
- Cabeçotes.

A Figura 6 detalha os componentes do trocador de calor do tipo casco-tubos.

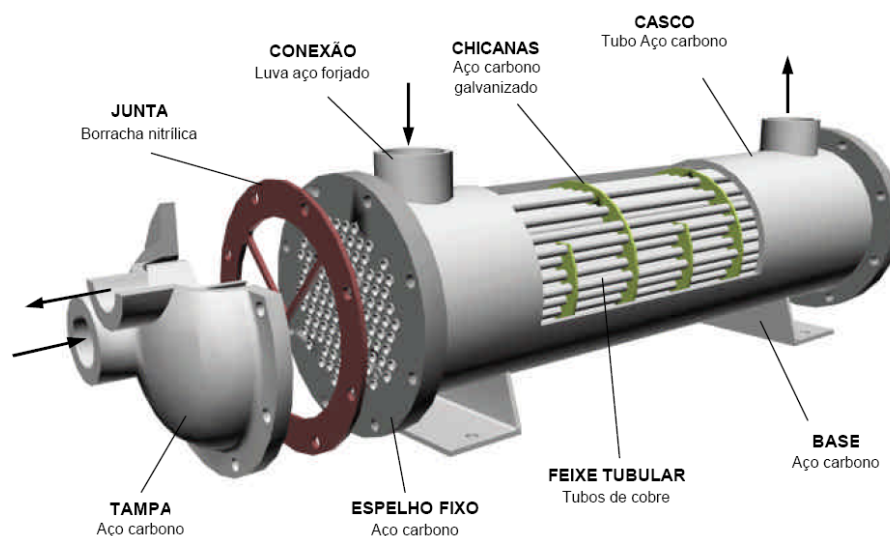


Figura 6 - Vista explodida de trocador de calor do tipo casco-tubos [8].

3.2.1.1 Feixe tubular

O feixe tubular é um conjunto de tubos fixados em suas pontas em espelhos, conforme a Figura 7. Os espelhos são placas planas furadas que tamponam as aberturas do casco cilíndrico e fixam os tubos. Estas fixações podem ser através de mandrilagem, solda, ou ambos.



Figura 7 – Feixe tubular de um trocador de calor industrial.

Transversalmente ao feixe de tubos, são montadas as chicanas (vide Figura 6) de modo a proporcionar um fluxo para grande troca de energia e sirva de suporte para o feixe de forma a evitar vibrações [7]. A Figura 6 também mostra estes feixes em detalhes.

3.2.1.2 Casco

O casco é composto de um cilindro que pode ser ou não soldado nos flanges ou nos próprios espelhos. Este ainda pode conter junta de expansão para o caso do

diferencial de dilatação térmica ser muito elevado. A Figura 6 ilustra o casco de um trocador de calor.

3.2.1.3 Tampa

A tampa ou cabeçote (vide Figura 8) tem a função de receber e distribuir um fluido pelos tubos. O cabeçote permite que o fluido quente (vapor) escoe, de uma das pontas do tubo em U para a outra, e forneça calor ao fluido frio.



Figura 8 – Cabeçote de um trocador de calor casco-tubo retirado para manutenção.

Após trocas térmicas, o cabeçote recebe, em outra câmara, o condensado. A Figura 5 ilustra o caminho do vapor ou fluido primário enquanto a Figura 9 mostra a parte interna de um cabeçote real.



Figura 9 – Detalhe interno do cabeçote ilustrando a divisão das câmaras de distribuição do fluido primário.

3.2.2 Escoamento interno

À medida que o fluido escoar pelos tubos, no interior do trocador, há troca térmica e, portanto, desenvolve-se um perfil térmico entre as camadas do escoamento destes tubos, vide Figura 10. As trocas térmicas são dependentes, principalmente, das características do escoamento interno desenvolvido, do material utilizado nos tubos e das características do escoamento externo aos tubos, ou seja, da convecção do óleo.

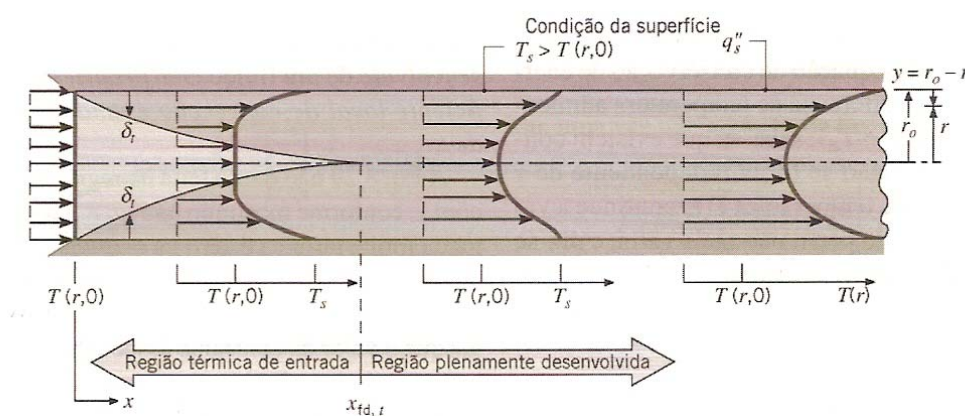


Figura 10 – Perfil térmico de um escoamento interno [9].

A troca térmica ao longo dos tubos provoca a perda de energia do fluido primário. Essas condições no interior do tubo dependem fortemente da velocidade do escoamento através do tubo

3.2.3 Escoamento externo

A transferência de calor a partir de um feixe de tubos para o escoamento cruzado é relevante em aplicações tais como em trocadores de calor. Tipicamente, um fluido se move sobre os tubos, enquanto o segundo fluido, a uma temperatura diferente, passa através dos tubos. Portanto, a transferência de calor se dará por convecção e condução. As fileiras de tubos, vide Figura 11, tomam um alinhamento de forma que o fluido a ser aquecido cruze toda a superfície externa do feixe de tubos.

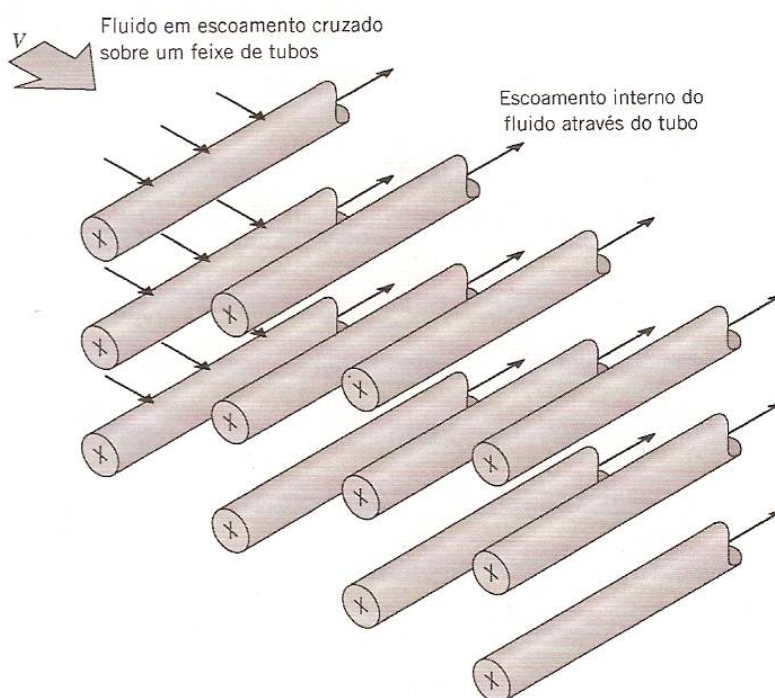


Figura 11 – Esquema de um feixe de tubos em um escoamento cruzado [9].

As condições de escoamento no interior destes feixes são dominadas pelos efeitos de separação da camada limite e pelas interações da esteira (vide Figura 12), que, por sua vez, influenciam a transferência de calor.

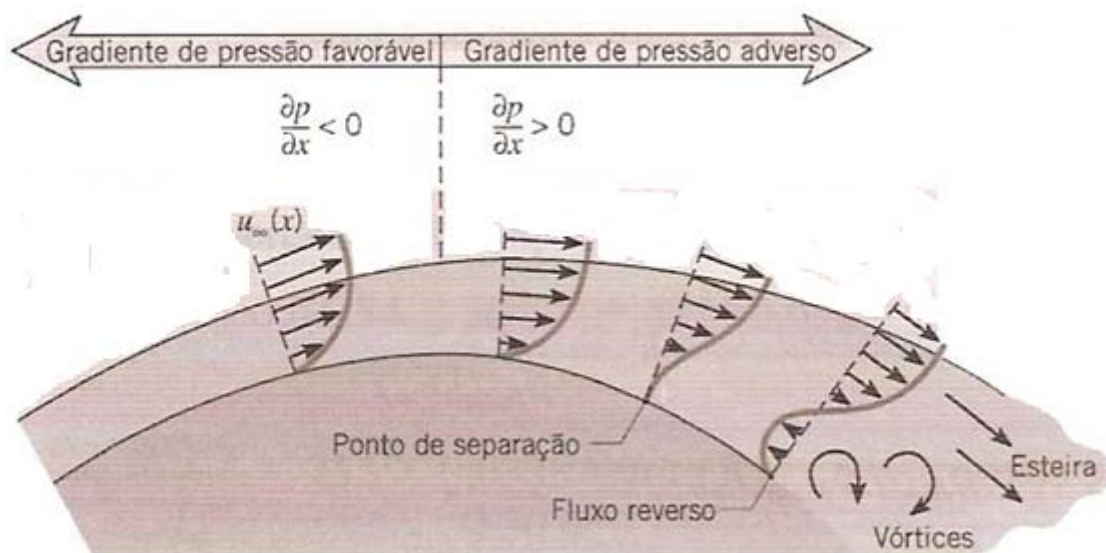


Figura 12 – Perfil de velocidade associado com a separação sobre um cilindro circular no escoamento cruzado [9].

A zona de esteira é a região em que duas camadas cisalhantes se desprendem de ambos os lados do tubo e se prolongam na direção do escoamento, à jusante.

A camada limite, vide Figura 13, formada pelo escoamento de um fluido é caracterizada pelo gradiente de velocidade e tensões de cisalhamentos entre camadas adjacentes até certo limite.

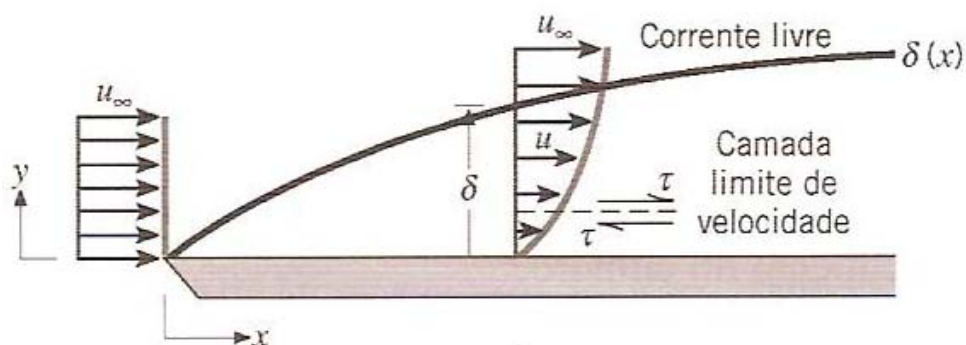


Figura 13 – Desenvolvimento da camada limite de velocidade sob uma placa plana [9].

Após esse limite, de desenvolvimento da camada limite, a corrente formada é chamada de livre e as tensões e gradientes entre essas camadas são desprezíveis [9]. Através desta análise qualitativa pode-se concluir que a vazão de entrada do óleo no trocador vai interferir no escoamento externo, e, por sua vez, na troca térmica por convecção. Para um determinado fluxo de calor constante, caso a vazão de óleo seja aumentada sua temperatura na saída diminuiria. Para compensar o aumento de vazão de óleo deve-se controlar o fluxo de calor, controlando-se a vazão de fluido quente.

3.2.4 Incrustação

A deposição de materiais indesejáveis como produtos de corrosão, microorganismos, partículas inorgânicas e macromoléculas, nas superfícies dos equipamentos de transferência de calor, caracterizam o fenômeno chamado incrustação. Na indústria de processo, a incrustação é uma das maiores incertezas associadas com a operação e manutenção de trocadores. Uma vez iniciada a operação, inicia-se o processo de incrustação no equipamento. Sob estas condições, os desempenhos térmicos e hidráulicos destes equipamentos diminuem continuamente com o tempo.

Existem vários mecanismos responsáveis pelo problema da incrustação, dentre estes se destacam, [10]:

1. Sedimentação de sólidos em suspensão. Este mecanismo é causado pela ação da força da gravidade sobre as partículas suspensas no meio fluido.
2. Cristalização/Solidificação. Hidrocarbonetos de origem parafínica e quando resfriados tendem a depositar cristais na superfície fria do trocador de calor. Para que a cristalização inicie, um grau de supersaturação para a solução é requerido antes que a precipitação ocorra.
3. O efeito da solubilidade causando deposição/precipitação. O petróleo apresenta em sua constituição uma mistura de vários componentes dispersos. O que o torna estável é o equilíbrio de solubilidade entre todos estes componentes. Uma mudança

neste equilíbrio pode causar a precipitação de um ou mais componentes levando à formação da incrustação.

4. Agregação/Floculação. Na composição do petróleo, moléculas de asfaltenos estão presentes. A diminuição da polaridade no meio do óleo causa a agregação e a floculação destes componentes.
5. Efeito coloidal. Este efeito é resultado da combinação de asfaltenos floculados e das resinas presentes no óleo.
6. Reações Químicas. Este mecanismo geralmente nos leva a incrustação por corrosão e por polimerização.
7. Crescimento Biológico. Este mecanismo pode ser descrito como o crescimento de micro e macroorganismos (bactérias, fungos ou algas), aeróbios e anaeróbios, na superfície de transferência de calor. A preferência pela bactéria em se fixar na superfície do tubo deve-se ao fato de que o material da superfície passa a ser uma fonte de nutrientes.
8. O efeito interfacial. O processo de incrustação pode ser dividido em duas fases: o período de indução e o período de incrustação. Pesquisas atuais têm sido feitas no sentido de avaliar a influência da força de adesão do cristal com a superfície de transferência de calor. A análise e o entendimento desta força têm ajudado a aumentar o período de indução, o qual pode ser caracterizado como o período em que a variação da resistência da incrustação é desprezível.

Conforme a literatura [11], quanto maior a velocidade do óleo dentro do trocador de calor menor será a resistência térmica devido à incrustação. Assim, a incrustação torna-se uma restrição para o sistema de controle que deverá manter o perfil de temperatura para velocidades mais altas do óleo.

3.3 Traço

O sistema de traço ou tracejamento é utilizado para prevenir que o óleo contido numa tubulação fique abaixo de sua temperatura mínima de manuseio, sob condições adversas de tempo.

A energia fornecida ao tracejamento deve ser adequada às piores condições e que esta energia não seja tão elevada, de forma a causar um aumento de temperatura da superfície metálica em contato com o óleo, evitando o seu craqueamento térmico. O craqueamento térmico é processo que provoca a quebra de moléculas por aquecimento a altas temperaturas.

O sistema pode ser regulado por meio de controle termostático. Todas as tubulações que possuírem alguma forma de tracejamento deverão ser isoladas termicamente

3.3.1 Métodos de tracejamento

Os seguintes métodos podem ser utilizados:

1. Tubo de vapor seguidor fixado externamente à tubulação de óleo;
2. Cabo de aquecimento elétrico aplicado externamente às tubulações de óleo;
3. Fitas ou mantas de aquecimento elétrico aplicadas externamente às tubulações de óleo e acessórios.

3.3.1.1 Isolamento térmico de tubulações

O isolamento de tubulações de óleo combustível pode reduzir as dissipações em até 75%. Quanto mais baixa a condutividade térmica melhor o a qualidade do isolante, sendo que a condutividade dos diversos tipos de materiais varia com a espécie de sólido usado.

Os plásticos celulares ou espumas de poliestireno e de poliuretano expandidas, são adequados para isolar os sistemas de armazenagem e de manuseio. A espuma de poliuretano é um material disponível em formatos rígidos e flexíveis. Esta possui boas propriedades de isolamento térmica e também pode ser utilizada em tubulações enterradas. O poliestireno expandido possui uma baixa condutividade térmica e seu custo é baixo. Este possui boa rigidez e boa proporção entre resistência e peso, possuindo um nível baixo de penetração de água.

Vários acabamentos de isolamento são disponíveis, proporcionando uma capa externa ao material principal de isolamento. O propósito destes acabamentos é o de proporcionar resistência a ação de água e proteção contra danos, podendo também, no caso da folha de alumínio, causar um pequeno aumento de isolamento.

3.4 Cavitação e *flashing* em válvulas

A cavitação consiste de uma evaporação seguida de uma condensação de um líquido [12]. Geralmente, ocorre quando líquidos em temperatura constante estão sujeitos a uma redução de pressão igual à pressão de vapor daquele líquido. Em aplicações industriais esta pressão pode ser alcançada quando a velocidade do fluxo é suficientemente, aumentada, devido a restrições na linha (válvulas, reduções). Uma das consequências devastadoras da cavitação é a degradação mecânica de um material sólido (erosão por cavitação).

Quando a diferença de pressão através de uma restrição é aumentada, seja devido à diminuição de seu diâmetro ou ao aumento da velocidade (ou vazão) do líquido, a velocidade das linhas de fluxo na restrição também são aumentadas, conforme a Figura 14

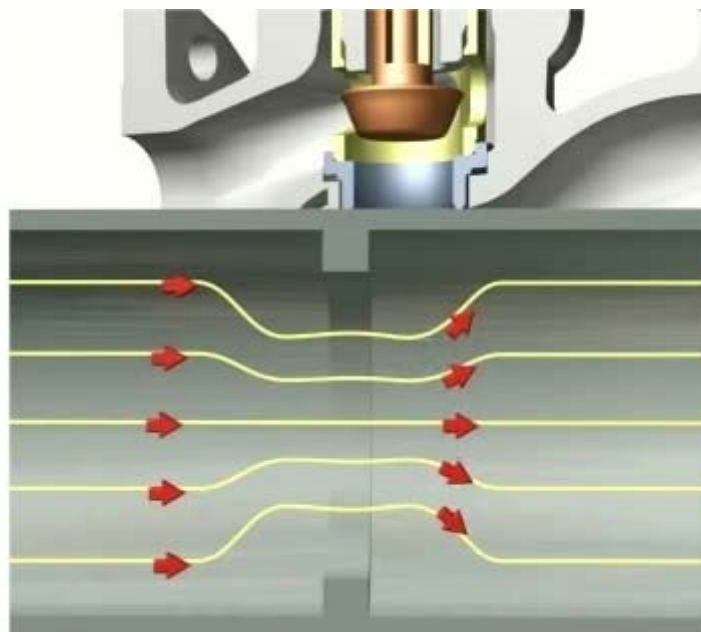


Figura 14 - Linhas de fluxo durante o escoamento de líquido por uma válvula [13].

Este aumento na velocidade das linhas de fluxo provocam zonas de baixa pressão. O afunilamento das linhas de fluxo intensificam essas zonas de baixa pressão, conforme a Figura 15. A região de maior velocidade do fluido é chamada de *vena contracta*. Após a passagem pela restrição, para fluidos incompressíveis, haverá uma tendência por parte do líquido de recuperar a pressão. Devido à perda de carga essa pressão não será totalmente recuperada.

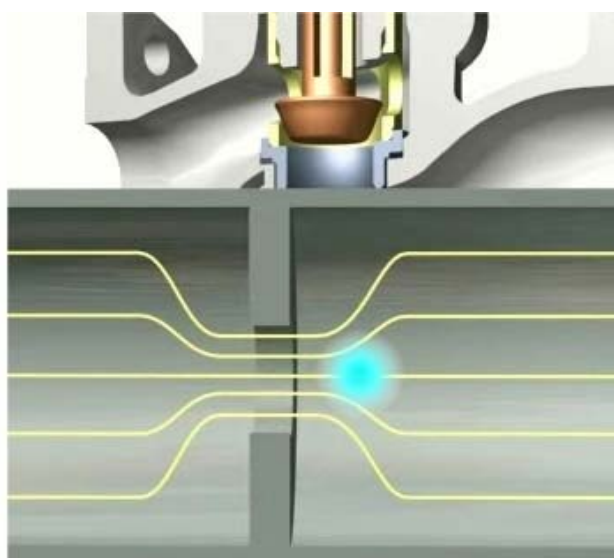


Figura 15 - Indicação da possível região de *vena contracta* numa restrição na tubulação [13].

Após essa recuperação de pressão, se a zona de baixa pressão permanecer igual ou abaixo da pressão de vapor daquele líquido, haverá mudança de estado, caracterizando o fenômeno do *flashing*, conforme a Figura 16. Fisicamente, bolhas de vapor são produzidas, que ocupam espaço no fluxo e podem colapsar em algum lugar na linha, provocando vibrações na linha.

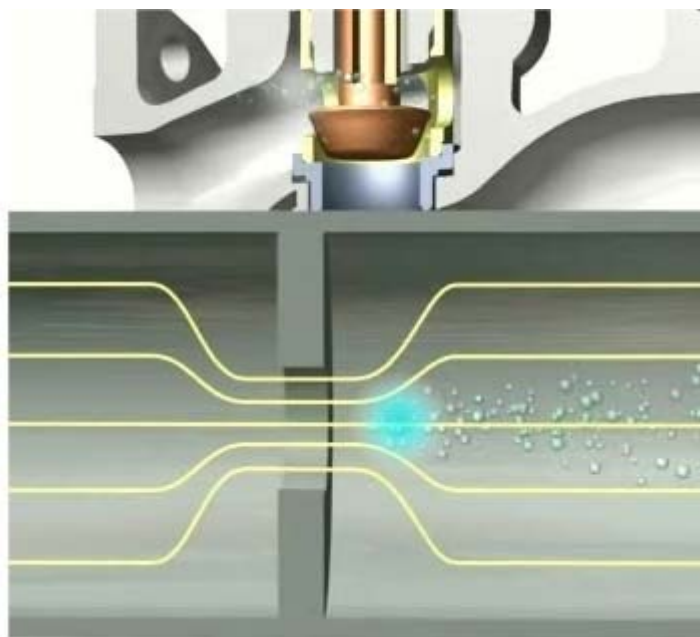


Figura 16 - Ocorrência do *flashing* em válvula [13].

Caso a pressão, no ponto de *vena contracta*, seja maior que pressão de vapor não ocorrerá *flashing* e nem cavitação, conforme a Figura 17 (A) (B) (C). Caso a pressão, no ponto de *vena contracta*, seja igual ou menor que a pressão de vapor, e a recuperação de pressão seja igual ou superior a pressão de vapor, ocorrerá cavitação, conforme a Figura 17 (D) (E).

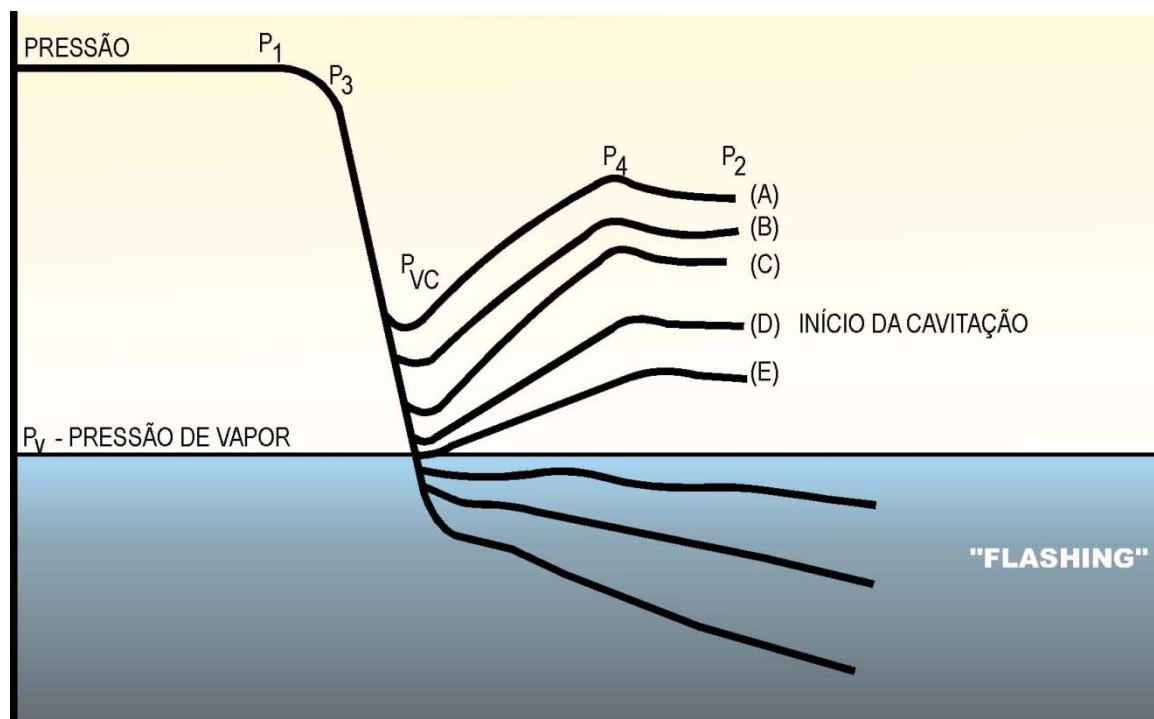


Figura 17 - Curvas do diferencial de pressão na restrição que caracterizam o *flashing* e a cavitação [13].

Caso a pressão, no ponto de *vena contracta*, permaneça abaixo da pressão de vapor, ocorrerá *flashing*.

3.5 Sistema de aquecimento para tratamento de óleo

Como qualquer planta em plataforma, o sistema de produção tem uma capacidade total limitada: para óleo, gás e de água produzida.

O sistema de tratamento do óleo é compreendido por dois trens da separação:

- O trem de produção, que possui dois estágios: para aquecimento um pré-aquecedor de óleo/água e aquecedor de óleo/óleo.
- O trem de teste, que possui apenas um estágio de aquecimento: o aquecedor de teste que tem como fonte de calor a água quente.

Em ambos os sistemas de pré-aquecimento, o óleo cru pode ser aquecido de 36°C a 90°C. O Trem de teste opera também como produção, ou seja, a sua capacidade pode ser adicionada para incrementar a produção.

O fluido proveniente do poço passa através dos Separadores de Produção/Teste que separam o óleo, o gás e a água produzida. A fase rica em óleo é aquecida até 140°C no aquecedor do desidratador do óleo que usa a água quente como o meio de aquecimento. Depois o óleo cru é enviado para o Vaso de Flash do desidratador que permite a separação do gás produzido e estabiliza o óleo. O óleo é aquecido até 140°C, antes do óleo entrar no desidratador eletrostático. O óleo estabilizado e desidratado é enviado ao Sistema de Medição Fiscal de Óleo Cru, sendo antes resfriado. O resfriamento final é então feito num resfriador de óleo, que abaixa a temperatura a menos que 50°C, para permitir o armazenamento do óleo nos tanques de carga. O fluxo de óleo, no processo de tratamento, pode ser elucidado conforme a Figura 34 do ANEXO A – DESENHOS, DIAGRAMAS.

Sistemas de injeção química para inibição de incrustação, anti-espumante e desemulsificante são fornecidos na entrada dos trens de produção. O separador de teste possui uma bomba que possibilita que opere a baixas pressões nas operações de auxílio a partida e intervenção nos poços.

O sistema operacional de recebimento e tratamento de óleo é compreendido pelos equipamentos, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Sistemas auxiliares do tratamento de óleo.

LANÇADORES DE PIG
RECEPTOR DE PIG
PRÉ-AQUECEDOR ÓLEO/ÓLEO
PRÉ-AQUECEDOR ÓLEO/ÁGUA
SEPARADOR DE PRODUÇÃO
AQUECEDOR DE TESTE
SEPARADOR DE TESTE
MEDIÇÃO FISCAL
AQUECEDOR DO DESIDRATADOR DE ÓLEO
VASO DE FLASH DO DESIDRATADOR DE ÓLEO

DESIDRATADOR DE ÓLEO
RESFRIADOR DE ÓLEO
BOMBA DO SEPARADOR DE TESTE

3.6 Operação dos aquecedores/resfriadores

Os permutadores de calor de óleo/água operam simultaneamente, 2 x 50%. Sua função é recuperar o calor produzido depois do tratamento da água produzida nos hidrociclones e pré-aquecer a alimentação da mistura trifásica no header de produção.

A temperatura na saída dos permutadores de calor de óleo/água depende da quantidade de água produzida, que varia de acordo com a curva de produção. A Tabela 2 mostra um exemplo de estrutura de dados resumido de trocadores de calor do tipo casco e tubos. Um exemplo de folha de dados de trocadores de calor pode ser visto na Figura 39 do ANEXO A – DESENHOS, DIAGRAMAS E FOLHAS DE DADOS.

Tabela 2 – Dados de trocadores de calor do tipo casco e tubos.

	Lado do casco		Lado dos tubos	
	Entrada	Saída	Entrada	Saída
Fluido	Óleo estabilizado / óleo cru		Óleo cru / água quente	
Vazão (kg/h)				
Temperatura de op. (°C)				
Pressão de op. (kPa)				
Temperatura de proj. (°C)				
Pressão de proj. (kPa)				
Troca térmica (W)				

Portanto, os permutadores devem ser dimensionados para atender os seguintes casos:

- Caso em que o BSW (*Basic Sediment and Water* – quantidade de água no óleo) seja 0% e os pré-aquecedores não operem: Os aquecedores são projetados para,

em carga máxima, provocar o aumento de temperatura no óleo necessário, supondo que os pré-aquecedores estejam fora de operação.

