



Lições Aprendidas em Acidentes Passados: Estudo de Caso da Plataforma Piper Alpha

Elaine Dias Martins

Projeto de Final de Curso

Orientador:

Prof. Carlos André Vaz Júnior, D. Sc.

Março de 2014

LIÇÕES APRENDIDAS EM ACIDENTES PASSADOS: ESTUDO DE CASO DA PLATAFORMA PIPER ALPHA

Elaine Dias Martins

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenharia Química.

Aprovado por:

Armando Lucas Cherem da Cunha, D. Sc.

Robinson Luciano Manfro, D. Sc.

Juliana Guimarães, Eng.

Orientado por:

Carlos André Vaz Júnior, D. Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Março de 2014

Martins, Elaine Dias.

Lições Aprendidas em Acidentes Passados: Estudo de Caso da Plataforma Piper Alpha/Elaine Dias Martins. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2014.

(Projeto Final) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2014.

Orientador: Carlos André Vaz Júnior.

1. *Offshore*. 2. Acidentes industriais. 3. Estudo de Casos. 4. Projeto Final. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Carlos André Vaz Júnior, D. Sc.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pelo suporte até aqui.

A minha madrinha, por estar sempre ao meu lado.

Ao Carlos André, por aceitar me orientar apesar das minhas restrições de tempo. Pela paciência e dedicação em todas as etapas deste trabalho, além do cuidado em cada detalhe.

Aos meus novos amigos da Technip, em especial à Bruna e ao Rodrigo, pela amizade, paciência e apoio incondicional nos últimos meses, que foram fundamentais.

Aos meus amigos de toda a vida, por compreenderem minhas ausências ao longo dos últimos quase 7 anos e por se fazerem presentes, apesar de tudo, nos momentos mais importantes.

Às amizades conquistadas na Ilha do Fundão, pelo apoio e companheirismo ao longo de toda a jornada, já que sem eles seria impossível.

À UFRJ, por permitir que eu me tornasse engenheira química.

Elaine Dias Martins

Resumo do Projeto Final apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenharia Química.

LIÇÕES APRENDIDAS EM ACIDENTES PASSADOS: ESTUDO DE CASO DA PLATAFORMA PIPER ALPHA

Elaine Dias Martins

Março, 2014

Orientador: Prof. Carlos André Vaz Júnior, D. Sc.

Após inúmeros graves acidentes envolvendo plataformas de petróleo, com consequentes fatalidades e danos às instalações e ao meio ambiente, há uma necessidade crescente de realizar estudos de gerenciamento de riscos e aplicar medidas específicas para a segurança desse setor. Tendo em vista a importância mundial do petróleo e o alto potencial de risco que as operações *offshore* oferecem, o presente trabalho aborda a importância do gerenciamento de risco para as atividades relacionadas a esse cenário. O trabalho baseia sua análise no estudo de caso detalhado do desastre da plataforma Piper Alpha. Trata-se de um acidente de grande severidade, sendo até hoje considerado um marco na segurança de processos *offshore*. O estudo de segurança de processos baseado na análise de acidentes passados é um ramo específico e consagrado no mercado. Sabe-se que acidentes geram oportunidades únicas de aprendizado e propostas de melhorias. Este estudo teve como objetivo a identificação das falhas que geraram o acidente, bem como a identificação dos elos deste evento com falhas semelhantes presentes em outros cenários acidentais. Buscando uma compreensão mais abrangente da segurança de processos *offshore*, foi possível estabelecer inúmeras relações entre o acidente em estudo e acidentes *onshore*. Foi estabelecida relação também com fatores humanos e características do comportamento humano que afetam de modo decisivo o cenário acidental. Este estudo abordou ainda características presentes em acidentes no setor aeronáutico, buscando assim complementar a compreensão sobre os problemas enfrentados na exploração *offshore*. Através do uso de uma descrição cronológica de cada um dos eventos observados, tornou-se possível a elaboração de metodologia para prevenção de acidentes futuros. O estudo do evento de Piper Alpha deixa claro que uma única causa não gera um acidente e que um evento que não resulta em um impacto imediato pode contribuir, ao longo de uma cadeia, para consequências desastrosas.

SUMÁRIO

I - Introdução.....	1
<i>I.1 - Objetivos.....</i>	<i>2</i>
II – A Indústria de Exploração e Produção <i>Offshore</i>	3
<i>II.1 – Tipos de Plataforma.....</i>	<i>3</i>
<i>II.2 – Atividade de Exploração.....</i>	<i>8</i>
<i>II.3 – Atividade de Produção.....</i>	<i>12</i>
III – Gerenciamento e Análise de Riscos.....	14
<i>III.1 – Árvore de Falhas.....</i>	<i>19</i>
<i>III.2 – Planos de Emergência.....</i>	<i>22</i>
IV – Análise Histórica de Acidentes <i>Offshore</i>.....	25
V – ESTUDO DE CASO: Piper Alpha.....	31
<i>V.1 – Descrição Geral.....</i>	<i>31</i>
<i>V.2 – Resultado das Investigações.....</i>	<i>34</i>
VI – Análise Crítica do Estudo de Caso.....	45
<i>VI.1 – Análise da Sequência de Eventos.....</i>	<i>45</i>
<i>VI.2 – Comportamento Humano em Emergências.....</i>	<i>61</i>
<i>VI.3 – Lições Aprendidas.....</i>	<i>63</i>
VII – Conclusões.....	65
Referências Bibliográficas.....	67

FIGURAS

Figura II.1 – Tipos de plataforma marítimas (FONTE: www.petrobras.com.br , acesso em 25 de fevereiro de 2014).....	4
Figura II.2 – Plataforma Piper Alpha (FONTE: www.therisktoolboxshop.com , acesso em 25 de fevereiro de 2014).....	5
Figura II.3 – Plataforma autoelevável (FONTE: portalmaritimo.files.wordpress.com , acesso em 25 de fevereiro de 2014).....	6
Figura II.4 – Plataforma Deepwater Horizon (FONTE: www.industrymayhem.com , acesso em 25 de fevereiro de 2014).....	7
Figura II.5 – FPSO P-50 (pertencente à Petrobras) (FONTE: www.petrobras.com.br , acesso em 25 de fevereiro de 2014).....	8
Figura II.6 – Aquisição de dados sísmicos na prospecção de petróleo no mar (FONTE: www.unicamp.br/unicamp/unicamp_hoje/ju/maio2005/ju289pag09.html , acesso em 26 de fevereiro de 2014).....	9
Figura II.7 – Perfil de poço exibindo os revestimentos (FONTE: THOMAS, 2001)....	11
Figura II.8 – Fluxograma do processamento primário do petróleo (FONTE: ALMEIDA, 2006).....	13
Figura III.1 – Sistema de Gestão de Riscos (FONTE: DNV, 2006).....	15
Figura III.2 –Visão Geral de uma Análise e Gerenciamento de Risco (FONTE: CROWL, LOUVAR, 2011).....	17
Figura III.3 – Esquema do processo de identificação dos cenários acidentais (FONTE: VAZ JUNIOR, 2013).....	18

Figura III.4 - Árvore de Falhas descrevendo os eventos que contribuem para um pneu furado (FONTE: CROWL, LOUVAR, 2002).....	20
Figura III.5 – Funções lógicas utilizadas na elaboração da Árvore de Falhas (FONTE: CROWL, LOUVAR, 2002).....	21
Figura III.6 – Fluxograma simplificado de acionamento do PAE (FONTE: Adaptado de MMA, 2011).....	23
Figura V.1 – Elevação leste da plataforma Piper Alpha, destacando a ignição inicial no módulo C (FONTE: SHALLCROSS, 2013).....	35
Figura V.2 – Planta do <i>deck</i> principal de produção da Piper Alpha, destacando a ignição inicial no módulo C (FONTE: SHALLCROSS, 2013).....	36
Figura V.3 – Rede de tubulação de óleo e gás em torno da plataforma Piper Alpha (FONTE: SHALLCROSS, 2013).....	37
Figura V.4 – Esquema do posicionamento das duas bombas de injeção de condensado e suas respectivas PSVs (FONTE: Adaptado de KLETZ, 2001).....	39
Figura V.5 – Chama azul identificada por testemunha, o comandante Michael Klegg, que estava a borda de um navio de manutenção, a aproximadamente 25m da Piper Alpha, no momento da explosão (FONTE: CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).....	41
Figura V.6 – Incêndio com formação de pluma na plataforma Piper Alpha (FONTE: www.risksafety.com.br , acesso em 15 de fevereiro de 2014).....	43
Figura V.7 – Destroços do módulo A da plataforma Piper Alpha (FONTE: www.assetstorage.co.uk , acesso em 15 de fevereiro de 2014).....	44
Figura VI.1 – Sequência de eventos que resultou na destruição da plataforma Piper Alpha.....	46

Figura VI.2 – Disco metálico (flange) aparafusado à extremidade de tubulação após retirada da PSV 504 (FONTE: CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013)..50

Figura VI.3 – Ilustração de aeronave do tipo Embraer 120, destacando os bordos de ataque do estabilizador horizontal (FONTE: lessonslearned.faa.gov, acesso em 10 de março de 2014).....52

Figura VI.4 – Arranjo dos reatores e do tubo provisório em Flixborough (FONTE: KLETZ, 2013).....55

TABELAS

Tabela IV.1 – Causas iniciadoras de acidentes (FONTE: dados do WOAD obtidos de ICF, 2011).....	26
Tabela IV.2 – Números de ocorrências e porcentagem por tipo de causa (dados do WOAD 1998, referentes ao período de 1980 a 1997) (FONTE: ICF, 2011).....	27
Tabela IV.3 – Números de ocorrências e porcentagem por tipo de causa (dados de “ <i>Accident Statistics for Fixed Offshore Units on the UKCS 1980-2005</i> ”) (FONTE: DNV, 2007).....	28
Tabela IV.4 – Números de ocorrências e porcentagem por tipo de causa (dados de “ <i>Accident Statistics for Offshore Units on the UKCS 1990-2007</i> ”) (FONTE: OIL & GAS UK, 2009).....	30
Tabela V.1 – Causas das fatalidades ocorridas no acidente da Piper Alpha (FONTE: Adaptado de DNV, 2006).....	33

I - Introdução

A sociedade atual e o alto grau de industrialização vêm resultando em um aumento na demanda por energia, motivando a busca por novas fontes. Apesar da grande tendência de desenvolvimento de energias alternativas e sustentáveis, o atual domínio das tecnologias e a escala de geração de energias renováveis ainda não são suficientes para suprir totalmente a demanda. Dessa forma, o petróleo ainda se mantém em destaque, ocupando posição estratégica no cenário energético mundial.

A indústria de petróleo *offshore* e as suas tecnologias associadas desenvolveram-se rapidamente nos últimos anos. A descoberta de novas jazidas em ambientes cada vez mais desafiadores e em águas cada vez mais profundas obrigou empresas e pesquisadores a buscarem soluções para problemas até então inexistentes. O Pré-Sal, no Brasil é um forte exemplo. A exploração dos campos do Pré-Sal representa desafios em inúmeros setores relacionados à exploração *offshore*. Diretamente pode-se questionar como perfurar poços com tal profundidade, ou como resistir a pressões tão elevadas. Mas os problemas estão longe de serem apenas estes. Os campos do Pré-Sal são tão distantes da costa que o simples acesso torna-se crítico. Muitos dos helicópteros atualmente em uso no setor *offshore* não possuem autonomia para voar do continente até as embarcações e retornar em segurança. A segurança do processo e o apoio em caso de emergência também precisam ser considerados. Enquanto plantas *onshore* contam com diversos apoios em caso de emergência, o regaste em embarcações afastadas da costa pode levar dias, e a sobrevivência no mar durante esse período pode não ser possível.

As atividades de Exploração e Produção (E&P) sempre envolvem tecnologias e processos complexos que, por sua vez, envolvem altos riscos associados. A análise e o gerenciamento desses riscos equivalem a um desafio que cresce de forma proporcional à evolução dessa indústria.

Por essa razão, acidentes durante os processos de E&P são objetos de preocupação de empresas do setor, pesquisadores e de governos. A análise de acidentes ocorridos no passado é uma ferramenta relevante para compreender os desafios e buscar soluções. O campo do estudo de acidentes passados é amplamente explorado nos mais

diversos ramos da segurança de processo. Acidentes são oportunidades únicas para aprender o que deu errado e buscar evitar que as falhas se repitam. Acidentes podem revelar pontos que devem ser priorizados ou que ficaram escondidos ao longo das análises de risco. Aprender com os erros dos outros mostra-se um modo inteligente de melhorar a segurança de processos.

Nesse contexto, este projeto realizou estudo de caso detalhado sobre o severo acidente envolvendo a plataforma de petróleo Piper Alpha, ocorrido no Mar do Norte no ano de 1988. Trata-se de um dos mais graves acidentes *offshore* da história, sendo por muitos considerado um marco no setor.

Esse caso possui uma cadeia de eventos que abrange falhas de diversas naturezas, variando desde falhas de projeto, de gerenciamento, de treinamento etc. A análise destas falhas mostra-se útil para a prevenção de diversos erros futuros não apenas no setor *offshore*. Ao longo do estudo de caso foi feita analogia também com outros acidentes, de setores distintos. Assim, características de acidentes *onshore* são trazidas para uma melhor compreensão dos fatos presentes em Piper Alpha. Setores em princípio tecnologicamente mais afastados, como o setor aéreo, também serviram de base para a análise aqui realizada.

1.1 – Objetivos

O presente trabalho tem o objetivo de realizar uma análise crítica da sequência de eventos que levou ao acidente da plataforma Piper Alpha. E, a partir da avaliação de cada etapa do evento, descrever um gerenciamento capaz de evitar e/ou reduzir as consequências de acidentes similares.

II – A Indústria de Exploração e Produção *Offshore*

II.1 – Tipos de Plataforma

As primeiras sondas para perfuração marítima eram baseadas em tecnologias já utilizadas para atividades terrestres de exploração de petróleo, porém, com sistemas que permitissem a operação em águas rasas. Entretanto, diante das descobertas de reservatórios de petróleo em águas cada vez mais profundas, gerou-se a necessidade de desenvolvimento de sondas capazes de se adequar a esse novo cenário (ALMEIDA, 2006).

As plataformas de produção tornaram-se cada vez mais complexas, com capacidade para receber petróleo de diferentes poços produtores, além de realizar a separação e o tratamento dos fluidos produzidos. Essas instalações foram aprimoradas de forma a operarem em regiões cada vez mais distantes da costa. Algumas passaram a ser capazes de armazenar óleo e gás produzidos e depois distribuí-los para a terra (através de dutos) ou para navios armazenadores (ALMEIDA, 2006).

As plataformas para operações *offshore* podem ser classificadas com base em diversos critérios, por exemplo: pela finalidade (perfuração, produção, sinalização etc) ou pelo tipo de ancoragem.

A Figura II.1 ilustra quatro tipos de plataformas amplamente empregados para exploração e produção de petróleo no mar: fixa, autoelevável, semissubmersível e navio plataforma (da esquerda para a direita).

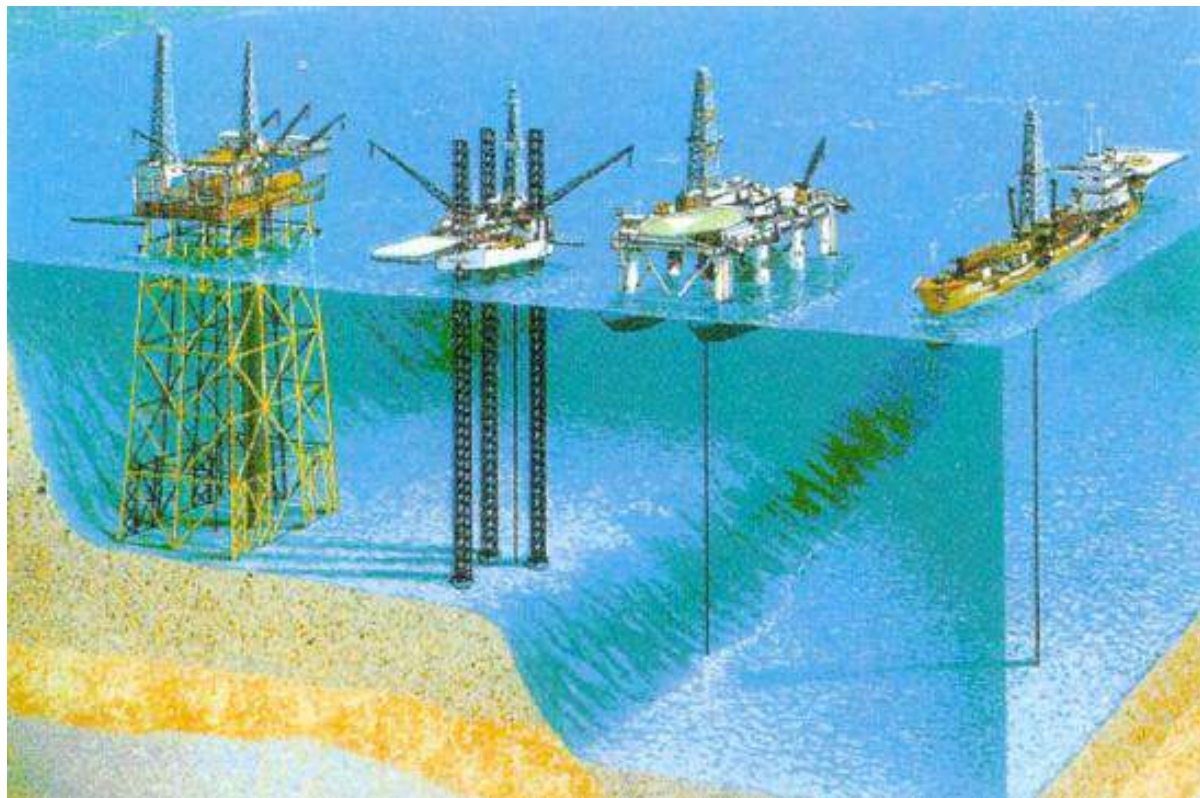


Figura II.1 – Tipos de plataforma marítimas

(FONTE: www.petrobras.com.br, acesso em 25 de fevereiro de 2014)

Plataformas fixas: são estruturas fixadas no fundo do mar por meio de sistema de estacas cravadas no solo. Sua utilização é limitada a campos localizados em lâminas d'água de até 300m. Esse tipo de plataforma é projetado para realizar atividades de exploração e produção (ALMEIDA, 2006).

