

LUIZ MAIA NETO

**IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS E AVALIAÇÃO DE RISCOS EM UMA
UNIDADE *OFFSHORE* NA FASE DE OPERAÇÃO:
ESTUDO DE CASO DE UM FPSO**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Sistemas de Gestão da Universidade Federal Fluminense para a obtenção do Grau de Mestre em Sistema de Gestão. Área de Concentração: Gestão em Segurança. Linha de pesquisa: Avaliação de Riscos

Orientador:

Prof. Sergio Pinto Amaral, D.Sc.

Niterói

2007

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

LUIZ MAIA NETO

**IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS E AVALIAÇÃO DE RISCOS EM UMA
UNIDADE *OFFSHORE* NA FASE DE OPERAÇÃO:
ESTUDO DE CASO DE UM FPSO**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Sistemas de Gestão da Universidade Federal Fluminense para a obtenção do Grau de Mestre em Sistema de Gestão. Área de Concentração: Gestão em Segurança. Linha de pesquisa: Avaliação de Riscos

Aprovada em 24 de agosto de 2007.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Sergio Pinto Amaral, DSc.
Universidade Federal Fluminense – UFF

Prof. Gilson Brito Alves Lima, DSc.
Universidade Federal Fluminense - UFF

Prof. Vilmar Augusto Azevedo Miranda, DSc.
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Niterói
2007

Dedico esse trabalho

A Deus.

A Luiz Maia Filho, *in memoriam*. Nasceu em uma casa de pau a pique no município de Cataguases, nas Minas Gerais. Com força de vontade, dedicação, ensino público e gratuito de qualidade tornou-se: Farmacêutico, Médico, Poeta e Pai. Um exemplo de vida e humanidade que marcou profundamente a alma de todos os que com ele conviveram.

A Dna. Dalva Diniz Maia, pelo equilíbrio, carinho e retidão com que criou seus filhos.

A Soraia, minha Prenda, e à nossa longa *Aliança* de Labuta, Amor, Carinho e Dedicação que teve como resultado uma linda Família.

A Pedro e Julia. Aprendam que na vida nada acontece sem esforço e persistência.

AGRADEDIMENTOS

Aos professores da Universidade Federal Fluminense pelo esforço empregado na transmissão de conhecimentos, em particular aos professores: Sergio Pinto Amaral, pela facilidade de comunicação e competente condução do processo de orientação e Fernando Toledo Ferraz pela empatia para com o discente e pela segura orientação nos aspectos da segurança industrial.

Ao Especialista Parecerista Guilherme da Silva Telles Naegeli pelas orientações e boa vontade para com o discente.

Aos colegas:

Alan da Silva Esteves pelo seu apoio, incentivo e orientação durante a fase de pesquisa;

Alberto Carlos Caldeira Costa Coelho, Artur Pader Y Terry Filho e Luiz Carlos de Miranda pelo apoio na elaboração da APR;

Ed Neves da Silva pelo apoio na área humanista.

A PETROBRAS nas figuras de Fabio Jobim Sartori, e Agostinho da Mota Robalinho da Silva pela aprovação de meu nome e pela condição dada para a execução desse programa de mestrado.

RESUMO

O uso das técnicas de Avaliação de Riscos está se tornando prática cada vez mais difundida na indústria contemporânea. Sua utilização é estimulada por intermédio dos diversos órgãos fiscalizadores ou reguladores, por interesse das companhias seguradoras e por interesse da própria empresa, seus acionistas e demais partes interessadas. Em geral as normas e diretrizes pertinentes ao tema mencionam a necessidade de se avaliar os riscos, porém não definem claramente a metodologia a ser aplicada nem estabelecem critérios para o aceite desses trabalhos. Com esse hiato, é notório o aparecimento de resultados das Avaliações de Riscos que são bastante questionados pelos envolvidos na sua implementação. Em alguns casos há ocorrência de trabalhos extremamente criteriosos na definição das medidas de redução de riscos, que acabam se traduzindo em mais modificações e obras do que o realmente necessário, por conseguinte reduzindo as margens de lucro do investimento. Em outros, resultados simplificados que deixam dúvidas quanto à mitigação efetiva dos riscos presentes na instalação. A presente dissertação propõe orientações para a pesquisa de perigos e avaliação de riscos durante a fase de operação de uma unidade de produção de petróleo offshore tendo como base um estudo de caso de um FPSO, no qual foi feita uma comparação dos resultados das avaliações elaboradas nas fases de projeto da unidade e na sua fase operacional.

Palavras-chaves: Identificação de Perigos, Avaliação de Riscos Industriais, Avaliação de Riscos em Unidades Offshore.

ABSTRACT

Employing Risk Assessment techniques in industries has become an increasingly disseminated practice nowadays. Its application is being stimulated by several supervising and regulative associations on behalf of insurance companies as well as companies themselves, investors and other stakeholders. In general, relevant Risk Assessment regulations and guidelines mention the necessity of evaluating risks involved in an activity, however there is no clear definition of which methodology to be applied in which cases and there are no criteria established for the acceptance of such type of work. Facing this gap, it is common to find results of Risk Assessment studies that appear to be very questioned by personnel involved in their implementation. In some cases there may be produced some extremely substantial works in defining measures for reduction of risks, however these efforts turn into even more modifications and building sites than it has been planned before, and thus causing a reduction in investment gains. In other cases, simplified results can bring doubts about the effective mitigation of the risks involved in the facility. This dissertation intends to propose orientations to be used in the initial research of hazards and risks assessment during the operational life cycle phase of an offshore petroleum production unit. The results have been obtained during an FPSO case of study, by comparison between two evaluation studies during project and operational evaluation phases.

Keywords: Hazard Identification, Industrial Risk Evaluation, Industrial Risk Assessment, Risk Assessment in Offshore Units.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas

ABS - American Bureau of Shipping

AIChE - American Institute of Chemical Engineers

ALARP - As Low As Reasonably Practible

AMD - Auxílio multicritério à decisão

API - American Petroleum Institute

APR - Análise Preliminar de Riscos

AQR - Análise Quantitativa de Riscos

ARPEL - Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y El Caribe

BLEVE - Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion

CFTV - Sistemas de monitoração através de câmeras de TV.

CONCAWE - Conservation of Clean Air and Water in Europe

DICAS - Differentiated Compliant Anchoring System

DNV - Det Norske Veritas

E&P - Exploração & Produção

EPA - Environmental Protection Agency

EPI - Equipamento de proteção individual

ESD - Emergency Shutdown

FAR - Fatal Accident Rate

FLOTEL - Floating Hotel ou hotel flutuante.

FMEA/FMECA - Failure Modes and Effects Analysis/Failure Modes, Effects and Criticality Analysis

FPSO - Floating Production, Storage and Offloading Systems

FTA - Fault Tree Analysis

FUNDACENTRO - Fundação Jorge Duprat Figueiredo de Segurança e Medicina do Trabalho do Ministério do Trabalho e Emprego

GLP - Gás liquefeito de petróleo

GRP - Gerenciamento de Riscos de Processo

H₂S - Gás sulfídrico ou sulfeto de hidrogênio, forma mistura explosiva e mesmo a baixas concentrações provoca morte

HAZOP - Hazard and Operability Analysis

HSE - Health & Safety Executive

IC - Índice de Consistência

IBR - Inspeção Baseada em Risco

IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers

IMO - International Maritime Organization

ISO - International Organization for Standardization

LGN - Líquidos de Gás Natural

LIE - Limite Inferior de Explosividade

LSE - Limite Superior de Explosividade

MAH - Método de Análise Hierárquica

MODU - Mobile Drilling Unit

MW - Megawatt : Um milhão de Watts

OHSAS - *Occupational Health and Safety Assessment Series*

ORION - Banco de dados do HSE-*Offshore Safety Division*

PEI - Plano de Emergência Individual.

PEL - Plano de Emergência Local

PMG - Prioridade Media Global

PML - Prioridade Média Local

POB - People on Board - lotação máxima da unidade

PPM - Partes por milhão

PSV - *Pressure Shutdown Valve*

RBI - Risk-Based Inspection (Inspeção Baseada em Risco)

RC - Razão de Consistência

SAO - Separador de águas oleosas

SDV (ESDV) - *Emergency Shut Down Valve*

SIL - Safety Integrity Level

SINTEF - *The Foundation for Scientific and Industrial Research at the Norwegian Institute of Science and Technology* (NTNU).

SMS - Segurança, Meio Ambiente e Saúde

SOLAS - *Safety of Life at Sea*

SOPEP - *Shipboard Oil Pollution Emergency Plan* (Plano de Emergência para Contenção de Óleo a bordo).

VAC: Sistema de Ventilação e Ar Condicionado

WOAD - Worldwide Offshore Accident Databank

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo de Gerenciamento de SMS segundo o E&P FORUM	19
Figura 2 - Indicador FAR por área na unidade	30
Figura 3 – Distribuição percentual de acidentes em FPSO no Reino Unido.....	32
Figura 4 – Triângulo do Fogo.....	34
Figura 5 – Desenvolvimento de uma Bola de Fogo com a fonte no solo.....	35
Figura 6 – Incêndio em Poça	35
Figura 7 – Estrutura do Turret	40
Figura 8 – Vista da disposição de fragmentos do BLEVE em esferas de GLP	45
Figura 9 – Vaso Separador Multifásico	52
Figura 10 – Estrutura Básica de modelagem de uma árvore de falhas	93
Figura 11 – Árvore de perigos	94
Figura 12 – Árvore de Eventos genérica	96
Figura 13 – Árvore de eventos da colisão de um FLOTEL com uma plataforma.....	97
Figura 14 - Diagrama Gravata Borboleta	101
Figura 15 - Exemplo de Camadas de Proteção	103
Figura 16 – Comparação entre LOPA e Árvore de Eventos.....	105
Figura 17 – Espectro das metodologias em função da quantidade de cenários	106
Figura 18 – Metodologia para o estudo de caso	110
Figura 19 – Fluxograma de decisão	120
Figura 20 – Fluxograma de decisão (continuação).....	121
Figura 21 – Sistema de diesel	136
Figura 22 – Evolução das unidades flutuantes de produção.....	178
Figura 23 – Evolução mundial FPSO	179
Figura 24 – Arranjo do sistema elétrico.....	190
Figura 25 – Simbologia aplicada a uma Árvore de Falhas	193
Figura 26 – Representação lógica.....	196
Figura 27 – Árvore de Falha de Perda de Geração	198
Figura 28 – Procedimento para construção de árvore de falhas	199
Figura 29 – Procedimento para construção do diagrama de causa e consequência.....	200
Figura 30 – Etapas de um processo decisório.....	203
Figura 31 – Modelo Multicritério.....	204
Figura 32 – Hierarquia Multicritério e Julgamento de valor à luz do foco principal ...	218
Figura 33 – Prioridade Média Local à luz do foco principal.....	218
Figura 34 – Consistência dos julgamentos	219
Figura 35 – Hierarquia Multicritério por FPSO.....	220
Figura 36 – Fluxograma para elaboração de uma Análise de Riscos Offshore.....	223
Figura 37 – Fluxograma para elaboração de uma Análise de Riscos Offshore (Cont.)	224
Figura 38 – Fluxograma para elaboração de uma Análise de Riscos Offshore (Cont.)	225

LISTA DE FOTOS

Foto 1 – Início da atividade offshore: Praia de Summerland Califórnia.....	27
Foto 2 – Primeira instalação offshore: Ship Shoal Block 32 - 1947	28
Foto 3 – Colapso de tanque devido ao respiro tamponado.....	38
Foto 4 - BLEVE em esferas de GLP na cidade do México.....	41
Foto 5 – FPSO P31	124
Foto 6 – Detalhe do turret da unidade	127
Foto 7 – Operação de offloading. Ao fundo o navio petroleiro aliviador.	129
Foto 8 – Embarcação de Apoio - Rebocador.....	130
Foto 9 – Planta de processo	139
Foto 10 – Primeira Instalação offshore	177
Foto 11 – Primeira unidade de produção flutuante	177

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Consolidação da hipótese com as questões chave	25
Quadro 2 – Número de Ocorrência de Acidentes e Frequência de Ocorrência (por ano)31	
Quadro 3 – Elementos básicos de uma análise de riscos.....	47
Quadro 4 – Classificação das conseqüências adversas de um cenário de risco.	51
Quadro 5 – Exemplo de uma Matriz de Interação.....	54
Quadro 6 – Matriz Riscos segundo norma MIL-STD-882.....	56
Quadro 7 – Matriz de Riscos	57
Quadro 8 – Métodos de Análise de Riscos.....	58
Quadro 9 – Princípio ALARP	59
Quadro 10 – Objetivos típicos em função da fase do ciclo de vida de uma instalação...	62
Quadro 11 – Exemplos de informações necessárias em um estudo de análise de riscos. 64	
Quadro 12 – Quadro Suporte de Decisão	70
Quadro 13 – Métodos de Análise de Riscos.....	72
Quadro 14 – Classificação da lista de verificação de perigos	76
Quadro 15 – Sistema de latro	79
Quadro 16 – Exemplo de palavras guia.....	85
Quadro 17 – Técnicas recomendadas em função das fase do ciclo de vida	114
Quadro 18 – Informações normalmente necessárias para as análises de risco.....	115
Quadro 19 – Critério de seleção da técnica	118
Quadro 20 – Dados preenchidos para a seleção	119
Quadro 21 – FPSO P31	125
Quadro 22 – FMEA aplicada à planta de processo	189
Quadro 23 – Planilha de FMEA analisando um transformador	192
Quadro 24 – Operadores booleanos.....	194
Quadro 25 – Álgebra de Boole, fundamentos matemáticos	195
Quadro 26 – Legenda	197
Quadro 27 – Hierarquia de decisão	207
Quadro 28 – Exemplo de julgamento	208
Quadro 29 – Escala de conversão.....	209
Quadro 30 – Quadro de julgamentos.....	209
Quadro 31 – Quadro de julgamentos normalizado.....	209
Quadro 32 – Prioridade média local (PML)	210
Quadro 33 – Índices de consistência	213
Quadro 34 – Vista da tela da Hierarquia Multicritério por família de unidades	219

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1 - FAR offshore	29
Equação 2: Horas de exposição média para trabalhadores offshore (grandes acidentes).....	29
Equação 3 – Evento Mutuamente exclusivo.....	94
Equação 4 – Cálculo da probabilidade de ocorrência do evento indesejado	103
Equação 5 – Índice de Consistência (IC).....	212
Equação 6 – Razão de Consistência	213

SUMÁRIO

1	O PROBLEMA	18
1.1	ASPECTOS INTRODUTÓRIOS	18
1.2	FORMULAÇÃO DA SITUAÇÃO PROBLEMA.....	21
1.3	OBJETIVOS	23
1.3.1	Objetivo Geral	23
1.3.2	Objetivos Específicos	23
1.4	DELIMITAÇÃO DO ESTUDO	24
1.5	HIPÓTESE CONSIDERADA	24
1.5.1	Hipótese	25
1.5.1.1	Quadro da Questão Chave	25
1.6	ORGANIZAÇÃO DO ESTUDO.....	26
2	REVISÃO DA LITERATURA	27
2.1	PRINCIPAIS PERIGOS NA INDÚSTRIA OFFSHORE	27
2.2	PRINCIPAIS EFEITOS FÍSICOS EM UMA INSTALAÇÃO OFFSHORE....	30
2.2.1	Descrição dos Principais Eventos	33
2.2.2	Incêndios	33
2.2.2.1	Principais tipos de incêndios.....	34
2.2.3	Explosões	36
2.2.3.1	Explosões de Nuvens de Vapor (VCEs- vapour cloud explosions).....	39
2.2.3.2	Explosões de Vapor Produzida por Líquido em Ebulição (BLEVE)	40
2.2.4	Vazamentos de gases combustíveis	41
2.2.5	Vazamentos de gases tóxicos	42
2.2.6	Vazamentos de líquidos tóxicos	42
2.2.7	Colisões e Abalroamentos	43
2.2.8	Guindastes e Queda de Objetos	43
2.2.9	Efeito Dominó	44
2.2.10	Ancoragem	45
2.3	A ANÁLISE E AVALIAÇÃO DE RISCOS	46
2.3.1	Introdução	46
2.3.2	O processo de Análise e Avaliação de Riscos	46
2.3.3	Fases de uma Avaliação de Riscos	50
2.3.4	A Identificação de Perigos	50
2.3.4.1	Analisando as propriedades dos materiais	51
2.3.4.2	Usando a Experiência da companhia	52
2.3.4.3	Matrizes de Interação	53
2.3.5	A fase de Análise e Avaliação de Riscos	55
2.3.5.1	A Avaliação de Riscos	55
2.3.5.2	Matriz de Riscos	55
2.3.5.3	O princípio ALARP	58
2.3.6	O Tratamento dos Riscos, sua eliminação ou mitigação	59
2.4	PREPARANDO UM ESTUDO DE ANÁLISE DE RISCOS	60
2.4.1	Introdução	60
2.4.2	Da clara definição dos objetivos a serem alcançados	61
2.4.3	Da infra-estrutura necessária	63

2.4.4	Da necessidade de Informações	64
2.4.5	Da definição da equipe elaboradora do trabalho	64
2.4.6	Do cronograma de execução	67
2.4.7	Das Aplicações das Análises de Riscos	68
2.5	TÉCNICAS DE ANÁLISE DE RISCOS – CARACTERÍSTICAS	68
2.5.1	Introdução	68
2.5.2	Seleção da Técnica	69
2.5.3	As técnicas utilizadas na área de petróleo offshore	72
2.5.3.1	Introdução	72
2.5.3.2	A Identificação de Perigos	73
2.5.3.3	Revisão de Segurança (<i>Safety Review</i>)	73
2.5.3.4	Análise de Lista de Verificação (<i>Checklist Analysis</i>)	74
2.5.3.5	Questionamento E se? (<i>What if</i>)	77
2.5.3.6	Questionamento estruturado E se/lista de verificação (<i>What if/checklist analysis</i>)	78
2.5.3.7	Análise Preliminar de Perigos - APP (<i>Hazard Preliminary Analysis - HPA</i>) ...	80
2.5.3.8	Estudos de Perigos e Operabilidade – HAZOP (<i>Hazard & Operability</i>)	83
2.5.3.9	Análise de Modos de Falha e Efeitos - FMEA (<i>Failure Mode Effect Analysis</i>)	86
2.5.3.10	Árvore de Falhas (<i>Fault Tree Analysis</i>)	89
2.5.3.11	Análise de Árvore de Eventos (<i>Event Tree Analysis</i>)	96
2.5.3.12	Uso de Abordagens Semiquantitativas	99
2.5.3.13	Análise de Causa e Conseqüência	99
2.5.3.14	Análise das Camadas de Proteção (<i>Layer of Protection Analysis - LOPA</i>)	102
2.5.3.15	Análise de Confiabilidade Humana (<i>Human Reliability Analysis – HRA</i>)	107
3	METODOLOGIA DA PESQUISA	109
3.1	LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO	109
3.2	ESCOPO DA PESQUISA	109
3.3	O DELINEAMENTO DA PESQUISA	110
3.4	A SELEÇÃO DO ESTUDO DE CASO	111
3.4.1	Método Multicritério	111
3.5	DEFINIÇÃO DA TÉCNICA DE AVALIAÇÃO DE PERIGOS	112
3.5.1	Premissas na seleção de técnicas de avaliação de perigos	113
3.5.2	Aspectos que o especialista deve considerar na sua decisão	113
3.5.3	Motivação do estudo	113
3.5.4	Tipo de resultados esperados	114
3.5.5	Tipos de informações disponíveis	115
3.5.6	Características da unidade	116
3.5.7	Percepção dos riscos associados ao trabalho	117
3.5.8	Recursos humanos e prazo disponível para realização	117
3.5.9	Preferência do analista ou do corpo gerencial	117
3.5.10	O processo de tomada de decisão	118
3.5.11	A escolha da técnica aplicada	119
4	ESTUDO DE CASO DE UM FPSO, a PETROBRAS 31	123
4.1	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA INSTALAÇÃO	123
4.1.1	Principais sistemas da unidade	124
4.1.2	Sistema da Embarcação	126
4.1.2.1	Ancoragem e turret	126
4.1.2.2	Estabilidade	126

4.1.2.3	Tancagem.....	127
4.1.2.4	Offloading.....	128
4.1.2.5	Casa de Bombas.....	128
4.1.2.6	Tanques de efluentes oleosos (<i>slop tank</i>).....	129
4.1.2.7	Aproximação de embarcações.....	129
4.1.2.8	Movimentação de Carga.....	130
4.1.2.9	Sistema de Gás Inerte.....	131
4.1.3	Sistemas de Facilidades	132
4.1.3.1	Sistema de água de refrigeração.....	132
4.1.3.2	Sistema de suprimento de ar comprimido.....	132
4.1.3.3	Sistema de ventilação.....	132
4.1.3.4	Geração e distribuição de energia principal e de emergência.....	133
4.1.3.5	Sistema energia hidráulica.....	134
4.1.3.6	Tratamento de esgoto sanitário.....	134
4.1.3.7	Sistema de água de aquecimento.....	134
4.1.3.8	Sistemas de produtos químicos.....	135
4.1.3.9	Sistema de óleo diesel.....	135
4.1.3.10	Sistema de geração de vapor.....	136
4.1.3.11	Sistema de captação de água.....	137
4.1.3.12	Sistema de proteção catódica.....	137
4.1.3.13	Sistema de drenagem.....	137
4.1.4	Sistemas de Processamento de Óleo e Gás	138
4.1.4.1	Processamento de óleo recebido da plataforma de produção.....	138
4.1.4.2	Processamento de óleo dos poços próprios.....	139
4.1.4.3	Processamento de avaliação de poços.....	140
4.1.4.4	Sistema de depuração e compressão de gás natural.....	140
4.1.4.5	Sistema de desumidificação de gás.....	140
4.1.4.6	Sistema de gas lift.....	141
4.1.4.7	Sistema de vapor.....	141
4.1.4.8	Sistema de tratamento de água produzida.....	141
4.1.4.9	Sistema de injeção da água.....	142
4.1.4.10	Sistema de vent e flare.....	142
4.1.5	Sistemas de Segurança	143
4.1.5.1	Sistema de detecção de gás.....	143
4.1.5.2	Sistema de detecção de fogo.....	143
4.1.5.3	Sistema de combate a incêndio por dilúvio.....	144
4.1.5.4	Sistema de combate a incêndio por espuma.....	144
4.1.5.5	Sistema de fixo de CO2.....	145
4.1.5.6	Sistema de alarmes sonoros.....	145
4.1.5.7	Sistema de parada de emergência.....	145
4.1.5.8	Salvagem e Abandono.....	146
4.1.5.9	Operações com heliponto.....	147
4.2	A ANÁLISE DE RISCOS FEITA NA FASE DE OPERAÇÃO	148
4.2.1	Premissas e Objetivos do estudo	148
4.2.2	Fase de preparação	149
4.2.3	Resultados encontrados	150
4.3	COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OPERACIONAL E DE PROJETO	151
4.3.1	Metodologia para a comparação – Estratificação de resultados	151

4.3.2	Resultados obtidos	152
4.3.2.1	Quanto à Rotina	152
4.3.2.2	Quanto ao Projeto	152
4.3.2.3	Quanto ao Estudo Técnico	154
4.3.2.4	Quanto aos Fatores Humanos e a Gestão.....	154
4.4	VALIDAÇÃO DA HIPÓTESE	156
4.5	ORIENTAÇÕES PARA A AVALIAÇÃO DE RISCOS OFFSHORE	157
4.5.1	Planejamento dos trabalhos	157
4.5.2	Pesquisa de estudos anteriores	158
4.5.3	Definição da técnica primária a ser aplicada.	158
4.5.4	Definição das técnicas secundárias.	159
4.5.5	Avaliação ao término de cada análise elaborada.	159
4.5.6	Utilização de sistema de controle e gerenciamento das recomendações para garantir a sua realização.	159
4.5.7	Revisão de todo o processo conforme pregam as normas e diretrizes de gerenciamento de riscos.	159
5	CONCLUSÕES	160
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	160
5.2	DISCUSSÃO DA QUESTÃO PROPOSTA	160
5.3	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	161
	REFERÊNCIAS	163
	GLOSSÁRIO	169
	ANEXOS	176

1 O PROBLEMA

1.1 ASPECTOS INTRODUTÓRIOS

A presente dissertação se propõe a apresentar uma proposta de metodologia para a elaboração de análises de riscos em unidades de produção de petróleo *offshore* tendo como foco um estudo de caso baseado na avaliação de riscos elaborada durante a fase de operação de um FPSO.

Essa unidade sofreu avaliações de riscos durante seu projeto, porém em uma época na qual não se tinha implantado um sistema de gestão e gerenciamento de riscos. Ou seja: sem que as avaliações de riscos sofressem um tratamento ao nível da gestão das recomendações. Não tendo sido, portanto, alvo de um processo estruturado de identificação de perigos e avaliação de riscos conforme pregam, por exemplo, as normas API(2004), E&P FORUM(1994), e o modelo de gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da PETROBRAS.

O capítulo 1.2 da norma API RP 75, lista doze elementos nas seguintes áreas de atuação:

1. Informação de segurança e meio ambiente.
2. Análise de Riscos.
3. Gerenciamento de mudanças.
4. Procedimentos operacionais.
5. Práticas seguras.
6. Treinamento.
7. Garantia da qualidade e da integridade mecânica dos equipamentos críticos.
8. Revisão de pré-partida.
9. Controle e respostas de emergência.
10. Investigação de incidentes.
11. Auditoria de SMS.
12. Atualização da documentação.

O E&P FORUM(1994) lista os seguintes elementos em seu modelo de gestão, também listados na figura 1, a seguir:

1. Liderança e comprometimento.
2. Política e estratégias objetivas.
3. Organização, recursos e documentação.
4. Avaliação e gerenciamento de riscos.
5. Planejamento.
6. Implementação e monitoração.

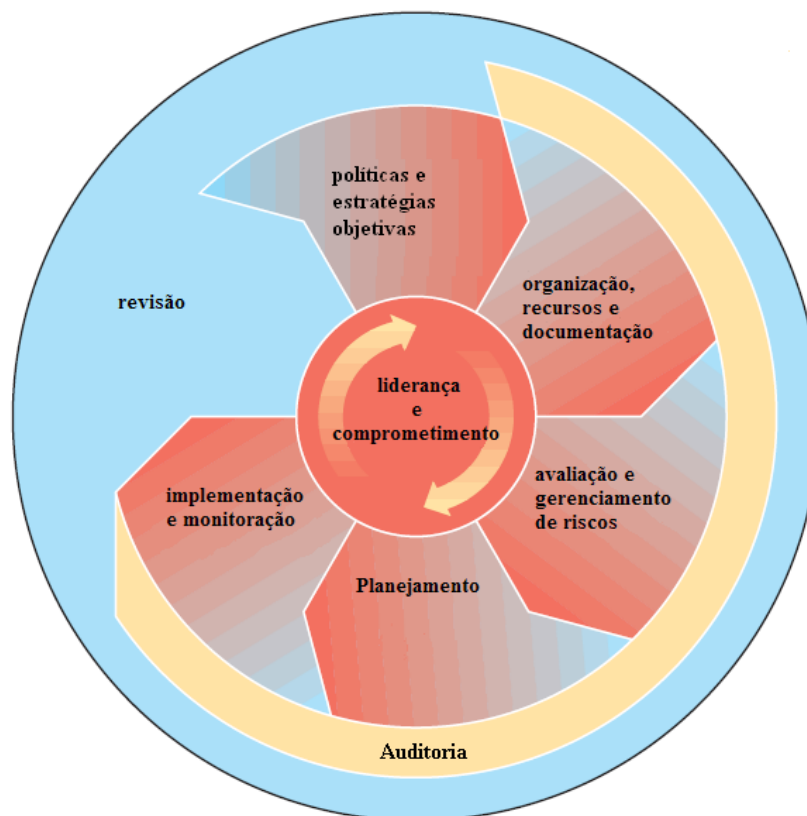


Figura 1 – Modelo de Gerenciamento de SMS segundo o E&P FORUM
 Fonte: Adaptado de E&P FORUM

Já a Política de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da PETROBRAS lista quinze elementos principais, denominados internamente de Diretrizes de SMS, e assim definidos:

1. Liderança e Responsabilidade.
2. Conformidade Legal.
3. Avaliação e Gestão de Riscos.
4. Novos Empreendimentos.

5. Operação e Manutenção.
6. Gestão de Mudanças.
7. Aquisição de Bens e Serviços.
8. Capacitação, Educação e Conscientização.
9. Gestão de Informações.
10. Comunicação.
11. Contingência.
12. Relacionamento com a Comunidade.
13. Análise de Acidentes e Incidentes.
14. Gestão de Produtos.
15. Processo de Melhoria Contínua.

A Diretriz de Avaliação e Gestão de Riscos da PETROBRAS declara publicamente a seguinte política de atuação:

“Riscos inerentes às atividades da empresa devem ser identificados, avaliados e gerenciados de modo a evitar a ocorrência de acidentes e/ou assegurar a minimização de seus efeitos”.

Declara também publicamente os seguintes requisitos:

- “Implementação de mecanismos que permitam, de forma sistemática, identificar e avaliar a frequência e as conseqüências de eventos indesejáveis, visando a sua prevenção e/ou máxima redução de seus efeitos”.
- “Implementação de mecanismos para priorização dos riscos identificados, bem como a documentação, a comunicação e o acompanhamento das medidas adotadas para controlá-los”.
- “Incorporação de processos de avaliação de risco a todas as fases dos empreendimentos e produtos, incluindo os relacionados à proteção da força de trabalho, comunidades vizinhas e consumidor final”.
- “Realização de avaliações de risco periódicas ou à medida que se identifiquem mudanças nos processos”.

- “Implementação de gestão de riscos de acordo com sua natureza e magnitude, nos diversos níveis administrativos”.

Segundo a norma API RP 75, as avaliações de riscos devem possuir uma abordagem sistemática utilizando-se de metodologias já consagradas. A presente norma recomenda as metodologias constantes na norma API RP 14J (2001c), pode-se utilizar também uma norma internacional como base, a norma ISO 17776.

1.2 FORMULAÇÃO DA SITUAÇÃO PROBLEMA

Em unidades industriais, freqüentemente criam-se novos processos, novos produtos químicos, transformam-se maiores quantidades de energia, e manuseiam-se maiores inventários.

Com uma certa abstração, pode-se concluir que dia a dia novos e desconhecidos riscos estão sendo introduzidos no processo industrial, como exemplo tem-se o uso do asbesto, outrora utilizado como principal componente de isolamentos térmicos e acústicos, teve seu uso abolido para essa aplicação devido à incidência de problemas de origem respiratória que provoca, problemas desconhecidos quando a sua utilização se teve início.

MILANNI *et al* (2001) reporta que: “O Brasil conta, em terra, com mais de 20 bacias proterozóicas, paleozóicas, cretácicas e terciárias, algumas ainda inexploradas, espalhando-se por 4.880.000 km², desde o desenvolvido Sul-Sudeste até o árido Nordeste e a Amazônia”. Reporta também que: “O restante da área sedimentar está na Plataforma Continental, onde 1.550.000 km² se distribuem por mais de 15 bacias sedimentares cretácico-terciárias de Margem Atlântica, até a cota batimétrica de 3.000 metros, desde o extremo sul, em águas territoriais limítrofes com o Uruguai, até o extremo norte, na fronteira com a Guiana Francesa. A região de águas profundas no mar brasileiro abrange 780.000 km² entre as cotas batimétricas de 400 e 3.000 metros”.

Segundo PIQUET *et al* (2003) as perspectivas mais favoráveis para a atividade de produção de petróleo no Brasil estão nessas Bacias Sedimentares Continentais com os campos se encaminhando para as regiões ditas de águas profundas.

Nesse contínuo processo de migração para águas profundas tem-se observado que as unidades estão se agigantando¹ tanto em termos de inventários de produtos perigosos como também em complexidade das instalações. Acidentes, pelo efeito de escalonamento, passam a ganhar cenários com proporções e impactos catastróficos, sendo necessário um eficiente sistema de avaliação e gerenciamento dos riscos nessas instalações que operam na imensidão dos oceanos e mares.

O crescimento da indústria *offshore* levou a ocorrência de uma série de grandes acidentes tendo o caso de *Piper Alfa* como o exemplo mais conhecido. Porém, VINNEM (2007), relata um acidente similar e que ocorreu no mesmo ano de 1998 com a plataforma *Brent Alfa* que não resultou em danos mais sérios. Esse exemplo demonstra que potencialmente estava montado todo um cenário aguardando o aparecimento de condições que permitissem a ocorrência de uma catástrofe.

Após *Piper Alfa*, Lorde Cullen elabora o conhecido *Cullens Report*, relatório que enfatizou a necessidade do *Safety Case* descrito adiante.

Mais recentemente, de acordo com TAYLOR(2000) e ABS(2000), como forma de proteção ao meio ambiente, alguns países passaram a criar legislações específicas sobre o assunto que exigisse das corporações o emprego de medidas de redução de riscos e, em alguns casos, a demonstração de que o empreendimento pode ser operado dentro de padrões de riscos aceitáveis.

Diretiva de *Seveso* recomenda aos países da Comunidade Européia a elaboração de legislação que obriga as empresas com inventários de produtos perigosos acima de um determinado valor, a elaboração de relatórios de segurança com uma lista de acidentes já ocorridos nas instalações, e as medidas adotadas para preveni-los. No Reino Unido, o *Safety Case*, relatório exigido das empresas cujo conteúdo é uma demonstração do nível de risco associado à unidade de produção; e nos Estados Unidos, a lei do direito de saber ou *Right to Know Act* uma declaração pública sobre os riscos de instalações perigosas particularmente relacionadas com acidentes possíveis de ocorrer e formulando as bases necessárias para as ações de emergência.

¹ Vide Anexo I

TAYLOR(2000) menciona o estágio atual da legislação no Brasil e na Venezuela que considera em situação de avanço. Apesar disso no Brasil não há legislação que regulamente a necessidade de um *Safety Case* ou de um sistema de gestão de Riscos².

Atualmente a decisão de implantação de um sistema de gestão de SMS passa por um posicionamento estratégico das empresas, que internamente definem os níveis de riscos que a empresa considera como tolerável para a sustentabilidade do seu negócio.

Nessa contextualização, considerando-se a questão cronológica, hoje em dia existem em operação unidades que possuem seu projeto e montagem executados em fase anterior ao da implantação do sistema de gestão por Segurança, Meio Ambiente e Saúde e uma segunda geração de novas unidades na qual em todo o ciclo de vida da instalação é previsto o processo de identificação e gerenciamento de riscos.

Esse trabalho se propõe a elaborar uma proposta de uso de metodologias na identificação dos perigos para as unidades ditas da primeira geração, que sofreram processos de identificação de perigos, mas não foram alvo no seu passado de processos de gestão de riscos, em especial ao processo de gerenciamento de mudanças.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral é a pesquisa das metodologias mais adequadas para aplicação em unidades *offshore* em operação e que permitam uma eficaz identificação dos perigos considerando-se as particularidades dessa fase do ciclo de vida.

1.3.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos podem ser listados:

- Avaliar as diferenças entre uma análise de riscos elaborada na fase de concepção do projeto e as análises na fase operacional.
- Como implementar as medidas de mitigação de riscos com a unidade em operação.

² Esse proceder está mudando, porém não pode ser considerado como uma rotina consolidada.

- Como conseguir a participação dos empregados e a sua dedicação durante as reuniões de trabalho.

1.4 DELIMITAÇÃO DO ESTUDO

A pesquisa está limitada à fase operacional e em situações reais de trabalho, abordando uma avaliação de riscos feita em uma unidade em operação e as recomendações dela oriundas.

Para tanto, inicialmente foi elaborada uma seleção da unidade na qual seria feito o estudo. Essa seleção levou em conta unidades que tiveram seus riscos avaliados na fase de projeto e unidades mais antigas que não tiveram seus riscos avaliados no projeto. Escolhida a unidade, foram feitas pesquisas documentais e entrevistas sobre as suas fases de projeto, construção e montagem com os gerentes, supervisores e demais profissionais de modo a se montar o estudo de caso único.

Esse tipo de trabalho exige um bom planejamento envolvendo os seguintes aspectos principais:

- Definição clara dos objetivos a serem alcançados pelo estudo.
- Definição da ferramenta a ser utilizada no estudo.
- Definição da equipe que será envolvida no estudo e as responsabilidades de cada membro.
- Definição do local para sua execução.
- Definição do cronograma para sua execução.
- Estabelecimento claro do papel e da participação do corpo gerencial no estudo, em relação às discussões que serão travadas durante o seu desenrolar, e também em relação ao aceite do relatório final e a definição de responsabilidades para a execução das recomendações.
- Comunicação dos resultados perante as partes interessadas.

1.5 HIPÓTESE CONSIDERADA

Pela norma API RP 75 o objetivo dessas análises é identificar, avaliar os riscos e, quando não toleráveis, traçar medidas mitigadoras de forma a reduzir a frequência e/ou

minimizar as conseqüências dos cenários acidentais observados. Ainda segundo essa norma, deverá ser considerada também a presença de fatores humanos.

Como esse estudo trata de uma unidade já em operação, a norma ISO 17776 aborda a seguinte questão: “A identificação de perigos e a avaliação de riscos devem também ser aplicadas às instalações já existentes. A norma API RP 75 também menciona a necessidade de reavaliação periódica”.

1.5.1 Hipótese

A escolha de uma única ferramenta de identificação de perigos será suficiente para garantir que todos os perigos estarão devidamente identificados e mitigados inclusive considerando-se o fator humano.

1.5.1.1 Quadro da Questão Chave

O quadro mostrado a seguir tem as seguintes colunas: hipótese; questão chave; pressupostos para a validação da hipótese e validação da hipótese.

O seu objetivo é apresentar uma consolidação dos seus relacionamentos de maneira clara e concisa. Mostrando a hipótese apresentada aliada a suas respectiva questão chave que busca direcionar e/ou esclarecer o problema em questão, assim como, o delineamento das respectivas justificativas relacionadas ao vínculo de causalidade com o objeto do trabalho.

HIPÓTESE		QUESTÃO CHAVE	PRESSUPOSTOS PARA VALIDAÇÃO DA HIPÓTESE	VALIDAÇÃO DA HIPÓTESE
1	A escolha de uma única ferramenta de identificação de perigos será suficiente para garantir que todos os perigos estarão devidamente identificados e mitigados inclusive considerando-se o fator humano.	Uma unidade offshore envolve perigos ligados à planta de produção de petróleo, às linhas submarinas, à embarcação, à movimentação de embarcações de apoio e aeronaves, ou seja, um amplo leque de atividades e operações envolvendo as mais variáveis tecnologias e especialidades.	Se haverá uma ferramenta utilizada a ser capaz de atender todas essas diferentes atividades.	Verificar a capacidade das técnicas pesquisadas em identificar esses perigos.
			Há dentre os quadros de funcionários capacitação técnica e experiência necessária à identificação dos perigos relativos a uma unidade offshore.	Verificar a disponibilidade dos colaboradores que se enquadram no perfil considerado para a atividade.

Quadro 1 – Consolidação da hipótese com as questão chave
Fonte: O Autor

1.6 ORGANIZAÇÃO DO ESTUDO

O estudo desenvolveu-se em cinco capítulos. O primeiro capítulo consiste em descrever os aspectos introdutórios em relação ao problema foco do estudo. Nesse capítulo menciona-se ainda, como a organização do estudo visando sua problemática será desenvolvida nos capítulos subseqüentes.

O segundo capítulo busca a familiarização com o referencial teórico e de revisão de literatura. Essa discussão sobre as técnicas leva em consideração os seguintes aspectos: os recursos necessários para seu uso; o tempo típico de elaboração, os resultados alcançáveis, a necessidade de documentação e outros recursos, a capacidade de comunicação e envolvimento do método com os seus participantes. Esse capítulo também define a diferença entre risco e perigo, define o que é a fase de identificação de perigos e o que é a fase de avaliação de riscos, e qual a diferença entre uma avaliação qualitativa, quantitativa e semi-quantitativa.

A metodologia proposta para alcançar os objetivos do estudo está explicitada no terceiro capítulo, no qual se apresenta o instrumento de obtenção de dados e delimitação do método em busca das respostas às questões propostas e a hipótese formulada.

No quarto capítulo apresenta-se um estudo de caso, considera-se uma avaliação de riscos no FPSO P-31 em fase operacional do seu ciclo de vida e os resultados obtidos através da comparação das recomendações, e de entrevistas com os participantes.

No quinto e último capítulo do estudo, são formuladas análises conclusivas e apresenta-se a consideração sobre a situação problema e objetivos específicos do estudo, finalizando com sugestões para pesquisas futuras e proposições de novas abordagens.

2 REVISÃO DA LITERATURA

2.1 PRINCIPAIS PERIGOS NA INDÚSTRIA OFFSHORE

YERGIN(1992) relata que o petróleo teve seu início de exploração nas bacias sedimentares terrestres. A indústria para exploração de petróleo *offshore* agrega em um sítio marinho os equipamentos que inicialmente foram projetados e utilizados na exploração ou produção de campos em terra (*onshore*), necessitando de jaquetas fixadas ao fundo do mar ou de instalações em navios especiais ou plataformas de petróleo. Nessas condições os tradicionais perigos da indústria de petróleo ganharam novas conotações pela influência mútua dos equipamentos necessários a essa atividade na lavra de petróleo (sítio marinho) e da lavra nos equipamentos.

Os equipamentos para produção de petróleo *offshore* são similares às instalações *onshore*, sendo a diferença principal as condições de espaço na instalação *offshore*, nesse caso críticas.

As condições proporcionadas pelo ambiente com alto grau de salinidade e umidade, agregada à logística complexa, se comparada com as instalações em terra, criam condições desfavoráveis que exigem uma maior frequência de manutenções e/ou inspeções também se comparadas com as mesmas instalações *onshore*.

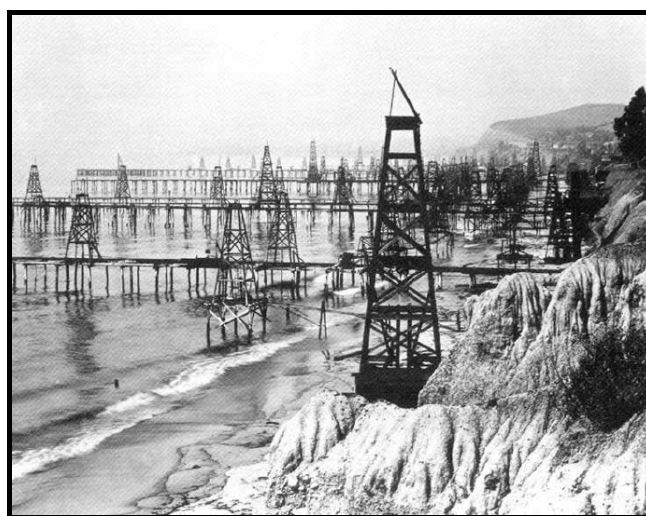


Foto 1 – Início da atividade offshore: Praia de Summerland Califórnia
Fonte : UTT(2005)



Foto 2 – Primeira instalação offshore: Ship Shoal Block 32 - 1947
Fonte : UTT(2005)

Outra característica marcante são as pessoas a bordo repartindo o mesmo e limitado espaço com inúmeros equipamentos e instalações industriais com a tarefa de lidar com barcos de apoio, aeronaves, barcos de inspeção submarina, barcos de suprimentos, atividades de manutenção, de inspeção, hotelaria, etc. Portanto, faz-se necessário todo um quadro de profissionais; uns trabalhando outros repousando; isso a poucos metros das instalações industriais em um conjunto denominado de unidade de produção. Esse arranjo típico leva inexoravelmente à exposição de riscos mesmo quando as pessoas estão em seu período de descanso.

O volume de materiais e pessoas vindo e voltando para terra gera um risco significativo em função da quantidade de aeronaves e dos barcos de *supply* em trânsito e abordando à unidade durante o ano.

Os perigos associados com a atividade *offshore* podem ser categorizados em diferentes formas, é muito comum, porém sua categorização pelo tipo de operação, de forma a facilitar seu gerenciamento pelas diversas atividades ali desenvolvidas.

O Anexo II apresenta, considerando a visão do *American Bureau of Shipping-ABS*, os principais perigos associados às instalações *offshore* de petróleo.

Essa deve ser considerada como uma relação típica, a depender da unidade, de seu projeto e atividades envolvidas outros perigos poderão aparecer ou algum dos listados não estarem presentes.

Todos esses perigos são geradores potenciais de eventos indesejáveis que, em situação severa poderão levar a:

- Acidentes pessoais;
- Perda de vidas;
- Impacto nos *stakeholders*;
- Acidentes ambientais;
- Perdas de produção;
- Perdas de equipamentos e facilidades;
- Impacto nas operações associadas;
- Impacto na imagem da empresa;
- Impacto nos acionistas.

Riscos individuais para trabalhadores são comumente expressos em FAR, que é o número de fatalidades por 100 milhões (10^8) de horas de exposição ao risco. FAR tipicamente possui valores que variam dentre 1 e 30, sendo portanto mais facilmente manipulado e entendível do que os valores de risco individual por ano, tipicamente em uma faixa entre 10^{-5} à 10^{-3} .

$$\text{FAR Offshore} = N. \text{ Fatalidades offshore} \times 108 \div \text{horas de exposição}$$

Equação 1 - FAR offshore
Fonte: VNNEM (2007)

As horas de exposição no caso *offshore* dependem da atividade e do tipo de acidente. Para grandes acidentes considera-se que 100% do tempo o trabalhador offshore está exposto ao risco portando as horas de exposição podem ser definidas como:

$$H \text{ exposição} = \text{POBmédio} \times 8760$$

Equação 2: Horas de exposição média para trabalhadores offshore (grandes acidentes)
Fonte: VNNEM(2007)

Já no caso de acidentes ocupacionais consideram-se as horas normalmente trabalhadas e no caso de helicópteros utilizam-se as horas gastas durante os vôos.

Em uma instalação *offshore* VINNEM(2007) relaciona as taxas de FAR segundo a figura 2.

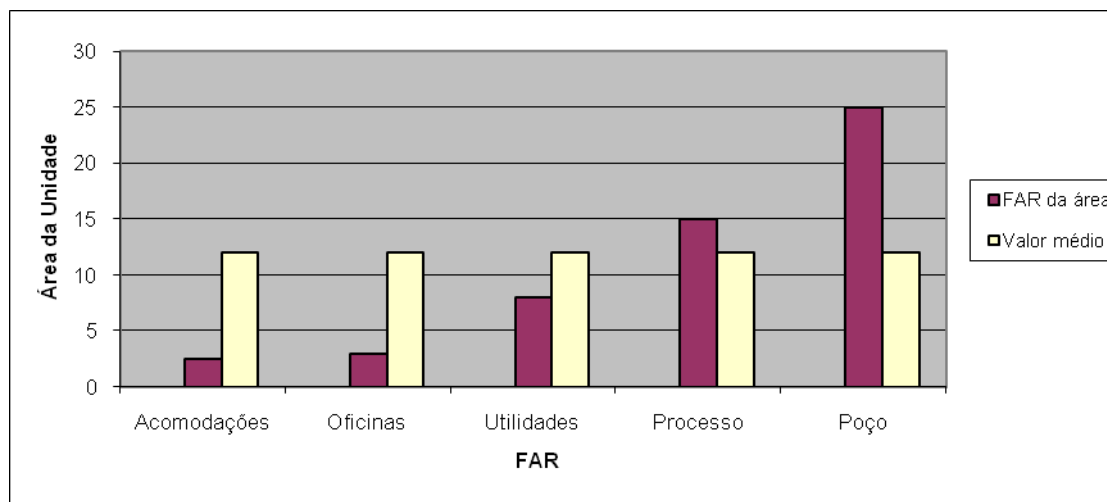


Figura 2 - Indicador FAR por área na unidade

Fonte : Offshore Risk Assessment Principles, Modelling and Applications of QRA Studies

O principal valor de FAR em uma instalação de produção, que não possui atividade de poço, é a sua planta de processamento. VINNEN(2007) demonstra também que os valores de FAR variam conforme o horário, porém esta variância é função das atividades que são executadas, sendo em geral maiores valores obtidos durante o dia e baixos à noite (descanso).

2.2 PRINCIPAIS EFEITOS FÍSICOS EM UMA INSTALAÇÃO OFFSHORE

TAYLOR (2000) assim relaciona os principais fenômenos relacionados em acidentes em uma planta de processamento:

- Rupturas por choques mecânicos, quedas de objetos;
- Acidentes de trânsito;
- Queima corrosiva devido a borrfifos (pouco comum em plantas de processamento básico de petróleo);
- Vazamentos de substancias tóxicas;
- Incêndios;
- Explosão;
- Poluição.

Como visto anteriormente, o principal em uma instalação de produção tipo FPSO é a sua planta de processamento, portanto todos esses efeitos são passíveis de ocorrer, no caso dos acidentes de trânsito deve-se interpretá-los como o de movimentações de embarcação ou movimentação de cargas.

A quadro 2 é uma reprodução da original constante no relatório do HSE: *Accident statistics for floating offshore units on the UK Continental Shelf* elaborado pela DNV em 2005. Esta tabela é uma compilação dos bancos de dados: WOAD, *Offshore Blowout Database* e ORION no período de 1980 a 2001 na qual foram removidas as duplicidades de dados.

Tipo eventos	ANO				PERÍODO			
	2000		2001		1990-99		1980-2001	
	Num.	Freq.	Num.	Freq.	Num.	Freq.	Num.	Freq.
Falha ancoragem					9	0,209	9	0,127
Blowout								
Adernamento								
Colisões								
Contatos c/ navios					8	0,186	8	0,113
Guindastes	7	0,538	7	0,528	27	0,627	41	0,577
Explosões					2	0,046	2	0,028
Quedas objetos	11	0,846	7	0,528	33	0,766	51	0,718
Incêndio	9	0,692	6	0,453	14	0,325	29	0,408
Helicóptero					1	0,023	1	0,014
Inundação compartimentos					1	0,023	1	0,014
Adernamento					1	0,023	1	0,014
Maquinário								
Posicionamento incorreto					1	0,023	1	0,014
Derrames	49	3,769	23	1,736	84	1,950	156	2,195
Estrutural	1	0,077			4	0,93	5	0,70
Ação de rebocar								
Poço			1	0,75			1	0,014
Outros	3	0,231	2	0,151	15	0,348	20	0,281

Quadro 2 – Número de Ocorrência de Acidentes e Frequência de Ocorrência (por ano)

Fonte : Adaptado de HSE - Accident statistics for floating offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2003

Os dados do quadro 2 produziram o gráfico representado na figura 3, ao ser analisado, pode-se constatar que seis (6) eventos são responsáveis por noventa por cento (90%) do total de acidentes em FPSOs; são eles:

- Perda de contenção;
- Queda de objetos;
- Guindastes ou outros equipamentos de movimentação de carga;
- Incêndios;
- Ancoragem e
- Contato com navios.

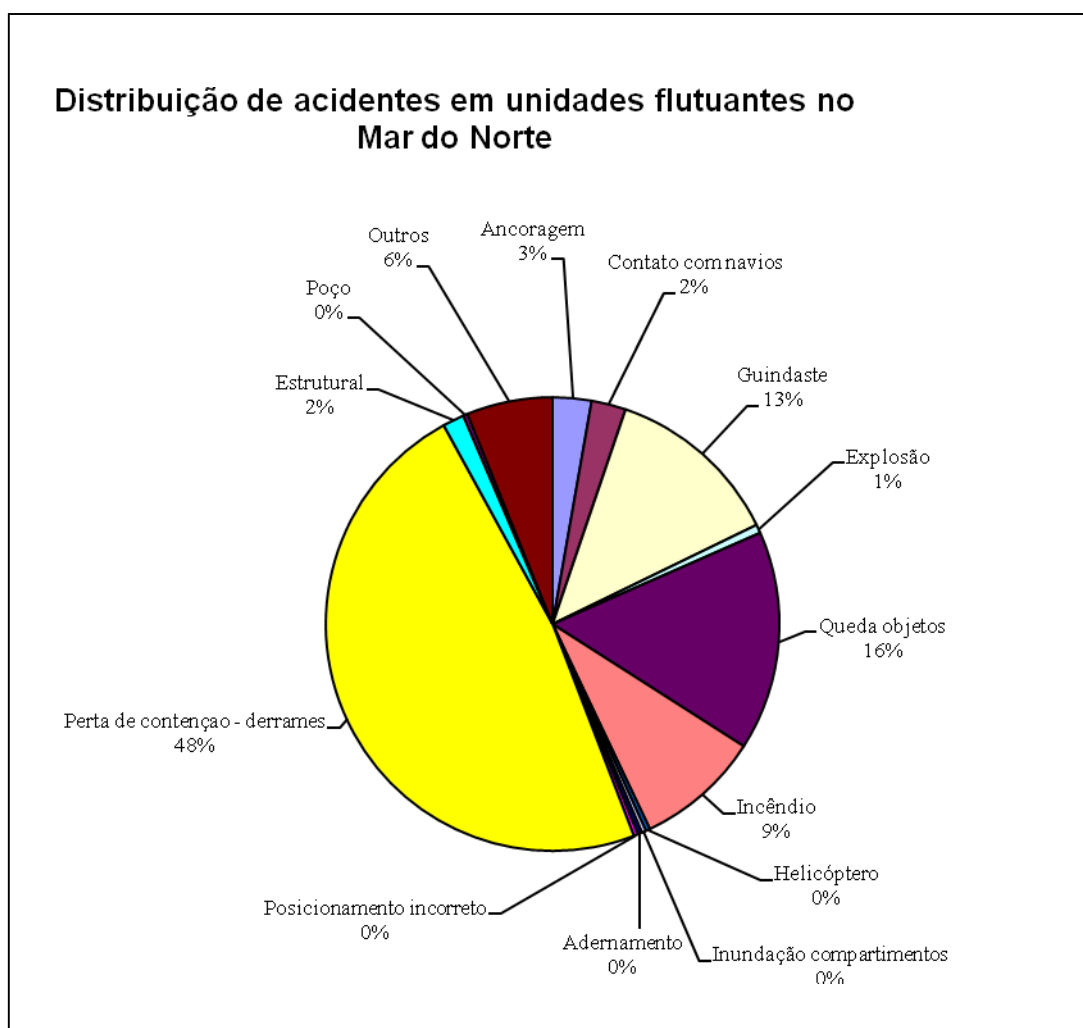


Figura 3 – Distribuição percentual de acidentes em FPSO no Reino Unido

Fonte: Adaptado do HSE- Accident statistics for floating offshore units on the UK Continental Shelf 1980-2003

2.2.1 Descrição dos Principais Eventos

Baseando-se em TAYLOR(2000) e nas estatísticas do HSE mencionadas no parágrafo anterior, será feito a seguir um descritivo das principais tipologias de acidentes envolvendo FPSOs.

