

CENTRO DE INSTRUÇÃO
ALMIRANTE GRAÇA ARANHA - CIAGA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAL DE
MÁQUINAS DA MARINHA MERCANTE (APMA)

AVALIAÇÃO DE RISCOS EM UMA UNIDADE OFFSHORE NA FASE DE
OPERAÇÃO: ESTUDO DE UM FPSO

Por: Marcos Hilario Nunes de Sousa

Orientador

Prof. Ramisses Cesar S. Ramos

Rio de Janeiro
2012

CENTRO DE INSTRUÇÃO
ALMIRANTE GRAÇA ARANHA - CIAGA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAL DE
MÁQUINAS DA MARINHA MERCANTE (APMA)

AVALIAÇÃO DE RISCOS EM UMA UNIDADE OFFSHORE NA FASE DE
OPERAÇÃO: ESTUDO DE UM FPSO

Apresentação de monografia ao Centro de Instrução Almirante Graça Aranha como condição prévia para a conclusão do Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Máquina (APMA).

Por: Marcos Hilario Nunes de Sousa

CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA - CIAGA
CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAL DE MÁQUINAS DA MARINHA
MERCANTE (APMA)

AVALIAÇÃO

PROFESSOR ORIENTADOR (trabalho escrito): Ramisses Cesar S. Ramos

NOTA - _____

BANCA EXAMINADORA (apresentação oral):

Prof. (nome e titulação)

Prof. (nome e titulação)

Prof. (nome e titulação)

NOTA: _____

DATA: _____

NOTA FINAL: _____

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, a minha esposa Camila pelo apoio e carinho oferecidos na realização de mais este sonho.

DEDICATÓRIA

Dedico essa monografia aos meus familiares, professores e colegas.

RESUMO

O presente estudo tem por objetivo identificar os perigos e avaliar os riscos em uma unidade offshore na fase de operação de um FPSO. Para tanto, buscou-se fazer uma revisão de literatura acerca do tema usando a metodologia da pesquisa bibliográfica. As técnicas mais aplicadas na indústria de petróleo *offshore* são 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. Buscou-se inicialmente contextualizar a indústria offshore e descrever os principais acidentes envolvendo os FPSOs, tais como incêndios, explosões e vazamentos. Em seguida foram contempladas a análise e avaliação de riscos em seu processo, fases, avaliação de riscos, matriz de riscos, tratamento, infraestrutura, cronograma, aplicações e orientações. O estudo conclui que a aplicação de um sistema de gestão de riscos normalmente promove ações de identificação, análise, avaliação, reflexão, mensuração, tratamento, monitoramento e gerenciamento dos riscos em todos os estágios do ciclo de vida da instalação. Deve-se fazer 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

Palavras-chaves: Avaliação de riscos. Unidade offshore. FPSO.

ABSTRACT

The present study aims to identify hazards and assess risks in the offshore unit during operation of an FPSO. To this end, we tried to do a literature review on the subject using the methodology of the research literature. The techniques applied in the offshore oil industry are discussed covering the following aspects: technical description, purpose of their proposal, types of outcomes achievable, resource needs, strengths and weaknesses of the methodology. Initially sought to contextualize the offshore industry and describe the major accidents involving FPSOs, such as fires, explosions and leaks. They were then covered the analysis and risk assessment in the process, stages, risk assessment, risk matrix, processing, infrastructure, schedule, applications and guidelines. The study concludes that implementation of a system of risk management actions usually promotes the identification, analysis, evaluation, reflection, measurement, treatment, monitoring and managing risks at all stages of the life cycle of the installation. It should be designed to evaluate the risks of the unit considering the prospects of deteriorating security conditions of the facility by virtue of their usage time and the increasing need for maintenance and inspections.

Keywords: Risk Assessment. Offshore unit. FPSO.

LISTA DE SIGLAS

ABS - American Bureau of Shipping

ALARP - As Low As Reasonably Practible, ou “Tão Baixo Quando o Razoavelmente Praticável”

APR – Análise Preliminar de Risco

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

BLEVE - Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion - explosão de vapor produzida por líquido em ebulição.

E&P - Exploração & Produção.

EPI – Equipamento de Proteção Individual.

FAR - numero de fatalidades por 100 milhões.

FPSO - Floating Production, Storage and Offloading Systems - navios com capacidade de processar, armazenar e escoar a produção de petróleo e/ou gás natural.

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo.

