



FCTUC DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Riscos de Vazamentos, Incêndios e Explosões em Terminais Petroquímicos Ocasionados pela Falta de Integridade Física em Tubulações Industriais

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Segurança aos Incêndios Urbanos

Autor

Moisés Gomes da Silva

Orientador

Professor Doutor João Paulo Correia Rodrigues (UC – PT)

Professora Doutora Cristina Calmeira dos Santos (IPCB–PT)

Esta dissertação é da exclusiva responsabilidade do seu autor, não tendo sofrido correcções após a defesa em provas públicas. O Departamento de Engenharia Civil da FCTUC declina qualquer responsabilidade pelo uso da informação apresentada

Coimbra, Outubro, 2014

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar a Deus, que foi e sempre será o autor da minha fé, que me sustentou nos momentos mais difíceis da minha vida e me proporcionou esta grande vitória na minha carreira, toda honra e toda glória seja dada a Deus.

Ao meu orientador Professor Doutor João Paulo Rodrigues pelo incentivo e orientação, sem o seu apoio não era possível a realização desta dissertação.

À minha co-orientadora Professora Doutora Cristina Calmeira dos Santos pela orientação e por todas as correções necessárias para finalização desta dissertação.

Ao Meu irmão José de Arimatéia, pela total ajuda nos momentos difíceis sempre esteve presente para me ajudar.

À minha esposa Estefânia e a meus maravilhosos filhos Matheus e Camyla por me terem apoiado e resistido bravamente a todo o período que fiquei fora do Brasil.

À minha família que me ajudou com orações e palavras de conforto.

Aos meus pais Júlio Gomes da Silva e Ana Alves da Silva “Memórias Póstumas” essa conquista é para vocês que me geraram e nas suas limitações me deram amor e educação. Descansem em paz nos braços de Deus.

Ao Coronel e Engenheiro Avelino Dantas, Ex-Comandante do Corpo de Bombeiros Sapadores de Coimbra, pelo total apoio além-mar, fator fundamental para realização deste sonho, Coronel Dantas meu muito obrigado.

Ao Engenheiro Paulo Palrilha Atual Comandante do Corpo de Bombeiros Sapadores de Coimbra, pelo apoio.

A todos os Professores e colegas do Mestrado pelo convívio.

A todos os integrantes do Corpo de Bombeiros Sapadores de Coimbra pela amizade e pelo apoio que me concederam durante a minha estadia em Portugal.

Ao Amigo Carlos Carecho pelo apoio e incentivo.

RESUMO

O processo de transporte, transferência e armazenamento de produtos químicos a base de hidrocarbonetos é feito através de condutos fechados denominados tubos e acessórios que precisam de estar adequados e bem conservados para o transporte desses materiais altamente voláteis e inflamáveis, que requerem um cuidado todo especial para que seja evitado o vazamento destes produtos que, na maioria das vezes, desencadeiam incêndios e explosões, gerando sempre muitas perdas financeiras e, o que é muito pior, vidas humanas.

O objetivo deste trabalho é fazer uma avaliação geral dos riscos de vazamentos, incêndios e explosões nos quais os terminais petroquímicos estão expostos fazendo a identificação e o levantamento da falha que leva ao acidente devido ao fator corrosão, e após o acidente acontecer, colocarmos em prática os meios de mitigação adequados para evitar a expansão dos impactos sociais, económicas e ambientais.

Para aplicação desta metodologia, selecionou-se o Terminal Petroquímico de propriedade da Petrobras Transportes, localizado na cidade de São Luis, capital do Estado do Maranhão – Brasil, onde foram aplicados os principais Métodos de Análise de Riscos de Incêndios em suas edificações e como aplicação prática foi feito a inspeção por ultra-som em uma linha de transporte de GLP – Gás Liquefeito de Petróleo, para acompanhamento do controlo da integridade física.

Os resultados encontrados demonstraram que os métodos de análise de riscos contribuem de maneira satisfatória para identificar e aumentar a segurança contra os riscos catastróficos, porém são vulneráveis em suas aplicações em projetos e em plantas industriais por não considerarem a possibilidade de falhas simultâneas no sistema, necessitando de outros tipos de avaliações para aumentar a segurança em níveis aceitáveis.

Já a técnica de inspeção medição de espessura por ultra-som nos deu uma avaliação representativa quanto controlo da corrosão, onde os resultados encontrados nos dará plenas condições de nos anteciparmos de forma preventiva quanto aos perigos de uma possível ruptura na linha devido aos desgastes sofridos ao longo do tempo.

Palavras Chave: tubulação, vazamento, incêndio, explosão, indústria.

ABSTRACT

The process of transport, transfer and storage of chemicals to hydrocarbon based products is done through closed conduits named pipes and fittings that need to be appropriate and well-maintained to transport these highly volatile and flammable materials which require special care to the leakage thereof which, in most cases, trigger fires and explosions is avoided, when generating a lot of financial losses and what is worse, human lives.

The objective of this work is to make a general assessment of the risks of leaks, fires and explosions in which the terminals are exposed doing petrochemical identification and survey the flaw that leads to accidents due to corrosion factor, and after the accident happens, put into practice adequate to prevent the expansion of social, economic and environmental impacts means of mitigation.

For application of this methodology, we selected the Petrochemical Terminal owned by Petrobras Transport, located in the city of São Luis, capital of Maranhão - Brazil, where the main methods of Fire Risk Analysis were applied in their buildings and how application practice inspection was made by ultrasound in a transmission line LPG - Liquefied Petroleum Gas, for monitoring the control of physical integrity.

The results showed that the methods of risk analysis contribute satisfactorily to identify and increase security against catastrophic risks, but are vulnerable in their applications in projects and industrial plants do not consider the possibility of concurrent failures in the system, requiring other types of assessments to increase security at acceptable levels.

Already inspection technique thickness measurement by ultrasound gave us a representative assessment as corrosion control, where the results will give us anticipate the full conditions of a preventive way about the dangers of a possible break in the line due to wear suffered by over time.

KEYWORDS: Pipe, Leak, Fire, Explosion, Industry.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	i
RESUMO	ii
ABSTRACT	iii
ÍNDICE.....	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE QUADROS	ix
ABREVIATURAS	x
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Estrutura da Tese	3
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1 Entendendo as causas dos vazamentos, incêndios e explosões nas indústrias petroquímicas.....	5
2.2 Aprendendo com as estatísticas	6
2.3 Como falhas no programa de integridade mecânica conduzem a falhas catastróficas?	7
2.4 Análise da Integridade física das instalações.....	7
2.4.1 Inspeção, testes e manutenção preventiva para garantir a integridade mecânica das instalações.....	8
2.4.1.1 Cadeia de Eventos de um Programa de Gerenciamento de Acidentes	11
2.4.1.2 Cadeia de Eventos e Falhas de Inspeção.....	11
2.5 Inspeção em equipamentos industriais	12
2.6 Métodos de inspeção e testes para reduzir a probabilidade de acidentes.	12
2.6.1 Principais tipos de inspeção e controle para assegurar a integridade mecânica dos equipamentos.	13
2.6.1.1 Método de Inspeção Visual.....	13
2.6.1.2 Método de Inspeção Radiográfica.	14
2.6.1.3 Método de Inspeção por Ultra-Som.....	14
2.6.1.4 Método de Inspeção por Líquido Penetrante	15
2.6.1.5 Método de Inspeção por Estanqueidade.	15
2.6.1.6 Método de Inspeção por Teste Hidrostático.	16
2.6.1.7 Proteção Catódica	17
2.7 Manutenção.....	18
2.7.1 Tipos de Manutenção.....	18
2.7.1.1 Manutenção Corretiva.....	18
2.7.1.2 Manutenção Preventiva.....	19
2.7.1.3 Manutenção Preditiva	19

2.8	Manutenção Baseada no Risco	19
2.9	Histórico de alguns acidentes registrados no Brasil	22
2.10	Histórico de alguns acidentes registrados em Portugal	25
2.11	Histórico de alguns acidentes registrados no Mundo	26
3 PRINCIPAIS NORMAS APLICÁVEIS QUANTO A ANÁLISE DA INTEGRIDADE DOS EQUIPAMENTOS DAS INSTALAÇÕES		27
3.1	OSHA – Occupational Safety and Health Administration	27
3.2	API 581 – Risk-Based Inspection – (RBI).....	28
3.3	N-2782 – Técnicas Aplicáveis à análise de Riscos Industriais.....	29
4 MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCOS DE INCÊNDIO		30
4.1	Introdução	30
4.1.1	Técnicas de Análise de Riscos.....	30
4.1.1.1	Método de Gretener	30
4.1.1.2	F.R.A.M.E.....	33
4.1.1.3	Árvore de Acontecimentos (ou Eventos).....	38
4.1.1.4	Árvore de Falhas	38
5 ANÁLISE DE RISCO PREDOMINANTE DA FALHA		42
5.1	Potencialidade da Falha (Causas da Falha).....	42
5.1.1	Corrosão.....	43
5.1.2	Falhas por Corrosão	44
5.1.3	Corrosão externa.....	45
5.1.4	Corrosão Galvânica	45
5.1.5	Corrosão Interna	46
5.1.6	Classificação do Potencial de Corrosividade.....	47
5.2	Potencialidade da Consequência.....	48
5.2.1	Risco	48
5.2.2	Perigo.....	49
5.2.3	Consequência da Falha	49
5.3	Principais danos ocasionados após a falha	49
5.3.1	Danos Sociais.....	49
5.3.2	Danos Económicos	51
5.3.3	Danos Ambientais.....	53
6 RESPOSTAS AS EMERGÊNCIAS PARA TERMINAIS.....		54
6.1	Respostas e planejamento de emergências	54
6.1.1	Avaliação do Cenário de emergências.....	55
6.1.2	Ações de estratégia de acordo com os cenários críticos de emergência.....	56
6.2	Proteção física – galeria, diques e bacias de contenção.....	57
6.3	Drenagem.....	58
6.4	Proteção física – dispositivos de alívio.....	58
6.5	Função instrumental de segurança.....	59
6.6	Alarmes críticos e intervenção Humana	59
7 ESTUDO DE CASO		61
7.1	Descrição do local da Instalação industrial.....	62
7.1.1	Localização Geográfica	62
7.1.2	Condições climáticas	62

7.2	Principais características da unidade industrial	63
7.2.1	Instalações de São Luís.....	63
7.2.2	Tancagem.....	64
7.2.3	Tubovia	65
7.2.4	Meios de carga e descarga	65
7.2.5	Sistema de Combate a Incêndio.....	66
7.2.6	Outros equipamentos de apoio.....	70
7.2.7	Sistemas de utilidades.....	70
7.3	Características dos produtos armazenados de acordo com a FISPQ – Ficha de Informação de Produto Químico.	72
7.3.1	Óleo Diesel	73
7.3.2	MGO (Marine Gás Oil)	74
7.3.3	MF (Marine Fuel)	75
7.3.4	BPF (Óleo combustível)	77
7.3.5	GLP.....	78
7.4	Condições de contorno do sistema.....	79
7.5	Modos de falha do sistema.....	81
7.6	Aplicação do Método Gretener.....	81
7.7	Aplicação do Método F.R.A.M.E. (Fire Risk Assessment Method for Engineering).	83
7.8	Árvore de Acontecimentos (ou Eventos).....	85
7.9	Árvore de Falhas	85
7.10	Ultra-Som.....	85
7.11	Comparação entre os Métodos.....	89
8	CONCLUSÕES.....	91
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	93
	ANEXOS	
	ANEXO A – DEFINIÇÕES E TERMINOLOGIAS	
	ANEXO B – INSTALAÇÃO INDUSTRIAL	
	ANEXO C – APLICAÇÃO DOS MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCO DE INCÊNDIO	
	ANEXO D – APLICAÇÃO PRÁTICA DE AVALIAÇÃO DO CONTROLE DA INTEGRIDADE MECÂNICA POR ULTRA SOM NA LINHA DE GLP DE 8’’	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Perdas devido a falhas no Programa de Gestão de processos de Segurança	9
Figura 2. Perdas devido a falhas no Programa de Integridade Mecânica	9
Figura 3. Perdas devido a falhas no Gerenciamento dos Equipamentos	10
Figura 4. Falhas em oleodutos quentes.....	20
Figura 5. Falhas em oleodutos quentes e frios	20
Figura 6. Notícias sobre incêndios devido ao fator corrosão,	23
Figura 7. Informações sobre vazamentos de produtos causados pela corrosão,.....	24
Figura 8. Relatos de acidentes por falhas em tubulações associado ao fator corrosão.....	25
Figura 9. Equipamento de Medição de Espessura Digital por Ultra Som,.....	40
Figura 10. Fluxograma do modelo de falha e risco	43
Figura 11. Ciclo dos metais	44
Figura 12. Danos econômicos devido ao fator corrosão	52
Figura 13. Localização do Terminal Aquaviário da Petrobras Transporte S.A	61
Figura 14. Tanque de armazenamento de água para incêndio,.....	67
Figura 16. Canhão monitor para lançamento de água e espuma	67
Figura 15. Casa de bomba de incêndio.....	67
Figura 17. Mangueiras	67
Figura 18 . Agulheta,	68
Figura 20. Sistema de refrigeração esferas,.....	68
Figura 19. Sistema de refrigeração tanques,.....	68
Figura 21. Sistema de injeção de espuma	68
Figura 22. Sistema de esguichos para produção de neblina	69
Figura 23. Sistema de detecção de gás (GLP),.....	69
Figura 24. Tubulação de carga e descarga de Óleo Diesel.....	74
Figura 25. Tubulação de carga e descarga de MGO.....	75
Figura 26. Tubulação de carga e descarga de MF (Marine Fuel).....	76
Figura 27. Tubulação de carga e descarga de BPF (Óleo combustível).....	78
Figura 28. Tubulação de carga e descarga de GLP	79

Figura 29. Localização do Terminal da Transpetro e das companhias distribuidoras	80
Figura 30. Bloco de Calibração para aço carbono.....	87
Figura 31. Encaminhamento dos trechos da linha de GLP 8”	88

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 1. Histórico de Acidentes e Falhas	6
Quadro 2. Falha típica do programa de integridade Mecânica	7
Quadro 3. Cadeia de eventos de acidentes e falhas	11
Quadro 4. Cadeia de eventos de falhas de inspeção	11
Quadro 5. Causas de falhas em equipamentos	20
Quadro 6. Estatísticas no mundo	21
Quadro 7. Evolução da Manutenção,	28
Quadro 8. Potencial de corrosividade em função do histórico de falha por corrosão interna	47
Quadro 9. Potencial de corrosividade em função da taxa de corrosão,.....	47
Quadro 10. Características químicas e oleosas dos produtos armazenados	50
Quadro 11. Predominância dos ventos no Terminal Aquaviário de São Luis,.....	63
Quadro 12. Capacidade de armazenamento de produtos.....	64
Quadro 13. Diâmetro, produtos e capacidade de escoamento,.....	65
Quadro 14. Diâmetro, produtos e capacidade de escoamento dos mangotes,.....	66
Quadro 15. Rede de dutos de GLP para companhias distribuidoras	66
Quadro 16. Capacidade volumétrica de armazenamento das principais substâncias,.....	72

ABREVIATURAS

A – Fator de perigo de ativação (Método de Gretener)

A – Risco aceitável para o edifício e seu conteúdo; A1 – para os ocupantes; A2 – para a atividade (F.R.A.M.E.)

ABENDE – Associação Brasileira de Ensaio Não Destrutivos

AF – Árvore de Falha

AE – Árvore de Evento

AIChE – American Institute of Chemical Engineers

APR – Análise Preliminar de Risco

ASTM – American Society for Testing and Materials

B – Fator de exposição ao perigo (Método de Gretener)

CDA – Centro de Defesa Ambiental

CEMAR – Companhia Energética do Maranhão

CFTV – Circuito Fechado de Televisão

CLP – Controlador Lógico Programável

CETESB – Companhia de Tecnologia e Saneamento Ambiental do Estado de São Paulo

CPTEC – Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos

D – Nível de proteção do edifício e seu conteúdo; D1 – dos ocupantes; D2 – da atividade (F.R.A.M.E.)

F – Medidas construtivas (Método de Gretener)

F0 – Fator de resistência estrutural ao fogo (F.R.A.M.E.)

FRAME – Fire Risk Assessment Method for Engineering

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo

HAZOP - Hazard And Operability Studies

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

LGE – Líquido Gerador de Espuma

M – Fatores de proteção (Método de Gretener)

MGO - Marine Gás Oil

N – Medidas normais (Método de Gretener)

NBR – Norma Brasileira

NFPA – National Fire Protection Association

NGB – Nacional Gás Butano

OSHA – Occupational Safety and Health Administration

P – Fatores de perigo (Método de Gretener)

P – Risco potencial para o edifício e seu conteúdo; P1 – para os ocupantes; P2 – para a atividade (F.R.A.M.E.)

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

P_{HE} – Fator de proteção (Método de Gretener)

PSV – Pressure Safety Valve

R – Risco de incêndio (Método de Gretener)

R – Risco de incêndio para o edifício e seu conteúdo; R1 – para os ocupantes; R2 – para a atividade (F.R.A.M.E.)

RBI – Risk-Based Inspection

R_0 – Fator de risco inicial (F.R.A.M.E.)

R_n – Risco normal (Método de Gretener)

R_u – Risco de incêndio admissível (Método de Gretener)

S – Medidas especiais (Método de Gretener)

S.A.O. – Separador de água e óleo

SCADA – Sistema de Supervisão e aquisição de Dados

TRANSPETRO – Petrobás Transportes S.A.

VHF – (Very High Frequency)

γ – Fator de segurança contra incêndios (Método de Gretener)

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

De acordo com ANSELL e WHARTON (1992), o risco constitui uma característica inevitável da existência humana. Nem o homem, nem as organizações nem a sociedade que pertencemos podem sobreviver por um longo período sem a existência de tarefas perigosas.

Os terminais petroquímicos em geral desenvolvem atividades de transferência e estocagem de produtos derivados de petróleo e álcool. Estes produtos altamente inflamáveis e explosivos são transportados através de navios-tanques que, depois de atracados são ligados aos dutos terrestres por interfaces que podem ser tanto braços de carregamentos quanto mangotes. Após esta ligação o produto a ser transportado é bombeado através de dutos até ao ponto de estocagem onde é armazenado e distribuído.

Os dutos são sistemas de canalização fechados e destinados principalmente ao transporte de fluídos. O emprego deste equipamento pelo homem antecede a escrita, tendo sido descobertos vestígios de tubulações nas ruínas da grande Babilônia e na China antiga. Hoje em dia utilizam-se diversos tipos de dutos no meio industrial sendo que uma das principais utilizações destes equipamentos serve para o transporte de produtos à base de hidrocarbonetos do tipo gás e todos os derivados do petróleo que, devido ao seu alto teor de inflamabilidade e explosividade, devem ser operados, transportados e armazenados com total monitoramento e segurança.

Ao longo da utilização de dutos para o transporte de produtos à base de hidrocarbonetos a história relata-nos vários tipos de incidentes e acidentes, desde pequenos vazamentos, evoluindo para médios e grandes vazamentos que desencadearam grandes incêndios e explosões, tendo como consequência a perda de vidas humanas, degradação do meio ambiente e perdas financeiras catastróficas.

É praticamente impossível evitar que eventos desta natureza deixem de ocorrer, no entanto é possível controlar os riscos para evitar que estas ocorrências indesejáveis aconteçam através de planejamento e grande investimento em ações preventivas e, corretivas desencadeando programas de gerenciamento de riscos e no caso de ocorrerem, no aprimoramento dos planos

de respostas a emergências na tentativa de minimizar os efeitos devastadores provocados pelos vazamentos, pelos incêndios e pelas explosões nas indústrias petroquímicas.

1.2 Objetivos

Nesta dissertação pretende-se avaliar a eficiência das técnicas de Análises de Riscos de Incêndios, aplicadas numa instalação industrial, em que a causa do acidente se deveu a degradação física das tubulações. Para isso torna-se necessária a compreensão e aplicação dos métodos de avaliação de risco de incêndio mais apropriados à análise da integridade mecânica em unidades de recebimento, estocagem e distribuição de produtos à base de hidrocarbonetos. Assim, foi feita a aplicação teórica destes métodos e a aplicação prática de controlo da integridade física por ultra-som numa linha de GLP de um Terminal Petroquímico, propriedade da Petrobrás Transportes S.A., localizada no Terminal Aquaviário no Porto do Itaqui em São Luis, capital do estado do Maranhão - Brasil. A partir do trabalho de campo nestas instalações, tornou-se possível a avaliação e a identificação dos principais riscos de incêndio a que esta unidade está sujeita decorrentes das suas atividades.

Desta forma, os objetivos deste trabalho são:

- Entendimento e aplicação de metodologias de avaliação de riscos de incêndios decorrentes de falta de integridade física nas tubulações;
- Identificação dos perigos de incêndios;
- Identificação e levantamento das potencialidades das falhas e consequências de incêndio devido ao fator corrosão;
- Avaliação geral dos riscos de incêndio do Terminal com aplicação de métodos de análise de riscos de incêndios e aplicação prática de avaliação da integridade física por ultra som – medição de espessura numa linha de produtos partindo do píer até à região da tancagem para verificação da integridade física da tubulação inspecionada;
- Demonstrar através dos resultados encontrados que a aplicação de análise de riscos nas fases de projeto e com a planta em operação só garantirá a redução dos potenciais acidentes catastróficos, porém serão necessárias recomendações quanto ao gerenciamento e acompanhamento das manutenções para que sejam avaliadas e implementadas a tempo de evitar os acidentes.

1.3 Estrutura da Tese

A dissertação de mestrado será constituída por 7 capítulos. Seguidamente apresenta-se um pequeno resumo da sua constituição e metodologia utilizada.

O capítulo 1 é composto por uma breve introdução, pela apresentação dos objetivos e pela estrutura da dissertação.

O capítulo 2 trata-se da fundamentação teórica, sublinhando os fatores que desencadearam os vazamentos, os incêndios e as explosões, assim como a avaliação das falhas no programa de integridade física, a importância das inspeções, de testes e das manutenções. Neste capítulo constam ainda os principais métodos de inspeção e testes para redução da probabilidade de acidentes, um relato da manutenção baseada em riscos, evidenciando através de estatísticas que o fator corrosão é o principal responsável pelos vazamentos e incêndios nos terminais petroquímicos. Finalmente faz-se uma breve descrição de acidentes que ocorreram no Brasil e no mundo.

No capítulo 3 faz-se uma abordagem geral das principais normas aplicadas ao controlo de segurança e integridade física das instalações indústrias existentes.

No capítulo 4 apresentam-se algumas técnicas de análise de riscos aplicadas nas indústrias, tais como o Método Gretener, FRAME, Árvore de Acontecimentos e, Árvore de Falhas, além de uma abordagem resumida sobre a técnica de inspeção por ultra-som para verificação do controlo da integridade física das tubulações.

No capítulo 5 procede-se à análise de risco resultante da falha, a potencialidade da falha decorrente da exposição dos equipamentos à corrosão, a potencialidade da consequência oriunda da falha e os danos sociais, económicos e ambientais.

No capítulo 6 serão abordadas as respostas às emergências para os terminais petroquímicos após a deteção de vazamentos, incêndios e explosões, descrevendo detalhadamente os meios de mitigação e controlo da situação de emergência, cadeia de comunicação, serviços de emergência, evacuação, meios de drenagem, proteções físicas, galerias e diques, proteção física – dispositivos de alívios, funções instrumentadas de segurança, alarme crítico e intervenção humana.

Para validar o modelo proposto, no capítulo 7 foi realizado um estudo de caso aplicado a um terminal petroquímico existente, onde se faz a aplicação dos métodos de análise de riscos de incêndio e avaliação prática da integridade mecânica de uma linha de produto aplicando-se a técnica de Ultra-som – Medição de Espessura. Para avaliar os modos de falha, houve a

necessidade de efetuar a descrição das principais características da unidade, as características dos produtos armazenados e, as condições de contorno do sistema para avaliar os modos de falhas.

O capítulo 8 refere-se às conclusões do trabalho a partir da análise dos dados obtidos no capítulo 7, apresentando as recomendações para desenvolvimentos futuros desta dissertação.

Posteriormente apresentam-se as referências bibliográficas seguidas de anexos.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Entendendo as causas dos vazamentos, incêndios e explosões nas indústrias petroquímicas.

Atualmente já existe uma ampla experiência relativamente às diversas fases de implantação de um empreendimento que vai desde a concepção de um projeto, passando pela construção e montagem, para em seguida se realizarem testes, se fazer uma pré-operação e finalmente a operação. Ainda assim deparamo-nos com a questão: por que é que continuam a ocorrer acidentes em terminais petroquímicos? Apesar do avanço tecnológico e dos gerenciamentos dos riscos, os acidentes considerados raros e inesperados, continuam a acontecer, matando operadores e causando perdas substanciais de caráter financeiro, e maculando a imagem da empresa e, principalmente causando danos ambientais. Enquanto os engenheiros que projetaram um terminal petroquímico reconhecem e entendem os perigos, através das interações do sistema e procuram preveni-los da melhor maneira possível, a responsabilidade da operação fica para os operários que têm a responsabilidade de operá-la de forma segura no seu dia-a-dia. Logo, é imprescindível que estes estejam conscientes dos riscos e talvez mais importante das causas desses mesmos riscos.

Para este entendimento considera-se que um terminal petroquímico representa um sistema complexo e com muitas partes (ou seja, subsistemas ou unidades) que interagem entre si e com o meio ambiente. Para compreender como os acidentes acontecem é necessário visualizar as interações entre os subsistemas. A existência de muitos subsistemas não é um problema para os engenheiros que projetaram e operam a planta, dado que se as interações são previsíveis e óbvias, ou melhor, desejáveis. Por outras palavras, enquanto algumas interações são familiares outras não são visíveis ou não são compreendidas de imediato. Um grande problema das aplicações das técnicas de análise de riscos de incêndios feitas em projetos, é que nenhuma delas considera a possibilidade existirem inúmeras falhas simultaneamente. Nestas condições os projetistas poderão antecipar algumas interações indesejáveis e outras não. Algumas dessas interações poderão resultar numa sequência de eventos que poderá conduzir a um acidente.

As interações não desejáveis poderão ser prevenidas, por exemplo, um vazamento de GLP gás liquefeito de petróleo e sua subsequente ignição poderão influenciar alguns aspectos do projeto tais como: a) localização das defesas ativas, b) localização dos detectores de gás, c) tipos de sistemas de supressão, d) os equipamentos para situações de emergências.

A ocorrência de acidentes numa instalação petroquímica, envolvendo vazamentos, incêndios e explosões, além da agressão ao meio ambiente, pode ser originada por muitos fatores desde uma operação inadequada ou até mesmo uma ruptura numa tubulação decorrente de falhas por falta de inspeção e testes periódicos ou até mesmo da falta de manutenção nos equipamentos que, se fossem aplicados adequadamente, poderiam impedir que tais acidentes ocorressem.

2.2 Aprendendo com as estatísticas

Fazendo um breve levantamento estatístico, podemos observar que uma das maiores causas de acidentes em instalações petroquímicas está relacionada com as manutenções inapropriadas ou ineficientes, pois a maioria dos acidentes em instalações petroquímicas estão associadas às tubulações e seus acessórios.

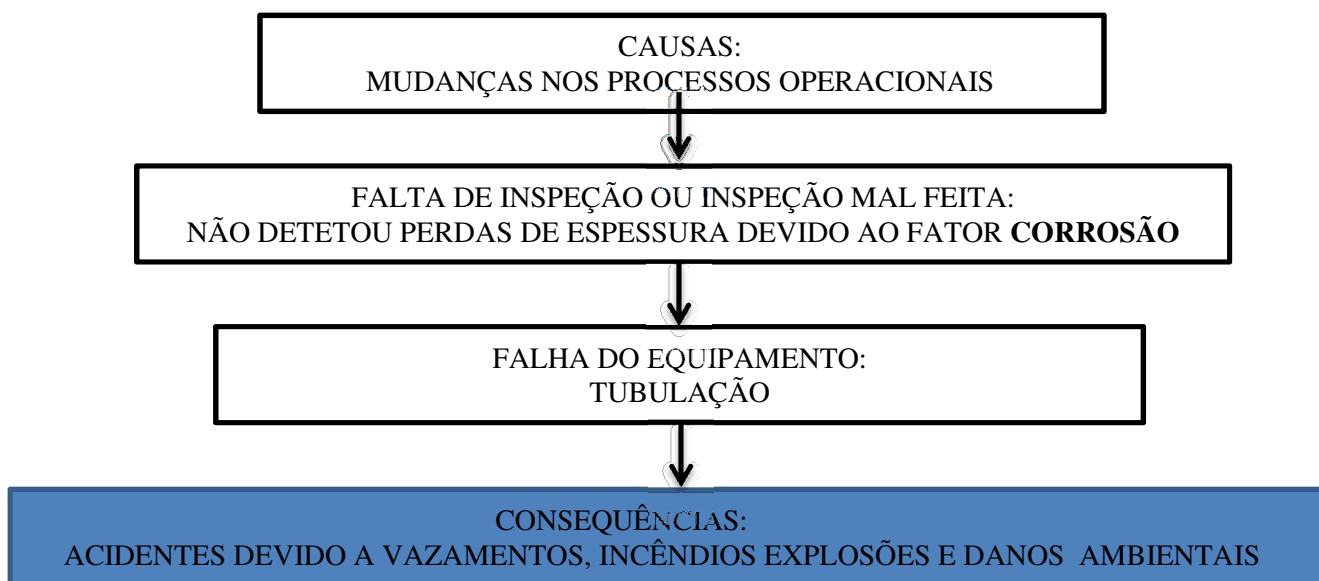
Quadro 1. Histórico de Acidentes e Falhas (Fonte: OSHA)

Ano/Local	Causa/impacto	Comentários OSHA
1993 Louisiana [Coque Retardado]	Ruptura de joelho 15cm de diâmetro [especificação incorreta]. Erro na especificação foi descoberto após 20 anos. Especificação correta: 5%chrome alloy steel. Especificação encontrada: carbon steel. Impacto térmico resultou em danos estruturais, desencadeando efeito dominó.	Falhas no programa de Integridade Mecânica. Deficiência nas etapas de inspeção e teste. Reparos realizados com materiais não apropriados.
1992 Los Angeles	Ruptura de um joelho de aço de 15cm resultando na formação e explosão de nuvem.	Falhas no programa de Integridade Mecânica. Falhas na manutenção da tubulação.
1988 Narco [Louisiana]	Ruptura de um joelho de aço carbono com 20cm de diâmetro localizado a 15 cm de altura. Causa da falha: Corrosão interna. Após a falha do joelho, 9.000kg de hidrocarbonetos (C3) foram liberados. A ignição ocorreu 30 segundos após a ruptura.	Falhas no programa de Integridade Mecânica. Falhas na manutenção da tubulação.

2.3 Como falhas no programa de integridade mecânica conduzem a falhas catastróficas?

Segundo a OSHA (Occupational Safety and Health Administration), falhas no programa de integridade mecânica, deficiência nas etapas de inspeção e teste, reparos realizados com materiais não adequados em tubulações industriais, são as maiores causas de acidentes. Estas falhas no programa de integridade mecânica são as responsáveis por uma reação em cadeia que podem ocasionar estes acidentes. Um exemplo clássico para este tipo de falha num programa de integridade mecânica é quando há uma mudança no processo operacional, em que a equipa de inspeção não detecta uma alteração nas taxas de corrosão de um determinado equipamento, originando uma falha na tubulação e conseqüentemente o derrame de um produto altamente inflamável desencadeando um incêndio, explosão ou danos ambientais, como exemplificado no quadro 2.