2.2.2 Incêndios

Denomina-se incêndio ao fenômeno de rápida oxidação exotérmica de um combustível que sofreu ignição. Segundo LEES(2005), embora as explosões proporcionem grandes perdas materiais e humanas, são os incêndios os responsáveis pela maior quantidade de danos nas plantas de processamento.

O fenômeno da combustão sempre ocorre na fase vapor: os líquidos são volatilizados e os sólidos decompostos em vapor antes da ocorrência da combustão.

O início de uma combustão se dá quando uma fonte de calor entra em contato com um material combustível. Os combustíveis sólidos ou líquidos ao serem aquecidos irão emitir vapores. Se a concentração de vapores for suficientemente alta haverá a formação de uma mistura explosiva (vapor combustível mais oxigênio do ar). Na presença de uma fonte com capacidade suficiente para aquecer a mistura calor acima do seu ponto de ignição, a combustão se iniciará.

No caso de gases inflamáveis o processo é semelhante: o gás ao se misturar com o ar acima do LIE cria condições para que uma fonte capaz de transferir o calor necessário inicie o processo de combustão.

Três condições são necessárias para o estabelecimento de uma combustão: a presença de combustível, de oxigênio e de calor, que são conhecidas como o “Triângulo do Fogo”. Uma quarta condição é necessária para a manutenção da combustão: a reação em cadeia. Parte da energia de um incêndio é direcionada para manutenção da reação em cadeia. As técnicas de combate a incêndio buscam retirar uma dessas quatro condições para se debelar o incêndio.

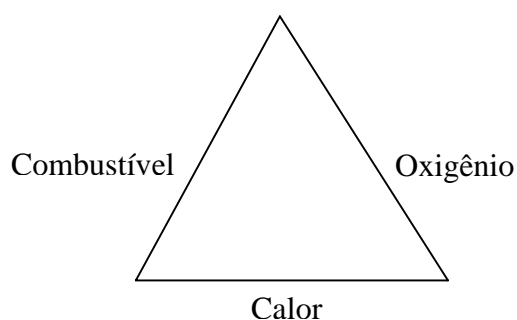


Figura 4 – Triângulo do Fogo.
Fonte: Adaptado de Lees (2005).

As plantas de processamento de uma instalação de petróleo manipulam hidrocarbonetos inflamáveis e tipicamente utilizam em seu processo bombas, válvulas com atuadores, válvulas manuais, tomadas de coleta de amostras, tubulações com flanges, vasos de pressão, drenos, e uma série de equipamentos que potencialmente podem gerar um vazamento para o meio exterior do hidrocarboneto (petróleo ou gás natural) além de produtos químicos inflamáveis normalmente utilizados.

Esses vazamentos podem ocorrer por diversas falhas, dentre as quais TAYLOR(2000) cita:

- Corrosão;
- Vibrações e esforços excessivos em tubulações devido a problemas de montagem de e/ou projeto;
- Erros de manutenção;
- Sobre-pressões inesperadas;
- Erros operacionais com liberação acidental de inflamáveis;
- Rompimento por choque mecânico ou desgaste.

Tipicamente o curso dos eventos envolve a liberação seguida do encontro de uma fonte de ignição em suas proximidades levando ao início de um incêndio localizado.

2.2.2.1 Principais tipos de incêndios

LEES(2005) relaciona que os principais incêndios em uma planta de processo são: Ignição de nuvem de vapor, bolas de fogo (*fireballs*), incêndio em poças, incêndio em jato. As características principais desses tipos de incêndio estão descritas a seguir.

- As “nuvens de vapor” ocorrem quando há ignição de uma nuvem de mistura explosiva em um ambiente que não proporciona o aparecimento de uma sobre-pressão significativa.
- As “bolas de fogo” podem ser resultantes de um BLEVE, detalhado a diante, como também podem ser resultantes da ignição de uma nuvem de vapor. A velocidade no fluido é fator predominante na formação de uma bola de fogo devido a um BLEVE, já no caso de uma nuvem de vapor o que conta é o efeito de flutuação. A figura 5 ilustra o desenvolvimento de uma bola de fogo com a fonte ao nível do solo.

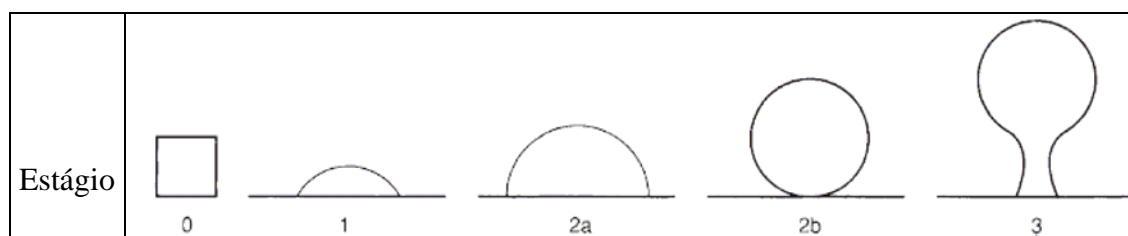


Figura 5 – Desenvolvimento de uma Bola de Fogo com a fonte no solo.
Fonte: Adaptado de Lees (2005)

- Os “incêndios em poça” são resultantes do derrame de líquido em superfície formando uma poça. Incêndios em tanques atmosféricos, em canaletas, diques de contenção ou de líquidos sobre a superfície da água também são chamados de incêndio em poças por terem características semelhantes.

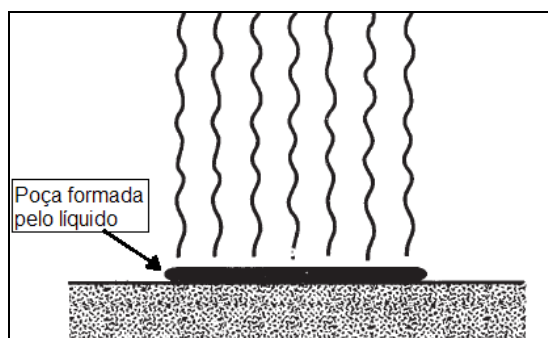


Figura 6 – Incêndio em Poça
Fonte: Adaptado de Lees (2005).

- “Incêndios em Jato” é o nome dado quando há vazamentos de fluidos inflamáveis sob pressão (líquido ou gases). O fluido, ao ser expulso de vasos de pressão, tubulações ou flanges forma um jato, que se inflamando cria o efeito de jato de chama. Situações envolvendo incêndio em jato são perigosas e difíceis de lidar podendo as chamas alongar-se por distâncias da ordem de 50 metros.

Incêndios em jato aparecem em uma série de sérios acidentes. Na Cidade do México um incêndio em jato provocado por abertura de válvula de alívio provocou o aquecimento dos vasos adjacentes levando a ocorrência de uma série de BLEVES em uma planta de LGN (vide foto 4), outro acidente referência mundial é o da Plataforma Piper Alfa no Mar do Norte.

Os incêndios em poça ou em jato podem ser extintos se os sistemas de detecção e resposta à emergência estiverem operacionais e forem suficientemente rápidos na sua detecção e combate. Porém atrasos no tempo de resposta à emergência, indisponibilidade ou incapacidade dos equipamentos, treinamento ineficaz da equipe para o controle da emergência ou erros no planejamento da contingência poderão resultar no aumento progressivo do incêndio levando a perda de controle da situação.

Um fato a ser evidenciado é a grande necessidade de água em seu combate. Para tal é necessário o projeto e instalação de bombas com a necessária capacidade e confiabilidade, bem como toda uma série de equipamentos e rede de distribuição dedicada ao combate de incêndio instalada ao longo de todas as áreas expostas.

Um outro problema gerado pelos incêndios em poça no petróleo é a quantidade de fumaça tóxica desprendida no incêndio o que dificulta em muito o seu combate pela brigada de incêndio.

2.2.3 Explosões

O processo de explosão, segundo LEES(2005), consiste de uma súbita e violenta descarga de energia. A violência da explosão depende da taxa que essa energia é descarregada, ou seja: da potência.

Em uma instalação de produção de petróleo explosões podem ocorrer devido à pressão a que estão submetidos os fluidos em tanques, vasos de pressão ou em

tubulações, devido ao efeito físico de rompimento da contenção desses componentes. Podem ocorrer também devido às reações químicas, sejam através de um aumento anormal de temperatura e/ou pressão não suportada pelos vasos e demais equipamentos ou através da combustão de produtos inflamáveis presentes no processo. Explosões também podem ocorrer devido a arco voltaico em gavetas de demarradores, disjuntores, transformadores ou muflas do sistema elétrico.

O presente trabalho dará ênfase nas explosões devido a efeitos físicos ou químicos, portanto faz-se importante detalhar os seus dois tipos principais que são as deflagrações e as detonações.

Uma explosão provoca ondas de pressão em torno de seu ponto central, em função do comportamento sônico dessas ondas tem-se: uma deflagração se a explosão gera ondas subsônicas, ou uma detonação se acontecem ondas supersônicas.

Uma detonação gera pressões de maior intensidade do que uma deflagração, sendo potencialmente mais danosa à instalação como um todo.

Uma deflagração pode transformar-se em detonação, especialmente se estamos falando de longas tubulações onde as ondas de choque passam a acelerar atingindo velocidades supersônicas.

LEES(2005) faz uma classificação das explosões industriais quanto à característica que iniciou esse processo, se devido a grandezas físicas ou as reações químicas ocorridas no produto processado. Fazendo-se um direcionamento para uma instalação de produção de petróleo, e considerando-se a origem física da explosão, obtém-se:

- Sobre-pressão nos vasos, tanques e equipamentos,
- Vácuo nos vasos, tanques e equipamentos,
- Sobretemperatura em um sistema de pressão,
- Subtemperatura em um sistema de pressão.

Sobrepresões nos vasos, tanques e demais equipamentos de processo podem ocorrer devido à perda de controle da planta de processo, como por exemplo, uma falha em uma válvula controladora de pressão, ou por uma manobra incorreta da operação (fechamento de válvula).

A ocorrência de vácuos pode ser percebida em operações de bombeio de tanques ou vasos de pressão, por falhas de projeto ou manutenção nos respiros desses tanques. Ao impedir a compensação da saída de massa promovida pela operação de bombeio poderá

haver o aparecimento de vácuo levando ao colapso das paredes do vaso, tanque ou equipamento de processo. Um sistema bastante crítico em um FPSO é o sistema de bombeio para transferência do óleo para os navios aliviadores, pela rapidez com que se procede à operação e a velocidade dos fluidos durante o processo. Uma falha no sistema de gás inerte, que possui dispositivos de proteção contra vácuos e sobre-pressões poderá ocasionar o colapso grande parte da estrutura do convés desses navios.

As sobretemperaturas podem produzir pressão nos vasos caindo no caso descrito acima, já a ocorrência de temperatura muito baixa poderá levar ao aparecimento de vácuo.

Na foto 3 observa-se o colapso de um tanque ocorrido pela expulsão do produto contido no seu interior estando o mesmo com seu respiro tamponado por uma cobertura plástica. Os tanques são projetados para agüentar aumentos de pressão interna e não vácuo. A foto ilustra que é possível colapsar um tanque com uma pressão negativa (vácuo) incapaz de romper a superfície coberta por um saco plástico.



Foto 3 – Colapso de tanque devido ao respiro tamponado.
Fonte: Aiche-CCPS-Process Safety Beacon– fev/07

Outra classificação feita por LEES(2005) foi às explosões de natureza química. Salientam-se as explosões de nuvens de vapor (VCEs - *vapour cloud explosions*) e as explosões de vapor produzidas por líquido em ebulição (BLEVE - *boiling liquid expanding vapour explosions*).

2.2.3.1 Explosões de Nuvens de Vapor (*VCEs- vapour cloud explosions*)

Quando uma nuvem de uma mistura inflamável queima, a combustão, dependendo das condições de confinamento dessa nuvem, pode ou não formar sobre-pressões. Quando não há sobre-pressão tem-se a condição de nuvem de vapor como descrito anteriormente, caso contrário (existência de sobre-pressões), observar-se-á o fenômeno conhecido como explosão de nuvem de vapor.

Para LEES(2005), a explosão de nuvem de vapor é um dos mais importantes perigos em uma indústria química. Sua consequência tende a ser catastrófica.

Em unidades marítimas do tipo FPSO o congestionamento promovido pelos equipamentos e tubulações nas áreas de processo propicia em casos de vazamentos de gás o aparecimento do fenômeno de explosão de nuvem de vapor, seja em áreas confinadas ou semiconfinadas. Em alguns FPSOs é utilizado um equipamento conhecido como *turret*. Trata-se de uma estrutura de forma cilíndrica ou de sino que promove simultaneamente a ancoragem e a conexão dos *risers* à embarcação. Esse tipo de equipamento permite que a embarcação gire em torno de si mesmo, fazendo com que ela se posicione em função das forças resultantes de vento e correntes marítimas. Devido ao seu formato característico, veja a figura 7 a seguir, se ocorrer um vazamento de gás natural gerando uma nuvem de mistura explosiva dentro da estrutura, na possibilidade de ignição haverá uma explosão de nuvem de vapor, de efeitos catastróficos para a embarcação. O relatório *White Rose Oilfield Development* elaborado para o FPSO *White Rose* menciona que a pior sobre-pressão encontrada nas simulações de explosão foi para a área do *turret*: “... *The enclosed turret area of the FPSO was assumed to have a higher worst case overpressure of 2.5 Bar...*”.



Figura 7– Estrutura do Turret

Fonte: offshore-technology.com (acessado em Fevereiro de 2007)

2.2.3.2 Explosões de Vapor Produzida por Líquido em Ebulição (BLEVE)

Sigla do termo em Inglês *Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion* ou seja: explosão de vapor produzida por líquido em ebulição. TAYLOR(2000), considera “o mais violento dos acidentes em plantas de processamento”. Para a ocorrência do BLEVE é necessária a presença de um incêndio nas proximidades de um vaso contendo líquido inflamável ou gás liquefeito. Como resultado, a pressão e temperatura desse vaso irão subir, fazendo com que a válvula de segurança presente no vaso abra. Se as condições de fogo permanecerem e o vaso não receber um resfriamento suficiente sua estrutura pode se deteriorar proporcionando uma falha estrutural. Na ocorrência dessa falha uma grande quantidade de combustível irá vazar em um curto espaço de tempo, o resultado será a formação de uma extensa nuvem de líquido e gás inflamável se misturando com o ar sendo queimada a grande velocidade. O resultado dessa queima em alta velocidade é a liberação de intensa radiação de calor e a formação de uma bola de fogo.



Foto 4 - BLEVE em esferas de GLP na cidade do México
Fonte: *Yokohama National University – Case of Study* (site acessado em fevereiro 2007)

2.2.4 Vazamentos de gases combustíveis

De acordo com TAYLOR(2000), vazamentos de gás ou vapores inflamáveis possuem um comportamento diferente dos líquidos que vazam abaixo do seu ponto de fulgor. Inicialmente os gases ou vapores formam um jato, e devido à turbulência, o ar é arrastado para esse jato promovendo sua mistura com a substância vazada.

Para o caso de gás natural, mais leve que o ar, a nuvem tende a subir dispersando-se com o tempo. Para gases mais pesados, como o gás liquefeito de petróleo (GLP) ou o gás sulfídrico (H_2S), existe a tendência de se acumularem ao nível do solo ou em suas partes baixas, como canaletas, poços ou drenos. O gás contido no separador atmosférico, por ser um gás com um maior peso molecular, pode ter um comportamento similar ao do GLP, dependendo das condições atmosféricas durante a ocorrência do vazamento.

Gases inflamáveis dispersos em forma de nuvem podem se inflamar. A ignição pode acontecer de duas maneiras: perto da fonte de vazamento ou nas laterais da nuvem. Ocorrendo a ignição perto do ponto de vazamento o mais comum é não haver formação de nuvem, tendo o incêndio resultando o aspecto de um incêndio em jato de fogo, conforme descrito no parágrafo 2.2.1.

A forma do incêndio depende da quantidade de ar que está misturado com a massa de gás, pouca mistura com o ar favorece a ocorrência da ignição nas fronteiras da nuvem; situações opostas favorecem a ignição próxima à fonte de vazamento.

A situação mais usual é o fogo se expandir pela massa de gás aumentando a turbulência na nuvem e conseqüentemente sua mistura com o ar. Se a quantidade de gás a

ser queimado for grande o suficiente, poderá ocorrer o fenômeno da bola de fogo (*fireball*) relatado anteriormente.

2.2.5 Vazamentos de gases tóxicos.

Semelhantemente aos gases combustíveis os vazamentos caem em duas categorias: gases mais leves que o ar, e gases mais pesados que o ar.

Os gases leves tendem a subir se dispersando na atmosfera. Geralmente essa propriedade faz com que esses vazamentos apresentem riscos menores, salvo ocorra em um ponto baixo de uma linha cercada de instalações ou prédios ao seu redor.

Já os gases mais pesados tendem a se dispersarem horizontalmente, formando uma nuvem densa que pode caminhar por grandes distâncias atingindo áreas povoadas.

Em um FPSO deve-se atentar para a presença do gás sulfídrico (H_2S) que por ser mais pesado que o ar tende a se acumular nos pontos baixos da planta podendo formar uma nuvem altamente tóxica na direção das acomodações ou das tomadas de ar condicionado para as mesmas. O gás sulfídrico (H_2S) pode ser encontrado devido à sua presença natural no fluido de produção (petróleo) ou através de bactérias sulfato-redutoras que se instalam nos tanques da embarcação.

2.2.6 Vazamentos de líquidos tóxicos.

Vazamentos de líquidos tóxicos, conforme TAYLOR(2000), pode advir de tubulações ou dutos, nas plantas de processo, ou durante o seu transporte. Além da ameaça ao meio ambiente contaminando cursos d'água, subsolo, etc; representam também riscos em relação aos seus vapores ao penetrarem nas habitações e demais instalações humanas.

Em um FPSO, além do trabalho relativo à especificação de EPIs necessários para o transporte e manuseio de produtos perigosos, é importante que seja realizado uma avaliação da possibilidade de contaminação do ar interior por esse produto, estudando seus prováveis pontos de vazamento e a possibilidade do mesmo atingir alguma tomada de ventilação de algum ambiente.

2.2.7 Colisões e Abalroamentos

VINNEM(1999), tendo como referência o banco de dados de acidentes WOAD, relaciona seis casos de perda total de plataformas em acidentes de colisões desde 1980 que aconteceram no Golfo do México, Mar do Norte, Oriente Médio e América do Sul. O estudo elaborado por J.P.Kenny baseando-se nos registros do Departamento de Energia do Reino Unido hoje em dia suportado pelo HSE, indica que durante os anos de 1975-85 ocorreram um total de 146 acidentes com as mais diversas embarcações, desde pequenos navios de cabotagem, navios mercantes, embarcações de apoio inclusive com um submarino alemão. As maiores ocorrências, 67% dos acidentes, aconteceram com os barcos de apoio às plataformas (*supplies*).

As causas mais comuns são falhas na determinação do curso das embarcações quando navegam próximas às plataformas ou na redução da velocidade ao efetuarem uma operação de *supply*, sejam elas devido aos equipamentos ou a erros humanos.

Para o caso de FPSOs deve-se considerar também as aproximações dos navios aliviadores. VINNEM(1999) relaciona em seu capítulo 15.2.2, uma série de acidentes desse tipo todos de baixa consequência envolvendo os navios aliviadores com as seguintes unidades: 1) Petrojarl I no ano de 1986; 2) Emerald FSU em 1996; 3) Gryphon Alpha FPSO em 1997; 4) Captain FPSO em 1997 e finalmente em 1998 envolvendo o FPSO Schiehallion.

O mesmo autor, VINNEM(2007) relata o impacto de um navio aliviador DP com a popa de um FPSO no ano 2000 durante sua primeira operação de alívio.

2.2.8 Guindastes e Queda de Objetos

VINNEM (1999) ressalta que o guindaste é um dos mais importantes equipamentos em uma unidade de produção de petróleo, dependem desse equipamento para receber ou enviar peças de manutenção, lubrificantes, rancho, suprimentos de uma forma em geral. Um guindaste no Mar do Norte considerando-se uma atividade normal em unidade de produção, sem perfuração, executa em média 8700 operações de movimentação por ano. Já em plataformas que possuem as atividades de produção e perfuração na mesma unidade, chega-se a valores anuais da ordem de 20.000 operações por ano durante as campanhas da sonda. Essa intensa utilização acaba criando uma alta probabilidade de falhas que não é bem retratada nos banco de dados *offshore*. Afirma-se que acidentes

poucos sérios com guindastes são muito freqüentes, porém acabam não fazendo parte dos bancos de dados devido à falta de uma apuração sistemática desses eventos.

O HSE(2005), relatório sobre estatísticas de acidentes no período de 1980 a 2003, indica 1496 acidentes com guindastes em unidades flutuantes de produção e 1950 quedas de carga.

Quedas de objetos são potencialmente perigosas, por conta da transferência de energia que ocorre durante o impacto, quanto maior a carga maior a probabilidade de causar sérios danos na área atingida pelo objeto.

Tipicamente as cargas podem gerar danos aos equipamentos de *Topside*, às instalações submarinas e às estruturas da unidade. Para os equipamentos de *topside* o maior risco é a ruptura com conseqüente perda de estanqueidade dos equipamentos, linhas ou vasos, e possibilidade de contaminação ambiental e/ou incêndio. Já no caso das instalações submarinas poderá acontecer um rompimento dessas linhas e equipamentos gerando contaminação ambiental; e finalmente para o caso dos componentes estruturais pode-se ter uma falha estrutural com conseqüente perda de estabilidade ou fluviabilidade da unidade.

2.2.9 Efeito Dominó

Não se trata propriamente de uma tipologia de acidente, mas sim de uma característica de escalonamento em que, de uma forma geral os acidentes propiciam de acontecer.

Segundo TAYLOR(2000), o acontecimento de grandes incêndios ou explosões em uma determinada área da instalação industrial pode possibilitar a sua propagação através da radiação de calor ou das ondas de choque da explosão a outras unidades ou partes da instalação.

Um exemplo de efeito dominó foi à explosão de esferas de armazenamento de LGN na Refinaria de Texas City em 1986. O efeito da explosão inicial se estendeu por metade da refinaria destruindo-a. Inicialmente uma esfera explodiu tendo como conseqüência o início de incêndios nos tanques circunvizinhos, esses incêndios geraram novos BLEVEs terminando por destruir a refinaria. Na figura 8 pode-se ver o resultado causado pelo efeito dominó de sucessivos BLEVEs em esferas de GLPs na Cidade do México com conseqüente morte de 574 pessoas e 7231 feridos. A violência das explosões foi de tal

2.3 A ANÁLISE E AVALIAÇÃO DE RISCOS

2.3.1 Introdução

A identificação de áreas de vulnerabilidade e perigos específicos é de fundamental importância na prevenção de acidentes. As indústrias químicas, por exemplo, vêm por mais de trinta anos executando continuamente a tarefa de analisar os riscos inerentes de suas instalações e definir medidas para levar esses riscos a valores considerados toleráveis pela organização.

2.3.2 O processo de Análise e Avaliação de Riscos

Para a ABS(2000), denomina-se Análise e Avaliação de Riscos ao processo de coleta de dados de forma a traduzir as informações para o entendimento dos riscos de um empreendimento em particular.

Não é uma tarefa trivial descobrir os pontos fracos de uma instalação, os perigos normalmente se encontram ocultos distantes de uma simples inspeção inicial, mesmo para olhos experientes.

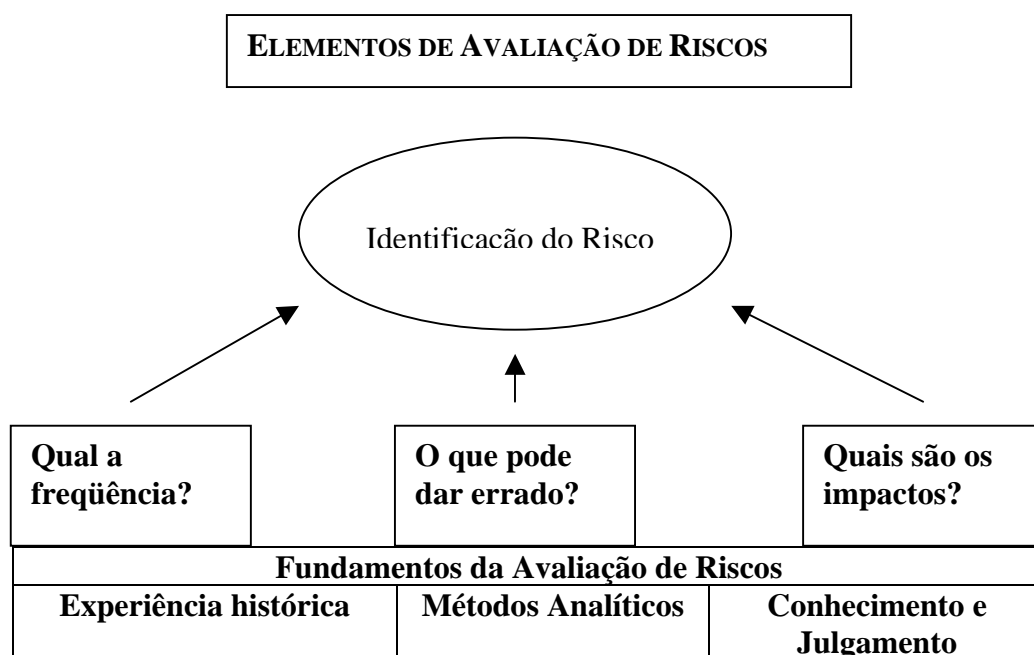
A execução de tais estudos exige esforço das empresas, na mobilização necessária dos profissionais, na destinação de tempo a esses estudos e principalmente no levantamento de dados e documentação necessária.

Existe uma série de técnicas de identificação de perigos, cada uma recomendada uma aplicação específica a depender dos resultados esperados pela análise, da fase em que projeto se encontra, e da disponibilidade de pessoas envolvidas. Não existe uma fórmula ou procedimento único para a identificação de perigos. A escolha da técnica é uma questão de melhor adequação às condições específicas e única de determinada análise e dos resultados que dela serão esperados.

Segundo ABS(2000), para um entendimento do nível de risco de uma operação algumas questões devem ser respondidas.

- O que pode dar errado?
- Com que frequência isso pode acontecer?
- Quais serão os impactos causados na instalação?

Ainda segundo a ABS(2000), a utilização de ferramentas qualitativas permitem freqüentemente uma boa tomada de decisão. Porém em certos casos para subsidiar uma melhor avaliação custo-benefício é imprescindível maior detalhamento nas informações, nesse caso através de técnicas quantitativas.



Quadro 3 – Elementos básicos de uma análise de riscos
Fonte: ABS (2000)

Observe que esse capítulo trata ora de perigo ora de risco. A seguir o autor procura esclarecer a situação.

A norma ISO 17776 (2002) define as etapas de uma análise de riscos como:

- **Identificação do perigo** – analisa as propriedades físico-químicas envolvidas, os fluidos manipulados, os arranjos e tipos de equipamentos empregados, os padrões de manutenção e operação, e as condições de processo. Eventos externos como abalroamentos por embarcações de apoio ou navios aliviadores, condições ambientais, queda de aeronaves, queda de cargas, etc. devem ser também analisadas.
- **Avaliação do risco** – A avaliação do risco é inerente de cada empresa e seu conceito de tolerabilidade. Normalmente implica na identificação dos eventos

iniciadores, estimativa da probabilidade ocorrência e avaliação das conseqüências.

- **Eliminação ou mitigação do risco** – Em função do conceito de tolerabilidade empregado são tecidas recomendações de forma a reduzir a probabilidade ou a conseqüência do acidente.

Então, pode-se concluir que a identificação do perigo é uma etapa anterior à avaliação do risco.

Definindo risco: de acordo com a ISO (2002b), risco é uma combinação da probabilidade de um evento ocorrer e sua conseqüência. Segundo VINNEN (2007), risco pode também ser interpretado como um termo que combina a chance que um perigo específico ocorrer gerando um cenário indesejado (evento) e a severidade desse cenário indesejado.

Definindo Perigo: pela ISO (2002b), é uma fonte potencial de dano, esse dano pode ser à pessoa humana, às instalações, ao meio ambiente ou a uma combinação desses.

A norma API RP14J (2001) salienta que uma análise de riscos sozinha não garante que os riscos estarão sob controle após a sua conclusão e estabelecimento de suas recomendações. Deve-se atentar para outras fontes de acidentes como, por exemplo: praticas inseguras, falta de procedimentos operacionais ou procedimentos pouco confiáveis, manutenção deficiente, inspeção ineficaz, documentação pobre da instalação, pessoal não capacitado.

Esses aspectos são a causa de muitos acidentes no segmento *offshore* e como tal devem ser motivo de atenção do sistema de gerenciamento de risco da unidade, sem o qual todo o trabalho e esforço na elaboração da análise de riscos não trarão os melhores benefícios.

Portanto, uma avaliação de Riscos pode ser traduzida como a aplicação de uma sistemática pré-estabelecida cuja finalidade é identificar perigos presentes nas instalações, e quantificar os riscos em termos de frequência de ocorrência e severidade de seus cenários, propondo intervenções de modo a mitigar os riscos.

Para LEES(2005), essas intervenções, que podem ser chamadas de medidas de redução de riscos e devem ser elaboradas objetivando-se os principais aspectos:

- Prevenir o acidente, reduzindo sua probabilidade de ocorrência;

- Controlar o incidente, limitando a extensão e duração do evento perigoso;
- Mitigar os efeitos do acidente, reduzindo suas conseqüências.

Medidas preventivas como o estabelecimento de projetos intrinsecamente seguros, com utilização de segurança passiva que garanta a integridade da instalação devem ser enfatizadas sempre que possível. De acordo com AICHE/CCPS (1992), análises envolvendo a confiabilidade humana, a ergonomia aplicada à tarefa, principalmente nas situações emergenciais devem ser levadas em consideração.

Segundo AICHE/CCPS(1992), considerando-se uma reta com uma graduação que exprima o grau de complexidade do método de avaliação, para os valores menores (menos complexos), existem as chamadas análises qualitativas, onde os resultados são encontrados aplicando-se principalmente a experiência acumulada dos participantes ao método da análise. Nesse caso pouco se consulta a banco de dados de falhas e poucos cálculos matemáticos são elaborados. No lado oposto da reta existem as análises quantitativas, mais complexas, necessitam de mais recursos e mais tempo e maior capacitação para sua realização, onde a pesquisa a banco de dados é fundamental e a complexidade de cálculos idem, sendo normalmente utilizados softwares específicos na sua elaboração. A meio caminho entre esses extremos estão localizadas as análises semiquantitativas que embora com um certo grau de subjetividade conseguem estabelecer critérios numéricos para quantificar os riscos.

Salienta-se tanto TAYLOR (2000) quanto a AICHE/CCPS (1992) que um trabalho de análise de riscos pode não esgotar completamente a questão, não se consegue garantia de que todos os perigos foram identificados e seus riscos analisados.

Em geral recomenda-se em uma primeira etapa a utilização de uma metodologia que promova em tempo relativamente curto uma visão geral dos riscos da unidade. À medida que se vai tendo conhecimento desses riscos, análises com maior grau de detalhamento e precisões poderão ser elaboradas, muitas vezes para os cenários já identificados por metodologias aplicadas anteriormente, onde se verificou a necessidade de maior detalhamento dos riscos envolvidos. O rol de metodologias aplicadas vai depender do grau de detalhamento requerido e da capacidade da empresa em fornecer recursos para a sua execução.

Nos capítulos seguintes serão detalhadas algumas das principais metodologias utilizadas pela indústria para a elaboração de análises de riscos e os passos necessários à

execução de um bom estudo. Cada metodologia será detalhada buscando enfatizar sua área de aplicação, os resultados possíveis de serem alcançados, da necessidade de recursos para a execução da tarefa e a capacidade de compreensão da ferramenta pelas pessoas envolvidas.

Sem recursos não se faz análise de riscos, os principais recursos e a necessidade de organização dos mesmos serão temas tratados a seguir.

2.3.3 Fases de uma Avaliação de Riscos

Recordando: pela norma ISO 17776 (2002), uma avaliação de riscos possui as seguintes fases:

- 1) A fase de identificação de Perigos;
- 2) A fase de Análise e Avaliação de Riscos;
- 3) O Tratamento dos riscos, sua eliminação ou mitigação.

A seguir será feito um detalhamento de cada uma dessas fases do processo de avaliação de riscos.

2.3.4 A Identificação de Perigos

Como fase de identificação de perigos podemos entender as atividades nas quais procuram-se situações, combinações de situações e estados de um sistema que possam levar a um evento indesejável.

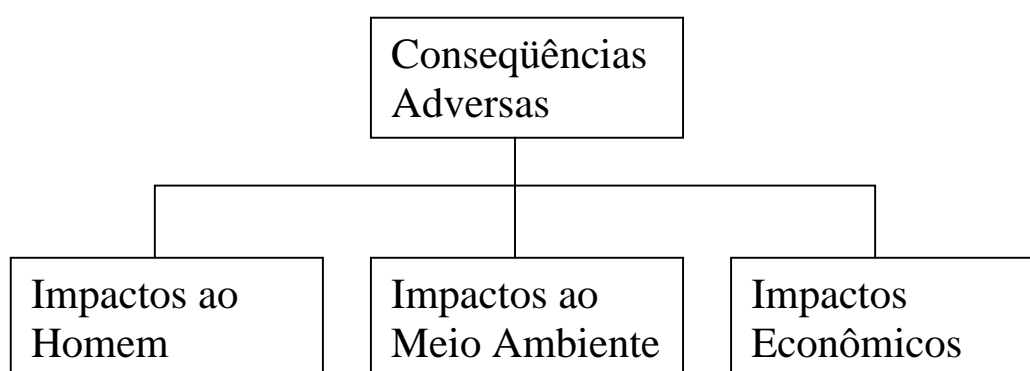
Segundo OLIVEIRA (1991), a identificação de perigos é prática antiga na segurança tradicional, o que se fazia antigamente era a identificação de perigos. Esbarrava-se sim na continuidade dos programas, não se chegando à mitigação dos riscos efetivamente.

Então, a tarefa de identificar perigos é de domínio da segurança diga-se tradicional, identifica-se perigo, por exemplo: 1) em experiência adquirida no dia a dia; 2) reuniões da CIPA; 3) listas de verificações; 4) inspeções de campo de todos os tipos; 5) relato, análise e divulgação de acidentes e quase acidentes (pessoais e não-pessoais); 6) exame de fluxogramas de todos os tipos, inclusive o de blocos; 7) análise de tarefas; 8) experiências de bancada e de campo.

Segundo AICHE/CCPS (1992), métodos usuais de identificação de perigos seguem os seguintes passos: 1) Analisam as propriedades dos materiais e as condições de processo; 2) consideram a experiência da indústria na instalação ou em instalações

semelhantes em termos de riscos identificados; 3) desenvolvem matrizes de interação entre os passos anteriores e aplicam a técnica de avaliação.

Os perigos estão associados a grandezas físicas ou características químicas dos processos, fluidos manipulados, materiais ou equipamentos; sua identificação envolve duas principais tarefas: a identificação do evento indesejado e a definição de qual o sistema, equipamento, processo ou característica operacional é capaz de produzir esse evento. As consequências podem ser correlacionadas segundo o quadro 4.



Quadro 4 – Classificação das consequências adversas de um cenário de risco.
Fonte: Adaptado de AICHE/CCPS (1992)

2.3.4.1 Analisando as propriedades dos materiais

De acordo com AICHE/CCPS (1992), os principais dados do processo a ser analisado são os dados dos produtos químicos utilizados ou produzidos, suas propriedades químicas e os efeitos delas nos equipamentos, pessoas ou meio ambiente. A identificação do perigo será possível por comparação das propriedades do material em função da aplicação na qual o mesmo estará sendo utilizado.

Como exemplo, considera-se um vaso separador de produção. Esse é um dos principais componentes de uma planta de processamento primário de petróleo tendo como intenção de projeto promover a separação bruta entre os três principais componentes do fluido de produção: o petróleo, o gás natural a ele associado e a fração de água que advém do processo de produção.

Esse vaso possui, conforme a figura 9, uma entrada para o fluido de formação e três saídas principais, uma para óleo, outra para gás (no topo) e a terceira para água.

Seja uma análise de riscos ambientais, que tem como preocupação (foco do trabalho) a identificação de prováveis vazamentos de petróleo para o mar. Todos os vazamentos que ocorrerem à jusante da saída de gás desse vaso, considerado instalado em área aberta e ventilada, não serão motivos de maiores preocupações. Muda-se agora o enfoque para uma análise de riscos à luz da segurança da instalação e das pessoas, os mesmos pontos à jusante da saída de gás passam a ter um enfoque muito mais importante, visto ser o gás natural uma fonte potencial de ignição.



Figura 9 – Vaso Separador Multifásico
Fonte: Universidade PETROBRAS

Adicionalmente, as condições de processo podem alterar as condições normais do produto químico. Como exemplo, seja a análise ambiental cuja preocupação seja contaminação de óleo no mar, um vazamento na saída de água ou a jusante da mesma será motivo de preocupação, se, por problemas no controle do vaso, as condições de processo não garantirem baixos teores de óleo na saída desse vaso.

2.3.4.2 Usando a Experiência da companhia

Quando possível, a companhia deve fazer uso de sua própria experiência no auxílio a identificação de perigos, recomenda a AICHE/CCPS(1992). Experiência se consegue adquirir de algo que já aconteceu, não de algo que está oculto. Então a experiência de uma empresa é algo útil em termos de identificar e bloquear cenários conhecidos, porém pouco se pode fazer em termos de eventos desconhecidos.

A utilização do histórico de problemas auxilia o analista a construir o conhecimento dos riscos de processo de determinada instalação, porém deve-se ter em mente que não garante a completa delimitação dos riscos de uma instalação.

Como forma de aumentar o conhecimento em determinada área, a prática de utilização de plantas pilotos para se obter a experiência necessária é interessante em termos de identificação de riscos.

A ideal é se ter um bom sistema de documentação, de onde possa ser extraída a informação operacional e de segurança necessária ao trabalho de análise de riscos. Caso isso não aconteça, pode-se reunir pessoas conhecedoras do assunto como forma de resgatar a informação necessária.

2.3.4.3 Matrizes de Interação

A AICHE/CCPS(1992) prega a utilização desse método como insumo para a análise de riscos. Trata-se de uma matriz em geral bi-dimensional, que procura retratar as interações entre os diversos componentes químicos e as condições de processo existentes. Na construção da matriz todos os componentes químicos devem ser listados em ambos os eixos.

No eixo das ordenadas deve-se incluir não só os componentes químicos como também variáveis físicas (pressão, temperatura, umidade, etc). A intersecção desses parâmetros irá definir a possibilidade de ocorrência de interação entre eles de forma a se produzir algum cenário potencialmente perigoso. O quadro 5 ilustra um matriz de interação.

	Produto Químico A	Produto Químico B	Mistura	Néguas	Referências
Produto Químico A					
Produto Químico B					
Produto Químico C					
Produto Químico Z					
Pressão 1					
Temperatura 1					
Temperatura 2					
Humidade					
Material tubulação					
Material das juntas					
Contaminante 1					
Contaminante 2					

Quadro 5 – Exemplo de uma Matriz de Interação.
Fonte: AICHE/CCPS(1992)

O resultado desse trabalho será uma lista de materiais ou condições que poderão resultar em situações de risco. De posse dessas informações o analista poderá definir o objetivo da análise a ser elaborada e selecionar a melhor técnica para se atingir esse objetivo.

A exemplo, uma unidade de produção utiliza uma série de produtos químicos que são utilizados como aditivos na melhoria de algum processo em especial, vários desses produtos são carreados para o vaso *slop*. A utilização de uma matriz como acima pode identificar possíveis reatividades entre eles.

De uma forma geral a complexidade de um estudo é função direta da quantidade de perigos identificados e a profundidade com que seus efeitos são conhecidos. Caso a extensão de seus efeitos seja pouco conhecida, a elaboração de testes adicionais ou sistemas pilotos deve ser implementado antes da elaboração da análise de riscos.

Como exemplo, o Brasil está iniciando projetos para produção de óleo dito pesado, que necessita para sua separação de temperaturas de processo maiores do que 100° C. Estão sendo avaliados os efeitos na ocorrência dos fenômenos de *boilover* e *sloper* na planta de processo e seus riscos inerentes tanto ligados à operação da planta de processo quanto em relação ao combate a vazamentos e incêndios.

2.3.5 A fase de Análise e Avaliação de Riscos

Viver é estar continuamente exposto a algum tipo de risco, afinal existem riscos associados com qualquer atividade humana. Benjamin Franklin³ já dizia: "Neste mundo nada pode ser dado como certo, à exceção da morte e dos impostos". Portanto, cabe ao analista de riscos a tarefa de identificar e classificar esses riscos sempre presentes no dia a dia das relações humanas.

Como o risco é um produto de uma de freqüência versus uma conseqüência, a fase de análise de riscos consiste no exame e detalhamento dos perigos identificados na fase anterior com o intuito de descobrir as causas e as possíveis conseqüências, caso os acidentes aconteçam.

Dentre as técnicas mais utilizadas pode-se citar: Análise Preliminar de Perigos (APP), Análise de Modos de Falhas e Efeitos (AMFE) e a Análise de Perigos e Operabilidade (HAZOP).

2.3.5.1 A Avaliação de Riscos

Trata-se de quantificar um evento gerador de possíveis acidentes. Assim, avalia-se o risco através da freqüência ou probabilidade do evento e sua possível conseqüência expressa em termos de danos pessoais, materiais, financeiros ou à imagem da empresa.

Como por vezes, estas variáveis nem sempre são de fácil quantificação, utiliza-se metodologias qualitativas que proporcionam uma idéia básica da representação do risco relativo ao cenário indesejado.

A avaliação qualitativa pode ser realizada através da aplicação das categorias de risco segundo a norma americana MIL(2000), que foi criada buscando melhorar a confiabilidade dos sistemas de armas dos EUA e originou a APR – Análise Preliminar de Riscos. O quadro 6 mostra uma adaptação da norma MIL(2000).

2.3.5.2 Matriz de Riscos

Utilizando-se do conceito estabelecido pela norma MIL(2000) uma matriz de riscos é uma matriz com a dimensão de freqüência e conseqüência. No segmento *offshore*

³ Carta para Jean-Baptiste Leroy (13/11/1789)

segundo o HSE(2001) ela possui de três a seis categorias em geral. Os perigos previamente identificados são analisados um a um em termos de frequência e consequência considerando o critério estabelecido na Matriz.

Categoria	Tipo	Características
I	Desprezível	Não degrada o sistema nem seu funcionamento
		Não ameaça os recursos humanos
II	Marginal	Degradação moderada/danos menores
		Não causa lesões
		É controlável ou compensável
III	Crítica	Degradação Crítica
		Lesões
		Danos substanciais
		Coloca o sistema em risco, necessita de ação imediata.
IV	Catastrófica	Séria degradação do sistema
		Perda do sistema
		Morte e lesões sérias

Quadro 6 – Matriz Riscos segundo norma MIL-STD-882
Fonte: MIL-STD-882

Cada célula da matriz corresponde a uma específica combinação de frequência e consequência. A companhia deve definir que células terão riscos a serem considerados não toleráveis sendo necessário então medidas para redução dos riscos apurados. O quadro 7 exemplifica uma matriz de riscos de dimensões 4 x 4.

Uma Matriz de Riscos, segundo HSE(2001), representa um critério de aceitabilidade de riscos, uma vez que ela estabelece limites para cada risco identificado. A Matriz tanto pode estabelecer valores qualitativos quanto quantitativos em seu bojo, sendo a representação quantitativa a mais comumente encontrada.

Frequência de Ocorrência	Alta	Tolerável	Mediano	Não Tolerável	Não Tolerável
	Média para Alta	Tolerável	Mediano	Não Tolerável	Não Tolerável
	Baixa para Média	Tolerável	Tolerável	Mediano	Não Tolerável
	Baixa para Média	Tolerável	Tolerável	Tolerável	Mediano
		Minima	Marginal	Crítica	Catastrófica
Gráu de Risco					

Quadro 7 – Matriz de Riscos
Fonte: Adaptado de ABS(2000)

A norma ISO (2002) define uma matriz (5 x 5) com quatro categorias de conseqüências, riscos: às pessoas, às instalações, ao meio ambiente e à imagem da empresa (reputação). Na categorização de frequências, a matriz utiliza uma terminologia ligada à quantidade de vezes que o evento ocorreu na indústria *offshore*, a exemplo⁴: “ocorreu em uma companhia operadora” ao invés da expressão “raramente ocorre na indústria”.

O HSE (2001) considera que embora isso promova uma maior empatia com a realidade do dia-a-dia, no caso de serem analisadas novas tecnologias isso se traduzirá em dificuldades na sua utilização, pelo fato de não se possuir históricos em termos de confiabilidade e acidentes para o caso.

⁴ OBS - A SHELL utiliza a seguinte terminologia: ocorreu na SHELL, ocorreu na indústria e não na SHELL, etc.

Consequência					Acréscimo de probabilidade				
					A	B	C	D	E
Razão de severidade.	Às Pessoas	Às instalações	Ao Meio Ambiente	À reputação de companhia	Raramente ocorre na área de exploração e produção	Acontece muitas vezes por ano na indústria	Tem ocorrido na companhia	Acontece muitas vezes por ano na companhia	Acontece muitas vezes por ano em uma instalação
0	Sem lesões	Sem danos	Sem efeitos	Sem impactos	Região 3 : Gerenciamento para melhoria contínua				
1	Lesões leves	Danos leves	Efeitos leves	Impactos leves					
2	Lesões menores	Danos menores	Efeitos menores	Impactos limitados					
3	Lesões maiores	Danos locais	Efeitos locais	Impactos consideráveis					
4	Morte	Danos importantes	Efeitos importantes	Impactos ao nível nacional	Região 2 : Incorporar medidas de redução de riscos				
5	Múltiplas mortes	Danos extensivos	Efeitos maciços	Impactos ao nível internacional	Região 1: não tolerável				

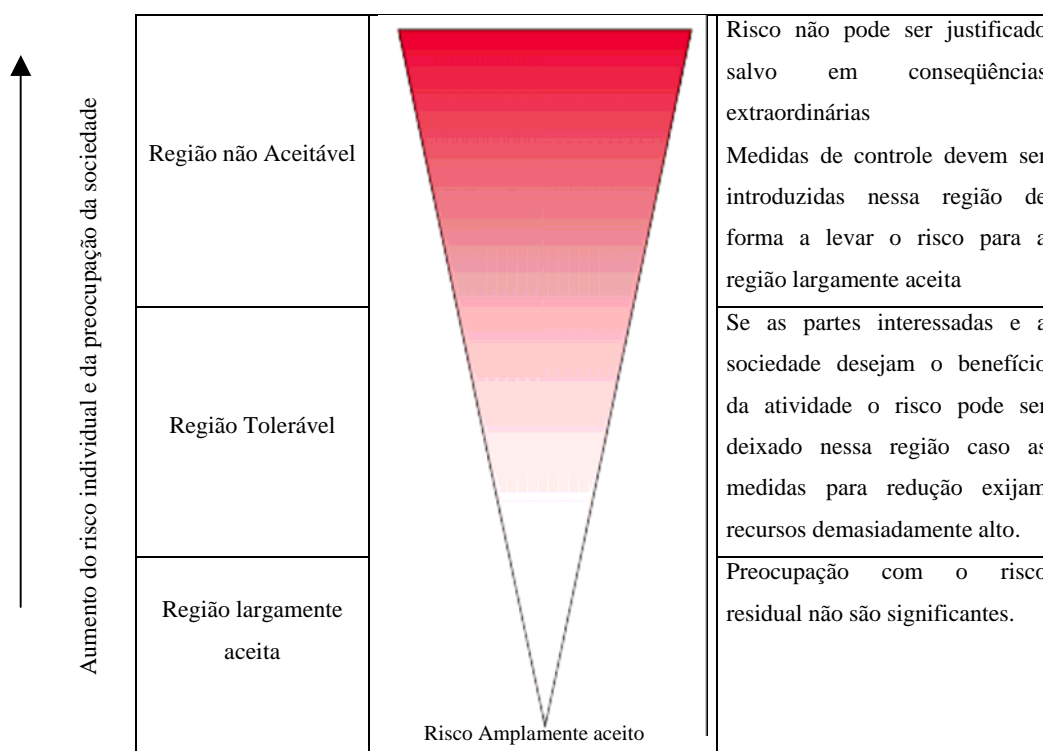
Quadro 8 – Métodos de Análise de Riscos
Fonte : ISO 17776(2002)

2.3.5.3 O princípio ALARP

ALARP, *As Low As Reasonably Practible*, ou “Tão Baixo Quando o Razoavelmente Praticável”, significando que as medidas de mitigação dos riscos serão adotadas até o limite máximo permitido, desde que seja razoavelmente praticável.

Este princípio é originário da filosofia implantada pelo HSE para qual cada empregador deve garantir ao máximo ou até aonde for razoavelmente praticado: a saúde, a segurança e o bem-estar de seus empregados.

O princípio ALARP tem sido largamente utilizado para as instalações offshore. A Matriz de riscos deve seguir esse princípio, porém, é necessário demonstrar que os riscos não aceitáveis estão sob controle e que os riscos da instalação encontram-se na região tolerável.



Quadro 9 – Princípio ALARP
 Fonte : Adaptado de HSE

2.3.6 O Tratamento dos Riscos, sua eliminação ou mitigação.

Após devidamente identificados, analisados e avaliados os riscos, o processo de gerenciamento de riscos é complementado pela etapa de tratamento dos riscos. Esta fase contempla a tomada de decisão quanto à eliminação, redução, retenção ou transferência dos riscos detectados nas etapas anteriores.

A decisão quanto à eliminação ou redução dos riscos faz parte das estratégias preventivas da empresa através da realimentação e feedback das etapas anteriores.

Para DE CICCO *et* FANTAZZINI (1993), no tratamento dos riscos, as empresas estabelecem uma parcela das perdas, tidas como suportáveis no contexto econômico-financeiro e dentro de um limite tido como aceitável. As despesas provenientes são usualmente previstas no capital de giro da empresa, ficando desvantajoso para a mesma transferir estas perdas (consideradas pequenas), uma vez que o prêmio cobrado pela seguradora provavelmente ultrapassaria o valor estimado destas perdas.

São essas decisões, aliadas à questão de regulamentação, que estabelecem os limites das matrizes de riscos ou das regiões estabelecidas pelo critério ALARP.

O Autor reforça, portanto, que decisões a respeito dos níveis de risco da empresa são decisões importantes, pois podem influenciar na sustentabilidade do negócio.

2.4 PREPARANDO UM ESTUDO DE ANÁLISE DE RISCOS

2.4.1 Introdução

O AICHE/CCPS (1992) enumera as seguintes fases de preparação de um Estudo de Análise de Riscos:

- Montagem da Infra-estrutura para o trabalho;
- Elaboração dos objetivos da análise e prazos envolvidos;
- Definição da documentação necessária;
- Seleção dos profissionais para participar do estudo;
- Elaboração do Cronograma do estudo.