ISO - International Organization for Standardization. Norma de qualidade

OFFSHORE - estrutura fixa ou flutuante (ancorada), instalada em solo marinho, para exploração de gás natural e petróleo.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Início da atividade offshore: Praia de Summerland Califórnia.....	13
Figura 2- Primeira instalação offshore: Ship Shoal Block 32 – 1947	14
Figura 3- Desenvolvimento de uma Bola de Fogo com a fonte no solo.	17
Figura 4 – Incêndio de Poça	17
Figura 5 – Vaso separador multifásico	17
Quadro 1 - Matriz Riscos segundo norma MIL-STD-882.....	28
Quadro 2 – Matriz de Riscos	29

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
2. A INDÚSTRIA OFFSHORE	13
2.1 Histórico e contextualização.....	13
2.2 Descrição dos principais acidentes envolvendo os FPSOs.....	15
2.2.1 Incêndios.....	15
2.2.2 Explosões.....	18
2.2.3 Vazamentos de gases combustíveis	19
2.2.4 Vazamentos de gases tóxicos.....	20
2.2.5 Vazamentos de líquidos tóxicos.	20
3. ANÁLISE E AVALIAÇÃO DE RISCOS	23
3.1 O processo de Análise e Avaliação de Riscos.....	23
3.2 Fases de uma avaliação de riscos	25
3.3 A efetivação de uma avaliação de riscos	28
3.3.1 Matriz de Riscos.....	28
3.3.2 O princípio ALARP	29
3.3.3 O Tratamento dos Riscos, sua eliminação ou mitigação.	30
3.3.4 Da infraestrutura necessária	30
3.3.5 Do cronograma de execução	31
3.3.6 Das Aplicações das Análises de Riscos	32
3.4 Orientações para a avaliação de riscos <i>Offshore</i>	32
3.5 Avaliação ao término de cada análise elaborada.....	34
4. CONCLUSÃO	35
REFERÊNCIAS	36

1. INTRODUÇÃO

O presente estudo tem por objetivo identificar os perigos e avaliar os riscos em uma unidade offshore na fase de operação de um FPSO. Para tanto, buscou-se fazer uma revisão de literatura acerca do tema usando a metodologia da pesquisa bibliográfica.

O uso das técnicas de Avaliação de Riscos está se tornando prática cada vez mais difundida nas áreas de exploração de petróleo e plataformas. 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.

As perspectivas mais favoráveis para a atividade de produção de petróleo no Brasil estão nas 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 agigantando 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.

No que se refere às técnicas utilizadas na área de petróleo *offshore*, 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 marítima, aeronáutica, aeroespacial e nuclear, e, partindo da década de

1970, seus conceitos de riscos e confiabilidade passaram a ser difundido nos demais ramos da indústria.

As técnicas mais aplicadas na indústria de petróleo *offshore* são 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

Diante disso, o estudo formula o seguinte problema: como se pode mitigar ou eliminar os riscos existentes nos sistemas de apoio de exploração do petróleo?

O estudo parte da hipótese de que 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.

2. A INDÚSTRIA OFFSHORE

2.1 Histórico e contextualização

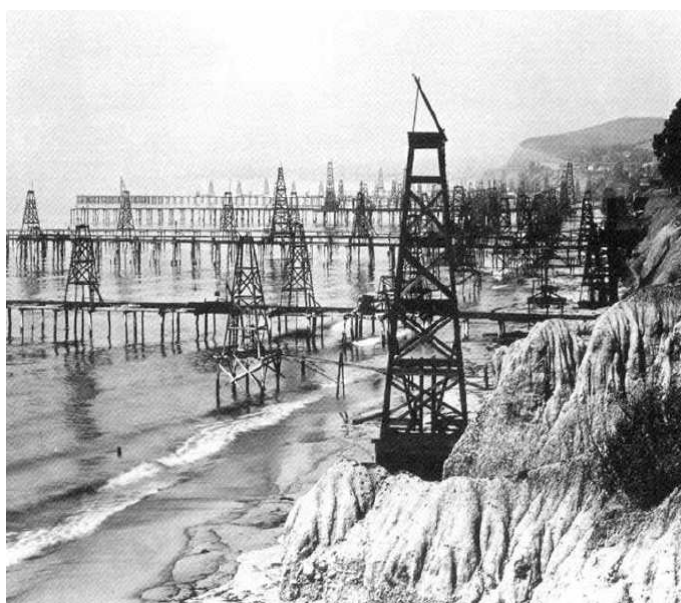
O petróleo teve seu início de exploração nas bacias sedimentares terrestres. A indústria para exploração de petróleo offshore agrega em um sítio marinho os equipamentos que inicialmente foram projetados e utilizados na exploração ou produção de campos em terra (onshore), necessitando de jaquetas fixadas 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. (YERGIN, 1992)

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.