Quadro 2. Falha típica do programa de integridade Mecânica (Fonte: Edward E. Clark/ Starr Technical, Inc)



2.4 Análise da Integridade física das instalações

As instalações industriais estão permanentemente sujeitas a modificações com o objetivo de melhorar a operacionalidade e a segurança, incorporar novas tecnologias e aumentar a eficiência dos processos. Assim, considerando a complexidade dos processos industriais, bem como outras atividades que envolvam a manipulação de substâncias químicas perigosas é imprescindível ser estabelecido um sistema gerencial apropriado para assegurar que os riscos

decorrentes dessas alterações possam ser adequadamente identificados, avaliados e gerenciados previamente à sua implementação.

Os sistemas considerados críticos em instalações ou atividades perigosas, sejam estes equipamentos para processar, armazenar ou manusear substâncias perigosas, ou mesmo relacionados com sistemas de monitoração ou de segurança, devem ser projetados, construídos e instalados no sentido de minimizar os riscos para as pessoas e para o meio ambiente.

Para tanto, toda instalação de processos químicos a base de hidrocarbonetos, deve prever um programa de manutenção e garantia da integridade desse sistema, com o objetivo de garantir o correto funcionamento dos mesmos, por intermédio de mecanismos de manutenção preditiva, preventiva, corretiva e na manutenção baseada em riscos. Assim, todos os sistemas nos quais operações inadequadas ou falhas nas suas estruturas físicas devido à corrosão, possam contribuir ou causar situações susceptíveis de desencadear vazamentos, incêndios, explosões e danos ambientais, serão considerados como críticos.

Este programa de manutenção deve incluir o gerenciamento e o controle de todas as inspeções e o acompanhamento das atividades associadas com os sistemas críticos para a operação, segurança e controle ambiental. Essas operações iniciam-se com um programa de garantia da qualidade e terminam com um programa de inspeção que trata da integridade física e funcional dos equipamentos (OSHA).

2.4.1 Inspeção, testes e manutenção preventiva para garantir a integridade mecânica das instalações

A partir da avaliação dos estudos dos dados da indústria de seguro (Marsh 2001), 87% dos 100 maiores e mais caros acidentes *onshore*, em terra, de processamento das indústrias químicas resultaram de falhas do Programa de Gestão de Processos de Segurança (PSM) (figura 1). E 46% desses 100 maiores acidentes resultaram de falha de um único elemento do Programa PSM - Integridade Mecânica (figura 2). O custo médio de um programa de falhas de integridade mecânica no grupo dos 100 acidentes estudados foi de 84 milhões de dólares (2001), apenas em custo físico, não incluindo a perda de produção entre outros custos. Quando essas falhas de tubulações representam a maior categoria - aproximadamente 65% (figura 3). A Tubulação é seguida por falhas de vasos de pressão com 22% e 13% para as falhas em equipamentos rotativos.

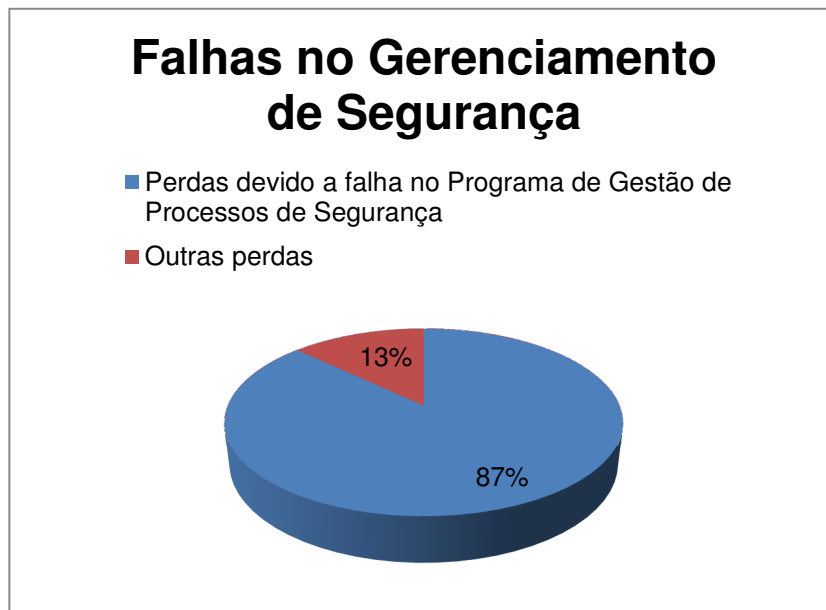


Figura 1. Perdas devido a falhas no Programa de Gestão de processos de Segurança (Marsh, 2001)

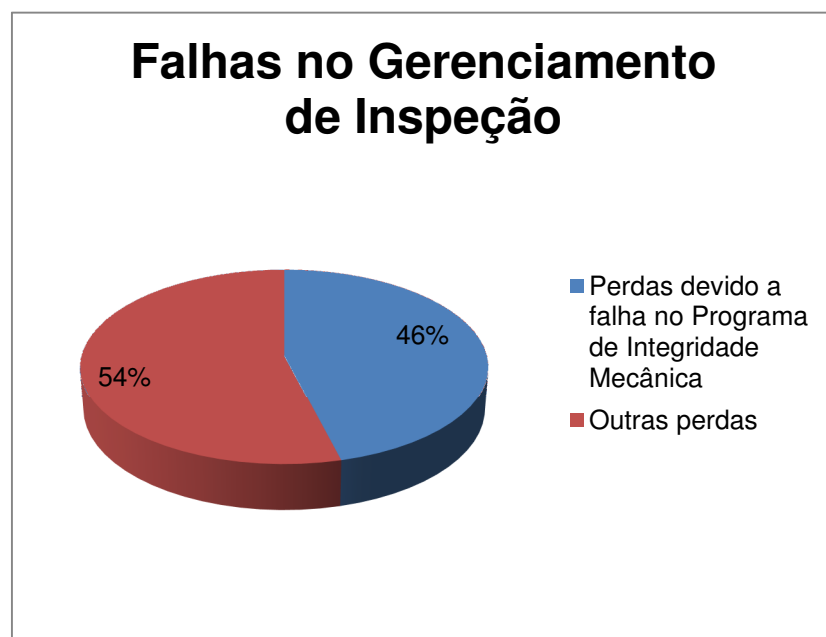


Figura 2. Perdas devido a falhas no Programa de Integridade Mecânica (Marsh, 2001)

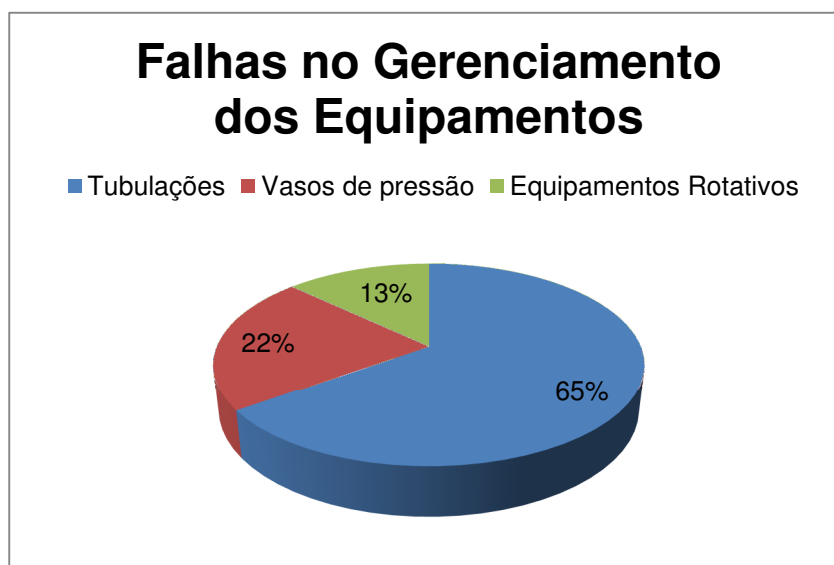


Figura 3. Perdas devido a falhas no Gerenciamento dos Equipamentos (Marsh, 2001)

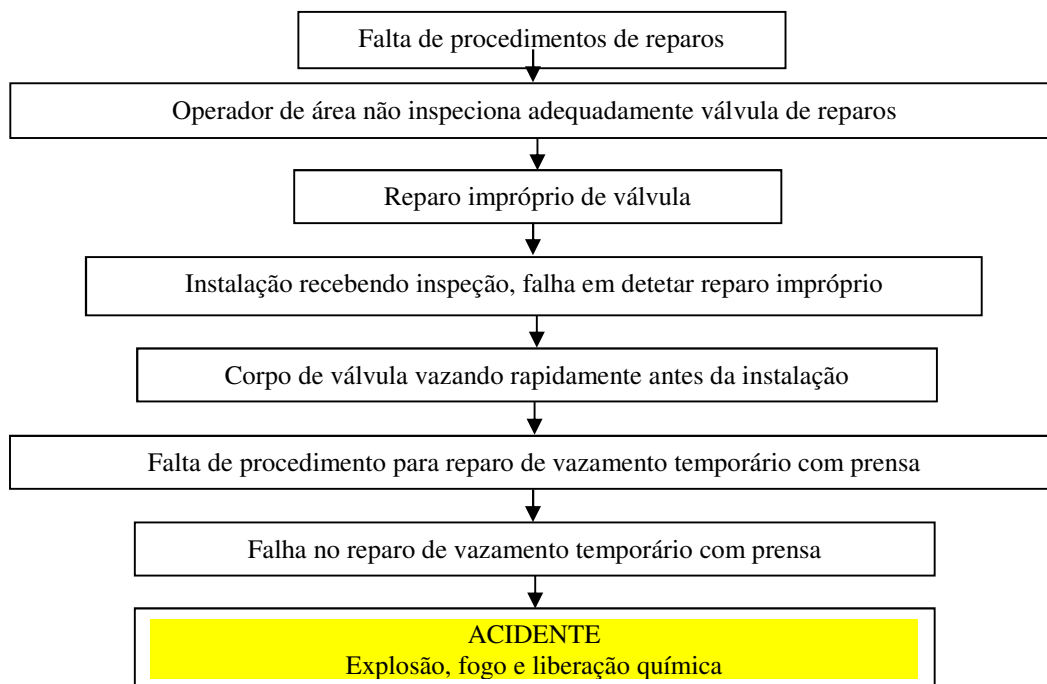
As estatísticas de perda acima apresentadas ilustram a importância do programa de integridade física e de todo o programa PSM. Podemos observar claramente que as tubulações são responsáveis pelo maior número de falhas dos equipamentos, devido estarem instaladas sob condições adversas e expostas a constantes ataques químicos, quer estejam ao ar livre, enterradas, e até mesmo submersas.

Entretanto, quando diferentes tipos de acidente são comparados do ponto de vista de oportunidade de prevenção, o elemento do programa de integridade física que se destaca em termos críticos é o Programa de Inspeção, porque a cadeia de acontecimentos que conduz a um programa de inspeção de falhas pode ser muito curto.

Na teoria da cadeia de eventos, o acidente pode ser prevenido se qualquer evento na cadeia de eventos for eliminado. Então, quanto maior o número de eventos na cadeia de eventos, maiores as oportunidades disponíveis para prevenir um acidente. Os quadros 3 e 4 são dois exemplos de acidentes atuais, um dos quais do grupo dos 100 maiores e mais custosos acidentes mencionados acima (Marsh 2011). O quadro 3 mostra a cadeia de eventos que conduz a um típico acidente de falha geral do programa PSM. Se qualquer evento fosse eliminado da cadeia, o acidente seria prevenido. A cadeia de eventos representam muitas oportunidades de prevenir o acidente, a "evitabilidade" é relativamente alta para o programa de falha de acidentes PSM.

2.4.1.1 Cadeia de Eventos de um Programa de Gerenciamento de Acidentes

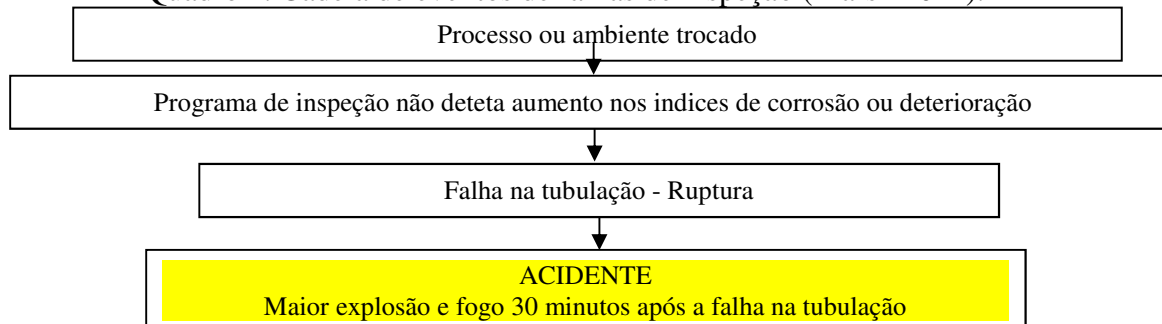
Quadro 3. Cadeia de eventos de acidentes e falhas (Marsh 2011).



O quadro 4 mostra a cadeia de eventos num típico acidente resultante de uma falha no programa de inspeção. A cadeia de eventos é muito curta mostrando que falhas no programa de inspeção são muito mais difíceis de prevenir. A única maneira prática de prevenir esse tipo de acidente é ter um programa efetivo de inspeção.

2.4.1.2 Cadeia de Eventos e Falhas de Inspeção

Quadro 4. Cadeia de eventos de falhas de inspeção (Marsh 2011).



2.5 Inspeção em equipamentos industriais

A palavra inspeção no dicionário da língua portuguesa significa a ação ou efeito de olhar, de examinar, de verificar e detetar problemas. Ou seja, a inspeção é responsável por acompanhar e registar as condições físicas dos equipamentos em operação tais como as caldeiras, vasos de pressão, tubulações, fornos, tanques de armazenamento, etc, desde a sua fabricação até seu fim, assegurando as condições de operação e funcionamento, detetando a tempo possíveis falhas para serem corrigidas em regime de manutenção prevenindo as intalações industriais de graves acidentes.

O papel da inspeção em equipamentos tem efeitos benéficos pois não só previne acidentes, como pode:

- Aumentar a vida dos ativos de uma empresa, muito além dos limites estabelecidos no projeto;
- Reduzir as paragens inesperadas da produção;
- Aumentar a confiabilidade dos equipamentos;
- Reduzir a probabilidade de vazamentos e o descontrolo operacional devido a incêndios e explosões, além de garantir a preservação do meio ambiente;
- Melhorar a qualidade dos produtos, garantindo a manutenção dos seus parâmetros operacionais evitando a contaminação dos produtos devido ao fator corrosão;
- Reduzir os custos decorrentes de perdas de produção, multas ambientais etc.

2.6 Métodos de inspeção e testes para reduzir a probabilidade de acidentes.

A necessidade de inspeção aparece durante a elaboração de um projeto, pois os componentes de uma instalação industrial são compostos de materiais perecíveis, ou seja, as estruturas responsáveis pelo transporte, e armazenamento dos produtos a base de hidrocarbonetos são constituídas de metais que no decorrer do tempo, sofrerão ataques químicos, influenciados pela exposição ao tempo, ou mesmo por estarem enterrados e também submersos na água.

Estes contactos físicos serão caracterizados pelo aparecimento de corrosão e que se não houver mecanismos para a detecção, controle, e manutenção deste tipo de falha, fatalmente ocorrerá um acidente.

Existem vários tipos e métodos para a detecção e controle da corrosão, onde nossa intenção é exemplificar de maneira superficial os métodos mais empregados nas indústrias petroquímicas do mundo todo, devido a grande eficiência e aplicabilidade destes métodos de detecção. Durante o processo de montagem envolvendo soldagem de tubulações e tanques de armazenamentos e durante toda a vida útil das instalações industriais, o controle de qualidade das juntas soldadas e dos equipamentos normalmente são realizados utilizando-se as seguintes qualificações e métodos de inspeção e testes que são denominados de ensaios não destrutivos.

Os testes feitos por ensaios não destrutivos possuem a capacidade de inspeção de peças metálicas para o controle de perdas de espessura e outros danos decorrentes da corrosão das estruturas, assegurando a integridade mecânica, sem que para isso tenha que danificar os equipamentos inspecionados, daí o termo utilizado “ensaios não destrutivos”. Existem também outros métodos de controle da corrosão que é a proteção catódica que constitui uma técnica aplicada cada vez mais no mundo inteiro, para combater a corrosão das instalações metálicas enterradas, submersas e em contato com eletrólitos.

Podemos observar que existem vários métodos de inspeções externas e internas para verificação e controle dos níveis de aceitação de desgastes e de corrosão das estruturas metálicas, sendo que para esta abordagem nos concentraremos em algumas relacionadas aos ensaios não destrutivos tais como a inspeção visual, inspeção radiográfica, inspeção por partículas magnéticas, inspeção por ultrassom, inspeção por líquidos penetrantes, inspeção por estanqueidade, inspeção por teste hidrostático, e proteção catódica, que são os métodos mais usuais na indústria de modo geral.

Os ensaios não destrutivos são fundamentais para indicar a presença de ataque por corrosão, fissuras, trincas, redução de espessura de parede, defeitos internos e externos, vazamentos, porosidades e outras formas de danos.

2.6.1 Principais tipos de inspeção e controle para assegurar a integridade mecânica dos equipamentos.

2.6.1.1 Método de Inspeção Visual

O Ensaio Visual constitui o ensaio não destrutivo básico, foi o primeiro método não destrutivo aplicado pelo homem, todos os outros ensaios não destrutivos devem ser executados após a inspeção visual, que pode ser feito com vista desarmada (olho nu), com auxílio de lupa ou com aparelhos ou instrumentos para inspeção remota.

Sua principal finalidade é a detecção de não conformidades superficiais no metal de base, tendo como exemplo a existência de corrosão, elementos contaminantes tais como óleo e graxa.

2.6.1.2 Método de Inspeção Radiográfica.

O Ensaio não destrutivo por Radiografia é um método utilizado capaz de detectar com boas sensibilidades os defeitos volumétricos. Sua descoberta foi feita pelo físico W. C. Roentgen em 1895. Hoje com a evolução e domínio desta técnica, utilizam-se os raios-x e raios- γ , para mostrar a presença e certas características de descontinuidades internas material.

Sua principal finalidade é a detecção facilmente de defeitos volumétricos, tais como a porosidade, inclusões e presença de corrosão.

A sequência do ensaio é muito parecida com a empregada no meio hospitalar, com algumas excessões que consiste na preparação da peça, verificação do diâmetro e espessura no caso de tubulação. Seleção da técnica radiográfica, quantidade de filmes, montagem do chassi, distância da fonte, tempo de exposição, aplicar a radiação, processar o filme, laudar e relatar os resultados.

2.6.1.3 Método de Inspeção por Ultra-Som.

O Ensaio não destrutivo por Ultra-som surgiu em 1929 com o cientista Sokovo que fazia os primeiros ensaios com aplicação de energia sônica para atravessar materiais metálicos. Tendo em 1945 a sua consolidação na indústria, devido à necessidade de garantias quanto à qualidade e durabilidade das peças e equipamentos.

Este ensaio caracteriza-se pela detecção de defeitos ou descontinuidades internas, que estão presentes em todos os materiais ferrosos e não ferrosos da indústria, principalmente nas áreas de caldeiraria, tubulações, estruturas marítimas e peças de grandes espessuras e geometrias complexas.

O ensaio baseia-se na efetivação de uma onda ultra-sônica (pulso) de alta frequência no material a ser inspecionado através de um transdutor especial chamado cabeçote, as ondas viajam através do material e tem propriedades e comportamentos que dependem de suas características (velocidade, frequência e comprimento de onda basicamente). A detecção de descontinuidades e defeitos ocorre na interpretação dos resultados obtidos, quanto ao tempo de trânsito da onda desde a saída até a chegada, ou retorno. O pulso refletido por uma

descontinuidade são captados pelo transdutor que depende também da quantidade de energia refletida em interfaces e da perda de energia ou atenuação sônica durante a propagação das mesmas, esses pulsos são convertidos em sinais eletrônicos e mostrados na tela de um aparelho.

O principal objetivo deste ensaio é detecção e caracterização de descontinuidades internas e externas, a medição de espessura de peças e um dos mais importantes que é o controle de corrosão.

2.6.1.4 Método de Inspeção por Líquido Penetrante

O Ensaio não destrutivo por Líquidos Penetrantes surgiu em meados da década de 1930 devido aos grandes acidentes que provocavam descarrilamentos dos trens após o rompimento e fadiga dos trilhos. Tem por objetivo a detecção de descontinuidades superficiais (abertas para a superfície), aplicadas em materiais sólidos metálicos e não metálicos, exceto em materiais porosos. Hoje é largamente utilizado nas indústrias de todos os seguimentos por ser de fácil aplicação e interpretação dos resultados.

O método consiste na aplicação de um líquido com alto poder de penetrabilidade devido as suas propriedades físicas tais como a capilaridade na superfície da peça a ser ensaiada, após um determinado tempo remove-se o excesso de líquido da superfície, aplicando-se outro produto denominado revelador, que retira o líquido das descontinuidades, deixando a imagem desenhada na superfície, necessitando apenas passar por um critério de aceitação e interpretação das descontinuidades encontradas.

2.6.1.5 Método de Inspeção por Estanqueidade.

O ensaio por estanqueidade é datado deste os tempos antigos, quando os romanos utilizavam desta técnica de inspeção nos barris de vinho, que eram inspecionados em um tanque de água para a detecção de possíveis vazamentos caracterizados pela saída de bolhas de ar.

Hoje em dia o princípio de aplicação é a mesma, pois se caracteriza pela detecção de vazamentos oriundos de defeitos ou descontinuidades presentes em tubulações, tanques de armazenamentos de produtos na fase líquida ou gasosa. Esta técnica é bastante utilizada na indústria, pois permite não só detectar o vazamento, mas também permite mensurar a quantidade de produtos que vazam em testes de sistemas de pressão positiva ou pressão negativa.

O ensaio por estanqueidade caracteriza-se pela definição de qual será os meios de ensaio (gás ou líquido), o tipo de pressão utilizada positiva ou negativa em um determinado recipiente, a temperatura do ensaio e na sequência qual será a taxa de vazamento máxima admissível dentro de uma determinada condição de inspeção. Esses mecanismos conseguem nos dar com uma boa margem de precisão, se o determinado equipamento apresenta algum tipo de vazamento.

2.6.1.6 Método de Inspeção por Teste Hidrostático.

O ensaio por Teste Hidrostático é um importante teste de pressão feito unicamente com água, para verificação se uma determinada tubulação apresenta resistência mecânica compatível com as suas especificações técnicas ou suas condições operacionais.

Esta inspeção torna-se muito necessária, devido à verificação da integridade estrutural (resistência mecânica) do equipamento, verificação da estanqueidade (se possui vazamento), alívio de tensões oriundas da montagem, na remoção de defeitos e na imobilização de defeitos.

O critério de aceitação quanto ao teste de resistência definem que, caso a pressão se mantenha estabilizada, apresente leve elevação ou queda dentro do limite de 0,5% da Pressão hidrostática durante o período de realiação do teste, será considerado aprovado.

Já o critério de aceitação quanto ao teste de estanqueidade definem que, o teste hidrostático de estanqueidade será dado por concluído e o duto ou trecho de duto é considerado aprovado (quanto a vazamentos) quando, após um período de 24 horas à pressão de teste, não for observado qualquer indício de vazamento e se a variação na pressão entre o início e o término do teste puder ser justificada por cálculos de efeito térmico.

As vantagens de inspeção por testes hidrostáticos vão além da garantia da integridade do duto, a remoção de pequenos defeitos menores que falhariam sob a pressão de operação, criação de uma margem de segurança, reduz a possibilidade de trincas em operação, pode revelar possíveis áreas atacadas por corrosão devido aos desgastes das paredes e consequentemente localizadas pelas áreas com vazamentos.

2.6.1.7 Proteção Catódica

A proteção catódica constitui-se uma ferramenta muito empregada no mundo inteiro para combater a corrosão de instalações metálicas, quer estejam enterradas, submersas ou em contato com eletrólito.

Este mecanismo de defesa mantém as instalações metálicas livres da corrosão por tempo indeterminado, mesmo sem nenhum tipo de proteção contra os meios agressivos do tipo solo ou água em contato com a superfície do material e até mesmo sem a presença de tintas ou revestimentos nas estruturas.

Estes processos de agressão por corrosão nas estruturas consistem sempre pelo aparecimento de áreas anódicas e catódicas na superfície do material metálico, com a conseqüente ocorrência de fluxo de elétrons ou corrente elétrica das áreas anódicas para as áreas catódicas através do eletrólito. A influência do meio, gerando potenciais diferenciados, resulta em condições decisivas a todo esse processo.

Para que haja a proteção das estruturas metálicas, as áreas anódicas deverão ser eliminadas da superfície das peças, fazendo como que toda a estrutura adquira um comportamento catódico. Desta forma, se eliminarmos o fluxo de corrente elétrica anodo/catodo, estaremos eliminando o processo de corrosão que esta peça estaria exposta naturalmente.

A proteção catódica ocupa um papel de extrema importância no campo industrial e as principais áreas de sua aplicação são demonstradas a seguir:

- 1. Tubulações Enterradas** – As tubulações enterradas, tais como: oleodutos, gasodutos, minerodutos, adutoras, redes de incêndio;
- 2. Tubulações Submersas** – Como: oleodutos e gasodutos lançados no mar, emissários submarinos de esgoto, etc;
- 3. Píeres de Atracação de Navios** – As estacas de aço cravadas no mar, para a sustentação dos píeres para navios, são normalmente protegidos por corrente impressa;
- 4. Tanques de Armazenamento** – Os tanques de armazenagem de petróleo, produto químico e água, sofrem, na maioria das vezes, corrosão severa e constitui-se, também, em aplicações importantes;
- 5. Navios e Embarcações** – Nos cascos de navios e embarcações de um modo geral, bem como as partes internas dos tanques de lastro de navios que transportam petróleo;

6. Armaduras de Aço de Estruturas de Concreto – Grandes construções, onde requerem proteção adequada.

2.7 Manutenção

O Termo manutenção segundo a ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas significa um conjunto de ações destinadas a manter ou relocar um item num estado no qual pode executar sua função requerida. Já o dicionário da língua Portuguesa diz que manutenção são os cuidados técnicos indispensáveis ao funcionamento regular e permanente de motores e máquina, e a Enciclopédia Francesa Larrouse diz que a manutenção é um conjunto de medidas necessárias que permita manter ou restabelecer a um sistema, o estado de funcionamento.

O termo manutenção tem a sua origem no antigo vocabulário militar cujo sentido era manter nas unidades de combate, o efetivo e o material num nível constante. O aparecimento do termo manutenção na indústria data o ano de 1950 nos Estados Unidos da América.

2.7.1 Tipos de Manutenção

Os tipos de manutenção existentes mais usuais classificam-se em três categorias: a manutenção corretiva, a manutenção preventiva e a manutenção preditiva e caracterizam-se de acordo com a forma que a mesma é realizada nos equipamentos, sistemas ou instalações e dependendo do tipo de manutenção e equipamentos utilizados, poderá haver uma variação de uma empresa para outra, sendo também que dependem da localização geográfica, da importância do equipamento e condições ambientais que poderá interferir no tipo de manutenção empregada nos equipamentos.

2.7.1.1 Manutenção Corretiva

Este tipo de manutenção é caracterizado como a atuação direta para a correção de possíveis falhas de equipamentos que estão apresentando baixo rendimento de acordos com variáveis operacionais. A sua maior aplicação consiste em corrigir, restaurar, recuperar a capacidade de produção de um equipamento sem causas maiores transtornos para a operação, pois sua aplicação poderá ser feita através de uma parada programada.

2.7.1.2 Manutenção Preventiva

A manutenção preventiva é baseada em estudos estatísticos, estado de conservação dos equipamentos, dentre outros e tem como características a prevenção de possíveis defeitos que possam desencadear em baixo rendimento dos equipamentos e até mesmo em paradas de operação.

Esta manutenção trabalha na evidencia de que determinado equipamento tenha uma vida útil determinada pelo fabricante ou pela equipe de manutenção que terá um controle rígido quanto aos níveis de desgastes dos equipamentos, sendo feita preventivamente a substituição ou manutenção de determinados equipamentos antes da possibilidade de uma eventual falha que possa originar um possível acidente.

2.7.1.3 Manutenção Preditiva

O objetivo da manutenção preditiva é a prevenção de falhas através de acompanhamento de parâmetros de condição ou desempenho dos equipamentos. Sempre que houver uma modificação de parâmetros ou quando o grau de degradação se aproxima ou quando atinge os limites estabelecidos, toma-se a decisão de uma intervenção.

2.8 Manutenção Baseada no Risco

Além dos tipos de manutenção comentados anteriormente, ainda poderemos classificar a manutenção baseada no risco, que tem como característica manter uma planta industrial em funcionamento de maneira que se reduzam as consequências de um acidente através de uma política de gerenciamento dos equipamentos, principalmente da sua integridade mecânica.

Fazendo uma análise cronológica das causas dos acidentes ocorridos em instalações industriais que manipulam hidrocarbonetos ou derivados de álcool nos últimos 40 anos no Brasil e no mundo, podemos observar que a falta de uma política de manutenção adequada nos equipamentos, constitui-se uma das principais causas de vazamentos, incêndios e explosões em unidades que operam com produtos inflamáveis, principalmente nas tubulações industriais que transportam estes produtos devido às mesmas estarem expostas a diversos fatores internos e externos que podem agredir a sua integridade mecânica, provocando um desgaste na parede da tubulação até o seu rompimento.

Como exemplos estatísticos podemos ver que:

a) Na indústria nuclear 51% das causas das falhas ocorridas são atribuídas a erros humanos. 49% a erros de projeto, manutenção e operação (Fonte: US-NRC-1988).

b) Segundo o CONCAVE (2006), a principal causa mecânica das falhas em tubulações aquecidas é corrosão (82%), (figura 4). E nas tubulações frias chegam a 19%, (figura 5).

c) A principal causa de falha em equipamento é fadiga, (Quadro 5).

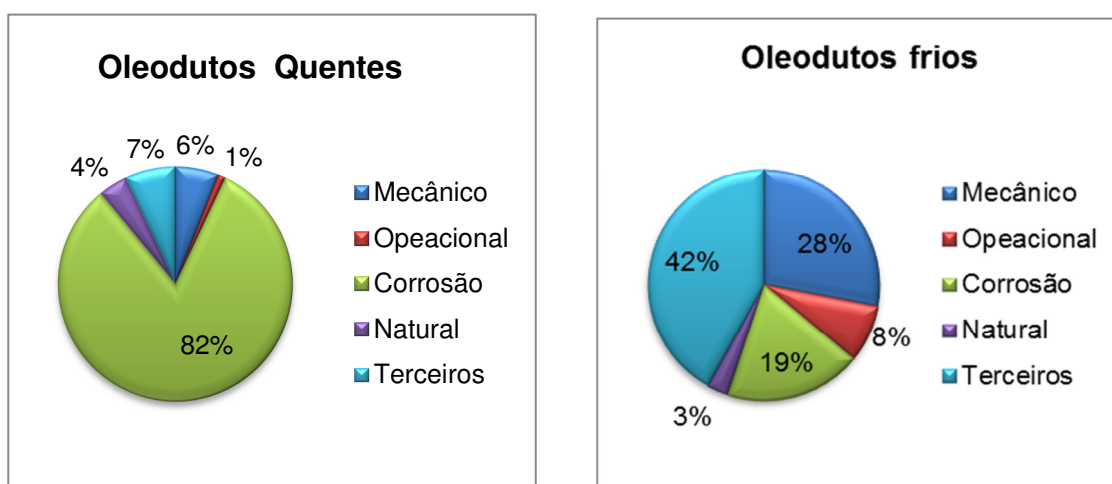


Figura 5. Falhas em oledutos quentes e frios

Quadro 5. Causas de falhas em equipamentos (Fonte: Nevelli W. Sechs, Practical Plant Failure Analysis, 2007).