De acordo com TAYLOR(2000), considerando uma visão do ponto de vista gerencial, o processo de análise de riscos deve primeiramente definir do escopo e objetivo da análise, sendo os principais passos descritos como:

- Identificação dos perigos potenciais;
- Quantificação da probabilidade e frequência;
- Quantificação das conseqüências;
- Integrar essas informações de forma se obter uma visão ampla do risco do cenário;
- Analisar se esse risco é tolerável ou não;
- Elaborar recomendações como forma de levar os riscos a valores considerados toleráveis;
- Gerenciar a execução das recomendações durante todo o processo.

TAYLOR(2000), alerta que as análises de riscos são muito dependentes das premissas assumidas. Se essas premissas mudam, ou se a situação em análise sofre alterações, a análise de risco torna-se ineficaz, corre-se o risco nesse caso de se gerar uma

falsa situação de segurança quando na realidade existe a possibilidade de muitos riscos não estarem presentes no estudo.

O leitor pode observar que os tópicos listados mostram semelhanças com o gerenciamento de projetos. Afinal, um projeto é um instrumento fundamental para qualquer atividade de mudança e geração de produtos e serviços. Eles podem envolver desde uma única pessoa a milhares de pessoas organizadas em times e ter a duração de alguns dias ou vários anos, conforme cita DINSMOR *et* CAVALIERI (2003). Uma Análise de Riscos se encaixa nesta definição e como tal, para ser executada precisa ser gerenciada.

Para KOONTZ e O'DONNEL(1980), gerenciar consiste em executar atividades e tarefas que têm como propósito planejar e controlar atividades de outras pessoas para atingir objetivos que não podem ser alcançados caso as pessoas atuem por conta própria sem esforço sincronizado.

Várias normas, dentre elas a NORSOK (2001), definem claramente a necessidade do estabelecimento dos objetivos, de planejamento do trabalho, da competência necessária a cada pessoa envolvida na empreitada e de uma definição clara de atribuições e responsabilidades. Os estabelecimentos dessas ações promovem a garantia do resultado final que é a determinação dos riscos e as respectivas recomendações para sua mitigação.

Outra questão a ser enfocada é o esforço das companhias na cessão de mão-de-obra para a elaboração dessas análises. Uma boa análise se faz com técnicos experientes na sua atividade, esses técnicos devem se afastar da sua rotina diária pelo tempo que for necessário para conclusão da análise. Por exemplo, uma instalação de médio porte gasta, segundo TAYLOR(2000), um mês para a elaboração de uma análise em toda sua planta; logicamente durante esse período a empresa fica sem dispor desse profissional na solução dos problemas do dia a dia, profissional que, pela sua expertise, é geralmente bastante requisitado para as soluções dos problemas diários.

2.4.2 Da clara definição dos objetivos a serem alcançados

A gerencia deve de forma clara definir os objetivos do trabalho e o prazo requerido para tais análises, caso contrário se gasta tempo e recursos desnecessários examinando áreas que não são as que realmente interessam.

O objetivo de um estudo de risco depende principalmente da fase do ciclo de vida em que se encontra o projeto. O quadro 10 retirado de TAYLOR(2000) exprime os principais objetivos de cada uma delas.

O grupo de análise de risco deve ter liberdade para pesquisar e identificar os perigos potenciais, contudo é importante manter-se o foco da análise, desvios do principal propósito do estudo devem ser evitados.

O prazo final do estudo também deve ser bem definido, factível, porém depois de estipulado não deve ser renegociado. Prazos finais estipulam limites no tempo disponível para coleta e análise das informações necessárias, uma das fases mais complicadas da preparação.

Fase do Ciclo de Vida	Objetivos a serem alcançados
Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica	Identificar os processos químicos que possam provocar incêndios, explosões, vazamentos tóxicos. Definir os requisitos de segurança para a instalação
Projeto Básico	Identificar as formas de segurança passiva possíveis; comparar a segurança da instalação com a de outras unidades semelhantes.
Proj. Detalhamento	Possibilidade de misturas explosivas nos equipamentos; como a perda de controle pode causar riscos ao processo e formas de redução de inventários de produtos perigosos.
Construção e Pré-operação	Interferências nas unidades vizinhas durante a construção que possam gerar riscos as mesmas; possibilidade de situações de riscos durante a partida, verificar se os riscos das fases anteriores foram sanados satisfatoriamente, verificar discrepâncias entre o projeto e o que foi construído
Operação	Perigos devido a manobras operacionais; à ocorrência de sobrepressões e riscos associados a equipamentos fora de serviço.
Modificações na instalação	A criação de novos perigos ou a exacerbação de algum perigo já existente.
Desmobilização	Possibilidades de incêndios, explosões, ou agressões ao meio ambiente durante a fase de desmontagem da instalação.

Quadro 10 – Objetivos típicos em função da fase do ciclo de vida de uma instalação
Fonte : Adaptado de TAYLOR(2000)

2.4.3 Da infra-estrutura necessária

Segundo AICHE/CCPS(1992), para se obter efetividade nas Análises de Risco é necessário o comprometimento da corporação através de um programa de Avaliação de Riscos. A Gerência deve fomentar a cultura da corporação e criar uma infra-estrutura que suporte os times de Avaliação de Riscos assim como garantir a implementação das recomendações inerentes desses estudos.

AICHE/CCPS(1992) relaciona alguns compromissos da administração necessários ao bom desenrolar dos trabalhos:

- A manutenção da documentação atualizada sejam desenhos de engenharia, seja procedimentos operacionais ou de manutenção;
- A designação de pessoal competente para participar desses trabalhos, e o reconhecimento a ser feito a esses funcionários da importância de sua participação e contribuição;
- A criação de um sistema para guarda da documentação gerada pelo estudo e também de seja dado continuidade pela linha gerencial das recomendações oriundas desses trabalhos.

Estudos de avaliação de riscos podem ser elaborados utilizando qualquer tipo de informação disponível, uma coleção de dados de processo, fluxogramas de processo, desenhos de tubulação, de instrumentação e controle, folhas de dados e procedimentos. Quanto mais informação do processo se tiver mais completo tenderá a ser o resultado do trabalho. Dessa forma pode-se afirmar que a qualidade da análise está diretamente relacionada da qualidade e da quantidade de informação disponível para tal empreitada, sendo o processo de coleta de informações parte crucial da infra-estrutura necessária para suportar um programa de análise de riscos.

2.4.4 Da necessidade de Informações

O quadro 11, segundo AICHE/CCPS(1992), fornece ao leitor uma noção de quais informações são necessárias à elaboração de um estudo de riscos.

Lista das equações de reações químicas e estequiometria das reações envolvidas no processo
Tipo de natureza dos catalizadores utilizados
Dados de reações químicas de todas as correntes
Dados cinéticos das reações mais importantes
Dados cinéticos das reações indesejáveis, limites de processos em termos de pressões, temperaturas, concentração, etc., descrição das conseqüências de operação acima desses limites.
Diagramas de processo, descrição das intenções de processo de cada trecho.
Balanco de massa e energia.
Principais inventários dos produtos perigosos envolvidos.
Descrição geral da filosofia de projeto e controle do sistema
Descrição de sistemas especiais devido a perigos ou propriedades típicas da unidade em questão.
Dados de segurança, saúde e meio ambiente dos produtos manuseados, materiais utilizados e produtos descartados pelo processo.
Limites definidos por portarias ou norma aplicáveis.
Padrões e normas aplicáveis
Desenhos de classificação de áreas
Leiaute da instalação
Classificação elétrica dos equipamentos, certificados Ex dos mesmos, Índice de Proteção (IP) dos invólucros dos equipamentos elétricos.
Fluxogramas de engenharia
Manuais, catálogos e folhas de dados de: equipamentos, instrumentos e válvulas.
Unifilares elétricos
Matrizes de causa e efeito
Procedimentos operacionais, de manutenção.
Planos e procedimentos de respostas à emergência.
Informação básica: <ul style="list-style-type: none"> • do sistema de ventilação; • dos sistemas de segurança; • dos sistemas de detecção e combate a incêndio.
Relatórios de acidentes e incidentes
Dados meteorológicos
Estudos de segurança anteriores.
Política de segurança da corporação

Quadro 11 – Exemplos de informações necessárias em um estudo de análise de riscos.

Fonte : Adaptado de AICHE/CCPS

2.4.5 Da definição da equipe elaboradora do trabalho

TAYLOR(2000) e AICHE/CCPS(1992) relacionam a necessidade atenção especial na escalação das equipes a participarem dos grupos de trabalho. O tipo de habilidades dos participantes de um estudo de riscos depende de vários fatores, dentre eles: do tipo de processo ou operação analisada, da fase do ciclo de vida em que se encontra a instalação, dos objetivos apregoados a análise, da técnica selecionada, dentre outros.

Durante a ocorrência das reuniões de riscos, segundo AICHE/CCPS(1992), existem três atores principais: O líder do estudo, o secretário ou escriba e os especialistas. O Autor, utilizando a experiência de sua empresa considera um quarto ator, o representante da administração.

O líder da análise é uma figura chave para o bom desenrolar dos trabalhos, sendo as suas atribuições segundo AICHE/CCPS(1992):

- Garantir que a metodologia escolhida é a adequada aos objetivos do estudo;
- Definir a composição do Grupo e assegurar a disponibilidade de pessoal (próprio ou contratado), para realização da análise de riscos, bem como a documentação necessária, espaços para as reuniões, e todos os demais recursos necessários.

Obs: O Autor considera que esse passo seja negociado com o representante da administração. O representante pela sua posição hierárquica na empresa deve negociar com os órgãos internos e externos a liberação de pessoal e recurso no prazo definido para realização dos trabalhos.

- Possuir fácil acesso a todos os níveis da organização;
- Motivar o grupo de forma a que ele consiga atingir o objetivo definido;
- Saber lidar com várias opiniões diferentes sem perder o foco do trabalho;
- Investigar e questionar os membros do time evitando colocá-los em posições defensivas.
- Ser objetivo e ético na condução dos trabalhos, tendo uma postura clara e definida;
- Encorajar a participação nas discussões, principalmente daqueles mais tímidos.
- Promover a harmonia entre os participantes da reunião;
- Perceber quando o time está cansado ou entediado, promover ações para sanar o problema;
- Não fomentar discussões que não possam ser resolvidas pelo time.

Em adição a essa lista o Autor, utilizando a experiência de sua empresa, considera também os seguintes aspectos:

- Conhecer bem a técnica, ter boa percepção de causa e consequência e possuir capacidade de síntese. Deve ser treinado formalmente na técnica a ser aplicada e na atividade de liderança de uma análise de risco;
- Não precisa ser um especialista, mas deve possuir conhecimento sobre o processo que está sendo analisado;
- Saber preparar e emitir os relatórios e documentos pertinentes.

Cabe ao secretário, formalizar, formatar e documentar as decisões seguindo a metodologia definida previamente. Tipicamente trata-se de uma pessoa com menos experiência do que o líder, mas que conhece a metodologia utilizada. Em sua função ele assessoria o líder em relação à condução dos trabalhos. O Autor observa em sua companhia que os líderes de avaliações de riscos são formados tendo inicialmente a função de secretários, auxiliando o líder mais experiente e assumindo, à medida que ganha experiência, parte da liderança do estudo em questão.

Os especialistas são o corpo principal de qualquer estudo de análise de riscos, o time de especialistas, segundo AICHE/CCPS(1992) deve ser escolhido em função de seus conhecimentos no assunto que serão motivo de análise. A composição desse corpo de especialistas varia com o tipo de processo a ser analisado, do estágio em que se encontra o projeto e dos objetivos a serem alcançados pela avaliação.

Espera-se dos especialistas as seguintes atribuições:

- Analisar a documentação, previamente, e levantar as informações necessárias ao trabalho.
- Participar de todas as reuniões de trabalho, para as quais esteja convocado, com dedicação exclusiva.

A norma NORSOK (2001) faz uma definição da competência do time de elaboração de uma análise de riscos que está alinhada com os termos desse trabalho. A norma ISO (2002), enfatiza também que a qualidade de uma análise de riscos é função das habilidades do time e do esforço em atingir seus objetivos. De uma forma geral, o grupo deve possuir experiência prática em operação, manutenção, engenharia e segurança além de conhecimentos em inspeção, instrumentação e requisitos de normas e regulamentos, em especial quanto à questão ambiental.

No caso de análises de riscos em unidades existentes é desejável a participação das equipes de operacionais. Essas equipes são compostas normalmente de pessoas que, pela

vivência do dia a dia operacional são as maiores conhecedoras do processo e dos equipamentos instalados nessas unidades, são difíceis de serem liberadas para os trabalhos, mas extremamente importantes.

Por tudo que foi dito até o presente instante, pode-se concluir que o material humano é peça fundamental no desenvolvimento dos trabalhos de análises de riscos e as metodologias desenvolvidas procuram sistematizar procedimentos de forma a auxiliar o grupo na identificação, análise e controle dos cenários que podem levar aos potenciais acidentes.

Uma avaliação de riscos é um processo subjetivo, fruto de várias e extenuantes rodadas de reuniões sujeitas a variações de humor e percepção do grupo, tanto que se forem feitas duas análises de um mesmo processo por grupos diferentes os resultados encontrados dificilmente serão exatamente iguais.

2.4.6 Do cronograma de execução

Uma vez que o escopo e objetivos de uma análise de riscos foram estabelecidos, as pessoas selecionadas, as informações e documentos pertinentes selecionados; o líder do estudo deverá negociar um cronograma de execução do trabalho com o representante da administração. Esse cronograma, em se tratando de uma unidade *offshore* passa a ter uma importância ímpar, pois na atividade *offshore* os profissionais selecionados como especialistas trabalham em regime de escala no qual é feito um cronograma anual com os dias de embarque, dias de folga, treinamentos e etc. Faz-se necessário uma concatenação entre os dois cronogramas de forma a garantir a participação do profissional.

A experiência adquirida pelo autor leva a concluir que a realização de reuniões na unidade (*offshore*) é contraproducente, uma vez que o profissional não consegue se desvencilhar da rotina operacional da unidade não conseguindo contribuir efetivamente para a identificação dos perigos.

Outro aspecto a ser mencionado é a condição de vagas nas plataformas. Unidades de produção possuem uma limitação de pessoal embarcado(POB), em função principalmente da disponibilidade de recursos salvatagem instalada. Portanto, é necessário ao planejador da unidade saber com antecedência a necessidade de vagas, o período e a duração planejada da visita à instalação.

Em uma instalação *offshore* a limitação de pessoal embarcado é fortemente relacionada com a capacidade da instalação em prover meios de evacuação para abandono. Na prática a maior restrição se refere ao número de vagas disponíveis nas embarcações de abandono.

2.4.7 Das Aplicações das Análises de Riscos

TAYLOR(2000), enumera uma série de aplicações referentes às metodologias de análise de riscos. Elas servem como instrumento de melhoria na segurança dos projetos, como fonte de informação na elaboração de planos de respostas à emergência sendo necessárias como parte integrante do processo de licenciamento ambiental na legislação pertinente ora vigente no Brasil.

No campo de engenharia de segurança são úteis na identificação de problemas nas plantas de processo e demais instalações industriais, sendo subsídios importantes no estabelecimento dos leiautes definitivos das instalações. Como as definições de leiautes são geralmente feitas nas fases iniciais do projeto recomenda-se a elaboração de estudos preliminares nessas fases iniciais, por permitirem resultados bastante significativos em um tempo relativamente curto se comparado com os estudos mais complexos.

Análises de riscos podem ser elaboradas como forma de comprovar às empresas seguradoras o grau de segurança aplicado às instalações podendo ser utilizadas como instrumento de negociação dos valores a serem pagos pelo seguro.

São utilizadas também no estabelecimento de planos de respostas a emergências, pela necessidade de se obter em detalhes os cenários de riscos, análises mais sofisticadas, a exemplo estudos de propagação de incêndio e explosão devem ser elaboradas.

2.5 TÉCNICAS DE ANÁLISE DE RISCOS – CARACTERÍSTICAS

2.5.1 Introdução

O HSE (2001), define as seguintes terminologias para estudos de riscos:

- Análise de Riscos: Estimativa de riscos oriundos de uma atividade básica;

- Avaliação de Riscos: Uma crítica de quão aceitável é o risco baseando-se na comparação com padrões ou critérios previamente estabelecido e a aplicação de medidas de redução possíveis.

A ISO (2002) assim define:

- Análise de Riscos: Uso de informações disponíveis para identificar perigos e estimar riscos;
- Avaliação de Riscos: Processo global de análise e avaliação de riscos.

O objetivo desse capítulo é fornecer as características básicas das metodologias aplicadas na indústria *offshore* para análise e avaliação de riscos, resumindo as suas características em termos do campo de aplicação, dos resultados esperados, dos recursos necessários e finalmente seus aspectos favoráveis e desfavoráveis.

O HSE(2001) define que os estudos de análises de riscos podem ter três tipos de abordagens: Qualitativas, Semiquantitativas e Quantitativas. A decisão da metodologia e abordagem depende principalmente do objetivo da análise, tempo e recursos disponíveis para tal.

2.5.2 Seleção da Técnica

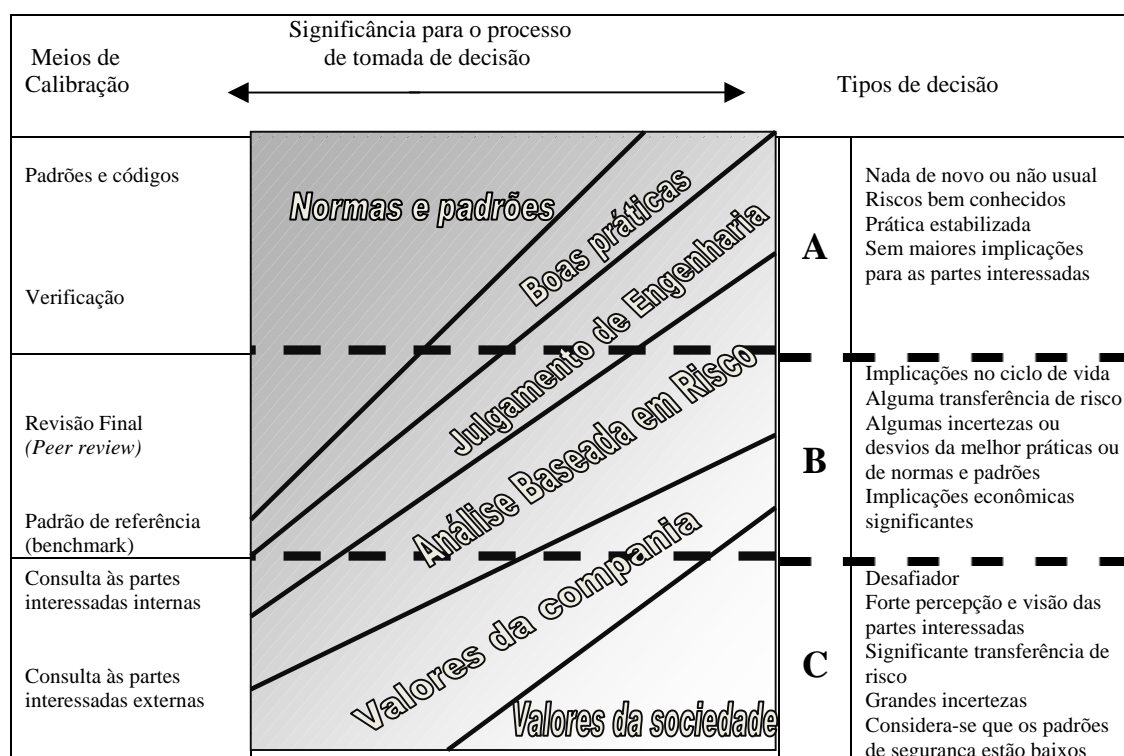
A literatura menciona que não há uma regra geral para aplicação das metodologias nem tampouco uma única e correta metodologia a ser utilizada para uma determinada avaliação, ao contrario haverá abordagens, umas mais outras menos convenientes, para cada tipo de análise de riscos a ser elaborada. Dentre os principais fatores que influenciam na definição da abordagem a ser utilizada pode-se mencionar o estágio do ciclo de vida em que se encontra a instalação ou processo a ser analisado; o grau de periculosidade envolvido, e questões envolvendo o nível de risco a ser tolerado. Essas decisões são em função das preocupações das partes interessadas, do grau de incerteza do projeto ou do seu ineditismo.

A fase do ciclo de vida da instalação revela diferentes características, entre elas: o alto nível de incerteza do projeto nas suas fases iniciais; a pequena quantidade de documentação disponível também nas fases iniciais; a qualidade da documentação durante a fase de operação (atualização de modificações), o conhecimento operacional, a experiência dos operadores na planta.

Os riscos envolvidos no processo influenciam também na determinação das análises a serem elaboradas. Grandes riscos levam a estudos mais detalhados para a elaboração de planos de emergências e implantação de medidas de redução necessárias.

O grau de novidade do projeto, aliado a preocupação das partes interessadas e os valores da companhia em termos de segurança, saúde e meio ambiente influenciam na realização no detalhamento necessário dos estudos.

A UKOOA (1999) possui o diagrama mostrado no quadro 12, para definição de decisões tanto em relação ao nível de sofisticação dos estudos como também da influência dos *stakeholders* e da sociedade como tal.



Quadro 12 – Quadro Suporte de Decisão

Fonte : United Kingdom Offshore Operators Association

A leitura do quadro deve ser feita na horizontal baseando-se no contexto envolvido. À direita têm-se os meios de calibração do quadro, na verdade variáveis que podem reduzir ou não a necessidade de detalhamento dos estudos e de consultas às partes interessadas.

Esse quadro pode ser de grande valia, porém a questão chave será a sua calibração de forma a reproduzir a realidade da empresa. Entenda-se por calibração o grau de inclinação nas retas que separam os diversos campos da carta.

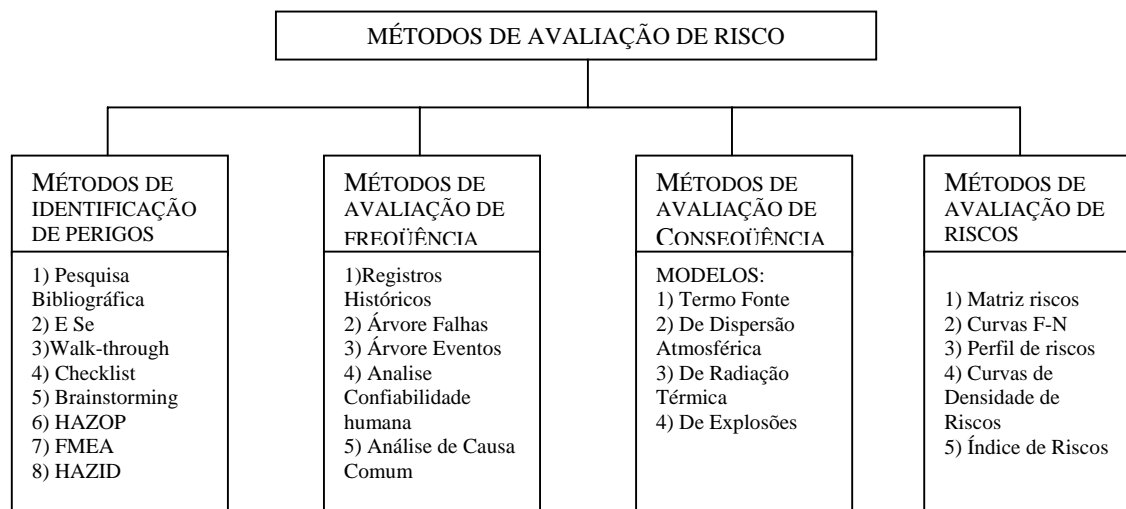
Seja uma nova, porém tradicional instalação a ser projetada. Uma empresa que possua normas e padrões reconhecidamente confiáveis, um processo estruturado de divulgação e implantação de boas práticas, um bom processo de julgamento e projeto de engenharia, em que os riscos dessa instalação já são bem conhecidos internamente. Ao calibrar sua carta, esse projeto poderá não sofrer nenhum tipo de análise baseada em Riscos.

Ao contrário, uma instalação totalmente inovadora, na qual pouco se conhece em termos de manutenção, de operação, e forte reação das partes interessadas deverá não só proceder-se ao máximo de pesquisa de riscos, como também a negociações com os *stakeholders* a respeito dos benefícios que tal empreendimento trará para a companhia e para a comunidade como forma do processo de aceitação do risco.

De qualquer forma a escolha do grau de sofisticação, que está atrelado ao tipo de metodologia, se qualitativa, semiquantitativa ou quantitativa deve fazer parte de decisão gerencial.

Já foi discutido que “análises para compreender a exposição ao risco precisam começar compreendendo o perigo presente”. A fase de identificação de perigos proporciona a visão dos perigos que serão objeto de análises futuras, sendo a fase inicial para qualquer estudo por mais complexo que seja. Essa fase direciona todas as demais etapas, daí a necessidade de ser bem elaborada. Portanto pode-se concluir que qualquer que seja o grau de complexidade da análise a fase de identificação de perigos sempre será necessária.

Existe uma grande variedade de técnicas, o quadro 13 retrata esses métodos em função das suas características básicas.



Quadro 13 – Métodos de Análise de Riscos
 Fonte : Adaptado de ABS(2000)

2.5.3 As técnicas utilizadas na área de petróleo *offshore*

2.5.3.1 Introdução

O aumento de acidentes industriais e na área militar levou a pesquisa de metodologias que invertessem esse processo, nascendo daí a engenharia de confiabilidade de sistemas, cujo foco inicial foi segurança das áreas aeronáutica, aeroespacial e nuclear, e, partindo da década de 70, seus conceitos de riscos e confiabilidade passaram a ser difundido nos demais ramos da indústria.

As técnicas mais aplicadas na indústria de petróleo *offshore* serão abordadas cobrindo os seguintes aspectos: descrição da técnica, finalidade a que se propõem, tipos de resultados alcançáveis, necessidades de recursos, pontos fortes e fracos da metodologia.

Por não serem necessários na condução do estudo, não serão abordados nesse trabalho os métodos de avaliação de consequências tampouco os métodos de avaliação de riscos, à exclusão da matriz de riscos já abordada.

2.5.3.2 A Identificação de Perigos

Perigo, conforme mencionado, é uma situação de potencial para causar danos seja ao ser humano ao meio ambiente ou à empresa como um todo (instalações ou imagem). Descobrir os perigos envolvidos é a fase inicial de qualquer estudo de avaliação de riscos.

Segundo o AICHE/CCPS(1992) as seguintes metodologias para identificação de perigos são eficientes para se ter uma visão geral dos perigos em uma grande instalação: Revisão de Segurança (*Safety Review*), Análise de Checklist (*Checklist Analysis*), Análise Preliminar de Perigos (PHA) e Análise E Se? (*What-If Analysis*). Seu uso leva a uma significativa otimização em termos de custo e eficácia das análises posteriores.

Já as metodologias What-if/checklist, HAZOP e FMEA, excelentes na execução de análises detalhadas, devem ser utilizadas em fases de detalhamento dos projetos ou durante a operação.

Alguns autores, como HSE(2001) e VINNEM(2007) intitulam de HAZID, ou *hazard identification*, a essa fase de identificação de perigos, independente da técnica utilizada.

A seguir serão detalhadas algumas técnicas de identificação de perigos.

2.5.3.3 Revisão de Segurança (*Safety Review*)

Também denominado Revisão de Perigos (*hazard review*) é considerado pela AICHE/CCPS(1992) como o primeiro método utilizado na identificação de perigos. Essa técnica se baseia na inspeção visual da área, através de um passeio às instalações (*walk through*), a ser realizada por equipe de técnicos com o objetivo de verificar os desvios e perigos presentes. No caso de projetos em sua fase inicial o trabalho se resume na análise dos desenhos.

Ao final dos trabalhos a equipe elabora uma lista de perigos identificados, bem como as recomendações pertinentes com seus respectivos responsáveis e previsões de implementação. Uma data para uma nova revisão deve ser agendada para verificar se as recomendações foram executadas corretamente.

A finalidade da Revisão de Segurança é assegurar que a instalação esteja operando em boas condições de manutenção, de acordo com as intenções de projeto e dentro das normas e padrões pertinentes.

A Revisão de Segurança mantém os empregados alertas quanto aos perigos existentes, sinaliza a qualidade dos procedimentos operacionais, procura por mudanças existentes que possam ter introduzido novos perigos, avalia de uma forma preliminar o sistema de controle e parada de emergência, e as adequações do sistema de manutenção e inspeção existente.

Trata-se de uma técnica qualitativa e não estruturada, tendo como resultado uma lista de problemas potenciais de segurança e as sugestões para sua correção.

Os recursos necessários são:

- De documentação: as normas e padrões utilizados, desenhos e fluxogramas, procedimentos operacionais, de manutenção e segurança, relatórios de acidentes, registros de manutenção e de testes de equipamentos, como por exemplo, o período de testes de PSVs ou de banco de baterias. É necessário também o conhecimento da toxicidade dos produtos envolvidos e suas características de inflamabilidade, sendo uma técnica bastante utilizada em plataformas de perfuração (MODUs), segundo HSE(2001).
- Humanos: profissionais familiarizados com o tipo de instalação a ser analisada e com suas normas e padrões.
- De tempo para execução: variando entre três dias para instalações de pequeno porte até 15 dias nas de grande portes.

Como pontos fortes dessa metodologia pode-se citar, baseando-se no HSE(2001): o uso da experiência do grupo analisador, poder ser elaborada através de uma simples análise com poucos recursos e com poucas informações.

Dentre suas fragilidades pode-se citar a falta de estruturação da metodologia, não permitindo maior controle ou auditoria de seu desempenho, e a necessidade de experiência prévia que limita essa técnica no caso de instalações com novas tecnologias ou novos processos.

2.5.3.4 Análise de Lista de Verificação (Checklist Analysis)

Uma análise de lista de verificação utiliza um procedimento ou uma lista de verificação previamente elaborada para verificar as condições de um sistema e sua conformidade com normas ou padrões vigentes.

A abordagem de lista de verificação pode ser utilizada em qualquer estágio do ciclo de vida de uma instalação, é de fácil compreensão e permite uma ampliação dos conhecimentos da instalação pelo ato de comparar as condições da instalação com os requisitos previamente formulados.

Seu emprego tem maior finalidade na garantia de que a instalação está em conformidade com as normas e regulamentações pertinentes, sendo útil para verificação de conformidade legal.

Como resultado final obtém-se uma lista de questões baseadas nas deficiências encontradas ou nas diferenças em relação à normalização. Uma lista de verificação normalmente possui um conjunto de perguntas a serem preenchidas com: “sim”, “não”, “não aplicável” ou “necessário maior informação” o que permite a verificação do status daquela instalação frente à lista e, de uma forma geral o conhecimento das deficiências em relação às normas que geraram o lote de perguntas. Um outro produto é uma série de recomendações para adequação da instalação.

Em termos de documentação é necessário o acesso aos padrões e normas sejam de engenharia, de manutenção, operacionais conforme o objeto da análise, ou qualquer outra informação que ajude a elaboração da lista. Deve-se solicitar a participação de profissionais com expertise na área abordada de forma verificar a garantir a sua efetividade.

A existência de listas de verificação feita para trabalhos semelhantes pode servir de base para o estudo.

A área *offshore* conta com uma série de listas elaboradas pelo *American Petroleum Institute*, incluídas nas normas da série 14 (API RP 14C, 14E, 14F, 14G, 14J) para riscos de processo e perfuração, e na API RP 75 para gerenciamento de riscos.

A norma ISO (2002) possui também duas listas de verificação de perigos *offshore* constantes no seu anexo D. A tabela D1 da norma possui perigos listados conforme a classificação constante no quadro 14. A tabela D2 fornece os perigos segundo sua fonte de emanção, que podem ser equipamentos, fluidos manipulados, processos ou a intervenção humana e os efeitos potenciais que podem causar.

<ul style="list-style-type: none"> • Hidrocarbonetos <i>in natura</i>; • Hidrocarbonetos refinados; • Outros materiais inflamáveis; • Explosivos; • Perigos devido à alta pressão; • Perigos associados a diferenças de altura; • Objetos sob stress induzido; • Perigos em situações dinâmicas, como helicópteros, transporte, etc.; • Perigos ao meio ambiente; • Superfícies quentes; • Líquidos quentes; • Superfícies frias; • Líquidos frios; • Chama aberta; • Eletricidade; • Radiação eletromagnética; 	<ul style="list-style-type: none"> • Radiação ionizante de fonte exposta ou não; • Asfixiantes; • Gases tóxicos; • Fluidos tóxicos; • Sólidos tóxicos; • Substancias corrosivas; • Perigos biológicos; • Perigos ergonômicos; • Perigos psicológicos; • Perigos relativos à segurança patrimonial (ex: sabotagem); • Uso de recursos naturais; • Perigos devido à assistência médica; • Ruído • Perigos envolvendo rotas de fuga ou meios de escape.
---	--

Quadro 14 – Classificação da lista de verificação de perigos
Fonte : ISO 17776

A lista de verificação é uma ferramenta bastante flexível, podem-se elaborar análises com o objetivo de se ter uma visão simplificada ou outras extremamente detalhadas. De uma forma geral o gasto de tempo varia de 3 a 15 dias, considerando-se todas as fases do trabalho: a preparação, a análise propriamente dita e a elaboração do relatório final.

Como ponto forte essa metodologia agrega o conhecimento e experiência de outras análises anteriores, incorporando medidas que possam impedir a ocorrências de acidentes já conhecidos. Seu uso facilita a padronização e comparação entre várias avaliações, além de não necessitar de muitos recursos e gastos financeiros. Por último requer pouca documentação, sendo possível sua realização durante as fases iniciais do projeto da instalação.

Seus pontos fracos são a limitação causada pela necessidade de experiência prévia, sem a qual não se consegue antecipar perigos ou situações ainda desconhecidas. A lista de verificação também não encoraja a discussão ou a tempestade cerebral⁵ entre os participantes, o que tende a promover o enriquecimento do estudo.

⁵ *brainstorming*

2.5.3.5 Questionamento *E se?* (*What if*)

Para AICHE/CCPS(1992) o questionamento *E se* é uma abordagem ao estilo tempestade cerebral na qual um grupo de técnicos com experiência no objeto da análise elaboram uma série de questionamentos de forma a exprimir a possibilidade de ocorrência de eventos indesejados. A técnica não é estruturada e não se encontra muita informação sobre o método, sendo, porém bastante utilizada pela indústria.

Essa técnica estimula os participantes a pensar sempre na condicional como se pode exemplificar abaixo:

- E se o fabricante não possuir capacidade técnica para fornecer o equipamento com nossas especificações?

Contudo isso não é uma regra imutável, se algum dos participantes quiser partilhar suas preocupações mesmo sem a elaboração do questionamento *E se* ele poderá ser aceito. Algo como:

- Estou preocupado com a capacidade do fabricante em fornecer o equipamento com nossas especificações.

A metodologia em geral utiliza um escriba que coloca todos os questionamentos, sem juízo de valor, em um quadro que possa ser lido por todos. Em uma segunda etapa os tópicos são divididos por áreas de investigação, a exemplo, elétrica, processo, etc. Cada representante da área tem a missão de responder a esse questionamento.

A finalidade do questionamento *E se* é identificar perigos, situações perigosas, ou eventos acidentais específicos. Trata-se, segundo AICHE/CCPS (1992), de uma ferramenta poderosa se o grupo é experiente, caso contrário os resultados poderão ser incompletos.

O resultado desse estudo é uma lista de questões e respostas sobre o processo. Pode-se obter também uma lista das situações perigosas, suas conseqüências e recomendações para mitigação.

Em termos de recursos, um questionamento *E se* pode ser feito com qualquer tipo de informação disponível. Como o questionamento *E se* pode ser efetuado em qualquer parte do ciclo de vida de uma instalação, duas ou três pessoas podem elaborá-lo, porém o

AICHE/CCPS (1992) recomenda que seja utilizado grupo maior, principalmente se for o caso de grandes análises.

O tempo necessário pode ir de dois dias a três semanas, para instalações de pequeno porte e grandes plantas, respectivamente.

Como ponto forte pode-se relatar a rápida assimilação da técnica pelos participantes e a rapidez nos resultados.

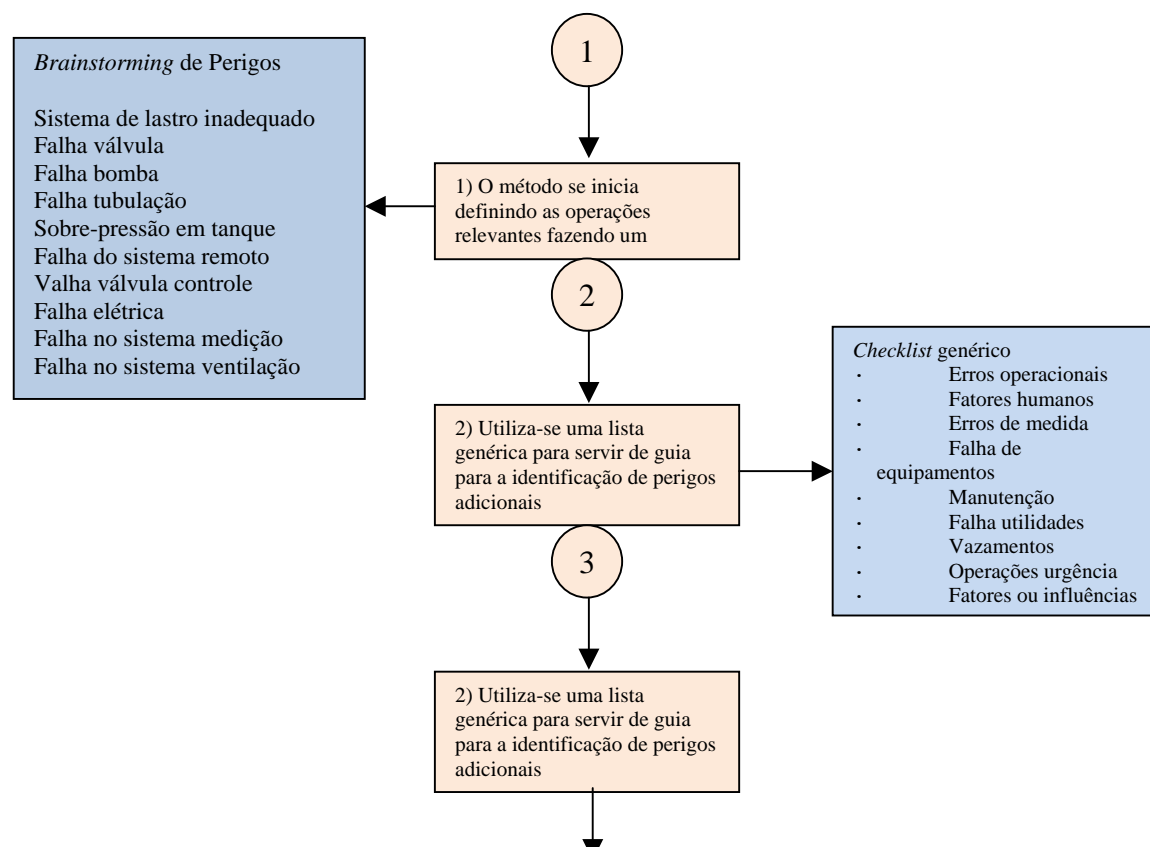
Como ponto fraco, a necessidade de bons profissionais na sua elaboração e a falta de estruturação do método impede um bom controle pela gestão.

2.5.3.6 Questionamento estruturado E se/lista de verificação (*What if/checklist analysis*)

Conforme se pode deduzir, o questionamento estruturado 'E se/lista de verificação' combina as duas técnicas descritas anteriormente, a tempestade cerebral gerada pelo questionamento 'E se', com as características sistemáticas da lista de verificação. Esse método composto une o melhor dos dois métodos componentes e compensa suas deficiências individuais. Já segundo o HSE(2001), essa técnica é mais estruturada que o questionamento *E se*, porém menos rigoroso que o HAZOP, por exemplo. A análise de lista de verificação é uma técnica baseada na experiência. Se a lista não é completa o resultado da análise da mesma forma não o será. Por outro lado, o questionamento 'E se' encoraja os membros da equipe elaboradora a considerar eventos potenciais que estão além dos representados na lista de verificação.

A técnica 'E se/lista de verificação' pode ser utilizada em qualquer fase do ciclo de vida de uma instalação e demanda técnicos com experiência para um bom resultado a ser alcançado. Essa técnica é geralmente utilizada para analisar os perigos de uma forma genérica, embora ela esteja apta a avaliar os perigos em qualquer nível de detalhe. Quando se necessita de análises mais detalhadas se utilizam outras técnicas como o FMEA ou Árvores de Falha ou Evento.

Segundo o HSE(2001), o interessante dessa técnica em relação ao HAZOP, por exemplo, é a sua tendência a identificar vários tipos de falhas dentre as quais fatores humanos. O quadro 15 demonstra uma análise em um sistema de lastro.



N.	E se?	Causas	Conseqüências	Salvaguardas	Recomendações
1	Sistema de lastro inadequado	Falta de experiência, projeto inadequado.	Bomba com pouca capacidade. Dificuldade na compensação do lastro.	Classe/IMO	
2	Falha no sistema de lastro	Falha das bombas, válvulas, tubulações, etc.	Incapacidade ou dificuldade na compensação.	Projeto Redundâncias Manutenção	Elaborar plano de Inspeção periódica no sistema de lastro
3	Operações de lastro planejadas inadequadamente	Treinamento inadequado, prazos apertados	Operação de lastreamento potencialmente incorreta	Treinamento Procedimentos	Treinamento deve enfatizar os perigos associados com as operações de lastro

Quadro 15 – Sistema de lastro
Fonte : Adaptado de HSE 2001

Os resultados esperados são uma lista de cenários acidentais, efeitos, salvaguardas e medidas de mitigação recomendadas. O estudo pode também gerar uma lista de verificação, contudo algumas empresas preferem um documento ao estilo relatório como resultante desse estudo.

Em termos de recursos, no caso de documentação, a técnica não necessita de grande quantidade, porém para trabalhos mais elaborados, torna-se interessante o acesso aos

procedimentos operacionais, memoriais descritivos, padrões, fluxogramas e relação de intertravamentos das malhas de controle e segurança.

Em termos de pessoal, na elaboração dessas análises são convocados os profissionais experientes das áreas de projeto, operação e manutenção. O número de profissionais depende da complexidade do estudo e do estágio do ciclo de vida em que se encontra a instalação.

Segundo o AICHE/CCPS(1992) o tempo gasto nessas análises é menor do que em uma HAZOP ou FMEA, variando de um dia a três semanas, para pequenas e grandes instalações respectivamente.

FANTAZZINI (2006), enumera como pontos fortes: 1) A possibilidade dessa técnica para determinadas instalações, ser a única técnica necessária; 2) de ser muito eficiente se bem aplicada 3) e de explorar o conhecimento e a experiência da equipe.

O HSE(2001) complementa as vantagens mencionando a flexibilidade característica da metodologia, que permite sua utilização em qualquer etapa do ciclo de vida de uma instalação, além da rapidez na emissão dos resultados.

O HSE(2001) menciona como limitações ou pontos fracos:

- Devido a sua análise se dar ao nível dos sistemas existe a possibilidade de algum perigo não ser observado e,
- A dificuldade em sua auditoria.

Uma boa análise necessita de rigorosa disciplina na sua condução, e o líder do estudo deve estar atento a dificuldades de posicionamento dentro do grupo na fase de dinâmica de questionamento (*E se*), por diferenças de hierarquia ou inflexibilidade do grupo.

2.5.3.7 Análise Preliminar de Perigos - APP (Hazard Preliminary Analysis - HPA)

Técnica originária do *U.S. Military Standard System Safety Program Requirements*, ou seja, de especificações técnicas militares dos Estados Unidos. De acordo com DE CICCO *et* FANTAZZINI (1993), a Análise Preliminar de Perigos (APP) consiste no estudo a ser elaborado durante a fase de concepção ou desenvolvimento prematuro de um novo sistema, com o objetivo de se determinar os riscos que poderão estar presentes na sua fase operacional. Uma APP como é conhecida no Brasil, busca dentro de um contexto geral os perigos existentes em uma instalação. Não necessita de muitas informações para

sua elaboração, sendo por isso utilizada nas fases iniciais de um projeto sendo subsídio para tomada de decisão. Em outros casos ela funciona como uma precursora de análises mais elaboradas.

A APP foi aplicada primeiramente como revisão nos novos sistemas de mísseis Atlas, após a destruição de quatro silos desse armamento. A necessidade, neste caso, era o fato de que tais sistemas possuíam características de alto risco, por utilizarem combustíveis líquidos perigosos. Assim, a APP foi aplicada com o intuito de verificar a possibilidade de não utilização de materiais e procedimentos de alto risco ou, no caso de tais materiais e procedimentos ser inevitável, no mínimo estudar e implantar medidas preventivas. Segundo AICHE/CCPS(1992), a sua descendência de normas militares proporciona uma facilidade na identificação de liberação de energia de forma descontrolada ou de vazamentos ou perdas de contenção.

Como resultado uma APP elabora uma lista de perigos considerando os seguintes aspectos: os equipamentos e materiais empregados; os produtos finais, intermediários e sua reatividade; o leiaute das instalações; a qualidade da manutenção, da inspeção e das rotinas operacionais bem como as interfaces entre os vários subsistemas componentes da instalação.

Aplicando-se a matriz de riscos aos cenários de uma APP obtém-se como resultado a significância do risco para cada cenário específico, tendo como resultado uma classificação dos cenários em termos de criticidade de riscos dos mesmos. Essa classificação é útil na ordem de priorizar as recomendações emitidas facilitando o gerenciamento das mesmas.

Em suma uma APP fornece uma descrição qualitativa dos perigos de uma instalação e uma classificação dos cenários em termos do risco envolvido no mesmo. As recomendações oriundas da análise seguem essa classificação dos cenários e podendo ser gerenciadas em função do grau de risco que ela está se propondo a reduzir.

Segundo DE CICCIO *et* FANTAZZINI (1993), via de regra uma APR⁶ possui as seguintes etapas:

- Revisão de problemas conhecidos: Pesquisa de analogia ou similaridade com outros sistemas, como subsídio na determinação de riscos tomando como base a experiência adquirida.

⁶ No Brasil denomina-se de APR, Análise Preliminar de Riscos, a uma APP na qual os perigos identificados tiveram seus riscos analisados segundo uma matriz de riscos.

- Revisão da missão a que se destina: Quais os objetivos, as exigências de desempenho, as principais funções e procedimentos, o ambiente onde se darão as operações, etc. Enfim, consiste em estabelecer os limites de atuação e delimitar o sistema que a missão irá abranger: a que se destina, o que e quem envolve e como será desenvolvida.
- Determinação dos riscos principais: Identificar os riscos potenciais com potencialidade para causar e a gravidade dessas lesões, danos a equipamentos ou a propriedade, perda de materiais ou insumos ou danos ao meio ambiente.
- Determinação dos riscos iniciais contribuintes: listam os perigos, determinando para cada cenário de perigo o risco principal detectado, os riscos iniciais e contribuintes associados.
- Revisão dos meios de eliminação ou controle de riscos: Elaborar um *brainstorming* dos meios passíveis de eliminação e controle de riscos.
- Analisar os métodos de restrição de danos: Pesquisar os métodos possíveis que sejam mais eficientes para limitação dos danos gerados caso ocorra perda de controle sobre os riscos.
- Indicação dos responsáveis pela execução de ações preventivas e/ou corretivas recomendadas nas etapas anteriores.

Como recursos necessários, podem-se citar as informações e critérios de projeto, as especificações dos equipamentos, tipos de materiais utilizados, ficha de produtos químicos, e outras fontes que sejam pertinentes a analisem. Em termos de pessoal devem participar do estudo profissionais conhecedores da instalação nas áreas de operação, manutenção e projeto. A participação de especialistas como da área de inspeção, ou instrumentação é desejável também. Em termos de tempo consumido se gasta em pequenas instalações algo em torno de três ou quatro dias, sendo que para grandes unidades ou plantas de processo o trabalho pode se entender na ordem de vinte dias a um mês.

Um ponto forte é ser uma técnica abrangente, informando as causas que ocasionaram a ocorrência de cada um dos eventos e as suas respectivas conseqüências. Pode-se obter uma avaliação qualitativa da severidade das conseqüências e a frequência de ocorrência do cenário de acidente obtendo-se dessa forma do risco associado ao

evento. Uma outra vantagem é não necessitar de muitos dados na sua elaboração, sendo ferramenta útil na tomada de decisão ainda nas fases conceituais do projeto, principalmente em relação a leiautes. Porém, como já foi enfatizado, necessita ser complementada por técnicas mais detalhadas e apuradas. Em sistemas que sejam já bastante conhecidos, cuja experiência acumulada conduz a um grande número de informações sobre riscos, esta técnica pode ser suprimida partindo-se para a aplicação direta de outras técnicas mais específicas como o HAZOP ou FMEA descritos adiante.

A principal desvantagem é que essa técnica requer uma equipe com grande experiência em várias áreas de atuação como: processo, projeto, manutenção, instrumentação e segurança. As informações manipuladas para a classificação do risco a partir da matriz devem ser utilizadas com critério, pois elas são geradas a partir da sensibilidade de um técnico executor da metodologia em conjunto com um operador ou responsável de maior experiência no sistema em questão, não sendo um resultado de natureza determinística.

2.5.3.8 Estudos de Perigos e Operabilidade – HAZOP (*Hazard & Operability*)

Segundo LEES(2005), o estudo foi desenvolvido pela companhia ICI –*Imperial Chemical Industries*, na década de sessenta, e tem como objetivo identificar e avaliar perigos em relação à segurança do processo químico da instalação aliada a problemas operacionais que embora não diretamente ligados à questão da segurança possam implicar em baixo rendimento da unidade.

Elaborado com o objetivo de antecipar problemas em novas unidades, foi muito bem aceito como ferramenta de pesquisa de problemas em unidades existentes, sendo possível sua aplicação tanto para projetos de modificações quanto para novas unidades.

A metodologia exige documentação detalhada de processo sendo muito utilizada durante ou após a finalização dos fluxogramas de engenharia em fase anterior ao detalhamento do projeto. Exige o trabalho de um time multidisciplinar no uso de uma abordagem sistêmica para identificar perigos ou problemas operacionais resultantes de desvios das intenções de projeto para o processo analisado que podem levar a cenários indesejáveis.

Um líder com experiência na condução de HAZOP's e conhecimento da instalação conduz o time através do uso de determinadas palavras, denominadas palavras guias

(quadro 16). As palavras guias serão aplicadas a determinados pontos chaves da instalação, denominados de nós. As palavras guias combinadas com os parâmetros de processo do nó irão identificar os desvios possíveis, que nada mais são do que os perigos a serem examinados.

Se as causas e conseqüências são preocupantes, e o grupo considera que não há salvaguardas suficientes, recomendações serão elaboradas como forma de implementação de maior segurança. Há casos em que a equipe identifica um cenário realístico, mas não consegue definir corretamente suas conseqüências. Uma recomendação de se elaborar uma análise histórica ou um estudo qualitativo focado no cenário em questão pode ser a solução dessa questão.

A técnica HAZOP permite que as pessoas liberem sua imaginação, pensando em todos os modos pelos quais um evento indesejado ou problema operacional possa ocorrer. Para evitar que algum detalhe seja omitido, a reflexão deve ser executada de maneira sistemática, analisando cada trecho do processo tendo em mente as intenções do projeto nesse trecho, considerando cada tipo de desvio passível de ocorrer em seus parâmetros.

O HAZOP aplicado na indústria *offshore* é essencialmente o mesmo das indústrias de processo, sendo, segundo HSE(1997), uma das técnicas mais utilizadas por esse ramo de atividade para a identificação de perigos .

O HSE(2001) ressalta que embora muito eficaz na pesquisa de perigos de processo não é eficiente para os demais riscos da uma unidade *offshore*.

O objetivo do HAZOP é analisar todo o processo da instalação, sem exceções, seguindo a sistematização prevista na metodologia de forma a definir os desvios possíveis em cada etapa do processo, suas conseqüências indesejáveis e tecer recomendações caso seja observado que as salvaguardas presentes são insuficientes.