Figura 1 - Início da atividade offshore: Praia de Summerland Califórnia



Fonte : UTT(2005)

Figura 2 – Primeira instalação offshore: Ship Shoal Block 32 – 1947



Fonte : UTT(2005)

Uma característica que se pode destacar 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, entre outros. Assim, 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.

A quantidade de materiais e pessoas vindo e voltando para terra gera um risco significativo em função da quantidade de aeronaves e dos barcos 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.

A soma desses 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 (108) de horas de exposição ao risco. FAR tipicamente possui valores que variam entre 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.

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

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 portanto 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: VINNEM(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 voos.

Em uma instalação offshore Vinnem (2007) relaciona as taxas de FAR. O principal valor de FAR em uma instalação de produção, que não possui atividade de poço, é a sua planta de processamento. Vinnem (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 Descrição dos principais acidentes envolvendo os FPSOs

2.2.1 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.

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.

Conforme Taylor (2000), esses vazamentos podem ocorrer por diversas falhas, dentre as quais: (a) corrosão; (b) vibrações excessivas em tubulações por problemas de montagem de e/ou projeto; (c) erros de manutenção; (d) sobre-pressões inesperadas; (e) erros operacionais com liberação acidental de inflamáveis e; (f) 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. 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.

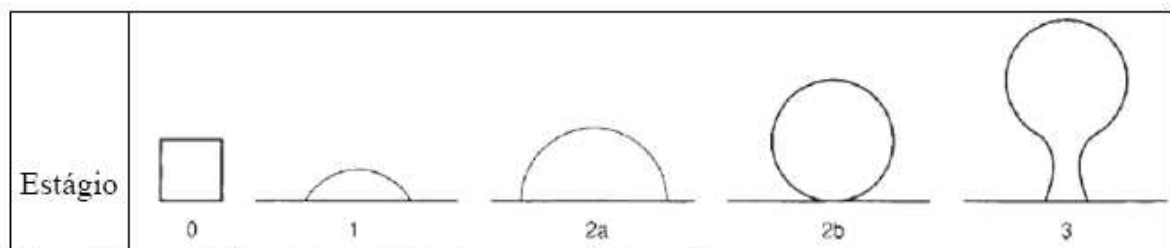
Combustível Oxigênio - Calor

- 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 adiante, 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 3 ilustra uma bola de fogo com a fonte ao nível do solo.

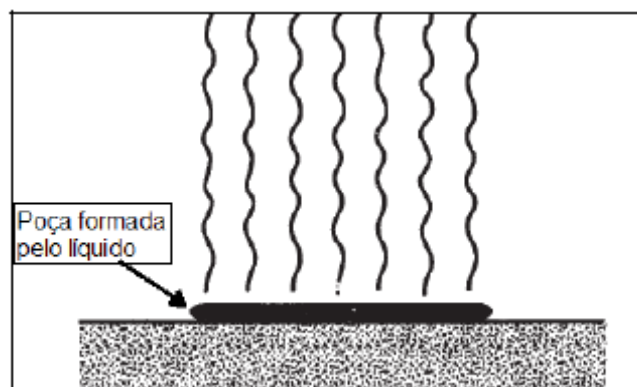
Figura 3 – Desenvolvimento de uma Bola de Fogo com a fonte no solo.



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 4 – 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.

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.

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.

2.2.2 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.

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. (KLETZ, 2005).

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 quando se fala de longas tubulações onde as ondas de choque passam a acelerar atingindo velocidades supersônicas.

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 sobre temperaturas podem produzir pressão nos vasos. Já a ocorrência de temperatura muito baixa poderá levar ao aparecimento de vácuo.

2.2.2.1 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.

2.2.3 Vazamentos de gases combustíveis

Conforme 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 (H₂S), 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.

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).

2.2.4 Vazamentos de gases tóxicos.

De forma semelhante ao que ocorre com os 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.

2.2.5 Vazamentos de líquidos tóxicos.

Vazamentos de líquidos tóxicos, na avaliação de 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, entre outros; 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.