- Caso em que os pré-aquecedores operem em carga máxima e os aquecedores em carga mínima: Os aquecedores também são projetados para operar com metade de sua carga caso os pré-aquecedores operem em plena carga.

O controle de temperatura nestes permutadores é feito através de uma válvula de controle que “by-pass” os permutadores de calor, controlando a vazão de entrada do óleo quente estabilizado, de acordo com a temperatura de saída do óleo cru (vide Figura 36).

Já os trocadores à água quente controlam a temperatura de saída do óleo através de uma válvula de controle de fluxo da água através do trocador (vide Figura 37).

3.7 Instrumentação e equipamentos de trocadores de calor

Os trocadores de calor são equipamentos que associados a outros equipamentos e instrumentos desempenham a nobre função de controlar a temperatura de fluidos. Da mesma forma que existem variados tipos de trocadores há diversos arranjos de equipamentos de controle e instrumentação.

A Figura 18 mostra um arranjo simples de instrumentação para controle e monitoramento de trocador de calor por “by pass”. Este arranjo visa controlar a temperatura do óleo a ser aquecido através do desvio de óleo (de aquecimento) que passa através do trocador. O arranjo conta com uma válvula de controle, um controlador de temperatura e um transmissor de temperatura. À medida que a temperatura ultrapassa um referência, a válvula aumenta sua abertura para “by passar” o óleo quente que trocará calor com o óleo a ser aquecido. Da mesma forma, caso a temperatura esteja abaixo de uma referência a válvula deverá evitar o “by passe”, permitindo que o óleo quente passe através do trocador e aumente a temperatura do óleo a ser aquecido.

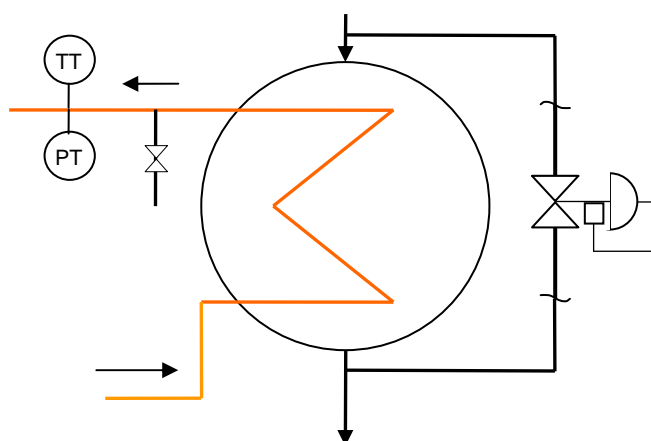


Figura 18 - Arranjo básico de instrumentação para trocador de calor do tipo casco e tubos de controle por “by pass”.

Outro arranjo de controle que pode ser encontrado em plantas de plataforma está representada conforme a Figura 19. Este arranjo compensa a temperatura de saída do óleo aumentando ou diminuindo o fluxo de água quente dentro do trocador, já que o fluxo de óleo não é controlado. Para incrementos de temperatura no óleo aumenta-se o fluxo de água quente com o aumento da abertura da válvula. Para decrementos de temperatura basta diminuir a abertura da válvula.

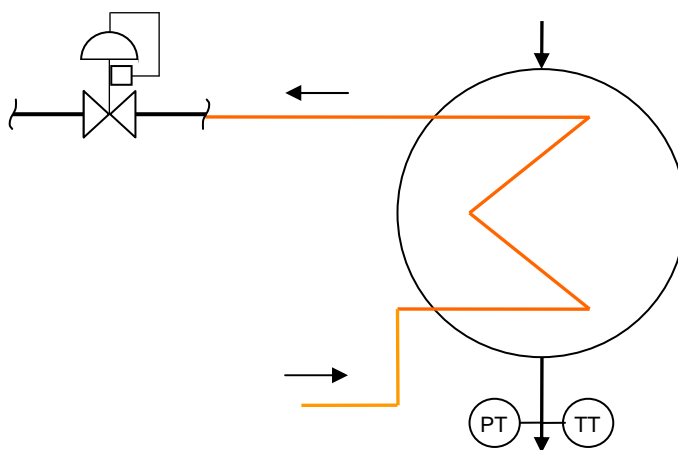


Figura 19 - Arranjo básico de instrumentação para trocador de calor do tipo casco e tubos de controle direto de água aquecida.

Válvulas de segurança e alívio controlam a pressão a montante abrindo-se automaticamente, quando essa pressão ultrapassar um determinado valor para o qual a válvula foi calibrada (pressão de abertura da válvula). A válvula de segurança pode ser usada tanto no circuito do fluido quente quanto do frio e pode ser vista na Figura 20.

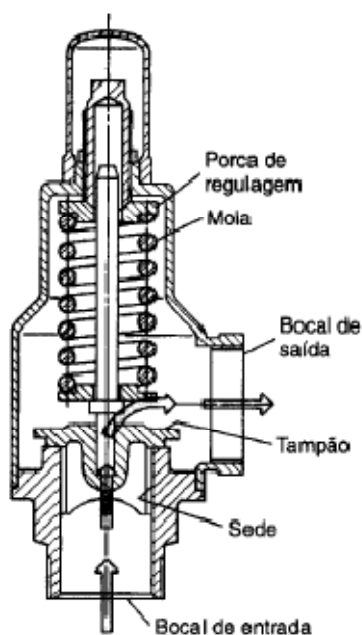


Figura 20 - Válvula de segurança (PSV).



Figura 21 - Válvula de controle.

Para atuação, o elemento final de controle mais utilizado na indústria é a válvula de controle. Basicamente, a válvula de controle é uma válvula capaz de variar a restrição ao escoamento de um fluido em resposta a um comando recebido na forma de um sinal padrão (vide Figura 21).

Em geral, o movimento da haste da válvula é obtido pelo balanço entre duas forças: a tensão de uma mola ligada à haste (função da posição da haste), e a força exercida sobre um diafragma na cabeça da válvula (função da pressão de ar na cabeça da válvula). O comando da válvula é feito pela variação da pressão de ar fornecido à válvula.

Atualmente, é comum encontrar válvulas com posicionadores eletropneumáticos, que permitem que o sistema de controle envie um sinal de 4 a 20 mA diretamente para a

válvula. Em outros sistemas, o sinal eletrônico deve ser convertido em um sinal pneumático por meio de um conversor I/P.

Um dos aspectos importantes na especificação de uma válvula de controle é a sua posição de falha, ou seja, sua posição na ausência do sinal de controle externo. Esta especificação é geralmente ditada pela segurança do processo. Em algumas aplicações, como no suprimento de água quente para um trocador, é desejável que a válvula feche na falta de um sinal de comando: esta válvula é chamada de falha-fecha, ou ar-para-abrir. Em outras situações, a segurança do processo exige a abertura da válvula em caso de falha do sistema: falha-abre, ou ar-para-fechar.

O tamanho da válvula é normalmente dado por um coeficiente de tamanho, C_v . Este coeficiente é determinado experimentalmente pela passagem de fluido pela válvula. Para líquidos sem "flasheamento", por exemplo, a vazão através da válvula é dada conforme a Equação 2.

$$Q(gpm) = C_v \cdot f(X) \cdot \sqrt{\frac{\Delta P(psi)}{G(a \text{ dim})}}$$

Equação 2

Q é vazão volumétrica através da válvula

C_v é o coeficiente de vazão da válvula, fornecido pelo fabricante e função do tamanho e do tipo de válvula ($\frac{gpm}{\sqrt{(psi)}}$)

X é a abertura da válvula (varia de 0 a 1)

ΔP queda de pressão na válvula

G é a densidade do relativa (relação da massa específica do fluido de processo à pressão e temperatura com a da água a 15,56 °C e 1,0 atm igual a 999,02 kg/m³)

$f(X)$ é a curva característica inerente de vazão pela válvula (varia de 0 a 1) é que depende do tipo de obturador/sede da válvula

As características inerentes de vazão mais utilizadas são:

1. Linear: $f(X) = X$ ou $f(X) = AX + B$, supondo a válvula sem estanqueidade, onde, $A + B = 1$ e $B = 1/R$. Uma válvula com característica linear, aparentemente, seria a mais desejável. O objetivo do projetista da malha é obter uma característica instalada de vazão que seja tão linear quanto possível, isto é, ter a vazão através da válvula e do processo variando linearmente com X . Como o ΔP varia quadraticamente com a vazão, uma válvula não-linear freqüentemente produzirá uma relação de vazão mais linear, após a instalação, que uma válvula com característica inerentemente linear. Em particular, a válvula de igual porcentagem é projetada para compensar, pelo menos aproximadamente, as mudanças em ΔP com a vazão. O R corresponde à "rangeabilidade" da válvula e pode assumir valores típicos de 20 a 50. A "rangeabilidade" de uma válvula de controle significa a relação entre a máxima e mínima vazão que a válvula consegue controlar;
2. Quadrática ou abertura rápida: $f(X) = \sqrt{X}$;
3. Igual porcentagem: $f(X) = R^{X-1}$. A válvula igual porcentagem recebe esse nome porque a inclinação da curva $f(X)$ contra X (df/dX) é uma fração constante de f , conduzindo a uma mudança de igual porcentagem na vazão para uma mudança específica em X , em qualquer ponto de operação;
4. Hiperbólica: $f(X) = \frac{1}{R - (R-1)X}$;
5. Parabólica: $f(X) = X^2$

A Figura 22 mostra as características das válvulas.

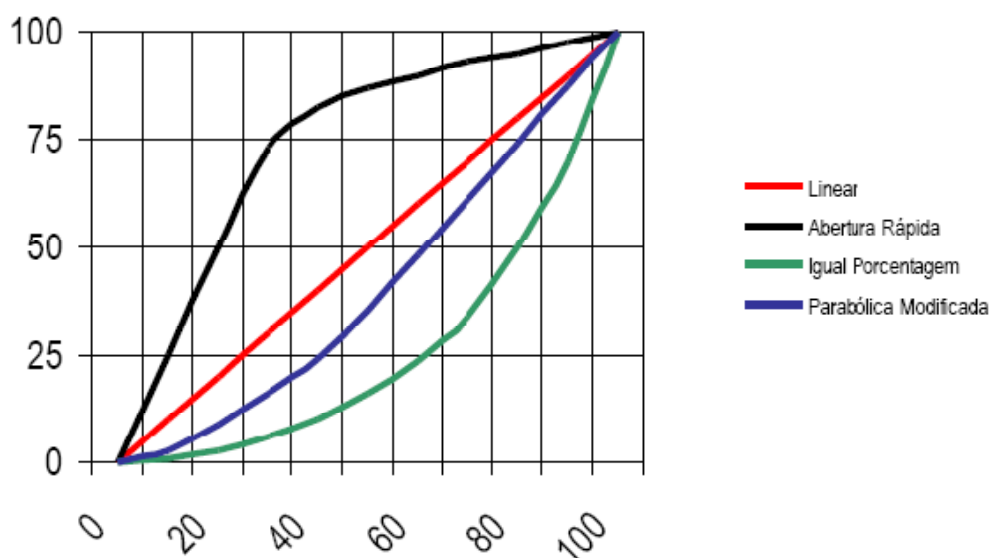


Figura 22 - Características de vazão de válvulas [13].

O trocador também conta instrumentos puramente mecânicos como manômetro (vide Figura 23) e termômetros. As características básicas para dimensionamento de são as seguintes:

1. Diâmetro nominal do visor;
2. O valor de trabalho da variável deve trabalhar entre 40 e 70% da escala do instrumento.
3. Instalações onde há vibração recomenda-se preencher o visor com glicerina.
4. Instalações onde há ambiente corrosivo recomenda-se usar de material inox.



Figura 23 - Manômetro

O sistema térmico também conta com transmissores para controle e monitoramento de pressão e temperatura (Figura 24)



Figura 24 - Termoelemento e transmissor de temperatura.

CAPÍTULO 4 – MODELO DE CONDICIONAMENTO E COMISSIONAMENTO DE TROCADOR DE CALOR DO TIPO CASCO E TUBOS

O capítulo aborda normas, procedimentos e boas práticas para o correto condicionamento e comissionamento nas disciplinas de mecânica, instrumentação e automação. Além deste, exemplifica boas parte dos documentos utilizados no processo de comissionamento de trocadores de calor do tipo casco e tubos.

4.1 - INTRODUÇÃO

Conforme as definições do item 2.1 DEFINIÇÕES, o trabalho de condicionamento/comissionamento de um empreendimento está apoiado no pilar do conhecimento de normas e na experiência de técnicos e engenheiros. Essas normas envolvem as fronteiras do empreendimento (normas externas, no caso deste trabalho, a norma TEMA para construção de trocadores de calor) e das corporações (normas internas, no caso deste trabalho, a norma da Petrobras N-466), que estão contratando os serviços. Serviços de condicionamento e comissionamento exigem experiência de equipe de técnicos e engenheiros envolvidos (vide Figura 25).

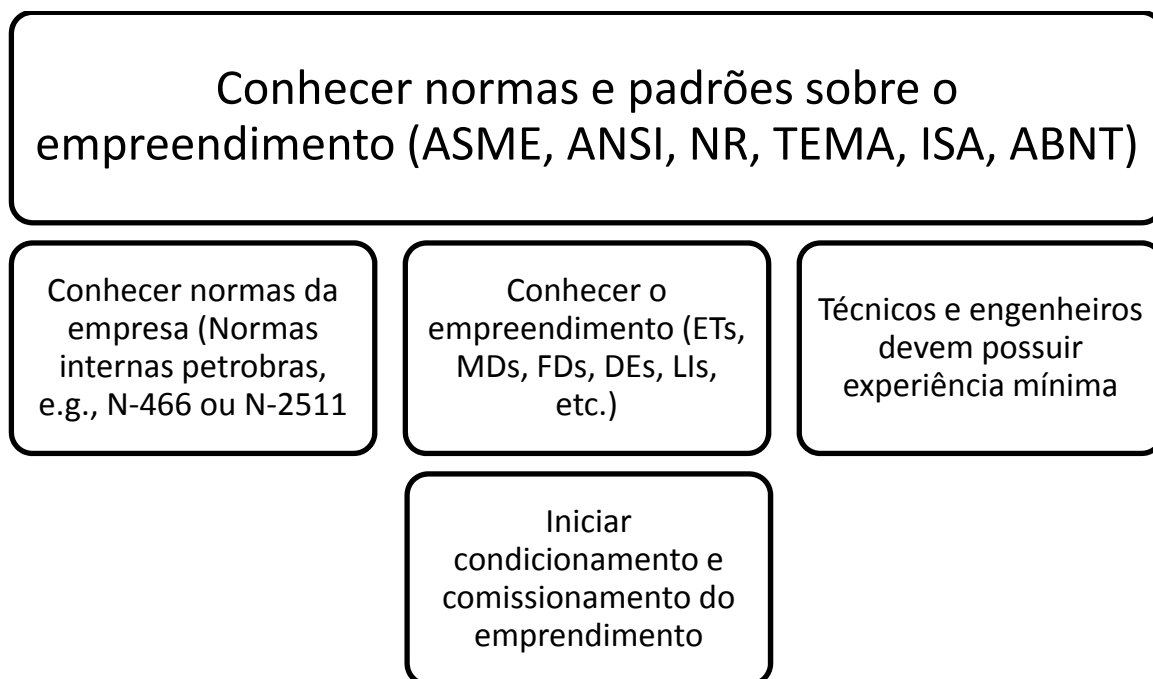


Figura 25 - Requisitos para condicionar e comissionar empreendimentos.

O presente trabalho aborda os aspectos técnicos das disciplinas de: mecânica (construção e montagem de trocadores de calor do tipo casco e tubos); de instrumentação (dispositivos de segurança e transmissores); e de automação (supervisão e malhas de controle). As instalações elétricas não fazem parte do escopo deste trabalho.

A estrutura de condicionamento e comissionamento proposta pode ser vista conforme a Figura 26.

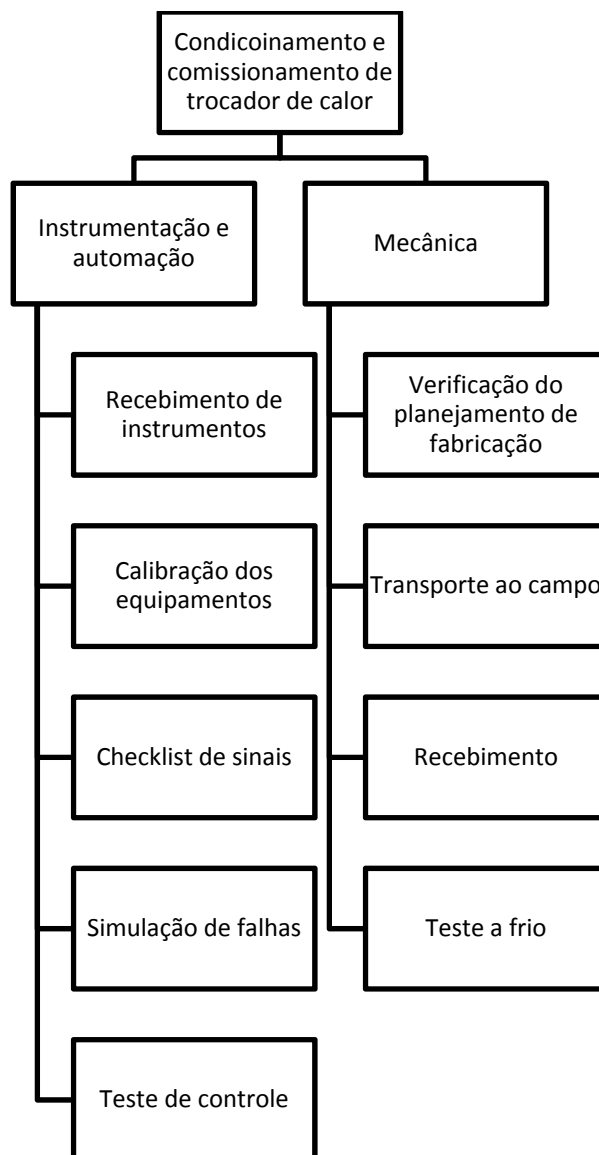


Figura 26 - Estrutura de condicionamento/comissionamento de trocador de calor.

4.2 – CONDICIONAMENTO/COMISSIONAMENTO: MECÂNICA

Os trocadores de calor são considerados vasos de pressão, pois estes são reservatórios não sujeitos à chama, que contenham qualquer fluido em pressão manométrica igual ou superior a 103 kPa (1,05 kgf/cm²) [27]. As normas referentes a vasos de pressão também devem ser observadas na construção desses equipamentos.

Os dados do equipamento a ser comissionado, considerando a carga térmica máxima (sem o uso de pré-aquecedor), e apresenta os seguintes dados de projeto:

- Troca térmica de $4,34 \cdot 10^6$ W;
- Pressão: 536 kPag no casco e 1503 kPag nos tubos;
- Temperatura: 170°C no casco e 120°C nos tubos.
- Pressão de operação no casco: 340kPag (entrada) e 290kPag (saída);
- Pressão de operação no tubo: 930kPag (entrada) e 783kPag (saída);
- Temperatura de operação no casco: 140°C (entrada) e 98°C (saída);
- Temperatura de operação no tubo: 36°C (entrada) e 90°C (saída);

Lembrando que na operação real o trocador é auxiliado por um pré aquecedor, alterando a temperatura de entrada do óleo cru no tubo para 55°C.

Dados operacionais [22]:

- Pressão de operação no casco: 441kPag (entrada) e 391kPag (saída);
- Pressão de operação no tubo: 1031kPag (entrada) e 884kPag (saída);
- Temperatura de operação no casco: 140°C (entrada) e 106°C (saída);
- Temperatura de operação no tubo: 55°C (entrada) e 90°C (saída);

A classe desse trocador é. R, Tipo AFS [34].

Segundo a NR 13 [25], todo vaso de pressão deve possuir, no estabelecimento onde estiver instalado, a seguinte documentação devidamente atualizada:

a) “Prontuário do Vaso de Pressão”, a ser fornecido pelo fabricante, contendo as seguintes informações:

- Código de projeto e ano de edição;
- Especificação dos materiais;
- Procedimentos utilizados na fabricação, montagem e inspeção final e determinação da PMTA;
- Conjunto de desenhos e demais dados necessários para o monitoramento da sua vida útil;
- Características funcionais;

- Dados dos dispositivos de segurança;
 - Ano de fabricação;
 - Categoria do vaso.
- b) “Registro de Segurança”, em conformidade com o subitem 13.6.5 [25];
- c) “Projeto de Instalação”, em conformidade com o item 13.7 [25];
- d) “Projetos de Alteração ou Reparo”, em conformidade com os subitens 13.9.2 e 13.9.3 [25];
- e) “Relatórios de Inspeção”, em conformidade com o subitem 13.10.8 [25].

4.2.1 Planejamento

4.2.1.1 Condicionamento – Inspeção na Fábrica

A equipe de inspeção de fabricação deve verificar se os planos de fabricação de cada etapa e inspeção correlacionada foram planejados pelo fabricante (vide ANEXO B – PLANOS DE FABRICAÇÃO). Os trocadores de calor devem ser projetados de acordo com as normas PETROBRAS N-253 [27], N-268 [30] e N-466 [23], o código ASME Section VIII, Division 1 [apud 23], e a norma “*Standards of Tubular Exchanger Manufacturers Association*” – TEMA [24], classe R. As classes B e C da TEMA só poderão ser utilizadas com permissão da PETROBRAS [23]. Todos os trocadores devem ter uma placa de identificação conforme a norma PETROBRAS N-2159 [apud 23], contendo dentre outras informações (vide Figura 40 do ANEXO A – DESENHOS, DIAGRAMAS E FOLHAS DE DADOS):

- Identificação do equipamento de acordo com N- 1521 [28];
- Normas de projeto;
- Temperatura e pressão de projeto (casco / tubo);
- Sobresspesura de corrosão (casco / tubo);
- Pressão máxima admissível de trabalho (casco / tubo);
- Pressão hidrostática (casco / tubo);

- Temperatura mínima de operação (casco / tubo);
- Número de série
- Identificação do fabricante.

A placa deve ficar situada em local visível e de fácil acesso, deve ser de chapa de aço inoxidável ou de metal não-ferroso, com espessura mínima de 3 mm. Os caracteres devem ser gravados ou estampados e devem seguir o formato pela ABNT NB-8, com dimensão mínima de 3 mm. Em equipamento com isolamento térmico ou com qualquer outro revestimento externo, a placa de identificação deve ser fixada a um suporte soldado ao corpo do permutador de calor, de forma que fique suficientemente saliente da superfície externa do isolamento ou revestimento [28].

4.2.1.1.1 Seleção do material de fabricação

Os permutadores de calor das classes R, B e C possuem casco e tubo fabricados com material anti-chamas. Os da classe R são preparados para uso severo na indústria de petróleo. Os de classe B são preparados para uso severo na indústria química. Os da classe C são preparados para uso moderado na indústria em geral [24]. Não é permitido o uso do casco tipo TEMA F [apud 23] (com 2 passes no casco) nos casos em que: a variação de temperatura no lado do casco for superior a 190 °C; ou, a perda de pressão no lado do casco for superior a 49 kPa. Nos casos em que se permita a utilização do casco tipo F, o projetista deve providenciar a análise de vazamento térmico e físico através da chicana longitudinal e analisar de possibilidade de distorção no equipamento devido às tensões térmicas resultantes.

Para todas as partes em contato com ambos os fluidos (exemplo: tubos, espelhos e tampo flutuante), a seleção do material deve ser baseada na corrosividade dos fluidos e tenacidade dos materiais, caracterizando a necessidade de ensaio de impacto. O material dos tubos deve ser compatível com o material dos espelhos, para não formar par galvânico.

Deve ser usado tubo sem costura para troca térmica (exemplo: em aço-carbono ASTM A 179) nos serviços onde o flange do bocal do lado dos tubos seja classificado como de classe de pressão igual ou maior do que 600. É obrigatório usar tubo sem costura quando a ligação entre tubo e espelho for por solda de resistência, conforme código ASME Section VIII, Division 1, UHX-15 [apud 23].

4.2.1.1.2 Flanges e espelhos

Existem três tipos de flanges e podem ser diferenciados pelo material de fabricação ou pela classe de pressão mais adequada para sua utilização. O flange de pescoço (“welding neck”), de aço forjado, é admitido para qualquer classe e diâmetro. O flange sobreposto (“slip-on”), de aço forjado, é admitido para as classes 150, 300 e qualquer diâmetro padronizado, porém limitado até 400 °C. O flange tipo “sobreposto” não deve ser usado quando a sobreespessura para corrosão for superior a 3 mm. Os flanges tipo “anel” (“ring type”), de aço forjado, laminado a quente, sem costura, ou fabricados a partir de chapa ou de barra rolada, devem ser selecionados pela pressão de projeto conforme os itens:

- Para pressão de projeto até 2 000 kPa (290 psi), inclusive, devem obedecer a uma das Figuras 2-4 (7), (8), (8a), (9), (9a), (10), (10a) ou (11) do código ASME Section VIII, Division 1 [apud 23], desde que a sobreespessura de corrosão seja inferior a 3 mm;
- Para pressão de projeto acima de 2 000 kPa (290 psi), qualquer que seja a fabricação, devem obedecer a uma das Figuras 2-4 (7) ou (11) do código ASME Section VIII, Division 1 [apud 23], e as soldas de ligação dos flanges com o casco devem obrigatoriamente ser 100 % inspecionadas por ultra-som.

Os espelhos devem ser construídos forjados ou fabricados a partir de chapa, devendo a construção forjada ser adotada sempre que possível. No caso de o espelho ser obtido por chapas soldadas deve ser feita radiografia total ou ultra-som na solda.

O diâmetro mínimo dos parafusos dos flanges deve ser de 3/4". Todas as roscas devem ser conforme especificação ASME B1.1 classe 2A, exceto quando especificado em contrário. Os furos dos parafusos são classe 2B e devem ser broqueados e as superfície de assentamento das porcas nos flanges devem ser usinadas com acabamento mínimo de rugosidade média máxima de 0,003 mm (0,000125 in). A furação dos flanges deve ser simétrica em relação às direções N-S ou E-O de projeto, ou à vertical. O flange do tampo do cabeçote flutuante deve preferencialmente ser conforme a Figura 1-6 (d) do código ASME Section VIII, Division 1. [apud 23]. Todos os parafusos externos devem ter uma sobra no comprimento roscado. Quando utilizados tensionadores para aperto dos estojos, a sobra no comprimento roscado deve ser, no mínimo, igual à espessura da porca para permitir o acoplamento do dispositivo de tensionamento.

4.2.1.1.3 Casco e tubo

Como regra geral, os tubos devem ser expandidos e mandrilados nos furos dos espelhos. As extremidades dos tubos devem ultrapassar em 3 mm a superfície do espelho exceto nos trocadores verticais onde as extremidades dos tubos devem facear a superfície do espelho superior. Deve haver, no mínimo, 2 rasgos de mandrilagem, no metal-base em cada furo do espelho, com aproximadamente 3 mm de largura e 0,4 mm de profundidade. No caso de espelho cladeado deve haver mais 1 rasgo de mandrilagem, feito no "clad". Para a ligação tubo-espelho por mandrilagem, o revestimento metálico deve ter uma espessura mínima de 9 mm, para conter integralmente o terceiro rasgo de mandrilagem dos tubos. A distância mínima entre o bordo do rasgo e a face externa do revestimento deve ser de 3 mm.

A mandrilagem não deve ser usada nos seguintes casos: serviço de classe de pressão igual ou maior que 600; serviço com fluido letal, em somente um dos lados (lado do casco ou lado dos tubos), com pressão de operação superior à pressão de operação do outro fluido; serviço cujo vazamento seja inadmissível (exemplos: H₂ e H₂S), em

somente um dos lados (lado do casco ou lado dos tubos), com pressão de operação superior à pressão de operação do outro fluido (serviço).

A ligação tubo x espelho deve ser por solda de resistência total, conforme código ASME Section VIII, Division 1, item UW-20 (a) (1), nos casos citados no item 9.6. Nesses casos, só é permitido outro tipo de ligação tubo x espelho quando explicitamente permitido pela PETROBRAS. Sempre que for usada a solda de resistência, o tubo deve ser levemente expandido (redução de espessura de cerca de 5 %) dentro do furo. Para os espelhos com revestimentos metálicos anticorrosivos, o revestimento anticorrosivo deve se estender, obrigatoriamente, em todo o contorno dos rasgos de encaixe dos divisores de passe e em toda área de assentamento de junta de vedação. No caso da ligação tubo-“clad” ser obtida por solda de resistência, a espessura mínima do “clad” é de 3 mm. A distância mínima entre o bordo dos furos para os tubos e o rebaixo para junta periférica deve ser de 1,5 mm para os tubos mandrilados no espelho e, 3 mm para os tubos soldados no espelho

O peso máximo aceitável para o feixe tubular é 147,1 kN (15 000 kgf). Pesos superiores a esse valor devem ter sua utilização aprovada pela PETROBRAS e, neste caso, o fabricante deve prover o trocador de dispositivo próprio que permita a remoção e montagem do feixe tubular. Para trocadores sobrepostos e facilidades de manutenção ver norma PETROBRAS N-1674. As chicanas do feixe tubular não devem ter espessura inferior ao dobro do valor da sobre-espessura para corrosão adotada para o casco. Sempre que necessário, as chicanas transversais devem ter rasgo para permitir a completa drenagem do casco.