Palavra-guia	Significado
NÃO OU NENHUM	Ausência
MAIS	Acréscimo quantitativo
MENOS	Decréscimo quantitativo
TANTO QUANTO	Acréscimo qualitativo
PARTE DE	Decréscimo qualitativo
REVERSO	Oposto lógico da intenção de projeto
OUTRO QUE	Substituição completa

Quadro 16 – Exemplo de palavras guia
Fonte : LEES(2005)

O resultado desse trabalho é uma lista de perigos identificados e de problemas operacionais. Além de recomendações para mudanças no projeto, de elaboração de procedimentos, de manutenção, ou outras que se façam pertinentes. O HAZOP exige uma documentação atualizada da planta de processo, principalmente os fluxogramas de engenharia; folhas de dados de instrumentos, especificações de equipamentos, e folhas de produtos químicos são também importantes. É imprescindível um bom conhecimento do processo a ser analisado, da instrumentação e modo de operação da planta. A qualidade dos líderes e os conhecimentos da equipe são fundamentais para obtenção de um bom resultado, sendo um grupo de trabalho composto geralmente por seis a sete pessoas. Em trabalhos de grande porte, é usual a presença de um escriba, para auxiliar do líder nas anotações e na documentação do trabalho. O tempo necessário varia de um dia em pequenas modificações até quatro semanas em grandes unidades.

Como ponto forte pode-se citar sua ampla utilização em escala mundial, o que promove o bom conhecimento de suas vantagens e desvantagens. Outro aspecto positivo é a fácil assimilação da metodologia pelo grupo além de alguma capacidade de identificar erros humanos. O HAZOP por ser fruto de um trabalho em equipe faz com que a criatividade individual seja estimulada, os esquecimentos evitados e a compreensão dos problemas das diferentes áreas e interfaces do sistema seja atingida.

Um ponto fraco é a dependência da capacidade do líder do trabalho na sua condução, e a necessidade da participação de técnicos experientes no assunto a ser discutido. Uma outra questão mencionada anteriormente é sua pouca adequação para identificar perigos externos ao processo, como por exemplo, perigos da área naval. Por

depender também principalmente dos fluxogramas de engenharia não é a melhor técnica a se aplicar nos estágios iniciais de um projeto.

É comum essa análise observar falhas nos projetos, quando isso ocorre os grupos em geral elaboram comentários ou recomendações para sua correção. Porém, segundo LEES(2005), o HAZOP não substitui um bom projeto de engenharia, se durante a aplicação da metodologia freqüentemente aparecem muitas falhas de projeto é sintoma de que o processo de elaboração dos projetos não está funcionando corretamente, sendo necessário atenção e correção dos problemas. O Autor recomenda que no acontecimento freqüente de fatos dessa natureza o HAZOP seja paralisado e seja definida outra data para sua realização, com a documentação completa e correta.

2.5.3.9 Análise de Modos de Falha e Efeitos - FMEA (*Failure Mode Effect Analysis*)

A Análise de Modos de Falha e Efeitos permite analisar as maneiras pelas quais um equipamento ou sistema pode falhar e os efeitos que poderão advir, estimando ainda as taxas de falha e propiciando o estabelecimento de mudanças e alternativas que possibilitem uma diminuição das probabilidades de falha, aumentando a confiabilidade do sistema.

De acordo com HAMMER (1993), a confiabilidade é definida como a probabilidade de uma missão ser concluída com sucesso dentro de um tempo específico e sob condições específicas. A FMEA foi desenvolvida por engenheiros de confiabilidade para permitir aos mesmos, determinar a confiabilidade de produtos. Para isto é necessário o estabelecimento de como e quão freqüentemente os componentes desse produto tendem a falhar, e qual o efeito dessa falha para o comportamento do equipamento ou sistema.

De acordo com ABS(2000) e HSE (2001) a FMEA pode ser aplicada para qualquer sistema, sendo porém muito utilizada na identificação de modos de falha em sistemas elétricos e mecânicos como ferramenta de suporte à elaboração de planos de manutenção desses equipamentos, pois o método foca sistematicamente as falhas de cada equipamento envolvido.

A FMEA é realizada primeiramente de forma qualitativa, quer na revisão sistemática dos modos de falha do componente, na determinação de seus efeitos em outros componentes e ainda na determinação dos componentes cujas falhas têm efeito crítico na operação do sistema, sempre procurando garantir danos mínimos ao sistema como um todo. Posteriormente, pode-se proceder à análise quantitativa para estabelecer a

confiabilidade ou probabilidade de falha do sistema ou subsistema através do cálculo de suas probabilidades de falhas de montagens, subsistemas e sistemas, a partir das probabilidades individuais de falha de seus componentes. A técnica propicia a determinação de como poderiam ser reduzidas estas probabilidades, pela substituição de componentes por outros de maior confiabilidade ou pela aplicação de redundâncias de projeto.

Para proceder ao desenvolvimento da FMEA, é primordial que se conheça e compreenda o sistema em que se está atuando, qual a função e objetivos do mesmo, as restrições sob as quais irá operar, além dos limites que podem representar sucesso ou falha.

De acordo com DE CICCO e FANTAZZINI (1993), um procedimento proposto para o preenchimento das várias colunas é o seguinte:

- Dividir o sistema em subsistemas que podem ser efetivamente controlados;
- Traçar diagramas de blocos funcionais do sistema e subsistemas, para determinar os inter-relacionamentos existentes;
- Preparar um *checklist* dos componentes de cada subsistema e sua função específica;
- Determinar através da análise de projetos e diagramas, os modos possíveis de falha que possam afetar outros componentes. Os modos básicos de falha devem ser agrupados em quatro categorias: I- falha em operar no instante prescrito; II- falha em cessar de operar no instante prescrito; III- operação prematura; IV- falha em operação;
- Indicar os efeitos de cada falha sobre outros componentes e como esta afeta a operação do mesmo;
- Estimar a gravidade de cada falha específica de acordo com as categorias de risco, para possibilitar a priorização de alternativas;
- Indicar os métodos usados para detecção de cada falha específica;
- Formular possíveis ações de compensação e reparos que podem ser adotadas para eliminar ou controlar cada falha específica e seus efeitos;
- Determinar as probabilidades de ocorrência de cada falha específica para possibilitar a análise quantitativa.

Uma FMEA analisa de forma geral os modos de falha de um produto. Porém, em um produto podem existir certos componentes ou conjunto deles que sejam especificamente críticos para a missão a que se destina ou para a segurança do operador. Portanto, de acordo com HAMMER (1993), a estes componentes críticos deve ser dada especial atenção, sendo mais completamente analisados do que outros.

A FMECA é uma análise similar a FMEA, que se preocupa com a análise detalhada desses componentes críticos. É conhecida como Análise de Criticalidade e Modos de Falha (FMECA - *Failure Modes, Effects an Criticality Analysis*).

De acordo com AICHE/CCPS (1992), a FMEA e FMECA são bastante eficientes quando aplicadas a sistemas mais simples e de falhas mais singelas, porém não são eficientes para identificar uma exaustiva lista de combinações de falhas de equipamentos que possam acabar em um acidente. Para sistemas complexos recomenda-se o uso de outras técnicas, como a Análise de Árvore de Falhas que será descrita a seguir.

O objetivo de uma FMEA, conforme visto, é identificar modos de falhas singelos em equipamentos e os efeitos que eles podem causar em um sistema ou planta de processo, gerando recomendações para aumentar a confiabilidade dos equipamentos de forma a agregar mais segurança ao sistema.

Os resultados de uma FMEA é uma lista de modos de falhas de equipamentos e seus efeitos. Uma FMEA pode ser atualizada no caso de mudanças de projeto ou modificações no processo. Os resultados são normalmente tabulados em uma tabela conforme o Anexo IV, onde se incluem sugestões para melhoria da segurança ou da confiabilidade do sistema.

Em termos de necessidade de recursos, uma FMEA exige uma série de documentos dentre eles destacam-se: fluxogramas de engenharia, lista de equipamentos da instalação, conhecimentos dos modos de falha dos equipamentos, conhecimentos do sistema e de como ele responde durante a falha de algum equipamento.

De acordo com a AICHE/CCPS (1992), uma FMEA pode ser elaborada por um único analista, porém esse trabalho deve ser revisado por outros membros da equipe a fim de garantir que todos os modos de falha tenham sido analisados. Em caso de muitos e complexos equipamentos se utilizam mais pessoas, todas familiarizadas com as funções dos equipamentos, seus modos de falhas e de como o sistema se comporta na ocorrência dessas falhas.

O tempo de uma FMEA varia de um a três dias para pequenos sistemas até quatro semanas em instalações mais complexas.

Como pontos fortes tem-se o seu largo emprego e compreensão da metodologia. Outra questão importante é a pouca necessidade de recursos humanos, em muitos casos um único analista é suficiente. Pela sua característica ela permite que se identifique que equipamentos são críticos em um sistema em termos de segurança ou continuidade operacional.

Entre as suas fraquezas pode-se citar a dependência de conhecimento e experiência do analista envolvido na tarefa; a necessidade de uma série de desenhos e documentos como base para início dos trabalhos; sua pouca aplicação na área de processo; e a dificuldade de analisar múltiplas falhas e erros humanos, se bem que ela consegue detectar prováveis falhas na operação do equipamento.

2.5.3.10 Árvore de Falhas (*Fault Tree Analysis*)

Segundo LEES(2005), a Análise de Árvore de Falhas foi criação dos Laboratórios da *Bell Telephone* em 1961, a pedido da Força Aérea Americana para avaliação do sistema de controle do Míssil Balístico *Minuteman*.

O principal conceito na árvore de falhas é a transformação de um sistema físico em um diagrama lógico estruturado (a árvore de falhas), onde são especificadas as causas que levam a ocorrência de um específico evento indesejado de interesse, chamado evento topo.

De acordo com o ABS(2001) trata-se de uma técnica de avaliação de frequência, dedutiva, focada em um acidente em particular ou uma falha, seja sistêmica ou de equipamento.

Uma árvore de falhas é um modelo gráfico que mostra as várias combinações possíveis de falhas e/ou erros humanos que possam resultar no evento topo. Esse tipo de análise promove uma descrição qualitativa dos problemas potenciais em forma de combinação de eventos causadores do evento topo e uma estimativa quantitativa das frequências de falhas.

Uma árvore de falhas pode ser utilizada como ferramenta qualitativa, a vantagem em seu uso é a habilidade da ferramenta em identificar as combinações das falhas básicas dos equipamentos e/ou erros humanos que possam levar ao evento topo (acidente). Isso

permite que o analista de riscos identifique quais são os pontos mais críticos e estabeleça medidas preventivas ou mitigadoras nesses pontos para redução da frequência do acidente.

Segundo o HSE(2001) uma árvore de falhas possui as principais utilizações:

- Para avaliação da frequência do evento topo, baseado nas estimativas das taxas de falhas de cada componente da árvore;
- Em uma apresentação de risco, de forma a mostrar como os vários fatores contribuintes se combinam para produzir o evento indesejável;
- Em identificação de perigo, usado qualitativamente para identificar combinações de eventos básico que são suficientes para causar o evento de topo.

O evento indesejado recebe o nome de evento topo por uma razão bem lógica, já que na montagem da árvore de falhas o mesmo é colocado no nível mais alto, no topo do diagrama. Os eventos do nível inferior recebem o nome de eventos básicos ou primários, pois são eles que dão origem a todos os eventos de nível mais alto. A construção da árvore começa com o evento topo e vai descendo através da pesquisa dos demais eventos que possam gerar o evento topo. Aos poucos vão sendo montados vários níveis de eventos, o que causa uma estrutura semelhante a uma árvore, origem do nome da metodologia.

Em que ponto finalizar uma árvore de falhas? Segundo TAYLOR(2000), em análises de sistemas complexos, com muitos graus de redundância a construção da árvore torna-se muito complexa, chegando a atingir milhares de eventos, como é o caso da indústria nuclear. Uma abordagem utilizada para se estabelecer um ponto de corte, conhecida como *cut set*, é manter a combinação de eventos de um determinado ramo da árvore dentro de um valor de probabilidade pré-definido. A análise deve ser desenvolvida enquanto a combinação de eventos não atingir valores menores que um limiar pré-estabelecido (*cut set*), ou enquanto a probabilidade de uma causa não ficar significativamente menor do que as demais causas constituintes de um mesmo evento.

Segundo TAYLOR(2000) pode ser feita uma avaliação dos *cut sets mínimos* que levam ao evento topo. Em um ramo da árvore de falhas existem vários caminhos que levam ao evento topo. O *cut set mínimo* desse ramo é o menor caminho que leva ao evento topo.

Essa lista de cut sets mínimos pode ser qualitativamente classificada por número e tipo ou falhas de cada *cut set*. A classificação é feita através do número de falhas que possuem. *Cut sets mínimos* que contém muitas falhas são geralmente caminhos menos prováveis do que os que contém poucas falhas. A vantagem da *lista de cut sets mínimos* é que uma análise dessa lista revela pontos fracos de operação e projeto. Conhecendo essas fraquezas, ações podem ser sugeridas para resolvê-las.

Para cada evento de nível inferior, deve ser verificada qual condição lógica é necessária para produzir o evento do nível superior. Por exemplo: se um único evento básico ocasiona a ocorrência do evento topo utiliza-se uma porta lógica "OU" (OR) para representar essa ligação. Caso o evento topo só ocorra se todos os eventos básicos estiverem presentes utiliza-se então o conector "E" (AND). A montagem da árvore de falhas vai continuamente sendo feita como esse exemplo utilizando-se as portas lógicas tradicionais da álgebra de Boole que podem ser vistas no Anexo V.

O objetivo de uma árvore de falhas é identificar combinação de falhas de equipamentos ou erros humanos que possam resultar em um acidente. A árvore de falhas é uma metodologia que se aplica muito bem em análises de sistemas com alta redundância. Se o caso da análise for um sistema particularmente vulnerável a uma falha única, o uso de uma FMEA ou um HAZOP deverá ser mais aconselhado. Segundo a AICHE/CCPS (1992), as Árvores de Falha são utilizadas também como complemento de análises anteriores como uma APP/APR ou um HAZOP e que tenha observado um importante cenário que carece de um estudo mais detalhado.

Segundo HAMMER (1993), para se proceder à análise quantitativa, deve-se primeiramente realizar a análise qualitativa. Em muitas ocasiões a análise termina na fase qualitativa, quando o que se deseja é a identificação dos contribuintes principais do evento topo.

Resumindo, a avaliação qualitativa pode ser usada para analisar e determinar que combinações de falhas de componentes, erros operacionais ou outros defeitos que podem causar o evento topo.

Já a avaliação quantitativa é utilizada para determinar a probabilidade de falha no sistema pelo conhecimento das probabilidades de ocorrência de cada evento em particular.

Desta forma, para ALBERTON(1996), o método pode ser desenvolvido através das seguintes etapas:

- Seleção do evento indesejável, cuja probabilidade de ocorrência deve ser determinada;
- Revisão dos fatores intervenientes: do ambiente, dados do projeto, exigências do sistema, etc., determinando as condições, eventos particulares ou falhas que possam vir a contribuir para ocorrência do evento topo selecionado;
- Montagem, através da diagramação sistemática, dos eventos contribuintes e falhas levantadas na etapa anterior, mostrando o inter-relacionamento entre estes eventos e falhas, em relação ao evento topo. O processo se inicia com os eventos que poderiam, diretamente, causar tal fato, formando o primeiro nível - o nível básico. À medida que se retrocede, passo a passo, até o evento topo, são adicionadas as combinações de eventos e falhas contribuintes. Desenhada a árvore de falhas, o relacionamento entre os eventos é feito através das portas lógicas;
- Através de Álgebra Booleana são desenvolvidas as expressões matemáticas adequadas, que representam as entradas da árvore de falhas. Cada porta lógica tem implícita uma operação matemática, podendo ser traduzida, em última análise, por ações de adição ou multiplicação;
- Determinação da probabilidade de falha de cada componente, ou seja, a probabilidade de ocorrência do evento topo será investigada pela combinação das probabilidades de ocorrência dos eventos que lhe deram origem.

De acordo com DE CICCIO *et* FANTAZZINI (1993) a estrutura básica de construção de uma árvore de falhas pode ser sintetizada conforme a figura 10.

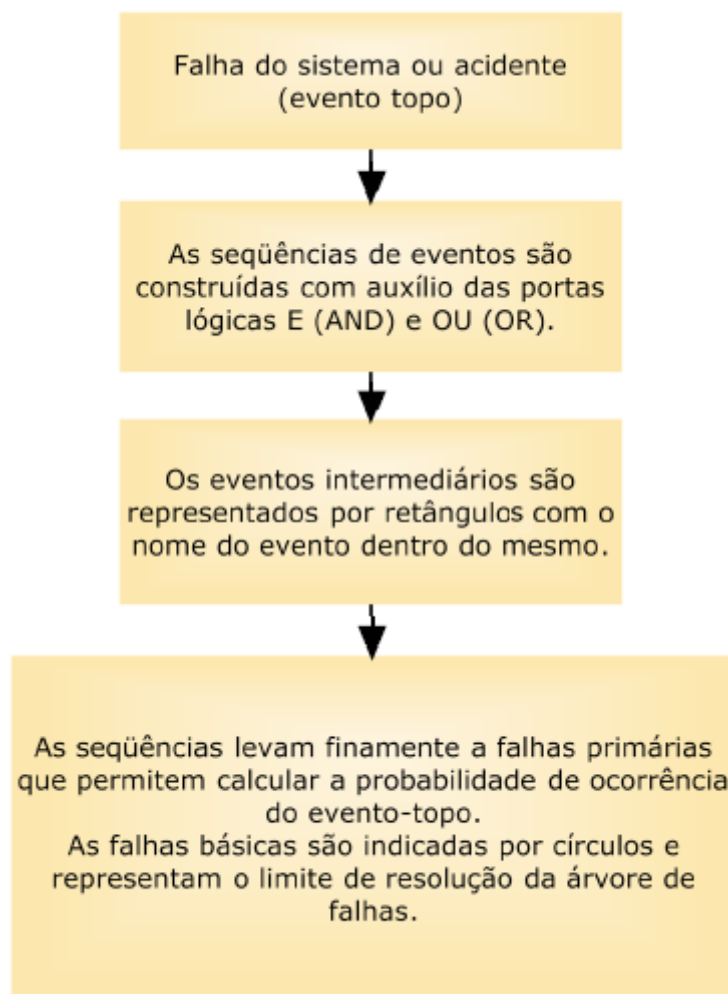


Figura 10 – Estrutura Básica de modelagem de uma árvore de falhas
Fonte: DE CICCO et FANTAZZINI

Já TAYLOR (2000), estabelece um procedimento para a construção da árvore de falhas que tem como principal diferença a elaboração prévia do que ele intitula como árvore de perigos. A árvore de perigos funciona como um orientador na construção da árvore de falhas.

O princípio da árvore de perigos é pegar uma classe genérica de acidente ampla o suficiente para cobrir o problema de interesse. Essa classe deverá ser subdividida em subclasses e essas subclasses novamente divididas em sub-subclasses. Cada subclasse deve possuir eventos mutuamente exclusivos, possuir os eventos grosseiramente no mesmo nível e ter uma cobertura lógica completa dos perigos.

Eventos mutuamente exclusivos são aqueles cuja ocorrência de um elimina a possibilidade de ocorrência do outro. Neste caso a probabilidade de ocorrência de um ou outro evento é expressa por:

$$P(A \text{ ou } B) = P(A) + P(B)$$

Equação 3 – Evento Mutuamente exclusivo
Fonte: TAYLOR (2000)

Onde: $P(A \text{ ou } B)$ é a probabilidade de ocorrência do evento A ou do B;

$P(A)$ é a probabilidade de ocorrência do evento A e,

$P(B)$ é a probabilidade de ocorrência do evento B.

A Figura 11 mostra um exemplo de árvore de perigos tendo como evento topo um incêndio.

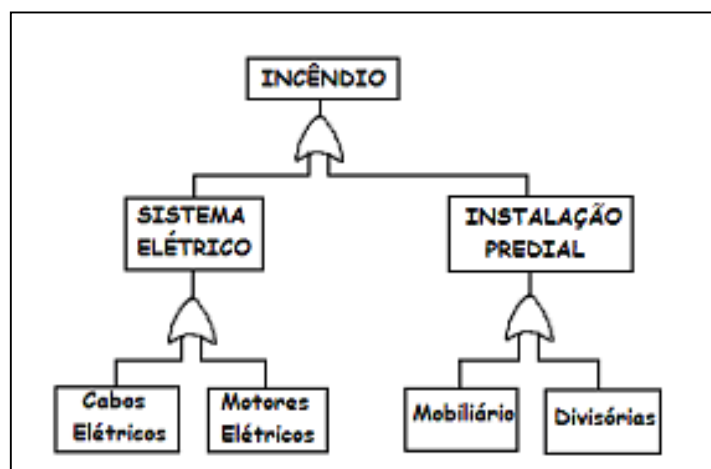


Figura 11– Árvore de perigos
Fonte: TAYLOR(2000)

Como resultado de uma árvore de falhas temos um modelo lógico de falhas do sistema elaborado com base nas portas lógicas para descrever como as falhas dos equipamentos e os erros humanos acontecem, resultando no evento topo.

O trabalho exige uma detalhada compreensão de como a unidade, processo ou sistema funciona. Para isso a documentação relativa ao processo, documentos de engenharia e procedimentos de operação devem estar disponíveis e detalhados. Em

termos de recursos humanos um bom analista consegue fazer uma árvore de falha⁷ desde que tenha acesso à documentação e seja capaz de desenvolver um amplo conhecimento do processo envolvido. De qualquer forma deve ser elaborada uma revisão do trabalho pelos profissionais que possuem conhecimento e experiência na instalação, sejam eles da área de projeto, operação, manutenção, ou outros que se fizerem necessários.

Sobre o tempo gasto uma análise de árvore de falhas pode despende dois dias em pequenos sistemas até cinco semanas para os sistemas mais complexos.

Vários autores comentam que, se for solicitado a dois analistas a elaboração de uma análise de árvore de falhas para uma mesma instalação, elas não serão iguais. De acordo com TAYLOR(2000), isso ocorre pelo fato de uma árvore de falhas ser uma representação da realidade percebida sob a ótica do observador. Pode-se atenuar essa característica através de uma forte padronização na definição dos modelos para componentes como, por exemplo, a utilização de frases padrões para descrição dos eventos.

Os principais pontos fortes da metodologia são: ter ampla aceitação; ser capaz de identificar diferentes tipos de cenários indesejáveis (eventos topo) oriundos de uma combinação de várias circunstâncias diferentes; ser capaz de determinar uma probabilidade de falha para sistemas novos e complexos; ser capaz de identificar erros humanos provenientes de falhas operacionais; produzir uma forma de representação lógica e de fácil compreensão; ser uma ferramenta útil para aplicação de confiabilidade aos equipamentos.

Suas fraquezas podem ser vistas como: Por possuir uma configuração bastante segmentada do diagrama lógico torna-se difícil para o analista fazer algumas suposições em termos de probabilidades; ser tarefa bastante árdua em grandes sistemas, consumindo muito tempo do analista; necessitar de bastante experiência do analista; e finalmente, todos os eventos devem ser assumidos como eventos independentes.

O Anexo VI ilustra uma árvore de falhas elaborada para o evento topo 'perda de geração'.

⁷ Existem vários e bons softwares no mercado

2.5.3.11 Análise de Árvore de Eventos (*Event Tree Analysis*)

Segundo AICHE/CCPS (1992), uma análise de árvore de eventos mostra graficamente os resultados de um acidente advindo de um evento iniciador, sejam eles uma falha específica de um equipamento ou uma falha humana.

A metodologia busca determinar as frequências das conseqüências decorrentes dos eventos indesejáveis, utilizando encadeamentos lógicos a cada etapa de atuação do sistema.

Ao se elaborar uma análise de árvore de eventos (figura 12) são consideradas as respostas dos sistemas de proteção e as possíveis ações dos operadores que se seguem ao evento iniciador. A relação de falha ou sucesso dessas respostas é que irá determinar os resultados possíveis (os acidentes).

Essa metodologia produz uma descrição qualitativa das combinações de eventos que produzirão situações de emergência, ou seja: o conjunto de falhas ou erros humanos que conduzem ao acidente. Pode-se também obter uma estimativa quantitativa das frequências ou probabilidade de ocorrência sendo importante ferramenta na definição medidas que reduzam essa probabilidade. Esses resultados descrevem passo a passo uma seqüência de eventos, sucessos ou falhas das funções de segurança que se seguem à ocorrência do evento iniciador.

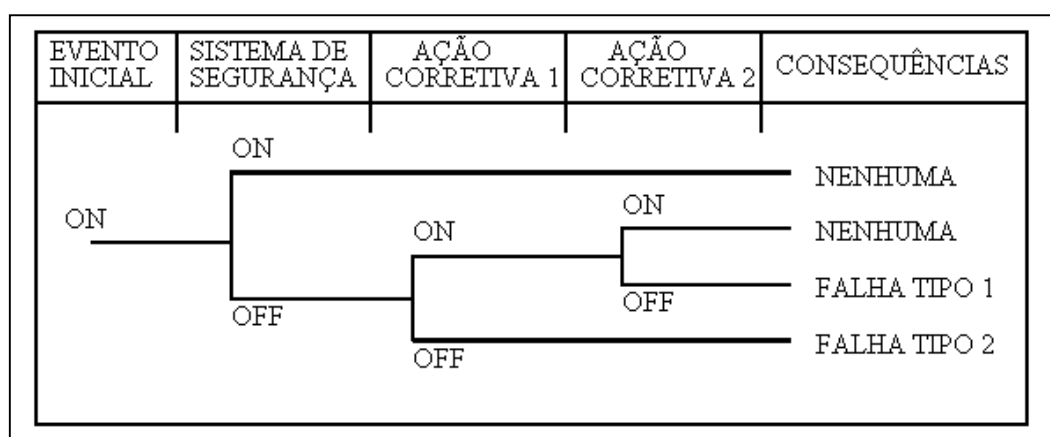


Figura 12 – Árvore de Eventos genérica
Fonte: ALBERTONI(1996)

Para produzir-se uma da árvore de eventos são efetuados os seguintes passos:

- Definição do evento iniciador que pode conduzir ao acidente;

- Definição dos sistemas de segurança que irão atuar mitigando o evento iniciador;
- Estabelecer uma árvore lógica de decisões as várias seqüências de acontecimentos que podem surgir a partir do evento inicial;
- Calcular as probabilidades de cada ramo do sistema que conduz a alguma falha (acidente).

A figura 13 mostra uma árvore de eventos aplicada a uma colisão entre um FLOTEL e uma plataforma fixa, devido a falhas no sistema de ancoragem. Uma árvore de eventos deve ser lida da esquerda para a direita onde o evento iniciador fica à esquerda e todos os demais irão abrindo ramos à direita. Observa-se que o desenho vai criando ramificações através do evento inicial em pares de respostas SIM /NÃO quanto ao sucesso ou falha do evento, traçando todos os resultados possíveis para o evento iniciador. A seqüência de acidentes descrita segue uma combinação de portas lógicas “E” (AND) para os diversos ramos.

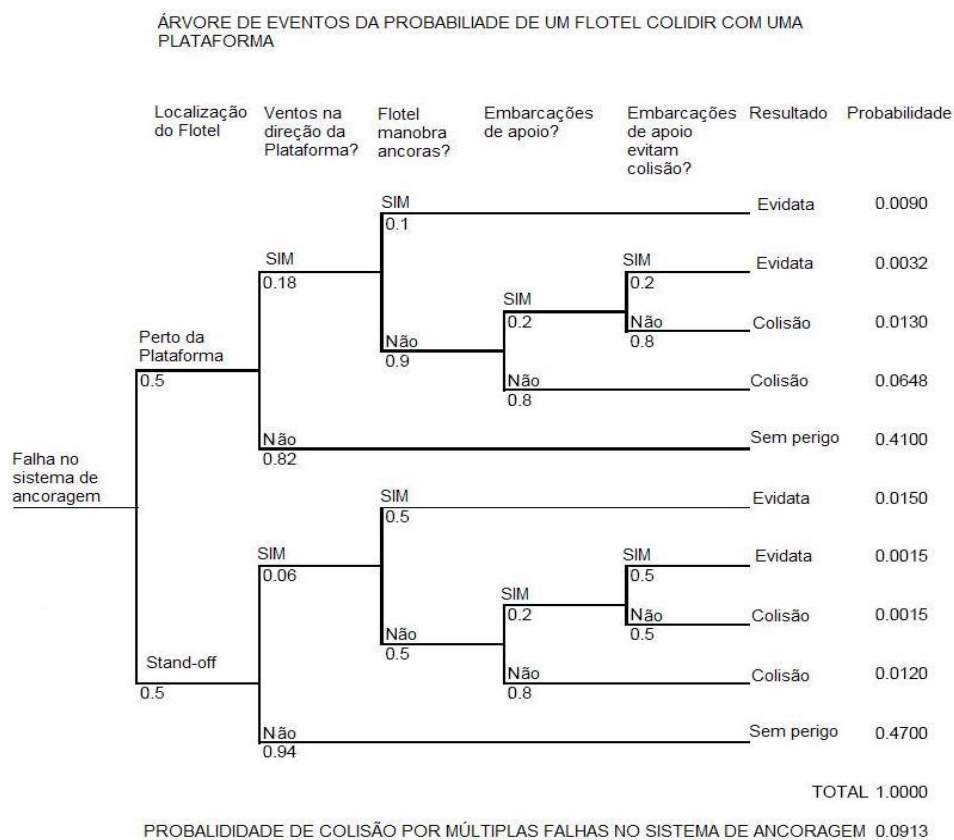


Figura 13 – Árvore de eventos da colisão de um FLOTEL com uma plataforma
Fonte: HSE(2001)

A análise dos resultados leva a identificação das potenciais fraquezas do sistema com relação aos sistemas e segurança ou aos planos de emergência estabelecidos.

A construção começa com o evento iniciador e caminha se subdividindo em vários braços em função da resposta SIM/NÃO, como por exemplo: Um equipamento de proteção falhou? Essa pergunta é geralmente binária (S/N), porém pode também ser em termos percentuais (100%, 20% ou 0% no caso de estar se referindo a uma falha de uma válvula de controle). Cada braço é condicionado a uma resposta do braço anterior da árvore.

A quantificação de uma árvore de eventos é relativamente simples, a probabilidade associada a cada braço, através a aplicação da condicional SIM/NÃO, dará as respostas de todos os braços conduzindo a eles. A soma das probabilidades para todos os resultados é valor unitário, se isso não ocorrer há algum erro na árvore. Um braço origina um conjunto de resultados no final da árvore. O somatório da probabilidade desses resultados é a probabilidade do braço que os originaram.

Uma análise de árvore de eventos é uma metodologia muito boa para a análise de sistemas com muitos dispositivos de segurança ou procedimentos de emergência embutidos. Por conseguinte, o propósito de uma árvore de eventos é identificar os vários acidentes que podem ocorrer em um sistema complexo.

Para elaboração de uma análise de árvore de eventos é necessário o conhecimento prévio dos eventos iniciadores potenciais (que pode ser feito através de uma árvore de falhas), do conhecimento das funções de segurança do sistema e dos planos de resposta às emergências.

Um único analista com apoio de um staff de especialistas dos sistemas a serem estudados pode elaborar uma análise desse tipo. O tempo para se elaborar uma análise de árvore de eventos varia de três a cinco dias, para pequenos sistemas, até três ou cinco semanas, no caso de sistemas complexos.

Segundo HSE(2001), os pontos fortes de uma análise de árvore de eventos são: 1) ser amplamente aceita e utilizada; 2) ser apropriado para muitos perigos no estudo quantitativo de riscos que surgem de seqüência de falhas sucessivas; 3) ser uma forma clara e lógica de apresentação; 4) ser simples e de fácil compreensão.

Como pontos fracos: 1) perder a eficiência no caso de ocorrência de muitos eventos combinados, com muitos ramos redundantes; 2) todos os eventos devem ser assumidos

como eventos independentes; 3) perde clareza quando aplicada a sistemas que não terminam em uma falha simples ou um estado de operação do sistema.

2.5.3.12 Uso de Abordagens Semiquantitativas

As metodologias semiquantitativas são um passo avante em direção às técnicas mais sofisticadas de análise. Utilizam-se as técnicas originariamente desenvolvidas para análise quantitativa de riscos, o que é o caso da utilização de Árvore de Falhas ou Árvore de Eventos, sem a quantificação dos resultados ou LOPA (visto adiante).

De acordo com HSE(2000), esse tipo de emprego permite identificar a escalada de eventos que desembocam em um grande acidente. Pode-se entender o espectro de eventos iniciadores e os impactos que criam no sistema além de como as proteções irão agir de forma a impedir o seu escalonamento.

Na abordagem semiquantitativa não é necessário avaliar probabilidades, a estrutura da árvore torna-se suficiente para demonstrar os meios pelos quais perigos principais surgem e mostrar qual os pontos mais críticos. A partir dessa análise um grupo especificamente designado poderá julgar a suficiência das proteções ou recomendar a implementações de proteções adicionais.

2.5.3.13 Análise de Causa e Conseqüência

Segundo a AICHE/CCPS (1992), a Análise de Causa e Conseqüência foi desenvolvida por D.S. Nielsen entre os anos de 1971 e 1975, tendo J.R.Taylor contribuído também no seu desenvolvimento. Essa metodologia pode ser vista como uma combinação das duas técnicas descritas anteriormente, a Análise de Árvore de Falhas e a Análise de Árvore de Eventos.

De acordo com TAYLOR (2000), instalações complexas, com vários estágios de processo ou usinas nucleares, possuem um grande leque de grandes acidentes potenciais. São instalações que possuem uma série de dispositivos de segurança e a construção da árvore de falhas engloba uma quantidade muito grande de recursos pelo volume de eventos e ramos que possuem suas árvores. Por conseguinte, devido a essas características torna-se difícil e lenta a definição da seqüência de eventos que origina

um grande acidente. Nesse caso é preferível antecipar-se em relação aos eventos mais catastróficos e suas conseqüências possíveis.

Ainda segundo TAYLOR(2000), uma análise de conseqüência (Anexo VIII) é uma técnica que exprime de maneira gráfica e qualitativa como os eventos se relacionam e a sua seqüência de acontecimentos ao longo do tempo. Parte-se de um evento crítico inicial e vai sendo traçada a seqüência de eventos que ocorrem durante a operação normal do processo ou do sistema em estudo resultando no diagrama final que é denominado diagrama de causa e conseqüência.

Essa característica promove uma fácil comunicação de todo o processo do acidente, mostrando o relacionamento entre as diversas etapas de um acidente, desde as suas causas básicas até as suas possíveis conseqüências.

Segundo LEES(2005), o diagrama de causa e conseqüência é construído definindo-se um evento crítico desenvolvendo-se por árvore de falhas as causas desse evento, e por árvore de eventos as possíveis conseqüências do mesmo. Objetivo é identificar as causas básicas e conseqüências dos acidentes potenciais. Como resultado tem-se um diagrama retratando a seqüência de acidentes e uma descrição qualitativa dos resultados potenciais de um acidente.

Para sua execução é necessário conhecer: os modos de falha dos componentes do processo, os procedimentos e planos de emergência e como os sistemas de segurança influenciam no acidente.

Uma análise de causa e conseqüência pode ser elaborada por uma única pessoa, porém recomenda-se que seja feita por um pequeno grupo multidisciplinar. Um líder com conhecimento de Análise de Árvore de falhas e de Eventos, sendo os demais com experiência nos sistema a ser estudado nas áreas de projeto, operação, inspeção e manutenção. O tamanho do grupo depende da complexidade do sistema a ser estudado.

Segundo AICHE/CCPS (1992), a elaboração de uma análise detalhada comporta, para o caso de instalações complexas, de três a cinco semanas de trabalho ou três a cinco dias de trabalho na análise de instalações simples.

Uma variação recente do diagrama de causa e conseqüência que tem se popularizado muito na Europa é o denominado Diagrama Gravata Borboleta (*Bow Tie Diagrams*) e TAYLOR(2000) denomina esse diagrama como Diagrama de Barreira de Segurança (*Safety Barrier Diagrams*).

O Diagrama borboleta combina um diagrama de causa e consequência em um único papel, com a árvore de falhas desenhada à esquerda e a árvore de eventos à direita. Isso tudo em um mesmo alinhamento horizontal tendo como o centro da figura o evento indesejado (acidente), conforme ilustra a figura 14.

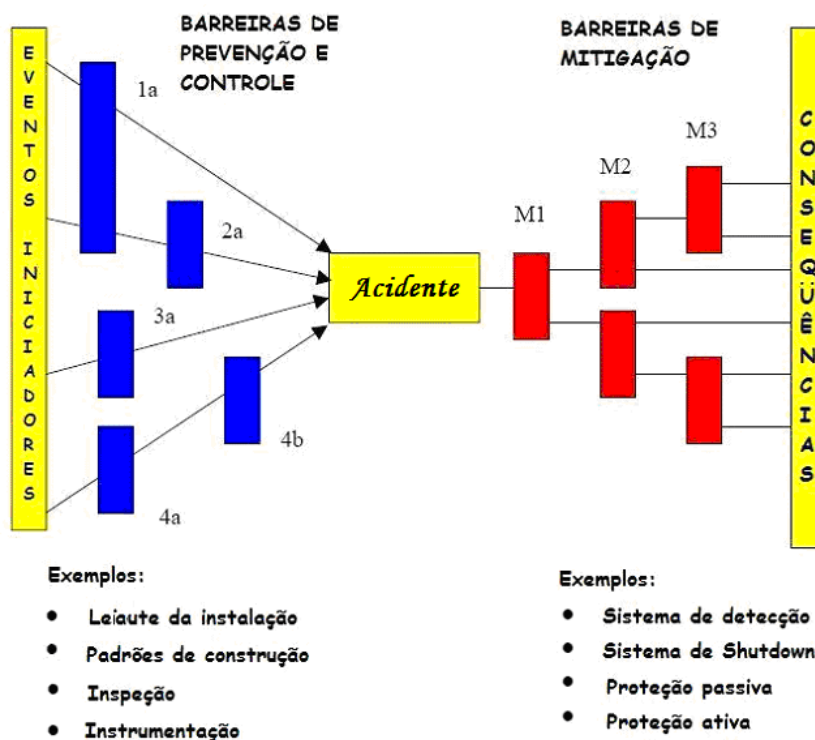


Figura 14 - Diagrama Gravata Borboleta
Fonte: Adaptado HSE - Offshore Information Sheet No. 3/2006

O HSE(2001) lista como vantagens a capacidade de observar em um único diagrama a gama de eventos iniciadores que resultam em um acidente, a clara visão das salvaguardas instaladas, a lógica estabelecida entre os eventos que culmina com o acidente, as barreiras ou camadas de proteção existentes, as possíveis consequências e de como a ligação entre as barreiras e o sistema de segurança está estabelecida.

A grande vantagem do diagrama é permitir aos funcionários e ao corpo gerencial, uma fácil compreensão dos principais atores dos acidentes, sejam quanto às falhas que possam levar a ocorrência do acidente, ou as barreiras de proteção existentes. A análise do diagrama torna claro se as salvaguardas constantes na instalação estão suficientes ou não, além de despertar a consciência na necessidade de priorizações de serviços para a

manutenção dessas barreiras. O HSE recomenda um balanceamento entre as barreiras de segurança tanto do lado esquerdo do diagrama (árvore de falhas) quanto do lado direito (árvore de eventos). O ideal é um número parecido entre as barreiras que impedem a ocorrência do acidente (ex. função instrumentada de segurança) e barreiras que agem na mitigação do mesmo (ex. diques de contenção, planos de resposta à emergência, etc).

O conceito de barreira será visto adiante quando da apresentação da Análise das Camadas de Proteção.

2.5.3.14 Análise das Camadas de Proteção (*Layer of Protection Analysis - LOPA*)

LOPA é definida pelo AICHE(2001) como uma metodologia de análise semiquantitativa de riscos que pode ser aplicada em seguida a qualquer técnica de análise qualitativa de perigos como, por exemplo, um HAZOP.

LOPA é uma abordagem racional, o risco é baseado em respostas consistentes, tendo a documentação como subsídio principal para a tomada de decisão.

O termo semiquantitativo é devido ao fato de embora a técnica utilize números na estimativa o risco, seus valores são geralmente definidos de forma conservativa utilizando-se uma estimativa da probabilidade de falhas de equipamentos ou sistemas, e usualmente em ordem de grandeza. O resultado final, intencionalmente conservativo, é uma estimativa numérica com valores em ordem de grandeza dos riscos.

O ponto de partida para o uso de LOPA é a prévia identificação de um evento indesejado e de suas prováveis causas, feita anteriormente com o uso de alguma metodologia de identificação de perigos, estabelecendo-se então um cenário em função da relação causa conseqüência. Portanto LOPA necessita, para o seu emprego, da aplicação de uma técnica anterior de identificação de perigos. A técnica mais comumente utilizada como antecedente ao LOPA é o HAZOP, pode também ser precedida por uma APP, “E SE/lista de verificação” ou qualquer outra técnica de identificação de perigos.

Definido o evento indesejado e suas prováveis causas, a severidade (conseqüência) é então estimada. Pode ser através de modelagem de conseqüências ou simplesmente por uma avaliação qualitativa. A freqüência dos eventos iniciadores é estimada baseando-se em banco de dados ou através de dados históricos. Passa-se então para a pesquisa das salvaguardas previstas, e a verificação se elas agirão como barreiras ou camadas de proteção.

Para que uma salvaguarda possa ser considerada uma camada de proteção independente ou IPL (*Independent Protection Layer*) na língua inglesa, dois aspectos devem ser atendidos:

- Ser efetiva na prevenção ou mitigação do cenário;
- Ser independente de qualquer evento iniciador do cenário indesejado ou de qualquer outra camada de proteção.

A análise da capacidade dessas barreiras ou camadas de proteção em mitigar ou impedir a ocorrência do evento é a fase principal dessa metodologia, tanto que originou seu nome: Análise das Camadas de Proteção.

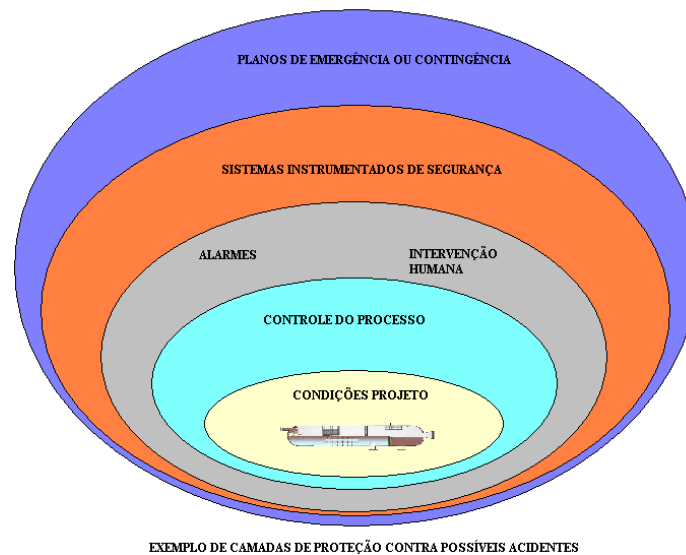


Figura 15 - Exemplo de Camadas de Proteção
Fonte: Adaptado de AICHE/CCPS(2001)

A estimativa da probabilidade de ocorrência do evento indesejado é então estabelecida multiplicando-se a frequência do evento iniciador pelo produto das camadas independentes de proteção conforme a equação a seguir:

$$f_i^C = f_i^I + \prod_{n=1} PFD_{ij};$$

$$= f_i^I \times PFD_{i1} \times PFD_{i2} \times \dots \times PFD_{ij}$$

Equação 4 – Cálculo da probabilidade de ocorrência do evento indesejado
Fonte: AICHE/CCPS (2001)

onde:

f_i^C = frequência para consequência C para o evento iniciador i

f_i^I = frequência do evento iniciador para o evento iniciador i

PF_{Dij} = probabilidade de falha na demanda da enésima IPL⁸ que protege contra a consequência C para o evento iniciador i

Comparando-se os valores obtidos com um critério de riscos toleráveis previamente estipulado pela companhia, pode-se recomendar a implementação de novas camadas de proteção de forma a garantir-se que os riscos ficarão dentro dos patamares previamente definidos pela organização.

Em suma, LOPA proporciona um método para se verificar se as barreiras instaladas são suficientes em garantir que a segurança da instalação esteja dentro de valores considerados toleráveis, dentro da filosofia ALARP. LOPA pode também ser vista como uma parte de uma análise qualitativa de riscos, ou como o ramo mais crítico de uma árvore de eventos, veja a figura 16. Na prática o analista utilizar LOPA não terá toda a árvore de eventos. Por isso LOPA utiliza os cenários de uma APP ou um HAZOP. O objetivo é utilizar os cenários que representam os riscos mais significantes.

De acordo com a AICHE/CCPS (2001), LOPA pode ser utilizada como uma extensão de uma análise preliminar de perigos quando o cenário for muito complexo ou as consequências forem severas demais para uma avaliação puramente qualitativa.

Considera-se um cenário complexo aquele: 1) que não se compreende suficientemente o evento iniciador; 2) que não se compreende a seqüência de eventos ou, 3) que não se garante que as salvaguardas existentes são efetivamente IPLs.

Uma outra aplicação de LOPA é a indicação de que cenários poderão ser passíveis de uma análise qualitativa de riscos(AQR).

⁸ IPL = camada de proteção

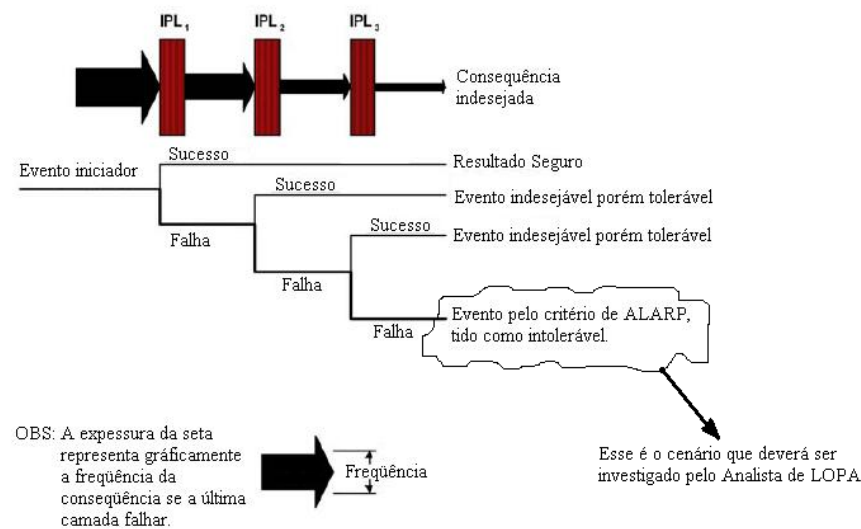


Figura 16 – Comparação entre LOPA e Árvore de Eventos.
Fonte: AICHE/CCPS (2001)

A Figura 17, extraída de AICHE/CCPS(2001), ilustra que LOPA, por ser uma metodologia intermediária entre as análises mais simples e as quantitativas, pode ser aplicada em dez a vinte por cento dos cenários de uma instalação.

LOPA não deve ser utilizada como substituta das análises quantitativas de risco nos casos em que são requeridos modelos de comportamento humano ou modelos de falhas de equipamento.

Segundo a AICHE/CCPS(2001) são necessários os seguintes passos durante uma análise de LOPA:

- Identificação das conseqüências dos cenários de riscos, através de APPs, HAZOPs, ou outra ferramenta aplicável;
- Seleção do cenário de acidente – LOPA descreve sempre um cenário por vez, mantendo uma relação direta uma causa para uma conseqüência;
- Identificação dos eventos iniciadores e suas freqüências (podem ser tabeladas);
- Identificação das camadas de proteção e estimativa de suas probabilidades de falhas na demanda de cada camada;
- Estimativa do cenário de risco através da combinação dos dois itens anteriores, e,

- Avaliação do risco comparando-se com um referencial da empresa que exprime os riscos toleráveis pela organização.

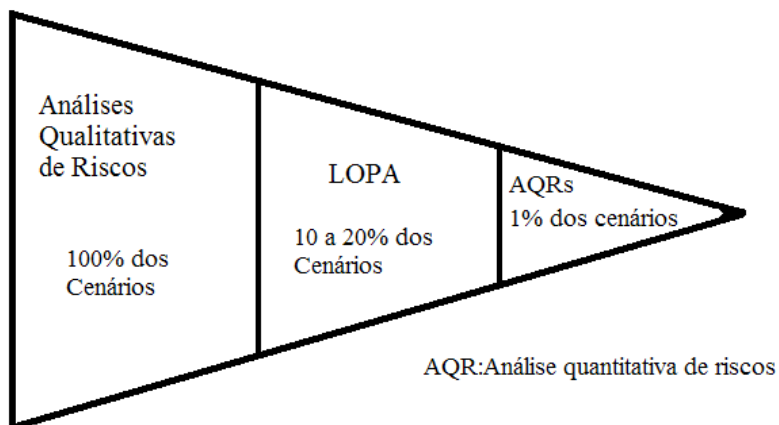


Figura 17– Espectro das metodologias em função da quantidade de cenários aplicáveis.
Fonte: AICHE/CCPS (2001)

Em termos de documentação, necessita-se da documentação pronta do projeto básico, da definição dos equipamentos e fluxogramas já elaborados. Uma análise de LOPA pode ser elaborada por uma única pessoa, pode-se também utilizar o mesmo grupo que participante das reuniões de identificação de perigo para efetuar o LOPA.

Como pontos fortes da metodologia, a AICHE/CCPS(2001) cita:

- O tempo menor na sua utilização se comparado com as análises quantitativas;
- A discussão do risco tende a ser mais padronizada tirando a subjetividade que ocorre nas análises qualitativas, além de proporcionar uma melhor defesa de seus resultados;
- Sendo executadas de forma padronizada, proporciona uma boa comparação entre plantas ou instalações de uma mesma companhia;
- Pode ajudar na definição do nível ALARP das instalações;
- É muito utilizada para definição das camadas dos níveis de SIL através das normas ISA S 84.01, IEC 61508 e IEC 61511.

Como limitações a mesma publicação cita:

- Comparação entre cenários de risco só vale para métodos de LOPA idênticos;
- Os números gerados pelo LOPA são grosseiros, dando uma visão de ordem de grandeza do risco;
- Por ser um método simplificado não é aplicável a todos os cenários, em alguns casos a simples aplicação de uma análise qualitativa é o suficiente em outros casos tornam-se necessário análises mais sofisticadas (quantitativas);
- LOPA gasta mais recursos que análises qualitativas, para decisões mais simples o ganho em usar LOPA é mínimo.
- LOPA não é uma ferramenta de identificação de perigos.

2.5.3.15 Análise de Confiabilidade Humana (Human Reliability Analysis – HRA)

A análise de confiabilidade humana é uma avaliação sistemática dos fatores que influenciam a performance do trabalho humano. Envolve os seguintes passos:

- Descrição das características dos empregados, das condições ambientais do trabalho e das tarefas realizadas;
- Avalia a interface homem-máquina;
- Analisa cada tarefa com a visão do operador;
- Analisa as possibilidades de erro humano em relação à função que o operador está exercendo, e finalmente;
- Documenta os resultados.

Em suma, descrevem as características físicas, o meio ambiente, os desafios, conhecimentos e capacitação necessária para a execução da tarefa específica. Uma análise de confiabilidade humana irá identificar situações potenciais que poderão causar ou iniciar acidentes.

Uma análise de confiabilidade humana pode também ser utilizada para traçar as causas dos erros humanos, sendo em geral desenvolvidas em conjunto com outras técnicas de avaliação de perigos.

Uma análise de confiabilidade humana lista sistematicamente as situações potenciais de erros identificados durante uma operação normal ou de emergência, os fatores contribuintes desses erros, e apresenta propostas de modificações no sistema para reduzir a probabilidade de ocorrência desses erros. Podem-se encontrar resultados qualitativos ou quantitativos, as análises incluem a identificação das interfaces afetadas por erros específicos e classificando esses erros em relação aos demais, baseados em sua probabilidade de ocorrência ou severidade da consequência. Os resultados são facilmente atualizados para mudanças de projeto ou sistema, ou treinamento.

Esse tipo de análise requer dados como: procedimentos operacionais, informações pessoais fornecidas por entrevistas com os empregados, conhecimento do leiaute da unidade, funções, o leiaute do painel de controle e a configuração do sistema de alarme.

Em relação ao pessoal, geralmente de um a dois analistas serão capazes de promover o estudo. Os analistas devem se familiarizar com as técnicas de entrevistas e devem ter fácil acesso aos empregados e a todas as informações pertinentes.

O tempo e custo desse tipo de análise são proporcionais à quantidade e tamanho das tarefas analisadas. Estudos de pequenas unidades consomem em torno de um dia de trabalho, já para largas plantas gastam-se três a quatro semanas.

3 METODOLOGIA DA PESQUISA

A presente pesquisa foi elaborada em consonância com o grau de desenvolvimento do conhecimento sobre o tema, Avaliação de Riscos.

Esta pesquisa em razão do problema formulado e do seu escopo pode ser classificada como:

- Aplicada – Seu objetivo é a solução de um problema específico;
- Bibliográfica – Consiste em análise e interpretação de dispositivos normativos, práticas recomendadas, dados e informações disponíveis na literatura;
- Qualitativa – A abordagem adotada foi entrevistas com os participantes e comparação das impressões colhidas nas entrevistas com o resultado obtido no estudo;
- Descritiva – A pesquisa pretende entender e descrever os processos e as características da situação problema envolvendo os atores na questão da avaliação de riscos de uma unidade industrial em operação.