Falha Física	Número de Análises	Porcentagem em Relação ao Total
Corrosão	23	18%
Fadiga	57	44%
Fadiga por Corrosão	17	13%
Desgaste	15	11%
Sobrecarga	19	15%

d) Segundo o *Chemical Safety and Hazard Investigation Board – CSB* o principal evento iniciador de falhas nas barreiras de proteção é procedimentos de manutenção inadequados ou não existentes (*Fonte: Angela Blair (2004), Process Safety Progress 23(4),232-236*).

e) Para a OSHA a principal violação dos procedimentos de segurança do processo de refino nos Estados Unidos está associada à integridade mecânica (*Fonte: James Lay (2009), AIChE*).

f) Uma análise dos 100 maiores acidentes ocorridos nas indústrias do petróleo/gás e química, revelou que falhas no programa de gerenciamento dos riscos do processo respondem por 87% dos acidentes. Sendo a que 46% são falhas no programa de integridade mecânica, sendo as tubulações o sistema mais vulnerável (*Fonte: Insurance Industry Data March 2001*).

Quadro 6. Estatísticas no mundo (*Fonte: Concave, 2006*).

CARACTERÍSTICAS	ESTADOS UNIDOS (%)	CANADÁ (%)	EUROPA (%)	BRASIL (SÃO PAULO) (%)
<i>Danos por terceiros</i>	26,7	5,0	42,0	11,0
Corrosão	14,4	22,0	19,0	17,0
Falha mecânica	18,4	31,0	28,0	16,0
<i>Operacional</i>	2,6	5,3	8,0	6,0
<i>Perigos naturais</i>	0,0	10,5	3,0	3,0
<i>Outros</i>	34,7	26,0	-----	47,0
<i>Números de incidentes</i>			369	149
<i>Período</i>	2000	1995-1999	1971-2005	1980-2002

A manutenção baseada no risco é uma alternativa para a redução dos custos de manutenção, pois na abordagem tradicional dos intervalos de inspeção é baseada no tempo, uma abordagem conservativa. Porém, uma redução de custo é possível se as atividades de teste, inspeção e manutenção preventiva foram baseadas no risco. Segundo Jovanovic de 10% a 20% dos equipamentos críticos contribuem com 80% dos riscos.

As empresas executam o planejamento e programação da manutenção baseados em uma combinação de técnicas de manutenção preventiva e corretiva (ou seja, uma abordagem prática), sendo a manutenção preditiva executada apenas em equipamentos específicos. Soma-se a isto o fato de que em muitas empresas o gerenciamento dos riscos é atribuição do departamento de segurança do trabalho. Como consequência não há atualmente um entendimento dos pontos fortes e fracos das diferentes metodologias sobre a inspeção e manutenção baseada no risco. Não há critérios de danos quantitativos para aferir o intervalo

das inspeções e manutenções preventivas. Diferentes critérios de danos resultam em níveis de segurança distintos.

De acordo com Telles (2011), a segurança de um complexo industrial depende do tipo de matérias e equipamentos empregados no seu sistema, por isto, existe a necessidade de se conhecer suas propriedades e ter a garantia do fabricante que tem a obrigação de fornecer a especificação do material através de documentos normativos emitidos por sociedades de normalização reconhecidas que deverão conter informações do tipo: descrição e finalidade do material, composição química, propriedades mecânicas, ensaios ou testes exigidos e recomendados, condições de aceitação, rejeição e marcação do material, dados dimensionais, propriedades físicas e químicas etc..., mesmo assim a escolha e especificação do material mais conveniente para determinada aplicação, constitui-se um problema muito grande, pois a escolha dependerá de informações sobre a pressão e a temperatura de trabalho do produto a ser transportados, aspectos de corrosão e contaminantes, dos custos, do maior ou menor grau de segurança exigido e também da resistência de escoamento do fluido caracterizados pela perda de carga.

2.9 Histórico de alguns acidentes registrados no Brasil

É importante ressaltar que este histórico publicado pelos órgãos de informação só apontam os acontecimentos mais relevantes, sendo que uma grande parcela dos acidentes menores não há informações publicadas, isso se dá ao fato das grandes empresas que operam com produtos a base de hidrocarbonetos, omitirem as informações dos órgãos de fiscalização e de defesa ambiental, para evitar pagamentos de multas em valores elevados, além de gerar uma imagem negativa da empresa perante a sociedade, podendo em alguns casos provocar até mesmo a suspensão da licença de operação e manipulação destes produtos.

Em 1967 Terminal petrolífero - TEMADRE, na ilha de Madre de Deus, Bahia de Todos os Santos, aconteceu um incêndio de grande porte, devido à ruptura de uma tubulação contendo produto altamente volátil e inflamável, provocando a morte de dezenas de pessoas (ref."Acidentes Químicos Ampliados", publ. Fundacentro,. CNQ, SP, 1998)

Em 1984 Uma linha que interliga a Refinaria Presidente Bernardes, em Cubatão (RPBC) ao Porto de Alemoa, em Santos, rompeu devido a uma corrosão associada à falha operacional, houve vazamento de gasolina. Esta tubulação se encontrava em região de manguezal, onde estavam assentadas várias famílias em construções do tipo palafitas. A liberação de um produto inflamável se espalhou com a movimentação das marés e houve ignição de grandes proporções, causando a morte de 93 pessoas e 53 feridos, porém algumas fontes citam um

número extraoficial superior a 500 vítimas fatais (baseando no número de alunos que deixaram de comparecer à escola e a morte de famílias inteiras sem que ninguém reclamasse os corpos) além de dezenas de feridos e a destruição foi parcial, havendo pânico na comunidade da própria cidade, nas cidades vizinhas e interdição da Rodovia Anchieta, situada paralelamente à linha do duto e contaminação de extensa área de manguezal.

As figuras 6,7 e 8 trazem relatos de acidentes envolvendo o transporte de produtos em tubulações, onde os níveis de desgastes por corrosão foram os responsáveis pela ruptura e consequentemente provocaram vazamentos de produtos a base de hidrocarbonetos, provocando grandes impactos sócios económicos, turísticos e nas atividades de subsistência, danos ao meio ambiente, e causando a morte de centenas de pessoas e deixando outras centenas feridas, desalojadas e desaparecidas.

Operação OSBAT - Guaecá				
Data	Local	Produto	Volume	Causa
18/02/2004	São Sebastião	Petróleo	Não Estimado	Corrosão
Síntese				
Na manhã do dia 18 de fevereiro de 2004 foi constatado afloramento de petróleo e contaminação do rio Guaecá na região da Praia de Guaecá, em São Sebastião. A PETROBRAS/TRANSPETRO identificou a causa do vazamento como sendo uma fenda longitudinal no oleoduto OSBAT 24", km 3 + 143m, quota 219 m. O vazamento ocorreu dentro de Unidade de Conservação (área do Parque Estadual da Serra do Mar - Núcleo São Sebastião), atingindo o rio Guaecá, corpo d'água classe 1, afetando severamente a biota aquática e associada ao mesmo. Foram atingidos também a praia de Guaecá e outros ambientes como a Mata Atlântica / mata ciliar (área de preservação permanente), indiretamente afetados pelas ações de emergência e remediação implantadas. A operação de emergência envolveu mais de 600 pessoas e intensa logística. O evento teve intensa repercussão na mídia, estimulada ainda pela proximidade do carnaval. Houve impacto sócio econômico no turismo local e nas atividades de subsistência (comércio informal) da praia de Guaecá.				

Figura 6. Notícias sobre incêndios devido ao fator corrosão, (CETESB, 2004).

20/10/1983	S.B. do Campo	Gasolina Síntese	200 m ³	Corrosão
<p>O duto de interligação da Refinaria Presidente Bernardes, em Cubatão (RPBC) ao Terminal de Utinga, da PETROBRAS, em São Caetano do Sul, rompeu por corrosão, causando o vazamento de gasolina, nas proximidades da Represa Billings, contaminando este importante manancial. Em agosto de 1982, a represa também foi afetada por uma vazamento de óleo combustível, causado também por corrosão em oleoduto, mas o volume não foi estimado.</p>				
Operação Vila Socó				
Data	Local	Produto	Volume	Causa
25/02/1984	Cubatão	Gasolina	1.200 m ³	Corrosão
<p>Uma das linhas que interliga a Refinaria Presidente Bernardes, em Cubatão, ao Porto de Alemoa, em Santos, rompeu devido à uma corrosão associado à falha operacional, houve o vazamento de gasolina. Esta tubulação se encontrava em região alagadiça de manguezal, onde estavam assentadas várias famílias em construções do tipo palafitas. A liberação de um produto inflamável se espalhou com a movimentação das marés e houve ignição seguido de incêndio de grandes proporções, causando a morte de 38 pessoas e 53 vítimas além de cerca de quinhentos desabrigados, pânico na comunidade da própria cidade, nas cidades vizinhas e interdição da Rodovia Anchieta, situada paralelamente à linha do duto e contaminação de extensa área de manguezal.</p>				
Operação 303/98				
Data	Local	Produto	Volume	Causa
12/10/1998	S. J. dos Campos	Óleo combustível	1.000 m ³	Corrosão
<p>O oleoduto do Sistema OSVAT rompeu por corrosão, no interior das instalações da Refinaria do Vale do Paraíba (REVAP), causando um grande vazamento de óleo que atingiu áreas alagadas (wetlands) como charcos e brejos, lagoa e o córrego Lambari, gerando um grave impacto ambiental. Este acidente foi uma reincidência. Em 1994, a mesma linha gerou o vazamento de 1.200 m³ do mesmo produto, também por corrosão, afetando as mesmas áreas sensíveis.</p>				

Figura 7. Informações sobre vazamentos de produtos causados pela corrosão, (CETESB, 2004).

Vazamento da Baía de Guanabara

Apesar da CETESB não ter tido uma participação direta nas ações emergenciais desta operação, o vazamento de óleo ocorrido em janeiro de 2000, na Baía de Guanabara, Rio de Janeiro, merece ser brevemente comentado pela sua importância no contexto nacional.

O oleoduto procedente da Refinaria Duque de Caxias, sentido Terminal da Ilha d'Água, rompeu devido à corrosão, no interior do manguezal, liberando 1.300 m³ do produto. Os operadores demoraram muito tempo para paralisar o bombeamento e indentificar o local do vazamento. Enquanto isso, as manchas de óleo formadas, espalharam-se pela Baía de Guanabara, no sentido horário, por ação da maré enchente. Como resultado, foram impactadas extensas áreas de praias, costões rochosos, manguezais, ilhas, obra do patrimônio histórico (porto de Visconde de Mauá), pontos turísticos (como a Ilha de Paquetá), materiais de pesca (redes, cercos, embarcações, remos, etc) e também morreram dezenas de aves aquáticas.

Técnicos da CETESB e da USP foram nomeados pelo Ministério Público Federal na função de peritagem. Assim, foram investigadas as causas e consequências tanto do vazamento em si como das ações de combate. O estudo elaborado concluiu que a degradação do ecossistema de manguezal, onde estava assentado o duto influenciou o descobrimento da tubulação exposto à corrosão e ao "serpenteamento", gerando o seu rompimento. A grande dimensão dos danos ambientais poderia ter sido minimizada, caso o bombeamento tivesse sido rapidamente interrompido e prontamente contido. A pressão exercida pela mídia e por várias organizações governamentais e não governamentais, influenciou negativamente os processos de limpeza das áreas afetadas, agravando o impacto já provocado pelo próprio óleo e gerando uma quantia de resíduos oleosos muito grande.

No entanto, depois desta ocorrência, mudanças significativas ocorreram na PETROBRAS. Esta companhia tem investido uma grande soma em equipamentos de prevenção e combate aos vazamentos de petróleo e derivados, bem como no treinamentos de seus funcionários, no sentido de evitar que acontecimentos semelhantes voltem a ocorrer.

Figura 8. Relatos de acidentes por falhas em tubulações associado ao fator corrosão (CETESB, 2004)

2.10 Histórico de alguns acidentes registrados em Portugal

Em 2004, acidente devido a duas explosões provocaram um incêndio e fizeram 32 feridos durante a substituição de 18 linhas de oleodutos que ligam, ao longo de dois quilômetros a refinaria de Matosinhos ao terminal petrolífero de Leixões.

FONTE: http://www.tsf.pt/PaginaInicial/Vida/Interior.aspx?content_id=1950283

Em 2011 em Matosinhos – Portugal, uma grande explosão seguida de incêndio na refinaria Leça da Palmeira, sem vítimas, apenas danos materiais devido à explosão em um tanque de acumulação de água.

FONTE: <http://www.porto24.pt/multimedia/petrogal-os-acidentes-dos-ultimos-20-anos>

2.11 Histórico de alguns acidentes registrados no Mundo

Em 1998, ocorreu um vazamento de óleo no duto tendo como consequência explosão e incêndio deixando pelo menos 500 mortes na Nigéria.

Em 1999, ocorreu um vazamento de gasolina em Washington nos Estados Unidos tendo como consequência explosão e morte de 3 pessoas.

Em 2000 um vazamento de óleo seguido de explosão no Novo México deixa pelo menos 20 mortos.

Em 2003 nos Estados Unidos dois mortos e uma pessoa gravemente ferida numa explosão provocada por um incêndio num terminal de produtos derivados de petróleo da ExxonMobil em Staten Island, um bairro de Nova York.

Em 2003 na Espanha pelo menos oito operários mortos numa explosão acidental provocada por um vazamento de gás num complexo petroquímico do grupo petrolífero da Repsol YPF em Puertollano (230 km ao sul de Madrid).

Em 2004 na Indonésia pelo menos quatro mortos e 46 feridos num incêndio que devastou o complexo petroquímico de Gresik, a leste da ilha de Java.

Em 2004 na África do Sul pelo menos nove mortos e 140 feridos numa explosão acidental na fábrica de etileno do complexo petroquímico de Sasol, o maior do país.

FONTE <http://noticias.uol.com.br/economia/ultnot/2005/03/24/ult35u40132.jhtm>

3 PRINCIPAIS NORMAS APLICÁVEIS QUANTO A ANÁLISE DA INTEGRIDADE DOS EQUIPAMENTOS DAS INSTALAÇÕES

O controlo de riscos envolvendo instalações que trabalham com transporte, armazenamento e distribuição de produtos derivados do petróleo constitui-se uma tarefa desafiadora, pois possuem uma grande probabilidade de ocorrências indesejáveis, tais como vazamentos, incêndio, explosões e danos no meio ambiente.

Estes acidentes que têm como consequência altíssimas perdas financeiras e principalmente humanas tem despertado um aumento de ações de investimento e planejamento por parte das organizações que procuram através de métodos preventivos e corretivos , criar Programas de Gerenciamento de Riscos visando prevenir e atenuar os riscos oriundos destas atividades, principalmente no controlo da integridade física dos equipamentos industriais que são os responsáveis por boa parte destes acidentes.

Partindo destas premissas, seguidamente apresentam-se algumas normas aplicáveis a programas de gerenciamento de riscos.

3.1 OSHA – Occupational Safety and Health Administration

Trata-se de um programa de implementação de gerenciamento de riscos segundo as recomendações da OSHA, que destaca a identificação, a avaliação e a prevenção de acidentes. Estão presentes nesta norma todas as informações sobre o processo, a análise dos perigos oriundos deste processo, os procedimentos operacionais, treinamento, integridade mecânica, permissões para trabalhos a quente, gerenciamento de mudanças, investigação de acidentes, planos de emergências e auditorias.

Neste estudo aborda-se apenas a integridade física, tem nesta norma por objetivo reduzir a probabilidade de vazamentos em uma planta de processamento assegurando que tenha

- a) Um plano de manutenção;
- b) Procedimentos de teste e inspeção;
- c) Planos para correção de possíveis defeitos;

d) Programas que assegurem a qualidade.

A questão de manutenção tem evoluído ao longo dos tempos como podemos observar no quadro 7:

Quadro 7. Evolução da Manutenção, (fonte: OSHA - SEÇÃO 29 1910.119).

<i>PERÍODO</i>	<i>TIPO</i>	<i>CARACTERÍSTICAS</i>
<i>1875-1914</i>	Improvisada	Quebra-reparo
<i>1914-1950</i>	Corretiva	Sem planejamento Sem controle
<i>1930-1950</i>	Preventiva Corretiva	Com planejamento Sem controle
<i>1950-1965</i>	Engenharia de manutenção	Com planejamento Com controle
<i>1965....</i>	Preditiva	Análise de sintomas Análise estatística Processamento de dados
<i>FUTURO</i>	Preditiva Contínua	Centro de Diagnósticos

Os procedimentos devem abranger:

cilindros, vasos, esferas, tanques de estocagem, e carretas usadas no transporte de substâncias perigosas e/ou inflamáveis, tubulações e seus componentes (válvulas), sistemas de emergência, sistemas de controle (alarme, sensores e sistemas de intertravamento), bombas, entre outros.

3.2 API 581 – Risk-Based Inspection – (RBI)

Inspeção baseada em risco (RBI) é um método que usa o risco que uma instalação está exposta, para criar mecanismos de controle usando um programa de inspeção mais rigoroso dependendo grau de perigo envolvido. Numa planta operacional, uma percentagem relativamente grande do risco está associada com uma pequena percentagem de equipamentos. O RBI permite a mudança de inspeção e recursos de manutenção para proporcionar um maior nível de cobertura sobre os itens de alto risco e um esforço adequado no menor risco. Um benefício potencial de um programa RBI para aumentar horários de funcionamento e tiragens de instalações de processo, enquanto melhorar ou, pelo menos, manter o mesmo nível de risco.

Os efeitos do Programa de Inspeção Baseada em Risco são resumidos como se seguem:

- Monitorização remota dentro de uma planta para identificar áreas de alto risco:
- Estimar um valor de risco associado com a operação de cada item de equipamento em uma refinaria ou processo químico de plantas com base numa metodologia consistente:
- Priorizar o equipamento com base no risco medido:
- Projetar um programa de inspeção adequado:
- Gerenciar sistematicamente o risco de falhas de equipamento.

O método de Inspeção Baseada em Risco (RBI) define os riscos dos equipamentos em operação pela combinação de dois termos distintos: a consequência de falha e a probabilidade de falha. Estes dois tópicos serão detalhados no capítulo 5 que trata da análise de riscos predominante da falha (fator corrosão).

3.3 N-2782 – Técnicas Aplicáveis à análise de Riscos Industriais

Esta norma Técnica Petrobrás consiste na aplicação de técnicas de identificação de perigos e/ou de riscos das diversas fases do ciclo de vida das instalações industriais, empregando tabelas, que relacionam as categorias de frequência e severidade.

As categorias de frequência consistem na classificação do evento quanto à sua frequência de ocorrência na instalação. As categorias de severidade permitem a classificação do evento quanto à severidade das consequências geradas.

A relação entre as categorias de frequência e severidade formam a categoria de Risco, que nada mais é do que uma indicação qualitativa do nível de risco de cada cenário encontrado.

O risco classifica-se em três fases distintas: risco tolerável, risco moderado e risco não tolerável.

O risco tolerável é caracterizado como o risco em que não há a necessidade de nenhum tipo de medidas adicionais, apenas a necessidade de monitoramento para a garantia do controle.

Os riscos moderados devem considerar outros métodos alternativos para redução da probabilidade de ocorrência e de consequências, devendo ser considerados métodos de controle adicionais com o objetivo de garantir uma redução dos riscos.

Já o risco não tolerável é quando todos os controles empregues são insuficientes e consequentemente devem ser aplicados métodos alternativos de modo a prevenir a probabilidade de ocorrências ou a severidade das consequências.

4 MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCOS DE INCÊNDIO

4.1 Introdução

Independente do tipo de instalação industrial, sempre haverá necessidade de se fazer uma avaliação prévia de todos os processos que ela desenvolve para se prever com a devida antecipação os principais problemas ou falhas que a mesma pode oferecer. Se esta análise não for feita de maneira correta, os sistemas de emergência destas instalações serão dimensionados de maneira inadequada e toda a planta industrial estará sujeita a riscos desconhecidos devido às consequências que uma falha operacional pode desencadear, provocando danos no patrimônio, no meio ambiente e principalmente no ser humano.

Existem vários tipos de aplicação de ferramentas para avaliação de riscos. Neste capítulo apresentam-se algumas técnicas de análise de risco de incêndio tais como: Gretener, FRAME, Árvore de Acontecimentos e Árvore de falhas, e para validação prática no sistema de tubulação utiliza-se a técnica de inspeção por ultra-som que visa avaliar as condições de integridade física de uma linha de tubulação no estudo de caso.

4.1.1 Técnicas de Análise de Riscos

4.1.1.1 Método de Gretener

Este método de avaliação foi idealizado pelo Suíço Max Gretener na década de 60, onde trata da avaliação quantitativa dos riscos de incêndios em edifícios. Sua abordagem consiste em determinar que cada edifício esteja sujeito ao perigo de incêndio, onde esta evolução do incêndio depende de vários tipos de fatores que podem acelerar ou retardar o desenvolvimento do incêndio.

A fórmula básica consiste no fator de exposição ao perigo de incêndio caracterizado por “B” e o produto entre o fator de perigo “P” dividido pelo produto de todos os fatores de proteção M, conforme a equação (4.1):

$$B = \frac{P}{M} \quad (4.1)$$

Sua aplicação caracteriza-se também na:

a) Designação dos perigos inerentes ao conteúdo que constituem:

- Carga de incêndio mobiliária Q_m : (fator q);
- Combustibilidade - grau de perigo F_e : (fator c);
- Perigo de fumo F_u (factor r);
- Perigo de corrosão /de toxicidade C_o : (fator k).

b) Designação dos perigos inerentes ao edifício:

- Carga de incêndio imobiliária Q_i : (fator i);
- Nível do andar ou altura útil do local E : (fator e);
- Amplitude da superfície: (fator g).

c) Medidas de Proteção (M) que se subdividem em três categorias:

- Medidas normais N : (factores $n_1 \dots n_5$)

n_1 - extintores portáteis;

n_2 - bocas de incêndio interiores/postos de incêndio;

n_3 - fiabilidade de adução em água de extinção;

n_4 - comprimento da conduta de transporte (distância da boca de incêndio exterior à entrada do edifício);

n_5 - pessoal instruído.

- Medidas especiais S : (factores $s_1 \dots s_6$)

s_1 - deteção do fogo;

s2 - transmissão do alarme;

s3 - Bombeiros (corpo oficial de Bombeiros e Bombeiros de empresa);

s4 - grau de intervenção do corpo oficial de Bombeiros;

s5 - instalações de extinção;

s6 - instalações de evacuação de calor e de fumo;

• Medidas de proteção inerentes à construção F: (factores f1...f4)

$$F = f1 . f2 . f3 . f4$$

Desta forma o risco de incêndio efetivo será determinado de maneira simplificada conforme a equação (4.2):

$$R = B \times A = \frac{P}{M} \times A = \frac{P}{N \times S \times F} \times A \quad (4.2)$$

Este método também recomenda valores admissíveis para riscos de incêndios de acordo com o tipo de construção, e para cada caso, haverá um valor limite partindo de um risco normal, sendo introduzido um fator de correção, tendo em conta o maior ou menor perigo para as pessoas.

Logo teremos:

$R_u = R_n . P_{HE}$ = risco de incêndio admissível

$R_n = 1,3$ risco de incêndio normal

P_{HE} = fator de correção do risco normal em função do número de pessoas e do nível do andar

$P_{HE} < 1$ para perigo de pessoas acrescido

$P_{HE} = 1$ para perigo de pessoas normal

$P_{HE} > 1$ para perigo de pessoas reduzido

A prova da segurança contra incêndio (γ) faz-se comparando o risco de incêndio efetivo (R) com o risco de incêndio admissível (R_u), conforme a equação (4.3).

$$\gamma = \frac{R_u}{R} = \frac{R_n \times PHE}{R} = \frac{1,3 \times PHE}{R} \quad (4.3)$$

A segurança contra incêndio estará suficiente quando se enquadrar à equação (4.4), ou seja, quando o risco de incêndio efetivo for inferior ao risco de incêndio admissível, sendo válido somente para $\gamma > 1$, caso contrário, se $\gamma < 1$, significa que o edifício ou o compartimento de incêndio não está suficientemente protegido contra incêndio, havendo necessidade de se implementar outros meios de proteção adicionais.

$$\gamma = \frac{R_u}{R} \geq 1 \quad (4.4)$$

4.1.1.2 F.R.A.M.E

F.R.A.M.E. (Fire Risk Assessment Method for Engineering), foi desenvolvido a partir de um método proposto nos anos 60 pelo engenheiro suíço M. GRETENER, a partir de numerosos métodos similares: ERIC – EVALUATION du RISQUE d'INCENDIE par le CALCUL, um método desenvolvido na França por SARAT et CLUZEL, as normas alemãs DIN 18230 et austríacas TRBV100, sistemas usados pelo setor segurador. (Erik De Smet, 2008).

O objetivo deste método de análise de risco é a avaliação do risco de incêndio tanto para edifícios e seu conteúdo, como também para os seus ocupantes e atividades. Partindo do princípio que existe um equilíbrio entre o perigo e a proteção num edifício, ou seja o risco de incêndio (R) é definido pelo quociente entre o risco potencial (P) e o produto do risco aceitável (A) pelo nível de proteção (D), conforme a equação (4.5).

$$R = \frac{P}{A \times D} \quad (4.5)$$

O risco potencial (P) é definido por:

$$P = q \cdot i \cdot g \cdot e \cdot v \cdot z \quad (4.6)$$

Onde:

q = fator de carga calorífica (carga térmica);

i = fator de propagação;

g = fator de geometria horizontal;

e = fator dos andares;

v = fator de ventilação;

z = fator de acessibilidade.

O risco aceitável (A) é definido por:

$$A = 1,6 - a - t - c \quad (4.7)$$

Onde:

1,6 é o valor máximo de A;

a = fator de ativação;

t = fator de evacuação;

c = fator de conteúdo.

O nível de proteção D é definido por:

$$D = W \cdot N \cdot S \cdot F \quad (4.8)$$

Onde:

W = fator dos recursos de água;

N = fator de proteção normal;

S = fator de proteção especial;

F = fator de resistência ao fogo.

Na determinação do risco de incêndio para as pessoas / ocupantes:

O risco para os ocupantes **R1** é definido por:

$$\mathbf{R1} = \frac{\mathbf{P1}}{\mathbf{A1} \times \mathbf{D1}} \quad (4.9)$$

Onde:

P1 = Risco Potencial

A1 = Risco Aceitável

D1 = Nível de Proteção

O Risco Potencial **P1** é definido por:

$$\mathbf{P1} = \mathbf{q} \cdot \mathbf{i} \cdot \mathbf{e} \cdot \mathbf{v} \cdot \mathbf{z} \quad (4.10)$$

Onde:

q = fator de carga calorífica (carga térmica);

i = fator de propagação;

e = fator dos andares (níveis);

v= fator de ventilação;

z = fator de acessibilidade.

O Risco Aceitável **A1** é definido por:

$$\mathbf{A1} = 1,6 - \mathbf{a} - \mathbf{t} - \mathbf{r} \quad (4.11)$$

Onde:

1,6 = valor máximo de A;

a = fator de ativação;

t = fator de evacuação;

r = fator ambiental.

O nível de Proteção D1 é definido por:

$$D1 = N \cdot U \quad (4.12)$$

Onde:

N = fator de proteção normal

U = fator de fuga

Na determinação do risco para atividades:

O risco para atividades R2 é definido por:

$$R2 = \frac{P2}{A2 \times D2} \quad (4.13)$$

Onde:

R2 = Risco Potencial

A2 = Risco Aceitável

D2 = Nível de Proteção

O Risco Potencial P2 é definido por:

$$P2 = i . g . e . v . z \quad (4.14)$$

Onde:

g = fator de geometria horizontal;

i = fator de propagação;

e = fator dos andares;

v = fator de ventilação;

z = fator de acessibilidade.

O Risco Aceitável A2 é definido por:

$$A2 = 1.6 - a - c - d \quad (4.15)$$

Onde:

1,6 = valor máximo de A;

a = fator de ativação;

c = fator de conteúdo;

d = fator de dependência.

O nível de Proteção D2 é definido por:

$$D2 = W . N . S . Y \quad (4.16)$$

Onde:

W = fator de recurso em água

N = fator de proteção normal

S = fator de proteção especial

Y = fator de salva guarda

4.1.1.3 Árvore de Acontecimentos (ou Eventos)

A Análise da Árvore de Acontecimentos ou Eventos é um método lógico-indutivo para identificar as várias e possíveis consequências resultantes de certo evento inicial

A técnica procura determinar as frequências das consequências decorrentes dos eventos indesejáveis, utilizando encadeamentos lógicos em cada etapa de atuação do sistema.

Nas aplicações de análise de risco, o evento inicial da árvore de eventos é, em geral, a falha de um componente ou subsistema, sendo os eventos subsequentes determinados pelas características do sistema.

Para o traçado da árvore de eventos devem ser seguidas as seguintes etapas:

- a) Definir o evento inicial que pode conduzir ao acidente;
- b) Definir os sistemas de segurança (ações) que podem amortecer o efeito do evento inicial;
- c) Combinar numa árvore lógica de decisões as várias sequências de acontecimentos que podem surgir a partir do evento inicial;
- d) Construída a árvore de eventos, calcular as probabilidades associadas a cada ramo do sistema que conduz a alguma falha (acidente).

A árvore de eventos deve ser lida da esquerda para a direita. Na esquerda começa-se com o evento inicial a que se segue sequencialmente os demais eventos. A linha superior é NÃO e significa que o evento não ocorre, a linha inferior é SIM e significa que o evento realmente ocorre.

4.1.1.4 Árvore de Falhas

Esta técnica foi desenvolvida em meados da década de 60, por H.A.Watson dos Laboratórios Bell Telephone. É uma técnica dedutiva baseada na análise de risco na Lógica Buleana, que considera a probabilidade de ocorrência de eventos indesejados tais como vazamento, incêndios e explosões entre outros e que podem desencadear um evento ou acontecimento de topo. A análise consiste na decomposição simultânea de um evento complexo chamado de acontecimento de topo em acontecimentos intermédios até chegar a acontecimentos básicos

A sua aplicação é feita em duas fases distintas: a primeira fase é composta pela elaboração da árvore de falha, e a segunda fase consiste em proceder à análise dos resultados obtidos e na determinação das atitudes a serem tomadas.

O facto desta técnica considerar a combinação de vários eventos que desencadeiam o evento de topo indesejado, permite fazer a identificação dos elementos geradores principais para um total gerenciamento e controlo evitando assim a manifestação do evento de topo.

Esta técnica possui ainda vantagem de considerar os eventos combinados que as outras técnicas de análise não dispõem, mas que necessitam de um banco de dados confiável, pois se o banco de dados não for confiável, a análise de risco pode ficar comprometida, por indicar probabilidades que diferem da realidade.

Aplicação da técnica de Ensaios não Destrutivos por Ultra-Som Industrial em tubulações é uma técnica de de inspeção por ultra-som em que um feixe sônico de alta frequência é efetivado no material a inspecionar com o objetivo de detetar discontinuidades internas e superficiais, além de permitir a medição de espessura da peça a ser ensaiada devido ao conhecimento da velocidade sônica e do tempo gasto para percorrer toda a extensão da peça e retornar ao ponto de origem. Desta forma este método visa diminuir o grau de incerteza na utilização de matérias, peças ou componentes metálicos ou não metálicos.