Os tubos em “U” devem ser preferencialmente inteiros. Admite-se emendas circunferências, quando previamente aprovadas pela PETROBRAS, observando-se uma distancia mínima de 500 mm em relação ao início da curvatura, ou uma distância maior, considerando o dispositivo utilizado para o curvamento dos tubos de forma a não tensionar a região soldada. Deve ser observado o valor mínimo para o raio médio de curvatura dos tubos no valor de 1,5 x diâmetro nominal externo.

As soldas do casco devem ser esmerilhadas do lado interno, para facilitar a retirada do feixe. Quando há variação de espessura entre chapas do casco ou entre casco e tampo, as chapas devem ser alinhadas pela face interna.

Quando o trocador for projetado para pressão diferencial deve ser previsto um sistema de segurança (válvulas de segurança e/ou alívio - PSV ou disco de ruptura) que garanta esta condição de projeto nos componentes solicitados simultaneamente pela pressão do lado do casco e do lado dos tubos.

Os bocais devem ser conforme a norma PETROBRAS N-253 [27] e conforme a norma TEMA [apud 23]. Os suportes devem ser conforme a norma PETROBRAS N-2159 [apud 23]. Deve ser verificada a espessura de todas as seções fabricadas, principalmente as regiões de maior grau de deformação, como: a região toroidal dos tampos torisféricos.

É obrigatória a colocação de olhais de suspensão no carretel, no tampo do carretel, tampo do casco e tampo flutuante, conforme a norma PETROBRAS N-2159 [apud 23]. Quando houver isolamento térmico, os olhais devem ter um comprimento suficiente para não interferir no isolamento. Os olhais devem ser colocados de forma que a peça seja suspensa a prumo. Em espelhos com revestimento anticorrosivo, os furos dos olhais devem ficar na periferia, fora do revestimento.

4.2.1.1.4 Soldas

As soldas de quaisquer partes, independentemente do material, espessura ou serviço, devem ser 100 % radiografadas antes de qualquer deformação severa (relação entre a espessura e o raio local superior a 5 %), por meio de quaisquer processos, tais como: rebordeamento, prensagem e calandragem. Após a deformação, as soldas e as áreas mais solicitadas devem ser examinadas por meio de partículas magnéticas ou líquido penetrante, antes da realização de qualquer operação subsequente (vide Figura 58 e Figura 59). As soldas usadas no fechamento de furos-guia, no centro de tampos conformados, devem ser totalmente radiografadas. No caso de ensaio radiográfico por

amostragem (“spot”), deve ser inspecionado preferencialmente, o cruzamento de soldas, visando atingir todos os soldadores e operadores de soldagem e a maior quantidade de posições de acesso difícil [30].

4.2.1.1.5 Ensaios não destrutivos

Os ensaios não-destrutivos previstos para a junta soldada devem ser refeitos, nos casos de reparo ou alteração das juntas. No caso de restabelecimento de espessura do metal-base através de solda, devem ser executados os ensaios não-destrutivos previstos na código ASME Section VIII [apud 30]. Deve ser realizado ensaio visual e ensaio de líquido penetrante ou partículas magnéticas nas superfícies sob soldas provisórias, após a remoção das soldas. Estas superfícies devem ficar isentas de: mordeduras, remoção incompleta da solda e defeitos inaceitáveis para as soldas das partes submetidas à pressão. Caso haja redução de espessura, o ultra-som deve ser utilizado para medir a redução e o valor obtido deve obedecer à seguinte condição: Espessura medida \geq espessura de projeto, ou; Espessura medida \geq (Espessura nominal – a tolerância de fabricação da chapa). Quando é exigido o pré-aquecimento, devem ser executados ensaios por meio de líquido penetrante ou partículas magnéticas nas regiões onde houver remoção de pontos de solda e locais submetidos à goivagem.

Para vasos construídos de aço-carbono com exigência de teste de impacto, aços liga carbono-molibdênio, aços liga cromo-molibdênio, aços liga níquel, aços inoxidáveis e metais e ligas não ferrosos, é exigido que se faça ensaio por meio de partículas magnéticas ou por meio de líquido penetrante nas seguintes regiões, antes do teste hidrostático:

- a) juntas soldadas, interna e externamente, compreendendo uma faixa de 200 mm de largura, centrada na junta;
- b) soldas de reparos de chapas;

c) regiões de solda removida de dispositivo auxiliar de montagem e de solda provisória;

d) soldas de fixação de acessórios.

Além disso, deve ser executado ensaio por meio de líquido penetrante ou partículas nas regiões citadas na norma PETROBRAS N-133 [29].

Para equipamentos sujeitos a tratamento térmico, os ensaios anteriores ao teste hidrostático devem ser executados respeitando os itens “a” a “d” do parágrafo anterior; antes e depois do tratamento térmico, para os materiais:

- Aços-carbono com exigência de teste de impacto;
- Aços liga carbono-molibdênio e cromo-molibdênio;
- Aços liga níquel;
- Aços inoxidáveis martensíticos e ferríticos.

Todos os dispositivos de levantamento do vaso (exemplo: olhais de içamento) devem ser ensaiados com líquido penetrante ou partículas magnéticas.

4.2.1.1.6 Inspeção de montagem

Após a fabricação, deve ser realizada inspeção dimensional completa no trocador de calor.

4.2.1.1.6.1 Equipamentos entregues Desmontados

Todos os vasos de pressão que forem entregues desmontados devem ser pré-montados total ou parcialmente na oficina, para verificação dimensional. A pré-montagem deve ser feita com meio adequado de fixação provisória e deve abranger a totalidade ou, pelo menos, a maior parte possível do vaso. As bandejas, grades, defletores e outras partes internas de vasos que forem desmontáveis e entregues desmontadas também

devem ser pré-montadas integralmente na sua posição de instalação dentro do vaso, na oficina do fabricante, quando incluídos no escopo do fornecimento.

Os chanfros devem ser examinados dimensional e visualmente, quanto à limpeza e ausência dos seguintes defeitos inadmissíveis:

- Desfolhamentos;
- Poros;
- Irregularidades de corte;
- Amassamentos;
- Trincas;
- Descontinuidades transversais à superfície;
- Descontinuidades paralelas à superfície, com comprimento superior a 25 mm.

O ensaio visual deve ser suplementado com o ensaio por meio de líquido penetrante quando houver suspeita da existência de: trincas; descontinuidades transversais à superfície e descontinuidades paralelas à superfície, com comprimento superior a 25 mm.

O ensaio visual deve ser suplementado com o ensaio por meio de líquido penetrante ou de partículas magnéticas, nos seguintes casos:

- a) espessura do chanfro superior a 38 mm;
- b) chanfros de aberturas para conexões com diâmetro nominal igual ou superior a 76 mm (3");
- c) após o desempenho de peças empenadas (examinar as regiões de maior deformação);
- d) chanfros recuperados por solda;
- e) chanfros dos seguintes materiais:
 - Aço-carbono com exigência de teste de impacto;
 - Aço liga cromo-molibdênio quando é previsto tratamento térmico após a soldagem;
 - Aços liga níquel;
 - Aços inoxidáveis;
 - Metais e ligas não-ferrosos.

4.2.1.1.6.2 Equipamentos entregues Montados

Para equipamentos e seções enviados prontos deve-se verificar na saia ou apoios se a disposição e dimensão dos furos e dos chumbadores são compatíveis. Deve ser verificado, em especial, se os furos permitem a dilatação prevista para o equipamento. Os equipamentos e seções enviados prontos devem ser examinados de acordo com ao itens:

- De aços liga níquel deve ser verificado o posicionamento dos bocais quanto aos requisitos estipulados no item 9.9.1.1 e figura A1 do Anexo A, da norma N-268 [30]; sendo um desses requisitos: elevação, desvio do eixo do bocal e angular, projeção, perpendicularidade, e orientação da furação dos flanges de ligações com tubulações.
- Os suportes dos internos devem ser examinados visualmente verificando-se sua posição e seus detalhes de fixação estão de acordo com o especificado no projeto;
- As chapas defletoras de fluxo devem ser examinadas visualmente, verificando se a posição das mesmas está de acordo com o especificado em projeto, admitindo-se uma tolerância de ± 10 mm, em qualquer direção.
- Devem ser examinados visualmente os suportes das plataformas, escadas e tubulação, bem como dos anéis de reforço e de isolamento térmico, verificando os seguintes quesitos desses suportes:
 - a) a locação não deve interferir com os demais elementos do vaso;
 - b) devem estar de acordo com o projeto, em especial quanto às suas dimensões e às dimensões das soldas em ângulo e à folga especificada na figura A-1, do anexo da N-268 [30];
 - c) devem ter furos para drenagem de água, quando necessário (se não existirem, a furação deve ser feita);
 - d) os furos oblongos previstos no projeto para dilatação diferencial entre as diversas partes devem existir;
 - e) se as chapas soldadas de maneira contínua ao vaso, estão com o furo que tem a função de respiro, este deve ser deixado aberto.

Deve ser examinado visualmente o estado de todos os internos enviados quanto a avarias mecânicas e corrosão, conforme isenção de:

- a) defeitos que causem uma transição aguda na superfície da peça;
- b) defeitos que reduzam a espessura da peça, para abaixo do valor da condição de espessura medida citado no item 8.7 da N-268 [30];
- c) corrosão acima do grau C da norma ISO 8501-1[apud 30] para os seguintes materiais:
 - Aços-carbono;
 - Aços liga molibdênio;
 - Aços liga cromo-molibdênio;
 - Aços liga níquel;
- d) qualquer grau de corrosão para os aços inoxidáveis e metais não ferrosos.

Devem ser examinadas dimensionalmente as vigas para verificar se a contraflexa inicial para compensação (quando prevista no projeto) está com o valor especificado. Deve-se verificar se as vigas e os seus suportes estão com as dimensões e furação para fixação de acordo com o projeto. Devem ser examinados visualmente todos os internos, para verificar se apresentamos furos de drenagem previstos no projeto.

Após o desempenho de peças empenadas, examinar por líquido penetrante ou partículas magnéticas as regiões de maior deformação destas peças.

4.2.1.1.6.3 Estanqueidade

Antes da realização do teste hidrostático, um teste de estanqueidade com fluido gasoso deve ser realizado a uma pressão que não exceda à pressão do projeto. A metodologia do teste e os critérios de aceitação devem ter como base o código ASME Section V [apud 23]. Os inspetores de ensaio não-destrutivo devem ser certificados de acordo com a norma PETROBRAS N-1590 [apud 26]. Um ensaio visual segundo a norma PETROBRAS N-1597 [31] deve ser realizado antes do ensaio e estanqueidade. O

objetivo do teste de estanqueidade é a detecção de eventuais vazamentos, detecção de defeitos passantes em juntas soldadas, chapas, fundidos e forjados. Não visa a análise de resistência mecânica, geralmente a pressão utilizada no teste é de 1,1 vezes a pressão de trabalho. Os resultados do ensaio devem ser registrados por meio de um sistema de identificação e rastreabilidade que permita correlacionar o local ensaiado com o relatório e vice-versa. Todos os pontos submetidos a testes devem receber marcas de tinta por números que rastreiem os pontos testados e a tinta deve resistir à água e lavagens leves na cor amarelo segurança. [26]. Um relatório rastreável deve ser emitido contendo adicionalmente os seguintes itens:

- a) nome do emitente (órgão da PETROBRAS ou firma executante);
- b) identificação numérica;
- c) identificação do material;
- d) identificação da peça ou equipamento;
- e) método ou técnica utilizada;
- f) temperatura e pressão de teste;
- g) identificação do manômetro, quando aplicável;
- h) número e revisão do procedimento;
- i) registro dos resultados;
- j) normas e/ou valores de referência para interpretação dos resultados;
- k) laudo indicando aceitação, rejeição ou recomendação de ensaio complementar;
- l) data, identificação e assinatura do inspetor responsável.

4.2.1.1.6.4 Teste Hidrostático

Todos os vasos de pressão que forem entregues inteiros devem ser submetidos a teste hidrostático na oficina do fabricante, antes do embarque. Este teste pode ser feito, preferencialmente, com o vaso na posição horizontal, devendo ser utilizados os valores de pressão de teste determinados pelo projetista, para vasos projetados conforme a código ASME Section VIII Division 1 [apud 30]. O teste só deve ser realizado depois de decorrido um prazo de 48 horas após a execução da última soldagem ou tratamento

térmico de alívio de tensões - TTAT (prevalecendo o TTAT), em partes pressurizadas e partes de sustentação do equipamento.

Caso haja exigências no projeto relativas às características de pureza da água, as exigências devem ser cumpridas. Sua temperatura deve ser maior que 15 °C ou estar compatível com a temperatura de projeto, para os equipamentos operando a baixa temperatura. Caso a temperatura da água esteja próxima do limite mínimo, devem ser instalados termômetros na região inferior do equipamento. O teor máximo de cloretos permitido na água deve ser definido pelo projetista, porém nunca superior a 50 ppm para equipamento de aço inoxidável austenítico ou com revestimento interno deste material. Se, nesse caso, o teor de cloretos na água for superior a 50 ppm, antes do teste hidrostático deve ser aplicado verniz de secagem rápida a base de poliéster, em quantidade suficiente para formar uma película contínua ao toque, internamente em equipamento de aço inoxidável austenítico ou com revestimento interno deste material.

A) Utilizando-se água, método mais recomendado. Testar o trocador com água dentro das características de composição e temperatura exigidas no projeto. Elevar a pressão até 50 % da pressão de teste e proceder à inspeção do equipamento. Aumentar gradativamente até atingir a pressão de teste hidrostático (1,3 vezes a pressão máxima admissível de trabalho). Permanecer nesta pressão durante 30 minutos, no mínimo. Por motivo de segurança, nenhuma inspeção deve ser executada nesta pressão. Pessoal e equipamento devem ficar em local seguro. Abaixar a pressão até 65 % e executar nova inspeção segundo a sequência de montagem do trocador: observar as figuras A-2 até A-6 [apud 30], onde as setas indicam os locais onde a vedação deve ser verificada. O casco e o feixe tubular devem ser testados de maneira que possíveis vazamentos na mandrilagem dos tubos sejam verificados pelo menos por um lado. Reduzir gradativamente até a pressão atmosférica e abrir os bocais superiores para evitar vácuo no esvaziamento.

B) Quando não for possível a execução do teste com água, deve-se realizar o teste pneumático com a pressão de teste indicada no projeto mecânico. No teste pneumático,

a pressão deve ser elevada gradualmente até 100 kPa (1,02 kgf/cm²) e então realizada uma primeira inspeção nos pontos indicados por setas nas figuras A-3 até A-6 [apud 30]. Após a aprovação desta primeira etapa, elevar a pressão até a metade da pressão de teste, e a partir daí, aumentar a pressão em degraus de 0,1 vez à pressão de teste. Atingindo o valor máximo, manter a pressão pelo tempo mínimo de 30 minutos. Em seguida, reduzir para 0,8 vezes do valor estabelecido e então realizar nova inspeção.

4.2.1.1.7 TRANSPORTE E ENTREGA

Todos os equipamentos e partes independentes que forem entregues desmontadas devem ter uma marcação feita com tinta e com letras de 40 mm de altura, no mínimo, na própria peça ou na embalagem. Esta marcação deve conter, no mínimo, as seguintes informações:

- a) identificação do equipamento;
- b) nome do fabricante;
- c) número da Autorização de Fornecimento de Material - AFM;
- d) indicação das peças ou da parte do equipamento no caso de entrega de equipamentos desmontados (para esta indicação, deve ser adotado o mesmo critério de numeração das peças dos desenhos de fabricação);
- e) indicação do lado superior da peça ou da direção “Norte” de projeto, todas as vezes que for possível, por engano, montar a peça em posição invertida (no caso das peças ou partes de equipamentos desmontados).

Nota: Em todos os equipamentos e partes que tenham sofrido tratamento térmico de alívio de tensões e nos quais, portanto, não deve ser feita nenhuma solda no campo, deve haver ainda um letreiro em local bem visível com os dizeres: “NÃO SOLDAR”.

Todas as peças pequenas, tais como parafusos, porcas, estojos, juntas, flanges e borbulhadores, devem ser devidamente encaixotadas. Deve ser colocada uma lista do conteúdo dentro da embalagem e uma cópia da lista deve ser enviada em separado.

As bandejas devem ser protegidas contra danos. Não deve ser feito o empilhamento face a face das bandejas que possuem válvulas ou borbulhadores instalados, para evitar que ocorra entrelaçamento.

Os equipamentos ou partes construídas de chapas finas ou que de qualquer forma possam sofrer deformações no transporte ou manuseio, devem ser contraventados ou escorados devidamente. As arestas de chapas com chanfro para solda, faces de flanges, outras superfícies usinadas, devem ser recobertas com compostos especiais contra a corrosão e protegidas por barras, chapas de aço ou peças em madeira, firmemente presas, contra danos mecânicos. As roscas de parafusos e de outras peças também devem ser recobertas com compostos contra a corrosão.

Como procedimento comum, não é pedida ao fabricante nenhuma pintura do equipamento. Quando, entretanto, for pedida pintura, fazer a pintura rigorosamente como discriminado em cada caso. Os equipamentos devem ser adequadamente calçados e fixados no veículo transportador. As peças calandradas ou conformadas devem ser calçadas de forma a não se deformarem no transporte.

4.2.2 Preparação

A equipe de recebimento deve verificar se o equipamento foi projetado de acordo com as normas exigidas e se as correções nas fundações foram finalizadas. Deve ser reservado um vazio de um metro, além do comprimento do tubo, na frente do trocador, para permitir a movimentação dos tubos nos casos de inspeção e manutenção [36]. Os vasos de pressão devem ser submetidos a inspeções de segurança inicial, periódica e extraordinária. A inspeção de segurança inicial deve ser feita em vasos novos, antes de sua entrada em funcionamento, no local definitivo de instalação, conforme a norma regulamentadora nº 13 (NR-13) [36].

4.2.2.1 Fundações

Deve ser verificado o relatório contendo a locação e dimensões reais da base, emitido pela executante da base, para constatar se os dados do relatório atendem às especificações do projeto, dentro das tolerâncias da norma PETROBRAS N-1644 [apud 32]. Deve ser verificado se as referências nível e de coordenadas da área onde o equipamento é montado estão corretas, de acordo com a norma PETROBRAS N-1644 [apud 32]. Deve ser feita a limpeza das luvas dos chumbadores, e a proteção dos chumbadores contra a corrosão e danos mecânicos.

O nivelamento da superfície da base deve ser executado através da colocação de calços, de chapa ou barra de aço, assentados sobre a mesma. Os calços devem ser dimensionados e espaçados de modo a suportar o equipamento, levando-se em conta os seguintes requisitos:

- a) os calços devem ser colocados de ambos os lados dos chumbadores, de modo que o intervalo entre eles não exceda 800 mm (caso isto aconteça, devem ser acrescentados calços nos intervalos entre os anteriores);
- b) o centro dos calços deve coincidir com a circunferência média da região de apoio do equipamento;
- c) chapa de deslizamento e cunhas, devem ser instaladas para auxiliar redução do efeito das vibrações;
- d) a altura total do calço (calço + base) não deve exceder 5 mm acima da altura prevista no projeto;
- e) na elevação, adotar uma tolerância de ± 1 mm em relação à elevação de projeto.

Caso não haja informações no projeto sobre o dimensionamento dos calços, observe as orientações no ANEXO C – ORIENTAÇÃO PARA DIMENSIONAMENTO DOS CALÇOS DO TROCADOR.

4.2.2.2 Armazenamento de materiais

Caso as peças não estejam acondicionadas e protegidas, devem ser providenciados acondicionamento e proteção para armazená-las. Os flanges devem estar com suas faces devidamente protegidas contra danos mecânicos e corrosão, por meio de revestimento adequado e por meio de uma cobertura de madeira. As peças pequenas, tais como: parafusos, porcas, grampos, estojos, arruelas e juntas devem ser acondicionadas em caixas e ficar em lugar abrigado das intempéries. As roscas devem ser previamente protegidas contra a corrosão. As bandejas devem ser protegidas contra danos. Não deve ser permitido o empilhamento face a face das bandejas com válvulas ou borbulhadores instalados, para evitar que ocorra entrelaçamento. As chapas, as seções e os equipamentos recebidos prontos devem ser armazenados apoiados em calços adequados, a uma distância mínima de 300 mm do solo, e não devem ser deixados de maneira a permitir empoçamento, permanecendo devidamente estaiadas. As chapas de reforço dos bocais devem ser armazenadas solidárias ao bocal. Os consumíveis para soldagem devem ser armazenados de acordo com a norma PETROBRAS N-133 [29].

Quando a partida do trocador não for imediata, como por exemplo, cerca de 60 dias após sua instalação; o equipamento deve ser estocado seco, coberto e livre de incrustações. Drene e seque o permutador antes da pressurização do casco e do tubo com nitrogênio seco, a 0,5 bar. Nesse caso, a temperatura ambiente não pode ultrapassar 50°C, devido ao risco de explosão. É necessário que seja instalada uma placa visível com esse alerta [36]. A pressão interna (0,5 bar) e as vedações devem ser verificadas e monitoradas pelo responsável do estoque, todo mês. Utilize a solução sabonada na verificação das juntas de vedações.

A etapa despressurização do gás inerte para iniciar o “Start – up” iniciará com a abertura dos purgadores e drenos correspondentes. A redução de pressão deve ser controladas e adequada. Somente após a total despressurização é que os flanges poderão ser removidos.

4.2.2.3 Exigências da NR 13

A inspeção de segurança inicial deve ser feita em vasos novos, antes de sua entrada em funcionamento, no local definitivo de instalação, devendo compreender exame externo, interno e teste hidrostático, considerando suas limitações. As válvulas de segurança dos vasos de pressão (PSV) devem ser desmontadas, inspecionadas e recalibradas por ocasião do exame interno periódico. A inspeção de segurança periódica, constituída por exame externo, interno e teste hidrostático, devendo obedecer aos seguintes prazos máximos:

a) para estabelecimentos que não possuam serviço próprio de inspeção de equipamentos:

Tabela 3 – Prazos de inspeção sem serviço próprio [25].

Categoria do Vaso	Exame Externo	Exame Interno	Teste Hidrostático
I	1 ano	3 anos	6 anos
II	2 anos	4 anos	8 anos
III	3 anos	6 anos	12 anos
IV	4 anos	8 anos	16 anos
V	5 anos	10 anos	20 anos

b) para estabelecimentos que possuam serviço próprio de inspeção de equipamentos:

Tabela 4 – Prazos de inspeção com serviço próprio [25].

Categoria do Vaso	Exame Externo	Exame Interno	Teste Hidrostático
I	3 anos	6 anos	12 anos
II	4 anos	8 anos	16 anos
III	5 anos	10anos	a critério
IV	6 anos	12 anos	a critério
V	7 anos	a critério	a critério

Vasos de pressão que não permitam o exame interno ou externo por impossibilidade física devem ser alternativamente submetidos a teste hidrostático, considerando-se as limitações previstas nas inviabilidades técnicas:

- a) resistência estrutural da fundação ou da sustentação do vaso incompatível com o peso da água que seria usada no teste;
- b) efeito prejudicial do fluido de teste a elementos internos do vaso;
- c) impossibilidade técnica de purga e secagem do sistema;
- d) existência de revestimento interno;
- e) influência prejudicial do teste sobre defeitos subcríticos.

Quando for tecnicamente inviável a execução do teste hidrostático, ele pode ser substituído por outra técnica de ensaio não-destrutivo ou inspeção que permita obter segurança equivalente. A alternativa deve ser mencionada no Registro de Segurança.

Vasos com enchimento interno ou com catalisador podem ter a periodicidade de exame interno ou de teste hidrostático ampliada, de forma a coincidir com a época da substituição de enchimentos ou de catalisador, desde que esta ampliação não ultrapasse 20 (vinte) por cento do prazo estabelecido nas tabelas, conforme a Tabela 3 e Tabela 4. Vasos com revestimento interno higroscópico devem ser testados hidrostaticamente antes da aplicação do mesmo, sendo os testes subsequentes substituídos por técnicas alternativas.

A inspeção de segurança extraordinária deve ser realizada se:

- a) sempre que o vaso for danificado por acidente ou outra ocorrência que comprometa sua segurança;
- b) quando o vaso for submetido a reparo ou alterações importantes, capazes de alterar sua condição de segurança;
- c) antes de o vaso ser recolocado em funcionamento, quando permanecer inativo por mais de 12 (doze) meses;

d) quando houver alteração do local de instalação do vaso.

4.2.2.3.1 Inspeção e complementação mecânica

Para as partes pressurizadas, incluindo as partes soldadas às mesmas, e as partes de sustentação fabricadas de chapas e de tubos (exemplos: saia e colunas), deve ser verificado se os certificados de material estão de acordo com as respectivas especificações, ASME Section VIII, Division 1 [apud 32] e se os materiais estão perfeitamente identificados no desenho. Devem ser verificados por ensaio visual todos os materiais, seções e equipamentos empregados, os quais devem estar isentos de:

- a) defeitos que causem uma transição aguda na superfície da peça;
- b) defeitos que reduzam a espessura da peça abaixo do valor citado no ANEXO D – ESPESSURA DE CHAPAS;
- c) corrosão acima do grau C da norma ISO 8501-1 [apud 32] para os seguintes materiais:
 - Aços-carbono;
 - Aços liga molibdênio;
 - Aços liga cromo-molibdênio;
 - Aços liga níquel;
- d) qualquer grau de corrosão para os aços inoxidáveis e metais e ligas não-ferrosos.

Deve ser verificado por amostragem se existe correspondência entre o mapa dos defeitos reparados e a posição dos defeitos reparados, em 10 % das chapas reparadas. Se houver qualquer discordância, verificar em todas as chapas.

Deve ser verificado a espessura de todas as seções fabricadas, exceto para equipamentos recebidos prontos. Observar principalmente as regiões de maior grau de deformação, tais como a região toroidal dos tampos torisféricos. A espessura medida deve obedecer à condição do ANEXO D – ESPESSURA DE CHAPAS.

Deve ser feito ensaio visual na superfície das chapas cladeadas e dos revestimentos resistentes à corrosão quanto à existência de pites e outros tipos de corrosão, diminuição de espessura, trincas, poros e contaminações, devendo as superfícies das chapas cladeadas e dos revestimentos estar isentas destes defeitos. Para equipamentos recebidos em seções, deve ser medida a espessura do “clad” na borda da chapa, em 4 pontos, após um ataque com solução de sulfato de cobre. A espessura do revestimento resistente à corrosão deve ser medida por amostragem. A espessura medida do “clad” e do revestimento deve obedecer à prescrição do ANEXO D – ESPESSURA DE CHAPAS.

Os chanfros devem ser examinados dimensional e visualmente conforme o item 8.4.1 da norma PETROBRAS N- 296, ANEXO E – DEFEITOS NOS CHANFROS. Deve ser verificado se as chapas possuem o certificado de liberação de inspeção dos serviços executados na fábrica.

Os consumíveis para soldagem devem estar de acordo com a norma PETROBRAS N- 133 [29]. Devem ser examinadas visualmente todas as soldas de fábrica.

Devem ser verificadas as seções recebidas prontas quanto aos requisitos estipulados no item 8.7.1 alíneas b) até h) e j), e as chapas calandradas quanto às alíneas f) e g) [apud 32]. Devem ser examinadas visualmente as faces dos flanges, para verificar o estado e tipo das ranhuras. Não é aceitável corrosão ou amassamento. Para equipamentos e seções recebidos prontos deve ser verificado na saia ou apoios se a disposição e dimensão dos furos e dos chumbadores são compatíveis. Deve ser verificado se os furos estão de acordo com o projeto, para permitir a dilatação prevista para o equipamento. Verificar o posicionamento das conexões quanto aos requisitos estipulados no item 8.10.1.1 [apud 32]. Examinar visualmente os suportes dos internos, verificando se a posição e se os detalhes de fixação dos suportes estão de acordo com o especificado no projeto. Examinar visualmente as chapas defletoras de fluxo, verificando se a posição das chapas está de acordo com o especificado em projeto, admitindo-se uma tolerância de ± 10 mm, em qualquer direção. Examinar os suportes das plataformas, escadas e tubulações, bem como dos anéis de reforço e de isolamento térmico, verificando os seguintes quesitos destes suportes:

- a) a locação não deve interferir com os demais elementos do vaso;
- b) devem estar de acordo com o projeto, em especial quanto às dimensões das soldas em ângulo e à folga especificada na referência 17 da FIGURA A-1 [apud 32];
- c) devem ter furos para drenagem da água, quando necessários;
- d) devem possuir os furos oblongos previstos no projeto, para dilatação diferencial entre as diversas partes;
- e) se as chapas soldadas de maneira contínua ao vaso, estão com o furo que tem a função de respiro; este furo deve ser deixado aberto.

Deve ser executado o teste por pontos em 5 % de cada tipo dos internos como por exemplo: bandejas, anéis, suportes, parafusos e uniões), para verificação da conformidade do material das peças com o projeto. Deve ser examinado visualmente o estado de todos os internos recebidos quanto à avarias mecânicas e corrosão, de acordo com o item 5.3 [apud 32].

Devem ser examinadas dimensionalmente as vigas, para verificar se a contra-flecha inicial para compensação (quando previsto no projeto) está com o valor especificado. Deve ser verificado se as vigas e os seus suportes estão com as dimensões e furação para fixação, devem ser examinados visualmente todos os internos, para verificar se apresentam os furos de drenagem previstos no projeto.

A Complementação Mecânica é a inspeção realizada num conjunto de equipamentos (assessórios) para verificar se eles estão montados de acordo com o projeto, liberando assim o conjunto para o início dos testes a frio.