3.1 LEVANTAMENTO BIBLIOGRÁFICO

O cerne dessa pesquisa está calcado no levantamento de bibliografia específica sobre o tema, seja a literatura elaborada por autores consagrados, por instituições ou através de normas e procedimentos referentes ao assunto abordado além de consulta a sites especializados. Foi efetuada também a consulta a manuais, normas e informações provenientes de palestras e seminários internos à empresa e alguns com abrangência internacional.

3.2 ESCOPO DA PESQUISA

A investigação conduzida neste estudo abordou os aspectos referentes à elaboração de uma avaliação de perigos efetivamente realizada em uma grande unidade de produção. Foi escolhido um FPSO com cerca de dez (10) anos de entrada em produção, onde a instalação já tinha sido alvo de uma série de melhorias tanto relativas à necessidade

operacional e conformidade legal como também às políticas de Segurança, Saúde e Meio Ambiente que foram adotadas na PETROBRAS.

3.3 O DELINEAMENTO DA PESQUISA

A investigação conduzida nesse estudo foi orientada através do plano de trabalho ilustrado pela figura 18 a seguir.

Seja a fase de preparação: nessa fase foram limitadas a área de atuação e a questão da administração; definiu-se o escopo a ser estudado tendo como base o desenvolvimento de um projeto de estudo de caso.

A fase de desenvolvimento possui uma primeira etapa que consiste na preparação, coleta e análise de dados, isso baseado na formulação de um método para escolha da unidade a sofrer o estudo de caso, que será visto no capítulo 4.

Efetuuou-se a seguir, um levantamento bibliográfico tanto nos padrões e normas da PETROBRAS, de outras empresas da mesma atividade, como também de organismos internacionais ligados à atividade de E&P.

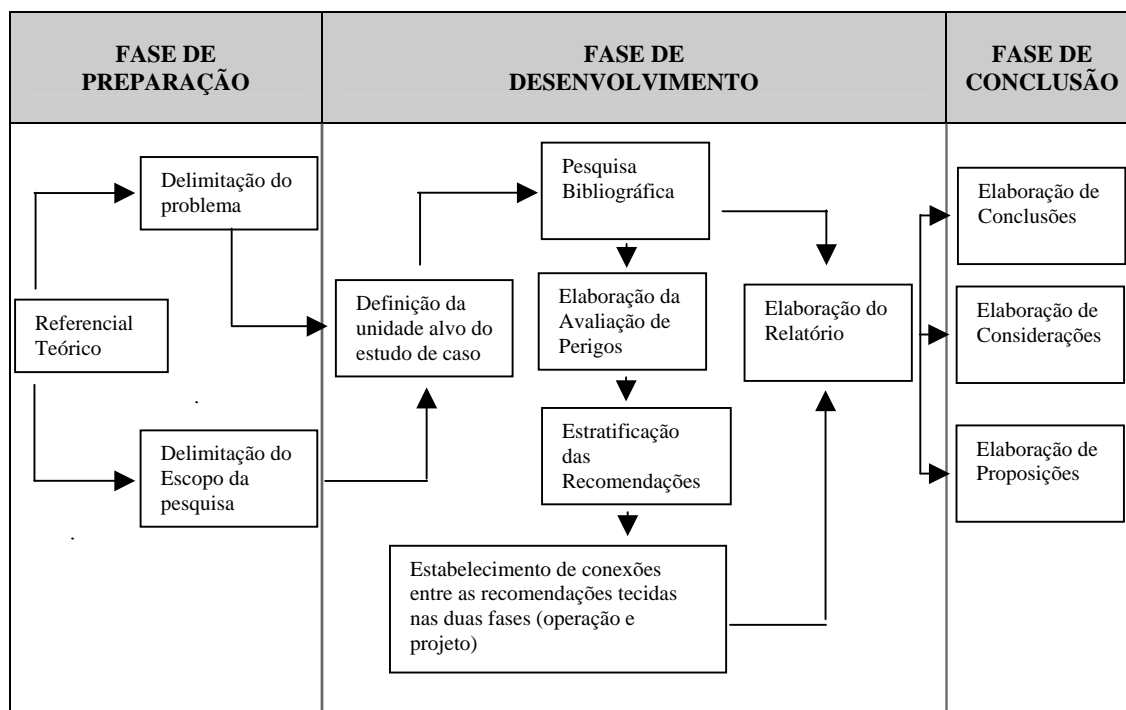


Figura 18 – Metodologia para o estudo de caso
Fonte: Adaptado de YIN(2005)

Posteriormente, realizou-se a conclusão dos dados, estipulando-se uma comparação dos resultados obtidos do estudo recém-elaborado e os resultados da fase de projeto, tendo como base as recomendações elaboradas em ambos os estudos.

Por fim, as considerações finais foram feitas considerando o objetivo geral e os objetivos específicos listados no 1.3 do presente trabalho.

3.4 A SELEÇÃO DO ESTUDO DE CASO

A escolha recaiu em um FPSO; trata-se originariamente de um petroleiro de longo curso que, após obra de adequação feita em estaleiro, transformou-se em uma unidade capaz de ficar estacionada continuamente na locação onde passa a receber a produção, fazer o tratamento primário do petróleo, promover o tratamento e a exportação do gás natural e estocar o óleo, aguardando os navios aliviadores que irão fazer a transferência para os terminais aquaviários instalados ao longo da costa.

3.4.1 Método Multicritério

Uma série de unidades poderiam ser escolhidas para esse primeiro estudo, cada uma com características construtivas diferentes e riscos diferentes também. A definição de qual unidade seria um bom modelo a ser estudado passa por análises subjetivas e julgamento de valor visto que muitas das unidades (as mais antigas) não tinham passado por um processo global de identificação de seus riscos. Para subsidiar essa escolha foi utilizado o método multicritério, contextualizado abaixo.

Diversas abordagens têm sido desenvolvidas para a construção de modelos de decisão: árvores de decisão; teoria dos jogos; programação linear, etc. Uma das vertentes caracteriza-se por abordar a solução de problemas decisórios à luz de vários critérios.

COSTA(2002) menciona a vertente conhecida como Auxílio Multicritério à Decisão (AMD). Uma das características das metodologias de AMD é reconhecer a subjetividade como inerente aos problemas de decisão e a utilização de julgamento de valor como forma de tratá-la cientificamente.

Através da aplicação dessa metodologia chegou-se ao FPSO P31 como a unidade para ser o estudo de caso, veja no Anexo IX os critérios que levaram a essa escolha.

Complementando a justificativa pela escolha desta instalação, tem-se adicionalmente que:

- a) Os FPSO's são instalações de grande porte, navios com cerca de trezentos metros de comprimento, e boca em torno de quarenta e cinco metros, com uma grande capacidade de tancagem e uma planta de processo localizada acima desses tanques, estando sujeitos a acidentes maiores;
- b) Trata-se de um projeto relativamente novo, porém os projetos atuais de FPSO's já apresentam soluções de engenharia diferentes. Como exemplo, pode-se citar o equipamento denominado turret que possui a função de amarração do navio ao sistema de ancoragem e ao mesmo tempo permite a chegada dos diversos risers que ligam a unidade aos poços, manifolds e demais equipamentos instalados no leito marinho. Esse equipamento nas unidades mais modernas deixou de ser utilizado tendo sido preterido pelo sistema denominado DICAS;
- c) A unidade possui grande importância na produção de petróleo, sendo responsável por grande parte da produção nacional, fazendo inclusive exportações diretas. Pela sua importância está sendo continuamente modificada de forma a adequar suas instalações à realidade de sua produção; tal fato contribui para a permanência de um grande contingente de pessoal embarcado, o que promove um aumento do risco em função da quantidade de pessoas expostas ao mesmo, bem como pelas modificações e obras a serem efetuadas.

3.5 DEFINIÇÃO DA TÉCNICA DE AVALIAÇÃO DE PERIGOS.

A definição da ferramenta de identificação de perigos teve como base a publicação *Guidelines for Hazard Evaluation Procedures* do AICHE/CCPS, e o fluxograma constante do capítulo 5. Foram consultadas as seguintes publicações:

- Norma interna de empresa que recomenda sobre utilização de técnicas de identificação de riscos e avaliação de perigos;
- Norma ISO 17776.

3.5.1 Premissas na seleção de técnicas de avaliação de perigos.

A decisão da técnica a utilizar é influenciada por muitos fatores, alguns não são meramente técnicos, portanto antes de qualquer decisão final sobre qual técnica utilizar deve-se levar em conta quem poderá influenciar nessa escolha.

O ponto de partida para essa decisão é a definição clara pelo corpo gerencial dos objetivos do estudo, dos resultados esperados, dos recursos que serão disponibilizados e do cronograma sejam feitas pelo corpo gerencial. O especialista deve ter liberdade em selecionar a técnica, afinal essa seleção é etapa crítica no processo influenciando todo o resto do projeto.

3.5.2 Aspectos que o especialista deve considerar na sua decisão

Segundo AICHE (1992), não existe uma fórmula que defina o melhor método para uma aplicação em particular, a escolha vai depender da experiência do analista, bem como da sua sensibilidade em relação às seguintes questões que influenciam essa decisão:

- Motivação para o estudo;
- Tipos de resultados esperados;
- Tipos de informação disponíveis;
- Características específicas e complexidade da unidade a ser analisada;
- Percepção de riscos associada à atividade;
- Recursos humanos e prazo disponível para realização;
- Preferência do analista ou do corpo gerencial.

Esses fatores são características individuais das companhias, porém podem ser assim classificados.

3.5.3 Motivação do estudo

É o aspecto mais importante a ser considerado. A técnica deve ser eficaz na transmissão das informações requeridas de forma a satisfazer as razões do estudo. Fazer um estudo sem ter em mente a necessidade do mesmo não promoverá uma empatia nem uma sinergia entre seus participantes. Seja por fazer parte de uma política de segurança, meio ambiente e saúde, da companhia seja para subsidiar a instalação de um equipamento

ou para atender ao estabelecido nas portarias e regulamentos, é necessário comunicar qual a necessidade às pessoas envolvidas no trabalho.

3.5.4 Tipo de resultados esperados

A depender da técnica o estudo pode gerar vários tipos de resultados diferentes:

- Uma lista de perigos;
- Uma lista de situações potenciais de acidentes;
- Uma lista de recomendações para reduzir o potencial de acidentes, ou de áreas que necessitam de estudos mais detalhados.
- Uma fase inicial (lista de perigos) para uma avaliação quantitativa.

Dois condições influenciam na decisão. A primeira delas se refere ao estágio do ciclo de vida que a instalação se encontra. O AICHE (1992) possui um quadro, aqui reproduzido pelo quadro 17, que recomenda as melhores técnicas a serem empregadas em função da fase do ciclo de vida. A norma interna de PETROBRAS possui uma tabela semelhante.

	RS	Checklist	APR	What if	What if/checklist	HAZOP	FMEA	AF	AE	ACH
EVTE			x	x						
Projeto conceitual		x	x	x	x					
Plantas pilotos		x	x	x	x	x	x	x	x	x
Projeto de detalhamento		x	x	x	x	x	x	x	x	x
Construção e pré- operação	x	x		x	x					x
Operação de rotina	x	x		x	x	x	x	x	x	x
Expansões ou modificações	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Desmobilização	x	x		x	x					

onde:
 RS - revisão de segurança
 AF - Árvore de falhas
 ACH - Análise de confiabilidade humana
 APR - Análise preliminar de perigos
 AE - Árvore de eventos

Quadro 17 – Técnicas recomendadas em função das fase do ciclo de vida
 Fonte: Adaptado de AICHE(1992)

Observa-se que as técnicas recomendadas se modificam em função da fase em que se encontra a instalação. Isso acontece porque os objetivos passam a ter enfoques diferentes. Uma análise a ser feita para a fase de descomissionamento terá outro tipo de

preocupação do que uma análise durante a fase operacional ou mesmo durante as fases iniciais do projeto. O autor não quer dizer com isso que durante a fase de projeto não haja a preocupação com a fase de descomissionamento, quer dizer que na fase de descomissionamento a visão dessa fase será muito mais ampla do que era durante a fase de projeto que ocorreu anos antes, o conhecimento do processo vai ser diferente, o conhecimento da instalação idem, sem falar no conhecimento da região onde está instalada a instalação que inclusive poderá ter se modificado com o tempo.

3.5.5 Tipos de informações disponíveis.

A quantidade de informação disponível não é controlável pelo analista, essa condição é crítica na escolha da técnica, pois uma documentação pobre inevitavelmente irá levar a escolha de técnicas mais simples.

INFORMAÇÕES NORMALMENTE NECESSÁRIAS PARA UMA ANÁLISE DE RISCOS		
Tipo de Informação	Nível de detalhe da informação	Tempo para a informação estar disponível
	Maior	Maior
<ul style="list-style-type: none"> • Experiência operacional específica • Procedimentos operacionais • Informações sobre equipamentos • P&Ids • Folhas de Dados • Experiência em processos semelhantes • Inventário de material • Informações básicas do processo 	↑	↑
	Menor	Menor

Quadro 18 – Informações normalmente necessárias para as análises de risco
Fonte: AICHE (1992)

O quadro 18 ilustra como a quantidade de informação varia em relação ao tempo da instalação.

Em unidades na fase operacional o volume de informações tende a crescer. Porém deve-se atentar para problemas advindos de modificações e da atualização da documentação disponível, que caso não esteja em boas condições não permitirá a realização a contento do trabalho.

Especialistas recomendam atenção para esse fato, recomendam também se imprescindível para o tipo de avaliação requerida, o estudo não se inicie enquanto a documentação solicitada não estiver disponível.

3.5.6 Características da unidade

O tamanho, porte, complexidade, influenciam na escolha concomitantemente com os tipos de resultados esperados e o tempo necessário para tal. Por vezes o analista separa a unidade em partes menores, de forma a garantir que a equipe tenha foco o suficiente para identificar os cenários de perigos.

O nível de resolução de técnica deve ser compatível com a complexidade da instalação e o propósito do estudo. Em unidades grandes em certos casos é interessante a subdivisão da planta em trechos menores de forma a atender aos requisitos da análise.

O tipo de processo analisado também influencia a técnica escolhida, embora as maiorias das técnicas sejam aplicadas a vários tipos diferentes de sistemas, algumas se adaptam melhor a determinadas aplicações do que outras. Por exemplo, um HAZOP é uma ferramenta que foi elaborada especificamente para aplicação em plantas de processamento químico, sendo uma das técnicas mais utilizadas no mundo para essa aplicação. Contudo, o autor já teve contato com HAZOPs elaborados para outros sistemas, como para o sistema elétrico e para o sistema de automação industrial.

Outra questão a ser observada é o tipo de operação: processos em batelada ou operações contínuas, transporte em geral, intervenções, manobras, etc., influenciam também na escolha da técnica.

Um estudo de avaliação de perigos pode possuir os seguintes tipos de falhas ou de eventos:

- Falhas simples versus múltiplas falhas,
- Perdas de contenção,
- Perda de funcionamento,
- Processos problemáticos,
- Procedimentos, hardware, software,
- Falhas humanas.

A situação mais crítica é quando a análise lida situações complexas com possibilidade de falhas múltiplas. Para esses casos as técnicas mais indicadas são: Árvore de Falhas, Árvore de Eventos e a Análise de Causa e Conseqüência.

3.5.7 Percepção dos riscos associados ao trabalho

Não se pode garantir que todas as situações possíveis de acidentes estarão sendo identificadas durante a atividade de análise de perigos. Segundo o AICHE (1992), a forma de atenuar esse problema é a utilização de times multidisciplinares para essa tarefa e a escolha de uma técnica que seja estruturada.

Outra questão quanto à percepção dos riscos é função do tempo que a instalação está funcionando: se for um processo novo e desconhecido, se a quantidade de acidentes que aconteceram é alta ou não, etc.

Instalação onde se observam as probabilidades de riscos desconhecidos deve-se utilizar técnicas que minimizem as chances de perda de um cenário acidental importante.

3.5.8 Recursos humanos e prazo disponível para realização.

A definição da técnica passa também pelos recursos, sejam eles humanos, financeiros e de prazo para a realização do trabalho. Deve-se considerar porém que elaborar uma avaliação de riscos com orçamento e tempo apertado pode-se levar a um resultado indesejado.

A qualidade dos resultados depende fundamentalmente da qualidade da mão-de-obra indicada para a sua elaboração. A disponibilidade do pessoal indicado, a capacidade do grupo em aceitar o desafio e o seu conhecimento será a chave para o bom desempenho do trabalho.

O AICHE(1992) recomenda que as avaliações sejam feitas pela própria força de trabalho, caso a companhia não possua pessoal devidamente treinado, pode-se contratar uma consultoria. Concomitantemente com a realização das avaliações a empresa cria um programa de treinamento de seu pessoal de forma a assimilar conhecimento e experiência para as próximas avaliações.

3.5.9 Preferência do analista ou do corpo gerencial

Preferências pessoais devem ter pouca influência na escolha da técnica. A escolha baseada simplesmente nesses critérios pode levar a resultados distantes dos desejados.

3.5.10 O processo de tomada de decisão

1) DEFINA A MOTIVAÇÃO	<input type="checkbox"/> Nova análise <input type="checkbox"/> Revisão <input type="checkbox"/> Estudo especial
2) DETERMINE OS TIPOS DE RESULTADOS DESEJADOS	<input type="checkbox"/> Lista de perigos <input type="checkbox"/> Cenários de perigos <input type="checkbox"/> Lista de acidentes <input type="checkbox"/> Priorização de resultados <input type="checkbox"/> Recomendações para mitigação de riscos <input type="checkbox"/> Preparação para uma análise quantitativa
3) IDENTIFIQUE O PROCESSO DE INFORMAÇÃO	<input type="checkbox"/> Materiais <input type="checkbox"/> Inventários <input type="checkbox"/> Procedimentos <input type="checkbox"/> Químicos <input type="checkbox"/> P&ID <input type="checkbox"/> PFD <input type="checkbox"/> Histórico operacional <input type="checkbox"/> Experiência similar <input type="checkbox"/> Processos existentes
4) OBSERVE AS CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA	Complexidade e Tamanho <input type="checkbox"/> Simples/pequeno <input type="checkbox"/> Complexo/grande
	Tipo do processo <input type="checkbox"/> Químico <input type="checkbox"/> Mecânico <input type="checkbox"/> Elétrico <input type="checkbox"/> Biológico <input type="checkbox"/> Humano <input type="checkbox"/> Computação <input type="checkbox"/> Físico <input type="checkbox"/> Eletrônica/instrumentação
	Tipo de operação <input type="checkbox"/> Instalação fixa <input type="checkbox"/> Processo contínuo <input type="checkbox"/> Transporte <input type="checkbox"/> Processo em batelada <input type="checkbox"/> Mov. carga <input type="checkbox"/> Manobra não rotineira
	Natureza do Perigo <input type="checkbox"/> Toxicidade <input type="checkbox"/> Radioatividade <input type="checkbox"/> Reatividade <input type="checkbox"/> Incêndio/explosão <input type="checkbox"/> Choque mecânico <input type="checkbox"/> Etc.
	Modo de Falha/eventos <input type="checkbox"/> Falha simples <input type="checkbox"/> Falhas múltiplas <input type="checkbox"/> Falha hardware <input type="checkbox"/> Falha procedimento <input type="checkbox"/> Falha humana <input type="checkbox"/> Falha software <input type="checkbox"/> Perda de contenção <input type="checkbox"/> Perda de função <input type="checkbox"/> Processo problemático
5) PERCEPÇÃO DE RISCOS	Tempo <input type="checkbox"/> Longo <input type="checkbox"/> Curto <input type="checkbox"/> Nenhum <input type="checkbox"/> Em processo similar
	Acidentes <input type="checkbox"/> Continuamente <input type="checkbox"/> Muitos <input type="checkbox"/> Poucos <input type="checkbox"/> Nenhum
	Modificações <input type="checkbox"/> Muitas <input type="checkbox"/> Poucas <input type="checkbox"/> Nenhuma
	Risco Percebido <input type="checkbox"/> Alto <input type="checkbox"/> Médio <input type="checkbox"/> Baixo
6) CONSIDERE OS RECURSOS E AS PREFERÊNCIAS	<input type="checkbox"/> De pessoal (comprometimento, desafio, experiência)
	<input type="checkbox"/> Tempo para a execução
	<input type="checkbox"/> Recursos financeiros
	<input type="checkbox"/> Preferências do Analista e da Gerência

Quadro 19 – Critério de seleção da técnica
 Fonte: Adaptado de AICHE(1992)

O quadro 19 mostra uma seqüência lógica para tomada de decisão. Segundo AICHE(1992), essa ordenação pode variar nas empresas, porém segue uma seqüência lógica básica.

3.5.11 A escolha da técnica aplicada

Aplicando-se o quadro 19 chega-se aos resultados abaixo:

1) DEFINA A MOTIVAÇÃO	Análise para atender a Diretriz 3 de SMS da PETROBRAS		
2) DETERMINE OS TIPOS DE RESULTADOS DESEJADOS	Cenários de Perigos Recomendações para mitigação de riscos Priorização de resultados		
3) IDENTIFIQUE O PROCESSO DE INFORMAÇÃO	Materiais Químicos Histórico operacional	Inventários P&ID	Procedimentos PFD
4) OBSERVE AS CARACTERÍSTICAS DO PROBLEMA	Complexidade e Tamanho Complexo/grande		
	Tipo do processo Químico Mecânico Elétrico Biológico Humano Computação Físico Eletrônica/instrumentação		
	Tipo de operação Instalação fixa Processo contínuo (Process. Petróleo) Transporte Processo em batelada (na transferência) Mov. carga Manobra rotineira		
	Natureza do Perigo Toxicidade Radioatividade Reatividade Incêndio/explosão Choque mecânico		
	Modo de Falha/eventos Falha simples Perda de contenção		
5) PERCEPÇÃO DE RISCOS	Tempo Longo		
	Acidentes Poucos		
	Modificações Muitas		
	Risco Percebido Alto		
6) CONSIDERE OS RECURSOS E AS PREFERÊNCIAS	Pessoal escolhido possui o perfil necessário		
	Tempo e cronograma considerado suficiente		
	Recursos financeiros suficientes		
	Preferência por APR devido ao grande emprego na firma.		

Quadro 20 – Dados preenchidos para a seleção

Fonte: O Autor

Através do o fluxograma (em azul) obtiveram-se os seguintes resultados:

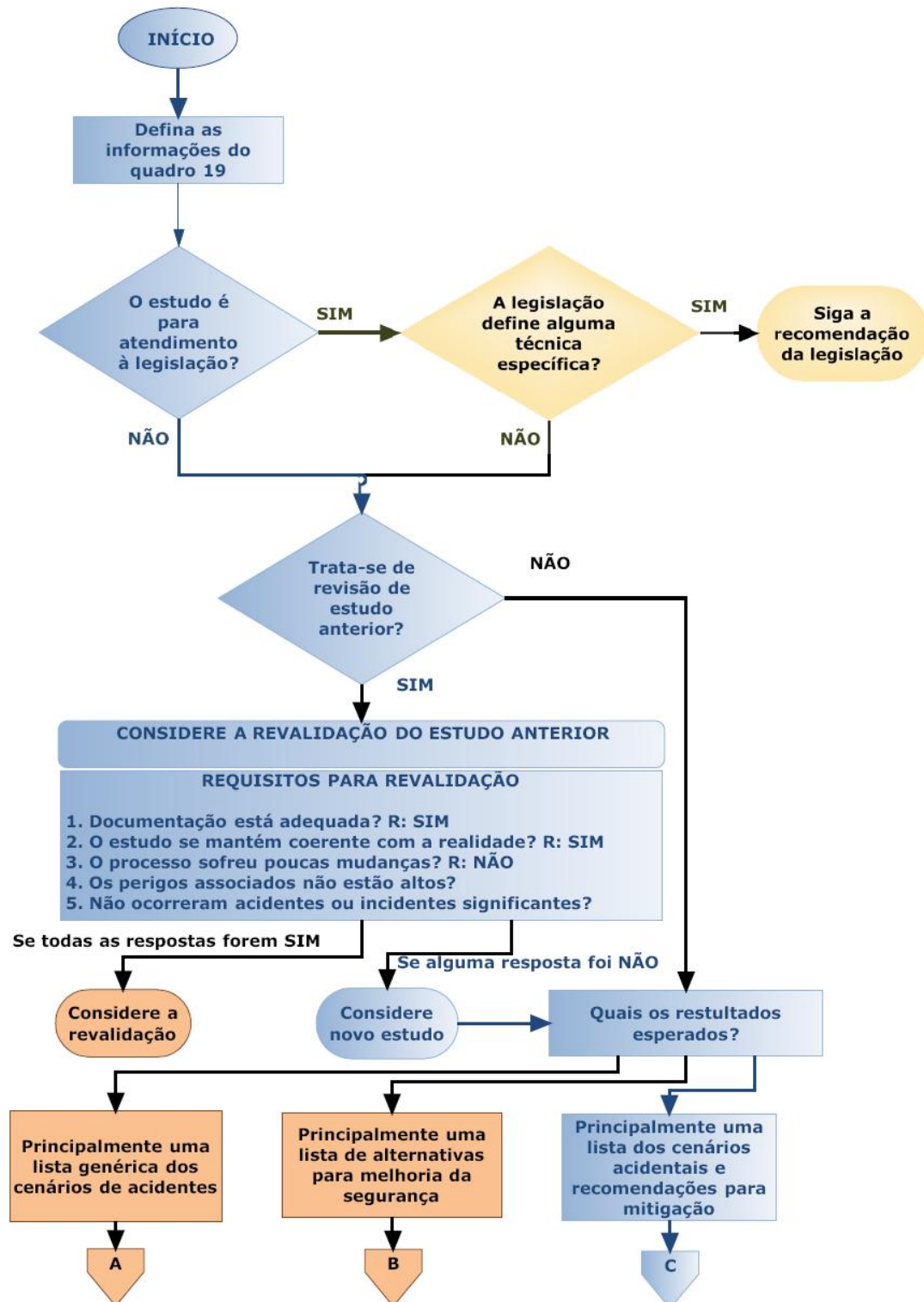


Figura 19 – Fluxograma de decisão
Fonte: Adaptado de AICHE (1992)

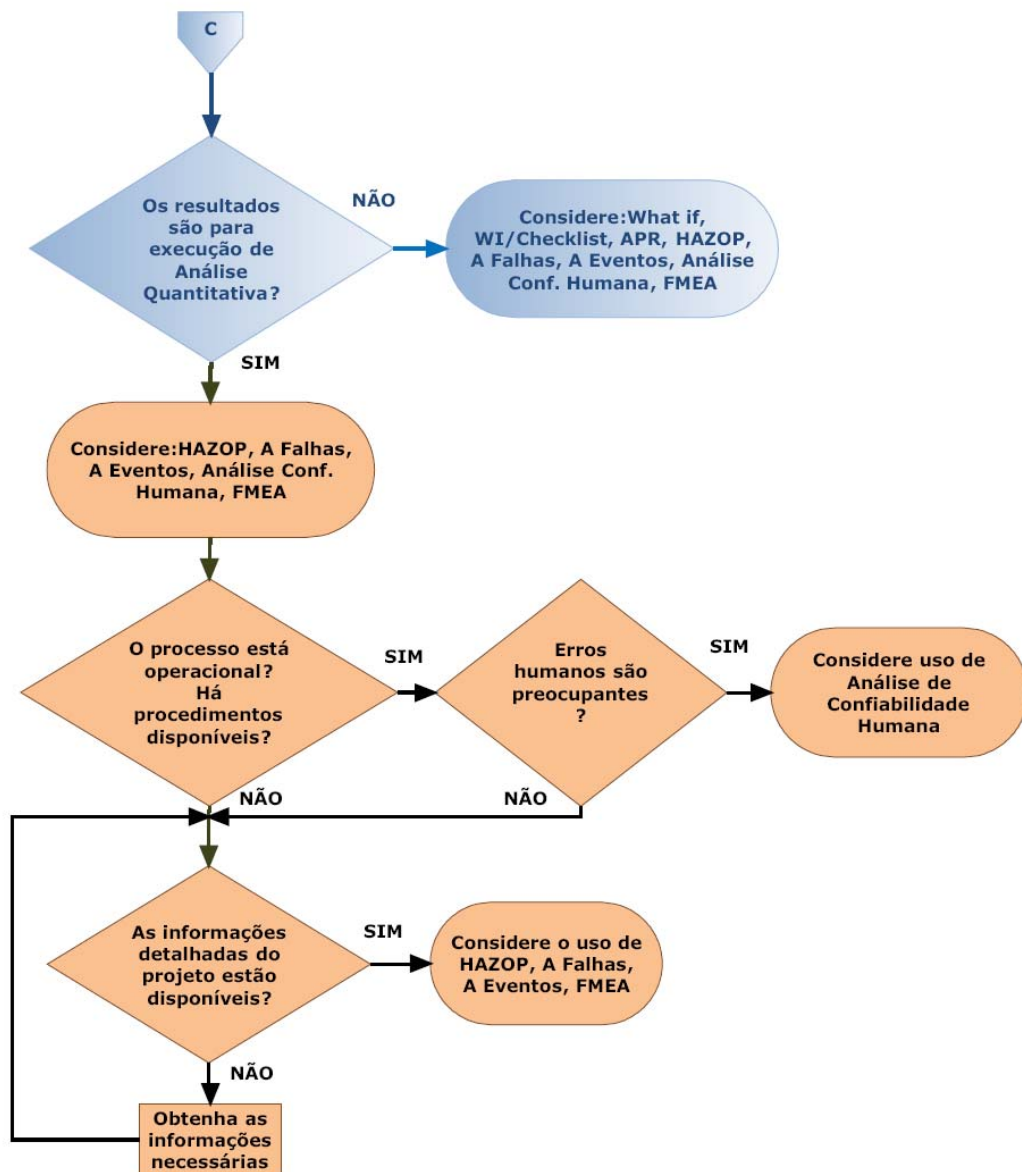


Figura 20 – Fluxograma de decisão (continuação)
 Fonte: Adaptado de AICHE (1992)

A Técnica escolhida é a preferida do staff gerencial e a definida na norma da PETROBRAS, e atende perfeitamente ao objetivo da análise.

Uma dúvida que pode ocorrer é porque no quadro 17 a APR não está recomendada como técnica para operações de rotina, e ela acabou sendo escolhida através do fluxograma ora aplicado. Não se deve esquecer que durante a fase de operação, outras

operações não rotineiras e modificações acontecem o que acaba gerando a demanda por perigos potencialmente desconhecidos.

4 ESTUDO DE CASO DE UM FPSO, a PETROBRAS 31.

Utilizou-se essa estratégia de pesquisa porque se mostrou a mais viável para as questões relacionadas à construção do objeto. Segundo Yin (2001), a estratégia de pesquisa relativa ao estudo de caso formam questões: “como” e “por que”, além de que focaliza acontecimentos contemporâneos.

As questões que norteiam este trabalho referem-se a: Como avaliar os riscos de um FPSO durante a sua fase de operação? Por que usar essa ou aquela técnica?

Dessa forma, o estudo de caso contribui, segundo Yin (2001) para o esclarecimento de decisões enfocando como foram implementadas e quais os resultados dessa ação.

A seguir será feita uma descrição de seus principais sistemas objeto do estudo de identificação de perigos.

4.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DA INSTALAÇÃO

A unidade flutuante de produção, armazenamento e exportação P-31, classe ABS, opera no Campo de Albacora na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro. A Unidade está localizada a aproximadamente 107 km da costa, numa lâmina d'água de 330 m de profundidade.

A conversão em FPSO, realizada em 1997 em estaleiros no Estado do Rio de Janeiro, ocorreu a partir do Vidal Negreiros, navio petroleiro de bandeira panamenha pertencente à Frota Nacional de Petroleiros (FRONAPE), construído no Japão em 1978.

Durante sua conversão, algumas importantes modificações foram feitas na unidade:

- Instalação de um sistema de amarração interna do *turret* da proa;
- Instalação do sistema *swivel* para transferência de fluido;
- Instalação de uma planta de processo, compreendendo uma estrutura de convés, equipamentos de óleo, processamento de gás e lança de *flare* de aproximadamente 70m localizada na proa;
- Instalação de três guindastes;
- Construção de um *heliponto* localizado na popa;
- Instalação do cabo de reboque e sistemas de *offloading* na popa;
- Desativação do sistema de propulsão e governo.

A foto 5 apresenta a plataforma na saída para sua locação final , na Baía de Guanabara, RJ e o quadro 21 apresenta alguns de seus dados básicos. Posteriormente, serão detalhados os principais sistemas da unidade.



Foto 5 – FPSO P31
Fonte: ABS Consulting

4.1.1 Principais sistemas da unidade

A unidade P-31 pode ser dividida em quatro sistemas principais, que possuem os seguintes processos ou subsistemas:

- Embarcação – Engloba os vários subsistemas ligados à embarcação, tanto em relação à manutenção da flutuabilidade quanto da estocagem e transferência do óleo processado na unidade, sendo os principais: Ancoragem; Efluentes oleosos; Estabilidade (Caixas de mar, bombas e acessórios da rede de lastro, tanques de lastro, portas estanques); *Offloading*; Tanques de carga; Geração e distribuição de gás inerte; sistema de recebimento; tratamento, estocagem e distribuição de diesel; Salvatagem e abandono.
- Facilidades – Denominam-se facilidades a todos os sistemas da unidade que são necessários ao suporte da vida a bordo, ao suporte da operacionalidade das instalações ou a ambos, destes destacam-se principalmente os sistemas de: Água de injeção; Água de resfriamento; Sistema de suprimento de ar comprimido (secadoras, compressores, distribuição, etc.); Sistema de VAC; Distribuição Energia elétrica principal e reserva; Efluentes oleosos; Energia hidráulica

(Bombas, tanques, acumuladores); Sistemas de água industrial e água doce (recebimento, estocagem, distribuição); Tratamento de esgoto sanitário; Suprimento de fluidos aquecidos para o processo (água quente, fornos, rede distribuição, etc); Sistema de produtos químicos (Tanque de estocagem, bombas e linhas de injeção de produtos químicos no: óleo, gás, água oleosa, água injeção, água captação).

- Processamento de óleo e gás: *Risers* de importação/exportação; Planta de óleo; Planta de gás; Sistema de *Flare* e *Vent* atmosférico; Sistemas de dregem fechada e drenagem aberta; Tratamento de água produzida; Exportação de óleo, Exportação de Gás; Árvore de Natal; *Manifolds* Submarinos; Linhas submarinas (fluido hidráulico, Óleo e Gás).
- Segurança: sistema de detecção de fogo&gás, sistema de combate a incêndio por dilúvio, sistema de inundação de CO₂.

A seguir será feita uma descrição de cada um dos quatro sistemas principais com o objetivo de fornecer ao leitor uma compreensão do funcionamento da unidade.

Dados Básicos do FPSO P-31	
Capacidade de Estocagem	1.000.000 de barris (cinco dias de produção)
Capacidade de Processo de Óleo	100.000mil bpd
Capacidade de Processo de Gás	2.900.000m ³ /dia
Capacidade de Gás <i>Lift</i>	1.700.000m ³ /dia (@101.3kPa abs e 20°C)
Capacidade de tanque de Óleo Diesel	1.487,6m ³
Capacidade de Água Doce	1.016m ³
Capacidade Total de Lastro	20.269m ³
Vazão Máxima por Poço	2.000m ³ /dia (horizontal) 1.200m ³ /dia (vertical)
Vazão de Injeção por poço	3.800m ³ /dia
Dimensões Principais do Convés	320m x 54,50m
Altura do Convés Principal	27,80m
Deslocamento	319.216ton
Peso Leve	53.457,3ton
Calado de Trânsito	7,983 m
Calado de Inspeção	Mín.: 7,00m; (96.805ton) Máx.: 21,63m (319215ton)

Quadro 21– FPSO P31

Fonte: ABS Consulting

4.1.2 Sistema da Embarcação

4.1.2.1 Ancoragem e *turret*

A unidade está ancorada através de um sistema interno de *turret* com 9,00m de diâmetro, localizado a vante dos tanques de carga. O *turret* é uma estrutura cilíndrica e rotativa que promove ao mesmo tempo a ancoragem e a chegada de linhas para produção. A P31 conta com oito correntes multi-segmentadas que se ligam em catenária às âncoras.

O sistema possui 27 *risers*, sendo 16 *risers* de produção, quatro *risers* umbilicais, quatro de injeção, dois de exportação e um *riser* de importação do óleo proveniente de outra unidade, a plataforma P-25.

O casco da embarcação possui um sistema de resistência do tipo longitudinal e é dividido em vários compartimentos, que asseguram a sua integridade como um todo. Na região localizada entre a antepara de ré da região do *turret* e a antepara de *vante* da praça de máquinas, o casco possui nove anteparas transversais estanques, que vão desde o fundo até o convés principal.

O convés principal da embarcação é contínuo, desde sua extremidade de vante até sua extremidade de ré, sendo considerado, portanto, o convés de borda-livre. Os equipamentos de produção de óleo e gás, o sistema de operação do *Turret*, os equipamentos de movimentação de carga, a superestrutura, casarias a ré e heliponto estão localizados neste convés.

A superestrutura está situada na popa, a ré no convés principal e aloja as acomodações, os geradores de emergência e os equipamentos auxiliares. A embarcação tem acomodações para 230 pessoas, distribuídas em camarotes.

Os perigos principais são relativos à perda de amarras, de vazamentos em linhas e possibilidade de explosão no *turret* com conseqüências catastróficas para a unidade. As operações mais perigosas nessa região são as denominadas *pull in* e *pull out* que resumidamente são as operações para conexão ou desconexão das linhas submarinas à embarcação.

4.1.2.2 Estabilidade

A unidade não opera com águas de lastro, sendo estas operações realizadas através dos tanques de carga de óleo e, sendo necessário um mínimo de 80.000m³ de óleo nos

tanques. Como o lastro é o próprio óleo contido nos tanques, as operações de lastro são executadas simultaneamente durante as operações de carregamento e/ ou descarregamento, visando à estabilidade e segurança estrutural.

Estas operações são efetuadas com a assistência dos instrumentos de carga, denominados de *loadmaster*, para assegurar a estabilidade e os limites estruturais.

Como perigos tem-se o adernamento excessivo, o embicamento excessivo e o derrabamento excessivo, podendo levar a danos estruturais na unidade ou equipamentos em especial ao *turret* e na casa de máquinas. Essa área é muito sujeita à falha humana.



Foto 6 – Detalhe do turret da unidade
Fonte: ABS consulting

4.1.2.3 Tancagem

O FPSO P-31 possui 16 tanques de carga laterais e cinco centrais, constituindo uma capacidade máxima de estocagem de cerca de 286.000m³. Possui também dois tanques laterais de *slop* e um tanque para água de lastro que não é utilizado.

No entanto, a manutenção/inspeção de tanques envolvendo RBI determina que todos os tanques de carga e de *slop* sejam inspecionados a cada cinco anos, o que faz com que sejam abertos cerca de quatro tanques de carga por ano. Essa liberação de tanques restringe a capacidade de armazenamento para cerca de 155.000m³.

A operação de liberação de tanques consiste em uma fonte cotidiana de perigos, devido à complexidade das operações e ao tipo de trabalho que pode ser realizado nos tanques (trabalhos a quente, por exemplo).

Além dos 24 tanques do *cargo block*, a embarcação possui ainda dois tanques de água potável, dois tanques de óleo diesel, um tanque de lastro a ré e um tanque vazio a vante (*peak tank*).

Perigos são relacionados à liberação de óleo e gás por falhas estruturais, devido à falha humana durante as operações de carga e descarga, colisão de embarcação, abertura indevida dos tanques para inspeção. Há possibilidade de formação de H₂S nos tanques com presença de água e explosão ou implosão por problemas de sobre ou subpressão respectivamente.

4.1.2.4 Offloading

Sistema consiste em uma estação de bombeio e mangotes principais e auxiliar e seu propósito é promover a transferência do petróleo dos tanques de carga da unidade para um petroleiro aliviador que fará o transporte para um terminal marítimo.

As operações de amarração e conexão não podem ser realizadas durante a noite, diferentemente da operação de transferência. A operação de transferência é assistida em toda a sua duração por um homem alocado na popa do FPSO cuja função é observar eventuais liberações de óleo interrompendo a transferência caso isso aconteça. Essa vigilância é necessária, pois os equipamentos de *offloading* não têm a precisão necessária para detectar pequenos vazamentos, visíveis a olho nu.

O perigo mais marcante é a liberação de óleo para o mar durante as operações.

4.1.2.5 Casa de Bombas

A Casa de Bombas é o local da embarcação onde estão instaladas as principais bombas para operação de descarga, de lastro, além das bombas de óleo para tanques de *slop*, bomba de água quente para limpeza dos tanques, aquecedor para limpeza dos tanques, separador gás/ ar, etc.

Perigos se relacionam à possibilidade de vazamento de óleo, gás e H₂S em um ambiente fechado. Como esse ambiente é protegido pelo sistema de Inundação de Gás Carbônico (CO₂), há o risco de seu acionamento acidental por falha humana.



Foto 7– Operação de offloading. Ao fundo o navio petroleiro aliviador.
Fonte: PETROBRAS

4.1.2.6 Tanques de efluentes oleosos (*slop tank*)

Tanque que recebe água proveniente dos sistemas de facilidades, do processamento de óleo e gás, da drenagem pluvial de pisos; de bandejas de equipamentos e sistemas de segurança. Operacionalmente a água descartada que esteja com o percentual de óleo acima do permitido é direcionada para esse tanque, de onde pode ser redirecionada para o processo.

Devido ao uso de produtos químicos em diversas operações na plataforma, eles também estão presentes nos tanques de *slop*, assim como a possibilidade de geração de Sulfeto de Hidrogênio (H_2S). Outros perigos são semelhantes aos demais tanques da unidade, sendo adicionalmente a possibilidade de reatividade entre os diversos produtos químicos residuais que podem estar presentes.

4.1.2.7 Aproximação de embarcações

A intensa necessidade de recebimento de suprimentos e a grande frequência de *offloading* fazem com que haja presença diária de rebocadores e/ ou navios aliviadores nas proximidades da embarcação.

O perigo maior é o choque dessas embarcações com o FPSO por problemas mecânicos ou falha humana seja operacional ou de comunicação com conseqüências que podem ser catastróficas.

A foto 8 apresenta um rebocador nas proximidades da unidade.



Foto 8 – Embarcação de Apoio - Rebocador
Fonte: ABS consulting

4.1.2.8 Movimentação de Carga

O sistema de movimentação de carga compreende diversos tipos de equipamentos, tais como trole de monotrilho, guindastes do convés, empilhadeira, guinchos e troles manuais.

Dentre estes equipamentos, os mais relevantes são os guindastes, pela sua capacidade de movimentar grandes cargas e pelo seu raio de ação acessando a grandes áreas do convés principal e de produção. A unidade possui três guindastes instalados, todos com capacidade máxima de 22 toneladas e assim dispostos:

- Localizado na área do *turret*, com raio de ação de 38m sobre o convés de produção;
- Localizado a meia nau, com raio de ação de 45m sobre o convés de produção;
- Localizado mais próximo à superestrutura, com raio de ação de 45m sobre o convés principal e utilizado para carregar/ descarregar materiais na área de carga.

Embora os guindastes forneçam flexibilidade operacional, sua utilização gera grande risco pela possibilidade de quedas ou choque das cargas movimentadas com equipamentos ou tubulações. A unidade não foge ao histórico de acidentes que

mencionado em Vinnem (2007) com registros operacionais que demonstram essa preocupação.

Portanto as operações de movimentação de cargas demandam que alguns procedimentos sejam seguidos, incluindo rotinas de inspeção e manutenção, procedimentos operacionais e qualificação rigorosa dos operadores desse equipamento.

Algumas precauções devem ser tomadas durante a operação dos guindastes como, por exemplo:

- Os guindastes devem ser operados apenas por pessoas autorizadas;
- Os guindastes não devem ser usados durante a movimentação da plataforma ou quando a velocidade do vento for superior à recomendada pelo fabricante;
- Nenhuma pessoa deve subir no guindaste em operação;
- Operador de Guindaste deverá vestir um colete salva-vidas;
- O Operador de Guindaste não deve nunca abandonar a cabine do guindaste por qualquer razão enquanto o motor do guindaste estiver em operação;
- Deve ser assegurado que a comunicação entre a plataforma e o barco de apoio e que o procedimento a ser adotado para a movimentação entre embarcação e unidade seja compreendido por todos os envolvidos.
- Os guindastes devem ser inspecionados por pessoa qualificada pelo menos uma vez por semana e os resultados de todas as inspeções sejam registrados;
- O anel de giro dos guindastes deve ser examinado periodicamente.

4.1.2.9 Sistema de Gás Inerte

O objetivo do sistema de gás inerte é impedir o acúmulo de gases que possam gerar atmosfera explosiva em tanques ou vasos. As linhas de gás inerte injetam nos equipamentos o CO₂ obtido da queima das caldeiras, formando uma espécie de lençol sobre o óleo, impedindo o contato de hidrocarbonetos com oxigênio. O sistema de gás inerte da P-31 tem como base o projeto existente no Vidal Negreiros, anterior a sua conversão.

Caso a queima das caldeiras seja incompleta, há produção de CO e para evitar que este CO seja incorporado ao sistema de gás inerte, há um filtro de monóxido de carbono

na admissão de CO₂. Além do filtro de monóxido de carbono, há também um indicador da concentração de oxigênio como medida de segurança.

Como perigos temos a possibilidade de sobre pressões ou vácuo nos tanque e a possibilidade de migração de gás natural para os tanques por erro humano ou de equipamento.

4.1.3 Sistemas de Facilidades

4.1.3.1 Sistema de água de refrigeração

Opera com um circuito fechado de água industrial que retira o calor dos equipamentos e um segundo circuito aberto de água do mar, que retira o calor do ciclo fechado de água industrial. Existe um circuito de emergência que mantém funcionando os geradores da unidade, os compressores de ar, o sistema de ventilação e os resfriadores de óleo das turbinas dos compressores de gás de forma a garantir a funcionalidade desses importantes sistemas sejam para a segurança da unidade ou para a garantia da integridade dos equipamentos. O perigo associado pode ser a liberação de gás no circuito de água por algum furo nos trocadores de calor que promovam a contaminação da água com gás presente no petróleo.

4.1.3.2 Sistema de suprimento de ar comprimido

Composto por três compressores de ar, sendo um deles reserva, e localizados na praça de máquinas do navio. Estes compressores alimentam a parte naval e a planta de processo e são vitais para o funcionamento dos dispositivos de controle e segurança da unidade. A falta de ar comprimido leva a unidade ao estado de parada de emergência, pois ocasiona o acionamento das válvulas de segurança da unidade.

O perigo associado é presença no ar comprimido de umidade ou óleo presentes nas tubulações por problemas de manutenção (contaminantes), que possam em longo prazo provocar a falha dos elementos de segurança.

4.1.3.3 Sistema de ventilação

O sistema de ventilação tem importância significativa para a segurança da unidade. Ele age como barreira de segurança para impedir a entrada de gás em compartimentos

através da sobre-pressurização dos mesmos. Em compartimentos que possuem equipamentos ou tubulações com hidrocarbonetos e passíveis de vazamentos como a praça de máquinas e a casa de bombas, atua diluindo possíveis vazamentos eliminando eventuais formações de nuvens inflamáveis. Esse sistema supre também ar refrigerado para as acomodações e demais salas ou escritórios da unidade.

Todas as tomadas de admissão de ar do sistema de ventilação possuem detectores de gás como medida de segurança. Esses detectores alarmam e acionam a lógica de parada de emergência da unidade.

O perigo é a presença de microorganismos nocivos ao homem por falhas de equipamento ou manutenção, além de falhas na pressurização de ambientes que propiciem a presença de atmosfera explosiva não esperada.

4.1.3.4 Geração e distribuição de energia principal e de emergência

A unidade possui dois sistemas principais de energia elétrica. O sistema principal de geração de energia elétrica é composto por dois turbo-geradores (2,8MW cada) e um gerador acionado a motor diesel (3,0MW) que fornecem energia a uma tensão de 4160 VAC, sendo que os dois turbo-geradores possuem a capacidade de suprir a carga máxima ficando o diesel gerador em *stand-by*.

O sistema de geração de emergência é composto de um gerador acionado por motor diesel, que fornece energia na tensão de 480 volts para as cargas que não podem parar em caso de emergência, como as bombas de refrigeração de emergência, compressores de ar, iluminação de emergência, sistemas de supervisão e controle da unidade, etc.

Além do gerador de emergência existe mais uma fonte de energia, os bancos de bateria para os sistemas de iluminação de navegação, sistemas supervisórios e de comunicação sendo a terceira redundância de alimentação para esses sistemas vitais.

Os principais perigos são os curto-circuitos e a abertura de arco voltaico devido a falhas de equipamento, de manutenção ou projeto.

4.1.3.5 Sistema energia hidráulica

O sistema de energia hidráulica da unidade é essencial no que diz respeito à segurança, pois ela é responsável pelo acionamento das linhas submarinas que se interligam a unidade incluindo as válvulas do *manifold* submarino.

Falhas no sistema hidráulico ocasionam o fechamento das válvulas de segurança dessas linhas, isolando a plataforma dos sistemas submarinos.

Os perigos presentes são de rupturas de mangueiras de alta pressão e a contaminação do fluido hidráulico proporcionando a falha dos equipamentos de segurança.

4.1.3.6 Tratamento de esgoto sanitário

Dentre os resíduos gerados incluem-se o esgoto sanitário, o lixo doméstico, o lixo operacional e a água oleosa. O perigo associado é o de contaminação biológica em caso de vazamentos.

4.1.3.7 Sistema de água de aquecimento

O processamento necessita de calor para aquecer o petróleo de forma a promover a sua separação em óleo, gás e água. O sistema é constituído por um circuito fechado com a circulação de água quente mantida por três bombas centrífugas, sendo uma reserva, e o aquecimento fornecido por dois fornos a gás natural e três recuperadores de calor dos gases de exaustão das turbinas do sistema de compressão de gás. Os fornos e os recuperadores têm aproximadamente a mesma capacidade, sendo que a produção máxima da planta de processo exige que três das cinco fontes de aquecimento estejam em operação.

O perigo associado é a liberação de água quente pressurizada e a possibilidade de gás contaminante no circuito de água por furos nos trocadores de calor e explosão do forno.

4.1.3.8 Sistemas de produtos químicos

A unidade é dotada de três unidades de Produtos Químicos: a Unidade de Produtos Químicos do *Turret*; Unidade de Produtos Químicos para Óleo e Gás e a Unidade de Produtos Químicos para Água.

Basicamente cada unidade é composta de um tanque de estocagem e bombas dosadoras do tipo deslocamento progressivo, que injetam os produtos na proporção desejada diretamente nas tubulações. Cada ponto de injeção possui um cabeçote de bomba independente, isto é, a sua vazão bombeada é direcionada a um único ponto de injeção.

Está prevista a injeção de produtos químicos conforme abaixo indicado:

- Inibidor de Parafina – Linha de produção dos poços, na cabeça destes;
- Antiespumante – Coletores de Produção de Testes;
- Desemulsificante – Coletor de Produção de Testes;
- Anti-incrustante – Coletor de Produção de Testes e Coletor de Injeção de Água;
- Inibidor de Corrosão – Tubulações de exportação e *gas gift*, unidade de tratamento de gás combustível, turbocompressores;
- Inibidor de Hidrato – Tubulações de Exportação e *gas lift* e unidade de tratamento de gás combustível;
- Seqüestrante de Oxigênio – desaerador e tubulação de injeção de Água;
- Biocida – Tubulação de injeção de Água.

Os perigos associados são a liberação desses produtos por rompimento de seus tambores ou falha operacional.

4.1.3.9 Sistema de óleo diesel

O óleo diesel é principalmente utilizado no acionador do gerador principal a diesel e no grupo motor-gerador de emergência e bombas de combate a incêndio. O diesel também é fornecido como alternativa ao gás combustível para as caldeiras de vapor, fornos de água quente e turbo-compressores de gás.

O sistema possui bombas para transferência e uma centrífuga purificadora. O óleo diesel, que fica estocado em um tanque de diesel denominado tanque de diesel sujo, passa por bombas e centrífuga para eliminação de resíduos e água sendo então estocado em um segundo tanque, denominado tanque de diesel limpo. A figura 21 ilustra esse processo.