Um exemplo desse tipo de estrutura era a Piper Alpha, uma plataforma do tipo jaqueta fixa, ilustrada na Figura II.2.



Figura II.2 – Plataforma Piper Alpha

(FONTE: www.therisktoolboxshop.com, acesso em 25 de fevereiro de 2014)

Plataformas autoeleváveis: são plataformas móveis, sendo transportadas por rebocadores ou com propulsão própria, destinadas à atividade de exploração de poços em campos de lâminas d'água de até 130m (ALMEIDA, 2006). Uma vez no local de exploração, suas estruturas de apoio (ou pernas) são fixadas no fundo do mar e a plataforma é erguida sobre essas pernas, acima do nível da água (AMORIM, 2010).

Devido à estabilidade desse tipo de unidade, as operações de perfuração são semelhantes às realizadas em terra. Em contrapartida, as operações de elevação e abaixamento da plataforma são críticas e sofrem bastante influência das condições de tempo e mar (ALMEIDA, 2006).

Um exemplo desse tipo de estrutura é ilustrado na Figura II.3.



Figura II.3 – Plataforma autoelevável

(FONTE: portalmaritimo.files.wordpress.com, acesso em 25 de fevereiro de 2014)

Plataformas semissubmersíveis: são estruturas apoiadas por colunas sustentadas por flutuadores submersos, podendo ou não ter propulsão própria. Possuem grande mobilidade e são bastante requeridas para perfuração de poços em águas profundas (AMORIM, 2010).

Para que a plataforma permaneça posicionada na superfície e dentro de um círculo com raio de tolerância ditado pelos equipamentos submersos, dois tipos de sistemas são responsáveis pelo posicionamento da unidade flutuante: o sistema de ancoragem e o sistema de posicionamento dinâmico. No sistema de ancoragem, âncoras atuam como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição da embarcação quando esta é modificada pela ação das ondas e vento. Por sua vez, o sistema de posicionamento dinâmico conta com sensores acústicos que determinam a deriva e propulsores no casco acionados por computador que restauram a posição da plataforma (ALMEIDA, 2006).

Um exemplo desse tipo de estrutura era a plataforma Deepwater Horizon, ilustrada na Figura II.4.



Figura II.4 – Plataforma Deepwater Horizon

(FONTE: www.industrymayhem.com, acesso em 25 de fevereiro de 2014)

Navio plataforma: um tipo de embarcação muito utilizada atualmente é a plataforma do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*). São navios com capacidade para processar e armazenar petróleo, e prover sua transferência para o continente. No convés do navio é instalada uma planta de processo capaz de promover a separação e o tratamento dos fluidos produzidos pelos poços. O petróleo é armazenado na própria embarcação, e transferido de tempos em tempos para um navio aliviador. Por sua vez, o gás produzido é enviado para a costa por meio de gasodutos e/ou reinjetado no reservatório (ALMEIDA, 2006).

Os FPSOs são posicionados no local de operação por meio de sistemas de ancoragem e podem ser convertidos de antigos petroleiros ou terem seus cascos construídos especificamente para esta função. A capacidade de armazenamento elimina a necessidade de presença do navio aliviador ao longo de toda a produção, sendo este

requisitado somente quando o óleo produzido é suficiente para preenchê-lo por completo (OCEÂNICA UFRJ, 2011).

Um exemplo desse tipo de estrutura é ilustrado na Figura II.5.



Figura II.5 – FPSO P-50 (pertencente à Petrobras)

(FONTE: www.petrobras.com.br, acesso em 25 de fevereiro de 2014)

II.2 – Atividade de Exploração

A descoberta de novas jazidas de petróleo envolve a análise e o estudo de dados geofísicos e geológicos de bacias sedimentares. Após uma previsão do comportamento das camadas do subsolo, geólogos e geofísicos, atuando em conjunto, propõem o local mais propício para a perfuração de um poço (THOMAS, 2004).

As técnicas de prospecção atualmente disponíveis permitem localizar áreas favoráveis à formação de petróleo, contudo não se trabalha com certeza absoluta, mas com parâmetros bastante confiáveis quanto à existência, que posteriormente terá a relação custo/benefício avaliada para exploração (ALMEIDA, 2006).

O método sísmico de reflexão é o método de prospecção mais utilizado atualmente na indústria do petróleo, pois fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfície propícias à acumulação de hidrocarbonetos, a um custo relativamente baixo (THOMAS, 2001).

O estudo sísmico inicia-se com a geração de ondas, através de fontes artificiais, que se propagam pela subsuperfície. As ondas são refletidas e refratadas nas interfaces que separam rochas de diferentes constituições e retornam à superfície, onde são captadas por equipamentos adequados. Os produtos finais são imagens das estruturas e camadas geológicas submarinas, apresentadas sob as mais diversas formas, que são disponibilizadas para a interpretação dos especialistas (THOMAS, 2001).

A Figura II.6 ilustra como é obtida a imagem de uma estrutura submarina por meio de método sísmico de reflexão.

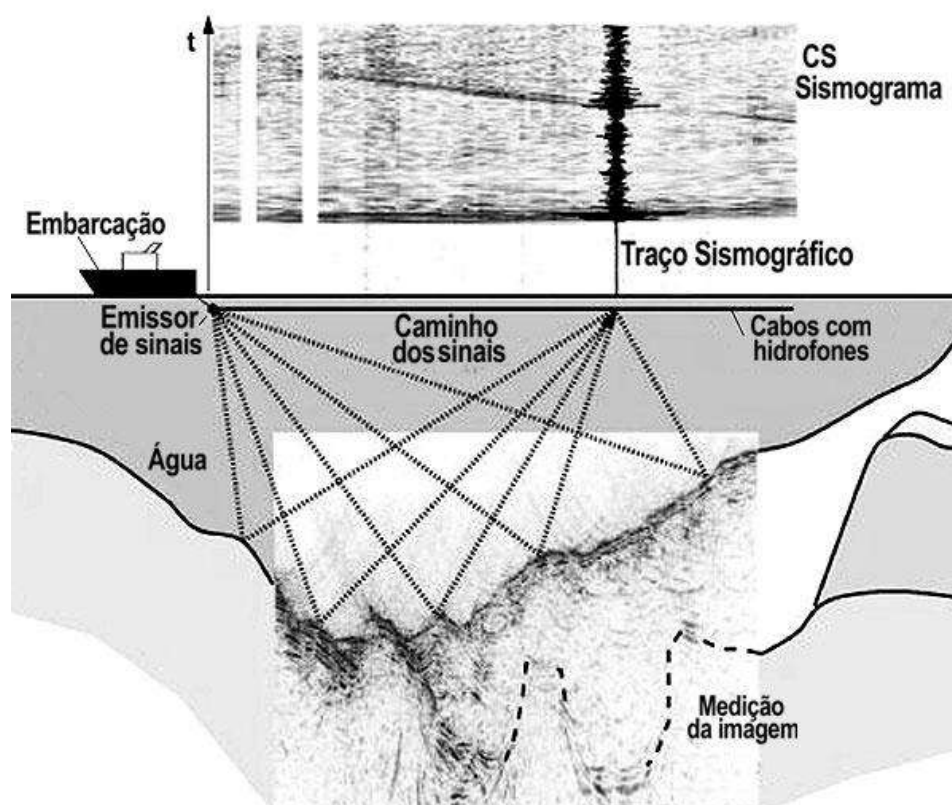


Figura II.6 – Aquisição de dados sísmicos na prospecção de petróleo no mar
(FONTE: www.unicamp.br/unicamp/unicamp_hoje/ju/maio2005/ju289pag09.html,
acesso em 26 de fevereiro de 2014)

Após detectada a localização de prováveis reservatórios, inicia-se a perfuração de um poço. São muitas as formas de classificação dos poços de petróleo: são ditos verticais, direcionais, horizontais e multilaterais; quando a classificação diz respeito à sua trajetória. A escolha do percurso dependerá de critérios técnicos específicos (ALMEIDA, 2006).

A atividade de perfuração consiste em uma sequência de etapas organizadas com objetivo de perfurar o solo marinho até a profundidade necessária. Cria-se assim comunicação entre a formação rochosa, onde é esperada a presença de petróleo, e a plataforma que irá receber a produção.

Mesmo com os recursos tecnológicos oriundos dos métodos sísmicos atualmente em uso, somente com a perfuração de um poço é que se comprovará ou não a tese de acumulação proposta nas análises geológicas e geofísicas (ALMEIDA, 2006).

A ação combinada de rotação, peso da coluna de perfuração e jateamento de fluido através de uma broca, resulta no corte e na trituração das formações rochosas subsuperficiais. O fluido de perfuração é injetado pelo interior da coluna de perfuração, e retorna à superfície pelo espaço anular entre a coluna e a parede do poço, trazendo o cascalho (fragmentos de rocha triturados pela ação da broca de perfuração) gerado (SCHAFFEL, 2002).

Atingida determinada profundidade, a coluna de perfuração é suspensa para a instalação do revestimento interno do poço, com tubos de aço especiais contra corrosão. Esta proteção tem objetivo de selar a formação geológica exposta para garantir a estabilidade do poço, além de prevenir contaminações. Essa etapa é chamada de *casing* (FERNÁNDEZ et al, 2009).

Faz-se então, a cimentação do anular criado entre os tubos do revestimento e as paredes do poço para a segurança do avanço da perfuração. Logo após, a coluna de perfuração desce novamente ao poço com uma broca de diâmetro menor que a do revestimento e repete-se novamente o processo de cimentação do poço. Esse processo é repetido até atingir a jazida de petróleo, sendo formado um perfil de poço similar ao apresentado na Figura II.7 (THOMAS, 2004).



Figura II.7 – Perfil de poço exibindo os revestimentos
(FONTE: THOMAS, 2001)

A cimentação e o revestimento previnem o desmoronamento do poço, controlam as pressões hidrostáticas, impossibilitam a migração de fluidos pelos diferentes estratos rochosos, sustentam os equipamentos da cabeça do poço e de outras colunas de revestimento depois que o poço atinge a profundidade pretendida, isolam o segmento produtor da água e controlam a produção de óleo (SCHECHTMAN, 2006).

Para a análise da capacidade das reservas de óleo e gás são realizadas avaliações de formações, que compreendem estudos que visam avaliar qualitativamente e quantitativamente o potencial de uma jazida petrolífera. Elas se baseiam na perfilagem e nos testes de formação. A perfilagem é feita através de uma sonda, que produz imagens visuais do interior do poço. O teste de formação é a colocação do poço em fluxo. Assim, confirma-se de forma segura a presença dos hidrocarbonetos na formação e também geram-se dados das condições de fluxo nas adjacências do poço (THOMAS, 2004).

Finalizadas todas as etapas descritas até aqui é necessário deixar o poço em condições de operar, de forma segura e econômica, durante toda a sua vida produtiva.

Ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para produzir óleo e gás denomina-se “completação” (ALMEIDA, 2006).

Caso haja um vazamento de óleo durante a atividade, o Sistema de Segurança do Poço é responsável por tentar conter e bloquear o derramamento. Este sistema é composto pelos Equipamentos de Segurança de Cabeça de Poço (ESCP), além dos equipamentos complementares que fecham e controlam o poço. O principal componente de segurança do poço é o BOP (*Blowout Preventer*): um conjunto de válvulas que permite o fechamento do poço se houver um fluxo incontrolável de fluido no mesmo (THOMAS, 2004).

II.3 – Atividade de Produção

Durante a fase produtiva de um campo de petróleo, além da prospecção de óleo ocorre também a prospecção de água, gás e sedimentos contidos no reservatório. Tendo em vista o interesse relativo apenas à produção de óleo e gás, faz-se necessário algum processamento físico na própria unidade de produção.

Esse processamento demanda unidades de processamento simples, com base na decantação, utilização de separadores e outros processos para separação óleo-gás-água. Algumas operações podem ser mais complexas, e incluem o tratamento do óleo, a compressão do gás, e o tratamento da água para descarte no mar (ALMEIDA, 2006).

Em síntese, um processamento primário se faz necessário, entre outros fatores, para promover a retirada de impurezas em suspensão no fluido, para tratar a água de modo a devolvê-la ao meio ambiente, para facilitar o transporte para os terminais e refinarias, para diminuir problemas de corrosão e aumentar a vida útil de equipamentos e catalisadores em processos de refino (ALMEIDA, 2006).

Nos processos de produção de petróleo um dos contaminantes mais indesejados é a água. A presença de água associada ao petróleo provoca uma série de problemas nas etapas de produção, transporte e refino, tais como: necessidade de superdimensionamento das instalações de coleta, armazenamento e transferência; maior

consumo de energia e menor segurança operacional. Em virtude da sua composição, a água pode provocar problemas de corrosão e/ou incrustação, causando danos às tubulações, equipamentos e acessórios, que podem redundar em acidentes (THOMAS, 2001).

Em termos ambientais, a água produzida nas plantas de processamento primário deve ser, preferencialmente, injetada em campos terrestres, desde que não cause problemas ao reservatório. Dessa forma, é resolvida a questão do destino final da água produzida junto com o óleo. Proporciona, ainda, uma economia de água doce de boa qualidade que fica, assim, disponível para fins mais nobres, como o consumo humano, não sendo usada no processo (THOMAS, 2001).

No processamento do gás, parte do mesmo pode ser utilizado como combustível na própria unidade, ou para elevação artificial do petróleo do fundo do poço (*gás lif*). Se a produção exceder o consumo, esse gás poderá ser direcionado para queimadores (*flare*), enquanto a parte liquefeita (GLP – Gás Liquefeito de Petróleo ou “condensado”) poderá ser adicionada ao óleo para transferência e posterior aproveitamento nas unidades de processo (ALMEIDA, 2006).

A Figura II.8 ilustra um fluxograma de processamento primário do petróleo.

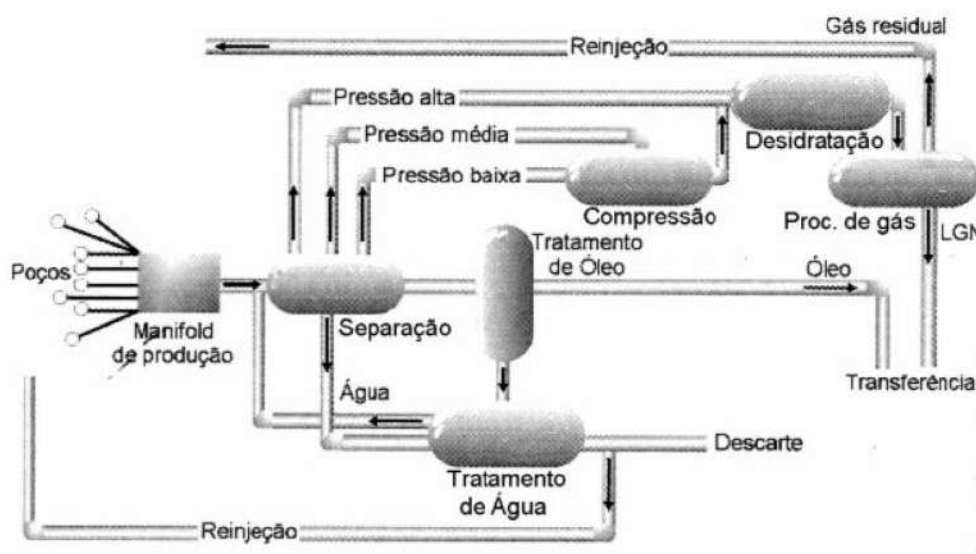


Figura II.8 – Fluxograma do processamento primário do petróleo
(FONTE: ALMEIDA, 2006)

De modo a tornar viável o dimensionamento dos equipamentos de processamento, toda planta possui uma capacidade nominal de processamento, projetada em função do estudo de diversos parâmetros do campo produtor. O sistema começa na cabeça do poço, que é equipada com uma válvula para controle da vazão de acordo com as recomendações da engenharia de reservatórios. Nesta válvula é onde ocorre a maior perda de carga localizada entre o reservatório e o primeiro separador. Destaca-se ainda que, quando dois ou mais poços produzem para uma mesma unidade, é necessário o uso de um *manifold* de produção para combinar as vazões e pressões dos diversos poços (THOMAS, 2001).

III – Gerenciamento e Análise de Riscos

Primeiramente, é importante ressaltar a diferença na definição de Perigo e Risco. O perigo é uma condição física ou química que possui potencial para causar danos às pessoas, propriedades ou ao meio ambiente. Por sua vez, o risco é uma medida de danos à vida humana, meio ambiente ou perda econômica resultante da combinação entre a frequência de ocorrência e a magnitude das perdas ou danos. O risco é a exposição ao perigo, definido pelo produto da frequência do cenário acidental pela respectiva consequência (CROWL, LOUVAR, 2011).

O conhecimento dos perigos e a avaliação dos riscos decorrentes dos perigos são fundamentais para o gerenciamento de riscos: não se pode gerenciar o que não se conhece. Ademais, o gerenciamento requer que se tenha um balizamento para a redução dos riscos, ou seja, algum critério de aceitabilidade de riscos, seja qualitativo ou quantitativo (DNV, 2006).

O gerenciamento impõe a utilização do conceito de priorização: quais os riscos mais importantes, ou seja, quais os que devem ser resolvidos imediatamente e quais os que demandam mais tempo para serem resolvidos? Em outras palavras, o gerenciamento de riscos deve ser feito continuamente, pois não há como se eliminar todos os perigos impostos pela atividade industrial (DNV, 2006).

Fazem parte das etapas do processo de gerenciamento de riscos (DNV, 2006):

- i) Identificação dos perigos;
- ii) Análise de riscos;
- iii) Implementação de um plano de controle/redução dos riscos;
- iv) Monitoração do plano;
- v) Reavaliação periódica do plano.