4.2.2.3.2 Teste hidrostático no local de instalação

O procedimento também é chamado de Teste de Pressão Simplificado. É uma complementação do teste executado na fábrica e serve para verificar, por ensaio visual, vazamentos na região de mandrilagem e dispositivos de vedação, provocados por possíveis danos de transporte e montagem. Todos os procedimentos de ensaio devem ser qualificados por profissional nível 3 de acordo com a norma de projeto, fabricação,

construção e montagem e as evidências da qualificação devem estar disponíveis para apreciação da PETROBRAS [33]. O teste hidrostático deve ser executado em todos os trocadores. No caso de bateria de trocadores, é preferível que cada equipamento seja testado em separado. Caso seja necessário remandrilagem de tubos (ver item 8.13 [apud 32]), executar o novo teste somente após a remandrilagem. Se não ocorrer vazamento, o teste é considerado aceito e terminado.

Antes de iniciar o teste hidrostático, as seguintes providências devem ser tomadas:

Os acessórios e instrumentos sensíveis à mudança brusca de pressão devem ser retirados, tamponados ou seus respectivos respiros abertos. Entre eles estão inclusos:

- Analisadores;
- Medidores de fluxo;
- Alarmes de nível de fluidos;
- Sensores com diafragma;
- Válvulas de controle de pressão;
- Limitadores de pressão;
- Válvulas de segurança;
- Sensores, indicadores e transmissores de pressão;
- Sensores que atuam com turbinas.

Após o teste os esses pontos devem ser completamente drenados.

Verificar para qual situação os espelhos e o tampo flutuante do trocador foram projetados:

- a) se foram projetados para a pressão diferencial, não devem ser usados os esquemas apresentados na norma N-269 [32] e deve ser estudado cada caso em particular;
- b) se não foram projetados para a pressão diferencial, seguir o procedimento 1. Se necessário, utilizar o procedimento 2.

Se ocorrer algum tipo de vazamento após um dos procedimentos:

- a) vazamento somente em junta de vedação externa: pode-se substituir a junta, desde que só haja desmontagem das partes que a junta está vedando; em seguida, repetir o procedimento 1;
- b) vazamento em outro ponto diferente de junta de vedação externa: deve-se passar para o procedimento 2, que permite detectar o ponto em que ocorreu o vazamento.

4.2.2.3.2.1 Procedimento 1

Usar água com as características de pureza citadas no teste de fábrica. Pressurizar o trocador, sem abri-lo, pelo lado de maior pressão de teste hidrostático (lado do casco ou dos tubos), ou pelo lado do casco, quando as pressões forem iguais. Abrir os drenos do lado não pressurizado para observar eventuais vazamentos. Observar durante 1 hora o manômetro de teste e os drenos que foram abertos, buscando detectar possíveis vazamentos. Se não ocorrer vazamento, o teste é considerado aceito e terminado.

4.2.2.3.2.2 Procedimento 2

Testar o trocador com água com as características de pureza citadas no teste de fábrica e manter a pressão de teste por 30 minutos, no mínimo. Caso não seja possível executar o teste com água, considerar os procedimentos de teste do item “B” no teste hidrostático na fábrica “Quando não for possível a execução do teste com água”. As figuras A-2 até A-8 [apud 32], indicam com setas os locais onde a vedação deve ser verificada, como por exemplo, nas figuras do ANEXO F – EXEMPLOS DE PONTOS DE VERIFICAÇÃO DO TESTE HIDROSTÁTICO SIMPLIFICADO. A seqüência de execução do teste deve seguir a seqüência de montagem do trocador.

O casco e o feixe tubular devem ser testados separadamente. Quando a pressão de projeto do lado dos tubos for maior que a pressão do casco e se a montagem do trocador permitir, o feixe tubular deve ser testado também fora do casco antes de ser montado e mandrilado. Após sua instalação, o casco e o feixe tubular devem ser

testados separadamente, de maneira que possíveis vazamentos na mandrilagem dos tubos sejam verificados, pelo menos, por um lado.

4.2.2.4 Teste a frio

É o teste realizado após a instalação dos equipamentos de instrumentação. Contempla a passagem de um fluido fora das condições de processo, verifica as condições das vedações, identifica possíveis vazamentos e erros de circuitos dos fluidos, pois não podem se misturar. Geralmente um fluido diferente do de processo é utilizado nesse teste.

4.2.3 Comissionamento

O comissionamento é iniciado com a partida da operação assistida, fase caracterizada pela introdução gradativa de carga acompanhada dos necessários ajustes e regulagens, de modo a atingir condições estáveis de operação que permitam a execução dos testes de aceitação do processo. É necessário que os internos do trocador de calor sejam completamente limpos e inertizados. Para a inertização geralmente é utilizado nitrogênio seco a -40°C , como elemento de purga, caso o fabricante não recomende outro gás específico. A purga pode durar horas ou dias, dependendo da complexidade do permutador e é necessária para eliminar a presença de qualquer elemento que possa provocar formação de hidratos e a condensação do fluido.

A operação assistida (teste a quente) é a fase que se inicia após o final do Condicionamento e que dura até a equipe de operação estar de acordo com a operacionalidade da instalação, de modo a dar a Aceitação Final. Entende-se como operacionalidade o atendimento aos requisitos de desempenho, confiabilidade, segurança e controle para os quais a unidade foi concebida. Nesta fase ocorre a permanência dos assistentes de operação da Contratada e da contratante, até que os

testes tenham sido finalizados. Durante o teste a quente, as condições físicas e identificação das características do equipamento devem ser observadas. A vistoria deve incluir:

- Pintura do Equipamento: verificar a aderência, e a existência de empolamento, empoamento, descascamento, arranhões, fendas, impregnação de impurezas e presença de corrosão.
- Isolamento Térmico: verificar se o isolamento térmico está íntegro.
- Dispositivo de Aterramento: verificar as condições físicas das ligações.
- Casco: verificar a liberdade de dilatação do casco; observar se existe a possibilidade de cargas indevidas, como falhas em suportes de linhas, dilatações anormais de linhas e vibrações; verificar sinais de avarias na fundação;
- Juntas de expansão do casco: verificar quanto a possíveis deformações.

É uma prática recomendada providenciado um resumo de todas as informações pertinentes coletadas durante a vida do equipamento: pontos críticos, intervenções relevantes, valores de espessura medidos e espessura mínima do equipamento.

Todos os itens inspecionados, defeitos encontrados, reparos e testes efetuados devem ter sua localização e identificação registrados de forma precisa em Relatório de Inspeção (ANEXO G – EXEMPLO DO RELATÓRIO DE INSPEÇÃO) conforme requisitos mínimos contidos na norma NR-13 [25] e deve ser emitido um registro de segurança.

O Teste de Aceitação de Performance “TAP” é o documento elaborado e gerenciado pela a engenharia e visando a dirigir controlar e registrar as atividades de comissionamento por sistema e subsistema da partida até o teste de longa duração. Já o Termo de Transferência e Aceitação de Sistema “TTAs” visa dirigir e controlar a passagem de sistemas e subsistemas comissionados para o órgão operacional e também serve para homologar o acordo das partes envolvidas, normalmente ele é assinado após o teste de longa duração. No TTA 1, é dado o aceite pelo o órgão operacional e passado para a sua responsabilidade a condução da operação assistida.

Na fase de aceitação final são vistoriados e validados todos os documentos gerados na construção, montagem e instalação do trocador de calor. Dentre eles:

- a) relatórios de inspeções de fábrica;
- b) programação da periodicidade de inspeção;
- c) verificação da checagem da complementação mecânica;
- d) relatórios de não-conformidades da fase de construção e montagem;
- e) recomendações de inspeção efetuadas durante a operação;
- f) formação do histórico de anormalidades operacionais;
- g) asbuilt dos desenhos de instalação e montagem;
- h) acompanhamento dos TAP;
- i) acompanhamento dos TTAs;
- j) aceitação do TTA2.

O TTA2 é o documento elaborado e gerenciado pela engenharia e visando a dirigir e controlar a aceitação definitiva dos sistemas e subsistemas comissionados, normalmente ele é assinado após o TAP-2 (teste de longa duração) e a retirada de todas as pendências do sistema e subsistemas.

4.3 – CONDICIONAMENTO/COMISSIONAMENTO: INSTRUMENTAÇÃO

A etapa de condicionamento/comissionamento da área de instrumentação envolve-se com o recebimento de equipamentos e instrumentos pertinentes ao trocador, preocupa-se com a calibração dos instrumentos e equipamentos e alguns testes e detalhes de montagem no campo.

4.3.1 – Recebimento de instrumentos e equipamentos

O recebimento é um processo que vai além de uma simples verificação de material. Está associado ao condicionamento, caso necessário, ou ao contínuo condicionamento de instrumentos e equipamentos até partida da planta. O processo de recebimento de equipamentos envolve os seguintes documentos principais:

1. Listas de instrumentos ou equipamentos, em geral, LIs (vide Figura 41 e Figura 42 do ANEXO A – DESENHOS, DIAGRAMAS E FOLHAS DE DADOS);
2. Folha de dados de cada componente da LI, em geral, FDs (vide Figura 46, Figura 47, Figura 48, Figura 49, Figura 50 e Figura 51 do ANEXO A – DESENHOS, DIAGRAMAS E FOLHAS DE DADOS).

Instrumentos e equipamentos, em geral, são condicionados em ambientes limpos e secos por períodos limitados. Estas recomendações devem estar de acordo com as recomendações do fabricante.

4.3.2 – Calibração

Após a etapa de recebimento, os instrumentos e equipamentos devem ser submetidos a um processo de calibração. Nessa etapa, serão gerados os certificados de calibração dos instrumentos (vide Figura 45 do ANEXO A – DESENHOS, DIAGRAMAS E FOLHAS DE DADOS) e equipamentos para somar aos documentos de entrega da planta. Contudo, fica a caráter do cliente decidir se vai ou não haver calibração, visto que, esta etapa também é onerosa. Como boa prática, apenas os transmissores e válvulas de controle passam pelo processo de calibração.

A calibração de válvulas de controle é um levantamento da curva de abertura e fechamento, ou assinatura da válvula. Através desta curva é possível diagnosticar defeitos ou agarramentos. Essa curva relaciona a energia (geralmente, de pressão) cedida à válvula versus a posição de sua haste, conforme Figura 27.

Para gerar a curva Figura 27, deve-se injetar um determinado fluxo (em degraus) de energia na entrada da válvula e registrar sua resposta a abertura. Após sua abertura total, deve-se retirar sua energia no mesmo fluxo e registrar seu fechamento. Quanto maior sua histerese (distância entre a curva de abertura e fechamento) maior serão seus atrasos aos estímulos de entrada e maior será a dificuldade para controle.

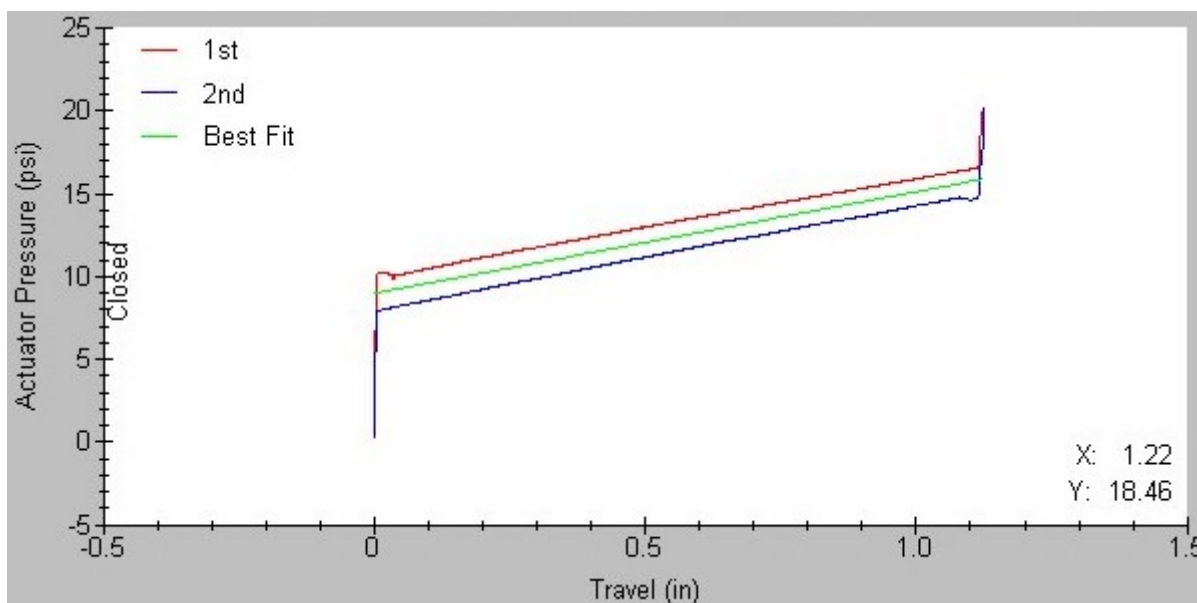


Figura 27 - Assinatura de válvula [17].

Outro teste que também pode ser realizado nas válvulas é o de resposta ao degrau, conforme a Figura 28. Este teste é muito útil para modelagem e acompanhamento das características instaladas da válvula.

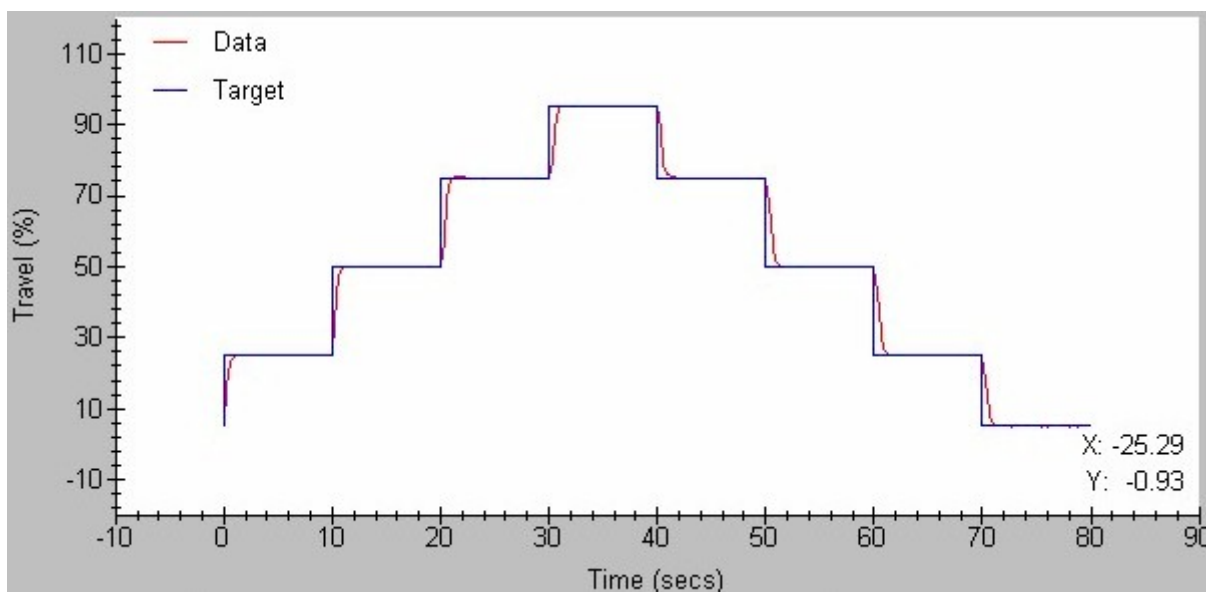


Figura 28 - Resposta da válvula ao degrau [17].

4.3.3 – Instalação de válvulas

Qualquer vazão através da válvula totalmente fechada, quando exposta à pressão diferencial e à temperatura de operação é chamada de vazamento (*leakage*). O vazamento é expresso como uma quantidade acumulada durante um período de tempo específico, para aplicações de fechamento com vedação completa ou como porcentagem da capacidade total, para as válvulas de controle convencionais.

Não se deve usar uma única válvula para fornecer simultaneamente as funções de controle e de vedação completa (*tight shutoff*) [18].

As melhores válvulas para bloqueio não são necessariamente as melhores escolhas para o controle. De acordo com a norma (ANSI B 16.104), as válvulas são categorizadas em seis classes, de acordo com seu vazamento permissível. Estes limites de estanqueidade são aplicáveis apenas à válvula nova, sem uso [18].

Tabela 5 - Classificação de estanqueidade de válvulas [18].

Classe I	Não testadas nem garantidas para vazamentos.
Classe II	Especificadas para vazamento menor que 0.5%

	da vazão máxima.
Classe III	Especificadas para vazamento menor que 0.1% da vazão máxima
Classe IV	Especificadas para vazamento menor que 0.01% da vazão máxima
Classe V	Especificadas para vazamento menor que 5 x 10 ⁻⁴ ml/min de vazão d'água por polegada do diâmetro da sede
Classe VI	Especificadas para válvulas com sede macia e o vazamento e expresso como vazão volumétrica de ar, com pressão diferencial nominal de até 345 kPa

Alguns fabricantes listam em seus catálogos os coeficientes de vazão, C_v , aplicáveis para as válvulas totalmente abertas e os valores dos vazamentos, quando totalmente fechadas. Estes valores só valem para a válvula nova, limpa, operando nas condições ambientes. Após alguns anos de serviço, o vazamento da válvula varia drasticamente, em função da instalação, temperatura, pressão e características do fluido [18].

A estanqueidade depende da viscosidade dos fluidos; fluidos com viscosidade muito baixa são muito difíceis de serem contidos; por exemplo, dowtherm®, freon®, hidrogênio [18].

A temperatura afeta o vazamento, principalmente quando o corpo da válvula está a uma temperatura diferente da temperatura do *plug* ou quando o coeficiente de dilatação termal do material do corpo é diferente do coeficiente do material do *plug*. Em algumas válvulas, por exemplo, nas borboletas, é prática usual deixar espaçamentos entre o disco e a sede, para acomodar a expansão do disco, quando se tem grandes variações de temperatura do processo. O vazamento será maior quando se estiver operando em temperaturas abaixo da temperatura de projeto da válvula [18].

Tensões mecânicas na tubulação onde está instalada a válvula podem também provocar vazamentos na válvula. Por isso deve se tomar cuidados em sua instalação e

principalmente no aperto dos parafusos. Deve-se isolar a válvula das forças externas da tubulação, através de suportes [18].

A decisão mais importante na aplicação de uma válvula é a sua colocação certa para fazer o trabalho certo. Depois, mas de igual importância, é a sua localização e finalmente, a sua instalação. Todas as três etapas são igualmente importantes para se obter um serviço satisfatório e uma longa vida da válvula.

As válvulas devem ser localizadas em uma tubulação, de modo que elas sejam operadas com facilidade e segurança. Se não há operação remota, nem manual nem automática, as válvulas devem ser localizadas de modo que o operador possa ter acesso a elas. Quando a válvula é instalada muito alta, além do alcance do braço levantado do operador, ele terá dificuldade de alcançá-la e não poderá fechá-la totalmente e eventualmente haverá vazamento, que poderá causar desgaste anormal nos seus internos [18].

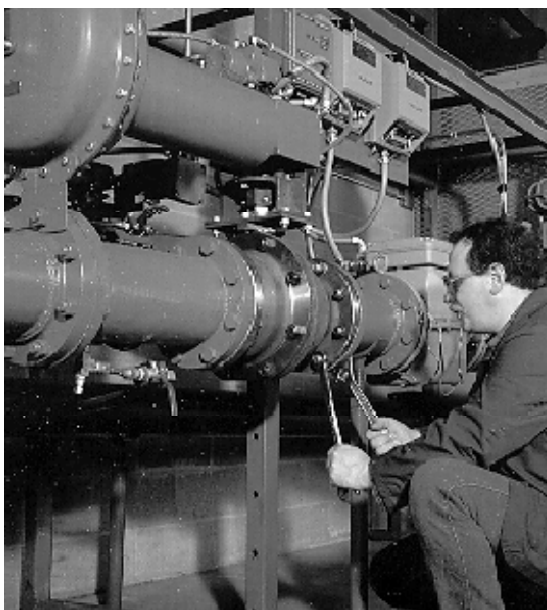


Figura 29 - Instalação da válvula em local acessível [18].

As válvulas são geralmente embrulhadas e protegidas de danos durante seu transporte, pelo fabricante. Esta embalagem deve ser deixada no lugar até que a válvula seja instalada. Se a válvula é deixada exposta, poeira, areia e outros materiais ásperos

podem penetrar nas suas partes funcionais. Se estas sujeiras não forem eliminadas, certamente haverá problemas quando a válvula for instalada para operar [18].

As válvulas devem ser armazenadas onde sejam protegidas de atmosferas corrosivas e de modo que elas não caiam ou onde outros materiais pesados não possam cair sobre elas.

Antes da instalação, é conveniente ter todas as válvulas limpas, normalmente com ar comprimido limpo ou jatos d'água. A tubulação também deve ser limpa, com a remoção de todas as sujeiras e rebarbas metálicas deixadas durante a montagem.

A tubulação que transporta fluidos em alta temperatura fica sujeita a tensões térmicas devidas a expansão térmica do sistema da tubulação. Por isso, deve-se prover expansão para o comprimento de tubulação envolvido, para que estas tensões não sejam transmitidas às válvulas e às conexões [18].

A expansão da tubulação pode ser acomodada pela instalação de uma curva em "U" ou de uma junta de expansão entre todos os pontos de apoio, sempre garantindo que há movimento suficiente para acomodar a expansão do comprimento de tubulação envolvido.

Por questão econômica e para facilitar a sua operação, é comum se ter o diâmetro da válvula menor do que o da tubulação. Para acomodar esta diferença de diâmetros, usa-se o redutor entre a tubulação e a válvula. O redutor aumenta as perdas e varia o C_v da válvula. O comum é usar um fator de correção, que é a relação dos C_v 's, sem e com os redutores. Estes fatores de correção podem ser obtidos dos fabricantes ou levantados experimentalmente [18].

O efeito dos redutores na vazão crítica é também sentido e deve-se usar o fator de vazão crítica corrigido, que relaciona o C_v da válvula, o C_f da válvula sem os redutores e os diâmetros da válvula e da tubulação.

Há cuidados e procedimentos que se aplicam para todos os tipos de válvulas e há especificações especiais para determinados tipos de válvulas.

Quando instalar a válvula, garantir que todas as tensões da tubulação não sejam transmitidas à válvula. A válvula não deve suportar o peso da linha. A distorção por esta causa resulta em operação ineficiente, obstrução e a necessidade de manutenção

freqüente. Se a válvula possuir flanges, será difícil apertar os parafusos corretamente. A tubulação deve ser suportada próxima da válvula; válvula muito pesada deve ter suporte independente dos suportes da tubulação, de modo a não induzir tensão no sistema da tubulação [18].

Quando instalar válvula com haste móvel, garantir que há espaço suficiente para a operação da válvula e para a remoção da haste e do castelo, em caso de necessidade de manutenção local. É conveniente instalar a válvula com a haste na posição vertical e com movimento para cima; porém, muitas válvulas podem ser instaladas com a haste em qualquer ângulo.

Quando instalar a válvula com a haste se movimentando para baixo, o castelo fica abaixo da linha de vazão, formando uma câmara para pegar e manter substâncias estranhas. Estas sujeiras, se presas, podem eventualmente arruinar a haste interna ou os filetes de rosca [18].

4.4 – CONDICIONAMENTO/COMISSIONAMENTO: AUTOMAÇÃO

4.4.1 - Checklist

O objetivo da lista de verificação (*checklist*) no processo de comissionamento em automação é verificação da condição dos sinais de todas as entradas e saídas. A verificação pode ser classificada quanto ao equipamento (atuador ou medidor) e ao tipo de sinal (pneumático ou elétrico).

Portanto, deve-se construir uma planilha que seja capaz de rastrear o sinal físico gerado por um instrumento ou equipamento até seu destino final (e.g., um CLP ou um painel de relés), conforme a Figura 43 e Figura 44 do ANEXO A – DESENHOS, DIAGRAMAS E FOLHAS DE DADOS.

Na prática, por questão das grandes distâncias envolvidas, dos demorados tempos de resposta, dimensionamento de cabos e interferências deve-se assegurar, através de condicionamento, que os sinais estejam nas tolerâncias recomendadas.

4.4.2 – Simulação de falhas

A fase de simulação de falhas visa testar os sistemas (mecânicos ou elétricos) para conduzir a planta a estados seguros (para o operador e depois para a planta e seus acessórios). Para isso, devem-se provocar erros para verificação do comportamento do sistema, como:

- Queda nos sinais analógica e verificação de alarmes e intertravamentos. Conforme a Figura 30, dos três sinais redundantes um deles extrapolou o ponto de pressão. Contudo, nesta arquitetura 2oo3 o sistema gerará intertravamentos quando dois terços dos sinais extrapolarem a região de trabalho.

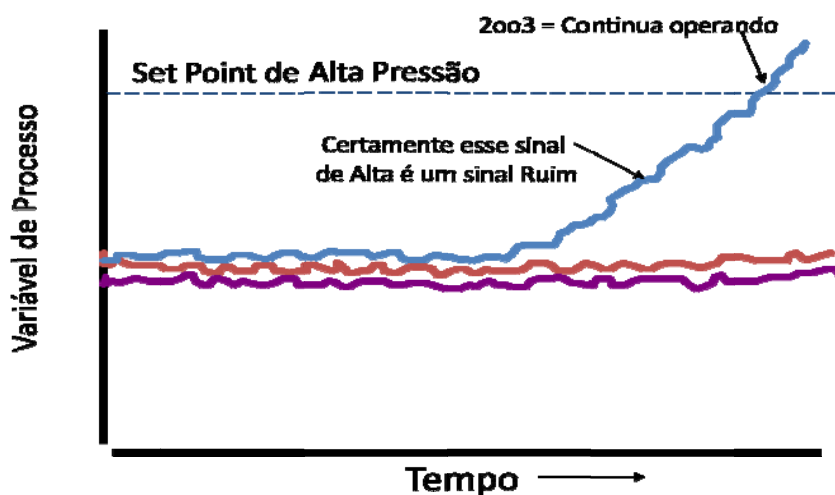


Figura 30 - Arquitetura de redundância 2oo3.

- Queda nos sinais digitais e verificação de alarmes e intertravamentos;
- Queda no ar de instrumentação e verificação da atuação de falha de válvulas e equipamentos de trabalham com mola;
- Induções de sinais simulem sobrevalores e verificação do registro de alarmes e intertravamentos;
- Indução de erros conhecidos como tal “timeout” ou falta de configuração, entre outros;

- Simulação de quedas de energia e re-ligamentos do sistema, verificação de erros;
- Testes e operações por sistemas ininterruptos de energia (UPS);
- “As built” ou processo de revisão dos documentos após os testes.

Nesta fase também são realizados testes de geração e registros de alarmes. O principal objetivo é certificar que o sistema está reconhecendo as extrapolações dos sinais e alertar operadores, gerando linhas e resumos de alarmes ou ordens de serviços para manutenção (vide tela de resumo de alarme na Figura 31).

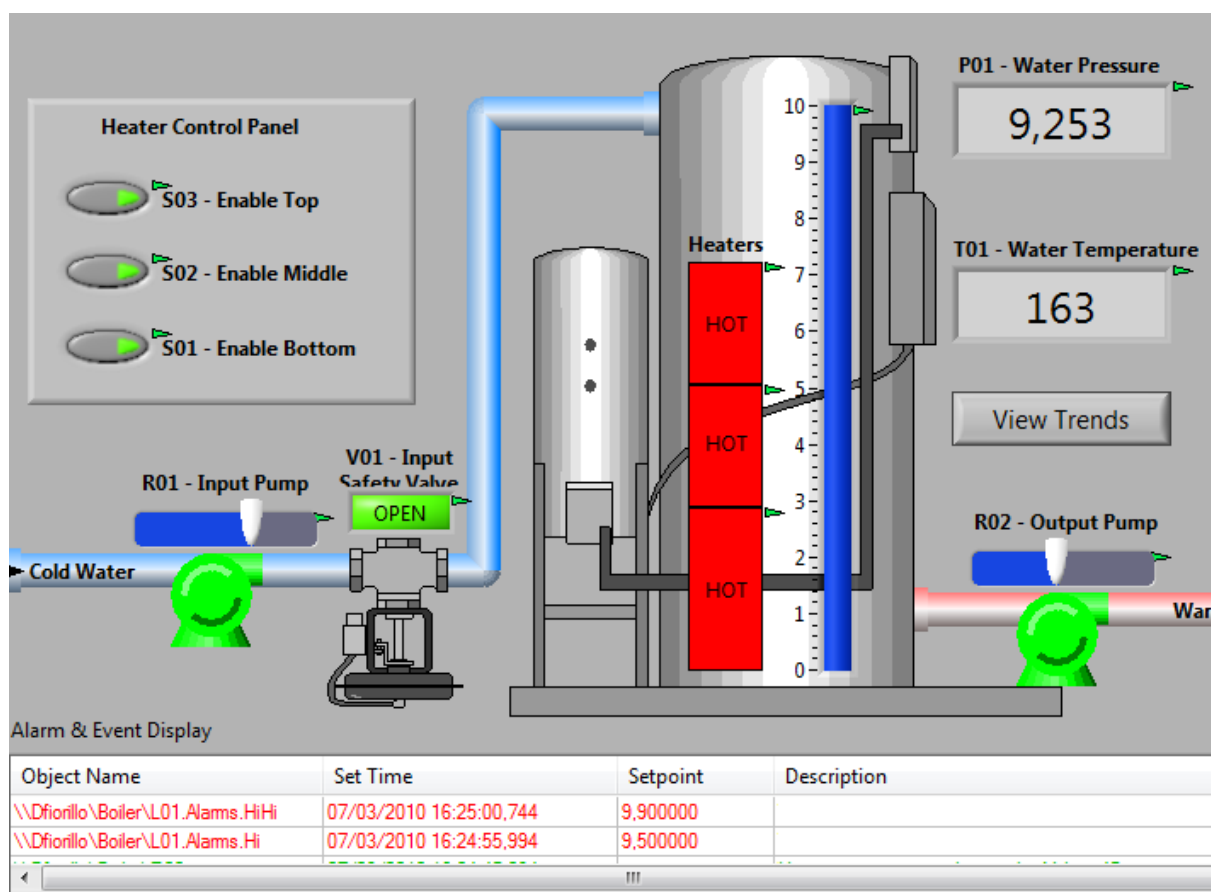


Figura 31 – Exemplo de resumo de alarmes de tela de supervisão de caldeira.

