



Levantamento dos Fatores Contribuintes para Acidentes no Setor *Offshore*

Leonardo Esteves Cortes Salvio

Monografia em Engenharia Química

Orientador

Prof. Carlos André Vaz Junior, D. Sc.

Março de 2014

LEVANTAMENTO DOS FATORES CONTRIBUINTES PARA ACIDENTES NO SETOR *OFFSHORE*

Leonardo Esteves Cortes Salvio

Monografia em Engenharia Química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

Prof. Fábio de Almeida Oroski, D. Sc.

Júlio Athanazio Caldara, Eng.

Rafael Guinancio, Eng.

Orientado por:

Prof. Carlos André Vaz Junior, D.Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Março de 2014

Esteves Cortes Salvio, Leonardo.

Levantamento dos Fatores Contribuintes Para Acidentes no Setor *Offshore* /

Leonardo Esteves Cortes Salvio. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2014.

xi, 86 p., il.

(Monografia) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2014.

Orientador: Carlos André Vaz Junior

1. Cultura de Segurança. 2. Análise de Acidentes. 3. Acidentes *Offshore*. 4.

Monografia. (Graduação - UFRJ/EQ) 5. Carlos André Vaz Junior. I. Levantamento dos Fatores Contribuintes Para Acidentes no Setor *Offshore*.

*"Conheça o seu inimigo e conheça
a si mesmo e em 100 batalhas,
você nunca correrá perigo."*

(Sun Tzu)

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer aos meus pais Ana e Doraci que me deram toda a educação necessária, amor e suporte para que eu pudesse alcançar esta conquista.

Aos meus irmãos Filipe e Daniel por toda a parceria, momentos felizes, risadas e brigas ao longo da minha vida. Às pequenas Joana e Laura por trazer mais alegria à família.

A toda a família, avós, tios, padrinhos e primos pelo carinho e suporte durante esta jornada.

Ao meu cachorro Hunter pela companhia durante as madrugadas de estudo.

A todos os meus amigos pela grande parceria em momentos alegres e difíceis durante esta longa caminhada.

Ao Professor Carlos André pela orientação, suporte e atenção mesmo com o pouco tempo disponível para realizar o trabalho. Seus ensinamentos em sala de aula me ajudaram a crescer profissionalmente e a desenvolver um raciocínio mais crítico.

Aos Professores Márcio Nele, José Carlos Pinto e Dirceu Pereira pela orientação durante o período de iniciação científica que me fez amadurecer profissionalmente.

Ao corpo docente da Escola de Química e funcionários em geral pelo suporte e profissionalismo durante o tempo na UFRJ.

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Químico.

LEVANTAMENTO DOS FATORES CONTRIBUINTES PARA ACIDENTES NO SETOR *OFFSHORE*

Leonardo Esteves Cortes Salvio

Março, 2014

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

A indústria de petróleo e gás no Brasil e no Mundo tem migrado nos últimos anos da terra para a exploração *offshore*. No Brasil, a indústria *offshore* é responsável por 87,1% da produção nacional de óleo e 75% do gás natural. Com a exploração em águas cada vez mais profundas e em ambientes mais hostis cresce também a preocupação com a segurança das operações. O crescente número de acidentes observados nos últimos anos põe em risco centenas de vidas nas instalações *offshore*. Além disso, no período de 2007 a 2011 foram amargadas perdas entre 2 e 3 bilhões de dólares. Dada as consequências, torna-se imprescindível o estudo de acidentes passados para que lições sejam aprendidas e evite-se novos acidentes. Este trabalho realiza um estudo de caso de três grandes acidentes: Piper Alpha no Mar do Norte, P-36 na Bacia de Campos e Deepwater Horizon no Golfo do México. Entre eles foram observadas deficiências em comum, que se repetiram ao longo do desenvolvimento de cada acidente. Além da descrição textual detalhada, para o evento da P-36, como ferramenta de análise foi utilizada a metodologia de Árvore de Falhas, além de uma sequência cronológica de eventos. Estas metodologias foram aplicadas ao acidente da P-36 com o objetivo de identificar as causas raízes do acidente e causas diretas no evento crítico da explosão do tanque de drenagem de emergência. Entre os desvios em comum encontrados nos acidentes estão: o não seguimento de procedimentos, o treinamento ineficaz, falhas de projeto e manutenção deficiente, além de comportamento humano inadequado. Falhas na cultura de segurança das empresas envolvidas também foram observadas. Ao se desenvolver medidas de controle abordando estes pontos pode-se evitar a ocorrência de novos acidentes.