O processo de gerenciamento se divide em duas fases: a primeira é a fase de análise e a segunda é a fase do gerenciamento propriamente dito, como exemplificado na Figura III.1. Na primeira fase busca-se identificar os perigos/riscos, e na segunda fase, a implementação do plano de controle/redução dos riscos, a monitoração e a reavaliação periódica do mesmo (DNV, 2006).



Figura III.1 – Sistema de Gestão de Riscos
(FONTE: DNV, 2006)

De maneira geral, quando se trata de gerenciamento de riscos, algumas perguntas chaves devem ser completamente respondidas em cada etapa do processo (DNV, 2006):

- **Identificação:** Quais são os perigos? O que pode dar errado?
- **Avaliação:** Quais são as causas e as consequências dessa atividade? Qual é a chance de algo ocorrer? Qual é o risco?
- **Controle:** As causas podem ser eliminadas? Como prevenir tais situações? Os controles existentes são suficientes?
- **Mitigação/Recuperação:** Os impactos potenciais podem ser minimizados? Quais são as medidas de mitigação/recuperação necessárias?

Segundo a DNV (2006), o termo PGR (Programa de Gerenciamento de Riscos) é um termo consagrado nas regulamentações existentes, embora a referência mais correta seja “Sistema de Gestão de Segurança”, ou seja, algo regulamentado e inserido no processo produtivo da empresa e não apenas um programa ou um plano, para o qual há início e fim bem definidos.

Ressalta-se que o termo “segurança” usado na denominação do sistema de gestão é, na realidade, um substituto mais curto para a designação de “saúde, segurança e meio ambiente”. Assim, o mais correto seria a denominação “Sistema Integrado de Gestão de Saúde, Segurança e Meio Ambiente”. Em alguns casos, esse sistema integrado pode também incluir a Gestão da Qualidade, sendo então denominado um “Sistema Integrado de Gestão de Saúde, Segurança, Meio Ambiente e Qualidade”. Existem diversas normas internacionais que tratam da questão dos sistemas de gestão, dentre as quais, as mais conhecidas são a ISO para qualidade e meio ambiente (ISO 14001) e a OHSAS (OHSAS 18000) para saúde e segurança (DNV, 2006).

Em resumo, o PGR tem dois objetivos (ICF, 2011):

- Reduzir a probabilidade de ocorrência dos cenários acidentais (Medidas Preventivas);
- Reduzir a magnitude das consequências destes cenários (Medidas Mitigadoras).

O fluxograma apresentado na Figura III.2 demonstra como é feita, de uma forma geral, uma Análise e Gerenciamento de Risco.

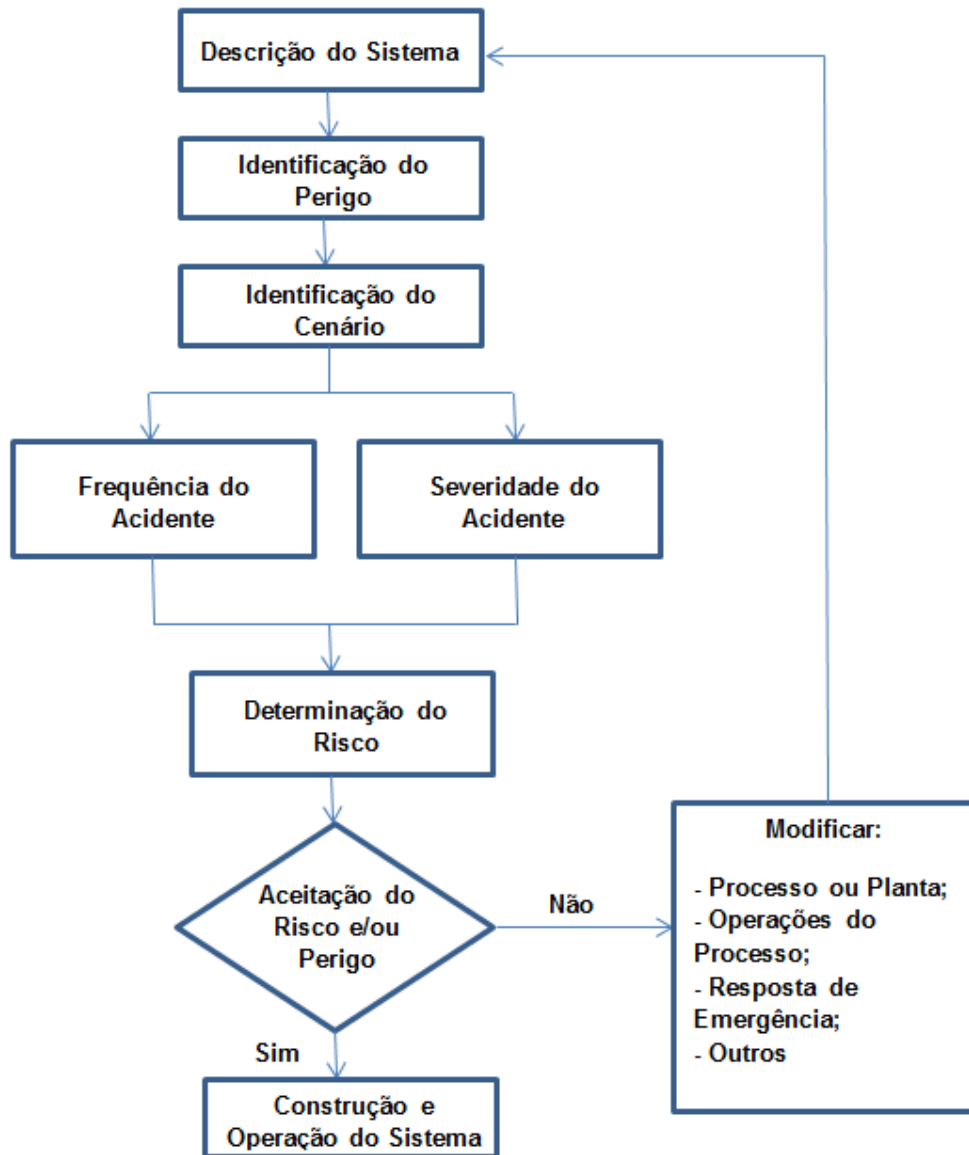


Figura III.2 –Visão Geral de uma Análise e Gerenciamento de Risco
(FONTE: CROWL, LOUVAR, 2011)

A Análise de Risco é um instrumento preventivo, onde são estimadas as frequências de ocorrência de um acidente, assim como a magnitude das suas consequências (BITAR, OTEGA, 1998).

Algumas metodologias de Análise de Risco encontradas são: *Check-lists*, HAZOP (Análise de Perigos e Operacionalidade – *Hazard and Operability Study*), HAZID (*Hazard Identification*), Árvore de Falhas, Árvore de Eventos e Análise Preliminar de Riscos (APR) ou Análise Preliminar de Perigos (APP).

Durante a análise de risco, diferentes cenários acidentais são levantados. Um cenário acidental é definido como uma sequência de eventos que geram impactos com consequências indesejáveis. O evento iniciador é o primeiro evento da sequência. Note que consequências distintas podem ser obtidas a partir do mesmo evento iniciador, gerando portanto cenários acidentais diferentes. As consequências podem distinguir tanto em relação ao efeito físico quanto a sua magnitude (CROWL, LOUVAR, 2011).

A Figura III.3 representa de forma esquemática o processo de identificação de cenários acidentais.

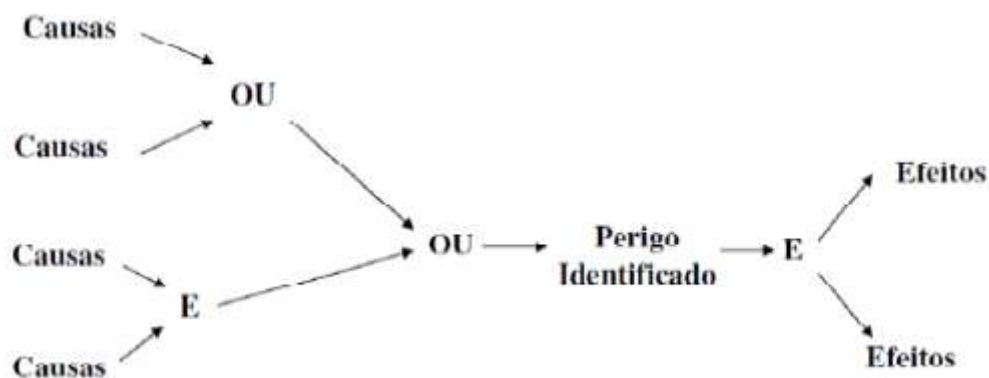


Figura III.3 – Esquema do processo de identificação dos cenários acidentais
(FONTE: VAZ JUNIOR, 2013)

É importante que seja feita uma análise completa dos principais perigos identificados, incluindo suas causas e efeitos, com o objetivo de evitar ao máximo situações inesperadas. Para que esta análise seja a mais completa possível, é fundamental a união da experiência profissional da equipe em diferentes especialidades. São também fundamentais dados e informações encontrados na literatura.

Os acidentes podem ocorrer a qualquer momento e em qualquer lugar, portanto o objetivo da análise de risco é justamente identificar um problema antes que este se inicie ou se agrave. Certas medidas que são simples quando aplicadas em fase de projeto podem tornar-se muito complicadas depois que a planta já está montada. Assim, os perigos devem ser identificados, preferencialmente, ainda durante a fase de projeto, pois quanto mais tarde o fizer, maiores serão as chances de um acidente ocorrer.

III.1 – Árvore de Falhas

A metodologia de “Árvore de Falhas” teve origem na indústria aeroespacial e foi muito utilizada pela indústria nuclear para qualificar e quantificar os perigos e riscos associados com suas plantas (CROWL, LOUVAR, 2002). Essa abordagem tornou-se ainda mais popular na indústria de processos químicos, principalmente após o resultado das experiências bem sucedidas demonstradas na indústria nuclear (CROWL, LOUVAR, 2002).

Os procedimentos para construir Árvores de Falhas são bem documentados e consistem em um instrumento para o entendimento de inter-relações complexas entre eventos. A construção de uma Árvore de Falhas requer um conhecimento profundo do sistema que está sendo estudado, identificando as causas, determinando a unicidade, a independência e a condicionalidade dos eventos envolvidos. A descrição lógica das interações entre eventos requer considerável esforço de reflexão e entendimento. Esse processo é, entretanto, umas das partes mais valiosas da análise (INPE, 2008).

Árvores de Falhas consistem em um método dedutivo para identificar maneiras pelas quais os riscos podem levar a cenários acidentais. A abordagem começa com um evento bem definido, ou “evento de topo”, e trabalha de maneira reversa em direção aos vários cenários que podem causar o acidente (CROWL, LOUVAR, 2002).

Crowl e Louvar (2002) utilizam o exemplo da ocorrência de um pneu furado durante o deslocamento em uma estrada para explicar o princípio da Árvore de Falhas. Um pneu furado em um automóvel pode ser causado por dois eventos possíveis: a condução sobre detritos na estrada (tal como um prego) ou um defeito no pneu. Ambas as causas contribuem para o pneu furado, e podem ser classificadas como eventos básicos ou intermediários.

Eventos básicos são eventos fundamentais, que são definidos em si próprios. Por exemplo, a condução sobre detritos na estrada é um evento fundamental, pois nenhuma outra definição é possível. Por outro lado, os eventos intermediários são eventos que permitem definições adicionais. Por exemplo, um defeito no pneu é um evento intermediário, pois pode significar um pneu defeituoso ou um pneu usado (CROWL, LOUVAR, 2002).

Este exemplo é retratado usando um diagrama de lógica da Árvore de Falhas na Figura III.4.

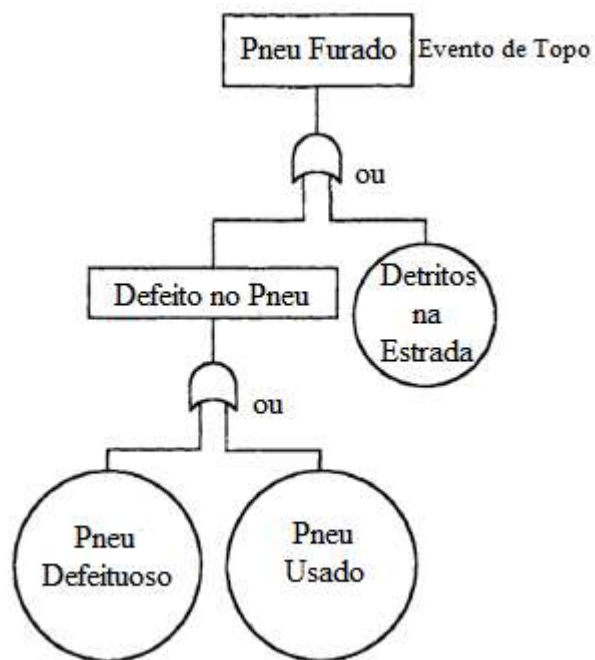




Figura III.4 - Árvore de Falhas descrevendo os eventos que contribuem para um pneu furado (FONTE: CROWL, LOUVAR, 2002)

Os círculos denotam eventos básicos e os retângulos denotam eventos intermediários. O símbolo  representa a função lógica “OU”. Isso significa que qualquer um dos eventos de entrada irá fazer com que o evento de saída ocorra. Conforme pode ser observado na Figura III.4, o pneu furado é causado por defeito no pneu ou detritos na estrada, bem como o defeito no pneu é causado por um pneu defeituoso ou um pneu usado (CROWL, LOUVAR, 2002).

O símbolo  representa a função lógica “E” que, por sua vez, é usada quando eventos interagem em paralelo. Isso significa que ambos os eventos de entrada ocorrem para gerar o evento de saída (CROWL, LOUVAR, 2002).

A Figura III.5 explicita e explica diversos símbolos utilizados na elaboração de Árvores de Falhas.



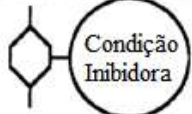

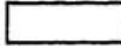



	Porta "E":	O evento de saída requer a ocorrência simultânea de todos os eventos de entrada.
	Porta "OU":	O evento de saída requer a ocorrência de qualquer evento de entrada individual.
	Evento Inibidor:	O evento de saída irá ocorrer se o evento de entrada e o evento inibidor ocorrerem.
	Evento Básico:	Evento fundamental, que não precisa de definição adicional.
	Evento Intermediário:	Evento que resulta da interação de outros eventos.
	Evento não Desenvolvido:	Evento que não pode ser mais desenvolvido por falta de informação adequada
	Evento Externo:	Evento que é condição de contorno para a árvore de falhas
	Símbolos de Transferência:	Utilizados para transferir a árvore de falhas para dentro e para fora de uma folha de papel

Figura III.5 – Funções lógicas utilizadas na elaboração da Árvore de Falhas (FONTE: CROWL, LOUVAR, 2002)

III.2 – Planos de Emergência

Embora elevado esforço seja empregado na análise de risco e na gestão do processo, acidentes sempre podem ocorrer. Por essa razão, os planos de emergência são de suma importância caso haja um acidente durante a atividade. Alguns exemplos desses planos (DNV, 2006): o Plano de Ação de Emergência (PAE), o Plano de Resposta à Emergência (PRE) e o Plano de Emergência Individual (PEI).

O PAE é um elemento fundamental e comum do PGR e consiste em um documento que contém informações e descreve ações que possibilitam a minimização dos impactos decorrentes da ocorrência de um cenário acidental. O PAE atua através da mobilização de recursos materiais e humanos adequados de resposta (DNV, 2006).

A elaboração de um PAE implica obviamente na necessidade de identificar previamente as situações de emergência que podem ocorrer, ou seja, os cenários acidentais. Por isso, torna-se necessário realizar antes uma análise de riscos.

O fluxograma a seguir (Figura III.6) mostra, de uma forma simplificada, como é feito o acionamento do PAE.

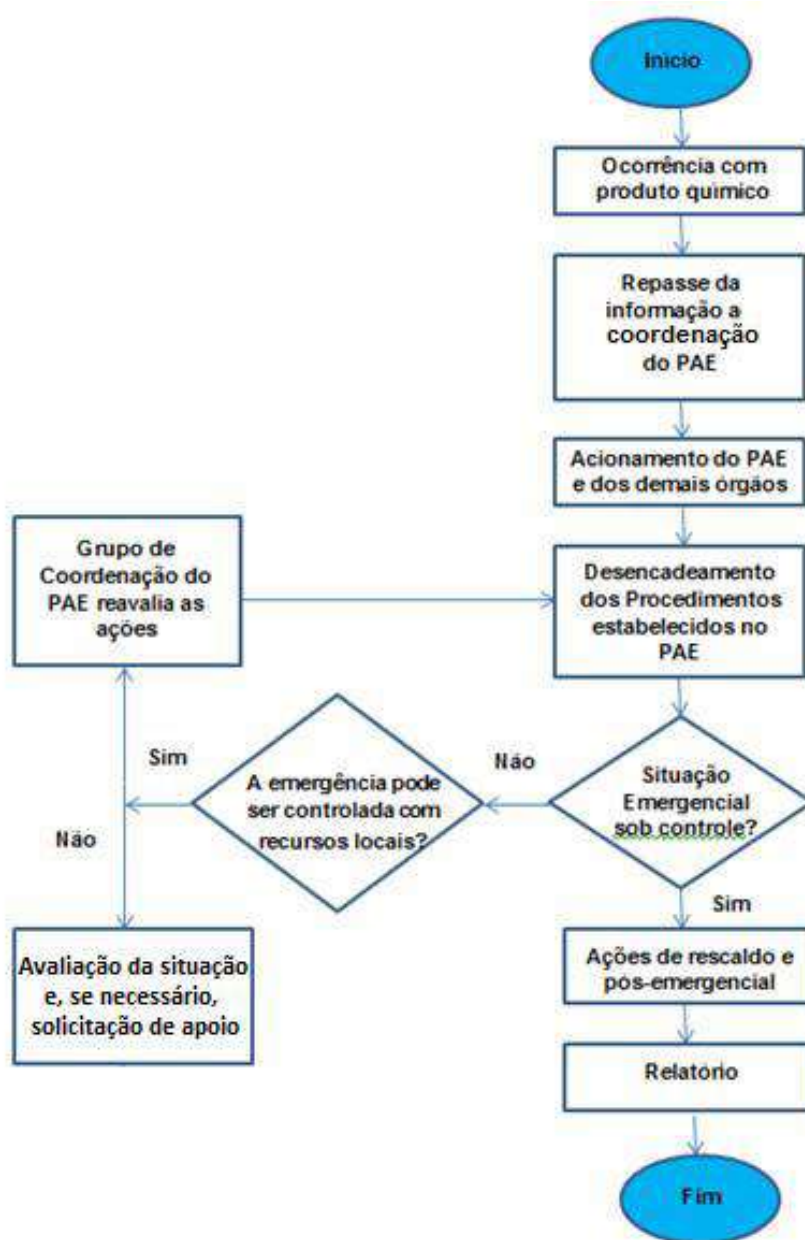


Figura III.6 – Fluxograma simplificado de acionamento do PAE
(FONTE: Adaptado de MMA, 2011)

O PRE (Plano de Resposta à Emergência) é desenvolvido para fornecer as informações necessárias para resposta aos incidentes de forma rápida, segura, eficaz e eficiente. Os incidentes são impactos causados às pessoas ou ao ambiente, exigindo operações de resposta à emergência (CHEVRON, ECOLOGUS, 2006).