Seu princípio de funcionamento consiste em calibrar o equipamento de acordo com o tipo de material a ser inspecionado, pois cada material tem características diferentes quanto à velocidade sônica que é a velocidade de propagação de uma onda mecânica que viaja por dentro da peça. Após a calibração utiliza-se um cabeçote denominado transdutor que através do efeito piezo-elétrico, emite uma onda ultrasônica para dentro da peça ensaiada e a onda após atingir a extremidade da peça ou alguma discontinuidade que impeça a passagem da onda, a mesma retorna ao cabeçote de origem, sabendo-se a velocidade sônica, e o tempo que a onda levou para percorrer toda a extensão da peça e retornar para o seu ponto de origem, é possível calcular a distância percorrida, no nosso caso teremos uma leitura numérica da espessura da peça ensaiada. Esta técnica está bem representada conforme a figura 9.

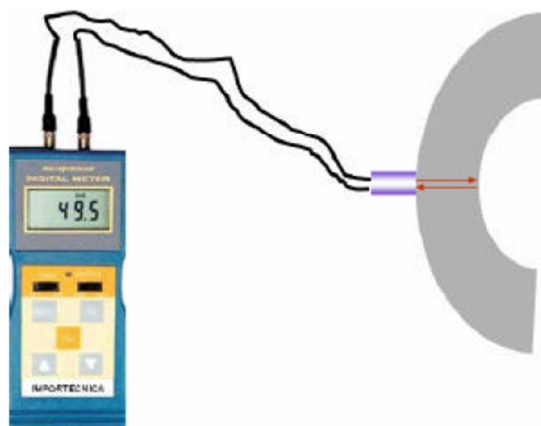


Figura 9. Equipamento de Medição de Espessura Digital por Ultra Som, (Fonte: foto extraída da Website Eddytroniv)

a) Aplicação

O seu campo de aplicação vai desde a detecção e avaliação de discontinuidades internas, detecção de discontinuidades superficiais, medição de espessura, controlo de corrosão, até à determinação de propriedades físicas, estrutura, tamanho de grão e constantes elásticas.

b) Vantagens:

Possui alta sensibilidade, o laudo é imediato, não requer cuidados especiais quanto à segurança, grandes espessuras não são uma limitação para o ensaio e permite definir a profundidade e o tamanho da discontinuidade

c) Limitações:

Requer grande conhecimento teórico e experiência por parte do inspetor, o registro permanente não é facilmente obtido, faixas de espessuras muito finas constituem uma dificuldade para a aplicação do método, requer o preparo da superfície e em alguns casos, é necessário remover o reforço da solda.

d) Critério de aceitação:

A avaliação das discontinuidades encontradas deve ser feita de acordo com o procedimento escrito, normal aplicável, especificação do cliente, ou por outro documento da qualidade, variando de acordo com as normas e procedimentos de cada equipamento e do tipo de material a ser inspecionado. No estudo de caso adota-se como critério de aceitação a diminuição de espessura máxima para uma tubulação de GLP – Gás Liquefeito de Petróleo, feita de aço carbono em 20% da sua espessura nominal (até 2,54 mm de desgaste), ou seja, como a tubulação possui 12,70 mm de espessura nominal, para título de aplicação no controlo

de integridade física a espessura máxima para que a tubulação se encontre dentro dos parâmetros de segurança será de 10,16 mm

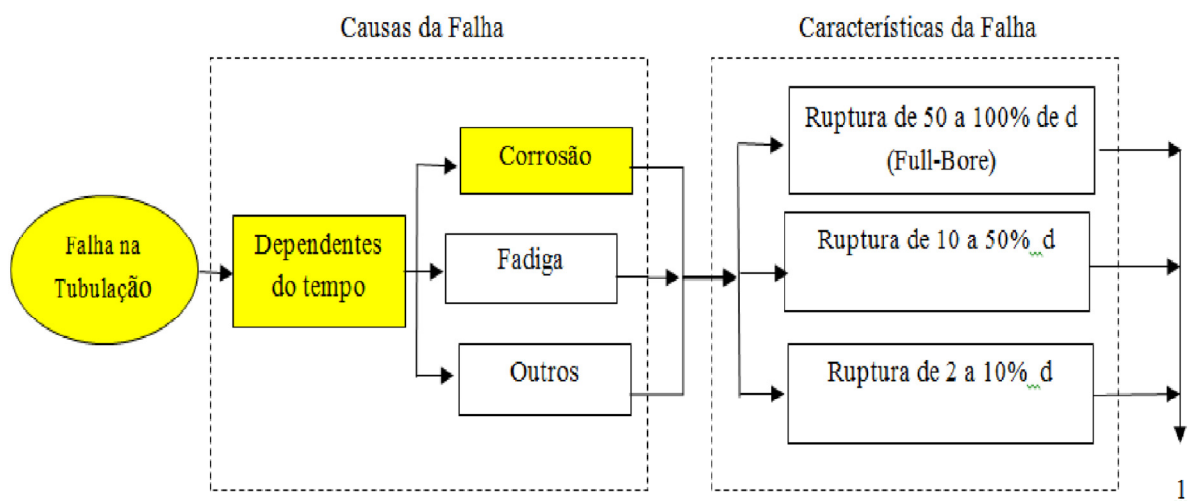
5 ANÁLISE DE RISCO PREDOMINANTE DA FALHA

5.1 Potencialidade da Falha (Causas da Falha)

A falha é um incidente decorrente de uma não conformidade de origem física em um determinado componente ou equipamento como os dutos ou tanques que estejam a transportar ou armazenar produtos à base de hidrocarbonetos.

Dependendo da gravidade ou extensão da falha, a liberação não intencional de uma quantidade significativa destes produtos para o meio externo pode se não for detetado e ou controlado a tempo, evoluir para um incêndio e conseqüentemente uma explosão.

Uma falha num sistema pode ser decorrente de vários fatores, dentre os principais a corrosão, a fadiga, problemas operacionais e ações de terceiros. Neste tópico daremos ênfase apenas às falhas dependentes do tempo tais como a falhas por corrosão internas e externas que se caracterizam pela deterioração da integridade física das tubulações industriais pela ação do tempo como demonstrado na figura 10.



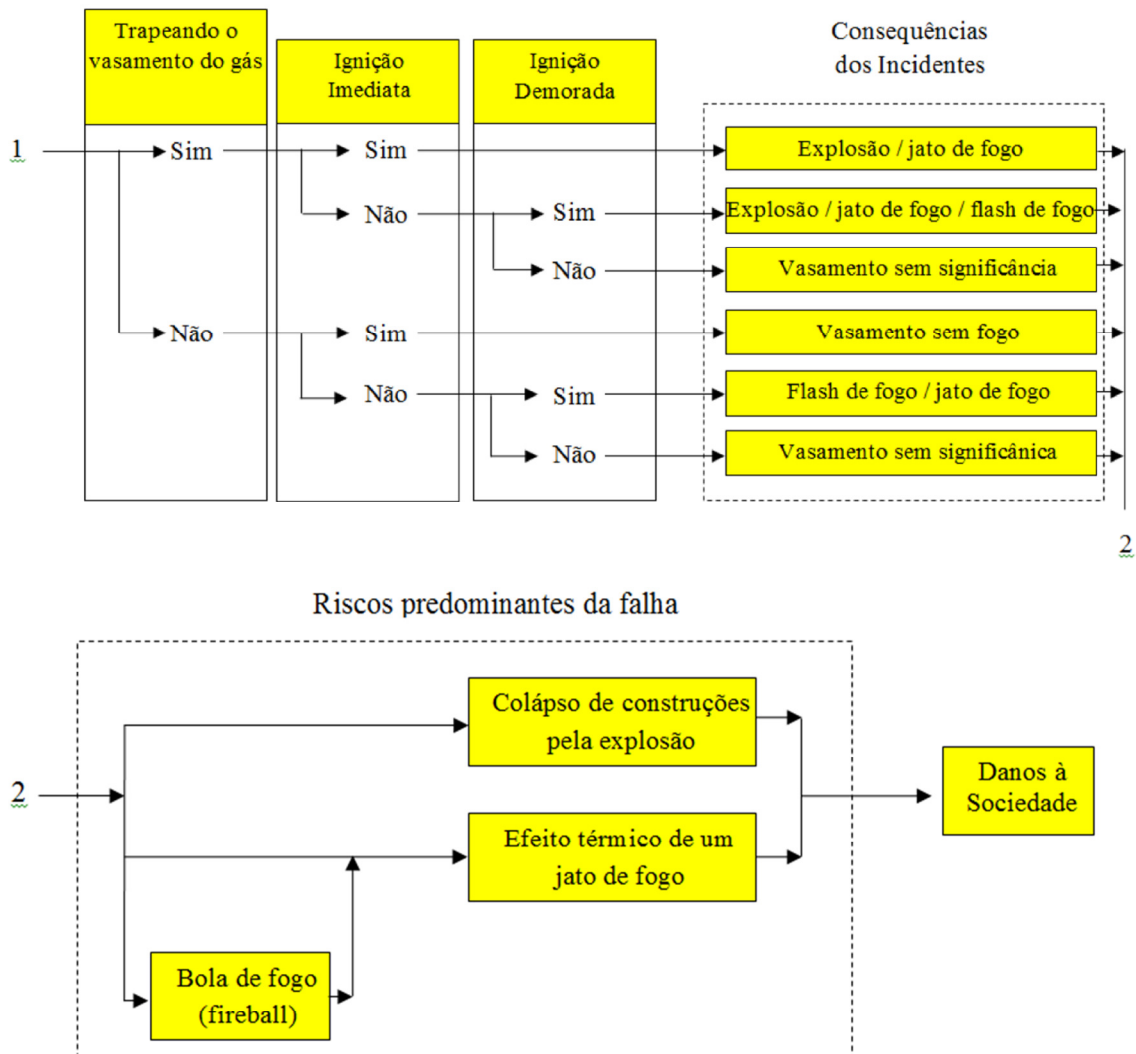


Figura 10. Fluxograma do modelo de falha e risco (Fonte: API PR 581)

5.1.1 Corrosão

De acordo com as definições mais modernas, corrosão é a deterioração dos materiais pela ação do meio, ou seja, a destruição dos materiais metálicos pela ação química ou eletroquímica do meio, a que pode ou não estar associada uma ação física. (H. H. Uhlig – Departamento de Metalurgia do Massachusetts of Technology – M.I.T).

A corrosão acontece devido à reação de metais com os elementos não metálicos presentes no meio, tais como o oxigênio e o enxofre que produzem compostos semelhantes aos encontrados na natureza de onde foram extraídos. Desta forma chegamos à conclusão que a

corrosão corresponde ao inverso dos processos metalúrgicos, pois os metais encontrados na natureza estão na forma de composto, apresentando um baixo nível de energia. Só após a inclusão desta energia aos compostos denominados minérios, através de processos metalúrgicos, é que conseguiremos produzir o metal. Como esta energia recebida é mais elevada que a energia do composto natural, o metal passa a estar em equilíbrio metaestável, desta forma, se este metal não obtiver um tratamento através de proteções adequadas, a energia que o gerou, gradativamente será libertada, deixando-o exposto ao oxigênio e ao enxofre presentes na natureza, voltando este metal aos níveis de compostos devido a reações de corrosão, mais precisamente, do pó ao pó. A figura 11 mostra o ciclo dos metais que após passarem pelo processo da metalurgia dentro de um alto forno, recebem uma determinada quantidade de energia, estando estas peças em contato com o meio ambiente, gradativamente esta energia vai se perdendo com o tempo ocorrendo o aparecimento da corrosão.

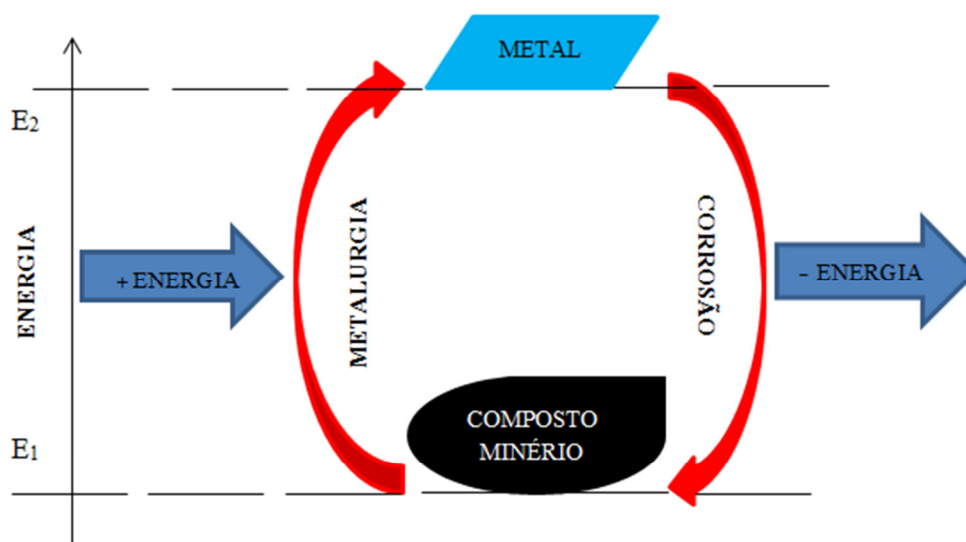


Figura 11. Ciclo dos metais (Fonte: Proteção catódica ACD 4ª edição).

5.1.2 Falhas por Corrosão

A corrosão constitui-se como um dos principais agentes responsáveis por falhas em tubulações e causadoras de inúmeros tipos de acidentes e incidentes devido ao desgaste gradativo da espessura na parede da tubulação, reduzindo a integridade estrutural e aumentando assim o risco de falhas. Estas severidades aliadas com outros fatores do tipo fadiga contribuem para o aumento potencial das falhas.

5.1.3 Corrosão externa

A corrosão é uma das maiores falhas geradoras de prejuízos no que diz respeito às perdas de materiais. Apesar de grande parte da tubulação implantada para o transporte de produtos estar enterrada, esta condição não dá imunidade aos dutos face aos fenômenos atmosféricos corrosivos. A corrosão caracteriza-se pela mudança química no material constituinte do duto resultante da interação do material com a atmosfera. A verificação constante das condições de isolamento do duto enterrado é muito importante, pois é possível que ocorra a acumulação de humidade junto à parede do mesmo, permitindo assim que a corrosão se inicie e prossiga sem que seja percebida.

A maioria dos metais tende a combinar-se com o oxigénio do ar, produzindo os respetivos óxidos, sendo o tipo de atmosfera um item que afeta o estudo da corrosão atmosférica como um todo, uma vez que a composição química, a humidade e a temperatura podem acelerar os efeitos da corrosão. É preciso verificar também se há existência de suportes para a sustentação do duto, já que os suportes se podem tornar-se um ponto preferencial para a ocorrência de corrosão, porque os suportes podem promover um mecanismo de perda de revestimento ou da tinta do duto, e podem também aprisionar humidade junto à parede da tubulação.

Um dos mecanismos para prevenir a corrosão atmosférica é o isolamento do metal do ambiente agressivo. É certo que nenhum revestimento está livre de falhas e, por esta razão, o potencial de corrosão nunca será completamente removido. A redução deste potencial depende de alguns fatores principais, como a boa qualidade do revestimento e da sua aplicação, a qualidade do programa de inspeção do duto e da qualidade das possíveis correções do mesmo.

5.1.4 Corrosão Galvânica

A corrosão galvânica é um processo corrosivo resultante de um contacto elétrico de materiais metálicos ou ligas, conectados e imersos num mesmo eletrólito.

Um fator de bastante relevância na corrosão galvânica é a relação entre as áreas anódicas e catódicas. Se a área catódica for pequena em relação à anódica, a corrosão não será muito acentuada, porém em caso contrário sim. Uma grande área catódica origina uma alta densidade na parte do metal que está sendo atacado (anodo), tendo como consequência uma alta taxa de corrosão.

A intensidade corrosiva dependerá da distância entre os materiais, pelo que uma maneira de se prevenir este tipo de corrosão será intercalar, entre os dois metais ou liga um isolante elétrico,

não constituído por material poroso, para evitar a absorção de água e conseqüentemente o aparecimento de outro tipo de corrosão por fresta.

5.1.5 Corrosão Interna

A corrosão interna constitui uma grave ameaça estrutural em operações de equipamentos que necessitam de controle de qualidade rígido, pois é causada pela reação entre a parte interna da tubulação com o produto que está sendo transportado.

Existem dois fatores importantes que determinam como se dará a corrosão interna a corrosibilidade do produto e o tipo de proteção interna da tubulação.

A corrosibilidade do produto mediamente corrosivo é aquela em que o dano na parede do duto ocorre com baixa taxa de corrosão. Existem também a corrosibilidade sob condições especiais que só ocorre em certas circunstâncias como, por exemplo, a presença de CO₂ ou água salgada nos dutos. O ambiente propício à corrosibilidade do produto nula é aquele em que a possibilidade de reação entre o produto a ser transportado e o material do duto é muito baixa.

Já na proteção interna pode se proceder de várias maneiras. O revestimento interno é uma boa solução para a prevenção da corrosão, quando o produto transportado é incompatível com o material do duto, que em geral são ligas de aço. Assim, pode-se usar um material de revestimento compatível com este produto, a fim de evitar um contacto que possa iniciar o processo corrosivo na parede interna do duto.

A proteção interna também pode ser viabilizada por intermédio da injeção de inibidores no produto transportado para reduzir ou inibir a reação de corrosão, por meio de agentes limpadores da parede interna do duto, comumente chamados de pigs, que são dispositivos que são inseridos nas tubulações e que viajam livremente, dirigido pelo próprio fluxo que pode ser a água, o gás, ou outro líquido, que, além da função de limpeza, possuem também outras funções das quais se destaca a inspeção interna da tubulação através de transdutores que fazem o monitoramento interno das tubulações dando informações quanto aos níveis de corrosão e outras possíveis descontinuidades mecânicas que se não tratadas poderão evoluir para um vazamento ou dependendo do tipo de produto e quantidade derramada, para um incêndio e ou explosão.

5.1.6 Classificação do Potencial de Corrosividade

A norma da Petrobras N-2785, trata da monitoração, interpretação e controle da corrosão interna dos dutos, classificando o potencial de corrosibilidade dos fluidos como: severo, moderado e baixo.

Os critérios da monitorização da corrosão interna são definidos segundo resultados das análises de campo, químicas e microbiológicas de fluidos e resíduos coletados nos canhões recebedores de pigs, sobre os cupons de perda de massa e/ou pelo levantamento das taxas de corrosão determinadas por meio de cupons de perda de massa e sondas de resistência elétrica (RE).

O potencial é considerado severo ou moderado se pelo menos um dos critérios definidos assim o indicar. O potencial de corrosibilidade deve ser avaliado permanentemente em função dos resultados de monitorização. Os limites de classificação do potencial de corrosibilidade de acordo com a taxa de corrosão são determinadas pelo histórico da falha e através do cupom por perda de massa, como pode ser visto nos quadros 8 e 9 respectivamente.

Quadro 8. Potencial de corrosividade em função do histórico de falha por corrosão interna,
(Fonte: Norma Petrobras N-2785)

Potencial de Corrosividade	Histórico de Falha
Baixo	Sem histórico de falha por corrosão interna ou se a falha por corrosão ocorreu há mais de 10 anos, porém a causa foi eliminada.
Moderado	Se o duto tiver histórico de falha por corrosão interna entre 5 anos a 10 anos dos seus últimos anos de operação, mesmo que as causas de corrosão tenham sido eliminadas.
Severo	Se o duto tiver histórico de falha por corrosão interna nos últimos 5 anos ou com mais de 5 anos, porém com as causas de corrosão não eliminadas.

Quadro 9. Potencial de corrosividade em função da taxa de corrosão,
(Fonte: Norma Petrobras N-2785)

Potencial de corrosividade	Taxa uniforme (cupom/sonda) mm / ano	Taxa de Pites (cupom) mm / ano
Baixo	< 0,025	< 0,127
Moderado	0,025 a ,0125	0,127 a 0,201
Severo	> 0,025	> 0,201

5.2 Potencialidade da Consequência

Ao longo dos tempos falhas em prever riscos e perigos, além da falta de implementação de uma política de medidas preventivas, planejamento insuficiente e aplicações inadequadas nas operações em terminais petroquímicos, envolvendo tubulações industriais resultaram em grandes vazamentos, incêndios e explosões, causando lesões, dano de propriedade e infelizmente, perda de vidas. A análise de risco surge como uma ferramenta indispensável para o gerenciamento e controle de todas as atividades que influenciam a segurança de terminais petroquímicos decorrentes de falhas ocasionadas pela falta de integridade física dos equipamentos industriais.

De acordo com o Instituto Americano de Engenheiros Químicos (AIChE – Americas Institute of Chemical Engineers), a análise de risco caracteriza-se pelo desenvolvimento oriundo de estimativas qualitativas ou quantitativas do risco de uma determinada instalação com base numa avaliação de engenharia, utilizando técnicas específicas para a identificação dos possíveis cenários de acidentes, as suas frequências e consequências.

5.2.1 Risco

Ansell (1992) Souza (1995) apresenta vários significados da palavra risco tendo em conta vários idiomas. A palavra *risq* em árabe significa algo que lhe foi dado e do qual se tirará proveito, sendo, portanto, um aspeto favorável ao ser humano. Em latim, *riscum* tem a conotação de algo inesperado e desfavorável ao homem. Em grego, a palavra *risq*, pressupõe a probabilidade de algo que pode ser positivo ou negativo. No francês, *risque* tem significado negativo, embora ocasionalmente possa estar relacionada com algo positivo. Em inglês, *risk* tem uma conotação exclusivamente negativa.

Na indústria o risco caracteriza-se como o potencial de ocorrência de consequências não desejadas durante a realização de uma tarefa ou atividade, podendo ser classificado como risco aceitável ou risco inaceitável.

A BS OHSAS 18001 descreve que o risco é aceitável, quando os seus efeitos são reduzidos a um nível que pode ser suportado pela organização, tendo em conta as suas obrigações legais e a sua política de segurança. Os riscos inaceitáveis caracterizam-se pelo facto dos seus efeitos gerarem consequências de maiores proporções ocasionando perdas financeiras e danos às pessoas e ao meio ambiente.

5.2.2 Perigo

O perigo caracteriza-se quando existe uma condição decorrente de uma atividade que tenha a capacidade de causar um dano ao ser humano ou ao meio ambiente.

5.2.3 Consequência da Falha

Avaliando os principais acidentes nas indústrias petroquímicas, rapidamente podemos ver que a falta de integridade física nos equipamentos que transportam e armazenam produtos químicos à base de hidrocarbonetos, são as principais consequências relacionadas à falha e que podem levar a vazamentos. Um derrame acentuado destes produtos altamente perigosos e inflamáveis quer seja na fase líquida ou gasosa, juntamente com a mistura de ar, pode desencadear grandes explosões seguidas de incêndio. Desta forma, caso este derrame não seja detetado e controlado a tempo, os danos oriundos desta falha poderão ser catastróficos, pois terão consequências de natureza social, econômica e ambiental.

5.3 Principais danos ocasionados após a falha

5.3.1 Danos Sociais

Os principais danos sociais foram avaliados de acordo com as características dos produtos armazenados e distribuídos pela Transpetro S/A no Terminal Aquaviário de São Luís – MA - Brasil, e de acordo com a sua perigosidade e toxicidade para a vida humana e aquática, uma vez que o terminal está localizado próximo de zonas habitadas e no litoral. O quadro 10 demonstra as características químicas e oleosas dos produtos.

Quadro 10. Características químicas e oleosas dos produtos armazenados

Fonte: Petrobras

<i>Substância</i>	<i>Nº ONU</i>	<i>Fonte</i>	<i>Poluição Ar/água</i>	<i>Propriedades</i>	<i>Toxicidade</i>	<i>Classificação poluição das águas</i>
GLP: Gás liquefeito de Petróleo gás sem coloração; odor fraco; produz nuvem	1075	Navio Duto Tancagem	Não	Classe 2 – Gás Inflamável Flutua e ferve em água, insolúvel Biodegradável: volátil Potencial de concentração na cadeia alimentar: nenhum	Não consta	Toxicidade humana: 0 Toxicidade aquática: 0 Efeito estético: 0
Óleo combustível Marítimo: Óleo combustível residual; <i>bunker fuel oil (BPF)</i> , líquido denso preto; odor de alcatrão;	1993	Navio Duto Tancagem	Sim	Classe 3 – Líquido Inflamável flutua na água, insolúvel Biodegradável: não disponível Potencial de concentração na cadeia alimentar: nenhum	Não disponível	Não disponível
Óleo diesel: Líquido oleoso; marrom amarelado; odor de óleo combustível ou lubrificante	1202	Navio Duto Tancagem	Sim	Classe 3 – Líquido Inflamável Flutua na água, insolúvel Biodegradável: não disponível Potencial de concentração na cadeia alimentar: nenhum	Não disponível	Não disponível
Óleo diesel marítimo	3082	Navio Duto Tancagem	Sim	Classe 9 – substâncias perigosas diversas lutua na água, insolúvel Biodegradável: não disponível Potencial de concentração na cadeia alimentar: nenhum	Não disponível	Não disponível

Em caso de vazamentos destes produtos no Terminal Aquaviário de São Luis, as medidas mitigadoras serão tomadas para a contenção do vazamento, isolamento da área afetada, retirada e do material derramado.

Os principais danos sociais que podem ocorrer são:

- Desconforto respiratório dos operadores do porto e do terminal petroquímico em função das nuvens tóxicas devido ao vazamento de produtos voláteis como o GLP;

- Sensações de medo e pânico dos operadores e à comunidade circundante decorrentes de possíveis incêndios e explosões;
- Ferimentos em operadores do porto e do terminal,
- Possibilidade de óbitos;
- Danos aos mangues devido aos vazamentos de óleo e de outros produtos químicos;
- Poluição das águas do Estuário de São Marcos e das principais praias de São Luís;
- Prejuízo para as atividades de lazer, de desporto e de turismo nas águas da Baía de São Marcos e nas praias de São Luís, em função dos derramamentos de óleo;
- Prejuízo para os pescadores devido ao contacto dos equipamentos de pesca com óleo e devido à proibição da pesca nas águas do estuário por estarem poluídas, pelos dias que não “cataram” ou não puderam vender caranguejo pelo mangue estar contaminado e também consequências para os animais. Estes prejuízos podem ser a médio ou longo prazo, dependendo da gravidade do impacto ambiental;
- Impactos decorrentes das ações de limpeza das praias.

Desta forma, todas as ações de emergência envolvendo ou não vazamentos, incêndios e explosões, desencadeiam momentos de muito stress e tensão nervosa nos operadores portuários, brigadas de incêndio, CDP – Centro de Defesa Ambiental, Corpo de Bombeiros, Capitania dos Portos, representantes e técnicos dos órgãos ambientais. Pois as primeiras 24 horas são de extrema importância para contenção do vazamento, o combate a incêndios e isolamento da área afetada.

5.3.2 Danos Económicos

Podemos dizer que de entre as mais diversas formas de perdas económicas, os vazamentos de hidrocarbonetos, seguidos de incêndios e explosões são os mais devastadores devido ao seu alto poder de destruição associado a uma rápida capacidade de alastramento, podendo comprometer severamente uma determinada atividade económica. Ou seja, em poucos segundos, pode ser destruída uma planta industrial, de refino dos produtos, de transporte, ou de distribuição e armazenamentos, pode causar prejuízos incalculáveis para uma determinada empresa para além de poder ceifar a vida de muitos trabalhadores. A figura 8 mostra uma ilustração relacionada aos danos económicos devido ao fator corrosão.

Deste modo, é evidente a natureza devastadora deste tipo de sinistros a que as instalações industriais petroquímicas estão sujeitas, por operarem com produtos altamente inflamáveis e voláteis, associados a uma política de manutenção inadequada ou pouco eficiente quanto aos cuidados com a integridade física dos equipamentos e das tubulações industriais responsáveis pelo transporte destes produtos até um pátio de estocagem e distribuição.

Diversos fatores podem dar origem a este tipo de sinistros. De entre eles destacam-se os seguintes: defeitos de fabricação dos equipamentos, defeitos de projetos devido a falhas de especificações, defeitos de montagem e instalação, falta de uma política adequada de inspeção e testes de controlo adequados que permita detetar a tempo as condições dos equipamentos dentro de um nível de operação aceitável.



Figura 12. Danos econômicos devido ao fator corrosão
(Fonte: Materials Performance, v.45. n.9, September, 2006, p.7)

Quando um sinistro ocorre, diversas ações são tomadas no sentido do controlo e contenção modo a minimizar os efeitos devastadores que poderão ocorrer. Na Petrobrás Transportes, existe uma política de trabalho em que o Presidente da companhia deve ser alertado nos 15 (quinze) minutos seguintes à ocorrência de um sinistro, de modo a que as ações de controlo e contenção sejam de imediato disponibilizadas a fim de reduzirem os seus impactos físicos e financeiros, pois independente do tipo de ocorrência em andamento já provocará uma imagem completamente negativa da empresa perante a sociedade.

5.3.3 Danos Ambientais

A análise de riscos ambientais “corresponde a uma estimativa prévia da probabilidade de ocorrência de um acidente e a avaliação das suas consequências sociais, económicas e ambientais” (Bitar & Ortega, 1988).

Os impactos ambientais são os efeitos ou consequências resultantes das interações entre os aspetos ambientais e o meio ambiente, como a alteração da qualidade de mananciais, do ar, contaminação do solo, erosão, etc.

Toda as instalações petroquímicas quer seja no mar com as plataformas e navios, ou em terra nas refinarias e terminais de abastecimento, estão sujeitas a riscos de vazamentos que, de acordo com a quantidade de produto derramado, podem provocar danos muito graves para o meio ambiente, principalmente no meio envolvente, podendo evoluir para outras áreas mais afastadas do local do vazamento caso venham a escoar para o mar ou leitos de rios e lagos.

O terminal aquaviário de São Luis, por estar localizado próximo ao mar, e devido à sua posição geográfica, possui o maior litoral do Brasil recortado por mangues, que são árvores e arbustos tolerantes ao sal e crescem em costas protegidas e em estuários, nos trópicos e subtropicais. As plantas adaptam-se e crescem em ambientes salinos, uma vez que dessalinizam a água do mar por um processo de ultra filtração, que pode ocorrer em estuários ou em costas marinhas onde as planícies costeiras, abrigadas da ação de ondas, favorecem a existência de bancos lamosos (IPIECA, 2002).

Se este ecossistema for afetado por produtos à base de hidrocarbonetos, haverá um desequilíbrio ecológico devido à contaminação do solo e dos mananciais de água. Em caso de vazamento fora da tancagem, a qual possui meios de contenção de produtos através das galerias e diques -, o CDA (Centro de Defesa Ambiental) é acionado para fazer a contenção através de bóias e outros dispositivos de drenagem de modo a fazer a remoção do produto derramado.

6 RESPOSTAS AS EMERGÊNCIAS PARA TERMINAIS

6.1 Respostas e planejamento de emergências

Os terminais petroquímicos estão sujeitos a passarem por diversos tipos de emergências devido à movimentação e estocagem de produtos altamente inflamáveis. E entre os acidentes possíveis de ocorrer estão os vazamentos de produtos que poluem do meio ambiente, e podem evoluir para incêndios e explosões nas tubulações e nos equipamentos.

Estes acidentes devem ser previstos, cabendo a cada terminal, dispor de mecanismos de contenção e salvaguarda das pessoas e das instalações de modo a impedir que ele se alastre para áreas contíguas.