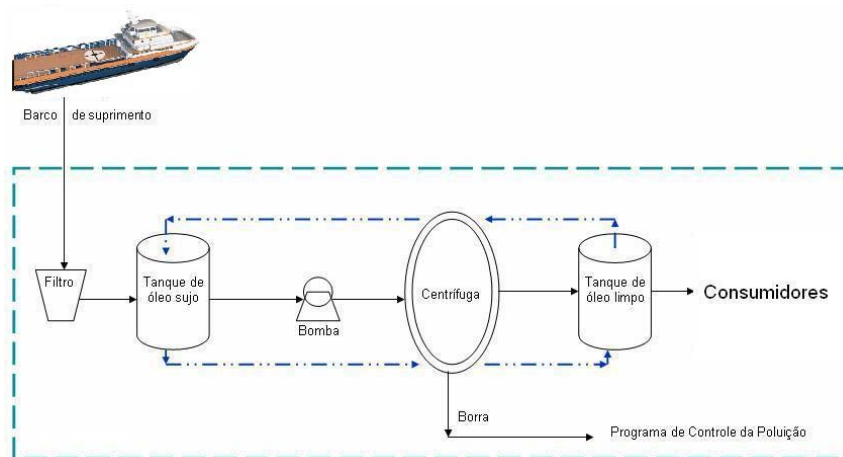


Figura 21– Sistema de diesel
Fonte: PETROBRAS, adaptado pelo Autor.

O óleo limpo é distribuído aos consumidores por tubulações, de forma a evitar o contato humano. O diesel não consumido retornará para o tanque de armazenamento de óleo sujo.

O perigo associado é a liberação em alguma parte desse processo de óleo diesel. Deve-se observar que o óleo diesel em instalações navais possui alto ponto de fulgor.

4.1.3.10 Sistema de geração de vapor

O sistema de geração de vapor da P-31 é composto por duas caldeiras de geração, cada uma com uma capacidade de evaporação de 80.000 kg/h e a uma pressão de trabalho de 61,2 kgf/cm². A temperatura do vapor gerado está em torno de 600°C.

Os queimadores funcionam a gás combustível, no entanto, podem também queimar óleo diesel como combustível alternativo. As caldeiras se localizam abaixo da superestrutura consistindo em um grande perigo identificado na unidade.

Os perigos principais são em relação à liberação de vapores superaquecidos e a possibilidade de explosão das caldeiras.

4.1.3.11 Sistema de captação de água

Esse sistema tem a finalidade de captar água das caixas de mar do navio, através das bombas e: alimentar as bombas *jockey* da rede de incêndio; resfriar o circuito fechado de água de resfriamento da planta de processo; alimentar a unidade de eletrocloração e alimentar o desaerador através de suas bombas de alimentação.

Como perigo a captação pode provocar o alagamento dos compartimentos com possibilidades catastróficas.

4.1.3.12 Sistema de proteção catódica

O sistema de proteção catódica desempenha um papel relevante nos navios, tubulações imersas em água do mar, já que estão sob constante ameaça de corrosão, devido ao ambiente extremamente agressivo.

A unidade conta com um sistema do tipo corrente impressa, que é o sistema mais atualizado na proteção de navios ou plataformas, principalmente de médio e grande porte. A unidade conta também com uma série de anodos de sacrifício instalado ao longo do casco da unidade.

Há um perigo associado à realização de mergulhos com o sistema operando e possibilidade de choque do mergulhador contra a estrutura do navio. Para isso é praxe desligar-se o sistema quando da realização de mergulhos na unidade.

4.1.3.13 Sistema de drenagem

O sistema de drenagem é responsável tanto pela drenagem de águas pluviais quanto de efluentes oleosos.

Constitui-se de dois sistemas isolados, um para drenos de áreas que não possuem contato com hidrocarbonetos, e o segundo de áreas da planta de processo, ou do *turret* onde seja possível presença de hidrocarboneto.

Um perigo potencial que é a interligação incorreta dos dois sistemas o que pode causar o aparecimento de vapores inflamáveis nas áreas sem essa probabilidade e com fontes de ignição presentes.

4.1.4 Sistemas de Processamento de Óleo e Gás

Os principais perigos do sistema de processamento de óleo e gás são em função de vazamentos dessas substâncias em condições que provoquem incêndios, bleves, explosões e vazamentos para o mar de petróleo, conforme descritos no capítulo dois. As conseqüências podem ser severas com a perda total da instalação pelos volumes de hidrocarbonetos que manipulam. Esses cenários podem ser originários de várias causas, sendo os principais, erros de procedimentos, falhas de equipamentos, falhas de inspeção, falhas no sistema de manutenção e de permissão de trabalho. KLETZ(2001) prega a realização de diversas ações tanto no sentido de desenvolver tecnicamente o profissional como também na questão comportamental do mesmo.

O processamento de primário de petróleo, é efetuado para duas cargas distintas:

- Proveniente de uma plataforma de produção (P-25) interligada ao FPSO. O petróleo produzido nessa plataforma é bombeado para o FPSO, que separa a água de formação contida no óleo sendo então armazenada em seus tanques para posterior transferência para o navio petroleiro aliviador via *offloading*.
- Proveniente de poços interligados ao FPSO através de quatro manifolds submarinos.

A foto 9 apresenta uma imagem geral da planta de processamento de óleo e gás do FPSO. Ao fundo, na proa da Unidade, observa-se o *flare* como estrutura mais alta. No primeiro plano observa-se um guindaste.

4.1.4.1 Processamento de óleo recebido da plataforma de produção

A intenção desse processo é efetuar o tratamento do óleo proveniente de outra unidade (P-25). Para eficiência no tratamento, a planta de processo necessita de aquecimento do óleo. O processo se inicia então com o aquecimento do óleo em um pré-aquecedor que é um trocador de calor óleo-óleo, onde o óleo que está indo para os tanques cede calor para o óleo que está entrando no processo, economizando a energia que seria dissipada nos tanques. A jusante dos pré-aquecedores vem os aquecedores principais cujo fluido quente é a água do sistema de água de aquecimento.



Foto 9 – Planta de processo
Fonte: PETROBRAS

A jusante dos aquecedores tem-se o desidratador, que consiste de um grande vaso com para separação de água e óleo estimulada pela presença de eletrodos. Após a retirada da água, que é levada para os hidrociclones, equipamentos para eliminação de óleo residual presente na água, o óleo passa pelos pré-aquecedores agora no sentido contrário, cedendo calor e sendo transferido para os tanques de carga.

4.1.4.2 Processamento de óleo dos poços próprios

As correntes de óleo originária dos poços são conectadas a quatro *manifolds* submarinos, estes são interligados ao FPSO por dutos de dez polegadas que chegam ao *turret* se conectando a uma tubulação única de 16” (*header*) que conduz a produção para a plataforma através do *swivel* alimentando os dois trens de produção, cada um com capacidade de 50.000 barris/dia.

Ao entrar no trem de processamento de produção dos poços da P-31, o óleo é aquecido pelos pré-aquecedores e aquecedores de produção, de maneira similar ao capítulo anterior. À jusante dos trocadores de calor encontram-se os separadores de produção trifásico, que separam gás, óleo e água. A seguir o óleo segue para o desidratador, para os pré-aquecedores onde cede calor ao processo indo para o separador atmosférico e, pelas bombas de transferência, seguindo para os tanques de carga.

O gás obtido na separação segue para o sistema de depuração e compressão e a água, para os hidrociclones do sistema de tratamento de água.

4.1.4.3 Processamento de avaliação de poços

Além dos dois trens para processamento do óleo importado e dos dois trens para processamento do óleo proveniente dos poços próprios, o FPSO possui outros dois trens, cada um composto por um aquecedor, um separador trifásico e uma unidade de bombeio de óleo, destinados a testar poços individualmente.

Ao chegar ao devido trem, o óleo é aquecido pelo aquecedor de teste, de onde segue para o separador de teste trifásico. A água separada segue para o hidrociclone e o gás segue para o Sistema de Compressão ou para o vaso de alta pressão do sistema de *Flare*. O óleo pode se juntar ao fluxo proveniente dos poços no separador atmosférico ou nos pré-aquecedores de produção.

4.1.4.4 Sistema de depuração e compressão de gás natural

Este sistema é composto por um trocador de calor resfriador, um vaso de separação de condensado e três compressores centrífugos de três estágios acionados por turbinas duais a gás natural e diesel. O sistema de compressão de gás natural recebe o gás proveniente dos separadores de produção e de teste e do sistema de recuperação de vapor. O gás é recebido para compressão a uma pressão de cerca de $9,0 \text{ kg/cm}^2$ e sai a uma pressão de cerca de $150,0 \text{ kg/cm}^2$ em direção ao Sistema de Desidratação e, posteriormente, para os sistemas de gás combustível, *gas lift* ou para o gasoduto de exportação.

O condensado retirado é drenado para o degaseificador ou para o separador atmosférico.

Devido à classe de pressão de trabalho dos equipamentos e tubulações as vazões manipuladas o sistema de compressão de gás se comporta como uma fonte potencial de perigo para a unidade.

4.1.4.5 Sistema de desumidificação de gás

Com a função de retirar a umidade presente no gás comprimido, a unidade recebe a descarga dos três compressores reunidos. A água se não for retirada poderá provocar a corrosão em dutos submarinos de exportação ou se transformar em hidratos.

O sistema é dividido em duas partes: a desidratação do gás e a regeneração do trietileno glicol, doravante TEG.

A desidratação ocorre na torre de contato onde o TEG passa em contracorrente com o gás natural, separando o condensado trazido pelo gás. O condensado separado retorna para o pré-aquecedor de óleo, enquanto o gás seco sai pelo topo da torre em direção ao *header* de Exportação.

O TEG utilizado na desidratação entra pelo topo da coluna e sai pelo fundo do compartimento superior da Torre, se dirigindo para a unidade de regeneração descrita a seguir.

Após sair da torre de contato o TEG flui por diferença de pressão para o vaso de flash, onde sua pressão é reduzida o que promove a desgaseificação. O TEG segue transferido para a torre de *stripper*. Sob esta torre, há um vaso pulmão que recolhe o TEG, e a temperatura é elevada a 204°C, proporcionando a retirada de vapor d'água.

4.1.4.6 Sistema de *gas lift*

O coletor de *gas-lift* recebe a descarga dos turbo-compressores a uma pressão de 150kg/cm². O coletor alimenta as linhas de *gás lift*, que se interligam aos *manifolds* via *turret*.

4.1.4.7 Sistema de vapor

Este sistema se destina a recuperar gases de baixa pressão que de outra forma seriam queimados no *Flare* de Baixa Pressão.

Os gases de baixa pressão provenientes do separador atmosférico e do desaerador são comprimidos por um compressor *booster* de gás até a pressão de sucção dos turbo-compressores juntando-se a corrente dos gases dos separadores de produção, seguindo para serem resfriados e, posteriormente, comprimidos.

4.1.4.8 Sistema de tratamento de água produzida

Tem a função de reduzir o teor de óleo na água que é produzida concomitantemente com o petróleo. Conforme a resolução CONAMA 237 especifica em 20 ppm o valor máximo de óleo contido na água a ser descartada para o mar. Um conjunto de

hidrociclones, cada um dedicado exclusivamente a um separador ou a um tratador de óleo, executa a separação de traços de óleo da água por um processo de centrifugação hidrodinâmico. Como neste processo os fluidos ainda se encontram pressurizados, uma válvula promove a queda de pressão e vaso de degaseificação promove a liberação de gases. A água e o óleo separados vão para compartimentos separados do degaseificador. Após um adequado tempo de residência, a água isenta de óleo, passa por um analisador de óleo na água e é descartada para o mar. Caso o analisador acuse um teor de óleo acima do permitido, através de manobra de válvula, esta água pode ser escoada por gravidade para os tanques de *slop* situados no convés principal, de onde é retornada ao processo com ajuda das bombas do *slop*.

O gás que foi liberado é queimado pelo Sistema de *flare* de baixa pressão.

4.1.4.9 Sistema de injeção da água

Um fator importante para a eficiência na recuperação de óleo no campo de Albaroca é a manutenção da sua pressão interna. Durante a fase de projeto do FPSO foi incluído uma planta para tratamento e injeção de água do mar na formação de forma a manter a pressão do reservatório. Parte da água do mar que é captada, após ser usada no circuito de água de resfriamento, é desviada para o processo de desaeração. No vaso denominado desaeradora a água entra em contato em contra-corrente com um fluxo de gás combustível o que promove remoção do ar dissolvido pela queda de sua pressão parcial. A jusante do vaso desaerador encontra-se um sistema de bombeio que bombeia a água desaerada através de dois conjuntos de filtros de finos, cuja função é impedir o bloqueio dos poros do reservatório. A jusante dos filtros encontra-se as bombas principais de alta potência e pressão que injetam a água no reservatório através do *swivel*, *turret*, *manifold*, linhas e poços submarinos dedicados a essa função.

4.1.4.10 Sistema de *vent* e *flare*

O FPSO é equipado com dois sistemas independentes de *flare*, um operando a alta pressão (HP) e outro a baixa pressão (LP), para coletar e queimar os gases descarregados por válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas de despressurização e alívios operacional ou de segurança dos equipamentos. A coleta é direcionada para os vasos *knock out*, dois de alta e um de baixa pressão.

O *vent* recolhe os vapores gasosos dos diversos equipamentos e os libera em local seguro, em geral a trinta por cento do curso da tocha do *flare*.

4.1.5 Sistemas de Segurança

Os sistemas de segurança envolvem os sistemas de evacuação abandono e resgate da unidade, os sistemas de detecção e combate à incêndio, a proteção passiva e ativa contra fogo e explosões além do sistema de instrumentação e segurança e a lógica de ESD.

4.1.5.1 Sistema de detecção de gás

O FPSO está provido de detectores para monitorar todas as áreas onde possa ocorrer concentração de gases com risco de explosão. O sistema mede continuamente a concentração de gás na sua atmosfera e indica no painel central de segurança que está localizado na sala de controle, a percentagem do LIE. Quando a concentração atinge 20% do LIL, acontece o alarme de presença de gás na área. Valores acima de 60% do LIL provocam o acionamento do estado de parada de emergência, que será apresentado mais adiante.

4.1.5.2 Sistema de detecção de fogo

O sistema de detecção de fogo proporciona a identificação dos princípios de incêndio e o acionamento da lógica de parada de emergência da unidade. Utiliza uma variedade de sensores, cada qual encontrando aplicação em determinadas situações ou locais, sendo utilizados segundo as condições abaixo:

- Sensores de fumaça - Instalados em locais onde os primeiros indícios de incêndio sejam provenientes da emanção de fumaça, como em salas de controle, rádio, acomodações.
- Sensores de Calor - Utilizados em áreas onde o incêndio é caracterizado pela elevação brusca de temperatura.
- Sensores de chama - utilizados para identificar a presença de incêndios com a existência de chama como primeiro indício.

- Plugue fusíveis - constituído de um circuito pneumático instalado em determinados equipamentos (área de processo), fazendo com que o calor do incêndio incipiente funda os fusíveis despressurizando o circuito e ocasionando, por consequência, o acionamento dos alarmes e a abertura da válvula de dilúvio da área correspondente.

4.1.5.3 Sistema de combate a incêndio por dilúvio

A P-31 é dotada de um sistema combate a incêndio por dilúvio no convés principal e na da planta de processo que é provido de três bombas de combate a incêndio e cada equipamento capta água de caixas de mar diferentes. Uma bomba é reserva das demais.

Estas bombas são interligadas diretamente ao anel principal de incêndio do FPSO, que é continuamente pressurizado, e são acionadas automaticamente sempre que a pressão desse anel baixar.

A ordem de partida automática das bombas de combate a incêndio é estabelecida pela operação no sistema de automação da unidade. Tem-se também a opção partida manual local (através de botoeiras) ou manual remota pelos consoles de supervisão e controle da unidade, sendo o último recurso o painel de controle de cada bomba de incêndio. A parada das bombas somente pode ser feita nos respectivos painéis de controle.

4.1.5.4 Sistema de combate a incêndio por espuma

As seguintes áreas do FPSO P-31 são protegidas com um sistema de espuma:

- Praça de Bombas de Carga,
- Praça de Máquinas,
- Área de Carga no Convés Principal,
- Plataformas do Helideck.

Os canhões fixos de água/espuma são localizados no convés principal e no *helideck*. As áreas sob o a planta de processo possuem acionamento dos canhões por controle e remoto. Esses são operados a partir de um console localizado na sala de

controle principal. Para operar um monitor de água/espuma é necessário abrir a respectiva válvula de água; o que causará a partida automática das bombas de incêndio.

4.1.5.5 Sistema de fixo de CO₂

O sistema fixo de CO₂ são usados em salas elétricas, na praça de máquinas e na praça de bombas de carga. O CO₂ é manualmente descarregado numa determinada área a partir de uma dos seguintes locais: através dos consoles da sala de controle principal; das estações de CO₂ próximas às saídas principais da área coberta, ou a partir do acionamento direto em cada bateria de cilindros de CO₂.

O principal perigo associado é a possibilidade de dilúvio indevido de CO₂ por falha de manutenção ou operacional. O CO₂ é um gás asfixiante inodoro e incolor, porém quando de um dilúvio sob alta pressão promove a condensação do vapor d'água presente no ar tornando o ambiente enevoadado e de difícil localização da saída.

4.1.5.6 Sistema de alarmes sonoros

O Sistema de Comunicação Interna é destinado a fornecer transmissão priorizada e seletiva de avisos públicos, chamadas, alarme geral, alarme de fogo e gás, e programas de áudio e vídeo através de uma rede de buzinas, alto-falantes e caixas acústicas adequadamente distribuídas pela embarcação.

O Gerador de sinal sonoro de aviso é um dispositivo eletrônico que gera sinais sonoros padronizados tais como “Emergência” ou “Preparar para Abandonar a Embarcação”, que são mutuamente exclusivos e podem ser disparados a partir dos Interruptores de Comando de Avisos.

Os alarmes acústicos são ouvidos através de todo o FPSO, para caracterizar situações de emergência, e em áreas onde o nível de ruído excede 82dB(A), o sistema de aviso consiste adicionalmente de uma luz estroboscópica branca.

4.1.5.7 Sistema de parada de emergência

O sistema de parada de emergência deve permitir uma parada segura e efetiva da planta de processo e demais equipamentos visando à limitação dos riscos causados por efeitos indesejados. Trata-se de uma lógica que acionada inicia uma série de eventos de

forma a isolar os equipamentos de processo e eliminar qualquer fonte potencial de ignição na planta.

Na área de processo as válvulas de emergência estão localizadas nas entradas e saídas dos vasos e em pontos estratégicos, com a finalidade de isolar um ou mais sistemas de processo.

O Sistema de parada de emergência consiste de quatro níveis de atuação, conforme segue:

- Nível 1: Parada parcial do processo ou utilidades. Representa a segurança ao nível de equipamento;
- Nível 2: Parada total da planta de processo, mantendo em operação as utilidades. Pode ser ativado manualmente ou automaticamente. Pode ocorrer pela ocorrência de baixa pressão no vaso pulmão de ar comprimido;
- Nível 3P: Parada total da planta de processo e de utilidades não essenciais. Pode ser ativado manualmente ou automaticamente no caso de nível muito alto nos vasos de *flagre*, nível baixo no vaso pulmão de água de resfriamento, pressão muito baixa no vaso pulmão de ar ou ainda por detecção de fogo ou gás confirmada, não sendo necessário o corte da distribuição principal de força elétrica;
- Nível 3T: Parada total da planta de processo e de todas as utilidades. Pode ser ativado manualmente ou automaticamente. Pode ser motivado por detecção de fogo ou gás na sala de controle, na sala de rádio, na sala de bombas de incêndio ou na casa de máquinas, se fazendo necessário o corte da distribuição principal de força elétrica;
- Nível 4: Abandono do FPSO. Este nível é acionado somente por operação manual, através de botoeiras localizadas na Sala de Controle e na Sala de Rádio.

4.1.5.8 Salvatagem e Abandono

A unidade consta com os seguintes equipamentos ou dispositivos para abandono e desembarque:

- Baleeiras, ou barcos salva-vidas, instalados em cada bordo do FPSO, de forma a garantir o abandono mínimo de 100% da tripulação;

- Barco de resgate, com capacidade para transportar cinco pessoas sentadas e uma deitada;
- Balsas infláveis com capacidade de transportar 100% das pessoas a bordo;
- Bóias salva-vidas dispostas de tal maneira que qualquer pessoa não necessite caminhar mais de 10 metros para atirá-lo ao mar;
- Coletes salva-vidas na sala de rádio, nos camarotes, na estação mestre, nas instalações de armazenamento e adjacente a cada barco e ao barco de resgate;
- Outras facilidades de resgate em conformidade com SOLAS, edição consolidada de 2004.

O perigo a se destacar é o mau uso dos equipamentos durante as fainas de treinamentos ou manutenções, podendo gerar graves acidentes.

4.1.5.9 Operações com heliponto.

O heliponto da unidade é uma construção octogonal, de alumínio, com dimensões de 23,0m x 23,0m. A área de pouso está localizada 6,3m acima do convés principal, e trinta de dois metros acima do nível do mar.

O heliponto deve possuir, permanentemente os seguintes equipamentos:

- Rede de Segurança;
- Luzes de limite da área para pouso e de sinalização de obstáculos;
- Indicador de direção do vento;
- Equipamento de Combate a Incêndio;
- Anemômetro;
- Armário do Heliponto com seus internos.

A equipe de operação do heliponto deve ser composta por um homem da segurança, dois bombeiros e um rádio operador.

O homem de segurança deve assegurar antes do pouso e da decolagem que:

- O Heliponto esteja livre de obstáculos (cabos, ferramentas, líquidos, gases, etc.);
- As lanças de guindastes das imediações do Heliponto estejam paradas e na posição mais segura para as operações aéreas;

- Somente pessoas diretamente ligadas à segurança da operação do helicóptero estejam presentes no Heliponto ou acesso;
- O equipamento de combate a incêndio esteja guarnecido por pessoal habilitado;
- Tenha havido comunicação antecipada, via rádio, entre o helicóptero e a Unidade;
- Carga, passagens e passageiros estejam pesados e devidamente documentados;
- Os passageiros estejam cientes dos procedimentos normais e de emergência.

Ao Rádio Operador cabem as seguintes atribuições:

- Manter escuta permanente (VHF aeronáutico), só fazendo a comunicação indispensável à segurança aérea;
- Acionar o homem de segurança, e a equipe de Heliponto;
- Orientar o operador do guindaste para colocar a lança na posição mais segura as operações aéreas;
- Informar ao piloto a direção e a velocidade do vento, temperatura e, caso solicitado condições de mar, situação do tempo e movimento de outras aeronaves;

Os principais perigos são: queda de aeronave, explosão ou incêndio e acidente pessoal por falha humana.

4.2 A ANÁLISE DE RISCOS FEITA NA FASE DE OPERACAO

4.2.1 Premissas e Objetivos do estudo

Algumas premissas da análise em questão:

- As operações de *pull in* e *pull out* foram analisadas;
- As operações de *offloading* foram avaliadas tanto operações com o mangote principal quanto com o alternativo;
- Durante as operações de *offloading*, os cenários de incêndio em poça no mar foram avaliados também com relação ao navio aliviador;

- Para as operações de movimentação foram considerados os guindastes pontes rolantes, *trolley* e talhas.
- Foi considerado que o vapor superaquecido, devido à sua alta temperatura, é uma fonte de ignição,
- No subsistema referente à proteção catódica, foi considerada também a segurança dos mergulhadores;
- O bombeio de *offloading* e o sistema de geração e distribuição de gás inerte foram analisados como embarcação.
- O trecho poço-*manifold* foi analisado como parte do processo, no entanto, atividades ligadas à perfuração, completação e intervenções nos poços não foi escopo da análise.

Observou-se um foco maior nos aspectos operacionais, por exemplo, a preocupação da interação do sistema de proteção catódica com a atividade de mergulho.

4.2.2 Fase de preparação

O Planejamento é uma importante fase em um evento dessa natureza, devido aos recursos que demanda, principalmente humanos. A definição da equipe a participar do estudo foi uma das primeiras etapas do trabalho, afinal um dos objetivos específicos era: Como conseguir a participação dos empregados e a sua dedicação durante as reuniões?

Para tal foi feito previamente um *walk through* pela unidade, com o objetivo de entrevistar os operadores e supervisores listando os principais perigos percebidos por eles, e sondando o interesse e a capacidade de participação desse indivíduo no estudo.

O resultado desse trabalho serviu de base para a negociação com a gerência de que profissionais fariam parte do estudo.

Definido a equipe, elaborou-se uma distribuição de responsabilidades para a fase de preparação dos trabalhos bem como um cronograma para essas ações.

Outra questão importante foi a pesquisa da documentação. Em uma unidade em operação ocorrem modificações e uma pesquisa consistente dos documentos é condição *sine qua non* para o desenrolar dos trabalhos.

O prazo para a pesquisa da documentação foi estipulado inicialmente em trinta (30) dias.

Foram definidas duas rodadas de reuniões, cada uma com cinco dias de duração e defasadas de trinta dias, como forma de manter a maioria dos profissionais nas duas etapas.

Houve acompanhamento diário da presença dos profissionais nessas reuniões.

Foi estabelecido um prazo para comentários de 30 dias para a equipe elaboradora.

O prazo total do trabalho considerando a fase de preparação e levantamento de documentação foi de quatro meses, o que foi considerado adequado na opinião dos envolvidos.

4.2.3 Resultados encontrados

A análise dos resultados obtidos na realização da avaliação preliminar de riscos permitirá chegar-se a conclusões sobre a hipótese em questão, além de contribuir para novas investigações acerca do tema.

Durante a realização de uma APR, tem-se duas fases definidas:

- A fase de identificação de perigos
- A fase de avaliação dos riscos.

Na avaliação dos riscos, foi utilizada matriz similar à ISO (2002), e constante na norma interna da PETROBRAS. Essa matriz considera quatro dimensões para avaliação do risco, quanto: à segurança das pessoas, à integridade das instalações, à agressão ao meio-ambiente e quanto à imagem da empresa.

Durante a elaboração da APR observou-se uma dificuldade na utilização da técnica em alguns sistemas. A dificuldade em questão era como identificar os perigos, que não se tornavam claros de imediato.

Os sistemas que o grupo encontrou dificuldades foram: Ancoragem, Estabilidade, Tancagem, *Offloading*, Movimentação de cargas, Aproximação de embarcações e aeronaves, de produtos químicos, geração de energia, sistemas de segurança em geral.

Uma questão que deve ser registrada é a segurança que uma equipe de profissionais experientes e conhecedores da instalação promove no desenrolar de estudos dessa natureza. A pré-seleção através da visita à unidade foi fundamental no desenrolar dos trabalhos, confirmando esse procedimento como solução para a escolha e participação dos empregados.

O tempo estipulado de 30 dias para levantamento da documentação mostrou-se insuficiente. Foram levantados algo em torno de trezentos documentos, dentre eles plantas de situação, desenhos de automação, plantas de classificação de áreas, desenho estruturais, fluxogramas de engenharia, folha de dados, etc. Recomenda-se ampliar para 45 dias no caso de unidades em condição semelhante.

Durante a fase de projeto, é normal gastar-se muito tempo das reuniões em discussões sobre se determinada operação é ou não perigosa, com alguns membros da equipe oscilando entre posições mais ousadas e outros mais conservadoras.

Observou-se que esse fato foi substancialmente reduzido durante a análise na fase operacional. Concluiu-se que, a vivência em conjunto das situações de perigosas que ocorreram ao longo do tempo promoveu uma percepção mais uniforme em toda equipe dos riscos envolvidos e dos limites de operação a serem seguidos.

4.3 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS OPERACIONAL E DE PROJETO

Neste item, a análise dos resultados obtidos na realização da avaliação preliminar de riscos permitirá ao estabelecimento de conclusões sobre a hipótese em questão, além de contribuir para novas investigações acerca do tema.

4.3.1 Metodologia para a comparação – Estratificação de resultados

Foi elaborada uma estratificação das recomendações emitidas para as APRs das diferentes fases em função da intenção dessa recomendação, conforme abaixo:

P - Projeto: Recomendações que solicitam mudanças físicas na instalação sejam: na planta de processo ou demais equipamentos instalados, na instalação de avisos ou identificações especiais, na modificação de softwares ou em sistemas de controle instrumentado de segurança.

E – Estudo Técnico: Recomendações que solicitam um maior detalhamento do cenário em questão através da elaboração de estudos específicos. Esses estudos devem confirmar ou não as preocupações observadas e, no caso de confirmação, definir soluções para sua correção.

R – Rotina: Toda e qualquer rotina ou faina para a operação da unidade seja: operacionais, de manutenção, administrativas, de inspeção, etc.

G – Gestão: Procedimentos ou ações que implicam ou dependem de ação gerencial ou da gestão da PETROBRAS, como, por exemplo, que dependam da relação entre a unidade com organismos governamentais, com o sistema de suprimentos de materiais ou do estabelecimento de protocolos com outros órgãos internos da PETROBRAS ou com o escopo de contrato com os prestadores de serviço.

H – Fatores Humanos: Ações específicas que denotem preocupação quanto ao comportamento do trabalhador, tanto relativa aos aspectos de qualificação do mesmo para a execução da tarefa, como também quanto à sua adequação ao regime de trabalho imposto, à sua condição de saúde e as possíveis falhas e suas conseqüências no exercício da tarefa em questão (confiabilidade humana).

Essa comparação de recomendações foi feita não somente para a análise da fase de projeto da unidade, como também de outras unidades semelhantes, todas elas nas fases de projeto da instalação.

4.3.2 Resultados obtidos

4.3.2.1 Quanto à Rotina

Observou-se que na APR da fase de projeto existe uma enorme demanda de recomendações para a elaboração de rotinas e padrões, com mais da metade das recomendações ligadas à necessidade de elaboração de rotinas para a fase operacional.

Já na APR operacional esse valor cai, as rotinas e padrões já estão feitos, porém a preocupação é relativa à inclusão de aspectos que não tinham sido observados durante a sua confecção.

4.3.2.2 Quanto ao Projeto

A quantidade de recomendações tanto da APR de projeto quanto da operacional se manteve no mesmo percentual.

Ambas tecem muitas recomendações para modificações de projeto, porém a da fase operacional denota uma mudança no teor dessas recomendações.

A unidade está à plena carga, com toda a faina presente de barcos e aeronaves, obras de melhorias e adequação do processo, campanhas de manutenção e inspeção, tudo isso onerando a plataforma em recursos para manter o homem embarcado.

A equipe conhecedora desse cenário evita recomendações que possam exaurir os recursos da unidade. A necessidade de instalação de uma barreira de segurança que demande uma grande obra tenderá a ser substituída por medidas de cunho operacional, sejam elas operacionais ou de inspeção, para controle da situação perigosa.

Com isso, existe a tendência de substituição de uma medida primária de proteção ao trabalhador, que seria a execução de algum projeto, por medidas secundárias, que são, via de regra, os procedimentos.

Segundo CARVALHO(2003), o primeiro passo no isolamento de um perigo deve ser a implantação de barreias físicas entre o trabalhador e a fonte de perigo, caso isso não seja possível deve-se passar para a utilização de medidas de proteção coletivas, ou em último caso medidas de proteção individuais.

A prática de substituição das grandes modificações por procedimentos operacionais ou de inspeção caminha de forma parecida com o parágrafo anterior. Dessa forma, tal prática não pode ser considerada como a melhor solução a ser adotada. Trata-se de uma solução de fácil implantação nas instalações já em operação, porém com uma característica que promove a ampliação da possibilidade de falhas humanas, o que reforça a necessidade de estudos ligados ao desempenho humano.

Autores como TAYLOR(2006), KLETZ(2001) além do HSE(2007) , relacionam os principais tipos de erros humanos básicos:

- Deslizes – um simples desempenho de tarefa incorreto;
- Lapsos – lapso de atenção ou memória, distração;
- Enganos – não compreensão de como as coisas funcionam, erro de diagnóstico da situação ou de planejamento;
- Violação – quebra deliberada de regras ou procedimentos.

O HSE (2007) define alguns princípios básicos dos erros humanos, aqui destacados pelo Autor os seguintes:

- Erros humanos são universais e inevitáveis;
- Não se pode trocar a condição humana, se pode sim alterar as condições de trabalho;

- As melhores pessoas podem produzir os piores enganos.

Conforme contextualizado acima, pelo fato de se utilizar os procedimentos como salvaguarda, sendo procedimentos dependente das ações humanas, o acontecimento de deslizos, lapsos, enganos e violação poderão ser mitigados, mas, como considera o HSE no artigo *Human Factors Briefing Note No.3*, muito difíceis de eliminar.

4.3.2.3 Quanto ao Estudo Técnico

Demandados em percentagens semelhantes, em ambos os casos o estudo técnico é solicitado para detalhar melhor um cenário apontado e definir soluções resultantes desse detalhamento.

No caso do estudo da fase operacional observou-se a recomendação de revisão dos estudos anteriores. Outra questão: as soluções terão de levar em consideração a logística necessária para a realização de grandes obras ponderando essas dificuldades com os benefícios que se pretende alcançar.

4.3.2.4 Quanto aos Fatores Humanos e a Gestão

Pode-se observar que na análise operacional ocorreu um significativo aumento das preocupações ligadas ao cumprimento e a qualidade dos procedimentos operacionais, à qualidade da mão-de-obra atuante na unidade, ao desempenho humano dos profissionais, e aos problemas logísticos relativos ao fornecimento de materiais e serviços. Observou-se ainda a influência de decisões gerenciais no nível de risco da unidade.

Segundo REASON (2002) os problemas de performance humana dominam os riscos nas indústrias consideradas mais perigosas.

REASON *et* HOBBS (2003) listam uma série de grandes acidentes, de diversas áreas e tecnologias, cujos erros de manutenção foram a principal causa, e que o Autor ilustra aqui com os seguintes exemplos:

- O incêndio com a APOLLO13 inundada de oxigênio puro;
- A explosão do ciclohexano em *Flixborough*;
- A perda de contenção em *Three Mile Island*;
- A descarga de isocianato de metila em Bophal;
- A explosão de *Piper-Alfa*, dentre outras.

AICHE/CCPS(2005) relata os acidentes envolvendo os desastres dos ônibus espaciais americanos *Challenger* e *Columbia* e os problemas de gestão empresarial que originaram aqueles episódios. Dentre outras observações tecidas pelo artigo o Autor seleciona os seguintes comentários sobre a cultura organizacional da NASA:

- A NASA não encorajava “más notícias”;
- Encorajava o consenso total, ou seja, não deveria haver discordâncias internas de idéias;
- Dava ênfase apenas pela “cadeia de comando”;
- Permitia que a posição hierárquica e o status se sobrepujassem ao conhecimento técnico.

O referido relatório em uma segunda etapa exercita um paralelo entre os eventos ocorridos da NASA e sua possibilidade de ocorrência na indústria química. Desse exercício, faz as várias ponderações sobre atitudes que seriam sinais de possibilidade de ocorrência na indústria, das quais o Autor seleciona as seguintes:

- Complacência devido a um pressuposto desempenho superior em termos de segurança;
- Ineficazes Avaliações de Risco dos sistemas;
- Colaboradores não expressando livremente suas preocupações sobre Segurança;
- Pressões do negócio em conflito com prioridades de segurança;
- Falha em aprender e aplicar o aprendizado para melhorar a cultura;
- Permitir atrasos na manutenção de equipamentos críticos;
- Tolerar práticas ou condições que seriam inaceitáveis há pouco tempo atrás.

Segundo o AICHE/CCPS(1994) deve-se considerar que fatores organizacionais agem como potencializadores dos erros humanos, dentre eles a cultura empresarial, os mecanismos de comunicação entre os diferentes níveis da empresa e a cultura de segurança.

O AICHE/CCPS complementa que os benefícios do aperfeiçoamento humano levam a melhorias na forma de operação e a redução do tempo perdido, fato que potencialmente promove tanto a melhoria da qualidade quanto da produtividade.

Da mesma forma, para KLETZ (2001), os acidentes podem também ser prevenidos através de um melhor gerenciamento. Um bom projeto, um bom design, cuidados na construção, boa manutenção e bons métodos de operação contribuem para a redução dos acidentes. Em relação ao ente humano, um melhor treinamento que promova uma compreensão correta da tarefa além da habilidade física e/ou mental do profissional.

4.4 VALIDAÇÃO DA HIPÓTESE

A comparação feita no capítulo anterior entre as recomendações elaboradas na fase de projeto e na fase de operação da unidade permite a elaboração das conclusões baseando-se nas hipóteses descritas no capítulo 1 e reproduzidas abaixo:

Hipótese

“A escolha de uma única ferramenta de identificação de perigos será suficiente para garantir que todos os perigos estarão devidamente identificados e mitigados inclusive considerando-se o fator humano”.

Investigando-se a Hipótese

A análise dos resultados obtidos na elaboração da APR durante a fase de projeto, deixa claro o seguinte:

- Preocupação quanto à qualidade dos procedimentos e rotinas;
- Preocupação quanto ao desempenho humano;
- A necessidade de maior detalhamento de certos cenários;
- Preocupação quanto à capacidade de realização de obras na unidade para a instalação de barreiras ou mecanismos de controle dos perigos;

Dessa forma a técnica não consegue responder às questões acima, necessitando de maior detalhamento e a complementação com estudos adicionais. Portanto não confirmando a hipótese estipulada.

Segundo DeCICCO *et* FANTAZZINI (1994) a técnica de Análise Preliminar de Riscos, promove a identificação dos perigos potenciais, a quantificação do risco associado e dos principais meios de eliminação ou redução desses riscos, porém necessita ser complementada por outras técnicas mais apuradas em determinadas situações.

A técnica de APR pode ser uma técnica inicial a ser utilizada, servindo como ponto de partida para o uso de ferramentas mais sofisticadas.

O grupo que a estiver realizando a APR, ao descortinar determinado cenário poderá, se conhecedor de alguma técnica, propor imediatamente a sua utilização. Caso contrário, traçará os objetivos a serem alcançados pela análise a ser feita, deixando a decisão da escolha para a ocasião da sua realização.

Dessa forma considera-se que somente a aplicação da técnica de APR, ou de qualquer outra para a identificação de perigos não se confirma, refutando dessa forma a Hipótese.

Deve-se partir para a utilização de *mix* de técnicas de forma a obter-se um resultado maximizado na pesquisa e bloqueios de cenários de riscos.

Como ponto de partida deve-se utilizar uma ferramenta que permita uma visão geral dos principais perigos da instalação, e, ao longo do desenrolar da análise, ir sendo definidas demais técnicas que auxiliem e complementem essa análise inicial elaborada. O objetivo final será a identificação dos cenários cada qual com um grau de detalhamento necessário e suficiente para a melhor definição das suas medidas de redução de riscos.

Portanto, haverá um conjunto de estudos entrelaçados, um estudo mais detalhado sendo um subconjunto de um estudo mais genérico, complementando-o em determinada situação todos concatenados entre si. O total de estudos em termos de complexidade será semelhante ao exposto na figura 17.

4.5 ORIENTAÇÕES PARA A AVALIAÇÃO DE RISCOS *OFFSHORE*

Baseando-se no estudo de caso, o Autor considera os seguintes passos a serem aplicados em uma avaliação de riscos para uma instalação *offshore* durante a sua fase de operação.

O Anexo XI possui o fluxograma dos passos descritos abaixo.

4.5.1 Planejamento dos trabalhos

- 1) Definir claramente o objetivo do trabalho.
- 2) Elaborar uma revisão de segurança e um *walk through*, conforme detalhado em 4.2.2.

- 3) Definir responsabilidades para a execução do trabalho, nomeando um analista líder, um representante da administração e demais componentes do grupo.
- 4) Elaborar cronograma de trabalho baseando-se nos passos abaixo, dando ênfase à fase de obtenção da documentação pertinente e a pesquisa de estudos anteriores.

4.5.2 Pesquisa de estudos anteriores

- 5) Pesquisar a existência de estudos anteriores feitos durante a fase de projeto da unidade ou mesmo elaborado para a alguma modificação efetuada.
- 6) Verificar se:
 - O estudo se mantém coerente com a realidade?
 - O processo sofreu poucas mudanças?
 - Os perigos associados não estão altos?
 - Não ocorreram acidentes ou incidentes significantes?

Em caso de alguma resposta negativa

- 7) Considerar a execução de novos estudos, decidindo qual(ais) técnicas utilizar.

Em caso de todas as respostas afirmativas
- 8) Considerar a realização de revisão dos mesmos.
- 9) Verificar se algum sistema não foi analisado.
- 10) Decidir se eles poderão ser englobados na nova revisão.
- 11) Decidir se utilizarão outra técnica, e definir qual⁹.

4.5.3 Definição da técnica primária a ser aplicada.

A APR, pela projeção dentro do segmento *offshore*, pode ser a técnica inicial.

⁹ Conforme os capítulos anteriores, em alguns sistemas analisados houve uma certa dificuldade na utilização da metodologia de APR. Nesses deve-se considerar a possibilidade de utilização da metodologia de *what if/checklist* ou FMEA/FMECA para a área de elétrica e comunicação.

4.5.4 Definição das técnicas secundárias.

- 12) Solicitar análise de confiabilidade humana para as tarefas consideradas críticas na unidade.
- 13) Solicitar estudos de conseqüências sempre que os cenários necessitem de maior detalhamento.
- 14) Um estudo de LOPA nos cenários não toleráveis que possuam uma rotina ou procedimento como salvaguarda ou sempre que houver dúvida se as salvaguardas existentes e/ou propostas estarão levando o cenário para a região ALARP. Uma alternativa adicional seria a implementação de funções de segurança instrumentadas que utilizem os conceitos de IEC 61508/61511 para as malhas (SIF) que estiverem ligadas à proteção desse cenário.

4.5.5 Avaliação ao término de cada análise elaborada.

- 15) Deverá ser elaborado um diagrama de gravata borboleta (*bow-tie*) dos eventos mais críticos à segurança, a exemplo: explosão das caldeiras, inundação da casa de máquinas, etc.
- 16) Deverá ser feita uma avaliação do conhecimento dos riscos da unidade por cada supervisor de área, esse supervisor deverá conhecer os riscos de sua área e comunicá-los aos seus subordinados. Utilizar os *bow-ties* como subsídio.

4.5.6 Utilização de sistema de controle e gerenciamento das recomendações para garantir a sua realização.

4.5.7 Revisão de todo o processo conforme pregam as normas e diretrizes de gerenciamento de riscos.

5 CONCLUSÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo elaborou uma abordagem dos principais perigos da atividade de produção de petróleo *offshore*, pesquisou as técnicas mais utilizadas nessa indústria para a identificação de perigos e análise dos riscos. Discorreu sobre a necessidade de uma clara definição sobre os objetivos a serem alcançados pelas análises e sobre a necessidade de um planejamento e da definição de responsabilidades para que se consiga os resultados desejáveis.

Com relação às técnicas descreveu-as em função do campo de aplicação, da necessidade de recursos tanto humanos como materiais e dos resultados alcançáveis.

A aplicação de um sistema da gestão de riscos promove ações de identificação, análise, avaliação, reflexão, mensuração, tratamento, monitoramento e gerenciamento dos riscos em todos os estágios do ciclo de vida da instalação. Como elaborar estudos dessa natureza nas unidades em operação com toda a faina de operação foi a questão levantada pelo estudo.

Observou-se que as unidades nessa condição possuem vantagens e desvantagens em relação às novas unidades.

Como vantagens pode-se destacar o conhecimento operacional adquirido ao longo dos anos, a vivência de situações perigosas evidencia na equipe uma boa percepção dos riscos envolvidos e a identificação dos limites que não devem ser ultrapassados.

Como desvantagens tem-se a idade da instalação, os problemas decorrentes dessa idade, principalmente devido à grande demanda de manutenção e inspeção, além da contínua demanda de obras de adequação.

5.2 DISCUSSÃO DA QUESTÃO PROPOSTA

Durante o estudo de caso observou-se que a utilização de uma única ferramenta não atende aos objetivos de identificar todos os perigos e tecer medidas para mitigar os riscos considerados não toleráveis.

O estudo faz uma proposta de técnicas a serem seguidas, tendo como base a APR como análise inicial, criando uma metodologia que se propõe a identificação eficaz dos perigos tendo em vista a fase de operação da unidade.

O Estudo de caso evidencia a necessidade de análises ligadas ao comportamento humano. Várias operações denotam um potencial de riscos muito altos, a exemplo as operações de movimentação de cargas, de aproximação de barcos de suprimentos, serviços de manutenção, controle de lastro, aproximação dos aliviadores, e isolamento de equipamentos não operacionais, dentre outras mencionadas em OGP(2006) .

Da mesma forma EPA(1998) coloca como um dos requisitos para serem cobertos em um processo de análise de perigos verificação de erros humanos em especial ênfase no comportamento esperado durante a execução de planos de emergência e em situações de alto nível de stress.

O Estudo de caso evidencia também a preocupação com a manutenção das barreiras de segurança instaladas durante o projeto.

Segundo MOAN(2005) as principais causas dos grandes acidentes envolvendo as estruturas *offshore* foram devido a omissões e a erros humanos e organizacionais.

Pela análise dos cenários do estudo de caso as políticas de suprimento, de manutenção e decisões operacionais envolvendo tanto órgãos internos quanto externos à PETROBRAS podem influenciar no nível de risco da instalação, o que confirma o parágrafo anterior, e como tal deve ser alvo do processo de gerenciamento de mudanças.

Outro aspecto observado é a preocupação quanto à capacidade da unidade de realizar obras em sua locação. As unidades possuem uma limitação natural tanto de espaço quanto de recursos de manutenção do homem na embarcação além da necessária salvação.

Observou-se que durante a elaboração das recomendações do estudo de caso, a tendência em controlar perigos por procedimentos e rotinas como forma de evitar mais obras pode levar a falhas humanas que estatisticamente possuem valores maiores se comparados às barreiras de engenharia.

5.3 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Autor como recomendação para trabalhos futuros propõe:

Uma avaliação projetada dos riscos da unidade considerando-se as perspectivas de deterioração das condições de segurança da instalação em virtude do seu tempo de uso e da necessidade cada vez maior de manutenções e inspeções. Tal análise deve ser feita em termos de valoração econômica dos riscos envolvidos comparando-se financeiramente os riscos desse cenário com o risco da instalação de nova unidade adequadas à realidade operacional que será projetada para operar até o fim da vida útil prevista para o campo.

Como tal análise deverá ser quantitativa, para tal estudo deverão ser também definidos critérios quantitativos de tolerabilidade de riscos.

REFERÊNCIAS

ABS - AMERICAN BUREAU OF SHIPPING. **Guidance Notes on Risk Assessment Applications for the Marine and Offshore Oil and Gas Industries**, 2000.

AGA. Ficha de informações de segurança de produto químico. Disponível em: <http://www.aga.com.br/international/web/lg/br/like/gagabr.nsf/docbyalias/safety_data>. Acesso em: Maio 2007.

ALBERTON, Anete, **Uma Metodologia para auxiliar no Gerenciamento de Riscos e na Seleção de Alternativas de Investimentos em Segurança**, Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1996.

AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS. Center for Chemical Process Safety (CCPS). **Guidelines for Hazard Evaluation Procedure**, , 2nd ed. New York, 1992.

_____. Center for Chemical Process Safety (CCPS). **Guidelines for Preventing Human Error in Process Safety**, 1st ed. , 1994.

_____. Center for Chemical Process Safety (CCPS). **Layer of Protection Analysis, Simplified Process Risk Assessment**, 1st ed. , 2001.

_____. Center for Chemical Process Safety (CCPS). **Process Safety Beacon**. Disponível em: <<http://www.aiche.org/ccps/safetybeacon.htm>>. Acesso em: Fevereiro. 2007.

_____. **Key Lessons from the Columbia Shuttle Disaster (With Adaptation to the Process Industries)**; David Jones (Chevron), Walt Frank (ABS Consulting), Karen Tancredi (DuPont), and Mike Broadribb (BP), CAIB Report, Vol. 1, p. 101, New York, 2005.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API RP 14C** : Recommended Practice for Analysis, Design, Instalation, and testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms; Washington, D.C.,2001

_____. **API RP 14E** : Recommended Practice for Design and Installations of Offshore Production Platforma Piping Systems; Washington, D.C.,2001

_____. **API RP 14F** : Recommended Practice for Design and Installations of Electrical Systems for Fixed and Floating Offshore Petroleum Facilities for Unclassified and Class I, Division 1 and Division 2 Locations; Washington, D.C., 2002

_____. **API RP 14J** : Recommended Practice for Designs and Hazard Analysis for Offshore Production Facilities, Washington, D.C., 2001

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **API RP750** : Management of Process Hazards, Washington, D.C., 1990.

CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA – CIAGA. **Novo Simulador de Posicionamento Dinâmico em Operação no CIAGA**. Disponível em: < http://www.mar.mil.br/ciaga/ciaga/simul_posicionamento.htm>. Acesso em: Mai. 2007.

COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL-CETESB. Ficha de Informação de Produto Químico. Disponível em: <http://www.cetesb.sp.gov.br/Emergencia/produtos/ficha_completa1.asp?consulta=TRIE TILENOGLICOL>. Acesso em: Maio 2007.

COSTA, Helder Gomes. **Introdução ao método de análise hierárquica: análise multicritério no auxílio à decisão**, Escola de Engenharia e Instituto de Computação da UFF, 1ª Edição, Niterói, RJ, 2002. 1 CD ROM.

DAVENPORT, John A. **History of the Loss Prevention Symposia: Forty Years**. Wiley Interscience, dec 2006.

DE CICCIO, Francesco, FANTAZZINI, Mario Luiz. **Introdução à engenharia de segurança de sistemas**, 3ª Edição, São Paulo: Fundacentro, 1993.

DEPARTMENT OF DEFENSE-USA. **MIL-STD-882** : Standard Practice for System Safety, USA, 2000.

DINSMOR, C. e CAVALIERI, A. **Como se Tornar um Profissional em Gerenciamento de Projetos**: Livro-Base de Preparação para Certificação PMP_ - Project Management Professional. Rio de Janeiro. QualityMark, 2003.

DOWSETT, Ian; SICH, Martin; RANDELL, Dave. **ARPEL report**: International Review of Risk Management Systems. Montevideo, Uruguay, 2000.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY/EPA-USA. **Right to Know Act**. Disponível em: < <http://www.epa.gov/epahome/r2k.htm>>. Acesso em: Fev. 2007.

ESTEVES, Alan da Silva; Gerenciamento de Riscos de Processo em Plantas de Petroquímicos Básicos - Uma Proposta de Metodologia Estruturada, Dissertação (Mestrado em Sistemas de Gestão) Universidade Federal Fluminense, 2004.

E&P FORUM. **Guidelines for the Development and Application of Health, Safety and Environmental Management Systems**; Report No. 6.36/210, London, UK, 1994.

FANTAZZINI, Mario Luiz. **Técnicas Estruturadas para Avaliação de Riscos**. Workshop Avaliação e Gestão de Riscos Operacionais, PETROBRAS, 2006

HAMMER, Willie. **Product Safety Management and Engineering**. New York:Prentice-Hall, 1993.

HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE. **Offshore Technology Report 2000/112**. Offshore Hydrocarbon Releases Statistics. Health & Safety Executive, UK, 2000. Disponível em:
< <http://www.hse.gov.uk/RESEARCH/otopdf/2000/oto00112.pdf>>. Acesso em: Abr. 2007

_____. **Research Report 349** : Accident statistics for Fixed Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980 - 2003. Health & Safety Executive, UK, 2004.

_____. **Report OTO 97 068** : Approaches to Hazard Identification. AMBION Consultants, Health & Safety Executive, UK, 1997

_____. **Structural Reliability Framework for FPSOs/FSUs**. Health & Safety Executive, UK, 2004. Disponível em:
< <http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr261.pdf>>. Acesso em: Abr. 2007.

HUSKY ENERGY. **WHITE ROSE OILFIELD DEVELOPMENT APPLICATION**. 2001. Disponível em:
<http://www.huskyenergy.ca/downloads/AreasOfOperations/EastCoast/DevelopmentApplication/Vol5_Part2.pdf> . Acesso em: Dez. 2006.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC. Disponível em:
< <http://www.iec.ch/index.html>>. Acesso em: jun.2007.

_____. **IEC 61508** : Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems, 1998.

_____. **IEC 61511** : Functional safety –Safety instrumented systemsfor the process industry sector;International Electrotechnical Commission, 2003.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Disponível em:
<http://www.iso.org/iso/home.htm>. Acesso em: Jun. 2007.

_____. **ISO 10418** : Analysis, design, installation and testing of basic surface safety systems for offshore production platforms. Geneva , 2003.

_____. **ISO 17776** : Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations - Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment, International Standards Organization, Geneve, 2002.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. **ISO 73** - Risk management vocabulary, vocabulary for use in standards. Geneve, 2002.

KLETZ, Trevor. **An Engineer`s View of Human Error**, 2nd ed. Institution of Chemical Engineer (IChemE), Rugby, UK, 2001.

KLETZ, Trevor. **O que houve de errado: casos de desastres em industrias quimicas, petroquimicas e refinarias**, São Paulo: Pearson Markron Books, 2005.

KOONTZ, H.; O`DONNEL,C.; **Os Princípios de Administração: Uma Análise das Funções Administrativas**. São Paulo: Pioneira, 1980.