As operações de resposta à emergência envolvem os atos praticados próximo ou no local do incidente para controlar a situação e suas consequências, assegurar a segurança das vítimas, realizar os planos de ação e facilitar a comunicação. Essas operações também incluem os atos distantes do local do incidente a fim de dar suporte às operações locais, facilitar o planejamento, tratar assuntos de terceiros e gerenciar financeiramente as operações de resposta.

Finalmente, para operação *offshore*, o PEI é um documento que apresenta os procedimentos necessários em situações de emergência, caso haja um vazamento de óleo para o mar. Para o PEI, é realizada uma análise de vulnerabilidade que consiste em definir o cenário mais crítico para a instalação envolvida, coletar os dados, realizar modelagem hidrodinâmica e de transporte de óleo para obtenção do mapa de vulnerabilidade. As manchas de óleo obtidas são em geral plotadas em mapa que mostra também as áreas sensíveis que podem ser atingidas (DNV, 2006).

A obrigatoriedade da apresentação do PEI decorre da Lei Federal nº 9.966/2000 e da Resolução CONAMA nº398/2008. Esse plano deve descrever e dimensionar as medidas de combate, em caso de derramamento de óleo, e ser atualizado e complementado, na medida em que o empreendimento sofrer alterações (DNV, 2006).

IV – Análise Histórica de Acidentes *Offshore*

A análise de acidentes ocorridos anteriormente é um método eficaz de antecipação de cenários acidentais, pois permite realizar uma avaliação das causas mais frequentes, das condições locais que favorecem a ocorrência e o seu desenvolvimento, etc. Casos reais indicam os pontos que devem ser priorizados. Algumas das informações possíveis de serem encontradas neste tipo de análise são:

- Identificação das causas e fatores contribuintes de um acidente;
- Severidade das consequências;
- Frequência de ocorrência de cenários acidentais.

Essa análise pode ser elaborada com base em bancos de dados e referências bibliográficas, e tem como principal objetivo facilitar a identificação dos cenários e das potenciais falhas em empreendimentos futuros, possibilitando a implementação de medidas preventivas e mitigadoras.

A seguir são apresentadas estatísticas sobre acidentes em atividades de exploração e produção de petróleo *offshore*, obtidas no *Worldwide Offshore Accident Databank* (WOAD), banco de dados elaborado pela Det Norske Veritas (DNV). Este banco de dados contém uma análise estatística de acidentes ocorridos em atividades *offshore* no mundo, sendo amplamente conhecido e utilizado. O banco utilizado foi o WOAD 1998, que contém dados estatísticos de acidentes que ocorreram em atividades *offshore* entre 1970 e 1997. Entretanto, os dados aqui apresentados abrangem apenas 17 anos, considerando o período de 1980 a 1997 (dados do WOAD obtidos para plataformas móveis, na fonte utilizada: ICF, 2011).

Como os dados do WOAD encontrados referem-se apenas a acidentes envolvendo plataformas móveis, ressalta-se que algumas estatísticas obtidas dos relatórios “*Accident Statistics for Fixed Offshore Units on the United Kingdom Continental Shelf (UKCS) 1980-2005*” e “*Accident Statistics for Offshore Units on the United Kingdom Continental Shelf (UKCS) 1990-2007*”, elaborados pela DNV e pela Oil & Gas UK, respectivamente, também serão utilizadas buscando complementar as informações do WOAD para acidentes envolvendo plataformas fixas.

Devido à complexidade das operações, os acidentes em unidades marítimas podem ter diversas origens. Os acidentes registrados no WOAD foram classificados de acordo com as causas iniciadoras apresentadas na Tabela IV.1.

Tabela IV.1 – Causas iniciadoras de acidentes
(FONTE: dados do WOAD obtidos de ICF, 2011)

Causas de Acidentes	Descrição
Falha da Âncora	Problemas com a âncora, com a linha da âncora ou guinchos
<i>Blowout</i>	Fluxo incontrolável de gás, óleo ou outro fluido do reservatório
Tombamento	Perda de estabilidade, resultando na completa virada da unidade (emborcar)
Colisão	Contato acidental entre uma unidade da atividade <i>offshore</i> e outra unidade externa
Contato	Contato acidental entre duas unidades da atividade <i>offshore</i>
Acidentes com Guindaste	Qualquer evento causado por/ou envolvendo guindaste ou outro equipamento para elevação
Explosão	Explosão
Queda de Material	Queda de objetos a partir de guindastes ou outros equipamentos de levantamento de carga. Queda do guindaste, botes salva-vidas que acidentalmente caem no mar e homem ao mar estão incluídos
Incêndio	Incêndio
Afundamento	Perda de flutuação da instalação
Encalhe	Contato com o fundo do mar
Acidente com Helicóptero	Acidente com helicóptero no heliponto ou outro lugar da instalação
Entrada de Água	Alagamento da unidade ou compartimento causando perda de estabilidade/flutuação
Adernamento	Inclinação incontrolada da unidade
Falhas das Máquinas	Falha das máquinas de propulsão
Fora de Posição	Unidade acidentalmente fora da posição esperada ou fora de controle
Vazamento	Perda de fluido ou gás para as circunvizinhanças causando poluição ou risco de explosão/incêndio
Dano Estrutural	Falha por quebra ou fadiga de suporte estrutural
Acidente Durante Reboque	Quebra ou problemas durante o reboque
Problema no Poço	Problema acidental com o poço
Outros	Outros eventos além dos especificados acima

Embora as causas listadas sejam, sem dúvida, relevantes e pertinentes à segurança na operação *offshore*, alguns questionamentos precisam ser colocados. Primeiramente, a ausência de uma classe diretamente relacionada ao comportamento humano ou fatores humanos. Ações executadas por pessoas ainda hoje são um dos principais fatores presentes em quase todos os acidentes. Não considerar diretamente essa causa pode impedir que ela seja tratada de forma eficiente. O segundo ponto de questionamento é referente aos acidentes resultantes de um conjunto ou série de fatores. Em investigação de acidentes sabe-se que a maior parte dos cenários acidentais decorre de uma série de falhas, e não de apenas uma. Assim, como enquadrar um acidente complexo em apenas uma das causas estabelecidas na tabela anterior? Embora a estatística fornecida por essas bases de dados seja relevante, suas limitações e restrições devem ser entendidas.

Com relação a plataformas móveis, na base de dados WOAD a seguinte estatística encontra-se disponível (Tabela IV.2):

Tabela IV.2 – Números de ocorrências e porcentagem por tipo de causa
(dados do WOAD 1998, referentes ao período de 1980 a 1997)
(FONTE: ICF, 2011)

Causas de Acidentes	Ocorrências	%
Falha da Âncora	84	5,65%
<i>Blowout</i>	108	7,26%
Tombamento	66	4,44%
Colisão	28	1,88%
Contato	116	7,80%
Acidentes com Guindaste	41	2,76%
Explosão	28	1,88%
Queda de Material	81	5,44%
Incêndio	131	8,80%
Afundamento	53	3,56%
Encalhe	32	2,15%
Acidente com Helicóptero	6	0,40%
Entrada de Água	33	2,22%
Adernamento	59	3,97%
Falhas das Máquinas	14	0,94%
Fora de Posição	116	7,80%
Vazamento	95	6,38%
Dano Estrutural	172	11,56%
Acidente Durante Reboque	59	3,97%
Problemas no Poço	141	9,48%
Outros	25	1,68%
Total	1.488	100,00%

Observa-se uma razoável distribuição das causas acidentais entre os acidentes registrados no período. A principal causa (11,56%) foi “Dano Estrutural”, ou seja, falha por quebra ou fadiga de estrutura, não relacionada com outros fatores como colisão, por exemplo. A segunda maior causa foi “Problemas no Poço”, sendo “Incêndio” a terceira mais frequente. É interessante destacar que acidentes com helicópteros, embora consideradas operações de alto risco nos campos *offshore* mais afastados, foram responsáveis por apenas 6 das quase 1500 ocorrências registradas no período. É, dentre as classes do WOAD, a mais rara de ocorrer.

Com relação a plataformas fixas e usando as mesmas classes do WOAD, foram levantados os dados apresentados na Tabela IV.3.

Tabela IV.3 – Números de ocorrências e porcentagem por tipo de causa
(dados de “*Accident Statistics for Fixed Offshore Units on the UKCS 1980-2005*”)
(FONTE: DNV, 2007)

Causas de Acidentes	Ocorrências	%
<i>Falha da Âncora</i>	0	0,00%
Blowout	20	0,11%
Tombamento	0	0,00%
Colisão	60	0,33%
Contato	376	2,09%
Acidentes com Guindaste	3.362	18,67%
Explosão	152	0,84%
Queda de Material	4.386	24,35%
Incêndio	1.890	10,49%
Afundamento	0	0,00%
Encalhe	0	0,00%
Acidente com Helicóptero	26	0,14%
Entrada de Água	4	0,02%
Adernamento	2	0,01%
Falhas das Máquinas	0	0,00%
Fora de Posição	0	0,00%
Vazamento	6.648	36,91%
Dano Estrutural	36	0,20%
Acidente Durante Reboque	0	0,00%
Problemas no Poço	828	4,60%
Outros	222	1,23%
Total	18.012	100%

Ao contrário do observado para as plataformas móveis, nas fixas as causas acidentais tendem a se concentrar em poucas classes. Segundo os dados acidentais, um quarto dos acidentes teve como causa “Vazamento”, ou seja, liberação de líquido ou gás com potencial risco de poluição, incêndio ou explosão. A “Queda de Material” e “Acidentes com Guindaste” são outras causas bastante observadas. Acidentes desse tipo podem estar relacionados com deslocamento de cargas com guindastes, por exemplo, ou mesmo queda de homem ao mar. Embora sejam acidentes que devem ser considerados, seu modo de prevenção é bastante diferente dos acidentes envolvendo operações ou equipamentos diretamente ligados ao processo. “Incêndios” e “Problemas no Poço”, causas que se destacam em plataformas móveis, também apresentam frequência significativa para acidentes em plataformas fixas – danos estruturais, por outro lado, praticamente não são observados em plataformas fixas.

Finalmente é interessante observar que plataformas fixas estão muito menos sujeitas a acidentes que tenham como causa eventos de “Colisão” ou “Contato” quando comparadas com plataformas móveis.

Ainda com relação a plataformas fixas, foram levantados os dados apresentados na Tabela IV.4. Esses dados foram obtidos do relatório “*Accident Statistics for Offshore Units on the UKCS 1990-2007*”, que atualiza os dados do projeto anterior “*Accident Statistics for Fixed Offshore Units on the UKCS 1980-2005*”, omitindo as estatísticas para o período de 1980-1989. Tal decisão foi baseada no fato de que as políticas e os requisitos para informação sobre acidentes mudaram drasticamente no Reino Unido por volta de 1990, em função do acidente com a plataforma Piper Alpha ocorrido em 1988 (OIL & GAS UK, 2009). Este acidente será avaliado em detalhes no próximo capítulo.

Tabela IV.4 – Números de ocorrências e porcentagem por tipo de causa
(dados de “*Accident Statistics for Offshore Units on the UKCS 1990-2007*”)

(FONTE: OIL & GAS UK, 2009)

Causas de Acidentes	Ocorrências	%
<i>Falha da Âncora</i>	0	0,00%
Blowout	8	0,05%
Tombamento	0	0,00%
Colisão	66	0,40%
Contato	234	1,42%
Acidentes com Guindaste	2.704	16,44%
Explosão	86	0,52%
Queda de Material	3.778	22,97%
Incêndio	1.578	9,59%
Afundamento	0	0,00%
Encalhe	0	0,00%
Acidente com Helicóptero	12	0,07%
Entrada de Água	2	0,01%
Adernamento	0	0,00%
Falhas das Máquinas	0	0,00%
Fora de Posição	0	0,00%
Vazamento	6.838	41,57%
Dano Estrutural	26	0,16%
Acidente Durante Reboque	0	0,00%
Problemas no Poço	882	5,36%
Outros	234	1,42%
Total	16.448	100%

A distribuição geral das causas, porém, continua similar, permanecendo o destaque para eventos de “Vazamento”, “Queda de Material” e “Acidente com Guindaste”. “Problemas no Poço” e “Incêndio” também apresentam elevada frequência.

V – ESTUDO DE CASO: Piper Alpha

V.1 – Descrição Geral

Este capítulo apresenta uma descrição geral do evento acidental de Piper Alpha, assim como os resultados das investigações. O capítulo tem seu foco na descrição da sequência de eventos acidentais. No capítulo seguinte, diferentes aspectos relativos ao acidente serão avaliados, buscando compreender como e porque o cenário ocorreu.

Em 6 de julho de 1988 a plataforma de petróleo Piper Alpha sofreu um acidente significativo, o qual é considerado até os dias atuais como um dos cinco maiores desastres de engenharia (SINGH, et al, 2010). Pertencente à Occidental Petroleum, a Piper Alpha era uma plataforma de produção fixa do tipo jaqueta, localizada no setor britânico do Mar do Norte, a cerca de 180 quilômetros da costa, a nordeste de Aberdeen (KLETZ, 2001).

A Piper Alpha tinha uma capacidade de produção de 250.000 barris por dia e operava sobre uma lâmina d'água de aproximadamente 150m de profundidade. Devido a uma rede de dutos submarinos, a plataforma não era responsável por enviar apenas a sua própria produção para a costa, mas também remetia a produção de outras duas plataformas (Tartan, a 20 quilômetros de distância e Claymore, a 35 quilômetros de distância). Por meio de tubulações de gás e linhas de óleo, essas duas plataformas eram conectadas nas linhas principais de exportação de óleo e gás da Piper Alpha, sendo a produção encaminhada conjuntamente para a costa (KLETZ, 2001).

A destruição da plataforma Piper Alpha, após sucessivas explosões e subsequente incêndio, ocasionou a morte de 167 homens. Esse acidente serviu para demonstrar que os perigos potenciais da indústria *offshore* eram maiores do que inicialmente haviam sido considerados pelo público e, talvez, pela própria indústria em si. Os aprendizados e recomendações provenientes da investigação desse acidente levaram a uma mudança radical no gerenciamento de riscos *offshore*. O modo de atuação de empresas e autoridades regulatórias governamentais mudou severamente após esse evento (SINGH, et al, 2010).

A investigação deste acidente demonstrou que o mesmo foi originado a partir da explosão de uma nuvem de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). A explosão inicial foi seguida de outras, provenientes de rupturas em linhas de gás. O fogo e a fumaça resultantes impossibilitaram, desde o início, o acesso às baleeiras (embarcações de pequeno porte usadas para evacuação) e, assim, a fuga dos funcionários. O heliponto também ficou impossível de ser acessado em função do incêndio. A plataforma Piper Alpha foi totalmente destruída pelo incêndio em poucas horas, vindo a submergir (KLETZ, 2001).

Destaca-se que a maior parte das vítimas fatais decorrentes deste acidente estava localizada na área das acomodações. Esse fato é em parte explicado pois a maioria dos homens a bordo estava de folga ou em repouso naquele momento, permanecendo no local até o fim. A maioria das vítimas fatais sofreu envenenamento por monóxido de carbono proveniente da fumaça que tomou a área das acomodações (KLETZ, 2001).

Ficou claro também que o método padrão de transporte de funcionários para as plataformas era o helicóptero. Por essa razão, a partir do momento em que as baleeiras, usadas para a evacuação de emergência, estavam inacessíveis, a tripulação passou a esperar pelo resgate aéreo. Entretanto, nenhuma aeronave poderia pousar na plataforma em face da presença de fumaça, correntes de ar quente ascendentes e chamas diretas. Alguns homens se salvaram deslocando-se para os *decks* mais baixos da plataforma e saltando ao mar. Embora este procedimento esteja longe de ser o previsto ou mesmo recomendado, alguns homens obtiveram êxito nessa fuga. O mar estava calmo naquela noite, e a presença de embarcações de socorro nas proximidades permitiu o rápido resgate (KLETZ, 2001).

A Tabela V.1 destaca as causas das fatalidades resultantes deste acidente.

Tabela V.1 – Causas das fatalidades ocorridas no acidente da Piper Alpha
(FONTE: Adaptado de DNV, 2006)

Número de vítimas fatais	Causa
109	inalação de fumaça e gás
32	corpos não encontrados
11	afogamento
4	queda/impactos da explosão
4	causas não determinadas
3	ferimentos ao saltar da plataforma
3	queimaduras
1	ferimento por queda de objeto

A estatística acima confirma o resultado das investigações, mostrando que a maioria das vítimas foi asfixiada pela fumaça. Estudos sobre incêndios em diferentes instalações revelam que a fumaça causa um número muito superior de vítimas, quando comparada ao fogo ou chama direta. Embora as chamas e o calor sejam de fato impressionantes, é a fumaça a maior ameaça à vida humana nesse tipo de cenário acidental. O acidente de Piper Alpha reforça tal observação. Como agravante neste caso destaca-se a permanência das vítimas no local, aguardando resgate ou impossibilitadas de fugir. A permanência no local elevou a exposição aos agentes tóxicos da fumaça. Por outro lado, a fuga pulando no mar resultou em pelo menos 14 mortes (“afogamento” e “ferimentos ao saltar da plataforma”). Um número maior de mortes pode estar associado a este comportamento, estando contabilizado em “corpos não encontrados”.