De acordo com a FRONAPE (2002), existem vários tipos de acidentes que podem ocorrer nos terminais. O estudo dos acidentes provocados pela falta de integridade física nas tubulações industriais mostra que:

Para que uma resposta seja rápida e eficiente, torna-se imprescindível a avaliação do cenário uma vez que a equipa responsável pela coordenação e controlo deverá possuir todas as informações necessárias para a tomada de decisão considerando as seguintes atribuições:

- a) Identificação do local da emergência e pontos de referências, onde o uso do circuito fechado de TV, rádios portáteis e outros meios de comunicação são indispensáveis;
- b) Definição de todas as rotas de acesso e meios de fuga do local do sinistro;
- c) Informação quanto ao tipo de emergência (varia conforme o cenário);
- d) Identificação dos equipamentos envolvidos;
- e) Identificação dos produtos envolvidos;
- f) Avaliação dos riscos envolvidos;
- g) Avaliação da extensão da emergência;
- h) Avaliação das condições ambientais presentes no local da emergência;
- i) Verificação da existência e número de vítimas;

j) Dar retorno imediato à coordenação da contingência e quando necessário, ao navio atracado no píer.

6.1.1 Avaliação do Cenário de emergências

Para que seja adotada a estratégia de resposta mais eficaz, torna-se fundamental o reconhecimento da área afetada pelo sinistro, tendo em conta as seguintes informações:

a) A localização da emergência:

- Área de tancagem do terminal;
- Instalações dos píeres;
- Áreas administrativas;
- Faixa de dutos;
- Navios no porto;
- Operações de abastecimento, carga, descarga de navios.

b) O evento iniciador:

- Furo na linha/duto/tanque – decorrente da falta de integridade física (corrosão);
- Rompimento na linha/duto/tanque – decorrente da falta de integridade física (corrosão);
- Transbordamento de tanque;
- Abertura de PSV (Pressure Safety Valve);
- Afastamento do navio do píer;
- Curto circuito elétrico;
- Chama aberta;
- Encalhe / colisão do navio.

c) Os melhores acessos e rotas de fugas para o local da emergência;

d) Os riscos envolvidos:

- Vazamento de hidrocarbonetos;
- Incêndio;
- Explosão;
- Queda de homem ao mar;
- Afastamento do navio do píer;
- Encalhe / colisão do navio.

e) A extensão da emergência, considerando:

- As dimensões da nuvem de GLP;
- As dimensões da poça;
- As dimensões e a elevação das chamas;
- As dimensões iniciais da mancha de hidrocarbonetos no mar;
- A distância do navio para o píer e/ou o número de cabos de amarração partidos.

f) A extensão da emergência, considerando:

- As condições de tempo e mar reinantes;
- Velocidade e direção do vento;
- Altura de ondas e vagas;
- Estado da maré.

g) Existência e número de vítimas.

6.1.2 Ações de estratégia de acordo com os cenários críticos de emergência

Em caso de ocorrência de um cenário crítico de emergência, serão tomadas as seguintes ações sequenciais:

1. Interromper a operação em curso, tomando as devidas precauções para não ocasionar o agravamento do sinistro;
2. Solicitar, caso necessário, a desenergização de circuitos elétricos na área de emergência;
3. Estancar e/ou diminuir o vazamento para o menor volume possível, bloqueando válvulas, reapertando acessórios e utilizar batoques ou braçadeiras, quando aplicável;
4. Avaliar a necessidade de injeção de água em conjunto com a coordenação de operações e gerência operacional, no caso de vazamento de trechos da tubulação. No caso de incêndio na tubulação, não se deve deslocar a linha, exceto quando se tratar de furos de pequenas dimensões que não tenham possibilidade de se agravar durante o deslocamento;
5. No caso de vazamento pelo fundo da esfera, deve-se injetar água e transferir o produto para outra esfera:

6. Se o vazamento ocorrer pelo topo da esfera, deve-se transferir o produto e injetar nitrogênio;
7. Caso a vazão do vazamento seja maior que a vazão de injeção de água, deve-se acionar o alarme de abandono do Terminal, tomando as medidas de controle operacionais cabíveis;
8. Em caso de grande libertação de gases liquefeitos pressurizados, deve-se solicitar à Capitania dos portos e às embarcações disponíveis no terminal que adotem um raio de isolamento de pelo menos 2,5 km em entorno da instalação sinistrada;
9. No caso de vazamento em tubulações, vaso de pressão, bombas e compressores, deslocar a linha sob emergência com água. Bloquear válvulas de entrada e saída. Drenar equipamentos para o sistema de Blow Down ou para vaso de menor pressão;
10. No caso de incêndio em tubulação em faixa compartilhada, reduzir ao mínimo as vazões das tubulações não sinistradas, mantendo-os em operação para evitar o seu aquecimento;
11. Caso a opção seja o abandono das instalações, devem ser adotadas as seguintes manobras operacionais pela operação antes do abandono efetivo;
12. Alinhar sistemas fixos de combate a incêndio para resfriar equipamentos (esfera e tanques);
13. Desligar os sistemas elétricos do terminal;
14. Dar conhecimento das ações em curso na instalação a navios atracados e avaliar a necessidade de desatracação, no caso de grande vazamento de gás, em articulação com o comandante do navio, gerência operacional e coordenação de operações.

6.2 Proteção física – galeria, diques e bacias de contenção

Os tanques de armazenamento e as tubulações industriais de produtos inflamáveis estão sujeitos a falharem devido a uma ruptura de natureza mecânica ou até mesmo a uma falha de natureza operacional, provocando o vazamento de produtos que podem ser de pequena proporção, ou, até mesmo de milhares de metros cúbicos de produtos de forma descontrolada.

Uma das primeiras soluções encontradas visando para o controle e a isolamento destes produtos químicos é a criação de galerias, diques e bacias de contenção, que são construções feitas de terra, betão, alvenaria, chapas metálicas, cujo objetivo é a segurança das instalações de armazenamento objetivando conter os produtos armazenados em caso de rompimento dos tanques e das tubulações, Assim é possível reduzir a poluição ambiental e até mesmo o incêndio a uma área pequena denominada bacia de contenção de produtos que deverá possuir uma área adequada para cada tanque ou esfera de armazenamento de modo a reter a quantidade de produto derramado, evitando o transbordo para outras áreas não protegida.

6.3 Drenagem

A bacia de contenção deve possuir um sistema de drenagem adequado constituído de drenos de bacia e de drenos pluviais, de modo a que sejam canalizados todos os produtos decorrentes de vazamento. Todos os sistemas de drenagem da bacia deverão ficar limpos e desobstruídos, e com um dimensionamento adequado, para evitar que o produto derramado transborde durante as operações de combate a incêndio.

As vias de acesso para o interior da bacia de contenção deverão ser facilitadas através de escadas, passarelas e rampas de modo a não provocar nenhum atraso nas equipas de emergências durante um sinistro, envolvendo ou não incêndio. Todo o material derramado deverá ir para um local de recebimento para que os produtos sejam separados e enviados para os locais adequados, de modo que nenhum produto escoe e polua o meio ambiente.

6.4 Proteção física – dispositivos de alívio

No transporte e armazenamento de produtos de alta volatilidade e inflamabilidade, são necessários equipamentos e sistemas que operem com segurança e confiabilidade uma vez que estes equipamentos trabalham com altas pressões, vazões e temperaturas. Em caso de alteração destes parâmetros, existem os sistemas de alívio, que entram em ação automaticamente.

Entre os dispositivos de alívio, existem as válvulas de segurança e alívio conhecidas como PSV (Pressure Safety Valve), que são um dispositivo de acionamento automático para alívio de pressão em equipamentos ou tubulação. Estas válvulas, impedem o aumento da pressão acima do tolerável, evitando que, dependendo das condições e tempo de vida útil dos

equipamentos, se possam romper e conseqüentemente libertem substâncias inflamáveis para a atmosfera, podendo desencadear uma explosão.

6.5 Função instrumental de segurança

Nos terminais petroquímicos, há a necessidade de monitorizar todo o processo industrial para que sejam mantidos os limites toleráveis de segurança nas operações. Para este feito são implementadas as funções instrumentais de segurança que servem para monitorizar os riscos dentro de uma determinada escala, padrões valores e parâmetros, Em caso de ocorrer uma falha, esta função fará soar um alarme, para colocar a planta em condições seguras ou dependendo do tipo de incidente, parar todas as operações, proceder à evacuação da pessoas e e dar início ao combate e controlo do sinistro.

Este sistema é totalmente responsável pela segurança operacional, desativando toda a planta numa situação de emergência, A sua função principal é controlar e garantir que nenhuma falha ocorra nas instalações e no espaço envolvente, evitando riscos de vazamentos, incêndios, explosões, danos no património, interrupção da produção, poluição ambiental a perda de vidas humanas.

Ainda que as indústrias petroquímicas gastem inúmeros recursos financeiros com a instalação de tecnologias voltadas para a segurança, não estão livres da ocorrência de acidentes. No entanto, caso ocorram, estes dispositivos permitem minimizar e que controlar os efeitos devastadores de uma possível falha.

6.6 Alarmes críticos e intervenção Humana

Em caso de ocorrer uma falha no sistema operacional de um terminal petroquímico, quer devido a uma manobra errada por parte da operação, transbordamento de um tanque de combustível, ruptura numa tubulação, ou vazamento de GLP que possa provocar um sinistro, o terminal é dotado de vários sistemas de deteção que vão desde o sistema de telemedição de tanques e esferas, sensores de deteção de gás combustível e sensores de nível que indicarão no painel da central de operações que o vazamento de derivados e GLP está em andamento.

Neste momento os operadores visualizarão, através do sistema interno de CFTV, o local e a gravidade do incidente, e farão a interferência necessária através do sistema de supervisão e controlo (SCADA), constituído de CLP's para controlo e interface com instrumentos e

equipamentos no campo. Além de computadores do tipo PC (estações de engenharia), rodando os softwares de supervisão e manutenção dos sistemas, atuarão fazendo o bloqueio e interrupção da operação, quer seja de recebimento de produtos no terminal, quer seja na distribuição de produtos para as companhias distribuidoras, para impedir que este vazamento se alastre e venha a ocasionar um incêndio.

As equipas de emergências serão acionadas para combate ao fogo e controlo do sinistro, através de dispositivos automáticos compostos por hidrantes e LGE (líquido gerador de espuma) espalhados estrategicamente por todo o pátio de armazenamento dos tanques e chuveiros automáticos (sprinklers) nas esferas.

No caso do sinistro estar fora de controlo ou se há a possibilidade de uma eventual explosão, soará outro alarme indicando necessidade de abandono das instalações.

7 ESTUDO DE CASO

O presente estudo de caso pretende mostrar de forma teórica a aplicação das principais técnicas de análises de riscos de incêndios em um terminal petroquímico. Para o efeito, serão aplicados os Métodos de Análise de Riscos Gretener, F.R.A.M.E., Árvore dos Acontecimentos, Árvore de Falhas nas edificações pertencentes ao Terminal.

As informações aplicáveis para o estudo da unidade, serão apresentadas a partir da descrição básica das suas características gerais, tipos de produtos transportados e armazenados, os seus sistemas e processos, além dos meios de combate a incêndios instalados, para em seguida entrarmos no estudo de aplicação prática de uma das técnicas de avaliação da integridade mecânica de tubulações por ultra-som – medição de espessura, que visa inspecionar uma linha correspondente a um produto, partindo do ponto de recebimento no porto, até ao ponto final que corresponde ao parque de tancagem num terminal petroquímico.

Esta aplicação será feita num terminal petroquímico da Petrobras Transporte S.A, existente e localizado no município de São Luís, Estado do Maranhão, que concentra uma grande carga de incêndio e que possui um sistema de tubovias responsáveis pelo escoamento do produto desde a receção através de navios, passando pelo armazenamento e transferência de derivados de petróleo e álcool.



Figura 13. Localização do Terminal Aquaviário da Petrobras Transporte S.A (Fonte: Google Earth)

7.1 Descrição do local da Instalação industrial

7.1.1 Localização Geográfica

O terminal aquaviário em estudo, possui uma área física de 5.377,6 m², estando localizado no Porto Organizado de Itaquí, junto à baía de São Marcos, Estado do Maranhão, a 11 km a oeste de São Luís.

7.1.2 Condições climáticas

a) Temperatura e Umidade do Ar Ambiente

Devido à localização geográfica e à proximidade da linha do equador, as condições climáticas nesta região rondam os 27° C e a umidade média do ar ambiente rondam de 82,0 %, na maior parte do ano.

b) Classes de estabilidade

A classe de estabilidade atmosférica é geralmente avaliada em função da intensidade da radiação solar, incidente ou emitida, e da velocidade do vento, segundo a classificação de Pasquill. A classificação de Pasquill adotada para a classe de estabilidade atmosférica do terminal de São Luís é a classe D (neutra).

c) Ventos Locais

Os ventos locais são os fatores meteorológicos que interessam à análise em questão. Para este estudo foi considerado uma velocidade média de ventos de 5 m/s, calculados através dos dados fornecidos pelo site do Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC)

Em relação às direções do vento, foram levantadas as probabilidades de ocorrências de 16 direções nos últimos 2 anos, de acordo com os dados fornecidos pelo INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) – 2° DISME, onde estes dados são coletados três vezes ao dia através da Estação Meteorológica de São Luís, localizada no Campo do Itapiracó, no bairro Turú. A distribuição dos ventos é dada pelo quadro 11:

Quadro 11. Predominância dos ventos no Terminal Aquaviário de São Luís,
Fonte INMET (Instituto Nacional de Meteorologia)

Direção	SSE	SSW	SW	WSW	WNW	NW	NNW	Calmaria	Total
%	0.96	0.14	0.46	0.09	0.05	0.73	0.18	7.81	100

Direção	N	S	E	W	NE	SE	NNE	ENE	ESE
%	8.81	1.41	27.99	0.23	23.70	6.03	2.69	15.39	3.33

d) Maré

Segundo informações obtidas pela Capitania dos Portos do Maranhão na Baía de São Marcos, a velocidades das correntes de maré alcançam os 2,5 m/s no Canal do Boqueirão. No canal a leste do Banco dos Cavalos, as correntes de maré atingem a velocidade de 2,3 m e 1,2 a 1,5 m/s na parte interna.

Medições das correntes de maré feitas na zona de rebentação do litoral norte da ilha de São Luís mostram o predomínio de correntes induzidas por ondas com deslocamento para esquerda, que correspondem à direção geral leste-oeste da praia, sendo esta direção mais coerente com a dos ventos dominantes, que provêm do quadrante nordeste (Feitosa, 1989).

Os resultados indicam o domínio de correntes de baixa velocidade com índices oscilando entre 0,40 m/s e 1,6 m/s. Amplitudes da maré de sizígia acima da média bem como ventos anormais poderão causar intensidades das corrente maiores que os valores indicados.

Pluviosidade

De acordo com o INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), a média pluviométrica para a Estado do Maranhão é da ordem de 180,5 mm nos meses de maio a julho. Neste período, os valores mais elevados totais pluviométricos concentram-se na região Norte do Estado, principalmente na Microrregião da Ilha de São Luís, com a média aproximada de 628 mm/trimestrais.

7.2 Principais características da unidade industrial

7.2.1 Instalações de São Luís

O Terminal Aquaviário de São Luís desenvolve atividades de transferência e estocagem de derivados de petróleo e álcool, compreendendo as seguintes operações:

- Armazenamento e transferência de GLP para as companhias distribuidoras (NGB e LIQUIGAS);
- Carregamento e descarregamento de navios-tanque;
- Abastecimento de navios;
- Armazenamento e transferência de derivados de petróleo.

O Terminal de São Luís dispõe de uma área operacional terrestre, situada dentro do Porto de Itaquí, onde estão instalados os tanques de armazenamento e esferas, sistemas de bombeamento, sistemas de combate a incêndio, oficinas de manutenção, casa de controle, almoxarifado, separador de água e óleo (SAO), geradores, caldeiras, tubovia, CDA-MA (Centro de defesa Ambiental) e área administrativa. A como se pode observar no Anexo B.

7.2.2 Tancagem

O parque de tanques de produtos (óleo diesel, óleo combustível e GLP) é constituído por 07 tanques cilíndricos verticais de teto fixo e 3 esferas para GLP. Todos os tanques possuem bacia de contenção, cujas características de cada uma se apresentam no quadro 12:

- 6 tanques para óleo diesel com capacidade total de 57.640 m³;
- 1 tanque para óleo combustível com capacidade total de 13.650 m³;
- 3 esferas para GLP com capacidade total de 7.700m³.

Quadro 12. Capacidade de armazenamento de produtos
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

TANQUE	PRODUTO	TIPO RESERVA	CAPACIDADE TOTAL (m ³)	VOLUME OPER. (m ³)	ALTURA OPER. MÁXIMA (m)
636101	DIESEL	CIL. VERT. C/ TETO FIXO	5.720	5.035	12.800
636102	DIESEL	CIL. VERT. C/ TETO FIXO	5.720	5.090	12.800
631301	DIESEL	CIL. VERT. C/ TETO FIXO	9.450	8.360	13.800
631302	DIESEL	CIL. VERT. C/ TETO FIXO	9.450	8.360	13.800
631402	DIESEL	CIL. VERT. C/ TETO FIXO	13.650	12.250	13.900
631401	ÓLEO COMB.	CIL. VERT. C/ TETO FIXO	13.650	12.250	13.900

631403	DIESEL	CIL. VERT. C/ TETO FIXO	13.650	12.226	13.900
47001	GLP	ESFERA	1.600	1.574	11.000
47002	GLP	ESFERA	3.200	2.914	15.000
47003	GLP	ESFERA	3.200	2.914	15.000

7.2.3 Tubovia

As tancagens são interligadas ao cais, através de 7 dutos, um de 16” de produto escuro, um de 14” de produtos escuros e claros, um de 10” de óleo diesel, um de 12” de claros, um de 18” de produtos claros, um de 8” e um de 10” de GLP, apresentados no quadro 13:

Quadro 13. Diâmetro, produtos e capacidade de escoamento,
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

Diâmetro (polegadas)	Produto	Volume Estimado (m ³)
16”	Produtos Escuros	243,20
14”	Produtos escuros e claros	233,24
10”	Óleo diesel	102,00
12”	Produtos Claros	104,40
18”	Produtos Claros - Transbordo	147,42
08”	GLP	38,40
10”	Claros	60,00

7.2.4 Meios de carga e descarga

A interligação dos navios com o terminal é feita por mangotes de 8” ASA 150 para derivados e mangotes de 6” ASA 300 para GLP. Existem ainda mangotes de 4” para abastecimento de MF’s e MGO. Estes mangotes são acoplados entre os navios e uma tomada de recebimento interligada ao sistema de tubovias do terminal.

No Porto de Itaqui as transferências de derivados também podem ocorrer por atracação a contrabordo, em operações de transbordo de produtos, apresentados no quadro 14:

Quadro 14. Diâmetro, produtos e capacidade de escoamento dos mangotes,
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

Produto	Diâmetro do mangote	Vazão máxima
Óleo Combustível Óleo Diesel	4"	350 m ³ /h
GLP	6"	300 ton/h
Óleo Combustível Óleo diesel Gasolina Querosene de aviação	8"	850 m ³ /h

O Terminal de São Luís possui ainda uma rede de dutos com interligação às companhias distribuidoras e envasadoras Liquigás localizadas a 5,5 km do terminal e à Nacional Gás Butano - NGB afastado 5,0 km, para a transferência de GLP, ambas fora do Complexo Portuário de Itaquí, contendo as tubulações constantes no quadro 15:

Quadro 15. Rede de dutos de GLP para companhias distribuidoras
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

DUTOS	Diâmetro (pol)	Produto	Volume Estimado (m ³)
TERMINAL P/ A LIQUIGAS	8"	GLP	176,00
TERMINAL P/ A NGB	10"	GLP	250,00

O Terminal utiliza cinco pontos de atracação existentes no porto organizado do Itaquí, de responsabilidade da EMAP – Empresa Maranhense de Administração Portuária, que são os berços 101, 102, 103, 104 e 106. Estes, após atracação do Navio petroleiro são interligados à rede de dutos através de mangotes, para assim realizarem as operações de carga e descarga de derivados de petróleo e álcool.

7.2.5 Sistema de Combate a Incêndio

O sistema de combate a incêndio do Terminal é composto de:

- Tanque de armazenamento de água de 10.000 m³ de água.



Figura 14. Tanque de armazenamento de água para incêndio,
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

- Casa de bombas de incêndio com 2 bombas movidas a motor diesel e 01 bomba movida a motor elétrico, com vazão de 300 m³/h cada de água.



Figura 16. Casa de bomba de incêndio
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)



Figura 15. Canhão monitor para
lançamento de água e espuma
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

- Sistemas de hidrantes, mangueiras e esguichos para combate a focos de incêndio localizados por toda a área.



Figura 17. Mangueiras (Fonte: Petrobras Transpetro S.A)



Figura 18 . Agulheta,
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

- Sistema de refrigeração dos tanques e das esferas.

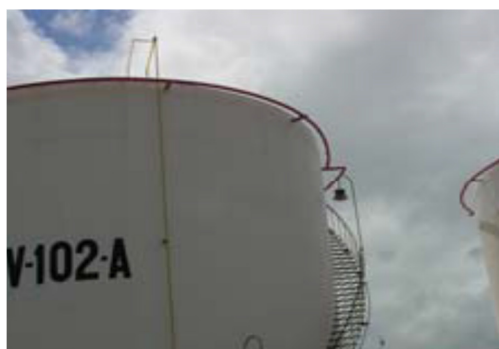


Figura 20. Sistema de refrigeração
tanques,
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)



Figura 19. Sistema de refrigeração
esferas,
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

- Sistema de injeção de espuma com tanque de 8m³ líquido gerador de espuma para os tanques e sistema de injeção de água para as esferas.



Figura 21. Sistema de injeção de espuma (Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

- Sistemas de jactos de acionamento remoto e local para produção de neblinas para proteção dos equipamentos nos pátios de bombas e estação de medição de GLP.



Figura 22. Sistema de esguichos para produção de neblina
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A).

- Sistema de detecção de gás (GLP) que fornece uma monitorização contínua automática, que alerta a sala de controlo e o pessoal na área do píer 101 e 102 e no parque de GLP do terminal, da presença de um gás perigoso libertado permitindo que se iniciem as ações de combate de forma remota ou manual.



Figura 23. Sistema de detecção de gás (GLP),
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

- Extintores de pó químico seco, gás carbónico (CO_2) e água, posicionados estrategicamente para eventuais usos, em caso de início de incêndio nas áreas industriais e administrativas.

7.2.6 Outros equipamentos de apoio

As Instalações contam ainda com os seguintes equipamentos de apoio: conjuntos autónomos com pressão de 300 bar, roupas de aproximação ao fogo, chuveiro de emergência, lava-olhos e kit de primeiros socorros.

7.2.7 Sistemas de utilidades

A instalação dispõe também das seguintes utilidades principais:

- *Sistema de Alarme*

O supervisor de turno após tomar conhecimento da ocorrência e confirmar a emergência, deve acionar o alarme de emergência do Terminal. Todos os serviços e operações devem ser imediatamente interrompidos no Terminal, tendo o cuidado de eliminar os riscos existentes no local de trabalho. Durante a condução de veículos, este deve ser estacionado e o deslocamento dever ser feito a pé até um dos Pontos de Encontro. Atentar para não obstruir rotas de fuga e equipamentos de combate.

O Terminal conta com um sistema de alarme estrategicamente posicionado, permitindo uma cobertura eficaz das suas instalações. As convenções de alarmes de emergência são estabelecidas pelo padrão de Gestão de Contingência considerando os avisos de teste de alarme, início de emergência, término de emergência e abandono.

- *Sala de controlo*

A Sala de Controlo localizada no Terminal de São Luís centraliza toda a operação do Terminal, sendo composta dos seguintes equipamentos:

- ✓ Sistema Supervisório com indicação e registro das variáveis e controle de todo o sistema.
- ✓ Sistema de CFTV (monitores).
- ✓ Sistema de comunicação: rádio/telefone.
- ✓ Sistema de gravação de voz.
- ✓ Sistema de CFTV

O Terminal possui um sistema de CFTV (circuito interno de TV), para observação visual da área operacional possibilitando a supervisão de manobras operacionais e a deteção de vazamentos, fumaça e fogo, além de visualizar a operação de canhões monitores, monitorizar e auxiliar o controlo de emergências, avaliação prévia do cenário acidental antes do combate a

emergências e operações de resgate. Este sistema também atenderá às necessidades da Segurança Patrimonial.

- *Sistema de Energia Elétrica*

A alimentação das instalações é realizada por um conjunto de painéis localizados nas subestações (Principal e Auxiliar) do Terminal de São Luís, com o painel de entrada alimentado pela concessionária de distribuição de energia (CEMAR) em 13,8 kV.

Para alimentação de emergência, existem 2 geradores de emergência com motores a diesel, com potências de 100 kVA e 80 kVA, conjugado com um sistema de baterias e nobreaks, sendo responsável pela alimentação do sistema de reliquefação (*Boil-off*), pelos sistemas de utilidades, pela instrumentação, iluminação e outras cargas essenciais.

- *Sistema de Injeção de Água nas Esferas*

O sistema de injeção de água das esferas de estocagem de GLP das instalações é composto por duas bombas para injeção de água doce nas esferas. A bomba principal é acionada por um motor elétrico e a bomba reserva é acionada por um motor diesel.

As bombas de injeção de água encontram-se localizadas de modo que o vento predominante sopra no sentido bombas-vasos, a uma distância mínima de 20 metros da projeção horizontal de qualquer vaso de GLP e da bacia de contenção. O sistema de injeção de água das esferas é acionado localmente e automaticamente pela sala de controle.

- *Sistema de Drenagem*

O sistema de drenagem do Terminal está essencialmente voltado para a minimização da contaminação externa por produtos manuseados na sua área e consiste num sistema de canaletas de drenagem de água pluviais.

- *Efluentes*

O esgoto sanitário produzido no Terminal é tratado por meio de fossa séptica.

- *Sistema de Comunicação*

Os recursos para comunicação são o: telefone convencional e celular, rádio VHF (Very High Frequency) marítimo (fixo e portátil) e rádio *Truncking*.

- *Apoio médico*

O apoio médico é fornecido a partir do Terminal de São Luís. No horário administrativo, a Equipa de Saúde mantém em São Luís um técnico de enfermagem, que deve ser contactado via telefone fixo/móvel ou rádio *Truncking*, para orientar os empregados treinados em primeiros socorros para atendimento à vítima e decidir se a vítima será removida para o Hospital de referência, para atendimento da equipa médica e posterior remoção conforme a orientação da equipa de saúde.

- *CRE- Centro de Resposta a Emergências.*

O CRE para resposta a incidentes e acidentes de poluição por óleo estão localizados nas instalações do Terminal.

- *Áreas de disposição provisória ou definitiva de resíduos:*

O terminal possui uma área reservada destinada ao armazenamento temporário de resíduos. Esta área guarda provisoriamente os resíduos gerados na unidade operacional e os resíduos provenientes de ocorrências de incidentes de poluição, destinação ao tratamento e disposição final.

Ainda possui uma área de armazenamento temporária para transição de resíduos para armazenamento.

7.3 Características dos produtos armazenados de acordo com a FISPQ – Ficha de Informação de Produto Químico.

O Terminal Aquaviário da Petrobras Transporte é responsável pelo recebimento, transferência e armazenamento de produtos, possuindo uma área de tancagem com capacidade máxima de armazenamento de 79.290 m³ de derivados do petróleo tais como o óleo diesel, o óleo combustível, Marine Fuel e o GLP distribuídos conforme o quadro 16:

Quadro 16. Capacidade volumétrica de armazenamento das principais substâncias,
(Fonte: Petrobras Transpetro S.A)

Substância	Capacidade operacional (m³)
Óleo Diesel	26.845
MGO	12.250
MF (Marine Fuel)	12.250

BPF (Óleo combustível)	12.226
GLP (Gás liquefeito de petróleo)	7402

7.3.1 Óleo Diesel

a) Identificação do produto:

Nome do produto: ÓLEO DIESEL

b) Identificação de Perigos:

Líquidos e vapores inflamáveis. Causa irritação à pele. Suspeito de causar cancro. Pode causar irritação respiratória (irritação da área respiratória). Pode causar sonolência e vertigem (efeitos narcóticos). Pode ser mortal em caso de ingestão e por penetração nas vias respiratórias. Este produto contém gás sulfídrico, extremamente tóxico e inflamável.

c) Composição e informação sobre os ingredientes:

Gasóleos: Óleo diesel.

Gasóleos e óleos destilados são misturas complexas de petróleo, compostas primariamente de hidrocarbonetos saturados (parafínicos ou naftênicos) ou aromáticos com cadeia carbônica composta de 9 a 30 átomos de carbono e ponto de ebulição entre 150 e 471°C.

d) Propriedades físico-químicas:

Aspecto: Líquido límpido vermelho intenso (isento de materiais em suspensão e com adição de corante conforme legislação).

Odor: Característico.

Ponto de fulgor: 38°C (mínimo);

Inflamabilidade: Produto inflamável.

Densidade: 0,82 - 0,88 a 20 °C;

Solubilidade: Insolúvel em água. Solúvel em solventes orgânicos.

Temperatura de decomposição: 400°C.

Viscosidade: 2,5 – 5,5 cSt a 40°C



Figura 24. Tubulação de carga e descarga de Óleo Diesel
(Fonte: Mapa Google Earth)
(Informações de encaminhamento próprio)

7.3.2 MGO (Marine Gás Oil)

a) Identificação do produto:

Nome do produto: MGO

b) Identificação de perigos:

Líquidos e vapores inflamáveis. Causa irritação à pele. Suspeito de causar cancro. Pode causar irritação respiratória. Pode causar sonolência e vertigem (efeitos narcóticos). Pode ser mortal em caso de ingestão e por penetração nas vias respiratórias. Este produto contém gás sulfídrico, extremamente tóxico e inflamável.

c) Composição e Informação Sobre os Ingredientes:

Gasóleos e óleos destilados são misturas complexas de petróleo, compostas primariamente de hidrocarbonetos saturados (parafínicos ou naftênicos) ou aromáticos com cadeia carbônica composta de 9 a 30 átomos de carbono e ponto de ebulição entre 150 e 471°C.

e) Propriedades físico-químicas:

Aspecto: Líquido escuro viscoso.

Odor: Característico de hidrocarbonetos.

Ponto de fulgor: 60 °C, min.

Inflamabilidade: produto inflamável.

Densidade: 0,9878.

Solubilidade: Insolúvel em água. Solúvel em solventes orgânicos.

Viscosidade: 1500 – 6000 cSt a 40°C;



Figura 25. Tubulação de carga e descarga de MGO

(Fonte: Mapa Google Earth)

(Informações de encaminhamento próprio)

7.3.3 MF (Marine Fuel)

a) Identificação do Produto:

Nome do produto: ÓLEO COMBUSTÍVEL TIPO 5^a

b) Identificação de Perigos:

Líquido combustível. Causa irritação moderada à pele. Suspeito de causar câncer. Pode causar irritação respiratória (irritação da área respiratória). Pode causar sonolência e vertigem (efeitos narcóticos). Pode ser nocivo em caso de ingestão e por penetração das vias respiratórias. Este produto contém gás sulfídrico, extremamente inflamável e tóxico.

c) Composição e Informação Sobre os Ingredientes:

Óleos combustíveis pesados. Membros desta categoria formam um grupo abrangendo diversos hidrocarbonetos com uma ampla faixa de pesos moleculares, números de carbonos (C7 a C50) e pontos de ebulição (121 a 600 °C). Os hidrocarbonetos de petróleo contêm enxofre, nitrogênio, oxigênio e compostos organometálicos.

d) Propriedades físico-químicas:

Aspecto: líquido escuro viscoso.

Odor: característico de hidrocarbonetos.

Ponto de fulgor: 66 °C, mín.;

Inflamabilidade: produto combustível.

Densidade: 1,036.

Solubilidade: solúvel em água: insignificante. solúvel em solventes orgânicos.

Viscosidade: 30.000 St a 50°C.