ÍNDICE

1. Introdução	1
1.1. Contextualização.....	1
1.2. Motivação	3
1.3. Objetivo	3
2. Principais Equipamentos e Conceitos	5
2.1. Tipos de plataformas.....	5
2.2. <i>Riser</i>	6
2.3. Revestimento e <i>liner</i>	6
2.4. Coluna de trabalho	7
2.5. <i>Underbalance e Overbalance</i>	8
2.6. <i>Blowout Preventer</i>	8
3. Histórico Mundial de Acidentes	10
3.1. Estatísticas	11
3.2. Acidentes por setor	14
3.2.1. Acidentes em perfuração	14
3.2.2. Acidentes em produção	15
3.2.3. Acidentes em <i>workovers</i>	16
3.2.4. Acidentes em transporte	16
3.2.5. Acidentes em armazenagem	18

4.	O Acidente de Piper Alpha	20
4.1.	Descrição do Acidente	23
4.1.1.	A Explosão Inicial	23
4.1.2.	O Incêndio no Óleo.....	25
4.1.3.	O Incêndio no Gás.....	26
4.1.4.	O Combate ao Incêndio.....	27
4.1.5.	Tentativa de fuga.....	28
4.2.	Auditorias de Segurança	29
4.3.	Análise do Acidente.....	30
5.	O Acidente da Plataforma P-36.....	36
5.1.	Descrição do Acidente	37
5.1.1.	A Primeira Explosão	38
5.1.2.	A Segunda Explosão	40
5.1.3.	O Naufrágio	41
5.2.	Análise do Acidente.....	43
6.	O Acidente da Deepwater Horizon.....	49
6.1.	Descrição do Acidente	50
6.1.1.	Pré – Acidente	50
6.1.2.	O <i>Blowout</i>	54
6.1.3.	Pós – Blowout.....	63

6.2. Análise do Acidente.....	64
7. Metodologia da Árvore de Falhas	66
7.1. O Uso de Árvores de Falha no Estudo de Eventos Passados	71
8. Aplicação da Metodologia da Árvore de falhas no Acidente com a P-36	73
8.1. Sequência cronológica de eventos	73
8.2. Árvore de falhas no acidente da P-36	78
8.3. Semelhanças entre os acidentes	80
9. Conclusão	83
Referências Bibliográficas	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Campo de Guaricema.....	2
Figura 2 - Distribuição da produção de petróleo por Operador	2
Figura 3 - Tipos de plataformas.....	7
Figura 4 - Esquema do BOP da Deepwater Horizon.....	9
Figura 5 - Perdas em exploração de óleo e gás em períodos de 5 anos	12
Figura 6 - Distribuição de acidentes por região	13
Figura 7 - Distribuição cronológica de acidentes.....	13
Figura 8 - Plataforma de Piper Alpha.	20
Figura 9 – Posicionamento e conexão entre Piper Alpha e as demais plataformas.....	21
Figura 10 - Esquema do sistema de reinjeção do líquido condensado de gás.	24
Figura 11 - Incêndio em Piper Alpha.....	26
Figura 12 - A Plataforma P-36.....	37
Figura 13 - Fluxograma de Processo do Esgotamento do TDE de bombordo após acionamento da bomba de recalque	39
Figura 14 - Esquema da coluna de Popa Boreste.....	40
Figura 15 - Parte inferior da coluna de Popa Boreste.	42
Figura 16 - Isolamento da linha de suspiro	45
Figura 17 - Parte superior da coluna e sistema de ventilação.....	46

Figura 18 - Plataforma Deepwater Horizon.....	50
Figura 19- Esquema de perda de circulação.....	51
Figura 20 - Problemas causados pela não centralização do revestimento.	53
Figura 21 - Provável caminho feito pela lama.	56
Figura 22 - Pressão e volumes de fluido na Deepwater Horizon.....	57
Figura 23 - Esquema dos equipamentos de superfície da Deepwater Horizon.....	60
Figura 24 - Modelo de dispersão do gás após 240 segundos.....	61
Figura 25 - Modelo de dispersão do gás, caso desviado ao redor da plataforma.	62
Figura 26 - Gráfico do limite de risco aceitável.....	66
Figura 27 - Simbologia usada na Árvore de Falha.	70
Figura 28 - Metodologia de Fusell e Vesely	71
Figura 29 – Sequência Cronológica de Eventos P-36 – parte 1.....	74
Figura 30 - Sequência Cronológica de Eventos P-36 - parte 2	75
Figura 31 - Sequência Cronológica de Eventos P-36 – parte 3.....	76
Figura 32 - Sequência Cronológica de Eventos - parte 4.....	77
Figura 33 - Árvore de falhas para a explosão do TDE de popa boreste.....	79

1. Introdução

1.1. Contextualização

O uso do petróleo no mundo é registrado desde os tempos antigos na Babilônia, no Egito e na Grécia para diversos fins. Porém, o início da exploração comercial data de 1859 na Pensilvânia nos Estados Unidos. O petróleo extraído em poços terrestres era destilado obtendo produtos com grandes margens de lucro. Com o desenvolvimento da tecnologia, a exploração avançou para poços cada vez mais profundos, tanto terrestres, como marítimos. Importantes descobertas foram feitas ao redor do mundo durante o século XX, como no Oriente Médio, na antiga União Soviética, Golfo do México e Mar do Norte (THOMAS et al., 2004).