De qualquer modo, poucas vítimas foram decorrentes das explosões em si, o que mostra que procedimentos de emergência e evacuação adequados poderiam efetivamente terem feito a diferença.

A partir da análise deste acidente foram feitas mais de cem recomendações, dentre as quais destacam-se (DNV, 2006):

- realização de análise de risco detalhada quanto a incêndios/explosões;
- realização de análise de risco quanto a entrada de fumaça ou gás no “Refúgio Temporário Seguro”;
- realização de análise de risco do comprometimento dos sistemas de emergência em caso de acidentes;
- avaliação dos meios de evacuação, escape e resgate (EEERA);
- implementação de Sistemas de Gestão de Segurança em todas as plataformas.

Observa-se que as recomendações focam especialmente na resposta ao evento acidental, o que efetivamente falhou nesse caso.

V.2 – Resultado das Investigações

Como é comum em acidentes, o evento envolvendo a plataforma Piper Alpha foi ocasionado por uma sequência de eventos. Assim, o desastre foi causado por uma cadeia de fatores diversos, incluindo erro humano, falhas de treinamento, falhas de gerenciamento, projeto, etc.

O óleo, gás e água provenientes do petróleo extraído dos mais de 30 poços explorados pela Piper Alpha eram separados na planta de processamento da plataforma. O fluido passava por separadores água-óleo-gás. O óleo obtido era bombeado por duas bombas para a linha principal, sendo enviado para o continente. A água produzida nos separadores de produção era direcionada para um tratamento adicional, com o objetivo de retirar traços remanescentes de óleo e outros contaminantes, antes de ser descartada no mar. Por sua vez, o gás proveniente dos separadores era comprimido a 4.65MPa (45,89 atm) por meio de três compressores centrífugos. Na sequência, o mesmo gás era novamente comprimido, dessa vez a 12.0MPa (118,43 atm), por meio de outros dois compressores. Finalmente, o gás era enviado da plataforma para o continente, ou usado para “*gas-lift*” (método de elevação artificial de fluidos do interior do poço para a superfície, por meio da injeção de gás pressurizado), ou mesmo queimado na tocha (*flare*). O condensado (GLP), obtido em vários pontos do processo, era injetado de volta no óleo por meio de duas bombas de injeção (SHALLCROSS, 2013).

Conforme ilustrado na Figura V.1, o *deck* principal de produção era localizado a 25,5m acima do nível do mar, sendo composto por quatro módulos (A, B, C e D). As cabeças de poço e equipamento de perfuração estavam localizados no módulo A (Figura V.2), o qual era o módulo responsável pelo bombeamento do petróleo do fundo do mar. O módulo B estava separado do módulo A por paredes resistentes ao fogo. No módulo B, conforme demonstrado na Figura V.2, estavam localizados os dois separadores principais de produção e as bombas principais para envio do óleo para a costa. O módulo C continha os compressores. As duas bombas de injeção de condensado estavam abaixo do módulo C, em um *deck* a 21m acima do nível do mar (Figura V.1). O quarto e último módulo do *deck* principal de produção era o módulo D, contendo as utilidades, geradores de energia e a sala de controle (Figura V.2) (SHALLCROSS, 2013).

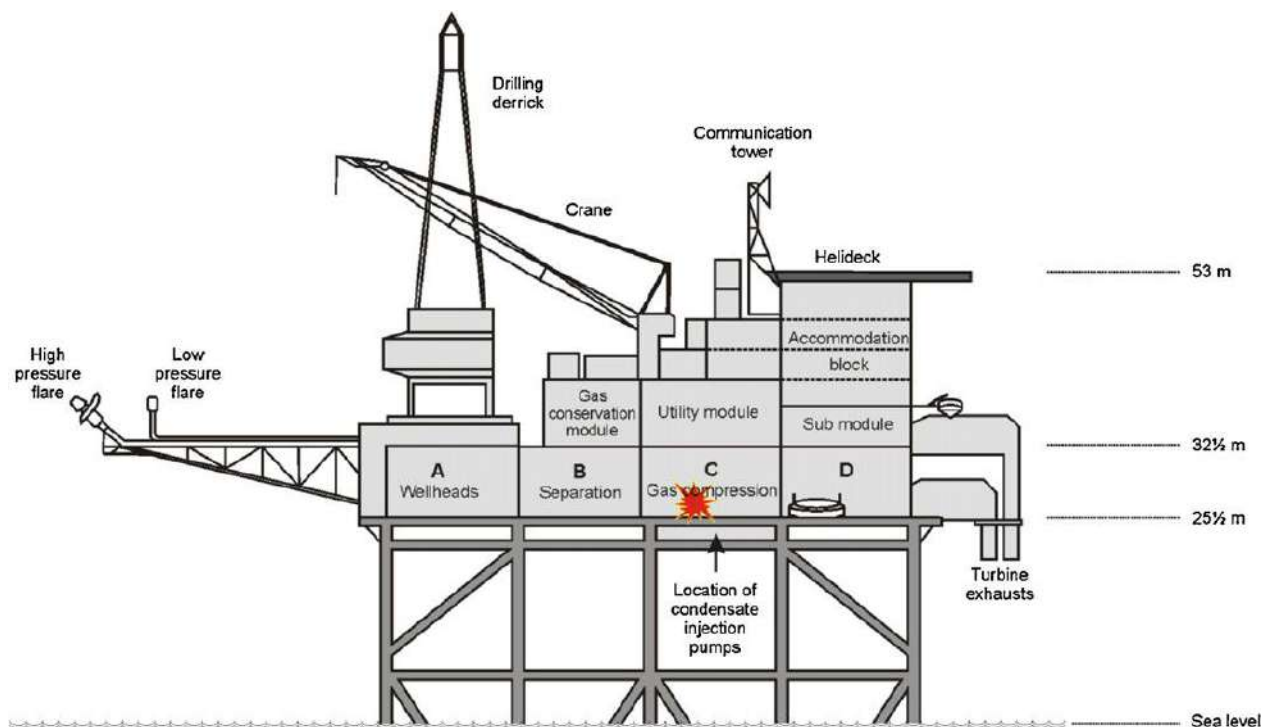


Figura V.1 – Elevação leste da plataforma Piper Alpha, destacando a ignição inicial no módulo C (FONTE: SHALLCROSS, 2013)

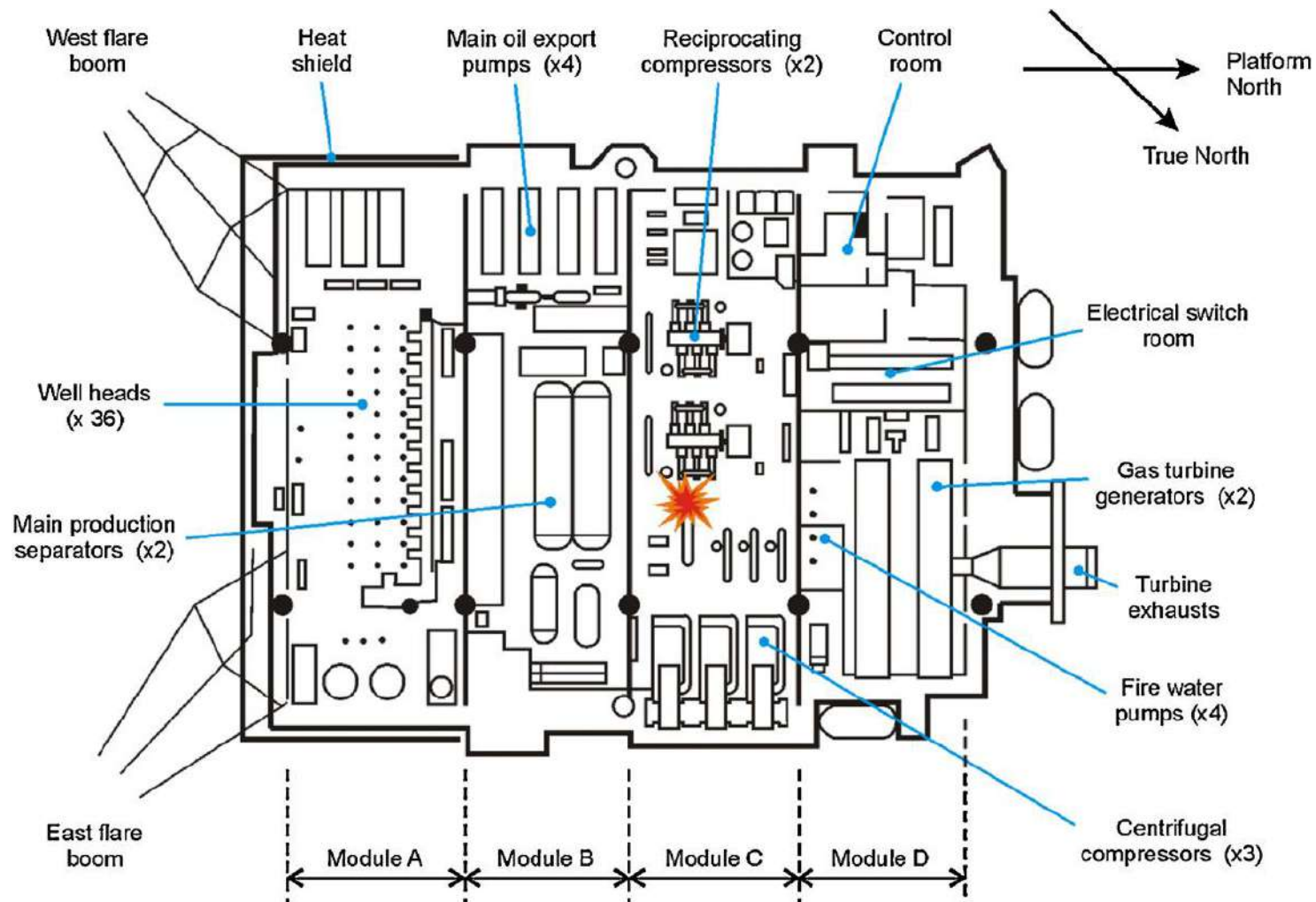


Figura V.2 – Planta do *deck* principal de produção da Piper Alpha, destacando a ignição inicial no módulo C (FONTE: SHALLCROSS, 2013)

O gás proveniente da Piper Alpha era encaminhado para o terminal de gás St Fergus, no continente escocês. O envio ocorria via MCP-01 (*Manifold Compression Platform*), conforme Figura V.3. O gás percorria 55 quilômetros até o MCP-01, através de uma tubulação de 46cm de diâmetro. Conforme mencionado, o gás proveniente da plataforma Tartan também era enviado para a costa via Piper Alpha e MCP-01, do mesmo modo que a produção da plataforma Claymore. A Figura V.3 ilustra a complexa rede de dutos de óleo e gás em torno da plataforma Piper Alpha. Por meio da Figura V.3 é possível notar que haviam quatro dutos principais ligados ao *deck* de produção: a linha principal de exportação de óleo, a linha de gás ligada à plataforma Claymore, a linha de gás ligada à plataforma Tartan e a linha de exportação de gás para o MCP-01 (SHALLCROSS, 2013). O gerenciamento dessa rede de dutos durante um evento acidental mostrou ser peça chave para segurança de processos. Falhas de comunicação, conflito de funções, hierarquia e cultura de segurança afetaram as ações ao longo da emergência.

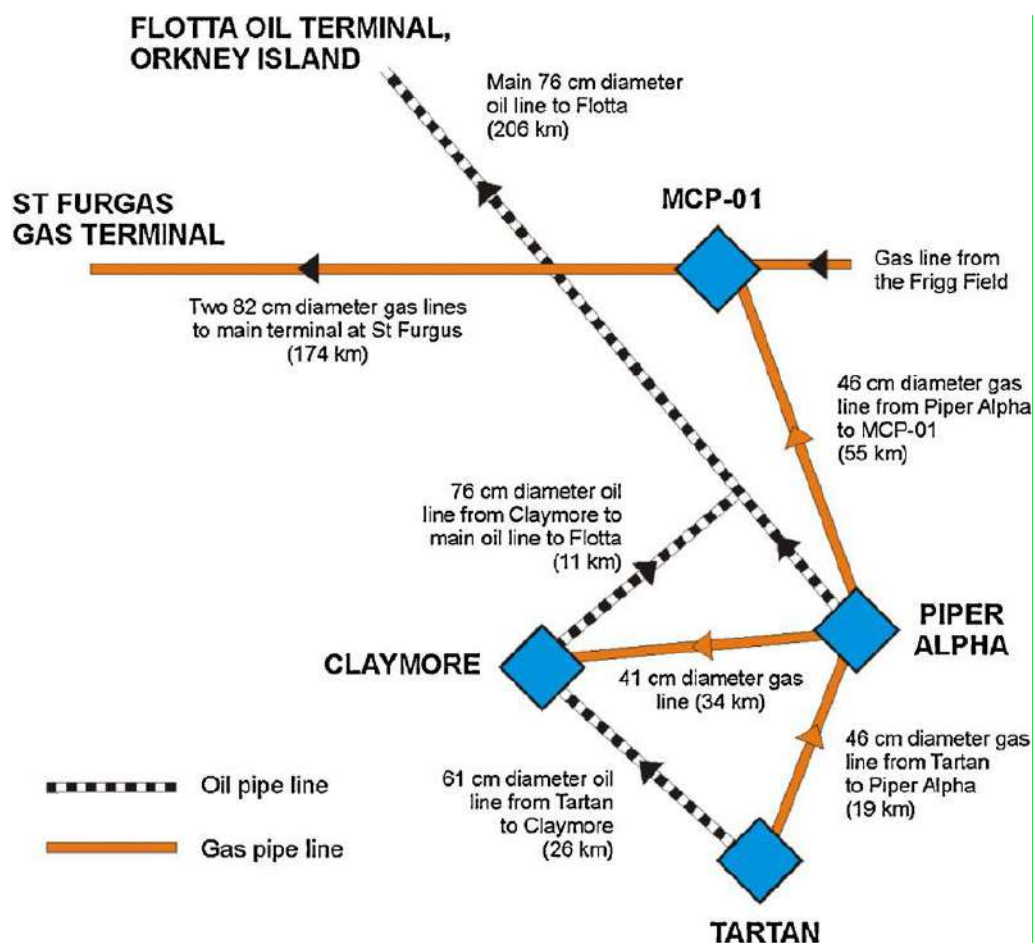


Figura V.3 – Rede de tubulação de óleo e gás em torno da plataforma Piper Alpha
(FONTE: SHALLCROSS, 2013)

A sequência de eventos que culminou no acidente do dia 6 de julho de 1988 teve início quando uma das duas bombas de injeção de condensado foi retirada de serviço para manutenção preventiva, conforme Figura V.4 (SHALLCROSS, 2013). Conforme procedimento de manutenção, uma permissão de trabalho (PT) foi emitida na sala de controle para manter a bomba eletricamente isolada para manutenção. As válvulas de injeção e descarga foram fechadas. A PT foi emitida e a bomba foi retirada de serviço conforme descrito, mas a manutenção não foi iniciada, mantendo-se o equipamento no local (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).

A cadeia de eventos teve continuidade com a retirada da válvula de segurança e alívio de pressão PSV 504 (PSV- *Pressure Safety Valve*) relacionada à bomba supracitada, localizada em sua linha de descarga (Figura V.4). Havia mais de 300 PSVs na plataforma e elas deveriam ser recertificadas a cada 18 meses. Era planejado que a remoção e recertificação da válvula coincidissem com a manutenção preventiva da sua bomba relacionada, otimizando a manutenção. Conforme regulamento, outra PT foi emitida para remoção e recertificação da PSV (SHALLCROSS, 2013).

A Figura V.4 ilustra o posicionamento das duas bombas de injeção de condensado e suas respectivas PSVs. Conforme ilustrado, a PSV relativa à bomba fora de operação (para manutenção preventiva) foi removida.

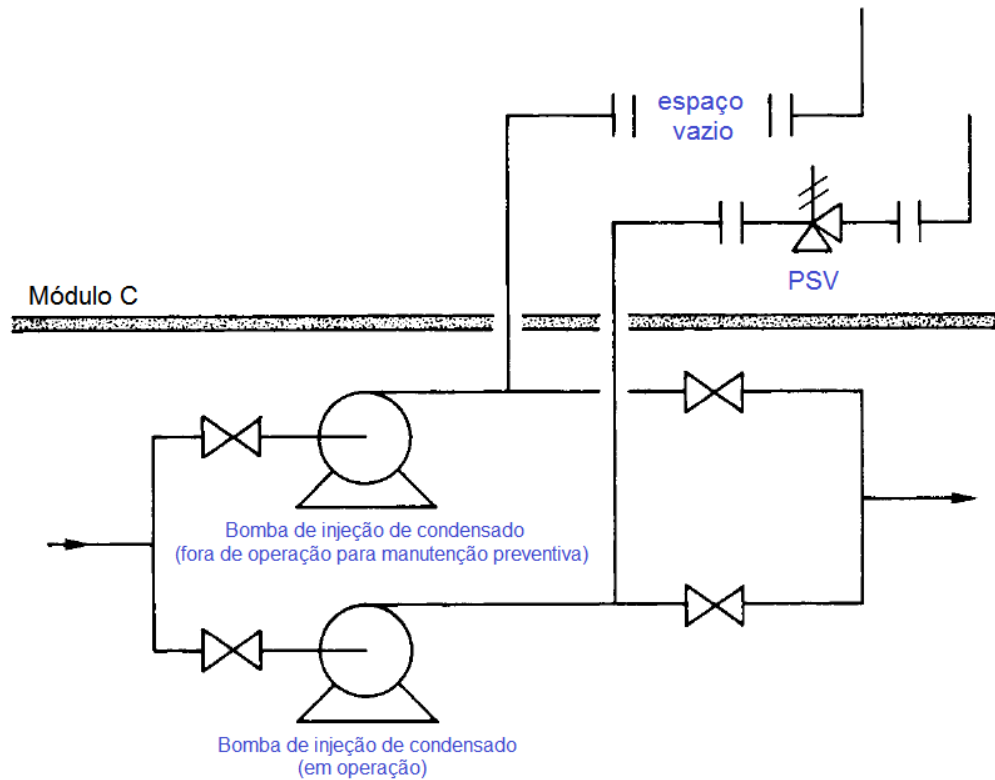


Figura V.4 – Esquema do posicionamento das duas bombas de injeção de condensado e suas respectivas PSVs (FONTE: Adaptado de KLETZ, 2001)

Conforme descrito, as bombas localizavam-se a 21m do nível do mar, portanto abaixo da PSV 504, localizada no módulo C (25,5m acima do nível do mar).