LEES, Frank P.; **Lee`s Loss Prevention in the Process Industries** - Edited by Sam Mannan, 3rd ed. Texas: Elsevier Butterworth Heinemann, 2005

MINANI E. J., BRANDÃO J. A. S. L., ZALÁN P. V. ; GAMBOA L. A. P. **Petróleo na Margem Continental Brasileira**. Brazilian Journal of Geophysics, Vol. 18(3), 2000.

MOAN, Torgeir; **CORE Report No. 2005-04: Safety of Offshore Structures**, Centre for Offshore Research & Engineering, National University of Singapore, Singapore, 2005.

NORWEGIAN TECHNOLOGY CENTRE. **Z-013** : Risk and emergency preparedness analysis. Oslo, Norway, 2001.

OFFSHORE-TECHNOLOGY.COM.

Disponível em: < <http://www.offshore-technology.com>>. Acesso em Fev. 2007.

OFFICE OF PUBLIC SECTOR INFORMATION – UK. **The Offshore Installations (Safety Case) Regulations, 1992**. Disponível em:

< http://www.opsi.gov.uk/si/si1992/Uksi_19922885_en_1.htm>. Acesso em: Mar.2007.

OFFICE OF PUBLIC SECTOR INFORMATION – UK. **The Offshore Installations (Safety Case) Regulations, 2005**. Disponível em:

< http://www.opsi.gov.uk/si/si1992/Uksi_19922885_en_1.htm>. Acesso em: Mar.2007.

OGP-INTERNATIONAL ASSOCIATIONS OF OIL&GAS PRODUCERS. **Report n. 377** : Guideline for managing risks associated with FPSO. London, UK, 2006.

OKSTAD, Eivind, HOKSTAD, Per; **Risk Assessment and Use of Risk Acceptance Criteria for the Regulation of Dangerous Substances**. Trondheim, Norway, 2002.

OLIVEIRA, Wilson Barbosa. **Programas de segurança baseados na prevenção e controle de perdas**. Curso de segurança, saúde e meio ambiente - CURSSAMA. Petrofértil: setembro, 1991.

PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. Disponível em:

< <http://www.pmi.org>>. Acesso em: Mar2007.

PIQUET, Rosélia, organizadora. **Petróleo, royalties e região**. Rio de Janeiro: Garamond, 2003

PRADO, D. **Gerenciamento de Projetos nas Organizações**, V-I, Belo Horizonte: FDG, 2000.

REASON, James; HOBBS, Alan. **Managin Maintenance Error: A practical guide**. London: Ashgate Publishing Co, 2003.

REASON, James. Demystifying human factors: practical solutions to reduce incidents and improve safety, quality and reliability. INTERNATIONAL WORKSHOP ON HUMAN FACTORS IN OFFSHORE OPERATIONS, 2002, Houston. **Anais...** Intercontinental Hotel, Houston, 2002.

SAATY, T.L., **Método de Análise Hierárquica**. São Paulo: McGraw-Hill-Makron, 1991.

TAYLOR, J. R. **Risk analysis for process plant, pipelines and transport**. London: E & FN Spon, 2000.

_____. **Understanding and combating desing error in process plant desing**. London: Safety Science, 2006.

_____. **Guidelines for Quantitative Risk Assessment Uncertainty**. London, UK, 2000

U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **EPA40 CFR PART**: General Guidance for Risk Manegement Programs, USA , 1998.

UTT, Mike. **The Offshore Industry, Middle Age, but Still Learning**, SPE Distinguished Lecturers ,Society of Petroleum Engineers, USA, 2006.

VINNEM, Jan Erik. **Offshore Risk Assessment**: Principles, Modelling and Applications of QRA Studies. 1st edition, London: Kluwer Academic Publishers, 1999.

_____. 2nd edition, London: Springer-Verlag London Limited, 2007.

WALKER, Gordon, MOONEY, Jonh, PRATTS, Derek. **The people and the hazard**: the spatial context of major accident hazard management in Britain, Applied Geography, www.elsevier.com/locate/apgeog, acessado em junho 2007.

WIKIQUOTE: Benjamin Franklin - A coletânea de citações livre. Disponível em: <http://pt.wikiquote.org/wiki/Benjamin_Franklin>. Acesso em: março 2007

YERGIN, Daniel. **The Prize** : The Epic quest for oil, money, and power. Rockefeller Center-NY: Touchstone, 1992.

YIN, Robert K. **Estudo de Caso: Planejamento e Métodos**. 3° ed. Porto Alegre: Bookman, 2005.

YOKOHAMA NATIONAL UNIVERSITY. **PEMEX LPG BLEVE Explosion**.

Disponível em:

< <http://www.bsk.ynu.ac.jp/~kaminoyamalab/rinri/Case%20Study%204%20-%20Pemex.pdf>>. Acesso em nov. 2006.

GLOSSÁRIO

Abordagem Multicrédito : *Multicriteria Decision Making* (MCDM), *Multicriteria Decision Aid* (MCDA) ou Abordagem Multicrédito: desenvolvimento metodológico que caracteriza-se por abordar a solução de problemas decisórios à luz de vários critérios

Adernamento : Inclinação lateral da embarcação

Amarras : Extensão do sistema de ancoragem que é conectado à embarcação

Análise de Riscos de Processo - ARP: Aplicação de uma ou mais técnicas analíticas que ajudam na identificação e avaliação dos riscos de processo (processamento).

Análise de Riscos: Estimativa quantitativa de risco baseada em avaliações de engenharia e técnicas matemáticas de combinar conseqüências e frequências de eventos indesejáveis.

Ativo de Produção - ATP : Neste trabalho, representa o conjunto de Plantas de processo e instalações administrativas, que realizam atividades operacionais e de suporte técnico com administração e autonomia próprias, compondo uma Unidade de Negócios – UN.

Blow out: Erupção súbita de um poço de petróleo.

Boilover : No fenômeno água já se encontra acumulada no fundo do vaso, sob aumento de temperatura essa água se transforma em vapor que devido a expansão expulsa explosivamente o líquido do tanque

Bomba Jockey : Bomba destinada a manter cheio e pressurizado o anel de incêndio

Booster : Equipamento de impulsionamento de fluidos (bombas, compressores, ventiladores, Equipamento de impulsionamento de fluidos (bombas, compressores, ventiladores, soparadores) que são instalados em série com outros equipamentos similares com o fito de aumentar a vazão de recalque ou altura manométrica.

Borda-livre : É o convés completo mais elevado que o navio possui, de tal forma que todas as aberturas situadas nas partes expostas do mesmo disponham de meios permanentes de fechamento que assegurem sua estanqueidade.

Brainstorm : Tempestade cerebral, nome dado às reuniões nas quais não vale qualquer tipo de censura a qualquer tipo de idéia, tendo como objetivo maior aguçar a criatividade do grupo

Bypass : Caminho alternativo de fluxo encontrado em uma instalação hidráulica ou elétrica, normalmente instalado em torno de um equipamento ou instrumento de controle que atue diretamente na corrente de fluxo, com a finalidade de facilitar a retirada para manutenção do equipamento. Dispositivo de contorno de uma válvula, equipamento, instalação, que permite um caminho alternativo para continuidade operacional.

Cargo Block : Área central do navio aonde se localiza o bloco dos tanques de carga

Casa de Bombas : Local da embarcação onde estão instaladas as principais bombas para operação de descarga dos tanques

Cenário de acidente : Qualquer situação adversa em uma instalação operacional que possa vir a ocasionar uma emergência.

Derrabamento : Popa de embarcação muito baixa

Embicamento : Proa da embarcação abaixada

Emergency Shut Down Valve (SDV/ESDV): válvula automática para atuação emergência

Equipamento crítico : Equipamento e outros sistemas determinados como essenciais na prevenção o acontecimento de uma ocorrência ou que atenuam as conseqüências de um vazamento incontrolado. Tais equipamentos podem incluir vasos, maquinaria, tubulações, BOPs, cabeças de poço e válvulas relacionadas, flares, alarmes e intertravamentos, equipamento de proteção contra fogo e outros sistemas de controle e resposta.

Explosão : É uma liberação de energia que ocorre em intervalo de tempo pequeno e que, aos sentidos humanos, é aparentemente instantâneo. Pode resultar de uma rápida reação de oxidação, geralmente envolvendo hidrocarbonetos, da decomposição de substâncias endotérmicas, deflagração ou detonação de gases e vapores inflamáveis, deflagração de pós, deflagração de líquidos inflamáveis vaporizados, por detonação nuclear ou por reação autocatalítica, levando a efeitos de sobrepressão que causam danos com forte e repentino deslocamento de ar.

Fatores Humanos : Fatores Humanos, ou Human Factors (HF) – Termo originário da segunda guerra mundial em resposta aos problemas enfrentados pela aviação militar que foram atribuído às pessoas e ao seu comportamento.

Flare : Denominado também como queimador de segurança, é um tipo de equipamento de segurança de uma Planta de processo para queimar gases tóxicos e/ou inflamáveis oriundos de operações de alívio, despressurização, abertura de válvulas de segurança, condições anormais de operação.

Flotel - Floating Hotel ou hotel flutuante : Denominação que se emprega na área offshore para uma embarcação que em geral é posicionada ao lado de uma plataforma fixa e ligada à mesma através de rampa de acesso. A função dessas unidades é servir de apoio em campanhas de montagens, interligações ou manutenção, provendo estrutura adicional de alojamentos, cozinha e oficinas para acomodar trabalhadores.

Força de trabalho: Pessoas que executam atividades para uma corporação incluindo empregados próprios, estagiários, prestadores de serviço caracterizados como autônomos, cooperativados de cooperativas contratadas, empregados de outras empresas que prestem serviços ou executem atividades contidas no objeto do contrato com a empresa contratada.

Função Instrumentada de Segurança : Malha instrumentação dedicada exclusivamente ao sistema de segurança que executa uma função específica para manter a segurança de determinada instalação

Gás Inerte : Na industria offshore são gases não inflamáveis utilizados para preencher espaços vazios em determinadas situações e condições, a exemplo o dióxido de carbono e o nitrogênio.

Gas Lift : Método de elevação artificial de petróleo empregado em aplicações onshore, principalmente em campos maduros, onde os reservatórios se encontram parcialmente depletados ou a produtividade dos poços é baixa para justificar a utilização de métodos de maior capacidade de produção.

Gerenciamento (ou Gestão) de riscos : Aplicação sistemática de políticas de gerenciamento, procedimentos e práticas para análise de tarefas, avaliação e controle de riscos a fim de proteger o homem, meio ambiente e a propriedade, garantindo a continuidade operacional. Inclui a adoção de medidas técnicas e/ou administrativas para prevenir, controlar riscos, visando sua redução.

Hardware : Partes de um sistema, ou o próprio sistema, relacionada com os dispositivos, componentes, equipamentos projetados para que executar uma determinada tarefa.

Header : Coletor; acessório de linha.

Heliponto : Local de pouso das aeronaves (helicópteros)

Incêndio : Combustão de um produto inflamável.

Inflamável : ver Líquido inflamável.

Líquidos Inflamáveis : Substâncias que possuem ponto de fulgor inferior a 37,8 oC e pressão de vapor que não exceda 275 kPa (2,80 kgf/cm²) absoluta a 37,8 oC, conforme norma NFPA 45.

Limite Inferior de Explosividade (LIE): É a menor concentração de uma substancia que misturado com o ar forma uma mistura inflamável

Limite Superior de Explosividade (LSE): É a maior concentração de uma substancia que misturado com o ar forma uma mistura inflamável.

Manifold : Dispositivo de manobra de fluidos, constituído de válvulas e outros elementos de tubulação.

Medida mitigadora : Conjunto de intervenções que se faz em uma Instalação Operacional, sejam elas de hardware, de software e/ou de procedimentos objetivando torná-la mais segura.

Mudança : Qualquer alteração permanente ou temporária em relação a uma situação existente em uma instalação, atividade ou operação, durante todo o seu ciclo de vida, que modifique os riscos existentes ou altere a confiabilidade de sistemas. Inclui mudanças de pessoas, na tecnologia e nas instalações.

Offloading : denominação de origem inglesa que indica a mudança de alguma coisa de um lugar para outro, no caso transferencia de oleo do FPSO para o navio aliviador

Offshore : Trata-se de um termo internacional significando além de externo ao pais fora do alcance da taxas normalmente aplicadas no pais ou continente

Onshore : O oposto de offshore

Perigo : Fonte ou situação com potencial de provocar danos em termos de ferimentos humanos ou problemas de saúde, danos à propriedade, ao meio ambiente ou a uma combinação deles

Petróleo : Petróleo estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro eo castanho, constituído, basicamente, por uma mistura de compostos químicos orgânicos (hidrocarbonetos). Os principais grupos e componentes dos óleos são os hidrocarboneos saturados, os hidrocarbonetos aromáticos, as resinas e os asfaltenos.

Ponto de Fulgor : É a menor temperatura na qual um liquido libera vapor ou gás em quantidade suficiente para formar uma mistura inflamável. Por mistura inflamável, para fins de apuração do ponto de fulgor, entenda-se a quantidade de gás ou vapor misturada com o ar atmosférico suficiente para iniciar uma inflamação em contato com uma chama.

Popa : Vide Ré

Posicionamento Dinâmico : Posicionamento DinâmicoO Sistema de Posicionamento Dinâmico SPD ou sistema DP (dynamic positioning), mantém uma embarcação em posição pré-definida através de propulsores coordenados por uma central computadorizada com informações externas. O homem só interfere em mudanças de posição ou em situações de emergência.

Proa : Vide Vante

Processo : É o conjunto de atividades inter-relacionadas ou interativas que transforma insumos (entradas) em produtos (saídas). Inclui processos de trabalho de qualquer natureza conduzido em instalações e outras áreas.

Pull in : Operação de desconexão de linhas submarinas ou amarras nas unidades offshore

Pull out : Operação de conexão de linhas submarinas ou amarras nas unidades offshore

Rancho : Refeições elaboradas na unidade

Ré : à popa, parte de trazeira da embarcação

Right to Know Act : *Every American has the right to know the chemicals to which they may be exposed in their daily living. Right-to-Know laws provide information about possible chemical exposures. Below is a list of some of the information that EPA provides the public in the spirit of right to know.*

Risers : São linhas que interligam os poços com a plataforma. Conduzem petróleo (óleo+gás), gás lift, gás de exportação, e água de injeção. Podem ser conectados diretamente aos poços através de uma ANM ou manifold submarino, ou ainda, a um duto submarino.

Safety Case : O *Safety Case* é um documento regulado pelo reino unido, onde a a companhia deve demonstrar o quão efetivo é o seu sistema de segurança em relação à uma instalação offshore em particular

Salvatagem : Conjunto de equipamentos instalados na unidade para prover o abandono em condições de emergência

Seveso : A cidade de Seveso, na Itália, a 25 km de Milão, tornou-se mundialmente famosa pela liberação de vários quilogramas da dioxina TCDD (2,3,7,8-tetraclorodibenzo-p-dioxina) na atmosfera e o produto espalhou-se por grande área na planície Lombarda. O desastre levou a União Europeia a publicar a Diretiva de Seveso com regulamentos industriais mais rígidos. A Diretiva de Seveso foi atualizada em 1999 e complementada em 2005 e é atualmente conhecida como Diretiva de Seveso II (ou Regulamentos COMAH no Reino Unido).

Shutdown : Desligamento automático de uma instalação operacional realizado a partir da ação de um dispositivo de desligamento de uma malha de controle quando da ocorrência de uma operação anormal.

Sistema de recuperação de vapor : Trata-se de uma unidade de compressão booster para elevar o gás proveniente do vaso de separação atmosférica (surge tank) ao nível de pressão capaz de ser comprimido pelos compressores principais

Slop : Tanque a que se destinam as águas servidas e resíduos de sedimentação de outros tanques

Sloper : Fenômeno que ocorre quando água é aspergida para uma superfície já queimando em um tanque. A água afunda no óleo e se vaporiza, e ao se vaporizar arrasta consigo óleo e chamas do tanque

Software : Dispositivos, mídias que executam uma determinada tarefa, comandados pelo hardware, p. ex., um programa de computador faz um determinado cálculo de engenharia.

Stakeholders : Partes interessadas nos negócios de uma Corporação (público, acionistas, etc.).

Sulfeto de Hidrogênio : Sulfeto de hidrogênio (H₂S) - O sulfeto de hidrogênio é um forte irritante do sistema respiratório superior e inferior, porém seus efeitos dependem da sua concentração e duração da exposição. Pode causar frostbite ou queimadura pelo frio. Exposição por mais de 30 minutos a concentrações com mais de 700 ppm são fatais.

Superestrutura : Construção feita sobre o convés principal, estendendo-se ou não de um a outro bordo e cuja cobertura é, em geral, ainda um convés.

Supply boat : Barco de suprimento.

Swivel : Equipamento do turrete que permite executar o giro da tubulação, ligando os risers fixos ao leito marinho com as tubulações internas do FPSO gira em torno do turrete devido a uma composição de forças exercidas na unidade tanto pelos ventos como também pela maré.

Tarefa : É a execução de uma prática ou procedimento

Tensão em corrente alternada (VAC): Volt (V) – Unidade SI de tensão elétrica (diferença de potencial elétrico). Foi batizada em honra ao físico italiano Alessandro Volta

Terminal Aquaviário : Terminal para recebimento de petróleo e derivados

Topside : Considera-se topside os equipamentos de um sistema de produção offshore que estão posicionados acima da linha d' água nas plataformas ou navios

Trietileno glicol : Produto utilizado nas torres de processamento com o objetivo de retirar a umidade do gás natural.

Turret : estrutura de forma cilíndrica ou de sino que promove simultaneamente a ancoragem e a conexão dos risers à embarcação

Vante : à proa, frente da embarcação

Vapor superaquecido : Vapor de água a temperatura de 600°C

Vent : Dispositivo instalado para proteção de um equipamento ou tubulação, normalmente aberto numa operação de purga ou alívio de pressão, também denominado venteio.

Watt (W): Unidade do Sistema Internacional de Unidades (SI) para potência que recebeu o nome de James Watt matemático e engenheiro escocês.

ANEXOS

ANEXO I – EVOLUÇÃO DAS INSTALAÇÕES *OFFSHORE* NO MUNDO (Sistemas Flutuantes de Produção)

Primeira Instalação Offshore

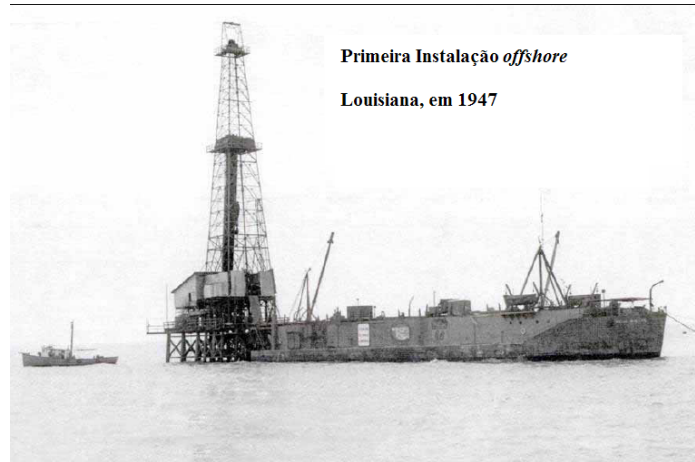


Foto 10 – Primeira Instalação offshore
Fonte : UTT(2005)

Primeira plataforma flutuante de produção



Foto 11 – Primeira unidade de produção flutuante
Fonte : UTT(2005)

Evolução mundial sistemas flutuantes de produção no tempo

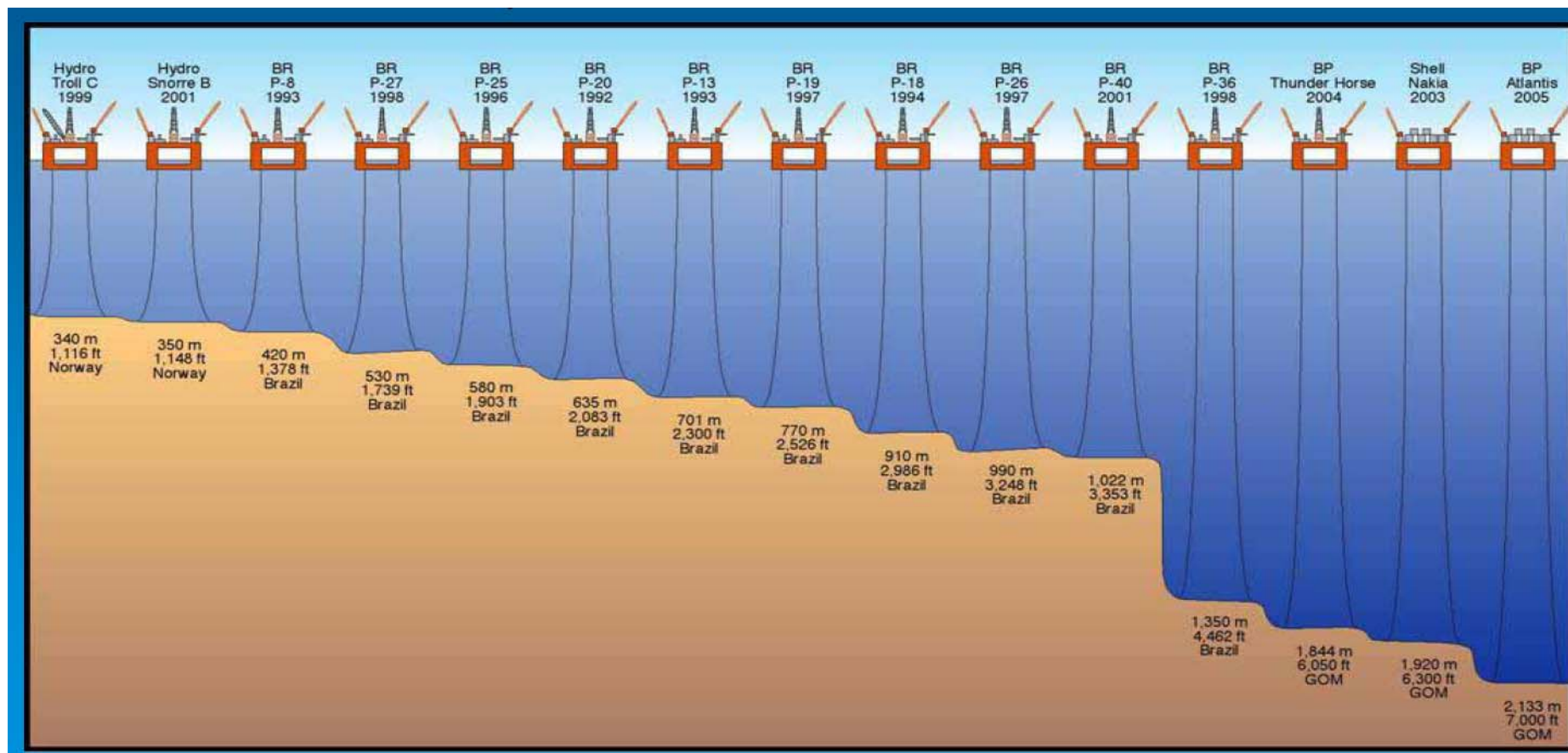


Figura 22 – Evolução das unidades flutuantes de produção
 Fonte : UTT(2005)

Evolução mundial dos FPSOs no tempo

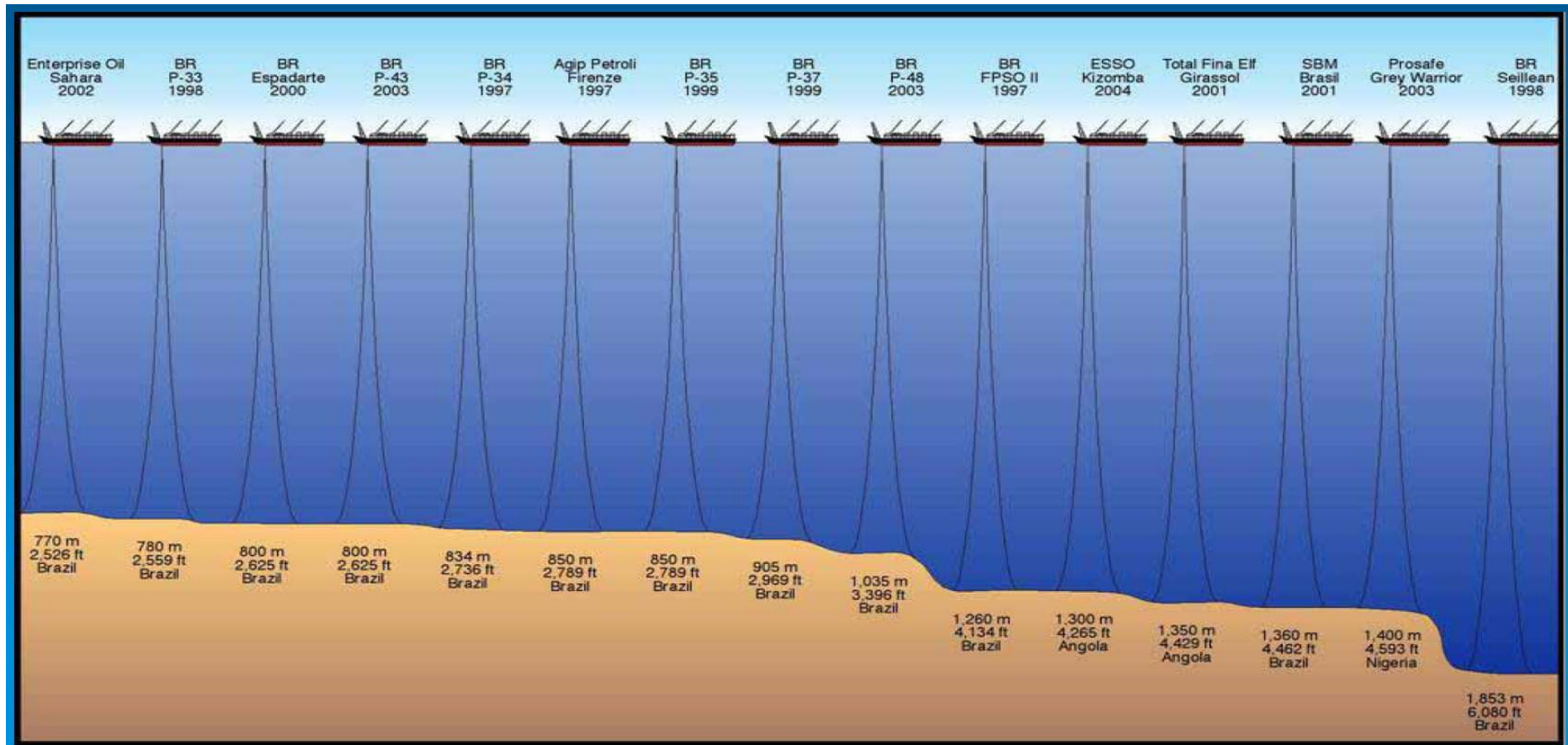


Figura 23 – Evolução mundial FPSO
 Fonte : UTT(2005)

ANEXO II – PRINCIPAIS PERIGOS NA ATIVIDADE *OFFSHORE*

Facilidades Topside e dutos.

Perigos devidos aos Equipamentos

- Relacionados aos equipamentos rotativos;
- Relacionados aos equipamentos elétricos;
- Pela atividade de içamento dos equipamentos;
- Relacionado aos equipamentos defeituosos;
- Devido a impactos de objetos estranhos.

Perigos devidos ao Processo

- Líquidos e gases sob alta pressão;
- Hidrocarbonetos sob alta pressão;
- Temperaturas altas;
- Temperaturas baixas;
- Presença e estocagem de substâncias inflamáveis;
- Presença de fontes de ignição;
- Presença de substâncias tóxicas;
- Corrosão e erosão interna;
- Falha dos sistemas de selagem;
- Desvios nos sets de proteção;
- Condições do sistema de *flare* e *vent*;
- Erro operacional;
- Falha no controle de processo;
- Falha no sistema de parada de emergência. (*Emergency Shutdown*);
- Presença de material pirofórico.

Perigos devidos às atividades de Poço

- Sistema sob-pressão;
- Características do fluido não esperadas (areia, gás, etc);
- Pelas atividades de intervenção se a sonda está localizada na mesma instalação;
- Proximidade da sonda das demais facilidades ou de outros poços.

Perigos Ambientais

- Atmosfera corrosiva;
- Condições do Mar;
- Condições climáticas;
- Desastres naturais.

Manuseio de Cargas (*)

Aeronaves e Barcos de Apoio (*)

Alojamentos e Escritórios

Perigos externos

- Vazamentos de gás;
- Fogo oriundo das áreas industriais;
- Queda objetos.

Perigos Internos

- Presença de materiais inflamáveis e fogo no casario;
- Equipamentos e rotas de fuga inadequadas para o abandono;
- Falha nos sistemas de emergência;
- Perigos bacteriológicos;

- Presença de contaminantes no suprimento de água potável;
- Preparação e fornecimento de refeições;
- Condições sanitárias das habitações;
- Descarte de lixo orgânico e contaminantes.

Perigos à segurança pessoal (*)

Perigos em Serviços de Manutenção/Inspeção ou Construção & Montagem

Manutenção ou Inspeção

- Operações de Mergulho;
- Eletricidade estática;
- Fontes radioativas;
- Perigos respiratórios (áreas confinadas);
- Fontes de energia ativas (elétricas e mecânicas);
- Condições de vento e ondas;
- Bloqueio de Equipamentos;
 - Má identificação de equipamentos,
 - Modificações nos sistemas,
 - Falhas humanas,
 - Durante a elaboração de testes,
 - Materiais utilizados.

Em Atividades Simultâneas

- Vazamentos de hidrocarbonetos;
- Trabalhos a quente (solda, esmerilhamento, corte);
- Proximidade entre operações.

Manuseio de Cargas (*)

Aeronaves e Barcos de Apoio (*)

Perigos à segurança pessoal (*)

Perigos no Manuseio de Cargas

- Movimentação de material;
- Operações com guindaste;
- Armazenamento de equipamento de perfuração e/ou *containers*;
- Armazenamento de produtos químicos e/ou inflamáveis;
- Fontes radioativas;
- Explosivos;
- Tráfego de embarcações;
- Atracamento de embarcações;
- Condições do mar;
- Falhas nas embarcações durante o içamento das cargas.

Perigos com Aeronaves e Barcos de Apoio

- Aproximação de embarcações;
- Aproximação e pouso de aeronaves;
- Condições do mar e atmosféricas;
- Falhas nas embarcações durante o içamento.

Perigos devidos aos Equipamentos

- Uso ou especificação inadequada de EPI;
- Uso impróprio de equipamento;
- Tropeços e escorregões;
- Trabalhos em altura;
- Fricção, centelhas ou chamas;
- Drogas e álcool;

- Exposição ao tempo;
- Fadiga;
- Asseio dos alojamentos.
- Condições das habitações
- Lixo

ANEXO III – LISTA DE VERIFICAÇÃO BASEADO NA NORMA ISO 17776

Simbologia para Tipo
S - À segurança
H - Perigo pessoal
E - Ao meio ambiente.

Num.	Descrição do perigo	Tipo	Fontes
1	Hidrocarbonetos		
1.1	Sobrepresão de óleo	S/H/E	Tubulações, vasos de pressão
1.2	Perda controle do poço	S/E	Poços, especialmente durante perfuração e workover
1.3	GLP	S/H/E	Equipamentos de fracionamento, tanques de estocagem
1.4	Gás Natural liquefeito		Plantas criogênicas, tanques
1.5	Condensado	S/H/E	Poços, tubulações de gás, separadores de gás, gasodutos.
1.6	Gás natural	S/H/E	Separadores de óleo, depuradores de gás, compressores, bombas, equipamentos e tubulações de processamento de petróleo.
1.7	Óleo a baixas pressões	S/H/E	Tanques, vasos atmosféricos
1.8	Borras, parafinas, ceras	S/H/E	Filtros, tubulações poços, gasodutos
1.9	CO, monóxido carbono	S/H/E	Tubulações exaustoras de gases
2	Hidrocarbonetos Refinados		
2.1	Óleo de lubrificação e selagem	H/E	Motores, e equipamentos rotativos
2.2	Óleo hidráulico	H/E	Pistões hidráulicos, reservatórios, bombas
2.3	Diesel	S/H/E	Motores, tanques de estocagem
2.4	Outros derivados de petróleo (gasolina, querosene, solventes)	S/H/E	Tanques de estocagem, bombas
3	Materiais inflamáveis		
3.1	Celulose	S	Materiais de empacotamento, escritório
3.2	Materiais pirofóricos (FeS)	S/H/E	Vasos em serviço ácido (H ₂ S), filtros, material esponjoso em unidades de adoçamento (glicol).
4	Explosivos		
	Cargas perfurantes de revestimentos	S	Completação de poços
	Detonadores e material explosivo	S/H	Operações sísmicas
5	Sobrepresões		
5.1	Garrafas de gases sobre pressão (CO ₂ , Acetileno, etc)	S	Soldagem, corte, laboratório de gases, etc
5.2	Água em tubulações	S/H	Sistema de injeção de água, sistemas de fraturamento de poços
5.3	Gases inertes em tubulações	S	Testes pneumáticos,
5.4	Ar em sobrepresão	S	canhões sísmicos de ar
5.5	Operações hiperbáricas	S/H	mergulo
6	Perigos associados com altura das pessoas		
6.1	Pessoas com mais de 2,0 metros	S	Andaimes, escadas, trabalhos sobre o mar, torres
6.2	Pessoas em geral	S	Pisos escorregadios, grades de pisos soltas, acessos para subida/descidas (escadas), obstruções diversas

Num.	Descrição do perigo	Tipo	Fontes
6.3	Equipamento sobre a cabeça	S	Objetos com possibilidade de queda (guindastes, plataformas elevadas, andaimes)
7	Objetos sob stress induzido		
7.1	Sob tensão	S	Sistema de ancoragem, <i>tifor</i> , <i>slingas</i>
7.2	Sob pressão	S	Equipamentos com mola de carregamento (tipo dijuntores, PSVs ou atuadores)
8	Perigos em tarefas dinâmicas		
8.1	Transporte sobre a água	SH/E	Transporte via rebocador de materiais, suprimentos ou pessoas.
8.2	Colisão de barcos de apoio ou rebocadores com estruturas ou equipamentos		Movimento de aproximação de embarcações
8.3	Equipamentos com partes rotativas sendo lançadas		Motores, compressores, etc.
8.4	Transferência da embarcação para plataforma	S/H	Uso de cesta de transferência
8.5	Transporte aéreo		Pessoas, materiais, produtos e suprimentos
9	Perigos devido às condições climáticas		
9.1	Tempo	S	Ventos, chuva, temperatura
9.2	Condições do mar	S	Ondas
9.3	Tectônica	S	Maremotos
10	Temperaturas da superfície		
10.1	Processo, tubulações e equipamentos em temperaturas maiores de 60 °C	S/H	Vasos e tubulações, sistema de fracionamentos, regeneração de glicol, traçadores elétricos.
10.2	Processo e tubulações acima de 150 °C	S/H	Sistema de água quente, equipamentos de processo com óleo muito aquecido.
10.3	Exaustos de motores e turbinas	S/H	Geração energia, compressão gás, refrigeração, compressão ar, guindastes
10.4	Tubulação de vapor	S/H	Boilers, geradores de vapor,
11	Fluidos Quentes		
11.1	Temperaturas entre 100°C e 150 °C	S/H	Glicol, vapor saturado, óleo aquecido
11.2	Temperaturas maiores que 150 °C	S/H	Aquecedores, geradores vapor, sistemas de óleo extra quente, sistemas de recuperação de calor de turbinas
12	Superfícies Frias		
12.1	Temperaturas abaixo de -25 °C	S/H	Plantas criogênicas, GLP, linhas ou vasos de nitrogênio líquido, linhas ou vasos com processo de expansão de gases
13	Chama aberta		
13.1	Flares	H/E	Pressão de alívio, sistema de blowdown
13.2	Aquecedores, fornos e caldeiras	S/H/E	Glicol reboilers, queimadores
14	Eletricidade		
14.1	Tensão até 440 VAC	S	Cabos de força e controle, instalações elétricas temporárias, motores elétricos, geradores, máquinas de solda, transformadores, centro de controle de motores,
14.2	Tensão maior de 440 VAC	S	Cabos submarinos, muflas, primário de transformadores, grandes motores elétricos.
14.3	Eletricidade estática	S	Vasos não metálicos, tubulações não metálicas, descarga de gases em alta velocidade, equipamentos não aterrados, trapos, juntas alumínio/aço, mangueiras para transferência de produtos
14.4	Descargas atmosféricas	S	Áreas mais propensas a queda de raios

Num.	Descrição do perigo	Tipo	Fontes
15	Radiação eletromagnética		
	Radiação ultravioleta	H	Arco solda
	Radiação infravermelha	H	Flare
	Microondas	H	Sistema comunicação
	Lasers	H	Instrumentação, laser scanner
	Eletromagnética -	H	Cabos e transformadores de alta tensão
16	Radiação ionizante		
16.1	Alfa, Beta	H/E	Atividades poço, radiografia, medidores de interface (instrumentação)
16.2	Raio gama	H/E	Radiografia, atividades de poço
16.3	Nêutron	H/E	Atividades de poço
16.4	Radiação natural	H/E	Presença em tubulações de poços, e demais equipamentos de processo.
17	Asfixiantes		
17.1	Atmosferas com baixo teor de oxigênio	H	Espaço confinados, tanques ou vasos
17.2	Quantidade excessiva de CO ₂	H	Áreas com sistema de combate à incêndio por inundação de CO ₂
17.3	Afogamento	H	Trabalhos sobre o mar
17.4	Quantidade excessiva de N ₂	H	Vasos com N ₂ em purga ou vazamentos.
17.5	Halon	H/E	Áreas com sistema combate à incêndio por inundação por HALON
17.6	Fumaças	H	Soldagem, oxi-corte
18	Gases tóxicos		
18.1	H ₂ S	S/H/E	Presente no processo, geração por atividade bacteriana em água, operações ácidas
18.2	Vapores	H/E	Espaços confinados
18.3	SO ₂	H/E	Sub-componente de H ₂ S no flare
18.4	Benzeno	H/E	Óleo, vent de unidade de glicol
18.5	Cloro	H/E	Sistema de tratamento de água
18.6	Fumos	H	Soldagem e oxi-corte em construção e montagem.
18.7	Fumaça de cigarro	H	Acomodações
18.8	CFC	E	Sistema de ar-condicionado e refrigeração
19	Líquidos Tóxicos		
19.1	Mercurio	H/E	Swithes elétricas, filtros de gás
19.2	Biocidas	H/E	Sistemas de tratamento de água
19.3	Etanol	H/E	Sistema para controle de hidrato
19.4	Salmoura	H/E	Sistema de amortecimento de poço, geradores de água doce
19.5	Glicol	H/E	Sistema de desidratação de gás
19.6	Graxas em geral	H/E	Serviços de manutenção
19.7	Sulfanol, Aminas	H/E	Adoçamento de gás
19.8	Inibidores de corrosão	H/E	Aditivo para tubulações e vasos
19.9	Clorofórmio (triclocometano)	S/H	Laboratório
19.10	Esgoto sanitário	E	Sistema de tratamento de esgoto
20	Sólidos tóxicos		
20.1	Asbestos	H/E	Isolamentos térmicos (antigos)
20.2	Fibras em geral	H/E	Isolamentos térmicos
20.3	Poeiras de cimento	H/E	Poços de óleo e/ou gás, construção civil
21	Biológicos		
21.1	Bactérias em alimentos (ex: E. Coli)	H	Alimentos
21.2	Bactérias água (ex: Legionela)	H	Sistemas refrigeração, água p/ consumo humano
21.3	Parasitas (ex:piolhos, pulgas, moscas)	H	Alojamentos, comidas, roupas imprópriamente limpas ou acondicionadas
21.4	Vírus de gripes e resfriados	H	Pessoas, sistema ventilação
21.5	HIV	H	Sangue contaminado

Num.	Descrição do perigo	Tipo	Fontes
21.5	Outras doenças transmissíveis	H	Pessoas
22	Ergonômicos		
22.1	Manuseio de materiais	H	Tubulações, equipamentos, etc
22.2	Ruído	H	Válvulas de alívio, válvulas de controle, salas de geradores, turbocompressores, etc
22.3	Calor	H	Áreas perto do flare, salas de motores diesel, painéis, etc.
22.4	Frio	H	Câmeras frigoríficas
22.5	Vibração	H	Máquinas rotativas
22.6	Mobiliário	H	Arranjo, mobiliário impróprio.
22.7	Iluminação imprópria	H	Planta, escritórios, oficinas.
22.8	Controles manuais imprópriamente localizados	H	Planta, equipamentos

ANEXO IV - EXEMPLOS DE FMEA

APLICADA EM UMA PLANTA DE PROCESSO

<i>Component</i>	<i>Failure or error mode</i>	<i>Effects on other system components</i>	<i>Effects on whole system</i>	<i>Hazard class^a</i>				<i>Failure frequency</i>	<i>Detection methods</i>	<i>Compensating provisions and remarks</i>
				<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>			
Pressure relief valve	Jammed open	Increased operation of temperature sensing controller, and gas flow, due to hot water loss	Loss of hot water; greater cold water input, and greater gas consumption	1				Reasonably probable	Observe at pressure-relief valve	Shut off water supply, reset or replace relief valve
	Jammed closed	None	None	1				Probable	Manual testing	Unless combined with other component failure, this failure has no consequence
Gas valve	Jammed open	Burner continues to operate. Pressure-relief valve opens	Water temperature and pressure increase. Water → steam			3		Reasonably probable	Water at faucet too hot. Pressure-relief valve open (observation)	Open hot water faucet to relieve pressure. Shut off gas supply. Pressure-relief valve compensates
	Jammed closed	Burner ceases to operate	System fails to produce hot water	1				Remote	Observe at output (water temperature too low)	

Quadro 22 – FMEA aplicada à planta de processo
 Fonte : LEES(2005)

EXEMPLO DE FMEA APLICADA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Trata-se de uma interligação do sistema elétrico através da ligação submarina entre duas unidades conforme a figura 24.

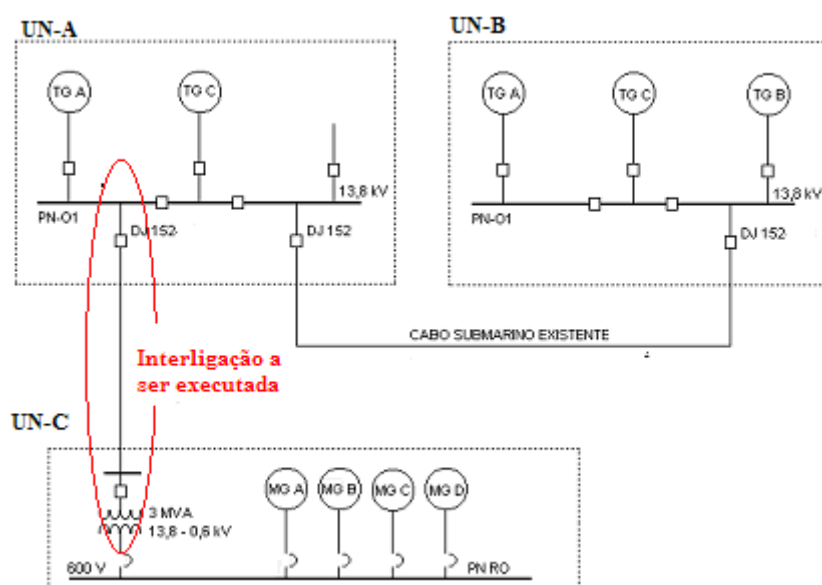


Figura 24 – Arranjo do sistema elétrico
Fonte : PETROBRAS

Na próxima página observa-se a planilha de FMEA analisando o transformador de 13,8 KVA.

<i>Nº Ref.</i>	<i>Componente</i>	<i>Modos de Falha</i>	<i>Causas</i>	<i>Efeitos</i>	<i>Modo de Detecção</i>	<i>Medidas Mitigadoras</i>
2.0	Transformador 3,5MVA	– Curto-circuito fase-terra	– Falha na isolação	<ul style="list-style-type: none"> – Dano ao equipamento – Falha no fornecimento de energia eléctrica à UN-C. – Sobre-tensão – Calor – Choque térmico 	– Dispositivo de detecção de falta à terra.	R02 – Durante a fase de operação do equipamento, seguir programa de inspeção, manutenção e testes.
						R15 – A Base de Projeto deverá prever a Instalação de Para-raio.
						R02 – Durante a fase de operação do equipamento, seguir programa de inspeção, manutenção e testes.
		– Curto-circuito fase-fase	– Falha na isolação	<ul style="list-style-type: none"> – Dano ao equipamento – Falha no fornecimento de energia eléctrica à UN-C. – Sobre-tensão – Calor – Choque térmico 	– Relés de proteção	R01 – Durante a fase de fabricação do equipamento, seguir programa de inspeção e de testes.
						R02 – Durante a fase de operação do equipamento, seguir programa de inspeção, manutenção e testes.
						R16 – Seguir rotina de medição dos níveis de isolamento
– Falha do termistor	<ul style="list-style-type: none"> – Ruptura da fiação. – Defeito de fabricação 	<ul style="list-style-type: none"> – Dano ao transformador – Falha no fornecimento de energia eléctrica à UN-C – Parada de produção 				

<i>Nº Ref.</i>	<i>Componente</i>	<i>Modos de Falha</i>	<i>Causas</i>	<i>Efeitos</i>	<i>Modo de Detecção</i>	<i>Medidas Mitigadoras</i>
		<ul style="list-style-type: none"> - Falha do RTD 	<ul style="list-style-type: none"> - Ruptura da fiação - Defeito de fabricação 	<ul style="list-style-type: none"> - Dano ao transformador - Falha no fornecimento de energia elétrica à UN-C - Parada de produção 	<ul style="list-style-type: none"> - Através do segundo (2º) RTD (Múltiplos pontos de medida de temperatura). 	R02 - Durante a fase de operação do equipamento, seguir programa de inspeção, manutenção e testes.

Quadro 23 – Planilha de FMEA analisando um transformador

Fonte : PETROBRAS

ANEXO V – ÁLGEBRA DE BOOLE

Álgebra de Boole










	Módulo ou comporta "E"
	Módulo ou comporta "OU"
	Módulo ou comporta de inibição. Permite aplicar uma condição ou restrição à sequência
	Identificação de um evento particular, topo ou contribuinte
	Falha primária de um ramo ou série. Evento básico
	Normalmente um evento que sempre ocorre, a menos que ocorra falha
	Evento não desenvolvido. Falta de informação ou de consequência suficiente.
	Indica ou estipula restrições
	Símbolo de conexão a outra parte da árvore





Figura 25 – Simbologia aplicada a uma Árvore de Falhas
Fonte: Adaptado de HAMMER (1993)

Para proceder ao estudo quantitativo é necessário conhecer e relembrar algumas definições da Álgebra de Boole. A Álgebra Booleana foi desenvolvida pelo matemático George Boole para o estudo da lógica. Suas regras e expressões em símbolos matemáticos permitem simplificar problemas complexos.

É principalmente usada em áreas de computadores e outras montagens eletromecânicas e também em análise de probabilidades, em estudos que envolvem decisões e mais recentemente, em segurança de sistemas.

O quadro 24 a seguir, representa algumas das operações de álgebra booleana utilizadas na árvore de falhas.

Em complemento, o quadro 25 apresenta as leis e fundamentos matemáticos da Álgebra de Boole.

Módulo	Símbolo	Operação (Sejam: A=0011 e B=0101 - números binários)	A	B	
OR (OU)	$A + B$  A B	O módulo OR indica que quando uma ou mais das entradas ou condições determinantes estiverem presentes, a proposição será verdadeira (V) e resultará uma saída. Ao contrário, a proposição será falsa (F) se, e somente se, nenhuma das condições estiver presente	0011	0101	A+B
			0 (F)	0 (F)	0 (F)
			0 (F)	1 (V)	1 (V)
			1 (V)	0 (F)	1 (V)
			1 (V)	1 (V)	1 (V)
AND (E)	$A . B$  A B	O módulo AND indica que todas as entradas ou condições determinantes devem estar presentes para que uma proposição seja verdadeira (V). Se uma das condições ou entradas estiver faltando, a proposição será falsa (F).	0011	0101	A . B
			0 (F)	0 (F)	0 (F)
			0 (F)	1 (V)	0 (F)
			1 (V)	0 (F)	0 (F)
			1 (V)	1 (V)	1 (V)
NOR (NOU)	$A + B$  A B	O módulo NOR pode ser considerado um estado NO-OR (NÃO-OU). Indica que, quando uma ou mais entradas estiverem presentes, a proposição será falsa (F) e não haverá saída. Quando nenhuma das entradas estiver presente, resultará uma saída.	0011	0101	$\overline{A + B}$
			0 (F)	0 (F)	1 (V)
			0 (F)	1 (V)	0 (F)
			1 (V)	0 (F)	0 (F)
			1 (V)	1 (V)	0 (F)
NAND (NE)	$A . B$  A B	O módulo NAND indica que, quando uma ou mais das entradas ou condições determinantes não estiverem presentes, a proposição será verdadeira (V) e haverá uma saída. Quando todas as entradas estiverem presentes, a proposição será falsa (F) e não haverá saída.	0011	0101	$\overline{A . B}$
			0 (F)	0 (F)	1 (V)
			0 (F)	1 (V)	1 (V)
			1 (V)	0 (F)	1 (V)
			1 (V)	1 (V)	0 (F)

Quadro 24 – Operadores booleanos

Fonte: Adaptado de HAMMER (1993)

RELACIONAMENTO	LEI
$A \cdot 1 = A$ $A \cdot 0 = 0$ $A + 0 = A$ $A + 1 = 1$	Conjuntos complementos ou vazios
$(A_c)_c = A$	Lei de involução
$A \cdot A_c = 0$ $A + A_c = 1$	Relações complementares
$A \cdot A = A$ $A + A = A$	Leis de idempotência
$A \cdot B = B \cdot A$ $A + B = B + A$	Leis comutativas
$A \cdot (B \cdot C) = (A \cdot B) \cdot C$ $A + (B + C) = (A + B) + C$	Leis associativas
$A \cdot (B + C) = (A \cdot B) + (A \cdot C)$ $A + (B \cdot C) = (A + B) \cdot (A + C)$	Leis distributivas
$A \cdot (A + B) = A$ $A + (A \cdot B) = A$	Leis de absorção
$(A \cdot B)_c = A_c + B_c$ $(A + B)_c = A_c \cdot B_c$	Leis de dualização (Leis de Morgan)

Quadro 25– Álgebra de Boole, fundamentos matemáticos
 Fonte: Adaptado de HAMMER (1993)

Desta forma, para a árvore de falhas representada na figura 26 as probabilidades dos eventos, calculadas obedecendo-se às determinações das comportas lógicas, resultam em:

$$E = A \text{ intersec. } D$$

$$D = B \text{ união } C$$

$$E = A \text{ intersec. } B \text{ união } C$$

$$P(E) = P(A \text{ intersec. } B \text{ união } C)$$

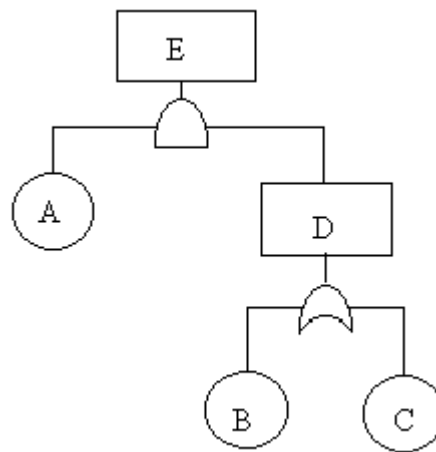


Figura 26 – Representação lógica
Fonte: Adaptado de HAMMER (1993)

ANEXO VI – EXEMPO DE ANÁLISE DE ÁRVORE DE FALHAS

PERDA DE GERAÇÃO PRINCIPAL

LEGENDA:



Portão OU: combina os eventos de *input*, porém qualquer um é suficiente para causar o *output*.



Portão E: combina os eventos de *input*, mas todos os eventos tem que ocorrer simultaneamente para causar o *output*.



Símbolos de Transferência: indicam a árvore de falhas será desenvolvida depois em outra folha, e são numerados de modo a garantir sua diferenciação.



Eventos: desvios indesejáveis do estado normal ou esperado de um componente do sistema.



Evento de Topo: evento indesejável no topo da árvore traçado no sentido das falhas mais básicas usando portões lógicos para determinar suas causas e probabilidades.