A exploração de petróleo no Brasil começou em 1897 com a perfuração de um poço no interior de São Paulo. Porém, o primeiro poço comercial foi construído na Bahia em 1941. Após a criação da Petrobras, em 1953, foi descoberto petróleo em diversos estados brasileiros, e deu-se início ao desenvolvimento de pesquisas no setor.

O desenvolvimento *offshore* no Brasil teve início com a descoberta do campo de Guaricema em Sergipe na década de 60, ilustrado na figura 1. Entretanto, na década de 70 um grande marco foi estabelecido com as descobertas na Bacia de Campos, quando os campos existentes já alcançavam o período de maturidade.

Da década de 70 até os dias de hoje, o avanço tecnológico permitiu a exploração em águas cada vez mais profundas, com descobertas de campos gigantes como Marlim e Roncador na Bacia de Campos, culminando com a produção no Pré-sal em 2008. O Pré-sal possui reservatórios localizados a aproximadamente 7000 metros de profundidade (PETROBRAS, 2014).



Figura 1 - Campo de Guaricema

Fonte: www.petrobras.com.br (2014).

De acordo com Boletim da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2013), a produção nacional de petróleo e gás natural em 2013 foi de aproximadamente 2339 mil barris de óleo equivalente por dia. Desse total, a grande maioria foi produzida pela Petrobras. A figura 2 mostra a distribuição da produção entre as principais empresas no mercado brasileiro.

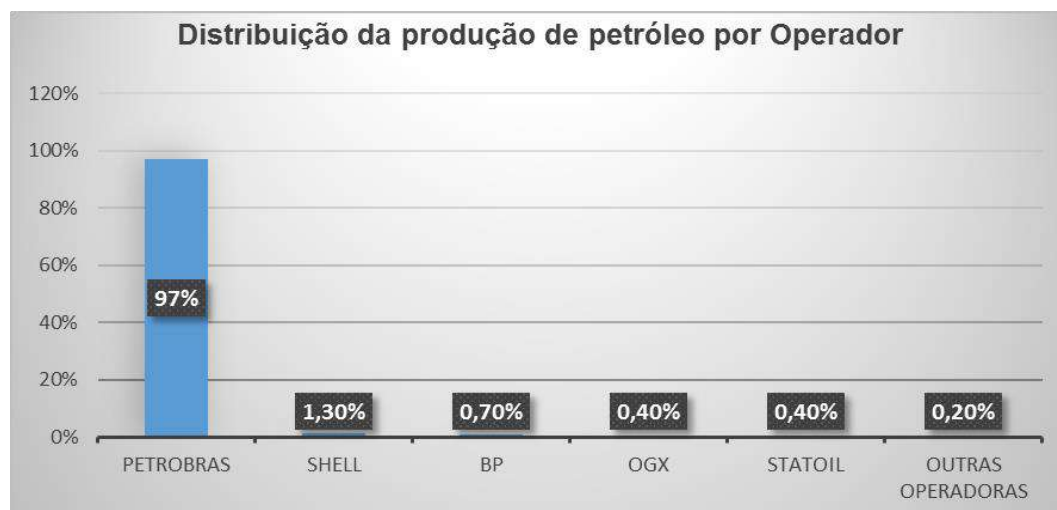


Figura 2 - Distribuição da produção nacional de petróleo por Operador

Fonte: Adaptado de Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2013).

Os campos *offshore* são extremamente importantes no Brasil. Em 2013 eles foram responsáveis por 87,1 % da produção total de petróleo e 75 % da produção de gás natural (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2013).

O desenvolvimento da exploração de óleo e gás *offshore* no Brasil não foi livre de acidentes. Dois grandes acidentes figuraram entre os mais letais e mais caros da história mundial. Em 1988 plataforma de Enchova central sofreu explosão e naufrágio causando a morte de 37 pessoas (FIGUEIREDO, 2011). Em 2001, a plataforma P-36 na bacia de campos veio a naufragar, gerando prejuízo de aproximadamente 770 milhões de dólares (MARSH, 2011).

1.2. Motivação

Com o crescimento da indústria de óleo e gás *offshore*, o avanço das fronteiras exploratórias e conseqüentemente o trabalho em ambientes mais hostis, crescem também os riscos envolvidos nas operações. Dada a maior complexidade e maiores investimentos torna-se indispensável o estudo da segurança de processos como um todo, e dos acidentes passados em particular. Uma melhor compreensão do que ocorreu no passado possibilita o desenvolvimento de soluções para evitar a reincidência dos acidentes. O estudo de acidentes passados e a comparação entre eles constitui importante campo da segurança de processos.

1.3. Objetivo

O objetivo do presente trabalho é compreender alguns dos principais acidentes passados no setor *offshore*. Foram selecionados três casos de interesse com grande número de fatalidades, grande impacto financeiro e ambiental. O texto visa explorar suas causas, estabelecendo semelhanças entre os casos analisados e quais fatores se

repetem ao longo dos anos no desenvolvimento de cenários acidentais. Para completar o estudo foi feito uso da metodologia da árvore de falhas como instrumento de análise de acidentes, identificando medidas de controle que possam ser aplicadas para a prevenção de novos casos. Além disso, foi proposto o uso do diagrama da sequência cronológica de eventos para melhor entendimento de acidentes.