A PSV 504, localizada no módulo C, encontrava-se próxima a um dos compressores, no *deck* principal de produção. Após remoção da PSV, discos metálicos (flanges) foram posicionados para vedar as extremidades dos dois tubos de onde a válvula foi retirada (SHALLCROSS, 2013).

Há uma divergência nas investigações sobre a recertificação da PSV 504 ter sido ou não concluída naquele turno. Entretanto, é concordante em todas as referências o fato da válvula não ter sido recolocada até o final daquele turno. Foi, então, realizada a mudança de turno. Mudanças de turno são fator crítico para a segurança de processo, exigindo tratamento específico.

Não se sabe quando a PT de recertificação retornou à sala de controle, se antes ou depois da troca de turno, mas é certo que ninguém na sala de controle no turno noturno parecia ciente que a PSV estava ausente da linha de descarga da bomba (SHALLCROSS, 2013).

Em torno das 21:50h a bomba de injeção de condensado que estava em operação apresentou falha e deixou de funcionar. A bomba não pôde ser reiniciada. Enquanto a bomba fica fora de operação, a plataforma continua produzindo condensado, que vai sendo acumulado nos tanques de contenção. Se nenhuma atitude for tomada, os tanques enchem e o sistema de segurança da plataforma é acionado, paralisando toda a operação (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013). A paralisação da plataforma atrapalha o desempenho da empresa e não deve ocorrer com frequência. Os operadores precisam manter a operação.

Os funcionários sabiam que a segunda bomba de injeção de condensado poderia substituir a primeira. Com esse objetivo, foi consultado o histórico de PTs aberto em seu sistema. Constava uma única PT relativa à bomba em manutenção, informando que ela estava fora de serviço para manutenção preventiva. Como a manutenção não havia começado e a permissão de trabalho em questão não mencionava a remoção da PSV 504 (declarada em outra PT), a manutenção da bomba foi suspensa. A bomba foi facilmente recolocada em operação e outra PT foi emitida. Isso ocorreu pouco antes das 22h (SHALLCROSS, 2013).

Poucos minutos após a bomba ter sido colocada em operação, alarmes de gás soaram sucessivamente na sala de controle. Detectores registraram a presença de gás no módulo C. Em seguida, houve uma explosão neste módulo, decorrente do acúmulo de gás. Como as paredes que separavam os quatro módulos eram à prova de fogo, porém não à prova de explosão, os demais módulos também foram afetados pela explosão (SHALLCROSS, 2013). As investigações mostraram que equipamentos importantes para a resposta à emergência, localizados nos outros módulos, foram danificados. O projeto, ao não prever proteção contra explosão, acabou por tornar o cenário ainda mais severo.

Após a investigação do acidente analisar depoimentos de testemunhas e registros fotográficos da época, concluiu-se que o gás responsável pela primeira explosão na Piper Alpha foi o GLP. Essa conclusão deveu-se à identificação de chama azul logo abaixo do módulo C, característica de queima do GLP (Figura V.5). Apesar do vazamento de gás ter sido detectado no módulo C, a chama vista logo abaixo é justificada pelo fato do GLP ser mais denso que o ar (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).

Após testes e simulações concluiu-se ainda que o local mais provável do vazamento de GLP foi a extremidade de tubulação de onde a PSV 504 foi retirada para recertificação. Os flanges posicionados para vedar esse trecho provavelmente não foram colocados de forma correta e não suportaram a pressão exercida pelo gás (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).



Figura V.5 – Chama azul identificada por testemunha, o comandante Michael Klegg, que estava a borda de um navio de manutenção, a aproximadamente 25m da Piper Alpha, no momento da explosão (FONTE: CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013)

Após a primeira explosão os procedimentos de emergência foram acionados. Com isso, as válvulas das principais linhas de óleo e gás dentro da plataforma foram fechadas. Porém, como o painel principal já havia sido destruído em decorrência desta explosão, nenhum alarme de emergência soou na plataforma (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).

Ainda em função desta explosão inicial, a geração de energia elétrica da plataforma foi perdida. Com isso, as bombas que alimentavam o sistema de inundação de água para incêndio, que eram acionadas por energia elétrica, não entraram em operação. Porém, haviam bombas de *back-up* alimentadas por diesel que deveriam ser automaticamente acionadas caso as bombas elétricas falhassem. Isso não ocorreu na noite do acidente, uma vez que as bombas de *back-up* não estavam em modo automático. Após as explosões não havia como se aproximar o suficiente dessas bombas para colocá-las em operação de forma manual, dificultando assim o combate ao incêndio (KLETZ, 2001).

Mesmo que as bombas de *back-up* alimentadas por diesel tivessem entrado em operação automaticamente e acionado o sistema de inundação de água para incêndio, era improvável que esse sistema fosse eficaz (KLETZ, 2001). O sistema de inundação de água para incêndio usava a água do mar, e essa água era aspergida ao longo das áreas que possuíam equipamentos contendo hidrocarbonetos. Contudo, as tubulações desse sistema estavam danificadas pela ação da corrosão provocada pelo ambiente marinho (KLETZ, 2001).

A explosão inicial projetou os painéis à prova de fogo das paredes do módulo C contra as tubulações do módulo B. Esses painéis teriam provocado o rompimento de uma tubulação de condensado no módulo B, o que provocou uma segunda explosão. Esta segunda explosão foi maior e mais grave do que a primeira (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).

Por fim, uma terceira explosão, ainda maior do que as anteriores, destruiu a plataforma. Registros fotográficos da época (Figura V.6), após serem analisados por peritos, indicaram que a causa dessa explosão final foi um foco de incêndio localizado no módulo B. Os registros mostraram a formação de uma pluma de fumaça

característica da queima de óleo cru, sendo coerente com o fato de existirem tanques de armazenamento de óleo neste módulo (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).



Figura V.6 – Incêndio com formação de pluma na plataforma Piper Alpha
(FONTE: www.risksafety.com.br, acesso em 15 de fevereiro de 2014)

A razão do incêndio no módulo B parece estar relacionada com o fato de que, no mesmo módulo, havia uma área onde os mergulhadores se preparavam para mergulhar. A investigação acredita que o incêndio tenha tido origem nessa área. Tal área contava com piso de grades perfuradas, assim instaladas para não permitir o acúmulo de líquidos. Porém, a grade estava coberta por tapetes de borracha. Os tapetes permitiam aos mergulhadores permanecer no local com mais conforto. Acredita-se que formou-se ali um aglomerado de óleo cru proveniente da danificação de um dos tanques de armazenamento. O tanque teria sido danificado durante as duas primeiras explosões. O acúmulo de óleo alimentou o incêndio (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).

No módulo B localizava-se uma tubulação de gás de alta pressão (120 atm). Essa tubulação estava conectada à plataforma Tartan. O calor gerado pelo incêndio aqueceu a tubulação de gás até que esta se rompeu. Enorme volume de gás foi liberado – estima-se uma vazão inicial de vazamento da ordem de meia tonelada por segundo (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).

Havia ainda mais dois gasodutos, conectando a plataforma Piper Alpha à plataforma Claymore e ao MCP-01. Foi uma questão de tempo para essas duas tubulações também se romperem e gerarem novas e grandiosas explosões. Dados de processo obtidos das plataformas Tartan e Claymore indicaram queda na pressão do gás das linhas conectadas à Piper Alpha, o que ratifica o rompimento dos gasodutos (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).

A plataforma de petróleo Piper Alpha foi totalmente destruída em cerca de uma hora e meia, em decorrência das sucessivas explosões e incêndio incontrollável. A plataforma desapareceu submergida nas águas do Mar do Norte, restando da superfície apenas parte do módulo A, conforme ilustrado na Figura V.7 (CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013).



Figura V.7 – Destroços do módulo A da plataforma Piper Alpha
(FONTE: www.assetstorage.co.uk, acesso em 15 de fevereiro de 2014)

VI – Análise Crítica do Estudo de Caso

Para analisar as falhas e desvios que ocasionaram o acidente com a plataforma Piper Alpha, foi elaborada uma sequência de eventos. A partir da sequência torna-se possível entender a correlação entre os eventos, assim como suas consequências.

Para a elaboração da sequência de eventos supracitada, foram utilizados alguns conceitos da metodologia de “Árvore de Falhas e Árvore de Eventos”, tais como a análise das consequências de um evento indesejado e a descrição da sequência temporal dos fatos. Assim como na Árvore de Falhas, foram identificados os eventos que causaram as falhas, usando lógica dedutiva.

Elaborada a sequência de eventos, desenvolveu-se uma análise detalhada sobre os desvios ocorridos em cada ponto relevante desta cadeia de eventos. Foram feitas associações com outros acidentes, buscando encontrar elos que possam levar a uma melhor compreensão, assim como permitir que sejam elaboradas metodologias para evitar a repetição dos mesmos erros no futuro.

VI.1 – Análise da Sequência de Eventos

A Figura VI.1 ilustra a sequência de eventos que resultou no acidente da plataforma Piper Alpha, bem como explicita como os mesmos estão relacionados entre si. Destaca-se que apenas quatro eventos, de um total de vinte e oito, podem ser considerados eventos isolados, ou seja, não estão associados com eventos anteriores. Os vinte e quatro eventos restantes encontram-se associados por meio de uma relação de causa-consequência, direta ou indiretamente com eventos anteriores. Isso ratifica o fato de que a maioria dos acidentes ocorre em função de uma sequência de falhas.



Figura VI.1 – Sequência de eventos que resultou na destruição da plataforma Piper Alpha

Os quatro eventos isolados encontram-se destacados em cor verde e foram localizados nas quatro extremidades da Figura VI.1.

A seguir, é feita uma análise da cadeia de eventos:

1. Há uma razão pela qual, durante um processo industrial, um sistema de PTs é empregado. Tal sistema é um método formal usado para controlar e transmitir informações sobre operações de manutenção, por exemplo. Ademais, um sistema consolidado de PTs garante que medidas de segurança sejam adotadas pela equipe responsável pelo trabalho de manutenção. Garante ainda que, após finalizado o trabalho, o equipamento seja corretamente recolocado em operação.

Conforme procedimento, foi emitida uma PT para a manutenção de uma das duas bombas de injeção de condensado. Até esse ponto, não há falhas observáveis no sistema de gestão de segurança.

2. Após a emissão da PT para a manutenção preventiva da bomba, este equipamento foi isolado eletricamente e suas válvulas associadas foram fechadas. Esses procedimentos foram realizados conforme previsto, possibilitando que a bomba fosse removida pela equipe seguinte. Destaca-se aqui que as válvulas foram apenas fechadas, e não fisicamente bloqueadas. A falha de vedação das válvulas ou a possibilidade de que sejam indevidamente abertas fazem do bloqueio físico o procedimento correto para essa situação. O trabalho de manutenção e remoção da bomba, porém, não foi iniciado até o fim do turno corrente (turno do dia, finalizado às 18h). Portanto, foi documentado na PT que o equipamento estava isolado mas sua manutenção não havia sido iniciada.

3. Outra PT foi emitida, dessa vez referente à recertificação da PSV 504. A válvula de segurança em questão estava localizada ao longo da linha de descarga da bomba isolada para manutenção preventiva. Válvulas do tipo PSV são projetadas para proteger equipamentos e instalações contra sobrepressões (FLUID CONTROLS). A PSV 504 era projetada para proteger a bomba de injeção de condensado que estava em manutenção preventiva.

A recertificação das PSVs da plataforma eram planejadas para coincidirem com a manutenção preventiva dos equipamentos relacionados (SHALCROSS, 2013), uma estratégia inteligente de agendamento para manutenção.

Embora emitir uma nova PT para a manutenção da PSV fosse correto, destaca-se a ausência de notificação sobre o trabalho de recertificação da PSV 504 na PT para a manutenção da bomba. No momento da emissão da PT para recertificação da válvula, ambas as permissões de trabalho deveriam ter suas referências cruzadas, uma vez que um trabalho poderia afetar o outro.

Novamente observa-se que as válvulas de sucção e descarga da bomba em manutenção deveriam ter sido bloqueadas e não apenas fechadas. Assim, seria possível prevenir a recolocação da bomba em operação enquanto a sua PSV estivesse fora de serviço. Dessa forma, seria garantido que não haveria fluxo de condensado naquela tubulação com a ausência da válvula de segurança.

Nesse momento é relevante explorar a questão de falhas relacionadas com as etapas de preparação para manutenção. Na sequência são descritos dois acidentes envolvendo o mesmo tipo de falha operacional ou de procedimento.

a) Acidente 1

Este acidente foi descrito por Kletz (2013), e apresenta condições semelhantes às observadas em Piper Alpha. O autor não informa a planta e/ou empresa relacionada. No momento de desmonte de uma bomba para manutenção, um vazamento de óleo, que estava aquecido acima de sua temperatura de autoignição, gerou um incêndio que destruiu a planta de processo em questão e causou a morte de três homens. Investigações posteriores ao acidente constataram que a válvula de sucção da bomba foi aberta, enquanto a válvula de dreno foi mantida fechada.

Após emissão da PT para a manutenção da bomba em questão, as válvulas de sucção e descarga da bomba deveriam estar fechadas, e a válvula de dreno deveria estar aberta. Por falta de identificação das válvulas é provável que um operador tenha aberto a válvula de sucção e fechado a válvula de dreno (KLETZ, 2013).

Após o acidente, a empresa em questão introduziu as seguintes normas internas (KLETZ, 2013):

- Os equipamentos em manutenção devem ser bloqueados com raquetes ou fisicamente desconectados do processo, a menos que o trabalho a ser executado seja mais rápido do que o tempo necessário do que o tempo necessário para a instalação das raquetes de bloqueio (ou para a desconexão física da tubulação), ou que seja muito perigoso instalar essas raquetes. Ou seja, apenas fechar válvulas não garante um nível de segurança adequado, pois válvulas podem dar passagem (vazar).
- As válvulas de bloqueio dos equipamentos em manutenção, incluindo as válvulas que tenham de ser fechadas enquanto as raquetes são ajustadas (ou a desconexão física das tubulações), devem ser travadas com cadeado ou dispositivo semelhante. Não basta afixar avisos de advertência. Ou seja, caso seja necessário fechar uma válvula, esta deve dispor de uma trava física que impeça sua abertura indevida. Rótulos e sinalização não garantem um nível de segurança adequado.
- Para fluidos com pressão manométrica superior a 600psi (40,83atm) ou sob temperaturas próximas ou acima do ponto de autoignição, deve ser instalado um duplo bloqueio com válvulas – não para ser usado como o bloqueio principal, mas para possibilitar a instalação segura das raquetes.
- Se houver mudanças no trabalho a ser feito, a PT deve ser cancelada e deve ser emitida outra PT. Ou seja, o procedimento descrito deve efetivamente corresponder ao procedimento realizado. Desvios, mudanças ou adaptações afetam o nível de segurança da operação.

b) Acidente 2

Um acidente semelhante ao anterior, porém ainda mais grave, ocorreu em uma planta de polietileno, em 1989 (KLETZ, 2013). Um ramal de descarga foi desmontado para remoção de uma obstrução. A válvula que isolava esse ramal de um reator foi aberta e, então, o etileno aquecido e sob pressão escapou e explodiu, matando 23

peessoas, ferindo mais de 130 e causando grandes danos. Fragmentos foram arremessados a cerca de 10km e o incêndio subsequente causou a explosão de dois vasos de GLP (KLETZ, 2013).

Para a manutenção o ramal de descarga deveria ter sido raqueteado, e um duplo bloqueio com válvulas de descarga deveria ter sido fornecido para que o raqueteamento pudesse ser instalado com segurança (KLETZ, 2013).

É interessante notar que nesse caso o equipamento também havia sido preparado para manutenção em um turno, contudo somente após alguns dias a equipe de manutenção iniciou efetivamente o trabalho. Durante esse período a única válvula que isolava o ramal de descarga do reator foi inadvertidamente aberta. Embora a decisão tenha ocorrido devido a uma falta de identificação adequada na válvula de bloqueio, a ausência de raquete e trava mecânica na válvula precisam ser consideradas.

4. Após retirada da PSV 504 para o serviço de recertificação, as extremidades da tubulação foram flangeadas, conforme ilustrado na Figura VI.2.



Figura VI.2 – Disco metálico (flange) aparafusado à extremidade de tubulação após retirada da PSV 504

(FONTE: CULLEN, apud NATIONAL GEOGRAPHIC, 2013)

Nessa etapa da cadeia de eventos outras falhas podem ser discutidas. Primeiramente, os flanges posicionados nas extremidades da tubulação após a retirada da válvula de segurança deveriam garantir que não houvesse vazamento. Para isso os parafusos devem receber torque adequado, para que haja vedação total da extremidade do duto.

Após testes realizados pela perícia envolvida na investigação do acidente, concluiu-se que os flanges não foram corretamente posicionados. O mau posicionamento dos flanges de vedação das extremidades da tubulação de onde foi retirada a PSV gerou, mais adiante, o vazamento de GLP nesse local.