Figura 26. Tubulação de carga e descarga de MF (Marine Fuel)

(Fonte: Mapa Google Earth)

(Informações de encaminhamento próprio)

7.3.4 BPF (Óleo combustível)

a) a) Identificação do produto:

Nome do produto: Óleo Combustível Tipo 5A

b) Identificação de perigos:

Líquido combustível. Causa irritação moderada à pele. Suspeito de causar cancro. Pode causar irritação da área respiratória. Pode causar sonolência e vertigem (efeitos narcóticos). Pode ser nocivo em caso de ingestão e por penetração das vias respiratórias. Este produto contém gás sulfídrico, extremamente inflamável e tóxico.

c) Composição e informação sobre os ingredientes:

d) Óleos combustíveis pesados. Membros desta categoria formam um grupo abrangendo diversos hidrocarbonetos com uma ampla faixa de pesos moleculares, números de carbonos (C7 a C50) e pontos de ebulição (121 a 600 °C). Os hidrocarbonetos de petróleo contêm enxofre, nitrogénio, oxigénio e compostos organometálicos.

e) Propriedades físico-químicas:

Aspecto: líquido escuro viscoso.

Odor: característico de hidrocarbonetos.

Ponto de fulgor: 66 °C, mín.;

Inflamabilidade: produto combustível.

Densidade: 1,036.

Solubilidade: solúvel em água: insignificante. solúvel em solventes orgânicos.

Viscosidade: 30.000 St a 50°C.



Figura 27. Tubulação de carga e descarga de BPF (Óleo combustível)

(Fonte: Mapa Google Earth)

(Informações de encaminhamento própria)

7.3.5 GLP

a) Identificação do produto:

Nome do produto: GLP (Gás Liquefeito de Petróleo)

b) Identificação de perigos:

Gás extremamente inflamável. Contém gás sob pressão: pode explodir sob efeito do calor.

c) Composição e informação sobre os ingredientes:

Gases de petróleo: Gás liquefeito de petróleo – G.L.P. As substâncias desta categoria contêm principalmente moléculas de hidrocarbonetos de baixo peso molecular, as quais representam o perigo dominante nos gases de hidrocarbonetos de petróleo. As suas características físicas e químicas exigem que sejam mantidos dentro de sistemas rigorosamente fechados. Ao contrário dos gases de refinaria, os gases de hidrocarbonetos de petróleo não contêm compostos inorgânicos (por exemplo, sulfeto de hidrogénio, amônia, monóxido de carbono).

d) Propriedades físico-químicas:

Aspecto: gás incolor.

Odor: característico.

Ponto de fulgor: 2 °C

Inflamabilidade: inflamável.

Densidade: 0,5 – 0,6



Figura 28. Tubulação de carga e descarga de GLP

(Fonte: Mapa Google Earth)

(Informações de encaminhamento própria)

7.4 Condições de contorno do sistema

A área interna do Terminal é delimitada e protegida por cerca de arame do tipo tela perimetral com circuito de segurança do tipo elétrico contra intrusão, com malhas de aproximadamente 25 cm².

O Terminal possui apenas áreas terrestres e seu acesso é realizado através da rodovia BR-135.

As áreas adjacentes ao Terminal de São Luís possuem grandes quantidades de vegetação típica de área de mangue. A exceção são as áreas vizinhas – setores leste e oeste, onde estão instaladas a Usina de Biodiesel e a BR Distribuidora S/A.

Os limites do Terminal são:

- No setor Norte – Rua projetada.
- No setor Sul – Área de vegetação densa.
- No setor Leste – Usina de Biodiesel.
- No setor Oeste – Terminal da BR Distribuidora.

O Terminal de São Luís não possui áreas marítimas. Para a realização de suas operações portuárias, ele utiliza os berços 101, 102, 103, 104 e 106, que ficam na área primária do Porto do Itaqui.

O acesso à área primária do Porto do Itaqui, que está na Baía de São Marcos, pode ser por meio rodoviário, ferroviário e marítimo.

O Terminal da Transpetro foi criado para servir de centro coletor de óleo diesel, MGO, MF (Marine Fuel), BPF (óleo combustível), e GLP. Os outros produtos tais como a gasolina, QAV (querosene de aviação) e álcool, são transportados e distribuídos pela Transpetro diretamente para as companhias distribuidoras localizadas à sua volta, devido ao terminal da transpetro não dispor de tanques de armazenamento destes produtos, como se pode ver na figura 29.



Figura 29. Localização do Terminal da Transpetro e das companhias distribuidoras
(Fonte: Google Earth - localização própria)

7.5 Modos de falha do sistema

Dentro de uma instalação petroquímica podem surgir os mais variados tipos de falhas que podem desencadear um simples incidente, ou grande tragédia, quer seja defeitos nos equipamentos ou por ação involuntária de natureza humana.

Estes possíveis cenários de falhas encontram-se representados no Anexo C figura C.2 da Árvore de falhas, estando divididos por instalações, apresentando a tipificação da emergência e seus respectivos efeitos adversos. No estudo de caso, foram abordados cenários que envolve as cargas de incêndios nos edifícios administrativos e as falhas que originem vazamentos, incêndios e explosões na área industrial devido à falta de integridade física.

7.6 Aplicação do Método Gretener

Com o objetivo de avaliar os riscos de incêndios no Terminal Petroquímico em estudo, no primeiro momento foi aplicado o Método de Análise de Riscos de Gretener, nos edifícios que compõem a planta petroquímica de maneira individual:

1. Portaria: edificação localizada no pavimento térreo e composta de um prédio de 1 andar, com 50 m² de área onde funciona a entrada e saída principal do terminal.

- Com aplicação do Método de Gretener obtemos os seguintes resultados: edificação segura, equipamentos e meios de detecção e controle de extinção de incêndio adequados e suficientes.

2. Gerência Comercial: edificação localizada no pavimento térreo e composta de um prédio de 1 andar, com 1201,50 m² de área contendo sala da gerência comercial, sala de reuniões, sala apoio, sala de análise contábil, sala de relacionamento com clientes, instalações sanitárias, auditório.

- Com aplicação do Método de Gretener obtemos os seguintes resultados: edificação segura, equipamentos e meios de detecção e controle de extinção de incêndio adequados e suficientes.

3. Prédio da administração/Casa de Controle: edificação localizada no pavimento térreo e composta de um prédio de 1 andar, com 1631,84 m² de área contendo a sala da gerência geral, apoio administrativo, sala de informática, sala de rádio, sala de operações e controle, sala de vigilância remota, sala de gerenciamento de crises, copa e instalações sanitárias.

- Com aplicação do Método de Gretener obtemos os seguintes resultados: edificação segura, equipamentos e meios de detecção e controle de extinção de incêndio adequados e suficientes.

4. Almoxarifado/Centro de Defesa Ambiental/Laboratório: edificação localizada no pavimento térreo e composta de 1 andar, com 2683,89 m² de área contendo salas da gerência, instrumentação, manutenção, arquivo, segurança e meio ambiente, treinamento, copa, sanitários, almoxarifados e escritórios do CDA, sala de guarda de amostras de produtos inflamáveis, sala de análise de produtos e reagentes químicos.

- Com aplicação do Método de Gretener obtemos os seguintes resultados: a segurança contra incêndio nesta edificação é insuficiente.

5. Oficina: edificação localizada no pavimento térreo e composta de 1 andar, com 1649,2 m² de área onde funcionam as oficinas de instrumentação/automação, mecânica/elétrica, caldeiraria, salas de ferramentaria, materiais e equipamentos de proteção individual.

- Com aplicação do Método de Gretener obtemos os seguintes resultados: edificação segura, equipamentos e meios de detecção e controle de extinção de incêndio adequados e suficientes.

6. Prédio de Apoio as Empreiteira: edificação localizada no pavimento térreo e composto de 1 andar, com 1096,2 m² de área com sala de treinamento, vestiários/sanitários e refeitório destinado às empreiteiras.

- Com aplicação do Método de Gretener obtemos os seguintes resultados: edificação segura, equipamentos e meios de detecção e controle de extinção de incêndio adequados e suficientes.

7. Depósito: edificação localizada no pavimento térreo e composta de 1 andar, com 399,6 m² de área onde funcionam depósito de guarda de produtos e resíduos, madeiras e restos de materiais de obras.

- Com aplicação do Método de Gretener obtemos os seguintes resultados: edificação segura, equipamentos e meios de detecção e controle de extinção de incêndio adequados e suficientes.

8. Casa de Caldeiras: edificação localizada no pavimento térreo e composta de 1 andar, com 714 m² de área onde funciona a sala de caldeiras, oficina, depósito de peças de reposição e instalações sanitárias.

Com aplicação do Método de Gretener obtemos os seguintes resultados: edificação segura, equipamentos e meios de detecção e controle de extinção de incêndio adequados e suficientes.

Na aplicação do método nos edifícios de forma individual, os resultados foram favoráveis em todos os edifícios no que diz respeito à segurança contra incêndios, O único conjunto de edifícios que obtiveram valores de Qcoeficiente de Segurança abaixo do aceitável foi o Almojarifado/Centro de Defesa Ambiental/Laboratório, devido à grande concentração e armazenamento de produtos químicos inflamáveis, em que os equipamentos e meios de detecção e controle de extinção de incêndio são inadequados e insuficientes conforme a aplicação do método GRETENER, sendo seu Qcoeficiente de Segurança igual à $Y=0,764$.

Após uma nova aplicação do método e com a implantação de melhorias como o sistema de chuveiros automáticos (sprinklers) nesta edificação, assiste-se a um aumento considerável na segurança contra incêndio, deixando a edificação em condições seguras e conforme a aplicação do método de análise GRETENER, elevando-se o Qcoeficiente de Segurança para $Y=2,057$.

No segundo momento foi aplicado o método Gretener considerando toda a extensão da planta industrial (área industrial da tancagem). Verificou-se que a segurança contra incêndio é insuficiente, devido à grande concentração e armazenamento de produtos químicos altamente inflamáveis no parque de tanques, que não tinham sido considerados na avaliação individual por não se enquadrarem com edificações, em que os equipamentos e meios de detecção e controle e extinção de incêndio no seu conjunto são inadequados, e insuficientes conforme a aplicação do método Gretener, tendo seu Qcoeficiente de Segurança igual à $Y=0,14$

A tabela de cálculo do Método GRETENER com todos os valores encontrados nesta avaliação encontram-se no ANEXO B (Tabela B1).

7.7 Aplicação do Método F.R.A.M.E. (Fire Risk Assessment Method for Engineering).

Seguidamente na aplicação da análise de riscos de incêndios do Terminal Petroquímico em estudo, foi aplicado o Método F.R.A.M.E. Este método destaca os Riscos Potenciais, os Riscos Aceitáveis e os Níveis de Proteção, tanto para a edificação como para os seus ocupantes e atividades.

A abordagem foi à mesma utilizada para o método Gretener, em que no primeiro momento aplicou-se a análise de risco de incêndio nos edifícios de forma individual e no segundo momento aplicou-se o método para a planta industrial na sua totalidade, de maneira resumida chegamos aos seguintes resultados:

1. Portaria: com aplicação do Método Frame obtemos: adequado nível de segurança contra incêndios para o edifício, bem como para os ocupantes e atividades.
2. Gerência Comercial: com aplicação do Método Frame obtemos: adequado nível de segurança contra incêndios para o edifício, bem como para os ocupantes e atividades.
3. Prédio da administração/Casa de Controle: com aplicação do Método Frame obtemos: adequado nível de segurança contra incêndios para o edifício, bem como para os ocupantes e atividades.
4. Almoxarifado/Centro de Defesa Ambiental/Laboratório: com aplicação do Método Frame obtemos: níveis de segurança contra incêndios abaixo do aceitável para o edifício, bem como para os ocupantes e atividades.
5. Oficina: com aplicação do Método Frame obtemos: adequado nível de segurança contra incêndios para o edifício, bem como para os ocupantes e atividades.
6. Prédio de Apoio as Empreiteira: com aplicação do Método Frame obtemos: adequado nível de segurança contra incêndios para o edifício, bem como para os ocupantes e atividades.
7. Depósito: com aplicação do Método Frame obtemos: adequado nível de segurança contra incêndios para o edifício, bem como para os ocupantes e atividades.
8. Casa de Caldeiras: com aplicação do Método Frame obtemos: adequado nível de segurança contra incêndios para o edifício, bem como para os ocupantes e atividades.

Na análise individual para as edificações, os níveis de segurança contra incêndios para os edifícios estão adequados. Porém, assim como se verificou na aplicação do método Gretene, o único conjunto de edifícios que obtiveram valores de Segurança abaixo do aceitável foi o Almoxarifado/Centro de Defesa Ambiental/Laboratório, devido à grande concentração e armazenamento de produtos químicos inflamáveis, sugerindo-se a colocação de outros meios de prevenção, como por exemplo, a inserção de sprinklers de forma a melhorar a segurança das instalações, dos ocupantes e das atividades.

Num segundo momento, considerou-se que a resistência ao fogo dos elementos estruturais suporta 60 minutos, com um fator de resistência estrutural ao fogo $F_o = 1,57$, utilizando a fórmula descrita na equação (4.5), o risco inicial fica em $R_o = 5,12$ considerando a totalidade das instalações. Verifica-se que a mesma se encontra com os níveis de segurança contra incêndios inadequados, devido à elevada carga de incêndio instalada e dos potenciais riscos

que a mesma apresenta por armazenar produtos à base de hidrocarbonetos. Esta avaliação sugere a necessidade de implantação de medidas preventivas, tais como a implantação de sistemas de detecção e alarme em todo o complexo industrial, uma maior compartimentação entre as edificações, e uma melhoria significativa nos acessos das instalações. Com a aplicação destas medidas ocorrerá uma redução de riscos dentro da unidade industrial deixando-a mais segura e adequada para as instalações, os seus ocupantes e para a atividade.

7.8 Árvore de Acontecimentos (ou Eventos)

A Árvore de Acontecimentos ou Eventos neste estudo de caso, no Terminal Petroquímico de São Luís-MA – BRASIL, partindo da hipótese que houve um incêndio decorrente de um vazamento devido à falta de integridade física numa tubulação devido ao fator corrosão. Todas as probabilidades de acontecimento atribuídas a este estudo foram descritas através da minha experiência de trabalho dentro de instalações petroquímicas. Os resultados encontram-se no Anexo C.

7.9 Árvore de Falhas

A Árvore de Falhas foi aplicada neste estudo de caso, no Terminal Petroquímico de São Luís-MA – BRASIL, considerando uma falha nas tubulações decorrentes da falta de integridade física, originando um vazamento a que se segue um incêndio e/ou explosão. O seu esquema encontra-se representado no Anexo C.

7.10 Ultra-Som

Após a aplicação teórica dos métodos de análise de risco de incêndios no estudo de caso proposto, foi feita uma inspeção através da técnica de ensaios não destrutivos por Ultra-Som (medição de espessura), realizada na linha de 8” de GLP - Gás Liquefeito de Petróleo de propriedade da Petrobras Transportes em São Luís-MA-BRASIL. Com a inspeção pretendeu-se avaliar por amostragem, as condições da tubovia quanto à sua integridade física, de modo que se pudesse ter o conhecimento da criticidade e mecanismos de deterioração numa das linhas da tubovia, obedecendo às regras de desgaste ao longo da sua vida de utilização, e fornecendo informações técnicas com a intenção de preservar a integridade destes, a segurança operacional e o meio ambiente.

- **Norma de referências aplicadas**

- ✓ Norma API RP 570
- ✓ Norma API RP 574

- **Tipos de ensaio não destrutivos utilizados**

- ✓ Medição de espessura por Ultra-Som
- ✓ Inspeção visual

- **Condição superficial da tubulação**

- ✓ As superfícies foram limpas e livres de óxido, carepa, tinta, sujeiras e rebarbas, ou qualquer outra substância que possa afetar o resultado de medição.
- ✓ As superfícies foram preparadas por raspagem, escovamento, lixamento e esmerilamento numa uma área mínima de 25 mm de diâmetro.

- **Quantidade de pontos reprovados**

- ✓ A inspeção por Ultra-Som mostrou que os pontos de amostragem encontram-se com os níveis de espessuras dentro das condições aceitáveis, não tendo valores significativos abaixo dos limites toleráveis que caracterizem algum tipo de desgaste por corrosão.

- **Informações dos equipamentos e ferramentas utilizados**

- ✓ Aparelho ultrassônico para medição de espessura Fabricante Krautkrame, Modelo DM2;
- ✓ Transdutor Krautkrame, Modelo KBA, Duplo Cristal, frequência 5 Mhz, 12 mm diâmetro;
- ✓ Máquina fotográfica;
- ✓ Escova de aço;
- ✓ Esmeriladeira portátil;
- ✓ Equipamentos de proteção individual.

- **Método de Calibração**

Para a calibração do equipamento foi utilizado um bloco escalonado do mesmo material que será inspecionado, com tolerância de $\pm 0,05$ mm da espessura nominal, conforme a figura 25.

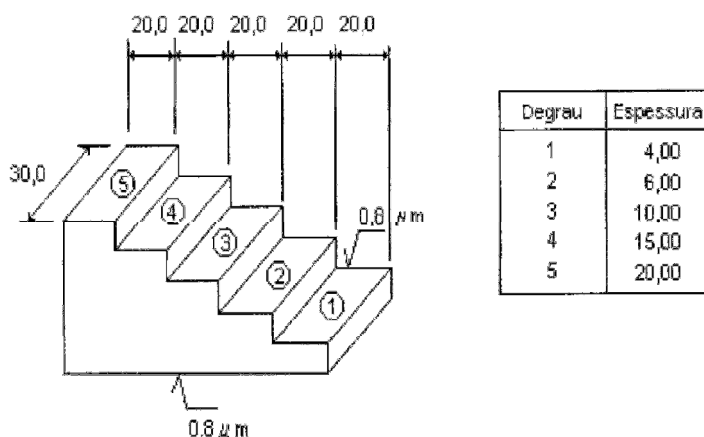


Figura 30. Bloco de Calibração para aço carbono

- ✓ O aparelho foi calibrado na espessura do bloco mais próxima da espessura nominal que será medida.
- ✓ A Precisão de leitura é de $\pm 0,1$ mm.
- ✓ O aparelho é considerado calibrado para medir espessuras em uma faixa de $\pm 25\%$ da espessura do bloco padrão.
- ✓ A calibração deve ser efetuada no início e término dos serviços, a cada hora de trabalho e sempre que houver interrupção dos serviços.

- **Temperatura da Superfície**

A temperatura da superfície deve estar na faixa de 05° a 85° C.

- **Acoplante**

Como acoplante foi utilizada graxa.

- **Sistemática de registros de resultados**

- ✓ Os resultados das medições foram registrados em conformidade com relatório adotado pela ABENDE (Associação Brasileira de Ensaios Não-Destrutivos);
- ✓ As distâncias entre os pontos sofreram variações no decorrer da inspeção devido a variação de desgaste em cada trecho e dos pontos de amostragens disponíveis em virtude da tubulação estar com a sua maior parte do encaminhamento enterrada;
- ✓ Em alguns pontos, apesar de serem aprovados por estarem acima da espessura mínima, recomenda-se fazer um acompanhamento mais rigoroso dado as espessuras estarem próximas do limite de reprovação.

✓ A linha de GLP foi dividida em 5 (cinco) trechos para facilitar tanto a visualização, como localização dos pontos medidos ao longo da tubovia, conforme figura 31.



Figura 31. Encaminhamento dos trechos da linha de GLP 8"

(Fonte: Mapa Google Earth)

(Informações de encaminhamento própria)

✓ primeira inspeção após esta fase inicial mostrou necessidade de execução de uma série de exames adicionais, seja por ausência de inspeção em determinadas tubulações e regiões de difícil acesso, seja por deficiências de inspeções anteriores quanto à detecção de determinado tipo de avaria. Porém, o planejamento da inspeção seguinte já reflete os resultados da possibilidade de otimização dos exames e testes necessários para controle de sua integridade física.

✓ A partir deste ensaio não destrutivo por Ultra-som (medição de espessura) será possível planejar a próxima inspeção prevendo os exames adequados nos locais representativos, o que permitirá o acompanhamento seguro da evolução dos danos internos (desgaste estrutural),

obtendo-se um retrato fiel da integridade física da tubovia do Terminal Petroquímico de São Luís-MA-BRASIL. Este raciocínio aplicado a todas as partes que constituem o sistema, considerando todas as causas de deterioração possíveis e os seus fatores correspondentes, permitirá que se obtenha um planeamento de inspeção dinâmico (reavaliado a cada inspeção) garantindo assim uma maior fiabilidade de todo o sistema e, impedindo possíveis vazamentos de produtos inflamáveis que, podem originar grandes incêndios:

✓ Todas as regiões medidas na tubulação foram identificadas e os resultados encontram-se no Anexo C.

7.11 Comparação entre os Métodos

Com aplicação dos métodos de análise de riscos Gretener e F.R.A.M.E, apresentam resultados próximos. Ou seja, os dois métodos quando aplicados de forma individual em cada edificação, mostram que as condições de segurança contra incêndio satisfazem, a exceção fica na aplicação às edificações compostas pelo Almojarifado/Centro de Defesa Ambiental/Laboratório, onde a segurança contra incêndio nestas edificações é insuficiente. Na aplicação da totalidade da edificação quando se junta a área correspondente à tancagem, tanto o método Gretener quanto o Método Frame, indicaram um nível de segurança insuficiente devido à grande concentração e armazenamento de produtos químicos inflamáveis, sendo os equipamentos e meios de deteção e controlo de extinção de incêndio inadequados e insuficientes.

Para deixar as instalações dentro do nível de segurança contra incêndio adequado, seria necessária a aplicação do método Gretener com a colocação do sistema de chuveiros automáticos (sprinklers) nesta edificação para que fique, em condições segura, elevando-se o Coeficiente de Segurança para de $Y=0,764$ para $Y=2,057$.

Os valores encontrados no Método FRAME, devido à elevada concentração de produtos à base de hidrocarbonetos, indicam que a instalação industrial requer uma melhoria significativa nas medidas preventivas para as instalações, para os seus ocupantes e para as atividades. Essas medidas podem ser a instalação de mais equipamentos de deteção e alarme, a instalação em todas as edificações de sistemas automáticos do tipo sprinklers, uma melhor compartimentação entre as edificações e principalmente numa melhoria significativa quanto aos acessos e meios de evacuação durante um incêndio.

De acordo com a Árvore de Acontecimentos, a probabilidade de um incêndio ser detetado e extinto automaticamente é de aproximadamente 56% valores abaixo do esperado para uma unidade petroquímica, que detém uma carga de incêndio muito elevada. Este dado indica que

o terminal deverá ser dotado de medidas que melhorem o sistema de detecção e controle automático de incêndio, permitindo uma maior segurança das instalações e dos seus ocupantes.

A inspeção por Ultra-som, foi realizada numa das linhas mais críticas do terminal por transportar GLP – Gás Liquefeito de petróleo. Essa inspeção consistiu essencialmente na avaliação visual e medição de espessura, em vários pontos da tubovia, onde a comparação entre os níveis de desgaste e a porcentagem de desgaste aceite dentro dos limites de segurança, possibilitou a avaliação de toda a linha em pontos de amostras. No entanto este procedimento não foi adequado à detecção de todos os problemas possíveis, tais como defeitos de soldagem oriundos da fabricação, montagem, trincas e fadiga numa determinada área ou linha da tubovia. Deste modo, há margem para outros ensaios tais como: Ultra-som em solda, Líquido Penetrante, Teste Hidrostáticos, etc..., para podermos ter uma noção mais detalhada da vida útil da tubovia.

Considerando as normas e o critério de aceitação empregue, conclui-se que a linha de GLP pertencente à tubovia em estudo, encontra-se dentro dos níveis aceitáveis de operação segura.

A partir dos resultados encontrados mediante a formulação de tabelas constantes nos ANEXOS C3; C3.1; C3.2; C3.3 e C3.4, pode-se verificar com mais precisão os índices de desgaste futuros, antecipando assim as medidas adequadas na solução de qualquer eventualidade que possa surgir, principalmente a ruptura da tubulação devido ao desgaste pelo fator corrosão.

8 CONCLUSÕES

Como se verificou através da aplicação da análise de riscos num terminal petroquímico, uma das maiores vulnerabilidades destas metodologias feitas em projetos e em plantas industriais é não considerarem a possibilidade de falhas simultâneas devido às suas limitações, pois nenhuma das técnicas empregues no estudo de caso quantifica esta possibilidade. Assim, torna-se necessário o emprego de outras técnicas de avaliação para uma melhor identificação e avaliação dos perigos. Os resultados encontrados nas aplicações dos Métodos Gretener e FRAME, no que diz respeito à avaliação dos níveis de segurança contra incêndio de maneira individual caracterizam as edificações como adequadas e suficientemente protegidas, com exceção das edificações compostas pelo Almojarifado, Centro de Defesa Ambiental e Laboratório que apresentam valores de segurança abaixo do aceitável devido à grande concentração e armazenamento de produtos e materias de fácil combustão. Este facto, surge a adoção de outros meios de prevenção de modo a minimizar as possibilidades de ocorrência de incêndios.

Quando se refere à totalidade das instalações, percebe-se que a mesma encontra-se com os níveis de segurança muito abaixo do tolerável, necessitando de outras medidas de proteção para que a unidade industrial em estudo fique dentro dos limites de segurança aceitável tanto para as instalações, como para seus ocupantes e para a atividades.

A metodologia no tratamento de controlo da integridade física de tubulações por Ultra-Som mostrou a possibilidade de ganhos significativos tanto económicos como em fiabilidade operacional, permitindo um direcionamento dos exames e análise dos pontos críticos das tubulações do sistema em questão, e ao mesmo tempo uma avaliação representativa dos níveis de risco a partir da avaliação e controlo da corrosão, para evitar que ocorram vazamentos devido à ruptura da tubulação, os quais podem desencadear incêndios e explosões.

Mas da mesma forma que os métodos de avaliação de riscos não são suficientes por não considerarem a ocorrência de falhas simultâneas no sistema, a inspeção por ultra som também não é suficientemente adequada para a deteção de todos os problemas que uma tubulação pode ter, necessitando de outras técnicas de avaliação e controlo como a aplicação de ensaios não destrutivos e aplicação de uma política de gerenciamento dos riscos de maneira que

possam interagir de forma simultânea aos acontecimentos, podendo prever de maneira mais satisfatória, as causas e consequências provenientes de uma falha.

Obviamente este tipo de trabalho exige esforços no levantamento do maior número possível de informações e o planejamento das ações de manutenção, corretivas, preventivas e aditivas adequadas, além da avaliação da manutenção baseada em riscos, de modo a manter a planta industrial em condições de funcionamento seguras, reduzindo assim as consequências de acidentes, acompanhando as fases de desgaste da tubovia através de uma política de gerenciamento dos equipamentos industriais, e garantindo assim a sua integridade física.

A descrição dos meios que envolvem o transporte de produtos à base de hidrocarbonetos por tubulações numa instalação petroquímica, e os meios de intervenção permitiram constatar que uma das falhas a que a tubulação está exposta é devida a ruptura das tubulações em consequência dos níveis de desgastes em sua estrutura tanto interna quanto externamente, causados pelo fator corrosão, originando vazamentos, incêndios e explosões.

Este trabalho poderá abrir caminhos para pesquisas futuras, pois a prevenção de acidentes será satisfatória quando o gerenciamento dos riscos de incêndio nas indústrias petroquímicas for considerado um processo contínuo, observando os erros do passado, as razões que originam grandes acidentes e procurando criar uma política de estratégia organizacional voltada para um controle mais rigoroso da integridade física das instalações petroquímicas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT NBR 15824 – Ensaio não destrutivo – Ultrassom – Medição de espessura, 2012

ACIDENTES, OS MAIORES NO BRASIL

<http://www.sindipetronf.org.br/Sa%C3%BAde/Acidentes/OsMajoresAcidentesnoBrasil/tabid/95/Default.aspx>

ACIDENTES, Os principais em refinarias de petróleo nos últimos 10 Anos.

<http://noticias.uol.com.br/economia/ultnot/2005/03/24/ult35u40132.jhtm>

ANSELL, Jake. WHARTON, Frank. Risk: Analysis, assessment and management. England: John Wiley & Sons, Ltd., 1992.

BITAR. O.Y. & ORTEGA, R.D. Gestão Ambiental. In: OLIVEIRA, A.M.S & BRITO. SNA (Eds.) Geologia de Engenharia. São Paulo: Associação Brasileira de Geologia de Engenharia (ABGE), 1988. Cap. 32, p. 499-508.

CARTER, DAVID A., Aspects of risk assessment for hazardous pipelines containing flammable substances, 1991

CHANG, James I., Lin, Cheng-Chung, “A study of storage tank accidents”. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, ELSEVIER, 2006.

“Catastrophic failure of storage tanks”, Chemical Emergency Preparedness and Prevention Office, May 1997.

DUTRA, A.C.; NUNES, L.P. Proteção Catódica - Técnicas de Combate a Corrosão. Rio de Janeiro. Editora Intercência 4ª Edição – Revisada e Ampliada.2006

External floating roof tank”, Wikipédia. Acessado no dia 29 de Maio de 2014, no endereço: http://en.wikipedia.org/wiki/External_floating_roof_tank. Atualizado em 12 de Abril 2009.

GHIZZE, A. Manual Técnico de Tubulação Industrial.

São Paulo. IBRASA – Instituto Brasileiro de Difusão Cultural Ltda,1988

History of Process Safety at OSHA, 9 April,2009

Improving Mechanical Integrity In Chemical and Hydrocarbon processing Facilities – An Insurer’s Viewpoint. April,2003.

JARBO, H.C.M; FÓFANO, S. Fundamentos, Monitoração e Controle – Corrosão.
Rio de Janeiro. Editora Ciência Moderna – Edição Revisada,2008.

MACINTYRE, A.J. Equipamentos Industriais e de processo.
Rio de Janeiro. Editora LTC, 1997.

Management System Failures Identified in Incidents Investigated by the U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board, published 29 november, 2004.

MATERIALS PERFORMANCE, Sep. 2006.

https://www.google.com.br/search?newwindow=1&q=materials+performance++september+2006+&oq=materials+performance++september+2006+&gs_l=serp.12...11376.14950.0.15693.11.8.0.0.0.441.1283.4-3.3.0....0...1c.1.42.serp..9.2.877.HJ_iaJc77N8

N-2782 Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais.
Rio de Janeiro, Petrobras Rev. B,2013.

N-2785 Monitoração, interpretação e Controle da Corrosão Interna em Dutos.
Rio de Janeiro, Petrobras Rev. B,2013.

OHSAS 18001 .Especificação do Sistema de Gestão e Saúde Ocupacional. Healthand Safety Assessment Series.BSI,1999.

Petrogal, Os acidentes dos ultimos 20 anos
<http://www.porto24.pt/multimedia/petrogal-os-acidentes-dos-ultimos-20-anos>

Preliminary Findings on OSHA’S Refinery NEP, december,2009.

QUIMICAS, Emergências CETESB

<http://www.cetesb.sp.gov.br/gerenciamento-de-riscos/análise-de-risco-tecnológico/50-vila-soco>. Página visitada às 01:45 05/05/2014

<http://www.cetesb.sp.gov.br/gerenciamento-de-riscos/emergencias-quimicas/137-principaisacidentes>. Página visitada às 00:26 04/05/2014

SERPA, R. R. Planos de Emergência. Apostila do Curso “Introdução a Análise de Riscos”, Vol. 2, CETESB, São Paulo, 1997.

SOUZA, Evandro Abreu. O treinamento industrial e a gerência de riscos: Uma proposta de instrução programada. Dissertação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção e Sistema, UFSC, setembro, 1995.