4.4.3 – Teste de controle

A etapa do teste de controle é uma das últimas fases e consiste na elaboração de testes “a quente”, ou seja, primeira elevação da planta para seu ponto de trabalho com fluidos de processo e verificação de desempenho conjunto dos sistemas e subsistemas.

Antes de iniciar os testes no sistema de supervisão deve-se “as-builar” a documentação lógica do sistema, como diagramas lógicos, ou, geralmente, matrizes de causas e efeitos (vide Figura 32)

<div>X</div> OU LÓGICO			EFEITO							
							TAG		MB-001	MB-002
							COMAND. / AUTOMAT. / INTERLOCK'S		DESLIGAR	DESLIGAR
CAUSA										
TAG	DESCRIÇÃO	SET POINT		E1	E2					
ZSHL-001	Válvula a montante do MB-001	FECHADA	C1	X	X					
ZSHL-002	Válvula a montante do MB-002	FECHADA	C2	X	X					
ZSHL-003	Válvula a montante do V-002	FECHADA	C3	X	X					
ZSHL-004	Válvula de dreno	ABERTA	C4	X	X					
ZSHL-005	Válvula a jusante do V-002	FECHADA	C5	X	X					
ZSHL-006	Válvula a montante do reservatório	FECHADA	C6	X	X					
ALM,P001 HH	Alarme de pressão estática muito alto	VERDADEIRO	C7	X	X					

Figura 32 - Matriz de causa-efeito.

Após a revisão da documentação lógica é possível planejar os testes no sistema de supervisão. Um sistema supervisório é uma Interface amigável (eficiente e ergonômica), cujo objetivo é permitir a supervisão e muitas vezes o comando de determinados pontos de uma planta automatizada (vide Figura 33).

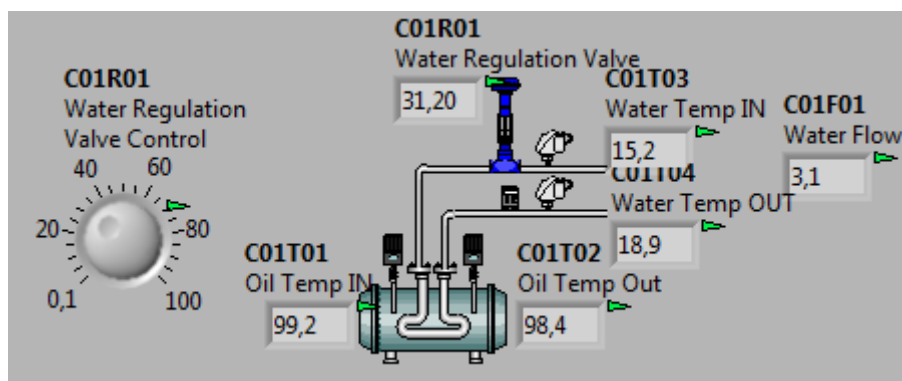


Figura 33 - Exemplo de tela de supervisão de resfriador.

Portanto, um sistema de supervisão possui as seguintes funcionalidades:

- Operação, Acompanhamento, Configuração e Manutenção do sistema;
- Comunicação com todos os dispositivos finais de interface com o campo;
- Indicação do valor das variáveis contínuas do processo tais como vazão, pressão e temperatura, em unidades de engenharia;
- Escrita de valores analógicos para comando manual de elementos finais de controle (válvulas de controle, etc.);
- Interface completa com os controladores PID implementados nos dispositivos finais de interface com o campo, permitindo, entre outros, ajuste de valores de set-point, modo de operação (manual/automático/cascata) e parâmetros de sintonia de controladores
- Indicação das variáveis discretas do processo, tais como, válvula aberta / fechada, equipamento ligado / desligado;
- Emissão de comandos para ligar / desligar equipamentos;
- Verificação de dados e execução da lógica de alarmes;

- Emissão de relatórios periódicos ou por solicitação do operador;
- Apresentação de telas gráficas, mostrando de forma pictórica e a cores, os componentes do processo, os valores das grandezas desejadas, o estado operacional de equipamentos e representando através de cores distintas e convencionadas os alinhamentos efetuados;
- Apresentação e registro de tendência das variáveis de processo;
- Registro de alarmes, eventos e ações do operador;
- Armazenamento de dados históricos;

O ponto mais crítico para o processo de comissionamento da planta do trocador de calor é estabelecer os parâmetros do sistema de controle que serão permanentemente utilizados após a entrega do empreendimento. Portanto, durante o teste de controle deve-se:

1. alterar ponto de ajuste do controlador,
 2. passar de automático para manual e vice-versa e em modo manual, atuar diretamente no elemento final de controle
 3. estabelecer pontos de alarme de máximo e de mínimo
 4. alterar os parâmetros da sintonia (ganho, tempo integral e tempo derivativo).
- Adicionalmente, como o instrumento dentro do computador possui muito mais recursos, o operador pode:
5. ver a curva de resposta do controlador para atestar o resultado da sintonia
 6. ver a curva de tendência histórica

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO

O presente trabalho discutiu procedimentos, documentos e boas práticas de condicionamento e comissionamento de trocadores de calor do tipo casco e tubos.

Na disciplina de mecânica o trabalho aborda os principais itens de um condicionamento/comissionamento e seus responsáveis, que é iniciado no planejamento da fabricação do trocador de calor, onde são apresentadas as normas referentes às características de seus materiais, documentos elaborados e ensaios realizados nessa fase, incluindo: testes de montagem, verificação de soldagem, ensaios não destrutivos, tratamentos térmicos de alívio de tensão, listas de verificação de fabricação (check list) e preparação para transporte. No ato da entrega, os itens a serem armazenados antes da montagem são preparados para isso “condicionados” e o equipamento passa por novos testes, gerando outros documentos de ensaios e verificações, que serão utilizados como referências no histórico da vida útil desse vaso de pressão. O teste hidrostático é novamente realizado para complementar o teste de fábrica e eliminar possíveis avarias no transporte. O comissionamento é finalizado após os testes de desempenho a frio e a quente e verificação de execução de todos os testes necessários para o processo, TAPs e TTAs.

Na disciplina de instrumentação o trabalho aborda as principais características do recebimento de equipamentos e medidores, recomendações de seu condicionamento, boas práticas para montagens e instalações, testes de desempenho “a frio” e “a quente”, calibrações, assinatura de válvulas, entre outros. Discutiu o controle e o preenchimento de documentos usados para as etapas de condicionamento e comissionamento como as folhas de dados (para recebimento de equipamentos), listas de materiais (controle de equipamentos e cabos), listas de “tags” (para verificação dos estados dos sinais), certificados de calibrações. Sem o uso de tais documentos não seria possível aumentar as chances de sucesso da partida da planta.

Na disciplina de automação o trabalho aborda o recebimento de Controladores lógicos programáveis (CLPs), testes a frio da lógica dos sistemas de controle, comunicação analógica e digital entre instrumentos, equipamentos e sistemas de supervisão, simulação de falhas de instrumentação e testes em sistemas de segurança (que

conduzem a planta para estados seguros). Para condução dos testes citados, anteriormente são necessários o controle de folha de dados de CLPs, listas de licenças de programas, diagramas lógicos, matrizes causa-efeito e P&IDs.

O sucesso de um comissionamento possui pelo menos três pilares: não ter acidentes de trabalho durante a execução, ser executado sem danos nos equipamentos e respeitar os períodos planejados. O comissionamento é considerado seguro quando na construção, montagem e entrega as normas de segurança do trabalho são respeitadas e não há ocorrências de acidentes. Mesmo com o compartilhamento de equipes com diferentes habilitações e hierarquias, as etapas e testes são executados sem danos aos equipamentos e os prazos respeitados.

Em resumo, chegou-se ao seguinte procedimento:

MECÂNICA

1 Acompanhamentos

1.1 Normas de projeto

1.2 Projeto

1.2.1 Tipo

1.2.2 Geometria

1.2.3 Dimensões

1.2.4 Materiais

1.3 Construção

1.3.1 Ensaios não destrutivos iniciais

1.3.1.1 Soldas

1.3.1.2 Superfícies

1.3.2 Verificação dimensional

1.3.2.1 Posicionamento de acessórios

1.3.2.2 Espessura de chapas

1.3.2.3 Posicionamento de flanges e espelhos

1.3.3 Verificação visual inicial

1.3.3.1 Desfolhamento

- 1.3.3.2 Poros
 - 1.3.3.3 Irregularidades de cortes
 - 1.3.3.4 Amassamentos
 - 1.3.3.5 Trincas
 - 1.3.3.6 Descontinuidades
 - 1.3.4 Teste de estanqueidade
 - 1.3.5 Teste hidrostático
 - 1.3.6 Ensaios não destrutivos finais
 - 1.3.6.1 Soldas
 - 1.3.6.2 Superfícies
 - 1.3.7 Verificação visual final
 - 1.3.7.1 Desfolhamento
 - 1.3.7.2 Poros
 - 1.3.7.3 Irregularidades de cortes
 - 1.3.7.4 Amassamentos
 - 1.3.7.5 Trincas
 - 1.3.7.6 Descontinuidades
- 2 Transporte
 - 2.1 Posicionamento dos olhais
 - 2.2 Içamento e amarração de trocadores de calor
- 3 Recebimento
 - 3.1 Verificação de placa de identificação
 - 3.2 Verificação e identificação de pontos de tratamento térmico
 - 3.3 Condicionamento
 - 3.3.1 Conservação do trocador em nitrogênio (0,5 bar)
 - 3.3.2 Proteção de flanges
 - 3.3.3 Arrumação de peças avulsas em local abrigado e em caixas identificadas
- 4 Instalação
 - 4.1 Verificação dimensional de fundação
 - 4.1.1 Empenamento

- 4.1.2 Altura e centro dos calços
 - 4.1.3 Tolerâncias
- 4.2 Inspeção de segurança
 - 4.2.1 Inspeção visual e montagem
 - 4.2.2 Teste hidrostático complementar
 - 4.2.3 Verificação visual final
 - 4.2.3.1 Desfolhamento
 - 4.2.3.2 Poros
 - 4.2.3.3 Irregularidades de cortes
 - 4.2.3.4 Amassamentos
 - 4.2.3.5 Trincas
- 5 Aguarda testes de instrumentação e automação
- 6 Teste a frio
 - 6.1 Verificação visual
 - 6.1.1 Trincas
 - 6.1.2 Amassamentos
 - 6.1.3 Vazamentos
- 7 Teste a quente
 - 7.1 Verificação visual
 - 7.1.1 Trincas
 - 7.1.2 Amassamentos
 - 7.1.3 Vazamentos
- 8 Teste assistido
 - 8.1 Start-up da planta
 - 8.2 Start-up dos trocadores
- 9 Entrega
 - 9.1 Documentação “as-builtada”
 - 9.2 Treinamentos de operação
 - 9.3 Treinamentos de manutenção
 - 9.4 Desmobilização

INSTRUMENTAÇÃO

1 Acompanhamentos

1.1 Normas de projeto

1.2 Projeto

1.2.1 Verificação de classificação de área

1.2.2 Verificação de especificações técnicas

2 Recebimento

2.1 Verificação de especificações

2.1.1 Equipamento Ex

2.1.2 Processo

2.1.3 Identificação

2.1.4 Grau IP

2.1.5 Pintura

2.1.6 Manuais

2.2 Cablagem

2.3 Licenças

2.4 Condicionamento

2.4.1 Conservar em nitrogênio (0,5 bar) e em caixas identificadas

2.4.2 Ambientes limpos e secos

3 Instalação

3.1 Verificação dimensional

3.1.1 Posicionamento de tomadas de medição

3.1.2 Posicionamento de válvulas

3.2 Inspeção visual

3.2.1 Danos

3.2.2 Acesso aos equipamentos

3.3 Configuração

3.4 Calibração

3.5 Teste a frio

3.5.1 Acionamento de instrumentos e válvulas

3.5.2 Teste de sinais de campo

4 Entrega

4.1 Documentação “as-builtada”

4.2 Treinamentos de operação

4.3 Treinamentos de manutenção

AUTOMAÇÃO

1 Acompanhamentos

1.1 Normas de projeto

1.2 Projeto

1.2.1 Verificação de classificação de área

1.2.2 Verificação de especificações técnicas

1.2.3 SIL

2 Recebimento

2.1 Verificação de especificações

2.1.1 Ex

2.1.2 Cartões

2.1.3 Manuais

2.2 Cablagem

2.3 Licenças

3 Instalação

3.1 Verificação de sinais e comunicação

3.2 Verificação de lógica

3.3 Simulação de intertravamentos

4 Teste a frio

4.1 Operação em modo manual e local

4.2 Operação em modo manual e remoto

4.3 Operação em modo remoto e automático

- 4.4 “Shutdowns”
- 5 Teste a quente
 - 5.1 Operação em modo manual e local
 - 5.2 Operação em modo manual e remoto
 - 5.3 Operação em modo remoto e automático
 - 5.4 Ajustes nos controladores (temperatura, pressão, energia)
 - 5.5 Testes de desempenho
- 6 Entrega
 - 6.1 Documentação “as-builtada”
 - 6.2 Treinamentos de operação
 - 6.3 Treinamentos de manutenção

Durante a análise de folhas de dados e trocadores de calor de muitos projetos encontrou-se não conformidade pertinente aos passes do fluido pelo casco. Conforme a norma TEMA, não é recomendado o uso de passes duplos, pelo casco, para quedas de pressão, de fluidos pelo tubo, superiores a 49 kPa. Contudo, em alguns projetos esta recomendação foi negligenciada assumindo-se um risco de falha do equipamento.

Por fim, acredita-se que as informações reunidas neste trabalho poderão ser utilizadas para elaboração de procedimentos de execução de comissionamento de trocadores de calor do tipo casco e tubos.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Trabalhos futuros poderiam completar a monografia através da discussão dos seguintes assuntos:

1. Condicionamento e comissionamento de projeto civil;
2. Condicionamento e comissionamento de projeto elétrico (instalações de potência);

GLOSSÁRIO

Goivagem – técnica utilizada para a remoção de soldas defeituosas, ou dispositivos auxiliares de montagem.

Furos Oblongos – furos seqüenciais numa chapa que possuem uma das dimensões maior que a outra. Denomina-se sentido longitudinal de furação quando a maior dimensão do furo é paralela a maior dimensão da chapa a ser perfurada. Denomina-se sentido transversal quando a menor dimensão do furo é paralela a menor dimensão da chapa a ser perfurada.

Chapas cladeadas - chapas de diversas espessuras fabricadas a partir da combinação de dois metais e/ou ligas. Utilizada na indústria petrolífera (produção, refino), em equipamentos sujeitos a grandes pressões , como os vasos de pressão.

Revestimento higroscópico - que tem a capacidade de absorver a umidade do ar.

Empoamento – ficar coberto de pó.

REFERÊNCIAS

1. Bendksen, T. e Young, G., **Commissioning of offshore oil and gas projects: The manager's handbook** – Authorhouse – 2005.
2. Disponível em: <<http://www.scribd.com/doc/15737051/PLANT-Commissioning>>. Acesso em: 30 de Outubro de 2009.
3. Disponível em: <<http://pt.wikipedia.org/wiki/Comissionamento>>. Acesso em: 30 de Outubro de 2009
4. Horsley, D., **Process Plant Commissioning** – IChem – Second Edition – 1998.
5. Fabris, R., **Apostila: Introdução ao condicionamento/comissionamento** – material em pdf apresentado ao curso CM – Engenharia de condicionamento/comissionamento do PROMINP – 2008/2009
6. Thomas, J. E., **Fundamentos de engenharia de petróleo** – Editora Interciência – 2001.
7. Disponível em: <<http://www.geadobrasil.com.br/thunder/MANUAL%20CASCO%20TUBOS%20-%20Portugues.pdf>>. Acesso em: 30 de Outubro de 2008.
8. Disponível em: <<http://www.trocalor.com.br/catalogos/casco%20tubo-rev3.pdf>>. Acesso em: 30 de Outubro de 2008.
9. Incropera, F. P. and DeWitt, D. P., “**Fundamentals of Heat and Mass Transfer**”, 4th Edition, John Wiley, 1996.
10. Sigwalt, R. A., Negrão, C. O. R., Tonin, P. C; **Influência do escoamento no processo de incrustação**, Artigo apresentado no VII Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica. 2002.
11. Butterworth, D., **Design of Shell-and-tube exchangers when the fouling depends on local temperature and velocity** – 2002 – PERGAMON.
12. Koivula, T., **On cavitation fluid power** – Tampere University of Technology – Institute of hydraulics and automation – 2000.
13. Disponível em: <<http://www.masoneilan.com/>>. Acesso em: 30 de Outubro de 2008.

14. KLM, **Roles and Responsibilities of Plant Commissioning** – Revisão Jul 2007.
15. PETROBRAS, **N-1492 Permutador de Calor – folha de dados** - Revisão E – 1989.
16. Norma Petrobras N-1492 rev. E – 1989.
17. Disponível em: <http://www2.emersonprocess.com/en-US/brands/fisher/DigitalValveControllers/FIELDVUESolutions/SignatureSeries/Pages/SignatureSeries.aspx>. Acesso em: 30 de Janeiro de 2010.
18. Ribeiro, M. A., **Instrumentação** – Décima terceira edição – Tek Treinamento & consultoria – 2005.
19. Disponível em: <http://www.ucs.br/ccet/demc/craltafi/TrocadoresdeCalor.pdf>. Acesso em: 11 de Junho de 2009.
20. Disponível em: <http://www.ucs.br/ccet/demc/craltafi/trocadores-de-calor-a13708-pdf>. Acesso em: 11 de Junho de 2009.
21. BRASOIL, **Manual de Operação I-MA-3010.01-9310-942-EJM-001** - Revisão C.
22. PETROBRAS, **Desenho I-DE-3010.01-1223-943-EJM-001** – Revisão Set/2004.
23. PETROBRAS, **N-0466 Projeto de trocador de calor casco e tubo** - Revisão Mar/2007.
24. Disponível em: http://www.4shared.com/file/94587044/24915e9b/TEMA_9TH_EDITION_2007.html. Acesso em: 10 de Janeiro de 2010.
25. BRASIL. Ministério do Trabalho e Emprego. **NR 13 - Caldeiras e Vasos de Pressão**. Revisão Jul/2008.
26. PETROBRAS, **N-1593 Ensaio não destrutivo - Estanqueidade** - Revisão Jun/2006.
27. PETROBRAS, **N-253 Projeto de vasos de pressão** - Revisão Maio/2004.
28. PETROBRAS, **N-1521 Identificação de equipamentos industriais** - Revisão Ago/2005.

29. PETROBRAS, **N-133 Soldagem** - Revisão Set/2002.
30. PETROBRAS, **N-268 Fabricação de vaso de pressão** - Revisão Jan/2004.
31. PETROBRAS, **N-1597 N-1593 Ensaio não destrutivo - Visual** - Revisão Jun/2006.
32. PETROBRAS, **N-269 Montagem de Vaso de Pressão** - Revisão Jan/2004.
33. PETROBRAS, **N-2511 Inspeção em serviço de trocador de calor** - Revisão Out/2000.
34. BRASOIL, **Folha de dados I-FD-3010.01-1223-451-CBR-002** - Revisão Abril/2005.
35. PETROBRAS, **N-2633 Elaboração de Bases de Projeto para Projetos de Produção** - Revisão Out/1999.
36. GEA do Brasil, **Instruction, operation and maintenance manual – shell and tube exchangers** – Revisão 0, 1999.
37. PETROBRAS, **N-2036 Soldagem submarina – Registro de qualificação de procedimento de soldagem** – Revisão D, 1997.
38. PETROBRAS, **N-1883 APRESENTAÇÃO DE PROJETO DE INSTRUMENTAÇÃO/AUTOMAÇÃO** – Revisão C, Set 2005.

ANEXO A – DESENHOS, DIAGRAMAS E FOLHAS DE DADOS

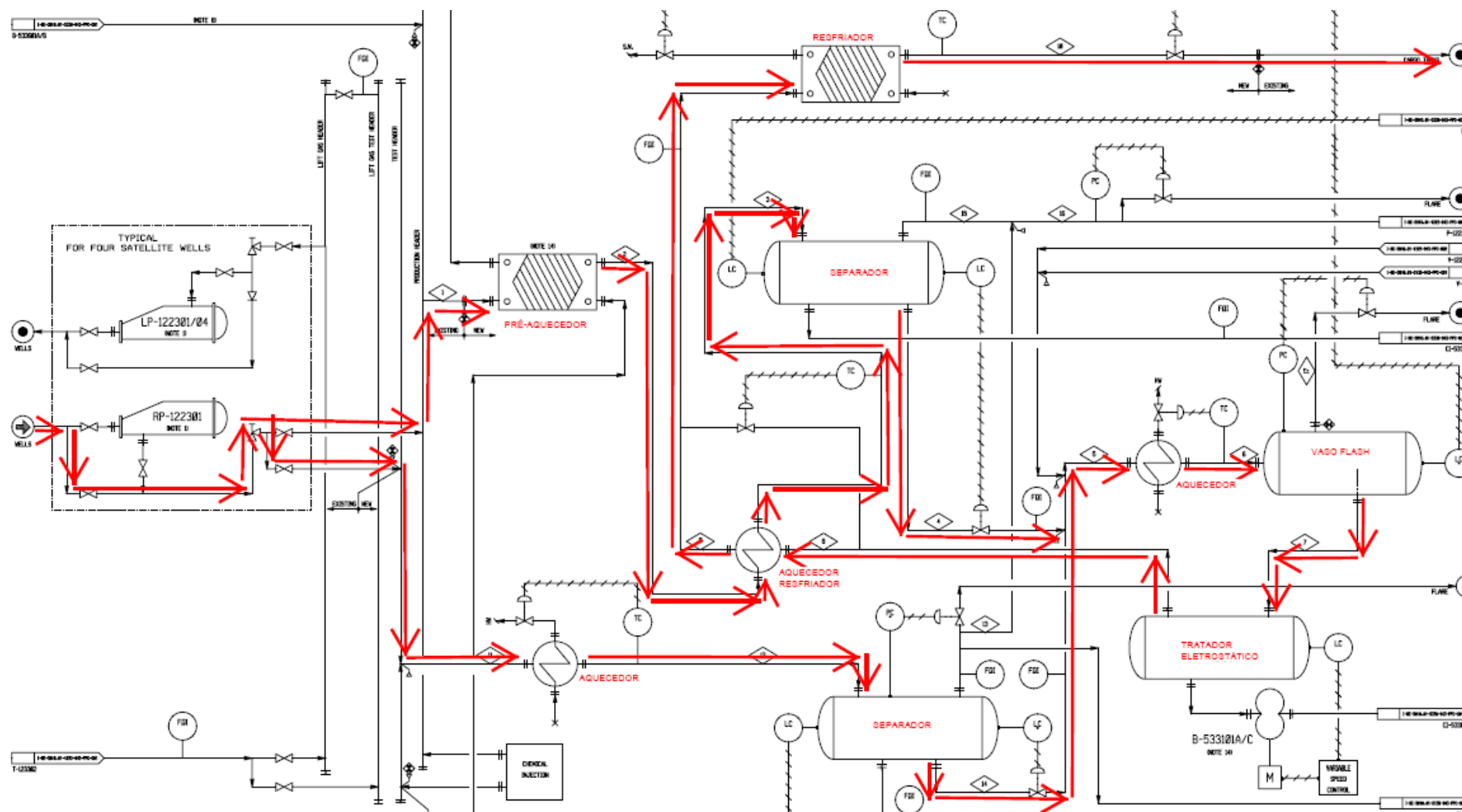


Figura 34 – Fluxograma de processo.

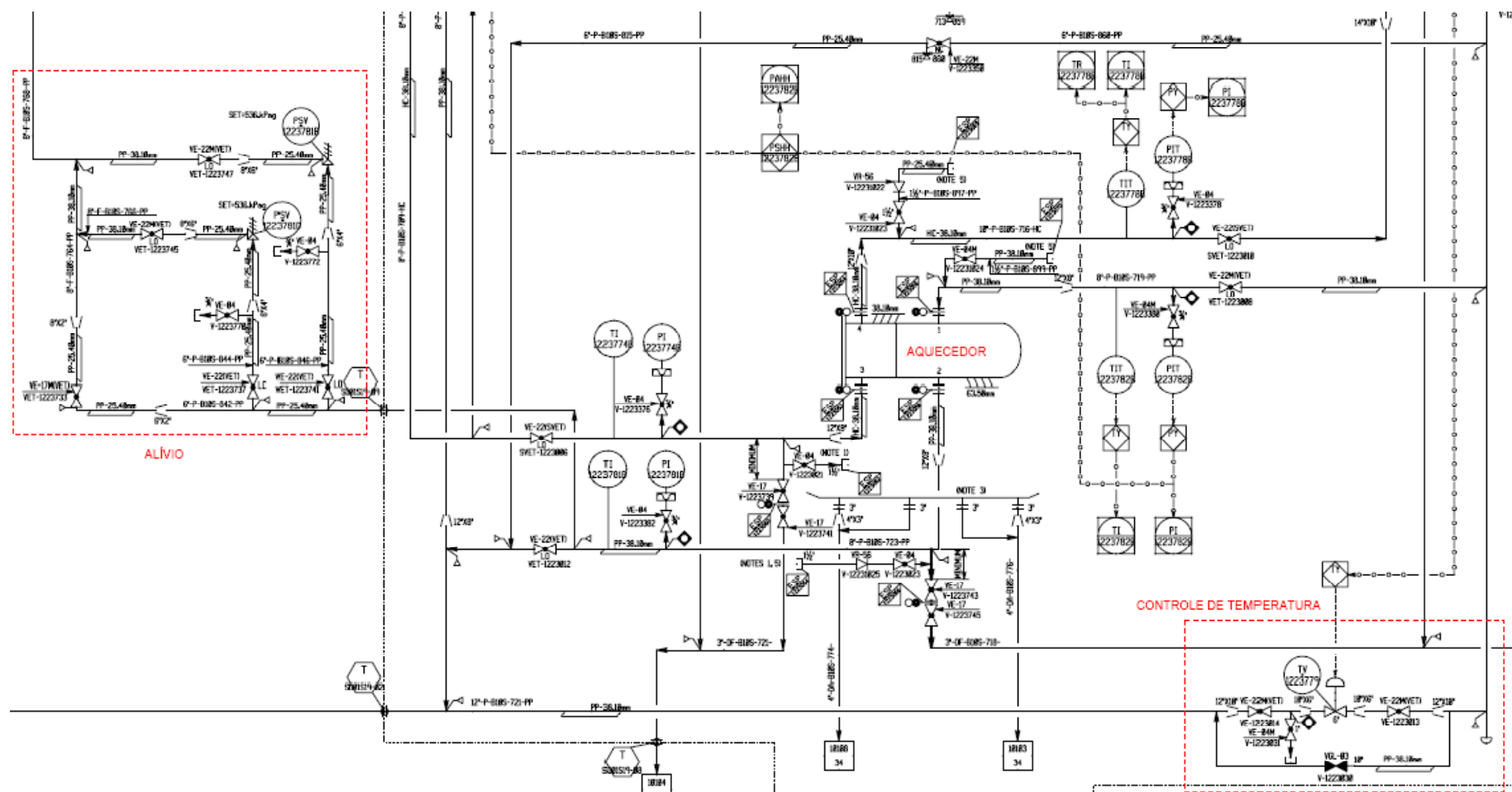


Figura 35 - Fluxograma de instrumentação de um trocador de calor.