A PSV não foi recolocada em sua posição antes das 18h (horário de encerramento do turno corrente). Esse fato deveria ter sido registrado na PT relacionada à recertificação da válvula, pois tratava-se de uma modificação em relação ao previsto. Destaca-se ainda que a PT referente à manutenção da bomba e a PT referente à PSV não se faziam referência, embora tratassem da mesma linha física. Duas PTs diferentes e independentes sobre a mesma linha e em vigor simultaneamente dificulta a rastreabilidade do sistema, piora o gerenciamento de segurança e reduz os níveis de segurança. O mau gerenciamento do sistema de PTs, mais do que uma falha do setor de manutenção ou do profissional responsável por emití-las, em geral reflete um desvio na cultura de segurança da empresa como um todo.

5. Na mudança de turno, houve falha de comunicação entre os líderes de operação de cada turno. Entre o fim de um turno e o início do seguinte, as informações relevantes sobre o processo devem ser comunicadas. O líder de operação e seus operadores, no turno que se iniciou às 18h daquele dia, não tinham conhecimento sobre a remoção da PSV 504 de sua posição original.

Em segurança de processos sabe-se que o cumprimento adequado dos procedimentos referentes a documentações de trabalho se torna ainda mais crucial no momento de mudança de turno. A documentação deve permitir que qualquer pessoa que consulte os arquivos possa compreender exatamente o que ocorreu no turno anterior.

A mudança de turno consiste num momento crucial da operação de uma planta de processo. Com a mudança de turno, serão continuados trabalhos que já foram iniciados no turno anterior por outras pessoas. As informações trocadas entre os turnos precisam ser muito específicas. A seguir é feita uma breve descrição sobre um acidente que envolveu falhas muito semelhantes das já analisadas em Piper Alpha.

a) Acidente com o voo 2574 da Continental Express

Em 11 de setembro de 1991, na região do Texas (EUA), um acidente envolvendo uma aeronave do tipo Embraer 120 Brasília resultou na destruição completa do equipamento e na morte das 14 pessoas que estavam a bordo. A aeronave em questão pertencia à empresa Continental Express e realizava o voo 2574. As investigações oficiais realizadas pela NTSB (*National Transportation Safety Board*) nos Estados Unidos após o acidente, concluíram que falhas durante a execução de uma manutenção de rotina da aeronave ocasionaram o desastre (NATIONAL GEOGRAPHIC).

Na noite anterior ao acidente, uma equipe de manutenção formada por alguns mecânicos e um inspetor de manutenção trabalhou nos bordos de ataque do estabilizador horizontal. Os bordos de ataque consistem em peças metálicas arredondadas que suavizam a passagem de ar durante o voo e, com isso, melhoram a aerodinâmica (NATIONAL GEOGRAPHIC). A Figura VI.3 ilustra os bordos de ataque.

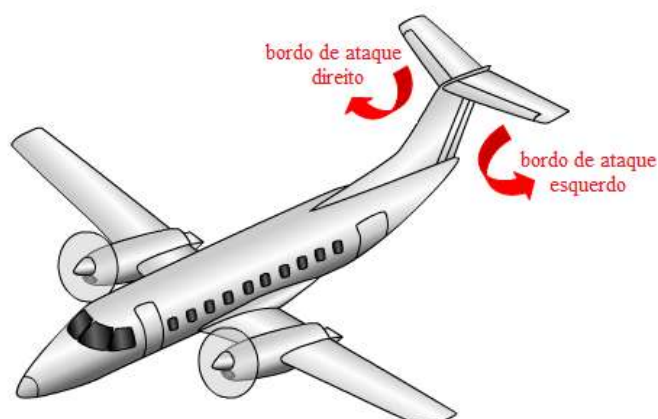


Figura VI.3 – Ilustração de aeronave do tipo Embraer 120, destacando os bordos de ataque do estabilizador horizontal

(FONTE: lessonslearned.faa.gov, acesso em 10 de março de 2014)

O trabalho de manutenção em questão incluía a retirada dos parafusos que fixavam os bordos de ataque à aeronave. As peças eram aparafusadas à aeronave pelas suas partes inferior e superior. Iniciado o trabalho de manutenção, os mecânicos responsáveis começaram a retirar os parafusos do bordo de ataque direito. A ideia inicial era realizar a troca de ambos os bordos (esquerdo e direito) em uma única noite, permitindo liberar o avião para uso no dia seguinte. Por se tratar de um serviço demorado, o inspetor decidiu auxiliar os mecânicos neste serviço. O inspetor retirou os parafusos superiores do bordo esquerdo e do bordo direito da aeronave, enquanto os mecânicos retiraram os parafusos inferiores apenas do bordo direito. Feito isso, foi realizada a mudança de turno (NATIONAL GEOGRAPHIC).

Conforme procedimento, as informações referentes ao serviço de manutenção em andamento deveriam ser documentadas na PT relacionada. O inspetor foi vago ao preencher a documentação do serviço. Na PT constava apenas que o inspetor auxiliou os mecânicos da manutenção dos bordos de ataque. Dessa forma, não estava especificado que o inspetor havia retirado os parafusos superiores de ambos os bordos de ataque da aeronave (NATIONAL GEOGRAPHIC). Os investigadores perceberam que muitos empregados não preenchiam detalhadamente os documentos. Essa era vista como apenas uma etapa burocrática. Sua relevância para segurança não estava clara.

Após troca de informações entre os supervisores dos turnos subsequentes e análise das PTs, ficou entendido que apenas a manutenção do bordo direito - documentada pelos mecânicos - havia sido iniciada. Em função do pouco tempo disponível, o supervisor do turno seguinte decidiu finalizar a manutenção do bordo direito, suspender a manutenção do bordo esquerdo e liberar o avião para operação (NATIONAL GEOGRAPHIC). O avião foi liberado com o bordo de ataque esquerdo preso apenas por metade dos parafusos. Mesmo com essa falha o equipamento conseguiu um voo completo. Contudo, no voo seguinte, durante o procedimento de descida foi adotada uma razão de descida mais elevada, fazendo com que a pressão do ar sobre a peça aumentasse. A maior pressão e a falta de parafusos fez com que a peça se soltasse. A perda do bordo de ataque aumenta muito a resistência do ar sobre o estabilizador horizontal, fazendo com que este se quebre. A perda do estabilizador horizontal tende, na maior parte dos casos, a deixar a aeronave sem controle, como foi o caso do Embraer 120.

Existem semelhanças entre o acidente com o voo 2574 da Continental Express e o acidente com a plataforma Piper Alpha. Em ambos os acidentes houve falhas no sistema de documentação de trabalho durante manutenção preventiva. Ambos envolveram ainda mudança de turno durante o serviço de manutenção. Sistemas falhos de procedimentos de PTs, ou o não cumprimento adequado desses procedimentos, geraram os graves acidentes em questão. Tais procedimentos e o gerenciamento do cumprimento dos mesmos, em situações de mudança de turno, deveriam ser ainda mais rígidos. A cultura de segurança da empresa deve reforçar a necessidade do preenchimento correto de toda a documentação. A documentação deve ser vista como uma etapa na segurança, e não burocracia.

A observação dos mesmos erros em acidentes de natureza bastante diferentes ressaltam a importância da análise criteriosa de acidentes do passado visando prevenir a repetição dos mesmos erros no futuro.

Tanto o acidente com a Piper Alpha como o acidente com a aeronave da Continental Express envolvem manutenção. Analisando essa questão, há um acidente clássico e bastante documentado na indústria química que envolveu a Fábrica Nypro em Flixborough, no Reino Unido, em 1974 (KLETZ, 2013).

b) Acidente de Flixborough

O acidente de Flixborough ocorreu devido a uma adaptação temporária durante uma manutenção. A adaptação falhou dois meses após a sua instalação, causando a liberação de cerca de 50 toneladas de ciclohexano quente. O ciclohexano misturou-se ao ar e causou uma explosão que destruiu a planta e causou a morte de 28 (KLETZ, 2013).

Na planta de Flixborough havia seis reatores em série. Cada reator estava posicionado ligeiramente mais abaixo que o anterior, de forma que o líquido no interior deles fluísse por gravidade do primeiro ao sexto reator. A ligação entre os reatores era por meio de tubos curtos conectados uns aos outros. Para possibilitar a expansão natural

do sistema cada tubo possuía uma junta de expansão (KLETZ, 2013). A Figura VI.4 ilustra de forma esquemática como era esse arranjo.

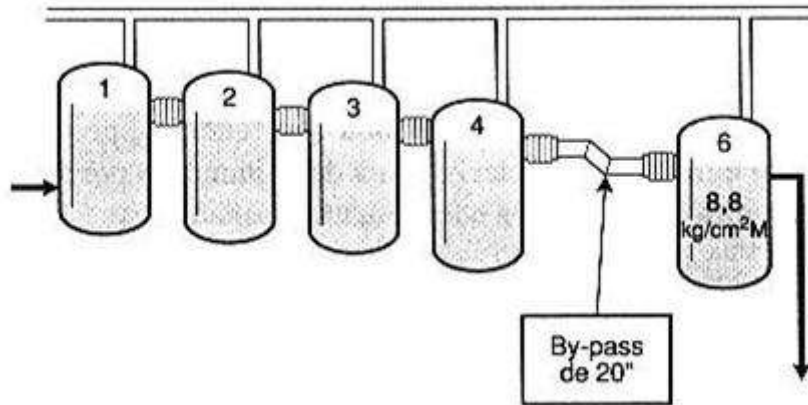


Figura VI.4 – Arranjo dos reatores e do tubo provisório em Flixborough
(FONTE: KLETZ, 2013)

Um dos reatores foi danificado e precisou ser removido. Para não interromper toda a operação, o reator foi então substituído por um tubo provisório mais longo, o qual apresentava duas curvas a fim de permitir vencer a diferença de altura. As juntas de expansão existentes foram mantidas em suas em suas posições em ambas as extremidades do tubo provisório (KLETZ, 2013).

O tubo não foi devidamente apoiado e, como havia uma junta de expansão em cada extremidade, estava livre para girar ou “contorcer-se” e isso ocorreu quando a pressão subiu um pouco a cima do nível normal e fez com que as juntas de expansão falhassem (KLETZ, 2013).

O tubo que substituiu o reator não era projetado para operar em altas temperaturas e pressões manométricas. Os engenheiros de Flixborough ignoravam o fato de que era necessário um projeto de modificação feito por especialistas. Apesar da pressão alcançada na operação na ocasião do acidente não ter excedido a pressão da válvula de alívio e segurança relacionada ao reator, essa pressão foi suficiente para “contorcer” o tubo temporário e ocasionar a falha das juntas de expansão (KLETZ, 2001).

Em virtude da explosão de Flixborough muitas empresas introduziram procedimentos para gerenciar mudanças (KLETZ, 2013).

6. A bomba de injeção de condensado que estava em operação na plataforma apresentou falha e, com isso, foi avaliada a recolocação em serviço da bomba que se encontrava em manutenção preventiva. Após análise da PT referente a essa manutenção, a decisão de recolocar a bomba em serviço foi ratificada. Essa falha foi consequência das diversas falhas analisadas nos itens anteriores: a PT de manutenção preventiva da bomba não citava a PT relacionada à PSV 504 e não havia conhecimento por parte da equipe do turno da noite (que se iniciou às 18h) sobre a ausência da válvula de segurança de sua posição original. Não havia ainda qualquer bloqueio físico impedindo a colocação da bomba em operação. Portanto, a decisão de recolocar a bomba de injeção de condensado em operação na ausência da PSV em sua linha de descarga foi uma consequência direta das falhas antecedentes.

Uma forma de garantir a confiabilidade do sistema de PTs e de inúmeros outros sistemas de gerenciamento de segurança é a auditoria. De acordo com Kletz (2001), o sistema de PTs utilizado na Piper Alpha foi auditado seis meses antes do desastre e nenhuma deficiência foi reportada.

7. A explosão inicial, primeira de uma série de explosões que ocasionaram sucessivos incêndios e a destruição da Piper Alpha, foi proveniente do vazamento de condensado no módulo C. A pressão exercida nessa explosão causou ruptura nas paredes que separavam o módulo C dos módulos vizinhos (módulo B, onde havia equipamentos contendo óleo cru e módulo D, onde estava localizada a sala de controle e os geradores de energia elétrica da plataforma).

Essas paredes eram construídas com material resistente ao fogo. Na fase de projeto da plataforma Piper Alpha, foi julgado que um incêndio poderia ocorrer em função de um possível vazamento na seção de condensado. Apesar disso, a Piper Alpha não possuía paredes à prova de explosão (KLETZ, 2001). Conclui-se, nesse caso, que a falha mais relevante nesse ponto foi não ter havido, na fase de projeto, uma sistemática

avaliação dos principais riscos aos quais a plataforma estaria suscetível durante sua operação. Uma falha no projeto se mostrou, assim, relevante.

Após a primeira explosão, o sistema de emergência da Piper Alpha foi acionado. Em uma plataforma *offshore* uma situação de emergência precisa ser enfrentada com equipamentos instalados na própria plataforma e pela tripulação a bordo. Em contraste com plantas de processo *onshore*, serviços de emergência locais não podem ser acionados para ajuda. Algumas plataformas *offshore*, como era o caso da Piper Alpha, contam com o apoio de embarcações de combate a incêndio, as quais podem bombear água em direção à plataforma. Mas esse tipo de procedimento não é suficiente para conter um incêndio da magnitude do que ocorreu na Piper Alpha.

A plataforma Piper Alpha possuía um sistema de inundação de água o qual aspergia determinada quantidade de água sobre todas as áreas que possuíam equipamentos contendo hidrocarboneto. Esse sistema era alimentado por bombas elétricas (KLETZ, 2001). Conforme a explosão inicial causou ruptura nas paredes do módulo C, instalações dos módulos vizinhos foram afetadas. Uma dessas instalações era responsável pelo suprimento de energia elétrica na plataforma. Portanto, em função da explosão inicial, o fornecimento de energia da plataforma foi interrompido e as bombas, por serem elétricas, não funcionaram.

8. Na fase de projeto da plataforma foi previsto o risco de falha na geração de energia. À luz dessa avaliação prévia de riscos, a plataforma possuía bombas de incêndio alimentadas por diesel, que entrariam em operação automaticamente no caso das bombas elétricas não funcionarem (KLETZ, 2001). Porém, na noite do acidente, essas bombas alimentadas por diesel não estavam em operação automática, mas sim manual. Com a propagação do incêndio, que veio logo em seguida à primeira explosão, o acesso direto a essas bombas tornou-se impossível.

Tais bombas estavam nessa condição não por falha técnica, mas sim por uma decisão de segurança. Tal decisão de manter as bombas em modo manual devia ao fato das mesmas representarem risco aos mergulhadores que estivessem no mar. Porém, não havia mergulhadores no mar no momento do acidente.

Nesse momento da sequência de eventos percebe-se uma falha. A ação deliberada de manter as bombas de *back-up* em modo manual reflete, mais uma vez, o sistema falho de análise e gerenciamento de risco nas operações da Piper Alpha. Qualquer atitude tomada durante as operações em uma planta de processo deve ser submetida a uma análise preliminar de risco. As seguintes perguntas que regem uma análise de risco deveriam ter sido feitas:

- **Identificação:** Quais são os perigos? O que pode dar errado?
- **Avaliação:** Quais são as causas e as consequências dessa atividade? Qual é a probabilidade? Qual é o risco?

Se essas perguntas tivessem sido feitas, as consequências de uma possível falha nas bombas elétricas teriam sido avaliadas e, feito isso, a decisão de manter as bombas de *back-up* em modo manual seria ponderada. Um erro de projeto com relação à captação de água poderia ser indicado.

Há outra questão relevante a ser discutida no que diz respeito ao sistema de inundação de água para incêndio da plataforma. Caso as bombas de *back-up* estivessem em modo automático e as mesmas tivessem sido acionadas imediatamente após a falha das bombas elétricas, era esperado que o incêndio causado pela primeira explosão fosse controlado. Porém, isso provavelmente não ocorreria em função de um problema de corrosão que afetava o sistema (KLETZ, 2001).

A corrosão, provocada pelo ambiente marinho, atingia toda a tubulação desse sistema. Os produtos dessa corrosão estariam entupindo os bocais por onde a água seria aspergida (KLETZ, 2001).

Uma análise de risco eficiente na fase de projeto evitaria que a tubulação do sistema de inundação, considerado um sistema de segurança crítico para a plataforma, fosse construída com material passível de corrosão. A corrosão causada pelo ambiente marinho deveria ter sido prevista e esse problema poderia ter sido contornado com a utilização de material resistente à corrosão ou manutenção corretiva.

9. A segunda explosão foi consequência indireta da falha de uma análise de risco sistemática na fase de projeto da plataforma. Se a parede que dividia o módulo B dos módulos vizinhos fosse à prova de explosão, a explosão inicial no módulo C não causaria danos às instalações do módulo B e do módulo D. A ruptura de uma tubulação de condensado que passava pelo módulo B causou a segunda explosão de gás, maior e mais grave do que a primeira. Isso agravou ainda mais o incêndio.

10. Após a terceira explosão, proveniente da ruptura de uma tubulação de gás a alta pressão e que engolfou totalmente a plataforma, a Piper Alpha entrou em colapso. Essa explosão foi gerada a partir de um foco de incêndio alimentado por óleo cru, no módulo B. O óleo cru que alimentava o incêndio estava vazando em função de danos causados aos tanques de armazenamento deste óleo. Aqui um desvio de projeto foi observado. Constatou-se que, no local onde ocorria o vazamento havia tapetes de borracha para melhor acomodação dos mergulhadores. A decisão da colocação desses tapetes visa o conforto dos funcionários, porém nenhuma avaliação prévia dos riscos foi realizada. Essa falha pode ser comparada ao item 8 (decisão de manter as bombas de *back-up* em modo manual). Se as mesmas perguntas citadas no item 8 quanto à “Identificação” e “Avaliação” de perigo tivessem sido consideradas a decisão de colocar tapetes de borracha no piso do módulo B poderia não ter sido tomada. Um possível vazamento proveniente dos tanques de armazenamento de óleo cru e seu acúmulo no chão teria sido previsto.