2.2.6 Colisões e Abalroamentos

Vinnem (1999), tomando por base 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 conseqüência 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.

2.2.7 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 frequentes, 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 flutuabilidade da unidade.

2.2.8 Ancoragem

Esses sistemas estão dimensionados para no caso de perda de duas amarras manterem a embarcação na posição. Esse critério tem mostrado razoável proteção contra acidentes, porém incidentes frequentemente acontecem no mar do norte, o que tem gerado discussões sobre a necessidade de melhorias nos critérios de projeto.

Segundo Vinnen (2007) os principais casos de perda de amarras tem sido por: perda do sistema de freios, falha mecânica do equipamento, falha humana. O rompimento e a perda das amarras no caso do FPSO possibilitará o rompimento de todas as linhas de produção e hidráulicas do sistema, com possibilidade de escalonamento nos vazamentos e óleo e gás, podendo chegar a explosões e a perda da unidade.

3. ANÁLISE E AVALIAÇÃO DE RISCOS

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.

3.1 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 para 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 frequentemente 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.

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

- Eliminação ou mitigação do risco – Em função do conceito de tolerabilidade empregado são tecidas recomendações de forma a reduzir a probabilidade ou a consequência 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 consequência. 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: práticas inseguras, falta de procedimentos operacionais ou procedimentos pouco confiáveis, manutenção deficiente, inspeção ineficaz, documentação pobre da instalação, pessoal não capacitado. (ALENCAR, 2009).

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 consequências.

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.

3.2 Fases de uma avaliação de riscos

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.

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 adquiria no dia a dia; 2) reuniões da CIPA; 3) listas de verificações; 4) inspeções de campo de todo 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.

Conforme Costa (2002), 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.

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

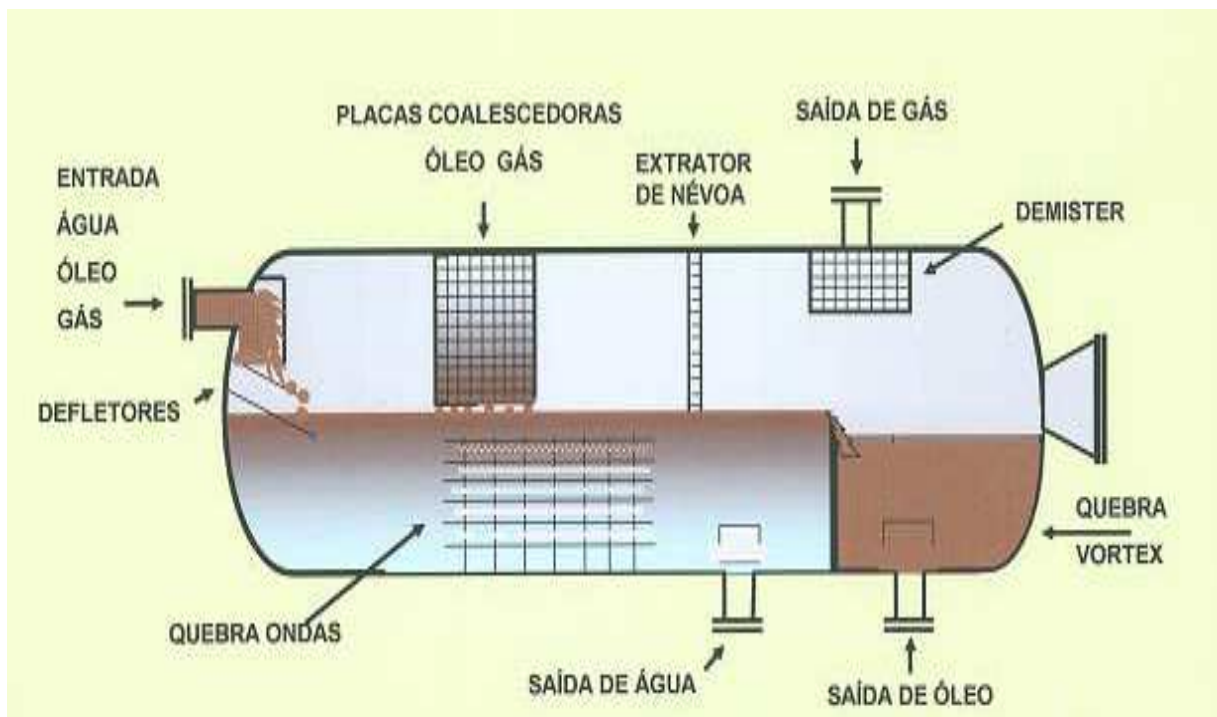
possível por comparação das propriedades do material em função da aplicação na qual o mesmo estará sendo utilizado.