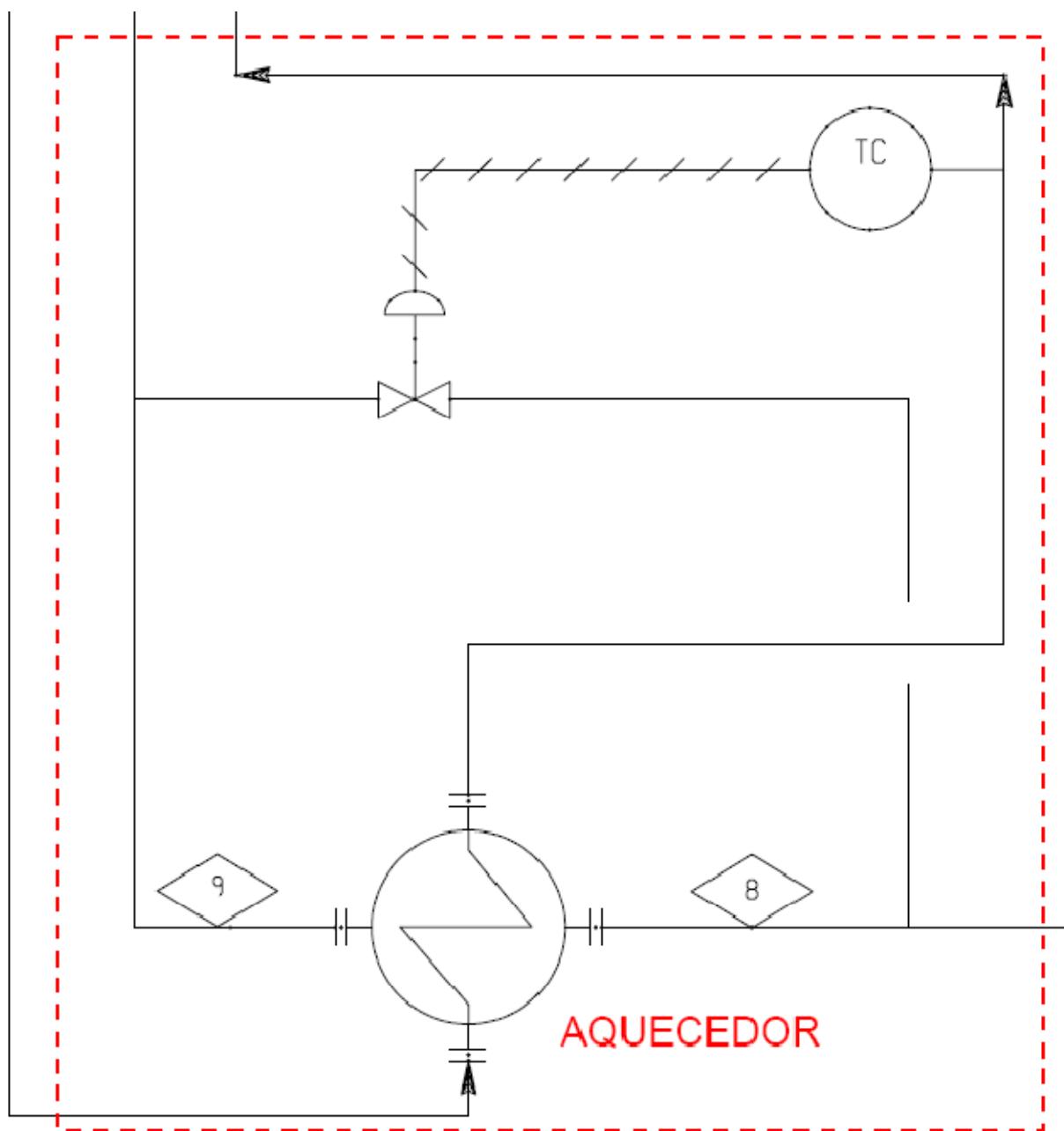


Figura 36 - Detalhe do sistema de controle do aquecedor óleo/óleo.

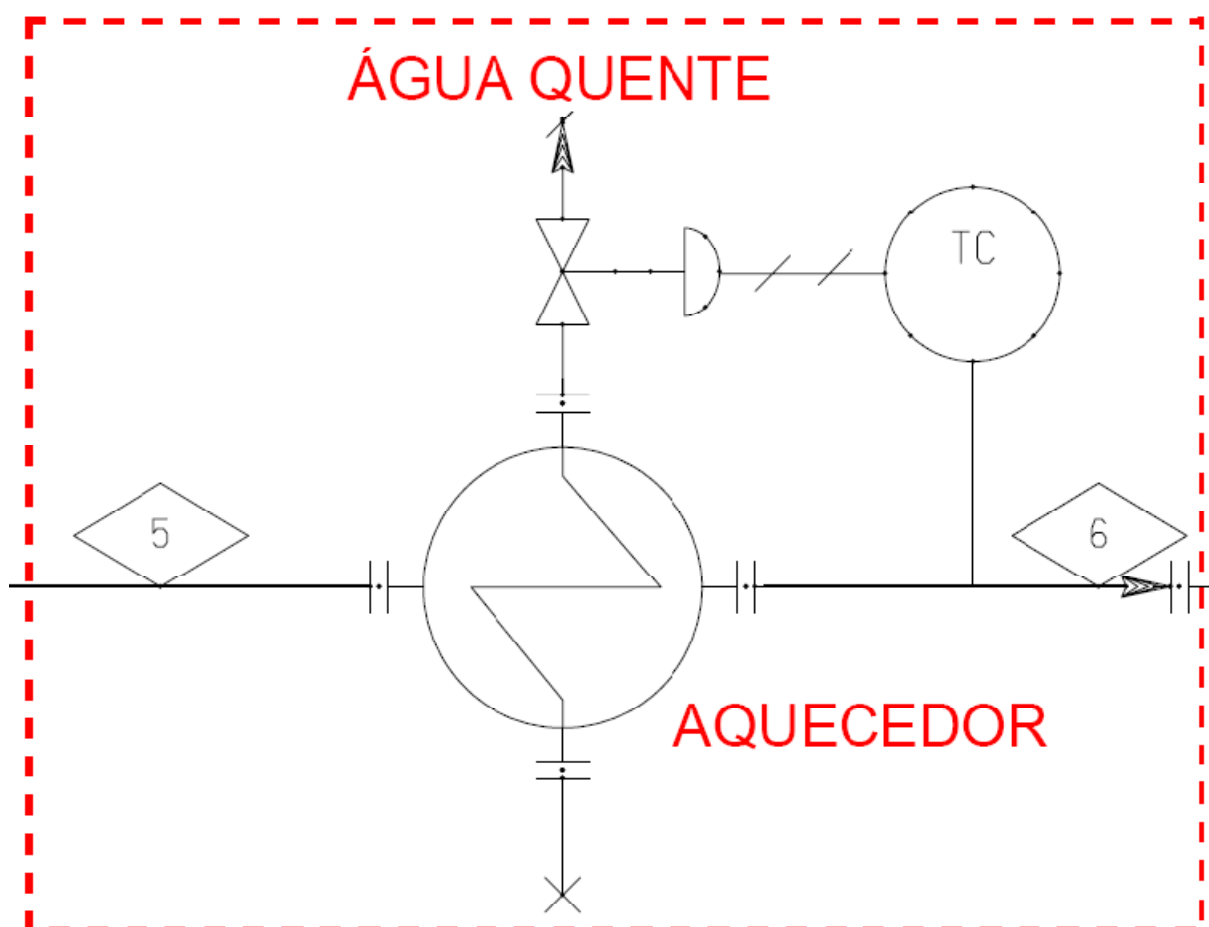


Figura 37 - Detalhe do sistema de controle do aquecedor água/óleo.

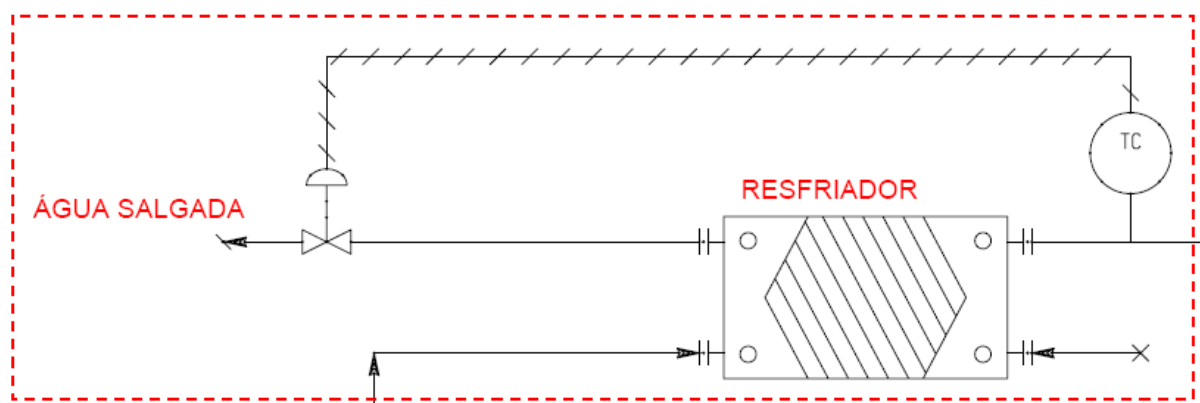


Figura 38 - Detalhe do sistema de controle do resfriador à água salgada.

FOLHA DE DADOS		Nº:	
CLIENTE OU USUÁRIO:		FOLHA: de	
PROGRAMA OU PROJETO:			
ÁREA OU UNIDADE:			
PERMUTADOR DE CALOR		IDENTIFICAÇÃO:	
SERVIÇO:			
DIM. GERAIS	TIPO	INSTAL. (HOR./VERT./INCL.)	ARRANJO SÉRIE X PARALELO
ÁREA/UNIDADE	m²	CASCOS/UNIDADE	ÁREA/CASCO
DESEMPENHO POR UNIDADE			
LOCALIZAÇÃO DO FLUIDO	LADO DO CASCO		LADO DOS TUBOS
FLUIDO			
VAZÃO TOTAL	kg/h		
VAPOR (ENT./SAÍDA)			
LÍQUIDO			
VAPOR D'ÁGUA			
NÃO CONDENSÁVEIS			
ÁGUA			
TEMPERATURA ENT./SAÍDA °C			
DENSIDADE - LÍQUIDO			
VISCOSIDADE - LÍQUIDO	mPa.s e mm²/g		
VISCOSIDADE - VAPOR	mPa.s e mm²/g		
PESO MOLECULAR - VAPOR			
PESO MOLEC. - NÃO CONDENS.			
CALOR ESPECÍFICO	k J (k g° C)		
CONDUTIVIDADE TÉRMICA	W/ (m.°C)	@	@
CALOR LATENTE	kJ/kg		
PRESSÃO OPERAÇÃO - ENT.	kPa		
VELOCIDADE	m/s		
PERDA PRESSÃO ADM/CALC.	kPa		
COEF. DE DEPÓSITO	(m²°C)/W		
CALOR TROCADO	kW	DTML(CORRIGIDA)	°C
COEF. TRANSF. - SERVIÇO		LIMPO	W/(m²°C)
CONSTRUÇÃO POR CASCO		DESENHO ESQUEMÁTICO	
	LADO DO CASCO	LADO DOS TUBOS	
PRESSÃO PROJETO/TESTE	kPa		
TEMPERATURA PROJETO	°C		
Nº DE PASSES POR CASCO			
SOBRE - ESPESSURA CORROSÃO	mm		
ALÍVIO DE TENSÕES			
RADIOGRAFIA			
BOCAIS	ENTRADA		
DIAM./CL. PRESSÃO	SAÍDA		
Nº DOS TUBOS	DIÂM.	ESP. BWG	COMPRIMENTO
TIPO DE TUBOS	MATERIAL	PASSO	ARRANJO
		mm	
M A T E R I A L	CASCO	D.I.	TAMPO DO CASCO
		mm	(INTEG./REMOV.)
	TAMPO FIXO	(CARRETEL/BOLEADO)	TAMPO DO CARRETEL
	ESPELHO FIXO		ESPELHO FLUTUANTE
	TAMPO FLUTUANTE		CHAPA DEFLETORA
	CHICANAS TRANSV.	TIPO	% CORTE (DIÂM./ÁREA)
	CHICANAS LONGIT.		ESPAÇAM: C/C
	BARRAS DE SELAGEM		Nº
			TIPO DE SELAGEM
			LIGAÇÃO TUBO - ESPELHO
JUNTAS - LADO CASCO	LADO TUBOS		TAMPO FLUTUANTE
CÓDIGO	CLASSE TEMA		VIDA ÚTIL
PESOS: CASCO	CHEIO D'ÁGUA		FEIXE
			anos
			daN
NOTAS:			
	ORIGINAL	REV. A	REV. B
	REV. C	REV. D	REV. E
	REV. F	REV. G	REV. H
DATA:			
EXECUÇÃO:			
VERIFICAÇÃO:			
APROVAÇÃO:			

Figura 39 - Tabela de dados do trocador de calor [16].

<div style="border: 1px solid black; width: 200px; height: 30px; margin: 0 auto;"></div>			
IDENTIFICAÇÃO DO EQUIPAMENTO			
<div style="border: 1px solid black; width: 550px; height: 15px; margin: 0 auto;"></div>			
SERVIÇO			
<div style="border: 1px solid black; width: 150px; height: 15px; margin: 0 auto;"></div>		<div style="border: 1px solid black; width: 150px; height: 15px; margin: 0 auto;"></div>	
NORMAS DE PROJETO			
TEMPERATURA DE PROJETO			
PRESSÃO DE PROJETO			
SOBRESSPESSURA DE CORFOSÃO			
PRESSÃO MÁXIMA DE TRABALHO ADMISSÍVEL			
LIMITADA POR			
PRESSÃO DE TESTE HIDROSTÁTICO			
ÁGUA DO TESTE			
TEMPERATURA MÍNIMA DE OPERAÇÃO			
ALÍVIO DE TENSÕES			
RADIOGRAFIA			
SERVIÇO COM HIDROGÊNIO			
SERVIÇO COM H ₂ S			

LADO DO CASCO		LADO DOS TUBOS	
SIM <input type="checkbox"/>	NÃO <input type="checkbox"/>	SIM <input type="checkbox"/>	NÃO <input type="checkbox"/>
SIM <input type="checkbox"/>	NÃO <input type="checkbox"/>	SIM <input type="checkbox"/>	NÃO <input type="checkbox"/>
SIM <input type="checkbox"/>	NÃO <input type="checkbox"/>	SIM <input type="checkbox"/>	NÃO <input type="checkbox"/>

<div style="border: 1px solid black; width: 400px; height: 15px; margin: 0 auto;"></div>	
FABRICANTE E LOCAL	
<div style="border: 1px solid black; width: 120px; height: 15px; margin: 0 auto;"></div>	<div style="border: 1px solid black; width: 120px; height: 15px; margin: 0 auto;"></div>
NÚMERO DE SÉRIE DO FABRICANTE	
<div style="border: 1px solid black; width: 120px; height: 15px; margin: 0 auto;"></div>	<div style="border: 1px solid black; width: 120px; height: 15px; margin: 0 auto;"></div>
	ANO DE FABRICAÇÃO

Figura 40 - Placa de identificação de trocador de calor.

TAG	Localização	Serviço	Equipamento ou Linha	P&ID	Folha de Dados do instrumento	Requisição de Material	Ordem de Compra de Material	Desenho Isoétrico ou Tubulação	Desenho de Instrumentação				Fabricante		
									Detalhe de Instalação		Diagrama de Malha	Desenho de Instrumentação Pneumática	Desenho de Instrumentação Elétrica	Desenho Certificado	Nome/ Modelo
									Processo	Pneum./Elét.					
PII-4155.2301	entrada do skid de filtração/ inlet of filtering skid	Transmissor de Pressão na entrada do skid de filtração/ Pressure Transmitter on filtering skid inlet	4"-G100-8270-101-DE2	DE-4155.23-8270-844-SWZ-003 / I-DE-4155.23-8270-844-IVC-002	I-FD-4155.23-8270-812-SWZ-0C1 / I-FD-4155.23-8270-812-IVC-001	I-RM-4155.23-8270-440-SWZ-001	I-PO-4155.23-8270-440-SWZ-001		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-009	I-DE-4155.23-8270-800-IVC-008	DE-4155.23-8270-800-SWZ-100		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	FISHER ROUSEMONT 1151DP52281M 4ESDF
TI-4155.2301	entrada do skid de filtração/ inlet of filtering skid	Transmissor de temperatura na entrada do skid de filtração/ Temperature Transmitter on filtering skid inlet	4"-G100-8270-101-DE2	-	I-FD-4155.23-8270-811-SWZ-0C1 / I-FD-4155.23-8270-811-IVC-001	-	-		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-009	I-DE-4155.23-8270-800-IVC-008	DE-4155.23-8270-800-SWZ-100		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	EMERSON 644HEUSF0M2
TI-4155.2302	entrada do skid de filtração/ inlet of filtering skid	Termômetro entrada do skid de filtração/ Thermometer on filtering skid inlet	4"-G100-8270-101-DE2	-	I-FD-4155.23-8270-811-SWZ-0C2 / I-DE-4155.23-8270-811-IVC-003	-	-		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-009				I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	IOPE 615.01
PI-4155.2302	entrada do skid de filtração/ inlet of filtering skid	Manômetro em entrada do skid de filtração/ Manometer on filtering skid inlet	4"-G100-8270-101-DE2	-	I-FD-4155.23-8270-812-SWZ-0C2 / I-DE-4155.23-8270-812-IVC-003	-	-		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-009				I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	IOPE 315.01 1/2" NPT
P-4155.2303A	FT-01A	Manômetro em FT-01A Manometer on FT-01A	FT-01A	-	I-FD-4155.23-8270-812-SWZ-0C2 / I-DE-4155.23-8270-812-IVC-003	-	-		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-009				I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	IOPE 315.01 1/2" NPT
P-4155.2303B	FT-01B	Manômetro em FT-01B Manometer on FT-01B	FT-01B	-	I-FD-4155.23-8270-812-SWZ-0C2 / I-DE-4155.23-8270-812-IVC-003	-	-		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-009				I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	IOPE 315.01 1/2" NPT
PDT-4155.2304A	FT-01A	Transmissor Pressão Diferencial em FT-01A Differential Pressure Transmitter on FT-01A	FT-01A	-	I-FD-4155.23-8270-812-SWZ-0C3 / I-DE-4155.23-8270-812-IVC-004	-	-		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-009	I-DC-4155.23-8270-800-IVC-008	DE-4155.23-8270-800-SWZ-100		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	EMERSON 1151DP52281M 4ESDF
PDT-4155.2304B	FT-01B	Transmissor Pressão Diferencial em FT-01B Differential Pressure Transmitter on FT-01B	FT-01B	-	I-FD-4155.23-8270-812-SWZ-0C3 / I-DE-4155.23-8270-812-IVC-004	-	-		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-009	I-DE-4155.23-8270-800-IVC-008	DE-4155.23-8270-800-SWZ-100		I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	EMERSON 1151DP52281M 4ESDF
PSV-4155.2301A	FT-01A	Aliviar a Pressão em FT-01A Pressure Relief on FT-01A	FT-01A	-	I-FD-4155.23-8270-841-SWZ-0C1 / I-FD-4155.23-8270-841-IVC-001	-	-						I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	TAYLOR 8200
PSV-4155.2301B	FT-01B	Aliviar a Pressão em FT-01B Pressure Relief on FT-01B	FT-01B	DE-4155.23-8270-841-SWZ-003 / I-DE-4155.23-8270-844-IVC-002	I-FD-4155.23-8270-841-SWZ-0C1 / I-FD-4155.23-8270-841-IVC-001	I-RM-4155.23-8270-440-SWZ-001	I-PO-4155.23-8270-440-SWZ-001						I-DE-4155.23-8270-800-IVC-004	-	TAYLOR 8200

Figura 41 - Lista de instrumentos

TAG	Localização	Serviço	Equipamento ou Linha	P&ID	Folha de Dados do instrumento	Requisição de Material	Ordem de Compra de Material	Desenho Isoétrico ou Tubulação	Desenho de Instrumentação				Fabricante		
									Detalhe de Instalação		Diagrama de Malha	Desenho de Instrumentação Pneumática	Desenho de Instrumentação Elétrica	Desenho Certificado	Nome/ Modelo
									Processo	Pneum./Elét.					
SUN-4155.2383A	Skid Regulagem de Microturbina	Válvula de Bloqueio Microturbina Regulagem Skid Ramal A Safety Shut-off Valve Microturbine Regulation Skid - Run A	Skid Regulagem de Microturbina	I-DE-4155.23-6240-844-IHW-001	I-FD-4155.23-6240-830-IHW-001		IVC - 002		I-DE-4155.23-6240-800-HBW-005				I-DE-4155.23-6240-800-HBW-004	-	GASCAT GIPSH
ZSL-4155.2383A	Skid Regulagem de Microturbina	Chave Indicadora de Posição de SDV-4155.2383A Position Indicator Switch for SDV-4155.54183A	Skid Regulagem de Microturbina	-	-		IVC - 002		I-DE-4155.23-6240-800-HBW-006	DE-4155.23-6240-800-HBW-001			I-DE-4155.23-6240-800-HBW-004	-	Westlock Model Silver Bullet CR Sense Model XNNH-0210
SDV-4155.2383B	Skid Regulagem de Microturbina	Válvula de Bloqueio Microturbina Regulagem Skid Ramal B Safety Shut-off Valve Microturbine Regulation Skid - Run B	Skid Regulagem de Microturbina	-	-		IVC - 002		I-DE-4155.23-6240-800-HBW-005				I-DE-4155.23-6240-800-HBW-004	-	GASCAT GIPSH
ZSL-4155.2383B	Skid Regulagem de Microturbina	Chave Indicadora de Posição de SDV-4155.2383B Position Indicator Switch for SDV-4155.2383B	Skid Regulagem de Microturbina	-	-		IVC - 002		I-DE-4155.23-6240-800-HBW-005	DE-4155.23-6240-800-HBW-001			I-DE-4155.23-6240-800-HBW-004	-	Westlock Model Silver Bullet CR Sense Model XNNH-0210
PCV-4155.2381A	Skid Regulagem de Microturbina	Válvula Reguladora de Pressão de Microturbina Regulagem Skid Ramal A Pressure Regulation Valve on Microturbine Regulation Skid - Run A	Skid Regulagem de Microturbina	-	-		IVC - 002		I-DE-4155.23-6240-800-HBW-005				I-DE-4155.23-6240-800-HBW-004	-	DRESSER MOONEY FLOW TAP FT-1M
PCV-4155.2381B	Skid Regulagem de Microturbina	Válvula Reguladora de Pressão de Microturbina Regulagem Skid Ramal B Pressure Regulation Valve on Microturbine Regulation Skid - Run B	Skid Regulagem de Microturbina	-	-		IVC - 002		I-DE-4155.23-6240-800-HBW-005				I-DE-4155.23-6240-800-HBW-004	-	DRESSER MOONEY FLOW TAP FT-1
PCV-4155.2382A	Skid Regulagem de Microturbina	Válvula Reguladora de Pressão de Microturbina Regulagem Skid Ramal A Pressure Regulation Valve on Microturbine Regulation Skid - Run A	Skid Regulagem de Microturbina	-	-		IVC - 002		I-DE-4155.23-6240-800-HBW-005				I-DE-4155.23-6240-800-HBW-004	-	DRESSER MOONEY FLOW TAP FT-1
PCV-4155.2382B	Skid Regulagem de Microturbina	Válvula Reguladora de Pressão de Microturbina Regulagem Skid Ramal B Pressure Regulation Valve on Microturbine Regulation Skid - Run B	Skid Regulagem de Microturbina	-	-		IVC - 002		I-DE-4155.23-6240-800-HBW-005				I-DE-4155.23-6240-800-HBW-004	-	DRESSER MOONEY FLOW TAP FT-1

Figura 42 - Lista de equipamentos.

PLC/RTU						P&ID/REF. DOCUMENTO	DESCRIÇÃO	VARIABLE ANALÓGICA							VARIABLE DIGITAL		OBSERVAÇÕES
TAG NO.	Rack	Slot	PLACA	PCNTO	Range			LL	L	H	HH	Scale	DB	UNIT	Condição	Alarm	
YS-4155.23011A	00	05	DI	03	BIT	I-DE-4155.23-6270-800-HBW-010	Microturbina rodando / Microturbine Engine Running	-	-	-	-	-	-	-	-	The signal can be through RS-485	
YS-4155.23012A	00	05	DI	04	BIT	I-DE-4155.23-6270-800-HBW-010	Resumo de falha na Microturbina / Microturbine Fault Summary									The signal can be through RS-485	
YS-4155.23013A	00	05	DI	05	BIT	I-DE-4155.23-6270-800-HBW-010	Seleção de operação Isolada de Microturbina / Microturbine Stand Alone Mode Selected	-	-	-	-	-	-	-	-	The signal can be through RS-485	
YS-4155.23014A	00	05	DI	06	BIT	I-DE-4155.23-6270-800-HBW-010	posição de válvula de combustível / Fuel Valve Open Position	-	-	-	-	-	-	-	-	The signal can be through RS-485	
YS-4155.23015A	00	05	DI	07	BIT	I-DE-4155.23-6270-800-HBW-010	Sistema da Microturbina desabilitado / Microturbine System Disabled									The signal can be through RS-485	
UII-4155.23017A	-	-	RS-485	-	0-32767	I-DE-4155.23-6270-800-HBW-010	Informação do Sistema da Microturbina / Microturbine System Information	-	-	-	-	-	-	-	-		

Figura 43 - Lista de I/Os discretos.

TAG NO.	PLC/RTU					P&ID/REF. DOCUMENTO	DESCRIÇÃO	VARIABLE ANALÓGICA							VARIABLE DIGITAL		OBSERVAÇÕES
	Rack	Slot	PLACA	PONTO	Range			LL	L	H	HH	Scale	DB	UNIT	Condição	Alarm	
TIT-4155.2301	00	09	AI	00	0~32767	DE-4155.23-6270-944-SWZ-003	Temperatura de entrada da City Gate Skid-01/ Input Temperature of City Gate Skid-01	-	-	-	-	0~100	-	°C	-	-	
PIT-4155.2301	00	00	AI	01	0~32767	DE-4155.23-6270-944-SWZ-003	Pressão de Entrada da City Gate Skid-01/ Input Pressure of City Gate Skid-01	-	-	-	-	0~160	-	Kgf/cm²	-	-	
PDIT-4155.2304A	00	09	AI	02	0~32767	DE-4155.23-6270-944-SWZ-003	Pressão Diferencial no FT-01A/ Differential Pressure on FT-01A	-	-	1.7	-	0~2	-	Kgf/cm²	-	X	
PDIT-4155.2304B	00	09	AI	03	0~32767	DE-4155.23-6270-944-SWZ-003	Pressão Diferencial no FT-01B/ Differential Pressure on FT-01B	-	-	1.7	-	0~2	-	Kgf/cm²	-	X	
LSL-4155.2352A	00	04	DI	00	BIT	DE-4155.23-6270-944-SWZ-004	Nível Baixo de Água - F-01A/ Low level of water - F-01A	-	-	-	-	-	-	-	-	X	
LSL-4155.2352B	00	04	DI	01	BIT	DE-4155.23-6270-944-SWZ-004	Nível Baixo de Água - F-01B/ Low level of water - F-01B	-	-	-	-	-	-	-	-	X	
ZSL-4155.2354A	00	04	DI	04	BIT	DE-4155.23-6270-944-SWZ-004	XV-4155.2354A Fechada/ XV-4155.2354A Closed	-	-	-	-	-	-	-	-	X	
ZSL-4155.2354B	00	04	DI	05	BIT	DE-4155.23-6270-944-SWZ-004	XV-4155.2354B Fechada/ XV-4155.2354B Closed	-	-	-	-	-	-	-	-	X	
PSL-4155.2357A	00	04	DI	06	BIT	DE-4155.23-6270-944-SWZ-004	Pressão baixa linha de sinal Pneumático - F-01A / Low Pressure in the pneumatic signal line - F-01A	-	0.5	-	-	-	-	-	-	X	
PSL-4155.2357B	00	04	DI	07	BIT	DE-4155.23-6270-944-SWZ-004	Pressão baixa linha de sinal Pneumático - F-01B / Low Pressure in the pneumatic signal line - F-01B	-	0.5	-	-	-	-	-	-	X	
TIT-4155.2356A	00	11	AI	01	0~32767	DE-4155.23-6270-944-SWZ-004	Temperatura Saída - F-01A/ Output Temperature - F-01A	-	-	55	-	0~100	-	°C	-	X	

Figura 44 - Lista de I/Os analógicos.

CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO Nº: 1															
Indicador de Pressão Estática															
Ponto de Medição:				Tramo:				Data da calibração:							
IDENTIFICAÇÃO DO INSTRUMENTO															
Tag: Fabricante: FAMABRAS				Modelo: Série:											
CARACTERÍSTICAS DO INSTRUMENTO															
Faixa operacional: 3,75		a		11,25		Unidade do instr.: KGF		Classe de Exatidão: A1							
Faixa de Calibração: 0,00		a		20,00		Unidade do padrão: KGF		Menor Divisão da Escala: 0,2000							
DADOS COMPLEMENTARES															
Procedimento de Calibração:				Condições Ambientais: 20°C											
PADRÃO(ÕES) UTILIZADO(S)															
Identificação	Tag	Erro Sistemático (Tendência)	Incerteza Expandida	k (certificado)	Incerteza Padrão	Valor de uma divisão	Nº Certificado	Laboratório							
			0,0500	2,00	0,025	0,0010	R1746.10.07	Pryme Lab							
				2,00	0,000										
				3,00	0,000										
				4,78	0,000										
AVALIAÇÃO INICIAL															
1ª leitura - ascendente				2ª leitura - descendente				3ª leitura - ascendente				4ª leitura - descendente			
instrumento	padrão	instrumento	padrão	instrumento	padrão	instrumento	padrão	instrumento	padrão	instrumento	padrão	Histerese	Desvio Padrão		
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	0,000	0,000		
10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	0,000	0,000		
15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	0,000	0,000		
20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	0,000	0,000		
PREENCHER O CAMPO: <u>UNIDADE DO PADRÃO E UNIDADE DO INSTRUMENTO</u> , CORRETAMENTE.															
AVALIAÇÃO DE INCERTEZA															
Incerteza Combinada do(s) Padrão(ões)				0,025				Incerteza Combinada Total				0,063			
Resolução(ões) do Padrão(ões)				0,000				Cálculo do Veff				2006			
Repetitividade do Instrumento				0,000				k Corrigido				1,96			
Resolução do Instrumento				0,058				Incerteza Expandida				0,12 KGF			
Incerteza da Histerese				0,000				Critério de aceitação				1,00 KGF			
Incerteza do Ajuste da Curva de Calibração				0,000				Avaliação Inicial				APROVADO			
								Avaliação Final				APROVADO			
REALIZADO POR: Wesley								SUPERVISOR: Davi							
OBSERVAÇÃO: dado o numero de serie e TA(

Figura 45 - Certificado de calibração.