2. Principais Equipamentos e Conceitos

Neste capítulo será feita uma breve descrição sobre alguns dos principais equipamentos utilizados na exploração de petróleo e gás na indústria *offshore*. O conhecimento de seu funcionamento básico é importante para a compreensão dos acidentes descritos neste trabalho.

2.1. Tipos de plataformas

Durante os anos de desenvolvimento do setor *offshore* foram desenvolvidas diversas estruturas e equipamentos, a fim de possibilitar a exploração do petróleo. Assim, a escolha da unidade de perfuração marítima mais adequada depende da finalidade do poço, relação custo/benefício, condições ambientais, etc. (THOMAS et al., 2004).

Dentre os principais tipos de unidades destacam-se:

- Plataformas fixas

São utilizadas em profundidades de até 300 metros, em campos já conhecidos, pois possuem alto custo de investimento. Sua estrutura é fixa modulada em aço com estacas cravadas no fundo mar.

- Plataformas auto-eleváveis

A plataforma auto-elevável é utilizada em lâminas d'água ente 5 e 130 metros. Ela é constituída por uma balsa flutuante que quando posicionada no local de interesse atua pernas hidráulicas até o fundo do mar, elevando a plataforma.

- Plataformas flutuantes

As plataformas flutuantes são divididas entre semi-submersíveis e navios sonda. A primeira possui estrutura com colunas flutuantes que permanecem submersas, sendo estabilizada por âncoras e cabos. Já os navios-sonda são embarcações com um sistema de posicionamento dinâmico, que a partir de sensores controlam seus propulsores compensando as perturbações marítimas. Estas plataformas são as mais usadas em atividades exploratórias devido à grande mobilidade.

- Plataforma *Tension Leg*

Essas plataformas são estruturadas em pernas que são ancoradas por cabos tubulares no fundo do mar. Diferentemente das semi-submersíveis, estas pernas se mantêm tracionadas, diminuindo o balanço da embarcação.

A figura 3 ilustra as plataformas citadas.

2.2. Riser

Em atividades de exploração de petróleo *offshore* é necessário estabelecer um caminho que conecte a plataforma ao poço, isolando os produtos da exploração do poço em relação ao ambiente marinho. Com essa função, o *riser* consiste em uma tubulação de grande diâmetro por onde passa a coluna de trabalho e fluidos utilizados (SCHAFFEL, 2002).

2.3. Revestimento e *liner*

O revestimento é um tubo utilizado para proteger as paredes do poço, evitando seu desmoronamento. É por ele que passa a coluna de trabalho e os fluidos utilizados na perfuração. O revestimento é ancorado na cabeça do poço (topo). O *liner* também

tem a mesma finalidade sendo porém, ancorado em um revestimento acima e possuindo diâmetro menor. Ambos são compostos normalmente por aço especial, padronizado pela API (*American Petroleum Institut*) (THOMAS et al., 2004).

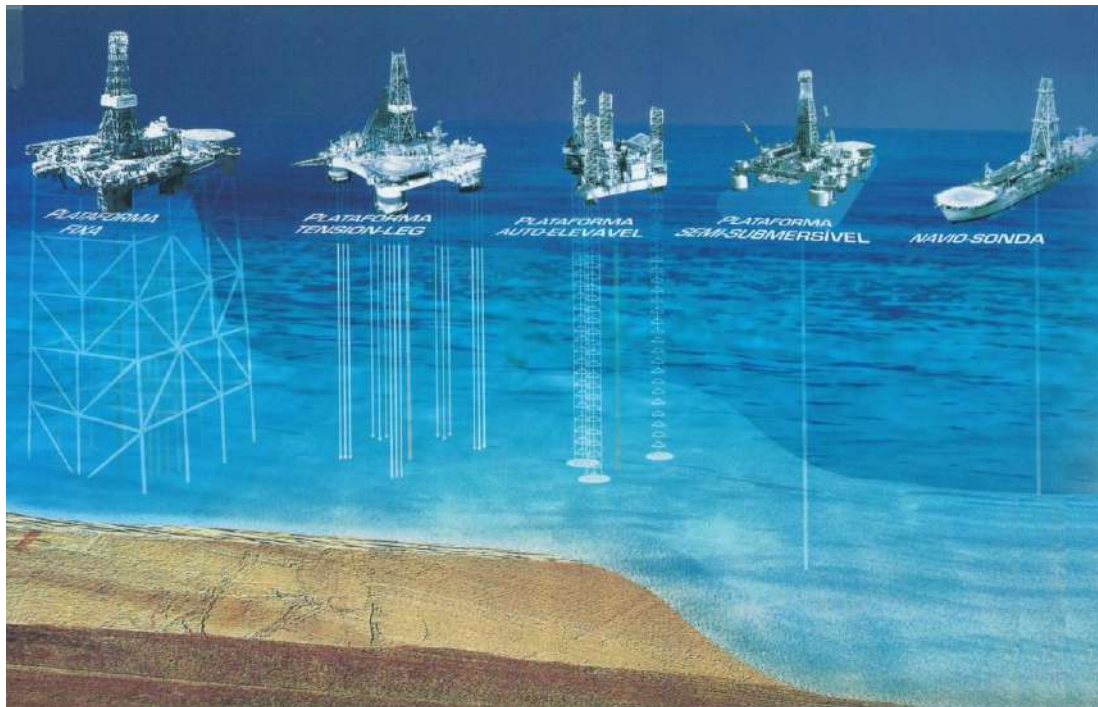


Figura 3 – Plataformas Fixa, *Tension-leg*, Auto-elevável, Semi-submerssível e Navio Sonda.