Quadro 26 – Legenda
Fonte: PETROBRAS

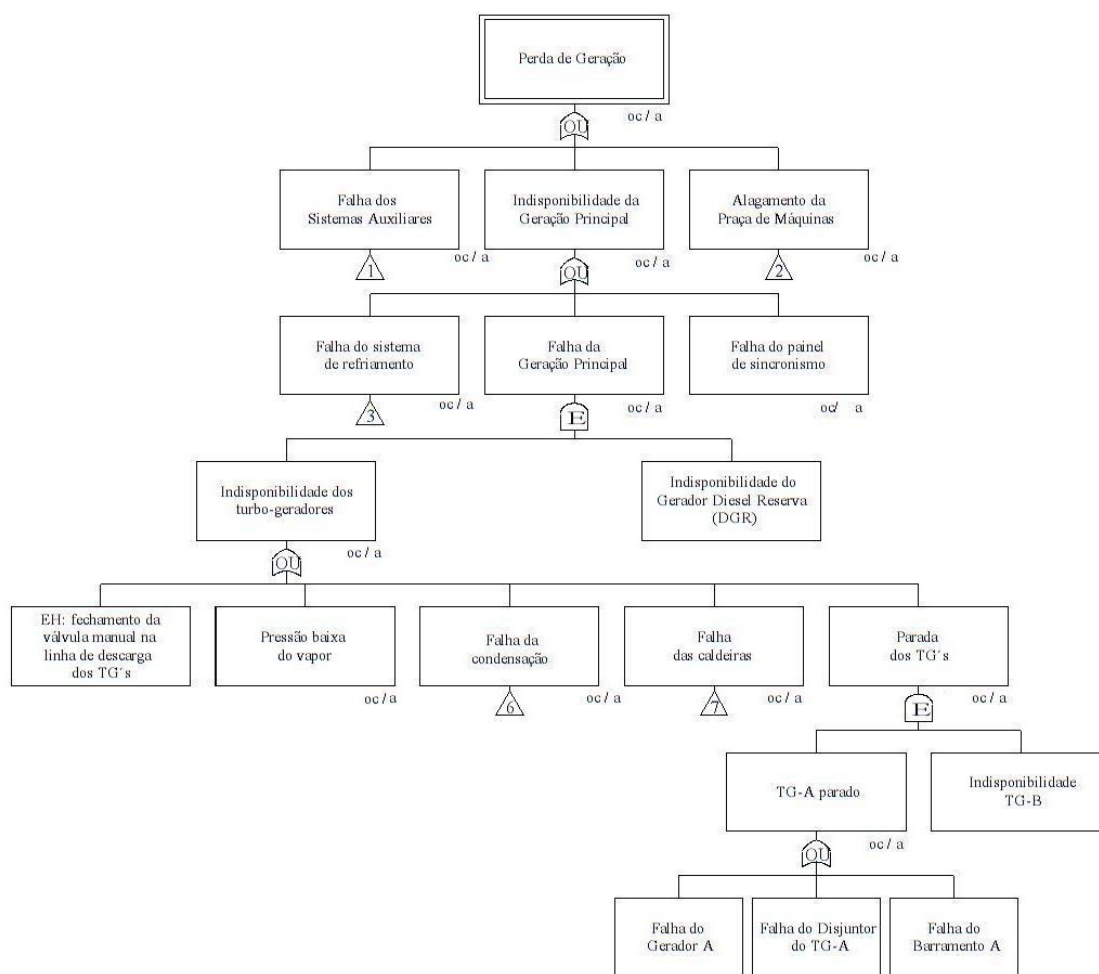


Figura 27– Árvore de Falha de Perda de Geração
 Fonte: PETROBRAS

ANEXO VII - PROCEDIMENTO PARA CONSTRUÇÃO DE UMA ÁRVORE DE FALHAS

1. Start with a flow sheet of the plant (sufficient detail so that failure rates are known or can be determined)
2. Construct a plant hazard tree, with localized events at the lowest level
3. Take a localized event and investigate its causes as follows:
4. Take event in the particular component and investigate if failures or spontaneous events in the component can cause the chosen event
5. Investigate events at the input to the component which could cause the chosen event. Trace the path along which these events could be caused on the flow sheet
6. Take the input events found in step (5) and investigate their causes in turn, as in steps (4) and (5)
7. Repeat steps (4) ,(5) and (6) until there are no more unexplained events on the tree
8. Some components require two events at their inputs for the output event to occur. The event is added to the fault tree via an "AND" gate

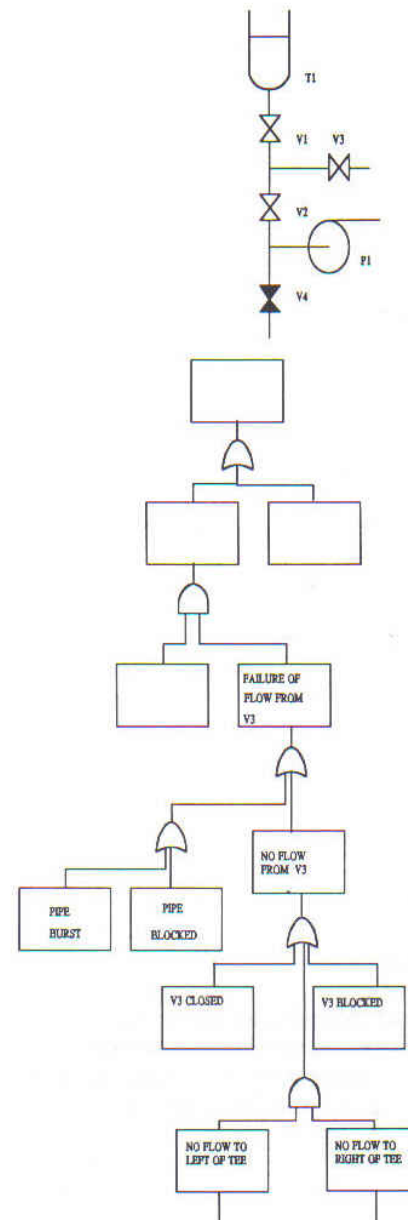


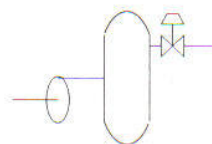
Figura 28– Procedimento para construção de árvore de falhas
Fonte: TAYLOR (2000)

ANEXO VIII – PROCEDIMENTO PARA CONSTRUÇÃO DO DIAGRAMA DE CAUSA E CONSEQÜÊNCIA

PROCEDURE FOR CAUSE CONSEQUENCE DIAGRAM CONSTRUCTION

A. For plant disturbances

1. Start with a flow sheet, piping and instrumentation diagram, or wiring diagram for the plant.



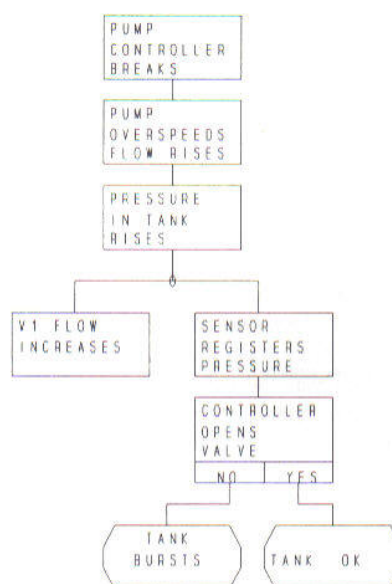
2. Select a critical event (see list).

3. Add changes caused in physically connected components to the diagram.

4. Add further events, tracing along physical connections in the plant.

5. Where there are two output events from a component, let the event chains branch.

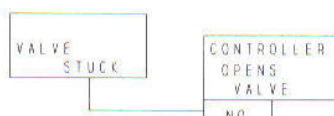
6. Where a component may be in a failed or unusual state, use a decision box to express alternative event outcomes.



You may get a long chain of decision boxes.

7. Put final states of the plant as consequences.

8. Describe the conditions causing "no" exits to be taken in a decision box by means of a small fault tree.



9. Use fault tree methods to find the causes of the critical event.

10. Repeat the procedure for a full range of critical events.

Figura 29– Procedimento para construção do diagrama de causa e consequência.
Fonte: TAYLOR (2000)

ANEXO IX – DETERMINAÇÃO DA UNIDADE PELO MÉTODO MULTICRITÉRIO

6 A TEORIA DO PROCESSO DECISÓRIO

6.1 ESTRUTURAS DE SUPORTE À DECISÃO

O estado de competição em que nossa sociedade está imersa, exige dos gestores organizacionais a utilização de instrumentos cada vez mais eficientes, eficazes e flexíveis para tomada de decisão. A decisão é responsabilidade dos gestores as metodologias devem ser consideradas como instrumento de suporte à decisão.

Um instrumento de suporte à decisão deve ser hábil no trato de assuntos complexos, porém simples de ser compreendido.

6.2 ELEMENTOS DE UM PROCESSO DECISÓRIO

Em um processo decisório estão presentes os seguintes atores:

- **Decisor** : Indivíduo ou grupo de indivíduos responsáveis pela tomada de decisão
- **Analista** : Elemento consultivo cuja função é estruturar e analisar o problema
- **Alternativa** : Estratégia a ser adotada pelo decisor
- **Critério** : Propriedade ou variável que subsidia a escolha da alternativa
- **Atributo** : Valor do desempenho da alternativa em função do critério definido
- **Cenário** : Estado projetado para o futuro

Em geral, os cenários são classificados em otimista, pessimistas ou moderados; podendo ser associadas probabilidades de ocorrência aos mesmos.

6.3 SITUAÇÃO DE DECISÃO

Uma decisão caracteriza-se por uma necessidade de avaliação de um conjunto de alternativas para que se realize uma escolha da melhor alternativa ou decisão propriamente dita. Segundo COSTA (2000), mesmo quando o decisor decide por “não decidir”, está ocorrendo uma decisão.

Existem várias formas de se classificar uma decisão, uma delas é o conhecimento das possibilidades de ocorrência dos cenários conhecidos, que é classificada em:

- Decisão sob certeza – quando o decisor conhece com exatidão o cenário futuro;
- Decisão sob incerteza – quando o decisor conhece a probabilidade de ocorrência dos diversos cenários;
- Decisão sob risco – quando o decisor não tem como obter a probabilidade de ocorrência do cenário, não tendo como estimar o risco da sua decisão.

Uma segunda forma é a classificação quanto ao tipo de decisão a ser tomada, que possui as seguintes categorias:

- Escolha – Definir uma alternativa dentre várias existentes;
- Classificação – Cria-se ou subconjuntos do conjunto amostral de forma a se agrupar os elementos em função de suas características comuns;
- Ordenação – Cria-se uma ordenação segundo um critério definido;
- Classificação ordenada – Classifica-se um conjunto de alternativas em subconjuntos ordenados, ou em classes de referência ordenadas;
- Priorização - Dados os elementos de um conjunto de alternativas, estabelece-se uma ordem de prioridades para os elementos do mesmo.

Finalmente uma terceira classificação adotada é quanto ao número de critérios considerados, que pode ser definida como:

- Decisões monocritério – quando se considera na decisão um único critério básico;
- Decisões multicritério – quando o processo de decisão utiliza vários critérios para a tomada de decisão.

6.4 ETAPAS DE UM PROCESSO DECISÓRIO

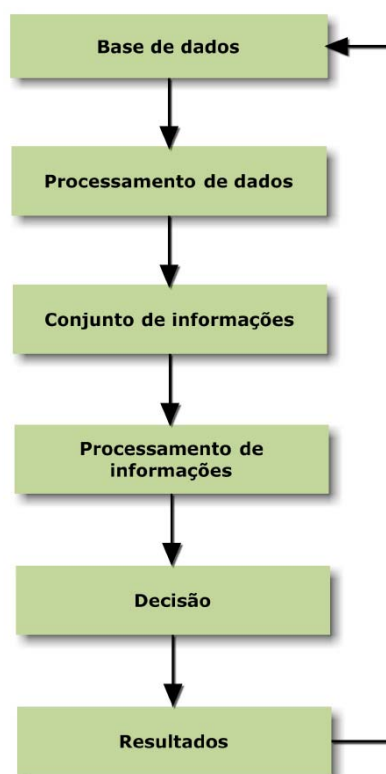


Figura 30 – Etapas de um processo decisório
Fonte: Adaptado de COSTA (2000)

Conforme ilustra a figura 30, através de uma base de dados a ser processada se obtém um conjunto de informações. O processamento dessas informações leva à decisão propriamente dita, a escolha de um curso de ação e a obtenção de resultados. Esses resultados acabam por realimentar a base de dados reiniciando o processo para novas decisões.

6.5 CONSTRUÇÃO DE UM MODELO DE DECISÃO

Todo modelo é uma abstração da realidade e sua eficácia depende do quanto ele se aproxima dessa realidade e quanto maior a aproximação com a realidade maior o grau de complexidade do modelo. A escolha do modelo é então função das conseqüências da decisão a ser tomada, da disponibilidade de dados, de tempo e recursos financeiros necessários para a sua do modelo.

Existem vários modelos de decisão, para os objetivos desse trabalho será discutido o modelo multicritério à decisão.

6.6 O MODELO MULTICRITÉRIO À DECISÃO

Diversas abordagens têm sido desenvolvidas para a construção de modelos de decisão: árvores de decisão; teoria dos jogos; programação linear, etc. Uma das vertentes caracteriza-se por abordar a solução de problemas decisórios à luz de vários critérios.

COSTA(2002) menciona a vertente conhecida como Auxílio Multicritério à Decisão (AMD), a figura 31 busca ilustrar esta abordagem.

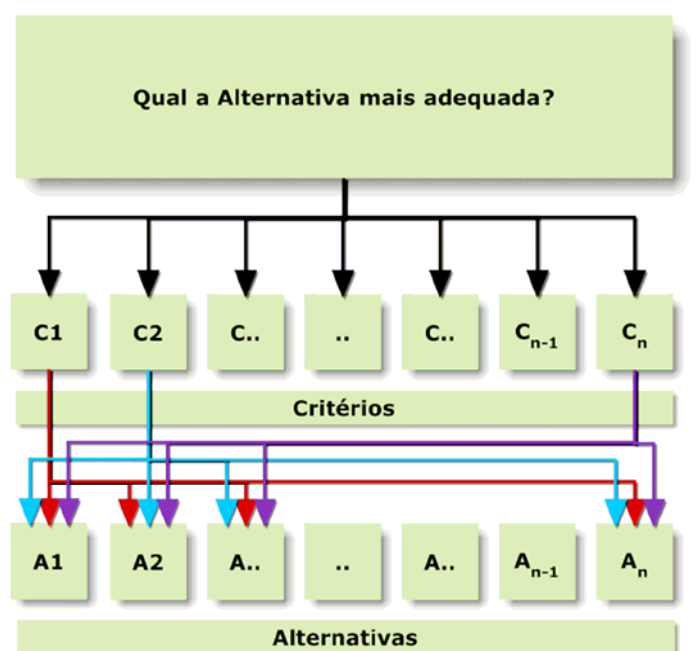


Figura 31 – Modelo Multicritério
Fonte – Adaptado de COSTA (2000)

Em geral, o desenvolvimento de modelos de auxílio à decisão fundamentados em análise multicritério passam pelas seguintes etapas:

- Avaliação de desempenho das alternativas à luz dos critérios.
- Avaliação da importância dos critérios à luz do foco principal.

Uma das principais e das mais atraentes características das metodologias de AMD é o reconhecimento da subjetividade como inerente aos problemas de decisão e a utilização do julgamento de valor como forma de tratá-la cientificamente. Uma das metodologias de AMD mais conhecidas, e que foi empregada nesse trabalho, é o Método de Análise Hierárquica (*Analytic Hierarchic Process, AHP*), descrito a seguir.

6.7 O MÉTODO DE ANÁLISE HIERÁRQUICA (MAH)

O Método de Análise Hierárquica procura reproduzir o raciocínio humano na avaliação comparativa dos elementos de um conjunto. A aplicação do método produz como resultado a atribuição de pesos numéricos a objetivos e alternativas, através da comparação dos elementos, par a par.

6.7.1 Princípio do Método de Análise Hierárquica

O MAH é baseado nos três princípios descritos a seguir:

Princípio 1 - Construção de hierarquias

Na construção de hierarquia o problema é estruturado em níveis hierárquicos de forma a promover sua melhor compreensão.

Princípio 2 - Definição de prioridades

Consiste em estabelecer à luz de determinado critério como é o relacionamento entre os objetos constantes nas situações observadas.

Princípio 3 - Consistência lógica

Trata-se da avaliação da consistência do julgamento efetuado.

6.7.2 Etapas de uma Análise Hierárquica

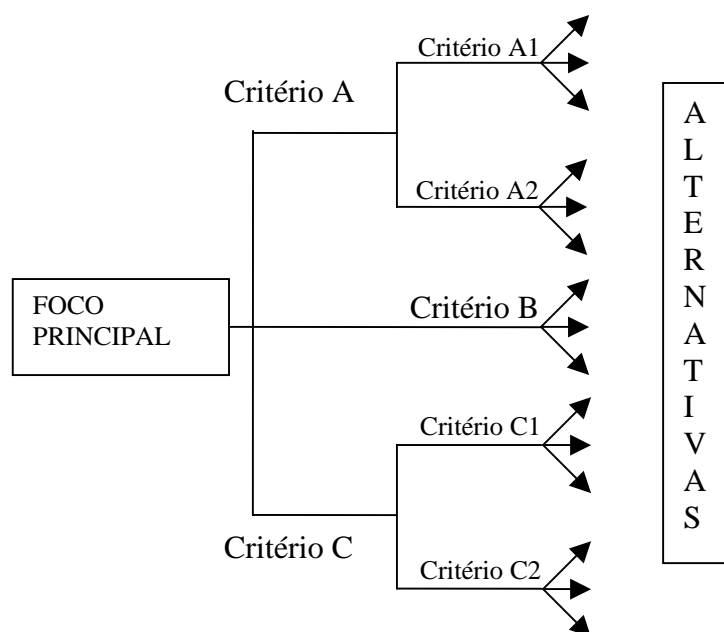
Baseando-se nos princípios descritos anteriormente, para a construção de um modelo de análise hierárquica são procedidos as seguintes etapas:

1. Construção da hierarquia. Na qual identifica-se: o foco principal; os critérios e sub-critérios; e as alternativas. Estes elementos formam a estrutura da hierarquia.
2. Aquisição de dados ou coleta de julgamentos de valor emitidos por especialistas.
3. Síntese dos dados obtidos nos julgamentos, calculando-se a prioridade de cada alternativa em relação ao foco principal; e,
4. Análise da consistência do julgamento, identificando o quanto o sistema de classificação utilizado é consistente na classificação das alternativas viáveis.

6.7.3 Princípio 1 - Construção de hierarquias

Segundo COSTA(2000), não existe uma regra básica para a construção das hierarquias, porém deve-se atentar para os seguintes aspectos:

1. Definir claramente qual o foco principal e o conjunto de alternativas viáveis - No caso em estudo a definição de qual a plataforma que oferece mais riscos (foco principal) dentro do universo a ser estudado (alternativas).
2. Definir o conjunto de critérios - É o conjunto de propriedades, atributos, quesitos ou pontos de vista à luz do qual deve-se avaliar o desempenho das alternativas. Esses critérios devem possuir as seguintes características:
 - Conter as propriedades relevantes ao processo decisórios;
 - Ser o menor possível, de forma a se evitar redundâncias;
 - Ser facilmente compreendido pelo decisor(es).
3. Estruturação da Hierarquia - A hierarquia deve ser elaborada conforme o quadro 27 devendo ser estabelecidos graus para definição da importância de cada critério na decisão final. A depender do grau de complexidade do modelo, pode-se criar sub-critérios de forma a facilitar ao analista o julgamento das alternativas.



Quadro 27 – Hierarquia de decisão
 Fonte: Adaptado de COSTA (2000)

6.7.4 Princípio 2 - Definição de prioridades

6.7.4.1 O Julgamento de valor

Na análise hierárquica, o avaliador compara par a par os elementos de uma camada ou nível da hierarquia à luz de cada um dos elementos em conexão em uma camada superior da hierarquia.

Faz-se uma combinação em cada nível de critérios ou sub-critérios estabelecidos, finalizando-se com o nível superior em função do foco principal.

Os julgamentos são feitos qualitativamente seguindo o seguinte critério:

- Igual preferência
- Preferência fraca
- Preferência moderada
- Preferência forte
- Preferência absoluta

Exemplificando: Seja a compra de um computador baseando-se no critério desempenho:

Ao compararem-se duas alternativas A1 e A2 à luz do desempenho da máquina deve-se efetuar o julgamento da seguinte forma:

Julgamento à luz do critério desempenho

Desempenho do micro A1	Igual	Desempenho do micro A2
	Fracamente	
	Moderadamente	
	Fortemente	
	Absoluto	

Quadro 28 – Exemplo de julgamento

Fonte: Autor

Os atores que fazem o julgamento de valor influenciam substancialmente nesse julgamento, portanto devem-se definir pessoas com conhecimento dos assuntos a serem avaliados.

6.7.4.2 A priorização

Na análise hierárquica a priorização é feita em quatro etapas:

1. Obtenção do Quadro de julgamentos;
2. Obtenção do Quadro de julgamentos normalizados;
3. Obtenção de prioridades médias locais; e,
4. Obtenção de prioridades médias globais.

O Quadro de Julgamentos

O Quadro de julgamentos traduz os julgamentos obtidos, conforme exemplificado no quadro um, em uma matriz com valores numéricos. Utiliza-se para tal uma escala de conversão. SAATY (1991) sugere a escala que pode ser vista no quadro 29.

Quadro de Julgamentos	
Escola verbal	Escola numérica
Igual preferência (importância)	1
Preferência (importância) moderada	3
Preferência (importância) forte	5
Preferência (importância) muito forte	7
Preferência (importância) absoluta	9
Obs: os números 2,4,6 e 8 devem ser associados à julgamentos intermediários.	

Quadro 29 – Escala de conversão
Fonte: COSTA (2000)

Sejam as alternativas A1, A2 e A3 para um determinado critério C1. Um quadro de julgamentos desse critério pode ser representado pelo quadro 30 abaixo.

Critério C1	A1	A2	A3
A1	1	1/3	1/6
A2	3	1	1/2
A3	6	2	1

Σ Colunas	10,0	3,3	1,67
------------------	------	-----	------

Quadro 30 – Quadro de julgamentos
Fonte: COSTA (2000)

Quadro de Julgamentos Normalizados

A normalização do quadro de julgamentos consiste em dividir cada elemento da coluna pelo somatório dessa coluna. No caso do quadro a seguir tem-se a representação normalizada do quadro 30.

Critério C1	A1	A2	A3
A1	0,1	0,1	0,1
A2	0,3	0,3	0,3
A3	0,6	0,6	0,6

Quadro 31 – Quadro de julgamentos normalizado
Fonte: COSTA (2000)

Prioridades Médias Locais

As prioridades médias locais (PML) são as médias das colunas dos quadros normalizados, e deve ser feita para cada quadro elaborado.

Critério C1	A1	A2	A3	Média
A1	0,1	0,1	0,1	0,1
A2	0,3	0,3	0,3	0,3
A3	0,6	0,6	0,6	0,6
PMLC1 = (0,1; 0,3; 0,6)				

Quadro 32 – Prioridade média local (PML)
Fonte: COSTA (2000)

Dessa forma obtém-se várias PMLs, uma para um critério estabelecido, formando um conjunto de vetores, onde cada um representa um critério estabelecido. No exemplo abaixo, retirado de COSTA(2002), pode-se observar valores para cinco critérios para três alternativas:

$$PML_{C1} = (0,1; 0,3; 0,6)$$

$$PML_{C2} = (0,49; 0,31; 0,20)$$

$$PML_{C3} = (0,41; 0,33; 0,26)$$

$$PML_{C4} = (0,54; 0,30; 0,16)$$

$$PML_{C5} = (0,64; 0,10; 0,26)$$

Falta definir qual a importância de cada critério em relação ao foco principal, ou o quanto cada critério deverá influenciar na decisão. Para tanto se deve estabelecer o mesmo processo definido acima, definindo-se a prioridade média local para o foco principal (PML_{FP}).

Um vetor prioridade média do foco principal para cinco critérios é representado no exemplo abaixo:

$$PML_{FP} = (0,09; 0,45; 0,06; 0,22; 0,18)$$

Prioridade Média Global

Cada vetor de prioridade média local representa a prioridade em função de cada critério, mas o que se deseja é o estabelecimento da prioridade média em relação ao foco principal.

Denomina-se prioridade média global (PMG) ao vetor resultante da combinação das diversas PMLs, que representa a prioridade associada a cada alternativa em relação ao foco principal.

Seu cálculo é estabelecido através do produto do vetor PML_{FP} pela matriz formada pelas PMLs dos diversos critérios.

Utilizando-se os valores anteriores a PMG é dada pelo exemplo abaixo:

$$PMG = [0,09; 0,45; 0,06; 0,22; 0,18] \times \begin{bmatrix} 0,1 & 0,3 & 0,6 \\ 0,49 & 0,31 & 0,20 \\ 0,41 & 0,33 & 0,26 \\ 0,54 & 0,30 & 0,16 \\ 0,64 & 0,10 & 0,26 \end{bmatrix}$$

$$PMG = [0,46 ; 0,28 ; 0,26] ; \text{ onde:}$$

0,46 = Prioridade da Alternativa 1

0,28 = Prioridade da Alternativa 2

0,26 = Prioridade da Alternativa 3

Sendo então, a Alternativa 1, a recomendada.

6.7.5 Princípio 3 - Consistência lógica

O terceiro princípio do pensamento analítico é a consistência lógica. O ser humano tem a habilidade de estabelecer relações entre objetivos ou idéias, buscando coerência nesse relacionamento.

O conceito de consistência é estabelecido quando, dada uma quantidade de dados iniciais, todos os outros dados podem ser logicamente deduzidos a partir deles. Ao estabelecer a comparação paritária para relacionar n alternativas, de modo que cada uma

seja representada nos dados pelo menos uma vez, precisamos de $n-1$ comparações paritárias.

Como consistência, SAATY(1991) se refere à intensidade real com a qual a preferência expressa transita ao longo da seqüência de alternativas em comparação. Como exemplo, se a atividade A1 é três vezes mais dominante do que a atividade A2, e a atividade A2 é duas vezes mais dominante do que a atividade A3, então $A1 = 6A3$, portanto, dizemos que o julgamento é consistente.

Inconsistência é uma violação da proporcionalidade que pode ou não significar violação da transitividade. A questão não é o caso de sermos inconsistentes em comparações específicas, mas quão fortemente a consistência é violada no sentido numérico para o estudo geral do problema.

A presença de inconsistência nos julgamentos não significa uma falha do método, pelo contrário, ela é perfeitamente normal, contanto que esteja sob controle.

6.7.5.1 Avaliando o Grau de Inconsistência

Uma matriz cujos elementos sejam não negativos e recíprocos e para os quais valha a propriedade da transitividade apresenta seu maior autovalor igual à ordem da matriz.

Assim, uma forma de se mensurar a intensidade ou grau da consistência em uma matriz de julgamentos é avaliar o quanto o maior autovalor desta matriz se afasta da ordem da matriz.

SAATY(1991), propõe a seguinte equação para o cálculo do Índice de Consistência (IC), que avalia o grau de inconsistência da matriz de julgamentos paritários:

$$IC = (\lambda_{\text{máx}} - N)/(1-N)$$

Equação 5 – Índice de Consistência (IC)
Fonte: SAATY (1991)

Onde: N e $\lambda_{\text{máx}}$ representam, respectivamente, a ordem e o maior autovalor da matriz de julgamentos.

6.7.5.2 Razão de Consistência (RC)

A razão de consistência permite avaliar a inconsistência em função da ordem da matriz de julgamentos tendo como fórmula:

$$RC = IC / IR$$

Equação 6 – Razão de Consistência
Fonte: SAATY (1991)

Onde: IR é um índice consistência obtido através pelo quadro 33.

Para $RC > 0,1$ recomenda-se a revisão do modelo e/ou dos julgamentos.

ÍNDICES DE CONSISTÊNCIA RANDÔMICOS (IR)	
Ordem da Matriz	Valores
2	0,00
3	0,58
4	0,90
5	1,12
6	1,24
7	1,32
8	1,41
9	1,45

Quadro 33 – Índices de consistência
Fonte: COSTA(2000)

7 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA DE ANÁLISE HIERÁRQUICA NA DEFINIÇÃO DO ESTUDO DE CASO

Para a definição de qual unidade seria o estudo de caso passou pela escolha de várias unidades. Um conjunto de plataformas fixas, plataformas submersíveis e navios do tipo FPSO. Algumas unidades, as mais antigas, não possuíam avaliações de riscos que englobassem todos os seus sistemas, não permitindo dessa forma uma idéia global do risco

da unidade. Dessa forma não se conseguia uma comparação, através de análises antigas, dos níveis de riscos desse conjunto de unidades.

7.1 CONSTRUÇÃO DA HIERARQUIA

7.1.1 Foco Principal

O Foco Principal foi definir qualitativamente qual plataforma ou navio FPSO possui potencialmente o maior grau de risco dentre o conjunto de unidades offshore a serem analisadas. Essa situação gerou o seguinte dilema:

- Como definir qual unidade a possibilidade de comparação através das análises de risco?

A escolha do Método e Análise Hierárquica, pelas características já contextualizadas, veio proporcionar o estabelecimento de critérios que subsidiassem a definição final.

7.1.2 Definição das Alternativas Viáveis

As plataformas foram agrupadas em famílias, de forma a formarem um conjunto que possuam características construtivas, de dimensões e de processo semelhantes, obtendo-se as seguintes famílias:

7.1.2.1 Navio (FPSO) Complexo

FPSOs com completo sistema de processamento de óleo e gás e água produzida.

Unidades nessa condição: P31/P33/P35/P37

7.1.2.2 Navio (FPSO) Médio

FPSOs com planta de processamento que possua sistema de separação primária de petróleo e sistema de tratamento de óleo e água sem processamento de gás.

Unidade nessa condição: P47

7.1.2.3 Navio (FPSO) Simples

FPSOs somente com sistema de tratamento de água

Unidade nessa condição: P32

7.1.2.4 FIXAS Complexas

Unidades fixas do tipo jaqueta com completo sistema de processamento de óleo e gás e água produzida e que recebam óleo ou gás de outras unidades via malha submarina para tratamento ou direcionamento para terra (aumento de inventários de produtos perigosos).

Unidades nessa condição: PPM1/PCE1/PGP1/PPG1/PNA1

7.1.2.5 FIXAS Médias

Unidades fixas com completo sistema de processamento de óleo e gás e água produzida.

Unidades nessa condição: PCH1/PCH2/PNA2

7.1.2.6 FIXAS Simples

Unidades fixas com planta de processamento mais simples basicamente o sistema de separação primária de petróleo sem processamento de gás.

Unidades nessa condição: PVM1/PVM2/PVM3/PCP1-3/PCP2

7.1.2.7 SSs Complexas

Unidades semi-submersíveis (SS) com completo sistema de processamento de óleo e gás.

Unidades nessa condição: P08/P18/P19/P20/P25/P26/P27

7.1.2.8 SSs Médias

Unidades semi-submersíveis (SS) com sistema de processamento de óleo, sem sistema de tratamento de água e sistema simplificado de processamento de gás.

Unidades nessa condição: P07/P15

7.1.2.9 SSs Simples

Unidades semi-submersíveis (SS) com sistema simplificado de processamento de óleo, sem sistema de tratamento de água e sistema simplificado de processamento de gás.

Unidades nessa condição: P09/P12

7.1.3 Definição dos Critérios e Hierarquia

A definição dos critérios e hierarquia para julgamento foi feita buscando-se identificar propriedades que fossem relevantes para o foco principal (risco da instalação) tendo como preocupação o estabelecimento de poucos critérios. A seguir serão descritos os critérios escolhidos bem como uma justificativa da sua escolha.

7.1.3.1 O critério complexidade

O critério complexidade que foi dividido em dois sub-critérios:

- Complexidade da instalação - Que traduz a quantidade de sistemas contidos na instalação;
- Variáveis de processo - Sistemas que manipulam pressões, vazões, temperaturas ou eletricidade em níveis maiores potencialmente são mais perigosos do que os sistemas que as manipulam e nível menor.

7.1.3.2 O critério Inventário de produtos

Controlar os inventários de produtos perigos é uma das orientações contida na série 14 das normas API RP 14C e 14E. Maiores inventários geram perigos potencialmente maiores.

O Critério Inventário foi subdividido em dois sub-critérios: o critério Inventário Próprio, que exprime a quantidade de produtos que são inerentes à instalação e ao seu processo e o critério Inventário Passante que é relativo ao óleo ou ao gás recebidos de outras unidades que passam pela unidade e são direcionados para terra mas constituem-se em fonte de perigo.

7.1.3.3 O critério Idade das instalações

Instalações mais velhas necessitam de maiores manutenções, maior quantidade de inspeção e preservação, se traduzindo portando na probabilidade de falhas humanas aumentando o risco da unidade.

7.1.3.4 O critério Lotação

Mais pessoas na unidade significa mais pessoas expostas aos riscos.

7.1.4 A Estruturação da hierarquia

Abaixo a árvore hierárquica construída à luz dos critérios definidos no item anterior.

1. Complexidade
 - 1.1 Complexidade da instalação
 - 1.2 Variáveis de processo
2. Inventário de produtos
 - 1.1 Próprio
 - 1.2 Passante
3. Variáveis de processo
4. Idade das instalações
5. Lotação

7.2 DEFINIÇÃO DE PRIORIDADES

Baseando-se nos critérios e hierarquia acima os dados foram inseridos no programa IPÊ¹⁰ que elaborou a comparação qualitativa de acordo com o modelo preconizado por SAATY (1991). As figuras a seguir mostram algumas telas do programa, exemplificando um julgamento de valor, uma prioridade média local.

Os valores foram atribuídos através de uma reunião composta por cinco profissionais com dez a vinte anos de experiência na área offshore além da pesquisa dos dados de projeto e operacionais.

¹⁰ Freeware, desenvolvido por Helder Gomes Costa.

Objetivo / Hierarquia / Julgamento / Cálculo / Consistência / Conclusão / Pendências

Definir E Caso

- Complexidade
 - Complexidade das instalações
 - variáveis de processo
- Inventário de produtos
 - Próprios
 - Passantes
- Idade das instalações
- Pessoal embarcado

Importância à luz do critério:
Definir E Caso

Preferência: <input checked="" type="radio"/> Complexidade <input type="radio"/> Inventário de produtos	Julgamento: Igual <input checked="" type="radio"/> 1 <input type="radio"/> 2 <input type="radio"/> 3 <input type="radio"/> 4 <input type="radio"/> 5 <input type="radio"/> 6 <input type="radio"/> 7 <input type="radio"/> 8 <input type="radio"/> 9
Preferência: <input checked="" type="radio"/> Complexidade <input type="radio"/> Idade das instalações	Julgamento: Moderado <input type="radio"/> 1 <input type="radio"/> 2 <input checked="" type="radio"/> 3 <input type="radio"/> 4 <input type="radio"/> 5 <input type="radio"/> 6 <input type="radio"/> 7 <input type="radio"/> 8 <input type="radio"/> 9
Preferência: <input checked="" type="radio"/> Complexidade <input type="radio"/> Pessoal embarcado	Julgamento: Moderado <input type="radio"/> 1 <input type="radio"/> 2 <input checked="" type="radio"/> 3 <input type="radio"/> 4 <input type="radio"/> 5 <input type="radio"/> 6 <input type="radio"/> 7 <input type="radio"/> 8 <input type="radio"/> 9
Preferência: <input checked="" type="radio"/> Inventário de produtos <input type="radio"/> Idade das instalações	Julgamento: Forte <input type="radio"/> 1 <input type="radio"/> 2 <input type="radio"/> 3 <input checked="" type="radio"/> 4 <input type="radio"/> 5 <input type="radio"/> 6 <input type="radio"/> 7 <input type="radio"/> 8 <input type="radio"/> 9
Preferência: <input checked="" type="radio"/> Inventário de produtos <input type="radio"/> Pessoal embarcado	Julgamento: Forte <input type="radio"/> 1 <input type="radio"/> 2 <input type="radio"/> 3 <input checked="" type="radio"/> 4 <input type="radio"/> 5 <input type="radio"/> 6 <input type="radio"/> 7 <input type="radio"/> 8 <input type="radio"/> 9
Preferência: <input checked="" type="radio"/> Idade das instalações <input type="radio"/> Pessoal embarcado	Julgamento: Entre Igual e Moderado <input type="radio"/> 1 <input checked="" type="radio"/> 2 <input type="radio"/> 3 <input type="radio"/> 4 <input type="radio"/> 5 <input type="radio"/> 6 <input type="radio"/> 7 <input type="radio"/> 8 <input type="radio"/> 9

Figura 32 – Vista da tela com a Hierarquia Multicritério e Julgamento de valor à luz do foco principal
Fonte: Autor

Objetivo / Hierarquia / Julgamento / Cálculo / Consistência / Conclusão / Pendências

Definir E Caso

- Complexidade
 - Complexidade das instalações
 - variáveis de processo
- Inventário de produtos
 - Próprios
 - Passantes
- Idade das instalações
- Pessoal embarcado

**Cálculo das prioridades:
Definir E Caso**

Complexidade	0,345
Inventário de produtos	0,443
Idade das instalações	0,124
Pessoal embarcado	0,088

Figura 33 – Vista da tela Prioridade Média Local à luz do foco principal
Fonte: Autor

O resultado final, ou seja, a Prioridade Média Global (PMG) obtida é mostrada a seguir tendo sido o Navio FPSO complexo obtido o maior valor.

Alternativas	%
FIXA SIMPLES	4,65
FIXAS MEDIAS	7,10
FIXAS COMPLEXAS	16,42
SS SIMPLES	6,15
SS MEDIAS	6,18
SS COMPLEXAS	14,52
NAVIO SIMPLES	11,91
NAVIO MEDIO	13,86
NAVIO COMPLEXO	19,22

Quadro 34– Vista da tela da Hierarquia Multicritério por família de unidades
Fonte: Autor

7.3 A CONSISTÊNCIA LÓGICA

O valor de consistência encontrado foi de 0,035 que se encontra dentro dos padrões recomendados por SAATY(1991).

Análise de consistência
Definir E Caso
 Razão de consistência encontrado: 0,035
 Valor dentro dos padrões (RC <= 0,1)

- [-] **Definir E Caso**
 - [+] **Complexidade**
 - [S] Complexidade das instalaçoes
 - [S] variaveis de processo
 - [+] **Inventario de produtos**
 - [S] Próprios
 - [S] Passantes
 - [+] **Idade das instalaçoes**
 - [+] **Pessoal embarcado**

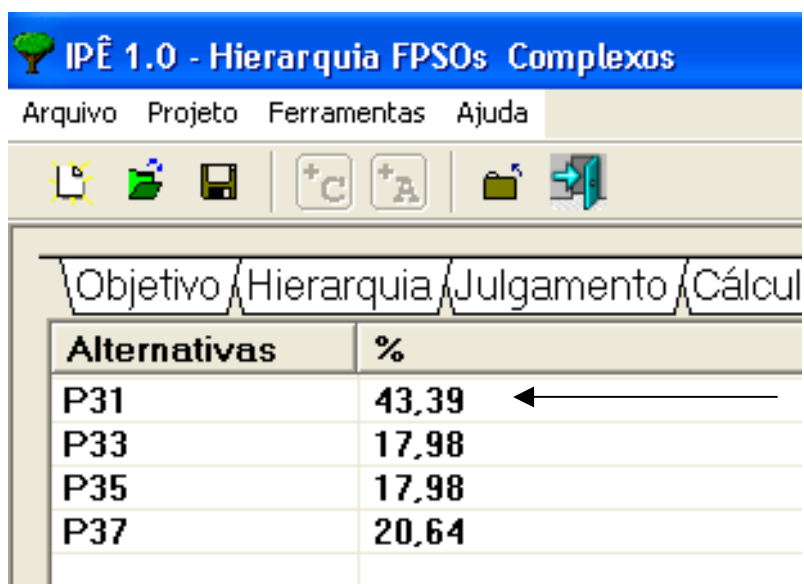
Figura 34 – Vista da tela da Consistência dos julgamentos
Fonte: PETROBRAS

7.4 APLICAÇÃO DO MÉTODO MULTICRITÉRIO NA FAMÍLIA NAVIO COMPLEXO (FPSO)

Para identificação do FPSO foi elaborada outra análise hierárquica, agora com os seguintes critérios definidos.

6. Histórico de acidentes
7. Índices de manutenção
8. Análise de Riscos já realizada

Os valores foram inseridos no programa IPE resultando na escolha da unidade P31.



The screenshot shows the 'IPÊ 1.0 - Hierarquia FPSOs Complexos' application window. The title bar is blue with a tree icon. The menu bar includes 'Arquivo', 'Projeto', 'Ferramentas', and 'Ajuda'. The toolbar contains icons for file operations and navigation. The main window displays a table with the following data:

Alternativas	%
P31	43,39
P33	17,98
P35	17,98
P37	20,64

An arrow points to the value 43,39 for alternative P31, indicating it as the selected option.

Figura 35 – Vista da tela da Hierarquia Multicritério por FPSO
Fonte: PETROBRAS

ANEXO X – INDICADORES DE FRAQUEZA ORGANIZACIONAL

Perguntas que podem ser indicadores segundo AICHE(2005) de problemas organizacionais que tendem a tornar frágil a questão da segurança

- O desempenho de segurança tem estado bom... e você não se recorda da última vez que perguntou “Mas, e se...?”
- Você assume que o seu sistema de segurança é bom o suficiente;
- Você trata alarmes críticos como indicadores operacionais;
- Você permite atrasos na manutenção preventiva de equipamentos críticos;
- Não são tomadas ações quando é identificada uma tendência de desvio sistêmico;
- Você permite operações fora dos parâmetros de segurança estabelecidos sem uma detalhada análise dos riscos envolvidos;
- Uma violação voluntária e consciente de um procedimento estabelecido é tolerada sem investigação ou sem conseqüências para as pessoas envolvidas;
- Não se pode contar que as pessoas tenham uma adesão completa às políticas e práticas de segurança quando a supervisão não está presente para monitorar o cumprimento das regras;
- Você está tolerando práticas e condições que você imaginava inaceitáveis há um ano ou dois atrás;
- A equipe que monitora as decisões relacionadas a segurança não é tecnicamente qualificada ou suficientemente independente;
- Posições chave de gestão de segurança de processo foram degradadas com o tempo ou deixadas vagas;
- Recomendações para melhorias de segurança encontram resistência com base no impacto sobre o custo ou o cronograma;
- Nenhum sistema existe para assegurar uma revisão independente das decisões importantes relativas à segurança;
- As auditorias são fracas, não obedecem a um cronograma, ou são encaradas como negativas ou punitivas e, portanto, encontram resistência;
- É limitada a disponibilidade de recursos humanos experientes para avaliações de perigo ou risco;
- As avaliações não são realizadas de acordo com o cronograma;

- As avaliações são feitas de um modo superficial ou raramente encontram problemas;
- As recomendações não têm significado e/ou não são implementadas no tempo adequado;
- Os argumentos para rejeitar recomendações de avaliações de risco são na sua maior parte subjetivos ou baseados na experiência ou observação prévias;
- O mensageiro de “más notícias” é visto como “não fazendo parte da equipe”;
- O questionamento de aspectos de segurança é “premiado” com a solicitação de que prove que tem razão;
- As comunicações são alteradas e as mensagens “amaciadas” ao subir ou descer na cadeia gerencial;
- Informações críticas de segurança não se movimentam lateralmente entre os grupos de trabalho;
- Os empregados não podem falar livremente, a qualquer pessoa sobre suas preocupações com segurança, sem o temor de conseqüências sobre a sua carreira;
- Problemas recorrentes não são investigados, tem a sua tendência examinada e resolvidos;
- As Investigações revelam sempre as mesmas causas;
- As equipes exprimem preocupação de que os padrões de desempenho estão caindo;

Conceitos que anteriormente eram vistos como valores da organização agora estão sujeitas as reconsiderações conforme o caso.

ANEXO XI – FLUXOGRAMA ORIENTATIVO

Fluxograma orientativo para elaboração de uma Análise de Riscos *Offshore*

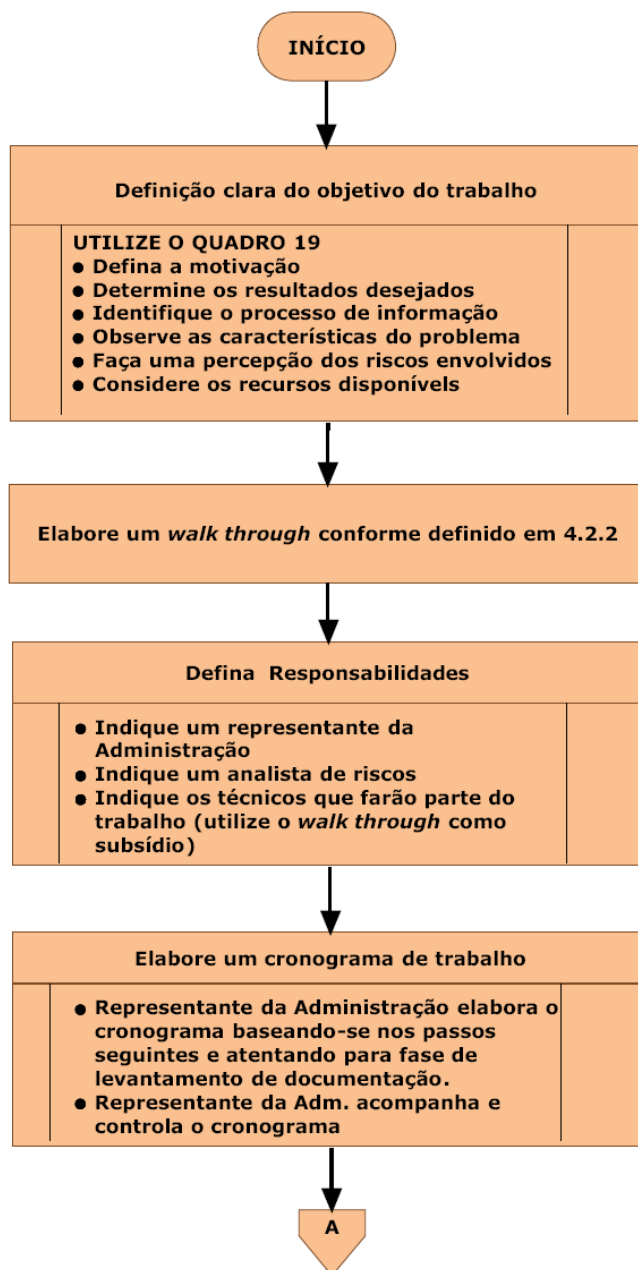


Figura 36 – Fluxograma para elaboração de uma Análise de Riscos Offshore
Fonte: Autor

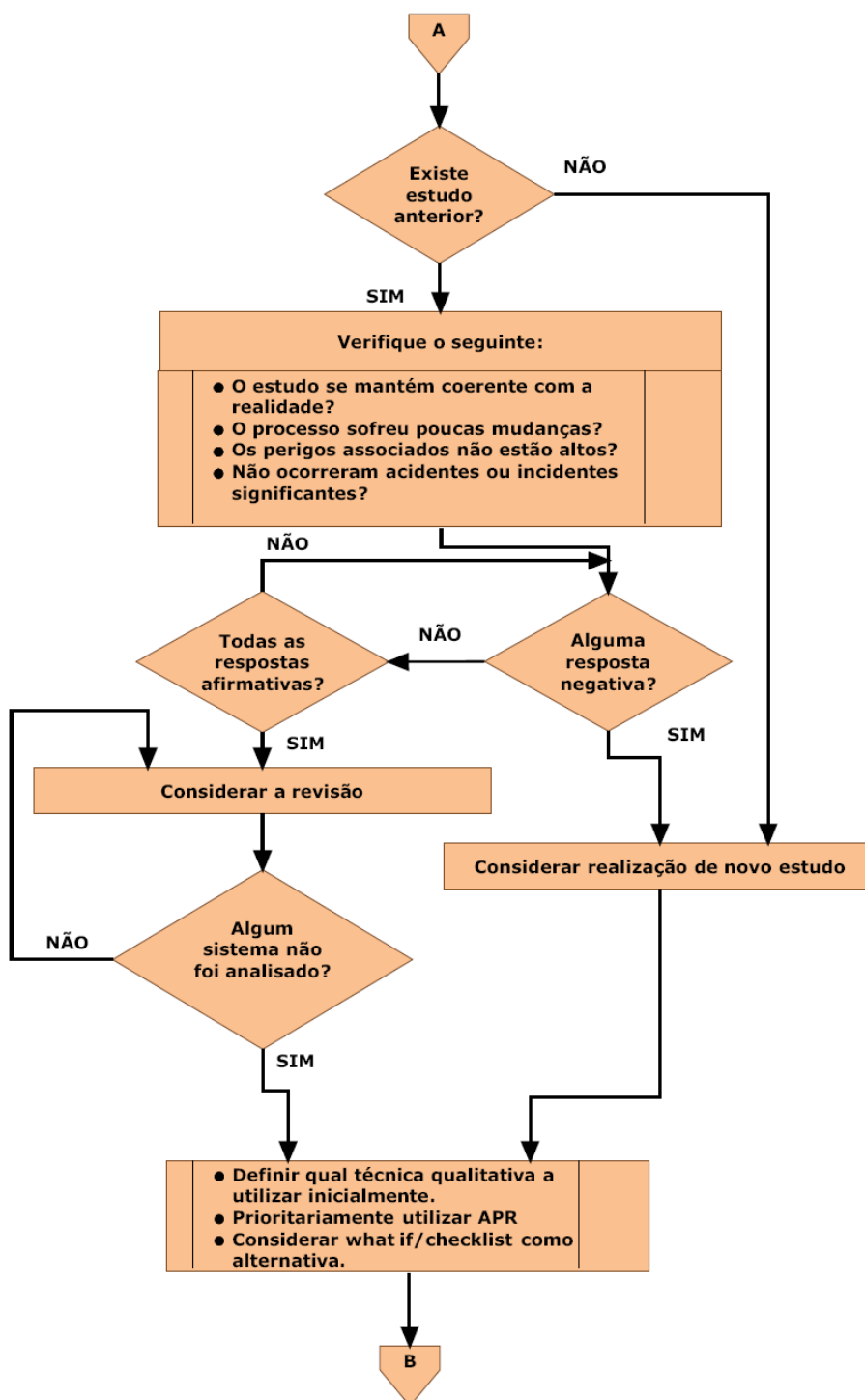


Figura 37 – Fluxograma para elaboração de uma Análise de Riscos Offshore (Cont.)
Fonte: Autor

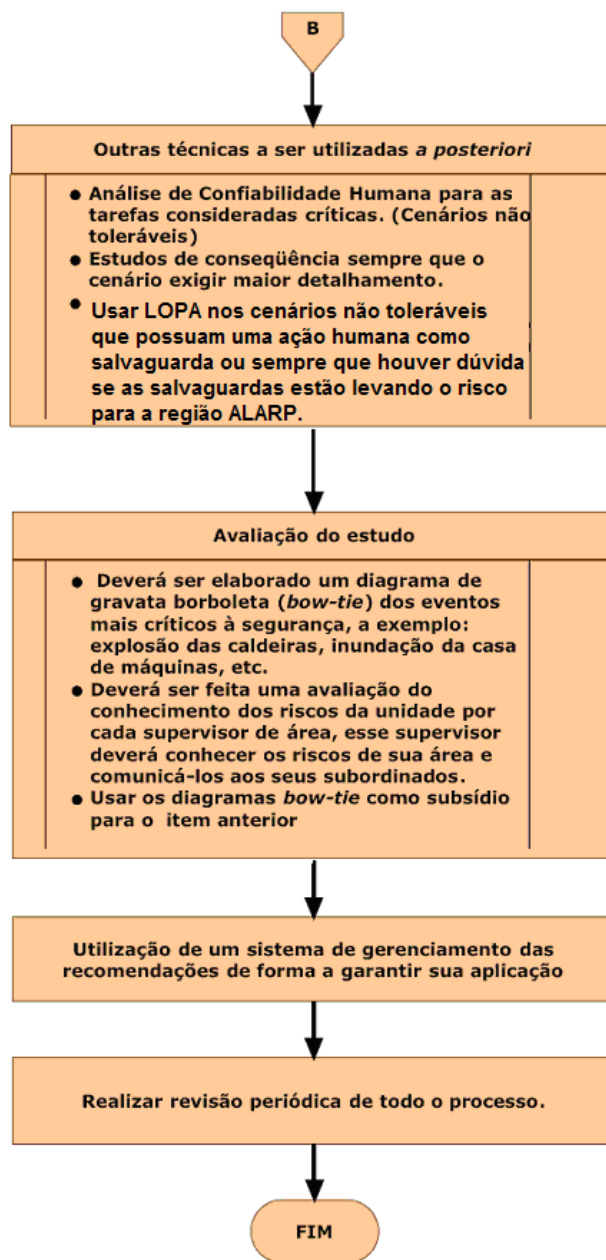


Figura 38 – Fluxograma para elaboração de uma Análise de Riscos Offshore (Cont.)
 Fonte: Autor

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)