		DATA SHEET		Nº I-FD-		REV. F	
						SHEET 2 OF 4	
		TITLE: PRESSURE GAUGE					
GENERAL	1	Installation	Pressure indicator, Field Mounted				
	2	Environmental Temperature	14 ~ 39°C				
	3	Environmental Humidity	81.5%				
	4	Area Classification	Not Applicable				
	5	Case Classification	IP-65				
	6	Case/Housing Material	Black phenol, SS 304 (Note 3)				
	7	painting	-				
GAUGE	8	Type	Analog, Bourdon Tube, Glycerin filled				
	9	Tolerance	+/-1.5% or better				
	10	Accuracy	+/-1%span				
	11	Over range protection	1.5 x Max. Range				
	12	Dial Diameter	4 1/2"				
	13	Lens material	Safety glass with at least 75% transparency				
	14	Type of ring	Nylon-33 reinforced with fiber glass				
	15	Material of sensor element and socket	AISI 316				
	16	Mechanism material	AISI 316				
	17	Process connection	1/2" NPT				
	18	Zero adjustment	Yes				
	19	Pointer	Balanced with micrometrical adjustment				
	20	Dial Color	White				
	21	Dial Marks and Number Color	Black				
	22	Stem Dimensioning standards	ASME PTC 19.3: pipe & sensor				
	23	Connection Type	Fixed right angle (90°) from stem				
	24	Immunity to temperature	-				
	25	Immunity to vibration	-				
26	Local indicator	Analog integral indication in engineering units: Kg/cm ²					
27	Identification method	Stainless steel plate with TAG no					
28							

Figura 46 - Primeira página de folha de dados de manômetros.

INSTRUMENT	29	TAG				
	30	Maker	WIKA	WIKA	WIKA	WIKA
	31	Model	233.34.115L/1/2NPT	233.34.115L/1/2NPT	233.34.115L/1/2NPT	233.34.115L/1/2NPT
	32	P&ID				
	33	Line & Equipment	4"-G100-6270-101-DE2	2"-AB-6270-401-AA	4"-G100-6270-114/119-DE2	6"-G44-6270-110-DC1
	34	Service	Natural gas to filtering skid	Water supply pump	Natural gas to filter	Natural gas to distribution system
	35	Sensor tag	Not applicable	Not applicable	Not applicable	Not applicable
	36	Sensor Dimensions	Not applicable	Not applicable	Not applicable	Not applicable
	37	Well Tag	Not applicable	Not applicable	Not applicable	Not applicable
	38	Well Dimensions	Not applicable	Not applicable	Not applicable	Not applicable
PROCESS	39	Fluid	Natural gas	Natural gas	Natural gas	Natural gas
	40	Normal Temperature	20~42°C	20~55°C	20~30°C	5~30°C
	41	Maximum Temperature	55°C	55°C	30°C	30°C
	42	Pressure	50~100 kgf/cm ²	0~10 kgf/cm ²	50~100 kgf/cm ²	34~44 kgf/cm ²
	43	Maximum Pressure	100 kgf/cm ²	10 kgf/cm ²	100 kgf/cm ²	44 kgf/cm ²
	44	Specific Gravity (20°C)	16.56 kg/m ³	1kg/m ³	16.56 kg/m ³	16.56 kg/m ³
	45	Viscosity	0.015 cP		0.015 cP	0.015 cP
	46	Instrument Range	0~160 kgf/cm ²	0~15 kgf/cm ²	0~160 kgf/cm ²	0~100 kgf/cm ²

Figura 47 - Segunda folha de dados de manômetros

INSTRUMENT	47	TAG				
	48	Maker	WIKA			
	49	Model	233.34.115L/1/2NPT			
	50	P&ID				
	51	Line & Equipment	4"-G100-6270-105-DE2			
	52	Service	Natural gas to pressure reducing skid			
	53	Sensor tag	Not applicable			
	54	Sensor Dimensions	Not applicable			
	55	Well Tag	Not applicable			
	56	Well Dimensions	Not applicable			
PROCESS	57	Fluid	Natural gas			
	58	Normal Temperature	20~60°C			
	59	Maximum Temperature	60°C			
	60	Pressure	50~100 kgf/cm ²			
	61	Maximum Pressure	100 kgf/cm ²			
	62	Specific Gravity (20°C)	16.56 kg/m ³			
	63	Viscosity	0.015 cP			
	64	Instrument Range	0~160 kgf/cm ²			

Figura 48 - Terceira folha de dados de manômetros.

GENERAL	1	Tag No	
	2	Service	Natural Gas
	3	P & ID No.	
	4	Line No. / Vessel No.	6" -G44-6270-135/134 -DC1
	5	Manufacturer	FMASTER
	6	Model Number	-
	7	Line Size / Schedule No./Class	6"
OPERATING CONDITIONS	8	Fluid	Natural Gas
	9	Flow	Normal (Nm ³ /d)
	10		Maximum (Nm ³ /d)
	11	Pressure	Normal (Kgf/cm ²)
	12		Maximum (Kgf/cm ²)
	13	Temperature	Normal °C
	14		Maximum °C
	15	Differential Pressure (KPa)	5000mmH ₂ O
	16	Density	26.4kg/m ³
	17	Specific Gravity (@ F.C.)	
	18	Viscosity at operating condition (cP)	0.014
	19	Molecular Wt. (g/kmol)	16.56
	20	Compressibility Factor (Z)	0.92
	22	Reynold Number	-
	24	Critical Pressure (KPa)	4648
ELEMENT	25	Model	-
	26	Orifice Type	Plate of concentric type, with straight edge, installed between orifice flanges
	27	Material	SS 316
	28	Thickness	1/8", AGA NO.3, AGA NO.8
	29	Bore Diameter	73.271mm
	30	Beta Rate	<0.6 >0.2
	31	Drain or Vent Hole	None
	32	Flow Full Scale Am ³ /h	500101.2 m ³ /d
	33	Differential Pressure @ Full Scale	35
	34	Flow Full Scale Am ³ /h	-
	35	Gasket Material	-
	36	Size & Flange Rating	6" RF@300#
OTHERS	37	Transmitter	YES FT-4155.2322A1/A2/B1/B2
	38	Area Classification	IEC Zone 2, Gr. II A, T3
	39	Degree of IP Protection	IP65
	40	Temperature Correction Sensor	YES TE-4155.2322A/B
	41	Pressure Transmitter	YES PT-4155.2322A/B Accuracy +/-0.075%span
	42	Cable Entry	-
	43	Signal Type	-
	44	Local Indicating	Not applicable
REMARKS	45		
	46	Identification method	Stainless steel plate with TAG no

Figura 49 - Folha de dados de sistemas de medição de vazão por placa de orifício.

GENERAL	1	Tag Number:				
	2	Function:		Temperature Regulating		
	3	P&ID Drawing No.:				
	4	Line No.:		4" -G100-6270-126/123-DE2		
	5	Line Size / Schedule No.		4" / Sch.80		
	6	Pipeline Material		ASTM A106 Gr.B		
SERVICE CONDITIONS	7	Process Data		Max.	Nor.	Min.
	8	Fluid:		Natural Gas		
	9	Flow	104Nm ³ /h	2.1	1.05	0.105
	10	Inlet Pressure (gauge)	kgf/cm ²	100	60~100	60
	11	Outlet Pressure (gauge)	kgf/cm ²	100	60~100	60
	12	Temperature	DegO C	Oper.:20~30	Design:550 C	
	13	Mol Wt	kg/mol		16.58	
	14	Viscosity	cP		0.0121	
	15	Required	Cv	78.28		
	16	Travel	%	-		
	17	Allowable/ *Predicted SPL dBA at 1.2m		<80 dBA		
	18	Outlet Flow Velocity m/s		-		
BODY	19	Style of Body		Three-way		
	20	Body Size and Type		GLOBE		
	21	Body Material		ASTM A216WCB		
	22	End Conn. & Rating		Flange/600#		
	23	Flow Direction		Diverging		
	24	Ports	Port Size	Single port		
	25	Stem Size	Stem Material	ABV		
	26	Characteristics		ABV		
	27	Balanced/Unbalanced		Balanced		
	28	Bonnet Type		Plain		
	29	Boss Size	Packing Material			
	30	Lubricator & Isolation Valve		yes		
	31	ANSI/FCI Leakage Class		Class VII		
	32	Sour Service		Yes		
ACTUATOR	33	Model No. & Size		-		
	34	Type of Actuator		SPRING AND DIAPHRAGM		
	35	Bench Range		3 ~15 psig		
	36	Flow Direction		Fail action shall be open to by-pass and close to heater		
	37					
	38	Hand wheel & Location		Yes		
	39	Conduit Connection Size		Not applicable		
POSITIONER	40	MFR. & Model No.		-		
	41	Gages	Bypass	-	-	
	42	Incr. Signal Output		-		
	43	Input Signal		3 ~15 psig		
	44	Output Signal		3 ~15 psig		
	45	Gas Supp. Pres. Range		400~700KPag		
AIR/SET	46	Mfg/Model		-		
	47	Filter		yes		
	48	Gauges		yes		

Figura 50 - Folha de dados de válvula de controle de temperatura.

GENERAL	1	Tag No					
	2	Service		Pressure Relief		Pressure Relief	
	3	P & ID No.					
	4	Line No. / Vessel No.		6"-G44-6270-132/130-DC1		2"-G16-6270-138-DB1	
	5	Safety / Relief		Safety		Safety	
	6	Conv., Bellows or Pilot Operated.		-		-	
	7	Bonnet Type		Bolted, Closed		Bolted, Closed	
CONNECTION	8	Size	Inlet	Outlet	3/4"300#RF	1"150#RF	3/4"300#RF 1"150#RF
	9	Flange Rating or Screwed		-		-	
	10	Type of Facing		300#		150#	
MATERIALS	11	Body & Bonnet		ASTM A216 WCB		ASTM A216 WCB	
	12	Seat and Disc.		316 SS		316 SS	
	13	Resilient Seat Seal		BUNA-N		AISI410	
	14	Guide and Rings		410 SS		410 SS	
	15	Spring		-		-	
	16	Bellows		-		-	
OPTIONS	17	Cap: Screwed or Bolted		Screwed		Screwed	
	18	Lever : Plain or Packed		Not Applicable		Not Applicable	
	19	Test Gag		Not Applicable		Not Applicable	
BASIS	20	Code		API 520, ASME Sec VIII		API 520, ASME Sec VIII	
	21	Fire		NO		NO	
FLUID DATA	22	Fluid and State		Nature gas		Nature gas	
	23	Required Capacity(sm ³ /h)		210 sm ³ /h		8 sm ³ /h	
	24	Mol.Wt	Oper.Sp.Gr.	16.58	0.68	16.58	0.68
	25	Oper.Press	Set Pres.	44kgf/cm ² (g)	48kgf/cm ² (g)	10kgf/cm ² (g)	11kgf/cm ² (g)
	26	Oper.Temp.	Rel. Temp.	5~30°C	ABV	5~25°C	ABV
	27	Back Pressure	Constant(kPag)	atm		atm	
	28		Variable(kPag)	-		-	
	29		Total(kPag)	-		-	
	30	% Allowable Overpressure		10%		10%	
	31	Overpressure Factor		-		-	
	32	Compressibility Factor		-		-	
	33	LatentHeat of Vaporization(kJ/kgmole)		-		-	
	34	Ratio of Specific Heats		-		-	
	35	Operating Viscosity		-		-	
	36	Barometric Pressure		-		-	
ORIFICE DESIGNATION	37	Calc. Area sq.in.		0.046		0.067	
	38	Selected Area		0.128		0.128	
	39	Orifice Designation.		D		D	
	40	Manufacturer		TAYLOR		TAYLOR	
	41	Model No.		8200		8200	
REMARKS	42	Identification method		Stainless steel plate with TAG no		Stainless steel plate with TAG no	

Figura 51 - Folha de dados de válvula de segurança.

Notas Gerais/General Notes:

1. A seguinte nomenclatura será usada na coluna correspondente ao "Tipo de Sinal":

DI = Entrada Discreta DO = Saída Discreta AI = Entrada Analógica

AO = Saída Analógica RS-485= MODBUS RTU - LINK SERIAL

(The following nomenclature will be used in the corresponding column "Signal Type":

DI = Discrete Input DO = Discrete Output AI = Analog Input

AO = Analog Output RS-485= MODBUS RTU - SERIAL LINK)

2. Os Comandos e Sinais de estados da Válvula estão indicados conforme a tabela abaixo:
(Valve commands and Status signals are indicated as table bellow:)

Tabela de Condição da Válvula(Valve Condition Table)		
ZSL	ZSH	STATUS
0	0	Falha (Fail)
0	1	Aberta /Opened
1	0	Fechada /Closed
1	1	Transito /Transit

Tabela Cond. Local/Remoto /Local/Remote Cond. Table	
HS-4150.XXXX-L/R	STATUS
0	Local /Local
1	Remoto /Remote

XV-XXXX.YYYY - Valve Command Table/ XV-XXXX.YYYY - Tabela de Comando da Válvula		
XY-4150.XXXX-OPN	XY-4150.XXXX-CLO	STATUS
1	0	Abre / Open
0	1	Fecha / Close

SDV-XXXX.YYYY - Valve Command Table/ SDV-XXXX.YYYY - Tabela de Comando da Válvula		
SDY-4150.XXXX-OPN	SDY-4150.XXXX-CLO	STATUS
1	0	Abre / Open
0	1	Fecha / Close

Sinais da Microturbinas/TEG / Microturbines/TEG Signals	
YS-4155.XXXX	Sinais p/ o PLC /Signals to PLC
XS-4155.XXXX	Sinais que vem do PLC (Falha Externa)/ Signals from PLC (External Fault)
HS-4155.XXXX	Demais sinais que vem do PLC / Others signals from PLC/

Intrusion Switch Summary/Sumario Chave de Invasão	
ZSH- 4155.XXXX	Sumario da Chave Invasão / Intrusion Switch Summary

Figura 52 - Legenda de LI de I/Os.

ANEXO B – PLANOS DE FABRICAÇÃO

Os documentos e planos de fabricação e, ou de inspeção, referenciam procedimentos e instruções técnicas aplicáveis à fabricação do equipamento:

- a) tipo e extensão da inspeção das juntas soldadas;
- b) cuidados com as soldas provisórias, incluindo o método a ser utilizado para a sua remoção;
- c) planos de soldagem conforme norma PETROBRAS N-2301[apud 32];
- d) procedimentos de ensaios não-destrutivos;
- e) plano de inspeção e testes;
- f) procedimento de execução de cada teste previsto, incluindo os equipamentos a serem utilizados;
- g) registro dos resultados de ensaios não-destrutivos, das juntas soldadas, mencionando os soldadores envolvidos;
- h) registro do exame dimensional;
- i) procedimento de tratamento térmico, incluindo posição dos termopares, forma de aquecimento, detalhes de fixação do isolamento, velocidades de aquecimento e resfriamento, temperatura e tempo de manutenção;
- j) procedimento de teste hidrostático, incluindo qualidade e temperatura da água, detalhes das ligações para enchimento e esvaziamento, locação dos manômetros e tempo de permanência na pressão de teste;
- k) procedimento de limpeza e secagem do vaso após o teste hidrostático;
- l) procedimento de reparos, incluindo forma de remoção do defeito, reparo propriamente dito e tipos de exames a serem feitos após o reparo;
- m) procedimento de transferência de marcação;
- n) procedimento para transporte;
- o) procedimento para hibernação;
- p) procedimento para instalação no local de operação.

ANEXO C – ORIENTAÇÃO PARA DIMENSIONAMENTO DOS CALÇOS DO TROCADOR

Caso não haja informação do projeto, devem ser dimensionados os calços conforme os itens:

A capacidade de carga dos calços deve ser calculada de acordo com a equação abaixo. Se a carga suportada exceder 30 kgf/cm², a largura ou o número de calços, ou ambos devem ser aumentados:

$$a = \frac{P}{N \cdot L \cdot B}$$

Equação 3

a = carga suportada pelo calço (kgf/cm²);
P = carga de içamento do equipamento (kgf);
N = número de calços;
L = largura do anel da saia (cm);
B = largura do calço (cm).

A largura dos calços deve ser como mostrada na Tabela 6.

Tabela 6 - Largura dos calços.

Ø Nominal do Chumbador	Largura do Calço (mm)
Ø ≤ 1"	50
1 1/4" ≤ Ø < 2"	75
Ø ≥ 2"	100

O comprimento dos calços deve ser de 20 mm a 30 mm maior do que a largura da base do equipamento.

ANEXO D – ESPESSURA DE CHAPAS

Deve ser verificada a espessura de todas as seções fabricadas, exceto para equipamentos recebidos prontos. Chama-se a atenção para as regiões de maior grau de deformação, tais como a região toroidal dos tampos torisféricos. A espessura medida deve obedecer à seguinte condição:

- Espessura medida \geq espessura de projeto;
- Espessura medida \geq espessura nominal - a tolerância de fabricação da chapa.

ANEXO E – DEFEITOS NOS CHANFROS

Os chanfros devem ser examinados dimensional e visualmente, quando à limpeza e ausência dos seguintes defeitos:

- a) desfolhamentos;
- b) poros;
- c) irregularidades de corte;
- d) amassamentos;
- e) trincas;
- f) descontinuidades transversais à superfície;
- g) descontinuidades laminares paralelas à superfície, com comprimento superior a 25 mm.

Nota: As alíneas e), f) e g) devem ser verificadas por ensaios não-destrutivos, quando houver suspeita da existência desses defeitos.

Devem ser considerados inadmissíveis os mesmos defeitos citados acima.

ANEXO F – EXEMPLOS DE PONTOS DE VERIFICAÇÃO DO TESTE HIDROSTÁTICO SIMPLIFICADO

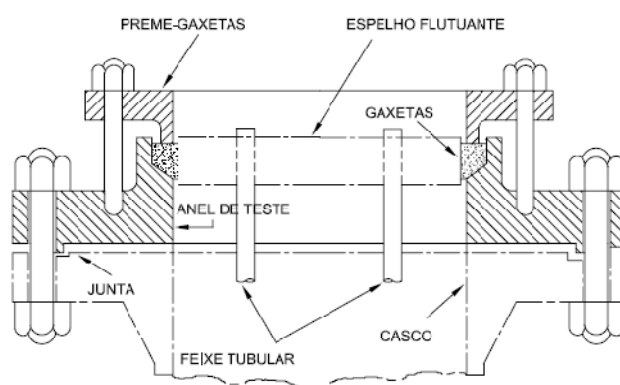


Figura 53 – Pontos do anel, gaxetas e espelho flutuante [32].

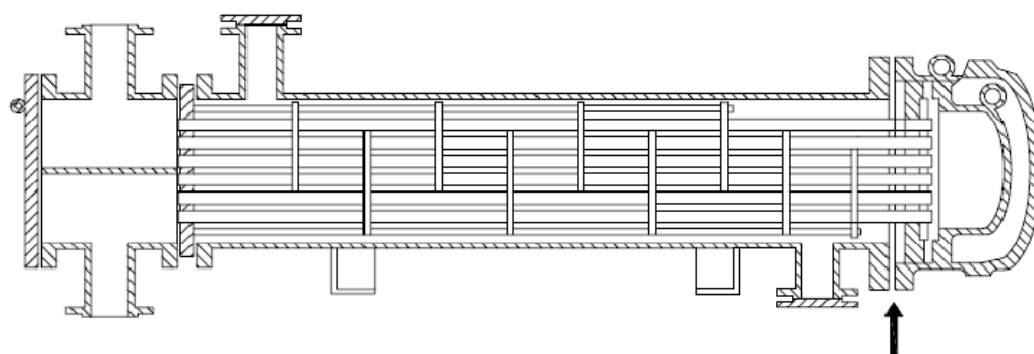


Figura 54 – Pontos da tampa do casco montada [32].

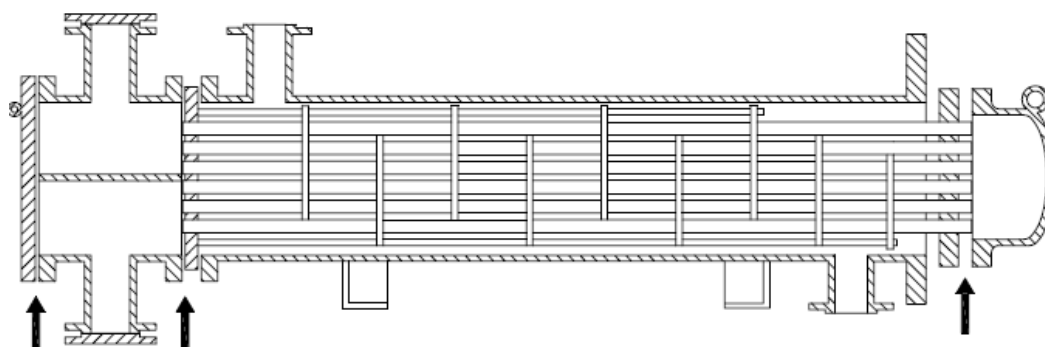


Figura 55 – Pontos do feixe tubular [32].

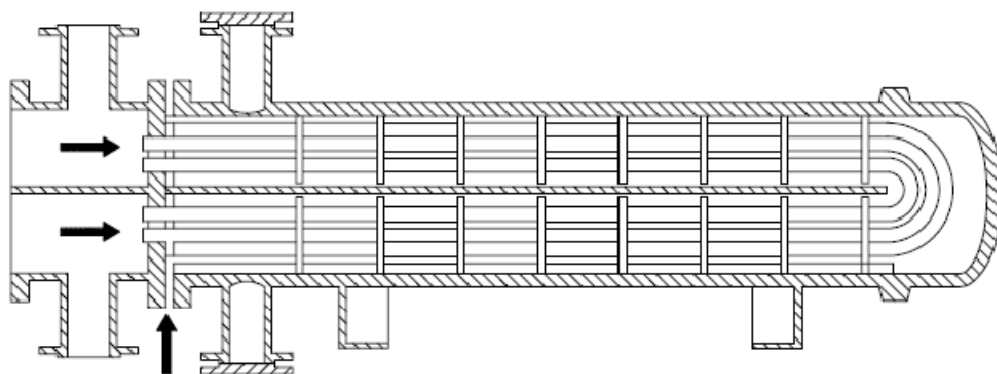


Figura 56 – Pontos de teste do casco [32].

ANEXO G – EXEMPLO DO RELATÓRIO DE INSPEÇÃO

	RELATÓRIO DE INSPEÇÃO TROCADORES DE CALOR	NÚMERO	FOLHA Nº	DATA
			1/1	
		UNIDADE		EQUIPAMENTO

FLUÍDO DE SERVIÇO		CATEGORIA SEGUNDO NR-13	
TÉCNICO DE INSPEÇÃO		PROFISSIONAL HABILITADO	
MOTIVO DA INSPEÇÃO		TIPO DE INSPEÇÃO	
		() PARCIAL () TOTAL	() EXTERNA () INTERNA
CONDIÇÕES FÍSICAS		RESULTADO DA INSPEÇÃO	
ITENS	1 CASCO 1.1 – PAREDE 1.2 – TAMPA CASCO/BOLEADO 1.3 – JUNTAS SOLDADAS 1.4 – CONEXÕES 1.5 – FLANGES DO CORPO 1.6 – VERTEDOR 1.7 – JUNTAS 1.8 – ESTOJOS/PORCAS 1.9 – REVESTIMENTO EXT. 1.10 - SEDES DE VEDAÇÃO 1.11 - PINTURA	2 FEIXE TUBULAR 2.1 – TUBOS 2.2 – ESPELHO FIXO 2.3 – ESPELHO FLUTUANTE 2.4 – TAMPA FLUTUANTE 2.5 – ANEL BIPARTIDO 2.6 – ANEL ESPAÇADOR 2.7 – CHICANAS 2.8 – ESPAÇADORES 2.9 –	3.4 - TAMPA/BOLEADO 3.5 - CONEXÕES 3.6 - FLANGES 3.7 - JUNTAS 3.8 - ESTOJOS/PORCAS 3.9 - PINTURA 4 REPAROS 5 TESTES 6 RECOMENDAÇÕES 7 CONCLUSÃO E PROGRAMAÇÃO DE INSPEÇÃO
	3 CABEÇOTE FIXO (CARRETEL) 3.1 – CORPO 3.2 – TAMPA (FLANGE CEGO) 3.3 – JUNTAS SOLDADAS		
DESCRIÇÃO			

Figura 57 – Relatório de inspeção do trocador de calor [33].

		R. Q. P. S.				Nº: <input type="text"/>	
		REGISTRO DE QUALIFICAÇÃO DE PROCEDIMENTO DE SOLDAGEM (SUBAQUÁTICA MOLHADA - CLASSE B)				REV.: <input type="text"/> DATA: <input type="text"/> FOLHA: <input type="text"/>	
CARTACT. ELÉTRICAS		RAIZ		ENCHIMENTO		ACABAMENTO	
TIPO DE CORRENTE		CONTÍNUA <input checked="" type="checkbox"/>	ALTERNADA <input type="checkbox"/>	CONTÍNUA <input checked="" type="checkbox"/>	ALTERNADA <input type="checkbox"/>	CONTÍNUA <input checked="" type="checkbox"/>	ALTERNADA <input type="checkbox"/>
POLARIDADE		DIRETA <input checked="" type="checkbox"/>	INVERSA <input type="checkbox"/>	DIRETA <input checked="" type="checkbox"/>	INVERSA <input type="checkbox"/>	DIRETA <input checked="" type="checkbox"/>	INVERSA <input type="checkbox"/>
VOLTAGEM (V)		<input type="text" value="25~30"/>		<input type="text" value="22 ~30"/>		<input type="text" value="24~30"/>	
AMPERAGEM (A)		<input type="text" value="165 ~169"/>		<input type="text" value="165~176"/>		<input type="text" value="155~175"/>	
TÉCNICA		RAIZ		ENCHIMENTO		ACABAMENTO	
VELOCIDADE DE SOLDAGEM (cm/min.)		<input type="text" value="16,2"/>		<input type="text" value="14,3 ~23,8"/>		<input type="text" value="16,9~26,5"/>	
OSCILAÇÃO MÁX. (mm)		<input type="text" value="--"/>		<input type="text" value="--"/>		<input type="text" value="--"/>	
GOIVAGEM		<input type="text" value="N/A"/>		<input type="text" value="N/A"/>		<input type="text" value="N/A"/>	
BARREIRA DE PROTEÇÃO		<input type="text" value="SIM"/>		<input type="text" value="N/A"/>		<input type="text" value="N/A"/>	
HEAT INPUT (j/cm)		<input type="text" value="18,7"/>		<input type="text" value="13,1~22,05"/>		<input type="text" value="11,56~17,63"/>	
PASSE DE REVENIMENTO		<input type="text" value="N/A"/>		<input type="text" value="N/A"/>		<input type="text" value="N/A"/>	
LIMPEZA		<input type="text" value="Esmerilhamento/
Escovamento"/>		<input type="text" value="N/A"/>		<input type="text" value="Esmerilhamento/
Escovamento"/>	
TRATAMENTO TÉRMICO DE ALÍVIO DE TENSÕES		RESISTÊNCIA ELÉTRICA <input type="text" value="N/A"/> FORNO <input type="text" value="N/A"/> OUTROS <input type="text" value="N/A"/> TEMPERATURA DE PATAMAR <input type="text" value="N/A"/> à <input type="text" value="N/A"/> °C TEMPO DE PATAMAR (horas) <input type="text" value="N/A"/> CONTROLE APARTIR DE <input type="text" value="N/A"/> °C TAXA DE AQUECIMENTO <input type="text" value="N/A"/> °C/h T. RESFRIAMENTO <input type="text" value="N/A"/> °C/h DIFERENÇA MÁXIMA TEMPERATURA ENTRE TERMOPARES <input type="text" value="N/A"/> °C					
Inspetor de solda n. 2		Setor da Qualidade:		Fiscalização:			

Figura 58 – Relatório de inspeção de soldagem [37].