11. Por fim, há ainda uma falha de gerenciamento que contribuiu para o agravamento do incêndio que destruiu a plataforma. As tubulações de óleo e gás compartilhadas com as plataformas Tartan e Claymore poderiam ter tido seus fluxos de fluidos cessados mediante comando proveniente dessas plataformas. Porém, o sistema de comunicações entre as embarcações foi comprometido no momento em que a geração de energia elétrica na Piper Alpha falhou. As plataformas continuaram enviando gás para o continente, porém, com as tubulações rompidas em Piper Alpha, esse gás vazava na plataforma. Ou seja, o gás enviado pelas outras plataformas contribuiu para alimentar o incêndio em Piper Alpha. Não havia um procedimento único para uma emergência com perda de comunicação. Na ausência de uma ordem direta as outras plataformas preferiram não interromper a operação, mesmo visualizando o incêndio. A complexa rede de dutos unindo as plataformas não contava com um sistema

de gestão adequado, a fim de providenciar respostas rápidas em situações com informações parciais. Observou-se, nessa etapa da sequência de eventos, falha no sistema de comunicação entre as plataformas e falta de um sistema de resposta eficaz para interrupção rápida na conexão entre as embarcações em caso de emergência.

Voltando à fase de projeto da plataforma, quando foi previsto o risco de falha na geração de energia elétrica, uma avaliação mais consistente com relação às possíveis consequências que seriam geradas deveria ter sido desenvolvida. Feito isso, a Piper Alpha deveria contar com um sistema alternativo de comunicação com as plataformas Tartan e Claymore. Além disso, a conexão entre as plataformas era um elemento crucial e deveria fazer parte de um sistema de resposta rápida à emergência.

À luz da Figura VI.1, conclui-se que uma das causas-raiz para o acidente da Piper Alpha foi a emissão da PT para recertificação da PSV 504 sem correlacioná-la com a PT emitida anteriormente para a manutenção da bomba ligada à válvula. Analisando a sequência de eventos, é possível observar que essa falha no sistema de PTs foi o primeiro erro relevante, que ocasionou vários dos eventos que viriam em seguida.

Ainda com base na Figura V.1, conclui-se que o rompimento das paredes que separavam os módulos B-C-D, após a primeira explosão, foi o evento que mais gerou consequências diretas e indiretas. Provavelmente, se ele não tivesse ocorrido, o acidente na plataforma poderia ter sido controlado.

Por fim, julgou-se relevante discutir a questão das falhas humanas, especialmente aquelas observadas em projeto e gerenciamento. Segundo Kletz (2013), todos os acidentes se devem a erro humano – por aqueles que decidem o que fazer, aqueles que decidem como fazer, ou aqueles que realmente fazem. No entanto, quando um relatório diz que um acidente ocorreu devido a um erro humano, o escritor normalmente quer dizer um erro por parte de um operador ou funcionário de manutenção, a última pessoa na cadeia de eventos que levaram ao acidente e que teve uma oportunidade de impedi-lo. Porém é importante entender o erro humano dentro da cadeia de eventos, do sistema de gestão de segurança e da cultura de segurança da empresa.

As falhas humanas frequentemente não são projetadas ou pretendidas, elas surgem do costume e da prática e tornam-se regras da operação. Esses erros, ou desvios, geralmente ocorrem não a despeito do fato de alguém ser bem treinado.

A seguir, os fatores humanos e comportamento humano serão considerados para analisar a resposta à emergência observada no presente estudo de caso.

VI.2 – Comportamento Humano em Emergências

A evacuação da tripulação da plataforma Piper Alpha após o acidente acabou ocorrendo de maneira diferente da prevista. Diante da impossibilidade de resgate via baleeiras ou aéreo, alguns homens saltaram no mar, enquanto outros esperaram um resgate aéreo impossível. Considerou-se, assim, relevante desenvolver uma análise sobre a resposta a emergência para o estudo de caso em questão e buscou-se na literatura informações pertinentes sobre a influência do comportamento humanos na resposta a situações de emergência.

Muitas vezes, projetos de sistemas de emergência e planos de abandono são realizados levando em conta apenas aspectos técnicos, sem considerar características do comportamento humano (LUDOVICO, 2012). Por exemplo, por muitos anos, os Engenheiros de Proteção contra Incêndio trabalharam com a hipótese de que as pessoas abandonariam o local afetado imediatamente quando um alarme de incêndio tocasse. Dessa forma, a velocidade com que os ocupantes fariam a evasão dependeria principalmente de suas habilidades físicas, da localização da saída mais próxima e do comportamento do fogo (WINERMAN, apud LUDOVICO, 2012). Esse tipo de planejamento pode levar a resultados diferentes da realidade. Atualmente se sabe que após ouvir o alarme de incêndio muitas pessoas demoram a reagir. Essa demora pode ser relacionada a vários fatores como: viés da normalidade e negação (“isso não pode estar ocorrendo”), resposta instintiva de paralisia, dúvida e curiosidade, etc. Os códigos de segurança atuais refletem uma compreensão mais profunda do comportamento humano em emergências (SUTHERLAND, apud LUDOVICO, 2012).

Conhecendo alguns dos principais comportamentos humanos frente a situações de crise, o gestor de emergências pode realizar um planejamento correto e tomar

medidas prévias que aumentem a possibilidade de sucesso frente a um evento real. O ambiente *offshore*, apesar de apresentar a desvantagem de estar distante de serviços de emergência locais e precisar contar com equipamentos e pessoal próprios para o combate a possíveis emergências, é um ambiente altamente controlado, de forma que treinamentos de emergência podem ser bastante produtivos. O treinamento e realização de exercícios simulados em um prédio residencial, por exemplo, se mostra bem menos eficiente pela diversidade de público.

A figura de um coordenador de abandono, que pode ser membro ou não da Brigada de Incêndio, com a função de reunir a tripulação e conduzi-la em segurança a um ponto de encontro pré-determinado pode ser utilizada com sucesso, caso ele tenha postura ativa e seja corretamente treinado para a evasão segura. A postura ativa do coordenador de abandono pode fazer a diferença para neutralizar situações de paralisia, que se mostra uma reação humana comum em casos de emergência.

Um exemplo de acidente que envolve a reação humana de paralisia frente à emergência foi o naufrágio da embarcação MV Estonia, no Mar Báltico, em 1994. Muitos passageiros foram vistos por testemunhas apenas aguardando, sem se mover, enquanto outros pareciam paralisados e aparentemente incapazes de compreender o que estava ocorrendo (LUDOVICO, 2012).

Está presente na literatura o fato de que as pessoas tendem a buscar o que lhes é familiar em uma situação de emergência, de modo que, por exemplo, tendem a utilizar uma rota de fuga já conhecida. Segundo Winerman, apud Ludovico (2012), esse comportamento faz sentido uma vez que, em um momento de crise, os ocupantes não querem utilizar uma saída que não conhecem e que não sabem onde vai dar. Esse comportamento foi observado na resposta à emergência na Piper Alpha, quando muitos tripulantes aguardaram no local pré-determinado para um resgate aéreo (a maior parte dos embarques e desembarques de rotina eram por meio de helicóptero).

Uma forma de buscar neutralizar os efeitos negativos do comportamento de afiliação durante emergências é reforçar os treinamentos de abandono da plataforma, de forma que todos os ocupantes conheçam e estejam realmente familiarizados com todas as rotas de fuga e saídas de emergência. O comportamento de afiliação pode ser

reduzido através de treinamento constante, visando o conhecimento dos sistemas de emergência e das rotas de fuga.

Ademais, o recebimento de informações mais completas e claras quanto possível sobre a crise enfrentada, tanto por parte das Equipes de Resposta a Emergência quanto por parte dos respectivos líderes, também é um fator importante. Com relação ao acidente na Piper Alpha, notou-se falha nesse quesito. Os tripulantes que aguardavam o resgate aéreo tinham total desconhecimento sobre a impossibilidade desse tipo de resgate frente à gravidade do incêndio.

VI.3 – Lições Aprendidas

Para muitos analistas o desastre da plataforma de petróleo Piper Alpha foi um marco na história da segurança das operações *offshore*. Os aprendizados geraram mudanças e aprimoramentos significativos no panorama do gerenciamento de riscos.

Há inúmeras lições a serem aprendidas a partir da sequência eventos analisada neste trabalho e que desencadeou o acidente com a plataforma Piper Alpha. Sistemas de PTs devem ser rastreáveis; um método seguro de bloqueio deve estar disponível para prevenir acionamentos inadvertidos; deve haver uma avaliação sistemática de riscos na fase de projeto; efeitos interativos em situações de emergência entre unidades operacionais conectadas entre si devem ser antecipados; um sistema de resposta rápida em caso de falhas de equipamentos críticos de segurança deve fazer parte da rotina de gerenciamento das operações. Porém, acima destas mudanças está a cultura de segurança que permita implementar um sistema de gerenciamento de segurança efetivo.

Finalmente, destacam-se algumas lições aprendidas com o acidente analisado e que podem ser aplicadas a qualquer operação de planta de processamento de larga escala:

- Gerenciamento operacional

A maioria das deficiências avaliadas ao longo desse trabalho possui um fator comum: foram responsabilidade do gerenciamento da operação. Apenas um líder de operação possui o conhecimento do processo como um todo, a autoridade e a responsabilidade de tomar decisões cruciais. Uma equipe definida para gestão de segurança ou ainda o órgão regulatório são úteis para definir e monitorar sistemas de segurança, bem como auditar esses sistemas, mas não são responsáveis pela performance segura das operações. Tal responsabilidade deve ser atribuída à linha de gerenciamento operacional.

- Inspeção sistemática

As deficiências observadas na Piper Alpha demonstraram falhas em sistemas diversos. Ou havia um sistema definido que não era adequado ao processo, ou o sistema existente era negligenciado e não era cumprido durante a operação ou, ainda, não havia um sistema definido em determinado ponto do processo no qual deveria haver. A ausência de um sistema de emergência, com treinamento adequado associado, que envolvesse as plataformas interligadas para uma situação de emergência foi um exemplo desse cenário de deficiências. Outro exemplo era o sistema de PTs: existiam procedimentos incompletos definidos para PTs nas operações da plataforma, e esse fato era negligenciado pelos líderes das operações. Para uma operação segura, devem haver sistemas de gestão de segurança planejados e executados de maneira sistemática e cuidadosa.

- Qualidade do sistema de gerenciamento de risco

Na Piper Alpha, o sistema de gerenciamento de PTs não era eficaz. No momento da emissão da PT para recertificação da PSV 504, o procedimento existente foi cumprido com a emissão da PT. Porém, o procedimento não previa que essa PT deveria ser cruzada com a PT anteriormente emitida para manutenção da bomba de injeção de condensado. Nesse caso, os procedimentos podem ser sido seguidos de forma correta, porém, a má qualidade do sistema como um todo comprometeu a segurança da

operação. Os sistemas de segurança existentes devem ser eficazes em garantir a segurança das operações e esse requisito deve ser atendido dia após dia de operação da planta.

- Auditoria

Para garantir que todos os sistemas supracitados, bem como o gerenciamento do mesmos, estejam ocorrendo da maneira adequada a auditoria é crucial. A auditoria tem uma importância ainda maior na área de segurança. Por essa razão, auditorias sistemáticas e regulares, bem como o cumprimento das recomendações provenientes dessas auditorias, são fatores que fazem parte de um sistema de gerenciamento de riscos.

VII – Conclusões

Ao longo do estudo foi possível observar que um grande desastre não possui uma única causa. Adicionalmente, concluiu-se que a responsabilidade por uma cadeia de eventos que gera um grande acidente dificilmente poderá ser atribuída a um único indivíduo ou a um pequeno grupo. Sistemas maiores, envolvendo toda a empresa, setor e, muitas vezes, sociedade, influenciam.

A partir da análise histórica é possível notar que as cadeias de eventos que geram grandes acidentes não se repetem. Cada acidente possui sua única e particular sequência de eventos. Porém, em meio a essas cadeias, algumas falhas comuns podem ser identificadas e, com isso, o estudo de acidentes passados se revela uma ferramenta relevante para a análise de risco.

É possível notar que análises de riscos para atividades ou setores que possam gerar impactos graves imediatos possuem maior destaque quando comparadas com análises de

risco para atividades consideradas mais simples. O acidente com a Piper Alpha, bem como o acidente com o voo 2574 da Continental Express e outros casos, ressaltam a importância da análise e do gerenciamento de riscos em todas as etapas do processo, mesmo aquelas que não geram impactos imediatos. A análise da sequência de eventos permite visualizar que um evento simples e sem impacto imediato pode contribuir, ao longo da cadeia, para consequências desastrosas.

As lições aprendidas ao longo dos anos após o acidente com a Piper Alpha mudaram fortemente esse cenário e geraram avanços significativos no gerenciamento de riscos. Infelizmente, porém, acidentes recentes sinalizam que ainda há evolução necessária nesse sentido.

Referências Bibliográficas

ALMEIDA, J. **Introdução à Indústria do Petróleo**. PROMINP/Petrobras, FURG - CTI. Rio Grande, 2006.

AMORIM, T. O. **PLATAFORMAS OFFSHORE – Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento**. Rio de Janeiro, 2010.

BITAR, O. Y., ORTEGA, R. D. E. Gestão Ambiental. In: OLIVEIRA, A. M. S.; BRITO, S. N. A. **Geologia de Engenharia**. São Paulo: Associação Brasileira de Geologia de Engenharia (ABGE). 1998. cap. 32, p. 499-508.

CHEVRON; ECOLOGUS ENGENHARIA CONSULTIVA. **Plano de Respostas a Emergência – Atividade de Produção de Petróleo – Campo de Frade, Bacia de Campos**. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Campo%20de%20Frade/PEI/Texto.pdf>>. Acesso em 27 de fevereiro de 2014.

CROWL, D. A.; LOUVAR, J. F. **Chemical Process Safety: Fundamentals with Applications**. 2. ed. Boston: Prentice Hall, 2002.

CROWL, D. A.; LOUVAR, J. F. **Chemical Process Safety: Fundamentals with Applications**. 3. ed. Boston: Prentice Hall, 2011.

DET NORSKE VERITAS (DNV). **Apostila do Curso sobre Estudo de Análise de Riscos e Programa de Gerenciamento de Riscos**. Rio de Janeiro, 2006.

DET NORSKE VERITAS (DNV). **Accident Statistics for Fixed Offshore Units on the UK Continental Shelf – 1980-2005**. Elaborado para a *Health and Safety Executive*, 2007. Disponível em <<http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr566.pdf>>. Acesso em 27 de fevereiro de 2014.

FERNANDÉZ, E. F., JUNIOR, O. A. P., PINHO, A. C. **Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa. Exploração e Produção de Petróleo e Gás.** Uma colaboração Brasil, Portugal e Angola. Rio de Janeiro, 2009.

FLUID CONTROLS DO BRASIL. **Manual de Válvulas de Segurança e Alívio.** Disponível em <http://www.fluidcontrols.com.br/site/upload/pdf/Manual_de_Valvulas-Fluid_Controls_do_Brasil.pdf>. Acesso em 27 de fevereiro de 2014.

ICF INTERNATIONAL. **Relatório de Controle Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima no Bloco BM-PAMA-8, Bacia do Pará-Maranhão.** Elaborado para a Petrobras. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfura%E7%E3o%20Mar%EDtima%20-%20Bloco%20BM-PAMA-8%20-%20Bacia%20do%20Par%E1Maranh%E3o/028189-RCA-RL-0001-00_Item-II-7_AGR-NS-21.pdf>. Acesso em 27 de fevereiro de 2014.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS (INPE). Disponível em <http://www.las.inpe.br/~perondi/25.08.2008/arvore_de_falha.pdf>. Acesso em 09 de março de 2014.

KLETZ, T. *Learning from Accidents*. 3. ed. London: Gulf Professional Publishing, 2001.

KLETZ, T. **O que Houve de Errado? Casos de Desastres em Plantas de Processo e como Eles Poderiam Ter Sido Evitados.** 5. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2013.

LODOVICO, M. T. **Comportamento humano e planejamento de emergências.** 4th *Latin American Conference on Process Safety*. 2012.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (MMA). Portaria nº 422, de 26 de outubro de 2011. Disponível em: <http://licenciamento.ibama.gov.br/Encontro%20Superintendentes%20%20DILIC/Normativos/Portaria_MMA_422%20%20licenciamento%20petroleo%20e%20gas%20exploracao.pdf>. Acesso em 27 de fevereiro 2014.

NATIONAL GEOGRAPHIC. *Seconds from disaster*. Disponível em <<http://www.youtube.com/watch?v=ZKREmqDtIHA>>. Acesso em 13 de janeiro de 2014.

NATIONAL GEOGRAPHIC. **MayDay – Desastres Aéreos**.

OCEÂNICA UFRJ. Disponível em <http://www.oceanica.ufrj.br/deno/prod_academic/relatorios/2011/NathalieThiago/relat1/Conteudo.htm>. Acesso em 26 de fevereiro de 2014.

OIL & GAS UK. *Accident Statistics for Offshore Units on the UK Continental Shelf – 1990-2007*. Elaborado para a *Health and Safety Executive*, 2009. Disponível em <<http://www.oilandgasuk.co.uk/cmsfiles/modules/publications/pdfs/EHS30.pdf>>. Acesso em 03 de março de 2014.

PETROBRAS. **Exploração e Produção de Petróleo e Gás**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/atividades/exploracao-producao-petroleo-gas/>>. Acesso em 26 de fevereiro de 2014.

SCHAFFEL, S.B. **A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil**. Rio de Janeiro, 2002.

SCHECHTMAN, R. **Análise de Risco Ambiental em Atividades de Exploração (Perfuração) e Produção de Petróleo**. Rio de Janeiro, 2006.

SHALLCROSS, D. C. *Using concept maps to assess learning of safety case studies – The Piper Alpha disaster*. *Education for Chemical Engineers*. 2013. n°8, p. e1-e11.

SINGH, B. et. al. *20 Years on lessons learned from Piper Alpha. The evolution of concurrent and inherently safe design*. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. 2010. n°23, p. 936-953.

THOMAS, J. E. et al. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2001.

THOMAS, J. E. et al. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRAS, 2004.

VAZ JUNIOR, C. A. V. **Aulas de Segurança de Processos**. In: Aula – Gerenciamento de Risco. Disponível em: <<http://www.eq.ufrj.br/docentes/cavazjunior/>>. Acesso em: 26 de fevereiro de 2014.