Fonte: <http://www.metalica.com.br/o-incrivel-mundo-das-plataformas-de-petroleo>

2.4. Coluna de trabalho

A coluna de trabalho tem funções diferentes dependendo do tipo de atividade realizada em um poço de petróleo. Em atividades de perfuração a principal função da coluna é fornecer o peso e rigidez necessários à broca de perfuração. Em atividades de produção, a coluna é constituída por tubos metálicos que conduzem os fluidos produzidos até a superfície. Portanto, as colunas de trabalho conectam o poço à plataforma, situadas dentro do revestimento e *riser* (THOMAS et al., 2004).

2.5. *Underbalance e Overbalance*

Os termos *underbalance* e *overbalance* são usados para definir se a pressão hidrostática do fluido no interior do poço é maior (*overbalance*) ou menor (*underbalance*) do que a pressão da formação¹ com hidrocarbonetos (SCHAFFEL, 2002).

2.6. *Blowout Preventer*

O *blowout² preventer* ou BOP é um equipamento de segurança que permite a vedação do poço em casos de descontrole. Esta é uma das últimas barreiras de segurança, devendo ser usada somente em emergência.

O BOP é formado por um conjunto de válvulas ou gavetas operadas hidráulicamente, podendo sua configuração ser variável (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

- Gavetas anulares;
- Gavetas variáveis;
- Gavetas de corte.

As gavetas anulares são revestidas por borracha, podendo vedar tanto ao redor da coluna de trabalho, quanto sem a presença de nenhum tubo no poço. As gavetas variáveis possuem terminação circular vedando somente ao redor de uma coluna. As gavetas de corte são a última barreira do BOP, ilustrado na figura 4. Elas podem ser cegas, cortando e vedando a coluna, ou do tipo *casing ram*, que corta tubos com

¹ Pressão da formação se refere à pressão dos hidrocarbonetos contidos no interior de rochas porosas abaixo do leito marinho (THOMAS et al., 2004).

² *Blowout* é a descarga descontrolada de óleo e/ou gás oriundos de um poço (DEEPWATER HORIZON GROUP, 2011).

movimento cisalhante, não oferecendo vedação (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

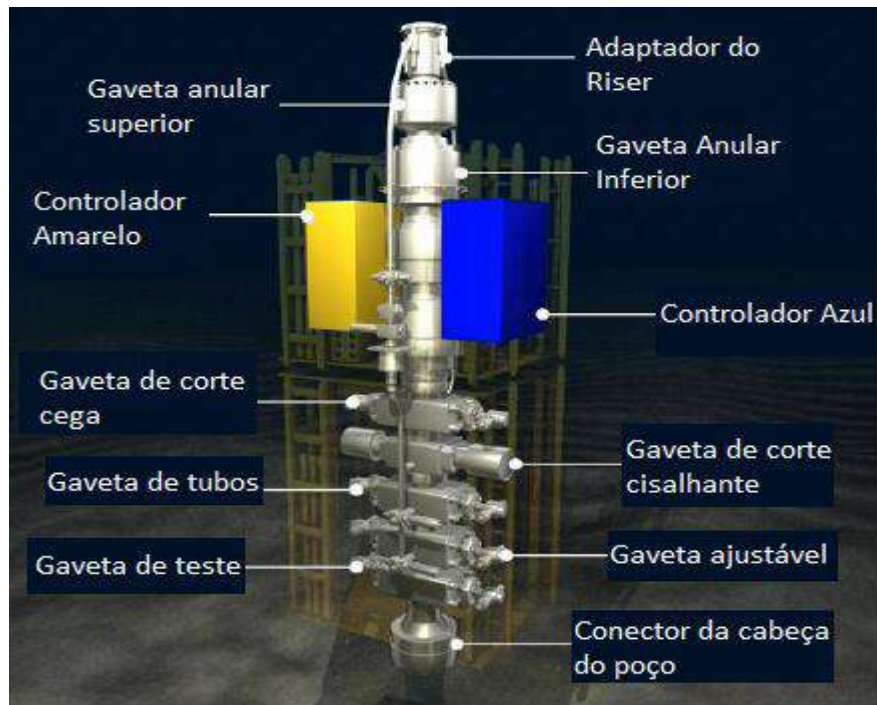


Figura 4 - Esquema do *Blowout Preventer* da Deepwater Horizon

Fonte: National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011).