SOUZA, C. A.V. S. & FREITAS, C.M. Análise de causas de acidentes e ocorrências anormais, relacionadas ao trabalho, em uma refinaria de petróleo. Rio de Janeiro. Caderno de Saude Publica, Rio de Janeiro, 19 (5): 1293-1303. 2003.

SILVA, P.R. Transporte Marítimo de Petróleo e Derivados na Costa Brasileira: Estrutura e Implicações Ambientais. Tese submetida ao Programa de Mestrado de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ. XII, 148 p. 2004.

SOARES, C.G.; TEIXEIRA, A.P. Risk assessment in maritime transportation. Reliability Engineering and System Safety, n 74, pp 299-309. 2001.

TELLES, P.C.S. Tubulações Industriais, materiais, projetos, montagem. Rio de Janeiro. Editora LTC, 2001.

RANGEL, M.R. & LIMA, G.B.A. Processo de controle de emergência: uma aplicação em terminal terrestre de distribuição de petróleo e derivados. V Congresso Nacional de Excelências em Gestão. Gestão do Conhecimento para a Sustentabilidade. Niterói, RJ. 2009.

ANEXOS

ANEXO A – DEFINIÇÕES E TERMINOLOGIAS.

Acidente: Toda a ocorrência, que foge ao controlo de um processo, sistema ou atividade, decorrente de facto ou ação intencional ou acidental da qual possam resultar danos às pessoas, ao meio ambiente, aos equipamentos ou ao património próprio ou de terceiros, envolvendo atividades ou instalações, e que requeiram o acionamento da Estrutura Organizacional de Resposta.

Acidentes Maiores/Acidentes Químicos Ampliados: São eventos de maior gravidade e de frequência significativamente menor, cujas consequências se estendem a um maior número de pessoas. Estes eventos causam grandes perdas às próprias instalações da empresa, podendo ultrapassar os seus limites geográficos e causam substanciais danos ambientais.

Análise de Risco: Constitui-se num conjunto de métodos e técnicas que aplicados a uma atividade proposta ou existente identificam e avaliam qualitativa e quantitativamente os riscos que essa atividade representa para a população vizinha, para o meio ambiente e para a própria empresa. Os principais resultados de uma análise de riscos são a identificação de cenários de acidentes, as suas frequências esperadas de ocorrência e a magnitude das possíveis consequências.

Área de risco: Área susceptível de ser afetada pelas consequências de um acidente.

Área Sensível: Região que possui populações circunvizinhas, com importância económica, turística, recreativa, ou ainda que sejam ecologicamente relevantes em termos de impactos ambientais.

Área Vulnerável: Região suscetível aos efeitos adversos provocados por um acidente ou incidente.

Cenário Acidental: Corresponde à combinação de uma hipótese acidental ou incidente (eventos) com circunstâncias específicas, agentes relacionados e possíveis danos.

Comando de Operações (Coordenador das Ações de Resposta): Responsável pela coordenação geral dos procedimentos operacionais de resposta.

Corrosão: Consiste na deterioração dos materiais pela ação química ou eletroquímica do meio, podendo estar ou não associado a esforços mecânicos.

Emergência: Toda ocorrência, que foge ao controle de um processo, sistema ou atividade, da qual possam resultar danos para as pessoas, para o meio ambiente, para os equipamentos ou para o patrimônio próprio ou de terceiros, envolvendo atividades ou instalações, e que requeiram o acionamento da Estrutura Organizacional de Resposta (EOR).

Evacuação de Área Externa: Ato de retirar de forma ordenada às pessoas (comunidade) de área externa, afetada ou que possa ser afetada, em consonância com as diretrizes estabelecidas pelo Sistema Nacional de Defesa Civil.

Evacuação de Área Interna: Ato de retirar de forma ordenada todas as pessoas de área interna, que não estejam envolvidas no controle de uma emergência e direcioná-las para uma área segura ou previamente definida.

Explosão: Fenômeno caracterizado por um aumento rápido de pressão. Numa reação de combustão, este fenômeno é geralmente associado à existência prévia de uma mistura combustível (mistura gasosa ou poeiras em suspensão no ar). O confinamento é uma condição favorável à ocorrência de explosões, embora não seja uma condição necessária, isto é, podemos ter explosões em espaços não confinados.

Falha: Defeito ou uma condição anormal em um componente, equipamento, subsistema ou sistema, que pode impedir o seu funcionamento como planejado.

Hidrocarbonetos: Classificação de um grande grupo de compostos químicos orgânicos, constituídos por átomos de carbono e hidrogênio. No presente trabalho constitui uma denominação abrangendo o petróleo bruto, os refinados (excluindo petroquímicos) e seus resíduos.

Hipótese Acidental: Tipo de ocorrência identificada na análise de risco, que gera cenários acidentais e que é a base para os procedimentos operacionais de resposta.

Instalação: Porto organizado, instalação portuária ou terminal, dutos, faixas de dutos, plataformas, canteiros de obras, refinarias e unidades industriais, terminais, bases terrestres, áreas administrativas (prédios) ou outras suscetíveis a acidentes ou incidentes.

Medidas de prevenção: Medidas de segurança adotadas com a finalidade de diminuir a probabilidade de ocorrência de acidentes.

Risco: Medidas de segurança, adotadas com a finalidade de diminuir a probabilidade de ocorrência de acidentes.

Plano de Resposta a Emergências – PRE: Documento, ou conjunto de documentos, que contém as informações relativas à unidade ou instalação e à sua área de influência, aos cenários acidentais e aos procedimentos para resposta aos diversos tipos de acidentes ou incidentes passíveis de ocorrência, decorrente das suas atividades ou serviços, incluindo definição dos sistemas de alerta e comunicação de acidentes ou incidentes, estrutura organizacional de resposta, recursos humanos, equipamentos e materiais de resposta, procedimentos operacionais de resposta e encerramento das operações, bem como mapas, cartas náuticas, plantas, desenhos, fotografias e outros anexos.

Ponto de encontro: Local sinalizado e pré-definido onde os componentes da brigada se encontrarão para aguardar ordens.

Substâncias perigosas: Substâncias que podem originar dano para as pessoas, meio ambiente, instalações e equipamentos.

Vazamento: Libertação acidental para corpos hídricos, solo ou atmosfera de substâncias sólidas, líquidas ou gasosas.

Zoneamento do Local da Emergência: Delimitação de áreas durante uma emergência com relação à presença de gases e vapores no ar, bem como de contaminantes em corpos hídricos ou no solo, que possam afetar significativamente a sua qualidade e equilíbrio, gerando perigo e riscos para a manutenção da vida. Neste sentido, as equipes em campo, utilizando instrumentos portáteis específicos, devem proceder à monitoração do local, com o objetivo de identificar e quantificar a presença e as concentrações de substâncias químicas, coletando informações que irão subsidiar a tomada de decisão para a delimitação das zonas.

Zona de Exclusão: Nessa área permanecerão as pessoas e instituições que não possuem qualquer envolvimento direto com a ocorrência, como imprensa e comunidade.

Zona Fria: Área destinada a outras funções de apoio, também conhecida como zona limpa. Imediatamente estabelecida após a zona morna. É o local onde estará a logística do atendimento como o posicionamento do "Posto de Comando", estacionamento de viaturas e equipamentos, área de abrigo, descanso, alimentação entre outros.

Zona Morna: É uma área demarcada após a zona quente, onde ocorrerão as atividades de descontaminação de pessoas e equipamentos, bem como suporte ao pessoal de combate direto. Nesta área será permitida somente a permanência de profissionais especializados, os quais darão apoio às ações de controle desenvolvidas dentro da zona quente. Eventuais ações de resgate são desencadeadas também a partir desta área.

Zona Quente: É uma área restrita, imediatamente ao redor do acidente, que se prolonga até ao ponto em que os efeitos nocivos já não afetam as pessoas posicionadas fora dela. Dentro desta área ocorrerão as ações de controle, sendo permitida apenas a presença de pessoal técnico qualificado.

ANEXO B – INSTALAÇÃO INDUSTRIAL

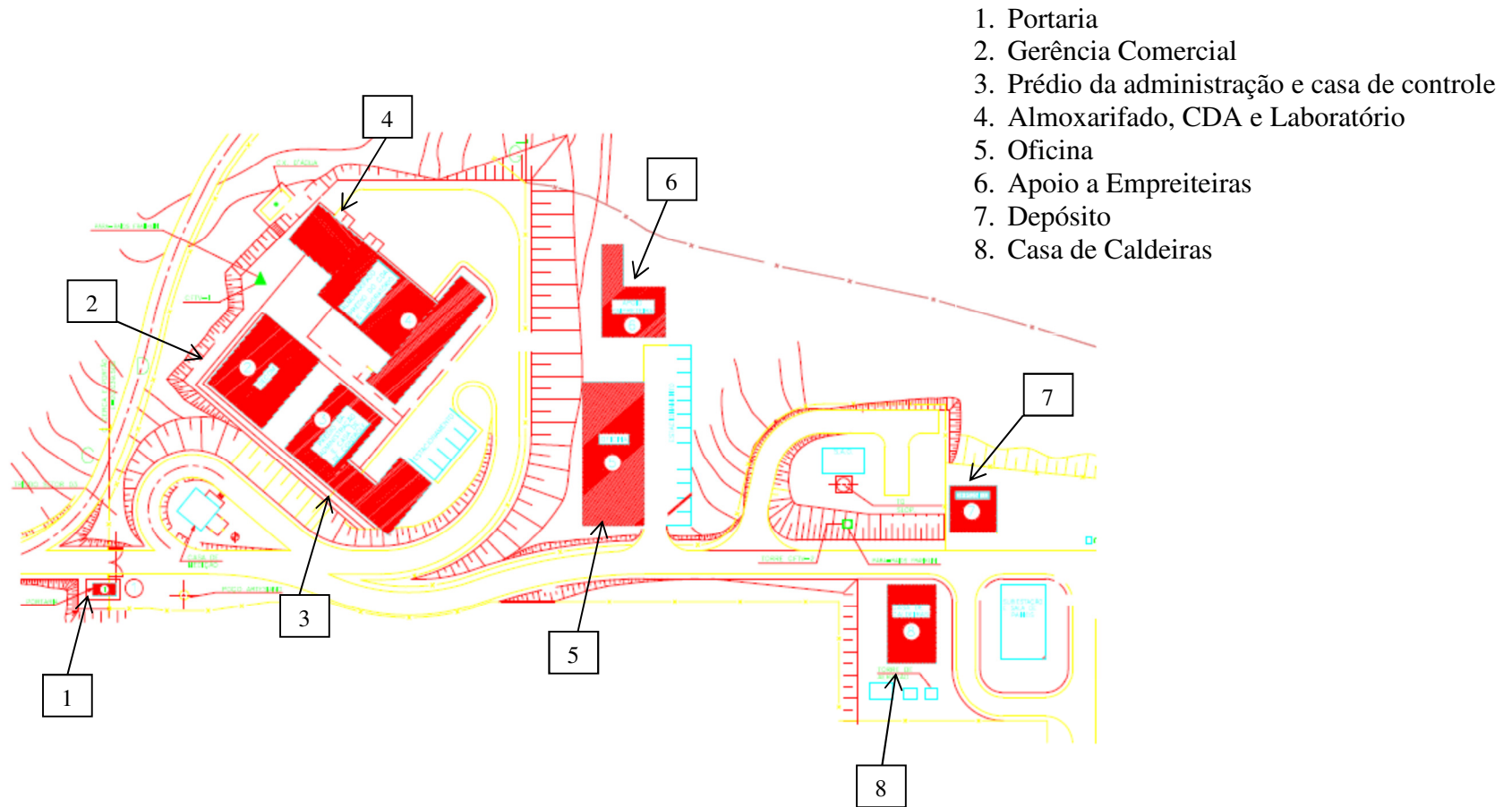


Figura B1 – Planta da Área Administrativa da Petrobras – Transportes
(Fonte: Adaptação da planta de Localização Geral do Terminal Petroquímico)

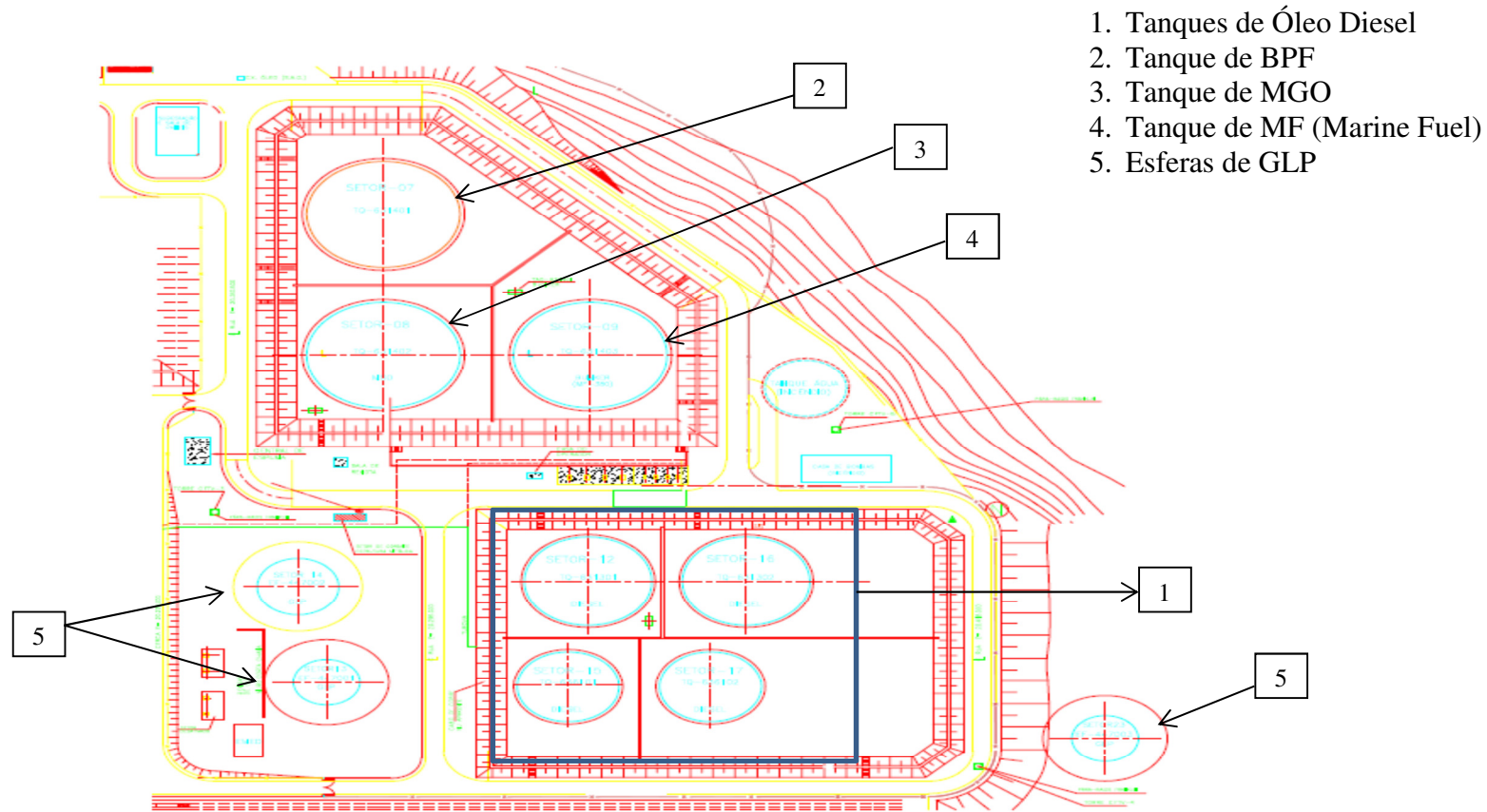


Figura B2 – Planta da Área da Tancagem da Petrobras – Transportes
(Fonte: Adaptação da planta de Localização Geral do Terminal Petroquímico)

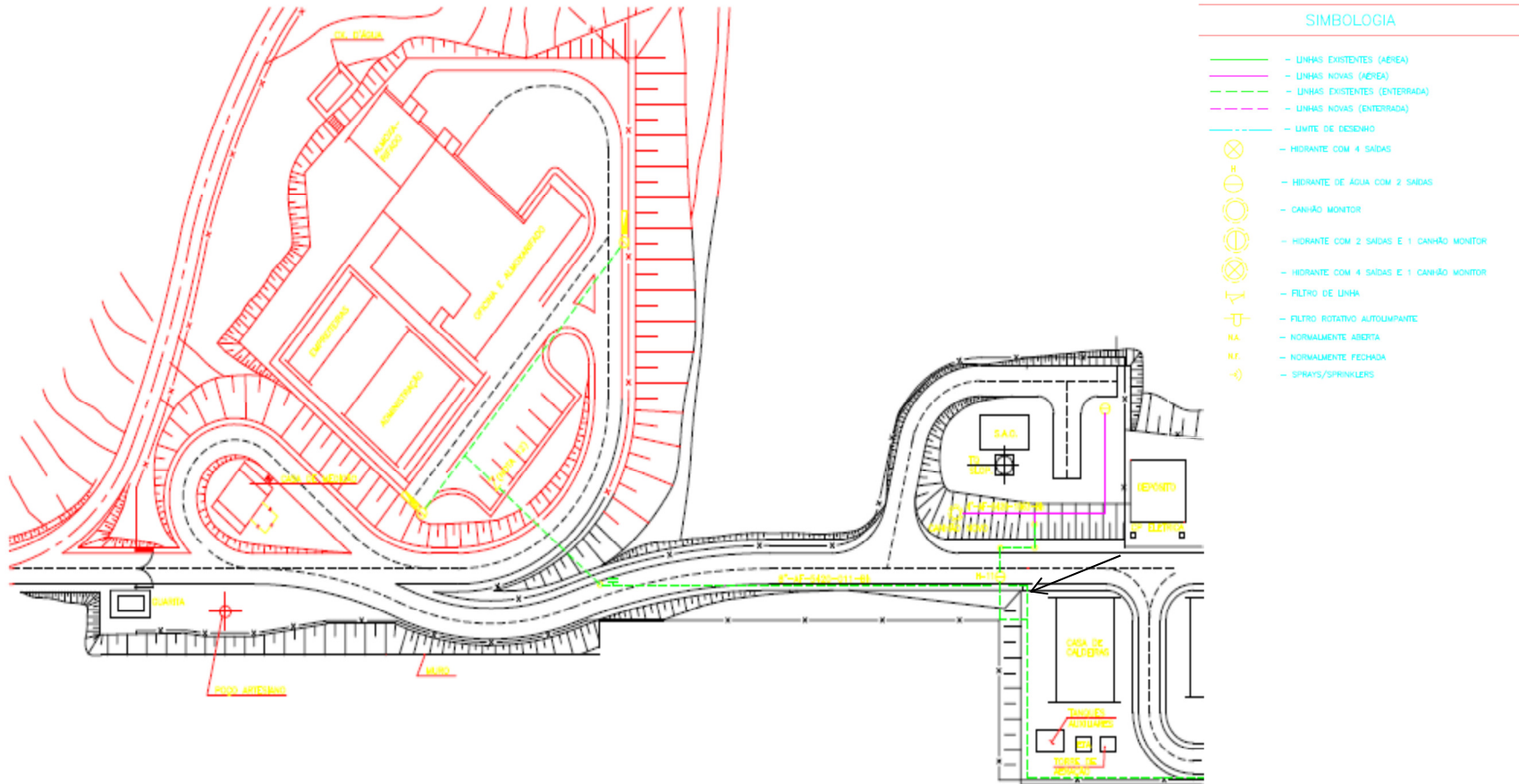


Figura B3 – Planta do Sistema de Combate a Incêndios da Área Administrativa do Terminal da Petrobras – Transportes
Fonte: Petrobras Transportes S.A

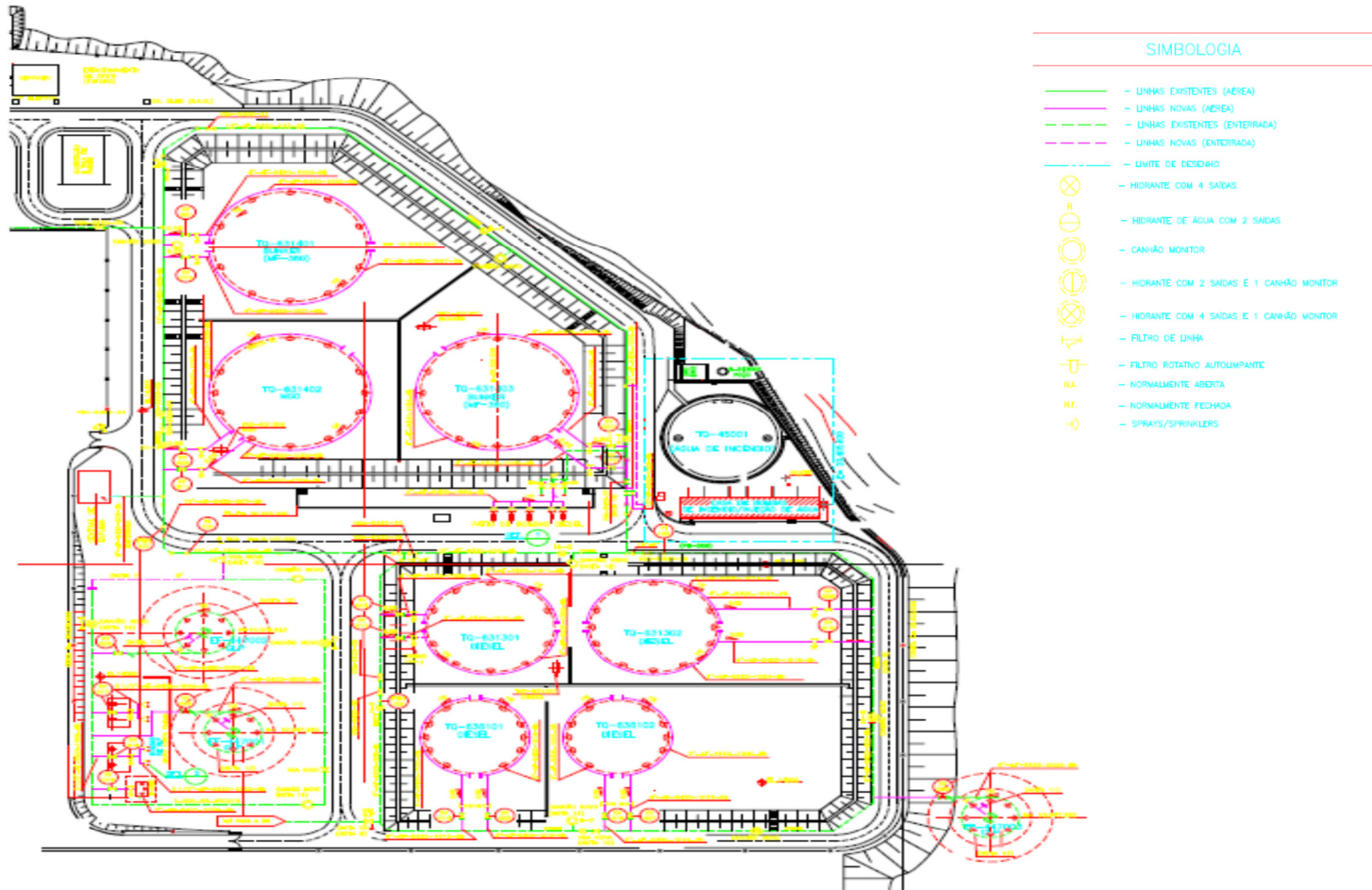


Figura B4 – Planta do Sistema de Combate a Incêndios com água da Área da Tancagem do Terminal da Petrobras – Transportes
Fonte: Petrobras Transportes S.A

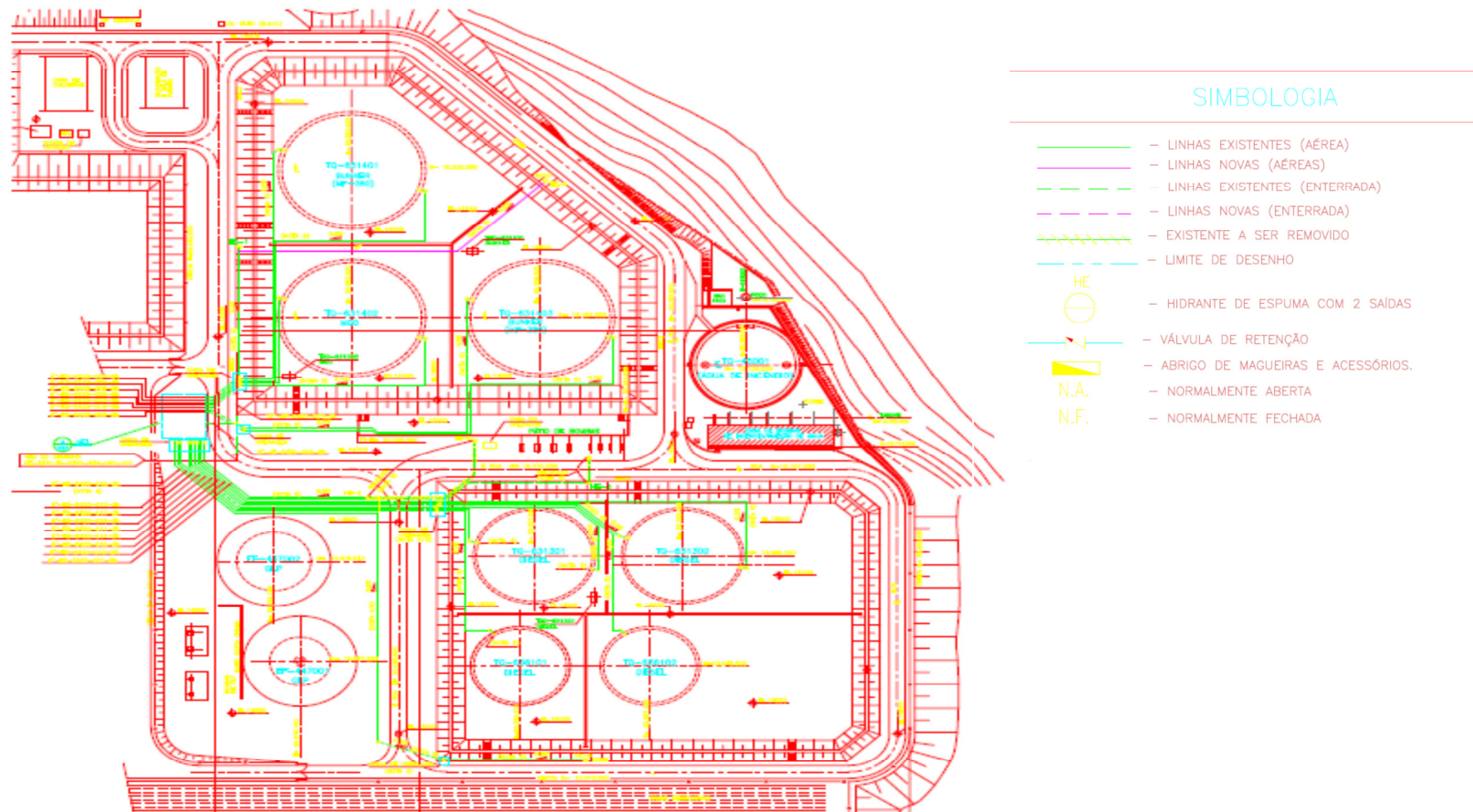


Figura B5 – Planta do Sistema de Combate a Incêndios com espuma da área da Tancagem do Terminal da Petrobras – Transportes
Fonte: Petrobras Transportes S.A

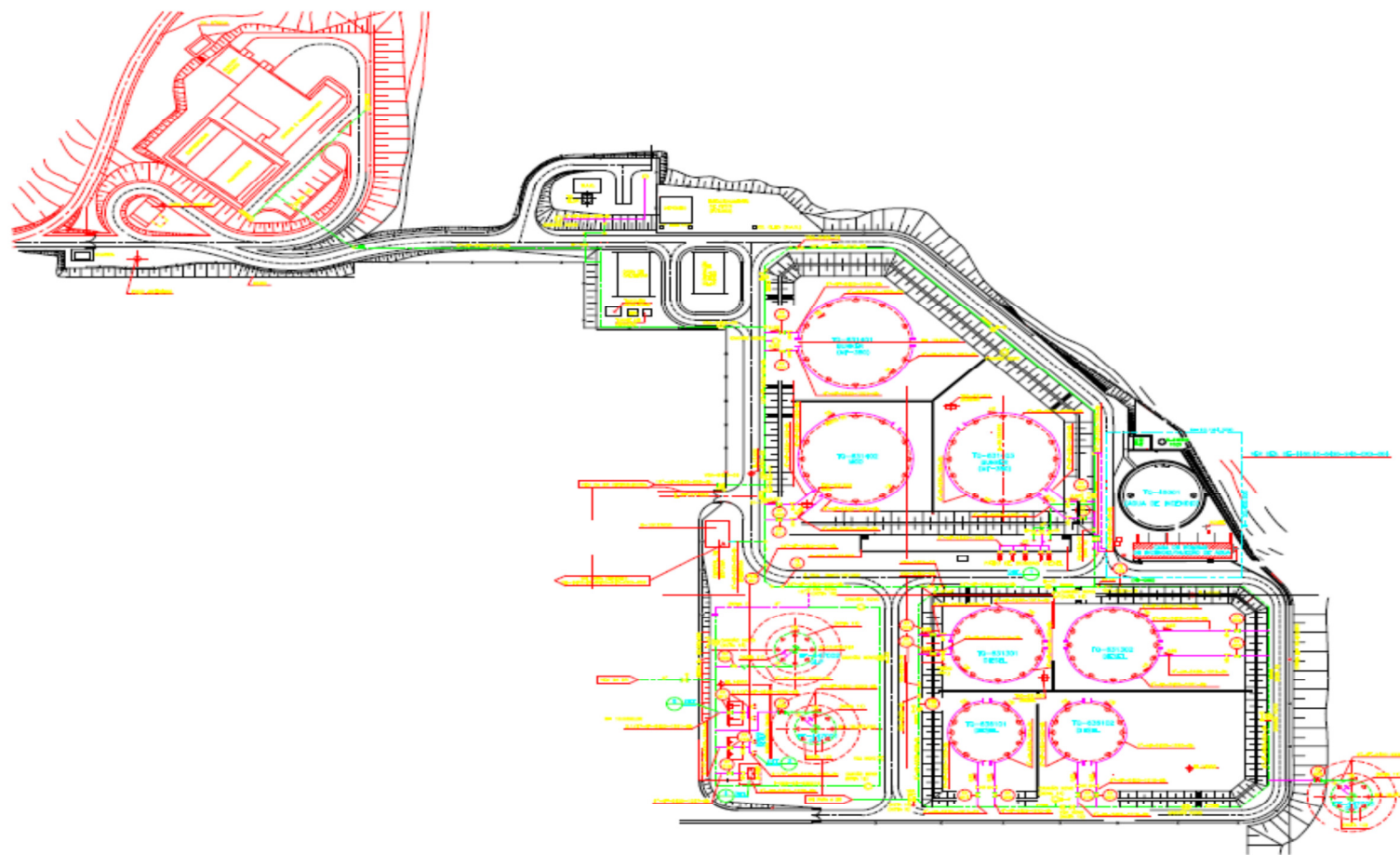


Figura B6 – Planta Geral do Sistema de Incêndios da área Administrativa e da Tancagem do Terminal da Petrobras – Transportes
Fonte: Petrobras Transportes S.A

ANEXO C – APLICAÇÃO DOS MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCO DE INCÊNDIO

Tabela C.1 – Aplicação do Gretener ao Estudo de Caso

		ZONAS								T
		1	2	3	4	5	6	7	8	
Perigos Potenciais										
Cargas de incêndio Mobiliário	q	1,2	1,2	1,2	1,5	1,0	1,4	1,5	1,0	1,5
Combustibilidade	c	1,2	1,2	1,2	1,4	1,0	1,2	1,4	1,0	1,4
Formação de Fumo	r	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0	1,2	1,1	1,0	1,1
Perigo de Corrosão/toxicidade	k	1,0	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1
Carga de incêndio Imobiliária	i	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Nível do Andar ou altura do Local	e	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,3
Amplidão dos Compartimentos	g	0,4	0,8	1,0	1,2	1,0	0,8	0,4	0,5	5,0
	$P=q*c*r*k*i*e*g$	0,69	1,66	2,28	3,35	1,1	1,77	1,12	0,55	18,17
Medidas Normais										
Extintores Portáteis	n1	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Boca de Incêndio	n2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Fiabilidade de adução de água	n3	1,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Comprimento da conduta	n4	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Pessoal Instruído	n5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	$N=\prod n1$	0,90	0,69	0,77	0,77	0,77	0,77	0,76	0,76	0,77
Medidas Especiais										
Deteção do Fogo	s1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0	1,0	1,4	1,4
Transmissão do alarme	s2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1
Bombeiros	s3	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Intervenção dos Bombeiros	s4	0,8	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Instalações de Extinção	s5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Instalações de Evac. Calor e fumo	s6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	$S=\prod s1$	2,17	1,63	2,17	2,17	2,17	1,36	1,36	2,17	2,17
Medidas Construtivas										
Resistência ao fogo da Estrutura	f1	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Resistência ao fogo da Fachada	f2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Resistência ao fogo Pavimentos	f3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Resistência ao fogo das células	f4	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	$F=\prod f1$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Fator de Exposição ao Fogo	B	0,23	0,99	0,91	1,35	0,44	1,14	0,71	0,22	7,32
Perigo de Ativação	A	0,85	0,85	0,85	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Risco de Incêndio Efetivo	R	0,23	0,84	0,78	1,32	0,44	1,14	0,71	0,22	7,32
Risco de Incêndio Normal	Rn	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
Fator de Correção	PHE	1,00	1,00	0,90	0,90	1,00	1,00	1,00	1,00	0,90
Risco de incêndio Admissível	Ru	1,30	1,30	1,17	1,17	1,30	1,30	1,30	1,30	1,17
Quociente de Segurança	Y	6,45	1,54	1,49	0,76	2,93	1,14	1,80	5,86	0,16

1. Portaria; 2. Gerência Comercial; 3. Prédio da Administração e Controle; 4. Almoarifado/Prédio do CDA/Laboratório, 5. Oficina; 6. Prédio das Empreiteiras, 7. Depósito; 8. Casa de Caldeira.
T. Totalidade da instalação industrial.