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 5, 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 5 – 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 desse vaso.

3.3 A efetivação de uma avaliação de riscos

Trata-se de quantificar um evento gerador de possíveis acidentes. Assim, avalia-se o risco por meio da frequência ou probabilidade do evento e sua possível consequência expressa em termos de danos pessoais, materiais, financeiros ou à imagem da empresa. (ESTEVEZ, 2004).

Como por vezes, estas variáveis nem sempre são de fácil quantificação, utiliza-se metodologias qualitativas que proporcionam uma ideia básica da representação do risco relativo ao cenário indesejado. (ESTEVEZ, 2004).

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.

3.3.1 Matriz de Riscos

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

Quadro 1 – Matriz Riscos segundo norma MIL-STD-882

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
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

Fonte: MIL-STD-882 (2001)

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 2 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.

Quadro 2 – Matriz de Riscos

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
		Mínima	Marginal	Crítica	Catastrófica
		Gráu de Risco			

Fonte: ABS(2000)

3.3.2 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.

3.3.3 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 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.

3.3.4 Da infraestrutura 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 infraestrutura 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 infraestrutura necessária para suportar um programa de análise de riscos.

3.3.5 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.

3.3.6 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 da 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.

3.4 Orientações para a avaliação de riscos *Offshore*

O Autor considera os seguintes passos a serem aplicados em uma avaliação de riscos para uma instalação *offshore* durante a sua fase de operação.

a) Planejamento dos trabalhos

- 1) Definir claramente o objetivo do trabalho.
- 2) Elaborar uma revisão de segurança
- 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.
- 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 qual.

b) Definição da técnica primária a ser aplicada.

A APR, pela projeção dentro do segmento *offshore*, pode ser a técnica inicial.

c) Definição das técnicas secundárias.

- 12) Solicitar análise de confiabilidade humana para as tarefas consideradas críticas na unidade.
- 13) Solicitar estudos de consequências 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.

3.5 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. CONCLUSÃO

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 de gestão de riscos normalmente 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.

Deve-se fazer 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

ABNT –Associação Brasileira de Normas Técnicas. Disponível em: <http://www.abnt.org.br>. Acesso em: 26/04/2011.

ABS - AMERICAN BUREAU OF SHIPPING. Guidance Notes on Risk Assessment Applications for the Marine and Offshore Oil and Gas Industries, 2000.

ALENCAR, A.J. Análise de Risco em Gerência de Projetos. São Paulo: BRASPORT, 2. ed, 2009.

AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS. Center for Chemical Process Safety (CCPS). Guidelines for Hazard Evaluation Procedure, , 2nd ed. New York, 1992.

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

COSTA, Helder Gomes. Introdução ao método de análise hierárquica: análise multicritério no auxílio à decisão, Escola de Engenharia e Instituto de Computação da UFF, 1^a Edição, Niterói, RJ, 2002. 1 CD ROM.

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

FANTAZZINI, Mario Luiz. Técnicas Estruturadas para Avaliação de Riscos. Workshop Avaliação e Gestão de Riscos Operacionais, PETROBRAS, 2006

HSE - 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: 20 Abr.2012

ISO - INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. Disponível em: <http://www.iso.org/iso/home.htm>. Acesso em: 20 abr. 2007.

KLETZ, Travor. O que houve de errado: casos de desastres em industrias quimicas, petroquimicas e refinarias, São Paulo: Pearson Markron Books, 2005

LEES, Frank P.; Lee's Loss Prevention in the Process Industries - Edited by Sam Mannan, 3rd ed. Texas: Elsevier Butterworth Heinemann,2005.

MIL-STD - DEPARTMENT OF DEFENSE-USA. MIL-STD-882 : Standard Practice for System Safety, USA, 2000.

OLIVEIRA, Wilson Barbosa. Programas de segurança baseados na prevenção e controle de perdas. Curso de segurança, saúde e meio ambiente - CURSSAMA. Petrofertil: setembro, 1991.

YERGIN, Daniel. The Prize : The Epic quest for oil, money, and power. Rockefeller Center-NY: Touchstone, 1992.

TAYLOR, J. R. Risk analysis for process plant, pipelines and transport. London: E & FN Spon, 2000

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.