Dentro do BOP há a entrada de duas linhas de atuação que se comunicam com o poço. A linha de *kill* por onde fluidos são bombeados e a linha de *choke* por onde o fluido retorna a superfície.

Os BOPs podem ser atuados por sinal elétrico através de controladores, como no acidente de Macondo no Golfo do México. A figura 4 ilustra o BOP utilizado naquele acidente.

3. Histórico Mundial de Acidentes

Os acidentes em instalações industriais vêm acompanhando a complexidade e desafios crescentes no setor offshore. As causas e severidade das consequências destes acidentes são muito variáveis, dependendo de uma combinação de fatores naturais, técnicos e tecnológicos. Até certo ponto, cada situação acidental se desenvolve de acordo com o seu cenário único (PATIN, 1999). Entretanto, segundo Kletz (2001), a análise de um acidente é composta por diversas camadas. As camadas superficiais têm caráter mais técnico e diferem bastante a cada evento. Já as camadas mais internas exibem fatores comuns em diversos acidentes, tornando o estudo destes uma boa ferramenta para a prevenção.

Segundo Patin (1999), as causas mais típicas de acidentes incluem a falha de equipamentos, erros humanos e impactos naturais extremos (atividade sísmica, campos de gelo, furacões, etc.). Um exemplo de impacto ambiental, foi o acidente de Alexander L. Kielland no Mar do Norte em 1980, um hotel flutuante. Devido a uma tempestade extrema sua estrutura foi fadigada e rompida, causando a morte de 123 pessoas (CHRISTOU, KONSTANTINIDOU, 2012).

Além das perdas econômicas e de vidas humanas, as consequências ambientais de acidentes offshore são especialmente severas, muitas vezes dramáticas, especialmente quando acontecem perto da costa, em águas rasas ou em áreas com pouca circulação de água (PATIN, 1999).

As consequências dos acidentes muitas vezes incluem liberação de grande quantidade de hidrocarbonetos no mar. Esses derrames devem ser claramente distinguidos das emissões durante atividades normais de operação ao longo de todo o ciclo de vida de uma instalação. Enquanto este resulta em quantidades relativamente pequenas de poluentes lançados ao mar durante longos períodos de tempo, eventos acidentais resultam em uma liberação massiva e incontrolada de hidrocarbonetos e poluentes na natureza durante períodos curtos de tempo. Conseqüentemente, esses dois tipos de poluição são regulados por instrumentos e normas diferentes, com

variadas tecnologias e abordagens. Descargas de poluentes em operações rotineiras são controladas por convenções internacionais como a OSPAR³, referente ao noroeste atlântico, e a *Barcelona Convention* no Mar Mediterrâneo. Já riscos acidentais são regulados por legislação nacional ou no caso da Europa, por legislação comum à União Europeia (CHRISTOU, KONSTANTINIDOU, 2012).

No Brasil, essas operações são reguladas pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). A ele compete estabelecer normas, critérios e padrões para atividades efetivas ou potencialmente poluidoras, a fim de evitar a degradação ambiental (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2014)

3.1. Estatísticas

Além das consequências ambientais, grandes riscos são oferecidos à vida e à saúde dos trabalhadores em caso de acidentes. Estes danos somados aos outros efeitos diretos, como a perda econômica decorrente de danos às instalações, podem e devem ser avaliados. Entretanto, impactos econômicos indiretos, como dano à imagem da companhia e efeitos sobre a segurança do suprimento energético são difíceis de se avaliar. Como exemplo, o resultado do acidente de Macondo levou à queda do preço das ações da operadora responsável em até 50% após o acontecido (CHRISTOU, KONSTANTINIDOU, 2012).

Em estudo feito por Marsh (2011) é evidenciada uma tendência de aumento nas perdas financeiras devido a acidentes em atividades exploratórias de óleo e gás ao longo dos anos, conforme ilustrado na figura 5. Isso pode ser justificado pela expansão das fronteiras exploratórias, em águas cada vez mais profundas e ambientes mais hostis, o que demanda maiores estruturas e conseqüentemente grandes investimentos.

³ Convenção originada pela junção das convenções de Oslo e Paris responsável pela proteção do meio ambiente marinho do noroeste atlântico. Quinze países como Alemanha, Inglaterra e França participam da convenção.

O pico observado no período de 1987 a 1991 é função do acidente de Piper Alpha no Mar do Norte, o mais caro e mais mortal da história.