Tabela C.2 – Aplicação do F.R.A.M.E ao Estudo de Caso

		ZONAS								T
		1	2	3	4	5	6	7	8	
Risco Potencial										
Fator de Carga Calorífica	q	1,18	1,18	1,57	1,57	1,30	1,30	1,81	1,57	1,93
Fator de Carga Propagação	i	1,09	1,09	1,09	1,47	0,99	0,99	1,37	0,89	1,47
Fator de Geometria Horizontal	g	0,14	0,74	0,78	0,97	0,77	0,69	0,45	0,54	2,03
Fator dos Andares	e	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Fator de Ventilação	v	0,38	0,95	1,03	1,06	0,99	0,96	0,92	0,97	1,13
Fator de Acessibilidade	z	1,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Risco Potencial para o Edifício	P	0,07	0,91	1,38	2,37	0,98	0,86	1,02	0,73	6,52
Risco Potencial para Ocupantes	P1	0,49	1,24	1,77	2,45	1,28	1,25	2,28	1,35	3,21
Risco Potencial para Atividade	P2	0,06	0,77	0,88	1,51	0,76	0,66	0,56	0,47	3,38
Risco Aceitável										
Fator de ativação	a	0,45	0,55	0,20	0,55	0,55	0,20	0,20	0,50	0,55
Fator de Evacuação	t	0,01	0,05	0,08	0,05	0,05	0,05	0,02	0,02	0,04
Fator de Conteúdo	c	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,20
Fator Ambiental	r	0,20	0,20	0,20	0,50	0,30	0,10	0,72	0,20	0,82
Fator de Dependência	d	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Risco Aceitável para o Edifício	A	1,14	1,00	1,32	1,00	1,0	1,35	1,38	1,08	0,81
Risco Aceitável para Ocupantes	A1	0,94	0,80	1,12	0,50	0,70	1,25	0,66	0,88	0,19
Risco Aceitável para Atividade	A2	0,80	0,70	1,05	0,70	0,70	1,05	1,05	0,75	0,50
Nível de Proteção										
Fator de Necessidade de água	W	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
Fator de Proteção Normal	N	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
Fator de Proteção Especial	S	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
Fator de Resistência ao Fogo	F	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
Fator de Fuga	U	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63	1,63
Fator de Salvamento	Y	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48
Nível de Proteção para o Edifício	D	7,69	9,94	8,97	8,09	7,57	7,61	4,97	6,32	8,77
Nível de Proteção para Ocupantes	D1	3,43	5,15	4,65	4,01	4,65	4,62	2,68	3,80	5,12
Nível de Proteção para Atividade	D2	19,88	28,33	23,19	20,93	18,17	20,98	11,51	12,88	29,5
Risco de Incêndio										
Risco de Incêndio para o Edifício	R	0,01	0,09	0,12	0,29	0,13	0,08	0,15	0,11	0,92
Risco de Incêndio para Ocupantes	R1	0,15	0,30	0,34	1,23	0,39	0,22	1,29	0,40	3,23
Risco de incêndio para Atividade	R2	0,01	0,04	0,04	0,10	0,06	0,03	0,05	0,05	0,23

1. Portaria; 2. Gerência Comercial; 3. Prédio da Administração e Controle; 4. Almoarifado/Prédio do CDA/Laboratório, 5. Oficina; 6. Prédio das Empreiteiras, 7. Depósito; 8. Casa de Caldeira.

T. Totalidade da instalação industrial.

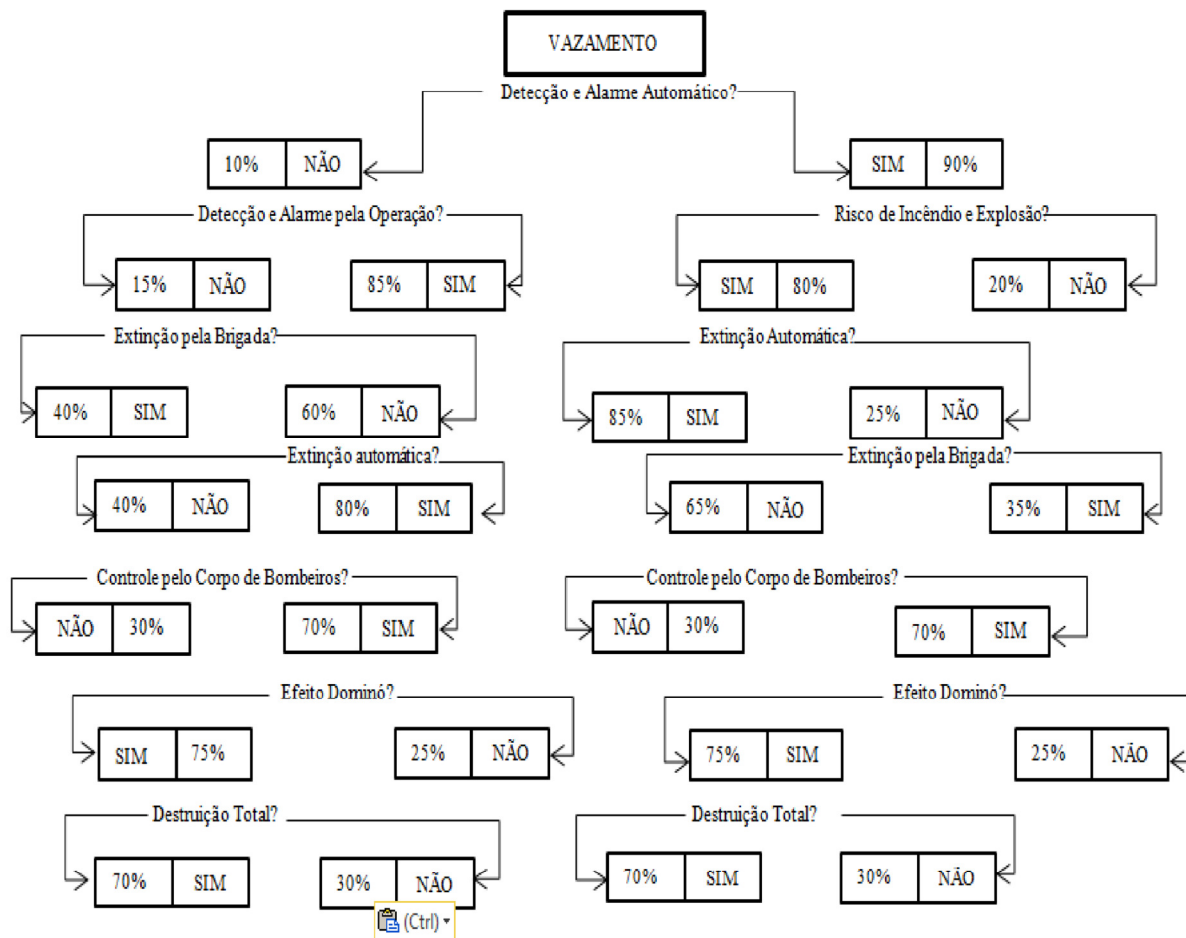


Figura C.1 – Árvore de Acontecimentos na área administrativa Aplicação ao Estudo de Caso

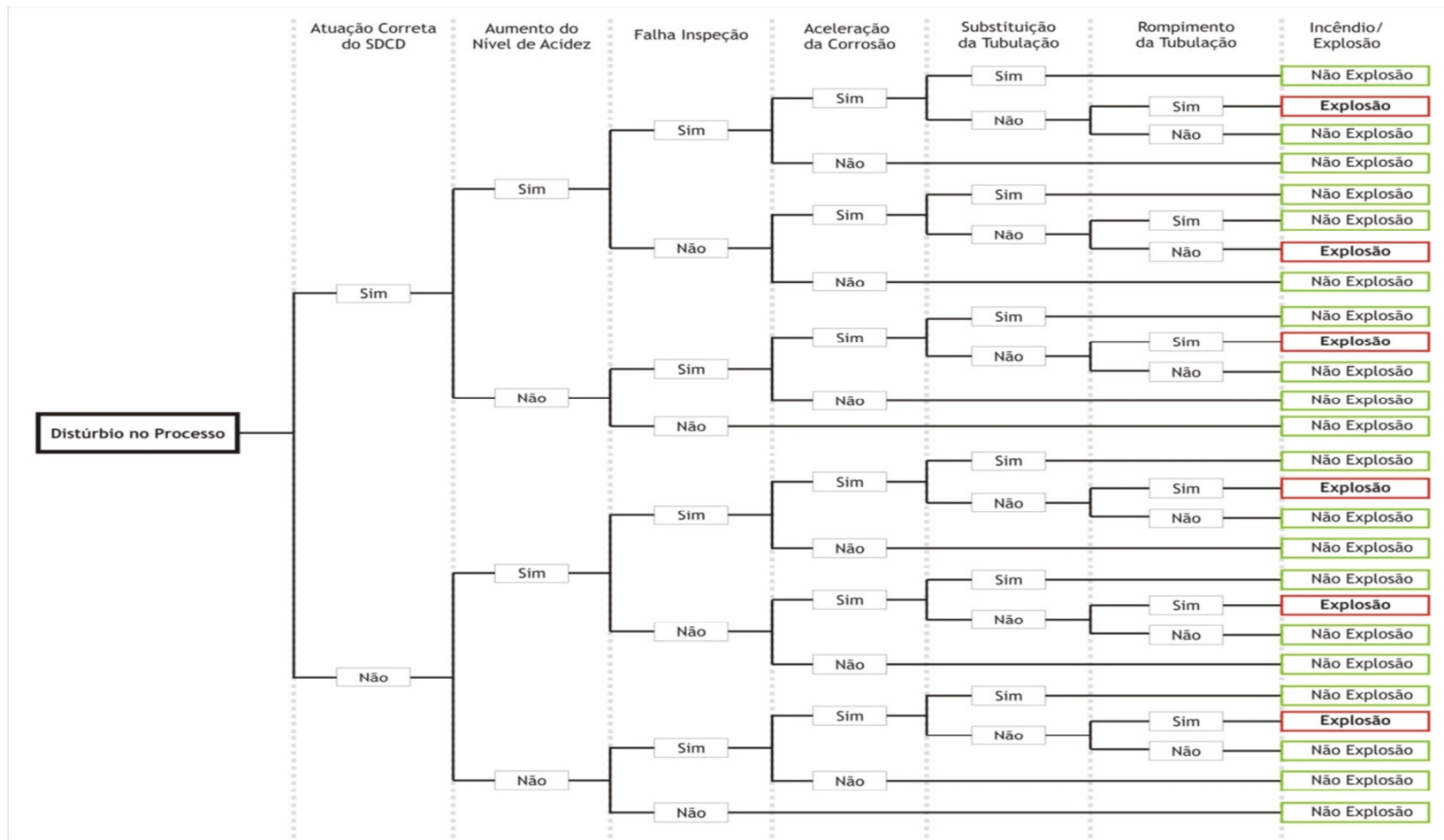


Figura C.2 – Árvore de Acontecimento devido a Falta de Integridade Mecânica Aplicada ao Estudo de Caso

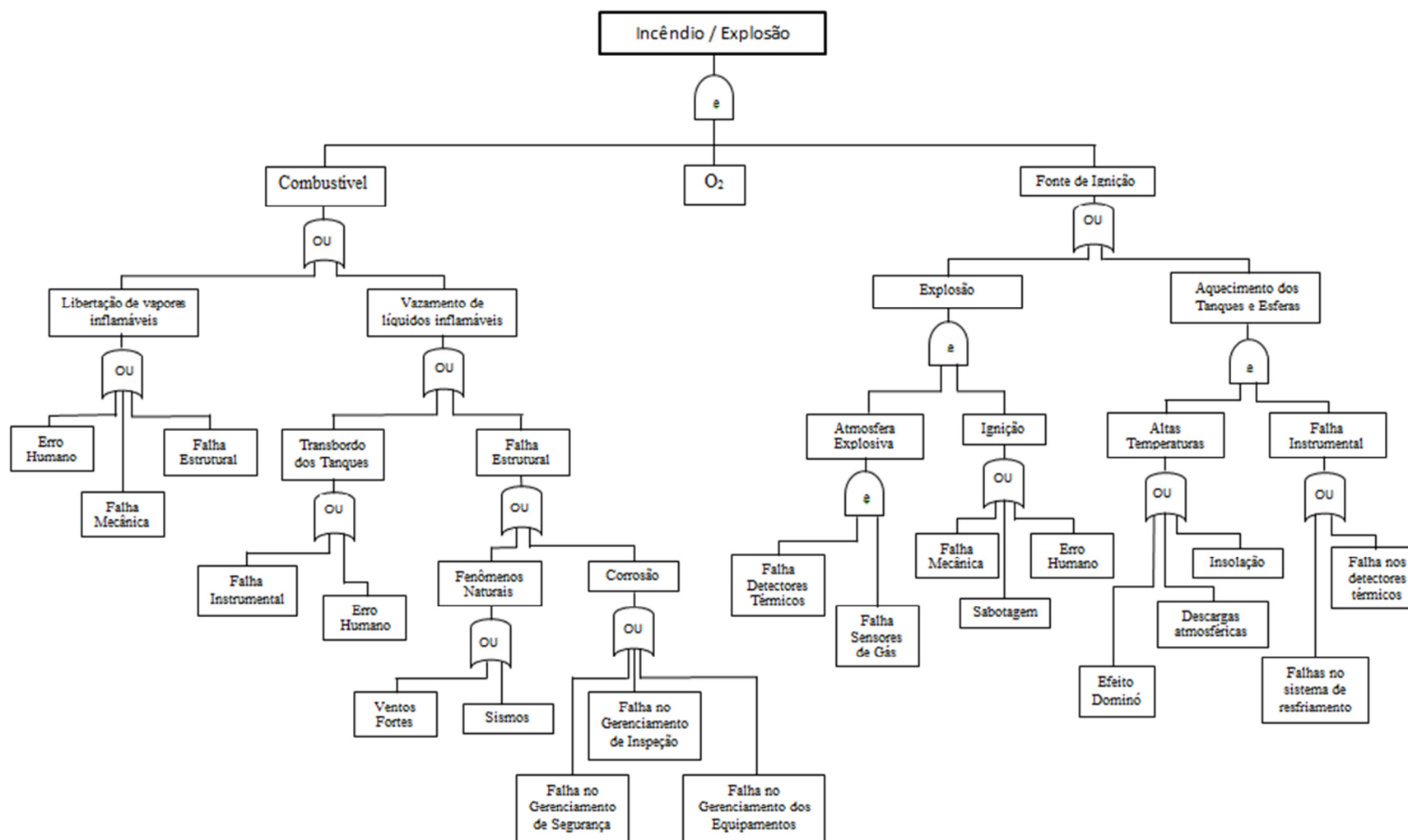
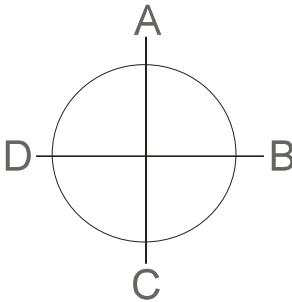


Figura C.3 – Árvore de Falhas Aplicação ao Estudo de Caso

**ANEXO D – APLICAÇÃO PRÁTICA DE AVALIAÇÃO DO CONTROLE
DA INTEGRIDADE MECÂNICA POR ULTRA SOM NA
LINHA DE GLP DE 8”.**

Tabela C.3 – Aplicação do Método de Avaliação da Integridade Mecânica. Medição de Espessura por ULTRA-SOM ao Estudo de Caso

RELATÓRIO DE REGISTRO DE ENSAIO POR ULTRA-SOM						
MEDICÃO DE ESPESSURA						
PROCEDIMENTO Nº / VER EM CONFORMIDADE COM AS NORMAS API RP 570 E API RP 574				CRITÉRIO DE AVALIAÇÃO: De acordo com o cálculo da espessura mínima encontrado 2,54 mm.		
CONDIÇÃO DA SUPERFÍCIE: Esmerilhadas e Escovadas.		ESPESSURA NOMINAL: 12,70 mm		TEMPERATURA (°C) De 5° A 85° C		MATERIAL: Aço Carbono
APARELHO:			TRANSDUTOR			VEL. SONICA (m/s)
MODELO	FABRICANTE	FABRICANTE	MODELO	DIMENSÃO	FREQUENCIA	
DM-2	Krautkramer	Krautkramer	KBA	12 mm	5 MHz	5920 m/s.
REGISTRO DOS RESULTADOS						
TRECHO 1: PIER 1 – PIER 2					IDENT. TUBULAÇÃO: GLP 8'	
Ponto	Local Medição	Média (mm)	Nível de Corrosão	Laudo	CROQUI	
01	A	12,3	0,4	AP		
	B	12,4	0,3	AP		
	C	12,1	0,6	AP		
02	A	12,3	0,4	AP		
	D	12,5	0,2	AP		
	C	11,9	0,8	AP		
03	D	11,7	1,0	AP		
	C	11,3	1,4	AP		
	B	11,4	1,3	AP		
04	A	12,6	0,1	AP		
	D	12,3	0,4	AP		
	C	12,0	0,7	AP		
05	A	12,5	0,2	AP		
	B	12,6	0,3	AP		
	C	12,2	0,8	AP		
06	A	12,5	1,5	AP		
	B	12,4	1,3	AP		
	C	11,9	1,7	AP		
07	A	11,2	0,9	AP		
	D	11,4	1,5	AP		
	C	11,0	1,3	AP		
08	D	11,8	0,9	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
	B	11,5	1,2	AP		
09	A	11,5	1,2	AP		
	D	11,3	1,4	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
10	A	11,9	0,8	AP		
	B	11,4	1,3	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
AP	APROVADO					
RE	REPROVADO					

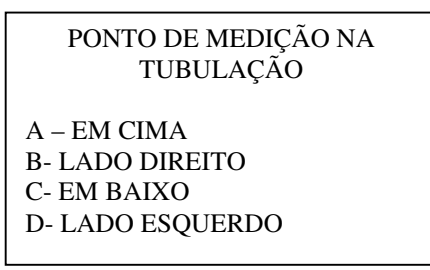


Tabela C.3.1 – Aplicação do Método de Avaliação da Integridade Mecânica. Medição de Espessura por ULTRA-SOM ao Estudo de Caso

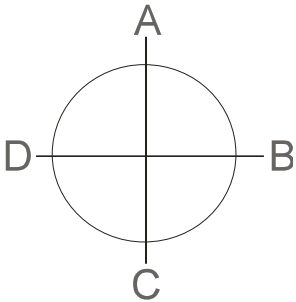
RELATÓRIO DE REGISTRO DE ENSAIO POR ULTRA-SOM						
MEDIÇÃO DE ESPESSURA						
PROCEDIMENTO Nº / VER EM CONFORMIDADE COM AS NORMAS API RP 570 E API RP 574				CRITÉRIO DE AVALIAÇÃO: De acordo com o cálculo da espessura mínima encontrado 2,54 mm.		
CONDIÇÃO DA SUPERFÍCIE: Esmerilhadas e Escovadas.		ESPESSURA NOMINAL: 12,70 mm		TEMPERATURA (°C) De 5° A 85° C		MATERIAL: Aço Carbono
APARELHO:			TRANSDUTOR			VEL. SONICA (m/s)
MODELO	FABRICANTE	FABRICANTE	MODELO	DIMENSÃO	FREQUENCIA	
DM-2	Krautkramer	Krautkramer	KBA	12 mm	5 MHz	5920 m/s.
REGISTRO DOS RESULTADOS						
TRECHO 2: PIER 2 – UNID. MISTURADORA					IDENT. TUBULAÇÃO: GLP 8"	
Ponto	Local Medição	Média (mm)	Nível de Corrosão	Laudo	CROQUI	
11	A	12,1	0,6	AP	 <p>PONTO DE MEDIÇÃO NA TUBULAÇÃO</p> <p>A – EM CIMA B- LADO DIREITO C- EM BAIXO D- LADO ESQUERDO</p>	
	B	12,3	0,4	AP		
	C	11,9	0,8	AP		
12	A	12,4	0,3	AP		
	D	11,9	0,8	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
13	D	11,7	1,0	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
	B	11,4	1,3	AP		
14	A	11,7	1,0	AP		
	D	11,6	1,1	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
15	A	11,4	1,3	AP		
	B	11,7	1,0	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
16	A	11,5	1,2	AP		
	B	11,5	1,2	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
17	A	11,4	1,3	AP		
	D	11,5	1,2	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
18	D	11,8	0,9	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
	B	11,4	1,3	AP		
19	A	11,7	1,0	AP		
	D	11,4	1,3	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
20	A	11,7	1,0	AP		
	B	11,5	1,2	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
AP	APROVADO					
RE	REPROVADO					

Tabela C.3.2 – Aplicação do Método de Avaliação da Integridade Mecânica. Medição de Espessura por ULTRA-SOM ao Estudo de Caso

RELATÓRIO DE REGISTRO DE ENSAIO POR ULTRA-SOM						
MEDIÇÃO DE ESPESSURA						
PROCEDIMENTO Nº / VER EM CONFORMIDADE COM AS NORMAS API RP 570 E API RP 574				CRITÉRIO DE AVALIAÇÃO: De acordo com o cálculo da espessura mínima encontrado 2,54 mm.		
CONDIÇÃO DA SUPERFÍCIE: Esmerilhadas e Escovadas.		ESPESSURA NOMINAL: 12,70 mm		TEMPERATURA (°C) De 5° A 85° C		MATERIAL: Aço Carbono
APARELHO:			TRANSDUTOR			VEL. SONICA (m/s)
MODELO	FABRICANTE	FABRICANTE	MODELO	DIMENSÃO	FREQUENCIA	
DM-2	Krautkramer	Krautkramer	KBA	12 mm	5 MHz	5920 m/s.
REGISTRO DOS RESULTADOS						
TRECHO 3: UNID. MISTURADORA - MANIFOLD					IDENT. TUBULAÇÃO: GLP 8"	
Ponto	Local Medição	Média (mm)	Nível de Corrosão	Laudo	CROQUI	
21	A	11,5	1,2	AP	<p>PONTO DE MEDIÇÃO NA TUBULAÇÃO</p> <p>A – EM CIMA B- LADO DIREITO C- EM BAIXO D- LADO ESQUERDO</p>	
	B	11,7	1,0	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
22	A	11,6	1,1	AP		
	D	11,7	1,0	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
23	D	11,6	1,1	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
	B	11,4	1,3	AP		
24	A	11,5	1,2	AP		
	D	11,3	1,4	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
25	A	11,6	1,1	AP		
	B	11,3	1,4	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
26	A	11,7	1,0	AP		
	B	11,5	1,2	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
27	A	11,5	1,2	AP		
	D	11,3	1,4	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
28	D	11,5	1,2	AP		
	C	11,4	1,3	AP		
	B	11,9	0,8	AP		
29	A	11,2	1,5	AP		
	D	11,8	0,9	AP		
	C	10,9	1,8	AP		
30	A	11,2	1,5	AP		
	B	11,6	1,1	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
AP	APROVADO					
RE	REPROVADO					

Tabela C.3.3 – Aplicação do Método de Avaliação da Integridade Mecânica. Medição de Espessura por ULTRA-SOM ao Estudo de Caso

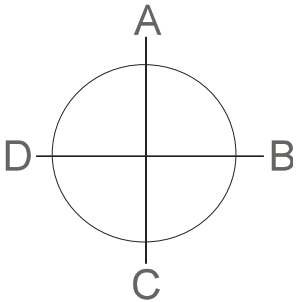
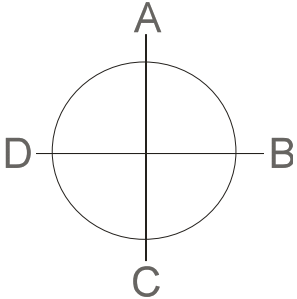
RELATÓRIO DE REGISTRO DE ENSAIO POR ULTRA-SOM						
MEDIÇÃO DE ESPESSURA						
PROCEDIMENTO Nº / VER EM CONFORMIDADE COM AS NORMAS API RP 570 E API RP 574				CRITÉRIO DE AVALIAÇÃO: De acordo com o cálculo da espessura mínima encontrado 2,54 mm.		
CONDIÇÃO DA SUPERFÍCIE: Esmerilhadas e Escovadas.		ESPESSURA NOMINAL: 12,70 mm		TEMPERATURA (°C) De 5° A 85° C		MATERIAL: Aço Carbono
APARELHO:			TRANSDUTOR			VEL. SONICA (m/s)
MODELO	FABRICANTE	FABRICANTE	MODELO	DIMENSÃO	FREQUENCIA	
DM-2	Krautkramer	Krautkramer	KBA	12 mm	5 MHz	5920 m/s.
REGISTRO DOS RESULTADOS						
TRECHO 4: MANIFOLD – CIAS. DISTRIBUIDORAS					IDENT. TUBULAÇÃO: GLP 8"	
Ponto	Local Medição	Média (mm)	Nível de Corrosão	Laudo	CROQUI	
31	A	11,5	1,2	AP		
	B	11,3	1,4	AP		
	C	11,0	1,7	AP		
32	A	11,4	1,3	AP		
	D	11,3	1,4	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
33	D	11,5	1,2	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
	B	11,3	1,4	AP		
34	A	11,5	1,2	AP	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content;"> <p style="text-align: center;">PONTO DE MEDIÇÃO NA TUBULAÇÃO</p> <p>A – EM CIMA B- LADO DIREITO C- EM BAIXO D- LADO ESQUERDO</p> </div>	
	D	11,4	1,3	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
35	A	11,6	1,1	AP		
	B	11,2	1,5	AP		
	C	10,9	1,8	AP		
36	A	11,4	1,3	AP	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content;"> <p style="text-align: center;">PONTO DE MEDIÇÃO NA TUBULAÇÃO</p> <p>A – EM CIMA B- LADO DIREITO C- EM BAIXO D- LADO ESQUERDO</p> </div>	
	B	11,4	1,3	AP		
	C	11,0	1,7	AP		
37	A	11,8	0,9	AP		
	D	11,5	1,2	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
38	D	11,2	1,5	AP	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content;"> <p style="text-align: center;">PONTO DE MEDIÇÃO NA TUBULAÇÃO</p> <p>A – EM CIMA B- LADO DIREITO C- EM BAIXO D- LADO ESQUERDO</p> </div>	
	C	11,1	1,6	AP		
	B	11,4	1,3	AP		
39	A	11,5	1,2	AP		
	D	11,3	1,4	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
40	A	11,2	1,5	AP	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content;"> <p style="text-align: center;">PONTO DE MEDIÇÃO NA TUBULAÇÃO</p> <p>A – EM CIMA B- LADO DIREITO C- EM BAIXO D- LADO ESQUERDO</p> </div>	
	B	11,2	1,5	AP		
	C	10,8	1,9	AP		
AP	APROVADO					
RE	REPROVADO					

Tabela C.3.4 – Aplicação do Método de Avaliação da Integridade Mecânica. Medição de Espessura por ULTRA-SOM ao Estudo de Caso

RELATÓRIO DE REGISTRO DE ENSAIO POR ULTRA-SOM						
MEDICÃO DE ESPESSURA						
PROCEDIMENTO Nº / VER EM CONFORMIDADE COM AS NORMAS API RP 570 E API RP 574				CRITÉRIO DE AVALIAÇÃO: De acordo com o cálculo da espessura mínima encontrado 2,54 mm.		
CONDIÇÃO DA SUPERFÍCIE: Esmerilhadas e Escovadas.		ESPESSURA NOMINAL: 12,70 mm		TEMPERATURA (°C) De 5° A 85° C		MATERIAL: Aço Carbono
APARELHO:			TRANSDUTOR			VEL. SONICA (m/s)
MODELO	FABRICANTE	FABRICANTE	MODELO	DIMENSÃO	FREQUENCIA	
DM-2	Krautkramer	Krautkramer	KBA	12 mm	5 MHz	5920 m/s.
REGISTRO DOS RESULTADOS						
TRECHO 5:CIAS. DISTRIBUIDORAS - TANCAGEM					IDENT. TUBULAÇÃO: GLP 8'	
Ponto	Local Medição	Média (mm)	Nível de Corrosão	Laudo	CROQUI	
41	A	11,7	1,0	AP		
	B	11,5	1,2	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
42	A	11,5	1,2	AP		
	D	11,3	1,4	AP		
	C	11,0	1,7	AP		
43	D	11,9	0,8	AP		
	C	11,4	1,3	AP		
	B	11,7	1,0	AP		
44	A	11,8	0,9	AP		
	D	11,5	1,2	AP		
	C	11,3	1,4	AP		
45	A	11,7	1,1	AP		
	B	11,5	1,2	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
46	A	11,5	1,2	AP		
	B	11,5	1,2	AP		
	C	11,2	1,5	AP		
47	A	11,4	1,3	AP		
	D	11,4	1,3	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
48	D	11,2	1,5	AP		
	C	10,8	1,9	AP		
	B	11,2	1,5	AP		
49	A	11,4	1,3	AP		
	D	11,2	1,5	AP		
	C	11,0	1,7	AP		
50	A	11,5	1,2	AP		
	B	11,3	1,4	AP		
	C	11,1	1,6	AP		
AP	APROVADO					
RE	REPROVADO					