		R. Q. P. S. REGISTRO DE QUALIFICAÇÃO DE PROCEDIMENTO DE SOLDAGEM (SUBAQUÁTICA MOLHADA - CLASSE B)						Nº: REV.: DATA: FOLHA								
ENSAIOS MECÂNICOS																
TRAÇÃO	Nº DO CP	LARGURA mm	ESPESS. mm	ÁREA mm²	CARGA kgf	TENSÃO Kgf/mm²	LOCALIZAÇÃO DA FRATURA		LAUDO							
	TR-001-01	20,1	11,15	224,11	11240	50,15	Metal base		A							
	TR-001-02	19,99	10,6	211,89	10790	50,92	Metal base		A							
DOBRAMENTO	DIÂMETRO DO CUTELO				38 mm		ÂNGULO DE DOBRAMENTO				180°					
	Nº DO CP	LARGURA mm	ESPESS. mm	DESCONT. mm	LAUDO	Nº DO CP	LARGURA mm	ESPESS. mm	DESCONT. mm	LAUDO						
	DL-001-01	9,5	10,0	< 3,0	A	DL-001-03	9,5	10,0	< 3,0	A						
	DL-001-02	9,5	10,0	< 3,0	A	DL-001-04	9,5	10,0	< 3,0	A						
DUREZA	BRINELL				ROCKWELL				VICKERS		<input checked="" type="checkbox"/>					
	Nº PONTO	M. BASE				ZTA				M. SOLDA						
	DUREZA	149	150	153	165	163	222	205	222	219	210	229	214	224	222	212
	Nº PONTO															
CROQUI											Observações: N/A					
ANÁLISE QUÍMICA	%C	%Mn	%Si	%Cr	%Mo	%Ni	%P	%S								
TEMPERATURA DE IMPACTO		10		°C		DIMENSÕES DO CP		10 x 10		mm						
IMPACTO	LOCALIZAÇÃO DO ENTALHE	Nº CP	ENERGIA ABSORVIDA	Nº CP	ENERGIA ABSORVIDA	Nº CP	ENERGIA ABSORVIDA	ENERGIA ABSORVIDA MÉDIA		Laudo						
	CS	1	44,28	2	41,78	3	34,43	40,16		A						
	LF	1		2		3										
	2mm LF	1	167,79	2	178,96	3	176,18	174,31		A						
	5mm LF	1		2		3										
	CS (RAIZ)	1		2		3										
CERTIFICADOS																
METAL BASE:		N/A		MÂQ. DE TRAÇÃO:		0108/03										
CONSUMÍVEIS:		N/A		BLOCO PADRÃO DUREZA		N/A										
ALICATE VOLT-AMPERÍMETRO:		N/A		MÂQ. DE IMPACTO:		E003/2003										
PIRÔMETRO:		N/A		ENSAIO DE TRAÇÃO:		255/03										
TERMOPARES		N/A		ENSAIO DOBRAMENTO		255/03										
REGIST. TEMPERATURA:		N/A		ENSAIO DE DUREZA:		255/03										
GAMAGRAFIA:		001/03		ENSAIO DE IMPACTO:		255/03										
LÍQ. PENETRANTE:		N/A		ANÁLISE QUÍMICA:		N/A										
PART. MAGNÉTICA:		N/A		MACROGRAFIA:		053/03										
Observação:																
Inspetor de solda n. 2				Setor da Qualidade:				Fiscalização:								

Figura 59 – Relatório de inspeção de soldagem - ensaios [37].

ANEXO H – CHECK LIST DE INSPEÇÃO DE FÁBRICA



CBC Indústrias Pesadas S.A.

PLANO DE INSPEÇÃO E TESTE DE FABRICAÇÃO

Cliente: GDK S.A. (ES)
OFF: 210485

Página: 2/3

PIT-0108/2004 Revisão: B

[illegible]

F - INSPEÇÃO OU TESTE PELO FORNECEDOR DA CBC.
E - EMISSÃO DE RELATÓRIO DIMENSIONAL/CERTIFICADOS.

H - INSPEÇÃO OU TESTE ASSISTIDO PELO INSPECTOR DO CLIENTE / L.R.

X - INSPEÇÃO OU TESTE EXECUTADO PELA CBC.

W - INSPEÇÃO OU TESTE QUE POSSA SER FEITA OU VERIFICADA POR DOC. POSTERIORMENTE PELO INSPECTOR DO CLIENTE / L.R.

- CAMPO SEM PREENCHIMENTO INDICA OPERAÇÃO NÃO APLICÁVEL.

Notas

- 1 Certificado de material para partes de pressão e partes ligadas diretamente a partes de pressão conforme norma (Witness pela Lloyd's e hold pela GDK).
2 Visual/dimensional após conformação com medição da espessura mínima..
3 Qualificação de procedimentos e soldadores/operadores de soldagem conforme código ASME IX.
4 Exame por líquido penetrante nas goivagens e nos chanfros de aberturas para conexões com diâmetro maior/igual 3".
Critério de aceitação: ASME VIII Div. 1 app. 8
Procedimento: CS-Q-E01
5 Exame por líquido penetrante 100% nas soldas das partes de pressão (inclusive soldas tubo/espelho).
Obs: Em conexões com chapa de reforço, o exame deve ser feito após a soldagem do pescoço da conexão ao casco, e novamente após a soldagem da chapa de reforço.
Critério de aceitação: ASME VIII Div. 1 app. 8
Procedimento: CS-Q-E01
6 Exame por raio X conforme indicado no desenho de fabricação.
Critério de aceitação: ASME VIII Div. 1
Procedimento: CS-Q-E05

Figura 60 - Relatório de inspeção de soldagem – ensaios

- 7 Tratamento térmico de alívio de tensões (se aplicável) conforme exigências da norma de fabricação.
- 8 Visual/dimensional dos espelhos usinados
Critério de aceitação: TEMA ed. 99
- 9 Teste hidrostático com pressão conforme indicação de desenho.
Procedimento: CS-Q-015
(hold pela Lloyd's e GDK)
- 10 Teste pneumático nos reforços das conexões
Pressão: 1 kgf/cm²
Procedimento: CS-Q-04
- 11 Data book: 3 cópias (papel), 4 cópias (CD)
Obs: Conforme pedido de compra GDK e especificação I-ET-3010.01-1200-540-PPC-002 item 5.6 a, c, i, j, m, r, s, t, u, v, z, a-1, b-1.
- 12 Inspeção de pré montagem pela Lloyd's nos seguintes casos:
- Uma verificação da conexão "A" x casco (TAG A ou B); uma verificação do casco x flange direito do casco (TAG A ou B).
- 13 Inspeção visual/dimensional das soldas
C.A: CA-T-030

Notas Gerais

- 1 - INSPETORES QUALIFICADOS CONFORME \ QUALIFIED INSPECTORS CONFORM: SNQC
- 2 - Normas ASME ed. 2001 add. 2003.
- 3 - Os procedimentos da CBC (CS) são aplicáveis na sua última revisão na data de execução do ensaio.

Figura 61 - Notas do relatório de inspeção

ANEXO I – DEFINIÇÕES DE DOCUMENTOS PARA CONDICIONAMENTO E COMISSIONAMENTO

1.1.1 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

A seguir, segue as definições dos documentos de engenharia necessários para o desenvolvimento de condicionamento e comissionamento de plantas de processos [38].

1.1.1.1 Especificação de Material para Tubulação

Documento que descreve todas as características técnicas dos materiais usados no projeto de tubulação, serve como base para a emissão da “Especificação de Material para Instrumentação” [38].

1.1.1.2 Memorial Descritivo do Processo

Deve conter a descrição, em acordo com os fluxogramas, do funcionamento da instalação, descrevendo a forma prevista de se fazer o controle, se os equipamentos operam em paralelo ou em série, o que se espera de determinado equipamento e que princípio físico ou químico o equipamento utiliza [38].

1.1.1.3 Relatório do HAZOP

Deve conter o nome do coordenador, o dos técnicos da equipe participante e as planilhas. As planilhas devem mostrar os desvios estudados, as suas causas, as conseqüências (se houver), e indicar se existe algum meio de proteção. Sendo identificada uma conseqüência grave, sem proteção adequada, apresentar uma recomendação que a elimine ou a atenua [38].

1.2 CONDIÇÕES GERAIS DE DOCUMENTOS DE PROJETO

Quando o projeto for executado de forma eletrônica, utilizando base de dados para geração de documentos, deve possuir telas de acesso ao usuário, geração de relatórios para recuperação das informações nele contidas e um controle de revisão para cada documento emitido a partir da base [38].

1.3 CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

A documentação para o condicionamento e comissionamento de um projeto deve conter, no mínimo, as informações as seguintes informações [38].

1. Projeto básico:

- a. **Fluxograma de Processo (DE):** Deve conter a representação simplificada das malhas de controle com simbologia segundo a norma ISA 5.1, identificando a variável, função e localização. Deve conter ainda a representação de equipamentos e linhas principais de processo [38].
- b. **Folha de Dados de Processo (FD):** Deve conter todas as informações de processo necessárias à seleção e dimensionamento dos instrumentos.
- c. **Matriz de Causa e Efeito (DE):** Deve mostrar o inter-relacionamento entre os eventos (causa) e as ações (efeito), que devem ocorrer de forma automática e controlada pelo sistema (SIS, SDCD etc.). Deve ser apresentado em uma forma matricial com as causas nas linhas e os efeitos nas colunas. Devem aparecer separadas as seqüências automáticas de parada, partida ou manobras operacionais específicas, e as seqüências de segurança, em documentos distintos ou no mesmo documento devidamente identificadas [38].
- d. **Lista Preliminar de Instrumentos (LI):** Deve ser emitida em formulário no formato A3 ou A4. Deve conter todos os instrumentos da

unidade, agrupados por malha e em ordem crescente, indicando o serviço onde são utilizados, sua localização física (campo, painel, função em sistema digital), o número do fluxograma e da folha de dados de processo, e o tipo do instrumento previsto (placa, venturi, termopar). Funções lógicas/matemáticas configuráveis e tagueadas devem ser indicadas na lista.

- e. **Fluxograma Preliminar de Engenharia (DE):** Deve conter as malhas de controle, indicações, alarmes e intertravamentos, explicitando as funções de instrumentos, sua identificação, localização, tipo de sinal de controle (pneumático, eletrônico e digital), tipo da instrumentação de supervisão (painel convencional, SDCCD, CLP) e válvulas de segurança e alívio. Deve conter, também, notas explicativas e recomendações ou exigências do projeto básico quanto à localização ou outros requisitos pertinentes à instrumentação. Deve indicar ainda as interligações de intertravamentos e controles com as unidades fornecidas em “pacotes” e sistema de controle avançado [38].
- f. **Critérios de Projetos para Instrumentação (ET):** Deve ser emitido em formulário no formato A4 e conter os conceitos, normas e critérios para orientar a execução dos documentos do projeto de detalhamento, que sejam complementares.
- g. **Diagrama Lógico (DE):** O diagrama lógico mostra o inter-relacionamento entre as ações e os eventos que devem ocorrer de forma automática e controlada pelo sistema. Também devem aparecer as seqüências automáticas de parada, partida ou manobras operacionais específicas. Deve ser representado através de portas lógicas conforme a norma ISA 5.2. As informações de uma mesma lógica devem estar contidas em uma mesma folha, facilitando a compreensão. O documento deve representar a lógica na sua forma mais simplificada.
- h. **Arquitetura de Sistema (DE):** Deve mostrar de forma simbólica os equipamentos principais do sistema (SDCCD, CLP, PI, PES, STVM, STT,

IHM, EMED, sistema analítico, unidades “pacotes” e outros), sua localização física e de que maneira se interligam. Neste documento devem estar claros os tipos de redes, os meios de comunicação e os protocolos utilizados.

- i. **Folha de Dados para Instrumentos Especiais (FD):** Deve ser emitida em formulário no formato A4, similar às folhas de dados de instrumentos, e conter todas as informações necessárias ao projeto de detalhamento e compra de instrumentos especiais, de uso pouco comum ou cuja especificação deve ser especial por exigências de processo [38].
- j. **Especificação Técnica para Sistemas Especiais (ET):** Deve ser emitida em formulário no formato A4 e conter todos os dados e especificações, necessários ao projeto de detalhamento e a compra do sistema. São exemplos típicos: STVM, STT, sistema de supervisão, controle e aquisição de dados, sistema analítico e PES.
- k. **Diagrama de Controle de Processo (DE):** Deve ser emitido em formulário no formato A4 e conter detalhes das malhas de controle regulatório com uma definição clara das funções e cálculos envolvidos, sua interligação com outras malhas, cascatas e “bias”. Deve existir sempre que os fluxogramas de engenharia não consigam deixar a função da malha esclarecida. Deve atender a norma ISA 5.1.
- l. **Descritivo de Malhas de Controle (MD):** Deve ser emitido em formulário no formato A4 e conter explicações sobre o objetivo e forma de funcionamento das malhas de controle, bem como explicitar as equações, parâmetros e algoritmos a serem ajustados nas funções envolvidas nestas malhas. Complementa e pode ser complementado pelo diagrama de controle de processo.
- m. **Memorial Descritivo do Sistema de Instrumentação (MD):** Deve ser emitido em formulário no formato A4 e conter informações que permitam o entendimento do projeto de instrumentação/automação como um todo, o escopo de fornecimento de materiais, equipamentos e

serviços e a descrição dos diversos elementos dos sistemas de instrumentação, individualmente [38].

2. Projeto Executivo

- a. **Cronograma de Projeto (CR):** Deve listar cronologicamente as atividades/documentos que são realizadas/emitidos, o grau de interdependência entre as atividades/documentos, inclusive considerando as outras disciplinas, com um diagrama de barras associado, identificando as datas de início e fim da atividade e o tempo de duração.
- b. **Lista de Documentos de Projeto (LD):** Deve conter todos os documentos que são emitidos para o projeto e campos para o número do documento, título, formato, revisão, propósito da emissão e data da emissão (última ou previsão) [38].
- c. **Lista de Instrumentos (LI):** Deve conter todos os instrumentos da unidade, inclusive instrumentos fornecidos com os equipamentos e pacotes. Os instrumentos devem ser listados por malha, em ordem alfabética e crescente. A lista de instrumentos deve ser elaborada no início do projeto e usada com ferramenta de controle de andamento do projeto, portanto deve ser revisada, após inclusão ou exclusão de instrumentos, emissão ou cancelamento de documentos, ou quando necessário. Os documentos somente devem ser lançados na lista após sua emissão. Funções lógicas/matemáticas configuráveis e “tagueadas” devem ser indicadas na lista.
- d. **Lista de Cabos (LI)** Caso a opção do projeto seja pelo formulário simplificado, deve ser emitido, obrigatoriamente, o diagrama de interligação elétrica. No preenchimento, utilizar folhas separadas por caixa de junção, ou por armário/painel, e listar os tipos de cabos. Todos os pares e bornes reservas devem estar indicados e os cabos devem levar o mesmo número do instrumento de campo [38].

- e. **Lista de Materiais (LI):** As listas devem mostrar o material, suas especificações técnicas, quantidades e revisões de quantidade. As listas devem ser separadas por documento. Caso não exista requisição de material no projeto, as descrições devem ser completas para possibilitar a compra.
- f. **Lista de Pontos de Ajuste (LI):** Deve ser emitida em formulário no formato A4. Deve conter o “tag” do instrumento, a faixa de medição do processo, o “range” do instrumento, o tipo de alarme (se for o caso) e o valor do ajuste, em unidades de engenharia e percentagem do “range”. Devem estar nesta lista todos os instrumentos que tenham algum tipo de calibração e os que possuam alarme configurado em sistemas de supervisão, controle ou segurança [38].
- g. **Lista de Entradas e Saídas (LI):** Deve ser emitida por equipamento (SDCD, PES, CLP, etc.) em formulário no formato A4 ou A3. Deve conter, no mínimo, os seguintes campos agrupados pelo tipo:
 - i. “tag”;
 - ii. tipo (entrada analógica, saída analógica, entrada discreta, etc.);
 - iii. fluxograma;
 - iv. endereço físico (identificação que permita localizar o ponto físico da entrada ou saída no equipamento);
 - v. alimentação (2 fios ou 4 fios para entrada analógica ou nível de tensão para entrada e saída discreta);
 - vi. tipo de contato (NA/NF, para entrada discreta definir em função do contato do campo, para saída discreta definir em função do contato do equipamento);
 - vii. estado em operação (energizado ou desenergizado, para entrada e saída discreta);
 - viii. redundância (sim ou não).
- h. **Lista de Comunicação (LI):** Deve ser emitida em formulário no formato A4. Deve conter todos os dados que são trocados por cada via

de comunicação entre equipamentos (SDCD, CLP, PES e outros) por meio digital. As informações devem ser agrupadas conforme o tipo de acordo com a organização do meio de comunicação, tendo, no mínimo, os seguintes campos:

- i. “tag”;
- ii. função;
- iii. endereço lógico.

Nota: Deve ser identificada a via de comunicação e o equipamento envolvido.

- a. **Especificação Técnica do Sistema de Supervisão e Controle (ET):** Deve ser emitida em formulário no formato A4. Deve definir os equipamentos, suas especificações técnicas, as formas de comunicação entre os diversos componentes do sistema, com seus requisitos técnicos e toda e qualquer informação técnica relevante para o correto entendimento do sistema de supervisão. Pode ser complementada por outras especificações [38].
- b. **Especificação Técnica do Sistema Instrumentado de Segurança (ET):** Deve ser emitida em formulário no formato A4. Deve definir requisitos para os equipamentos, suas especificações técnicas e detalhar a forma de implementar o sistema. O documento deve ainda explicitar os requisitos gerais do projeto do SIS, intervalos requeridos para testes das malhas de segurança e condições para “by-pass” e reativação do intertravamento.
- c. Nota: Pode ser complementada por outras especificações.
- d. **Memória de Cálculo de Dimensionamento de Elementos Primários de Vazão (MC):** Deve ser emitida em formulário no formato A4. Deve incluir o cálculo das dimensões, da vazão máxima e do diferencial de pressão. Deve ser feita para elementos sob medida ou padronizados, observando as considerações dos requisitos estabelecidos pelos critérios de projetos.

- e. **Memória de Cálculo de Dimensionamento de Válvula de Controle (MC):** Deve ser emitida em formulário no formato A4. Deve ser calculado o CV, nível de ruído, velocidade de saída e faixa de controle (“stroke”) sendo observadas as considerações feitas pelas normas aplicáveis e requisitos estabelecidos pelos critérios de projetos.
- f. **Memória de Cálculo de Dimensionamento de Válvula de Alívio e Segurança (MC):** Deve ser emitida em formulário no formato A4. Deve ser dimensionado o orifício das válvulas de alívio e segurança, tendo como base os dados de processo, as normas aplicáveis e requisitos estabelecidos pelos critérios de projetos.
- g. **Fluxograma de Engenharia (DE):** Deve conter as malhas de controle, indicação, alarme e intertravamento mostrados de forma detalhada, com a função de cada instrumento, sua identificação e localização, tipo de sinal de controle (pneumático, eletrônico), tipo da instrumentação (painel convencional, SDCD, CLP). As válvulas de controle devem ter indicada a sua posição em caso de falha. As válvulas de alívio e segurança devem ter indicados os diâmetros e classe de pressão dos bocais de entrada e saída. Devem ser indicados, inclusive, os instrumentos de unidades fornecidas em “pacotes”. Os acessórios necessários à instalação dos instrumentos não devem ser mostrados, a menos que necessário à compreensão das suas funções. A simbologia deve seguir os critérios da norma ISA 5.1 [38].
- h. **Especificação de Material para Instrumentação (ET):** Deve ser emitida em formulário no formato A4. Deve ser o documento que descreve todas as características técnicas dos materiais usados no projeto de instrumentação, sendo correlacionados com os de tubulação.
- i. **Diagrama de Interligação Elétrica (DE):** Deve ser emitido em formulário nos formatos A2 ou A1. Deve conter informações que permitam a ligação dos cabos ou multicabos no instrumento, nas caixas de junção, nos armários, nos painéis, identificando o borne, fio, cabo,

eletrodutos, permitindo a ligação correta de todos os elementos do circuito, desde o campo até o sistema de supervisão. Pode ser emitido em separado por área física para atender as necessidades de montagem no campo.

- j. **Planta de Instrumentação Pneumática (DE):** Deve ser emitida em formulário nos formatos A1 ou A0. Deve ser feita na mesma escala e limites da planta de tubulação, indicando equipamentos e colunas, as linhas de distribuição de ar com seus diâmetros e elevações. Os instrumentos e caixas de junção pneumáticas, sua locação e elevação, devem estar indicadas, assim como as interligações entre instrumentos de campo e a simbologia utilizada. Devem ser representadas a seta norte e coordenadas do desenho e quando forem mais de 2 desenhos deve haver, junto à legenda, uma planta-chave da unidade com a localização do desenho em questão hachurada. Devem constar no documento também, dados como largura de bandejas, elevações e mudanças de elevação, suportes, quantidade e identificação dos tubos e multitubos que nela trafegam, e qualquer outro dado necessário à correta interpretação do documento e montagem. Deve ser feito um sumário de todo o material constante na planta, inclusive os materiais de suportes necessários à montagem. Este documento pode ser incorporado à planta de instrumentação elétrica, desde que o documento não fique muito congestionado [38].
- k. **Planta de Instrumentação Elétrica (DE):** Deve ser emitida em formulário nos formatos A1 ou A0. Deve ser feita na mesma escala e limites da planta de tubulação e/ou elétrica, indicando equipamentos e colunas. Os instrumentos e caixas de junção elétricas e eletrônicas, sua locação e elevação, devem estar indicados. Dados como bitola dos eletrodutos, largura de bandejas, elevações e mudanças de elevações, tipo de sinal, quantidade e identificação de cabos e multicabos, devem estar indicados no desenho, assim como os suportes necessários. Devem

ser representadas a seta norte e coordenadas do desenho, número do desenho em que a planta continua, e quando forem mais de 2 desenhos deve haver, junto à legenda, uma planta-chave da unidade com a localização do desenho em questão hachurada. Deve ser feito um sumário de todo o material constante na planta, inclusive os materiais de suportes necessários à montagem [38].

- l. **Planta de Encaminhamento de Multicabos na Sala de Controle (DE):** Deve ser emitida em formulário nos formatos A1 ou A0. Deve mostrar a forma de chegada dos multicabos na sala de controle e o percurso que eles fazem até o seu destino. As interligações entre os painéis devem, também, estar detalhadas, assim como cortes e detalhes de canaletas, bandejas e eletrodutos com a identificação dos cabos e circuitos. Indicar os pontos de aterramento para a instrumentação e os cabos de ligação deste ponto às barras de terra da elétrica. Deve constar na planta um sumário do material necessário à montagem com bandejas, eletrodutos e suportes. Os cabos e multicabos devem ser identificados de forma que se possa acompanhar o seu encaminhamento dentro da sala.
- m. **Diagrama de Malha (DE):** Deve ser emitido em formulário no formato A3. Os instrumentos devem estar distribuídos em colunas de acordo com a sua localização física (campo, caixa de junção, armário de rearranjo, painel, SDCD e outros). Devem constar no documento todos os componentes da malha com seus “tags”, a identificação de todos os terminais nos instrumentos, painéis, caixas de junção e armários, a identificação de cabos e multicabos, a ligação a fontes de energia, mostrando os valores de tensão e/ou pressão, representando também os fusíveis e barras de aterramento. O documento deve mostrar a malha completa, contendo inclusive as informações pertinentes ao SDCD, tais como: borneiras, localização, endereçamento físico e representação simplificada das funções configuradas. Deve ser representada uma malha por folha, exceto quando forem somente de indicação, onde até 3 malhas

podem ser mostradas. Devem ser representadas no documento a simbologia e codificação e conter folha índice com os “tags” em ordem alfabética e o número da folha, quando o documento tiver mais de 15 folhas. A norma ISA 5.4 deve ser utilizada como referência [38].

- n. **Diagrama Lógico (DE):** Deve ser emitido com a simbologia conforme a norma ISA 5.2, contendo todos os eventos indicados na matriz de causa e efeito e/ou memoriais descritivos de proteção, intertravamento e operação. O formato deve ser aquele que possibilite o melhor entendimento da lógica, devendo ser definido pelo usuário.
- o. **Detalhe de Instalação ao Processo (DE):** Devem constar no documento, todos os materiais necessários à montagem, sua especificação (classe de pressão, diâmetro, tipo do material), o limite de fornecimento entre a tubulação e a instrumentação, orientação das tomadas, inclinação dos tubos nas montagens remotas, e suas respectivas elevações. Nos instrumentos de pressão diferencial as tomadas de alta e baixa pressão devem estar claramente identificadas. Deve haver uma folha com a simbologia utilizada e quando o documento tiver mais de 15 folhas, um índice com os “tags” em ordem alfabética.
- p. **Detalhe de Instalação Pneumática (DE):** Devem constar no documento, todos os materiais necessários à montagem, sua especificação (classe de pressão, diâmetro, tipo do material), o limite de fornecimento entre este detalhe e a planta de locação pneumática, assim como toda a parte pneumática, desde a válvula de bloqueio do suprimento de ar, até as interligações entre instrumentos, todos representados em uma única página. Caso a instrumentação do painel seja também pneumática, os pontos de conexão até o painel devem estar identificados. Deve haver uma folha com a simbologia utilizada e quando o documento tiver mais de 15 folhas, um índice com os “tags” em ordem alfabética [38].

- q. **Detalhe de Instalação Elétrica (DE):** Devem constar no documento, todos os materiais necessários à montagem, sua especificação (diâmetro, tipo do material, grau de proteção, tipo de proteção) e o limite de fornecimento entre este detalhe e a planta de locação elétrica, geralmente um condutele. Deve haver uma folha com a simbologia utilizada e quando o documento tiver mais de 15 folhas, um índice com os “tags” em ordem alfabética. O detalhe deve trazer claramente indicado a qual classificação elétrica de área ele atende.
- r. **Diagrama Funcional (DE):** Deve mostrar todos os circuitos elétricos que executam a lógica de controle e/ou intertravamento de um equipamento ou sistema. Devem constar no documento todas as alimentações, os instrumentos que façam parte do circuito, chaves, fusíveis, reles e bornes. Todos os elementos devem ser mostrados em condições de prateleira. O documento deve ser orientado por endereços de forma a se achar facilmente os contatos de um relé ou chave em outras folhas e vice versa [38].
- s. **Lista de Cargas Elétricas de Instrumentação (LI):** Deve ser emitida em formulário no formato A4 e deve conter a descrição das cargas elétricas de instrumentação, sua localização, a potência e o tipo de alimentador. Para sistemas de alimentação confiável deve ser especificada a sua autonomia em caso de falta da alimentação normal.
- t. **Detalhes Gerais de Montagem (DE):** Devem ser incluídos neste documento detalhes de estruturas metálicas (painéis locais), suportes para montagem de instrumentos, eletrodutos e bandejas. Deve estar indicado para cada tipo de suporte os instrumentos ou equipamentos que o suporte utiliza. Deve haver uma folha com a simbologia utilizada e quando o documento tiver mais de 15 folhas, um índice com os “tags” em ordem alfabética [38].
- u. **Desenho de Arquitetura de Sistemas de Supervisão (DE):** Deve mostrar de forma simbólica os equipamentos do sistema, sua localização

física e de que maneira se interligam (SDCD, CLP, PES, STVM, STT, IHM, EMED, sistema analítico, unidades pacotes e outros). Neste documento devem estar claros os tipos de redes, os meios de comunicação e os protocolos utilizados.

- v. **Folha de Dados de Instrumentos (FD):** Deve conter as informações necessárias ao projeto de detalhamento e a compra dos instrumentos.
- w. **Requisição de Material (RM):** Deve conter as informações necessárias à compra dos materiais, documentos necessários, manuais que devem ser entregues e treinamentos que devem ser ministrados, entre outros.
- x. **Parecer Técnico (PT):** Devem conter o objeto ou motivo do parecer, apresentando a documentação emitida para a compra, apresentação da documentação recebida para análise técnica, resumo do trabalho de análise dos documentos recebidos, bem como do trabalho de ratificação, homogeneização e uniformização dos itens analisados. Esta análise deve incluir prazos de fornecimento. E por fim, indicação conclusiva do parecer, recomendações não devem atrapalhar a conclusão. Quando houver mais de uma proposta, junto com o parecer técnico deve ser apresentado um mapa comparativo das propostas apresentadas devendo conter todos os itens relacionados nas folhas de dados, requisições de materiais e outros documentos integrantes do pedido de compra [38].
- y. **Documentação Emitida pelos Fabricantes:** Além dos documentos comuns de projeto já mencionados, a documentação emitida pelos fabricantes deve incluir o descrito nos itens abaixo:
 - i. **Cronograma de Fabricação:** Deve ser elaborado, de preferência, pelo sistema PERT, “Gant” ou similar com a identificação clara do(s) caminho(s) crítico(s) para a fabricação do(s) equipamento(s). Deve ser fornecido juntamente com a proposta técnica, de maneira simplificada e apresentado pelo vencedor da concorrência, de maneira detalhada.

ii. Desenhos dos Equipamentos, Instrumentos ou Materiais:

Devem ser emitidos para aprovação da projetista conforme prioridade para fabricação dos materiais, bem como liberação de informações para o desenvolvimento do projeto. Devem, posteriormente, ser emitidos em caráter certificado.

iii. Lista de Documentos: A lista deve identificar todos os documentos a serem elaborados pelo fabricante e deve, para cada documento relacionado, mostrar as datas previstas para sua emissão.**iv. Relatórios de Ensaio:** Os documentos de compra emitidos pela projetista devem definir quais os ensaios de “tipo” necessários. Devem também definir a necessidade do envio de resultados de ensaios em “protótipos”. Os relatórios dos ensaios realizados devem ser encaminhados ao órgão de projetos, para apreciação, tão logo sejam efetuados, quer tenham sido assistidos pelo comprador ou não.**v. Manuais de Montagem, Operação e Manutenção dos Equipamentos/Instrumentos:** Documentos encaminhados pelo fabricante/fornecedor, ao órgão responsável pelo projeto executivo contendo, no mínimo:

1. especificações técnicas do equipamento/instrumento, bem como todos os componentes e acessórios solicitados;
2. desenhos esquemáticos e diagramas elétricos detalhados indicando componentes e pontos de teste;
3. folhas de dados devidamente preenchidas “como comprado” ou “como construído”;
4. tabelas de comunicação (endereçamento lógico, exemplo: ModBus) que permitam a configuração de todos os sistemas digitais interligados ao equipamento sendo fornecido conforme padrão PETROBRAS;

5. procedimentos para montagem;
6. procedimentos para operação;
7. lista de peças sobressalentes para 2 anos de operação;
8. catálogos técnicos com todos os dados característicos;
9. relatórios de testes e ensaios;
10. instruções para armazenagem.

z. **Certificados:** Devem ser fornecidos os certificados que atestam o atendimento às especificações de compra ou características específicas de instalação, uso ou desempenho, por órgãos reguladores ou por legislação específica. Devem ser emitidos por entidades credenciadas legalmente [38].