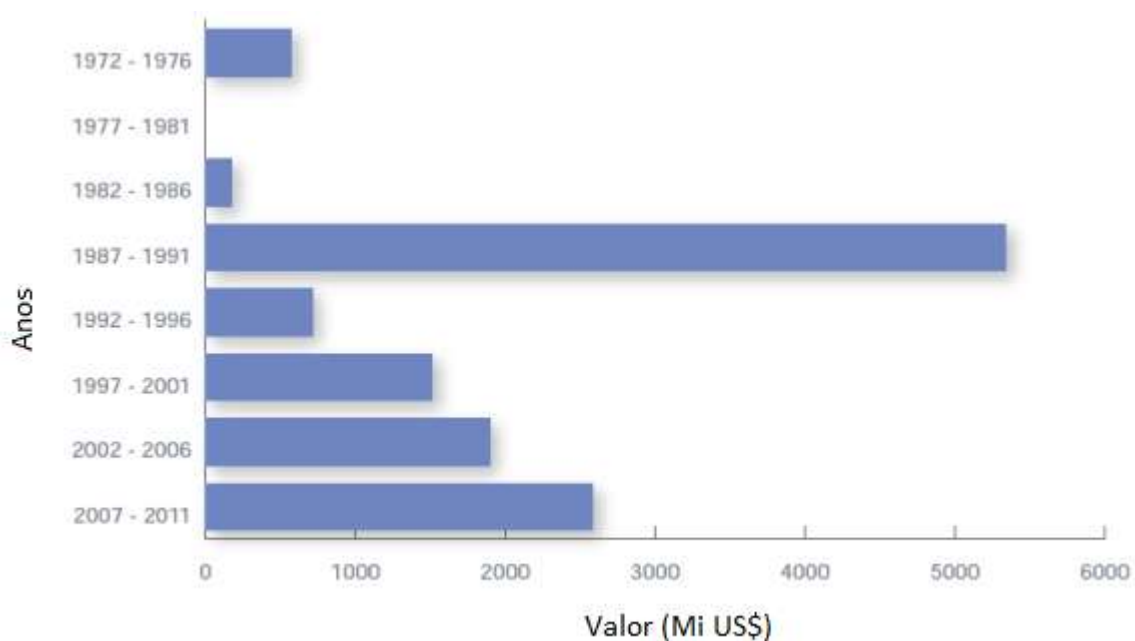


Figura 5 - Perdas em exploração de óleo e gás em períodos de 5 anos

Fonte: Marsh (2011).

Infelizmente em relação ao número total de acidentes, incidentes e *near-misses* (quase perdas), não há uma boa e única base de dados. A Det Norske Veritas (DNV) compila dados que são relatados de forma voluntária a WOAD (*World Offshore Accident Dataset*). Cabe ressaltar que cada empresa possui um critério individual para definir um acidente registrável ou não. Atualmente a WOAD se configura como a melhor fonte de informação disponível sobre acidentes *offshore* (CHRISTOU, KONSTANTINIDOU, 2012).

Na figura 6 apresenta-se a distribuição de acidentes por região de acordo com a WOAD. Os dados apresentados porém refletem o caráter voluntário do banco de dados, com maior participação de empresas no Mar do Norte e Golfo do México. Trata-se assim de limitação relevante para a aplicação dessa estatística em outras regiões do planeta.

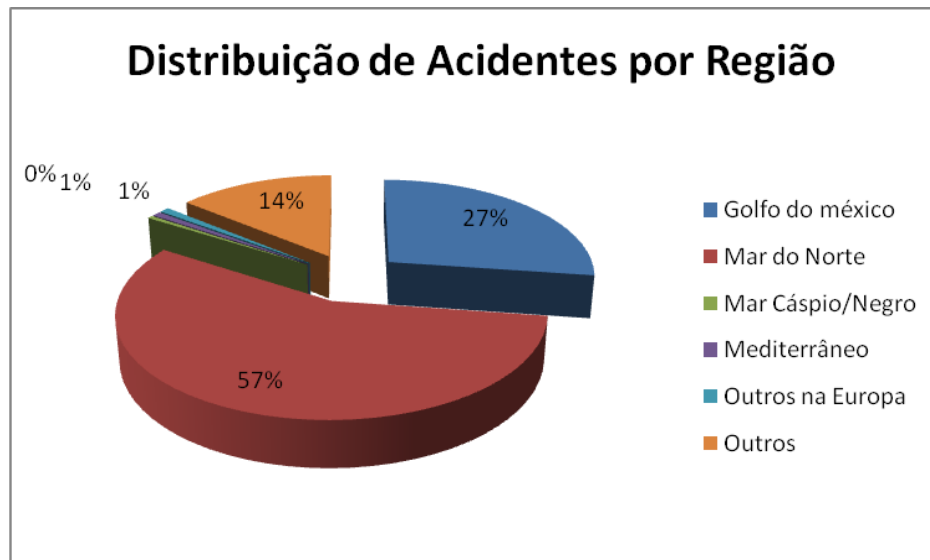


Figura 6 - Distribuição de acidentes *offshore* por região

Fonte: Adaptado de CHRISTOU, KONSTANTINIDOU (2012).

Ao se avaliar o número de acidentes ocorrido em *offshore* ao longo dos anos, ilustrado na figura 7, pode-se notar nos últimos anos picos com elevado número de acidentes, justificados talvez pelas instalações industriais cada vez maiores e em ambientes mais hostis.

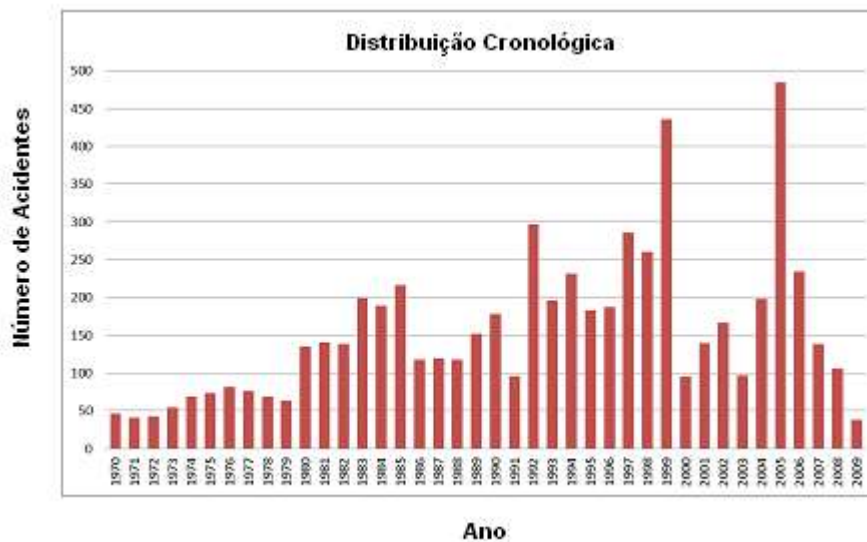


Figura 7 - Distribuição cronológica de acidentes *offshore*

Fonte: CHRISTOU, KONSTANTINIDOU (2012)

3.2. Acidentes por setor

Embora acidentes ocorram de diversas maneiras e por fatores particulares de cada evento, na indústria *offshore* é possível dividir e organizar os eventos em alguns grupos:

- Acidentes em perfuração;
- Acidentes em produção;
- Acidentes em *workovers*;
- Acidentes em transporte;
- Acidentes em dutos;
- Acidentes em armazenagem.

3.2.1. Acidentes em perfuração

Segundo Patin (1999), acidentes nas fases de perfuração são normalmente associados com *blowouts* inesperados de poços com hidrocarbonetos líquidos e gasosos, ao enfrentar zonas anormais de alta pressão. Levando-se em consideração a frequência e severidade, pode-se equiparar acidentes em perfuração com derramamentos de óleo.

Fazendo uma abordagem abrangente, duas principais categorias de acidentes em perfuração devem ser distinguidas. Uma delas cobre as situações catastróficas envolvendo projeção de hidrocarbonetos intensa e prolongada. Ocorre quando a pressão na zona de perfuração é tão alta que métodos tecnológicos atuais são insatisfatórios no controle do poço. Assim, poços auxiliares devem ser feitos a fim aliviar a pressão do reservatório e parar o *blowout*. Essas altas pressões anormais são mais encontradas em poços exploratórios de campos novos. Alguns especialistas estimam que ocorra 1 incidente a cada 10000 poços (PATIN, 1999 apud SAKHALIN-1, 1994).

O outro grupo de situações acidentais inclui casos regulares e rotineiros de derramamentos e *blowout* de hidrocarbonetos durante as atividades de perfuração. Esses acidentes podem ser controlados de forma eficaz, em algumas horas ou dias, através do fechamento do poço com a ajuda de *Blowout Preventers* e trocando a densidade do fluido de perfuração. Acidentes desta natureza não são tão severos quanto *blowouts* catastróficos, que são mais raros, assim, normalmente não atraem tanta atenção. Todavia, seus riscos ecológicos e ambientais podem ser consideráveis, devido ao seu acontecimento regular e aos impactos causados no meio ambiente marinho (PATIN, 1999).

Dentre os acidentes mais extremos podem-se destacar três casos com a ocorrência de *blowout*. O de Ixtoc no Golfo do México em 1979, onde houve perda de lama e consequente pressão hidrostática. Em Montara na Austrália em 2009, o pior da história australiana, investigações apontaram para problemas na cimentação como a causa do *blowout*. Por fim, o acidente de Macondo em 2010 no Golfo do México, que matou 11 pessoas e causou grande poluição ambiental. Investigações apontaram para problemas na cimentação, projeto do poço, decisões falhas e problemas de manutenção como causas para o *blowout* (CHRISTOU, KONSTANTINIDOU, 2012).

3.2.2. Acidentes em produção

Diferentemente da fase exploratória e de perfuração de um poço, a fase de produção possui menos intervenções e, conseqüentemente, menos atividades críticas. Muitas informações críticas para a segurança e operação foram obtidas nas fases anteriores. Um poço produtor sofre menos perturbações e normalmente opera a vazões relativamente constantes.

Entre os casos de acidentes nesta fase, pode-se destacar o acidente na Plataforma P-36, onde falhas de projeto, gerenciais e operacionais causaram a explosão de um tanque e conseqüentemente o naufrágio da plataforma. Já no caso de

Enchova Central em 1984, um *blowout* inesperado causou o abandono da plataforma e, durante a evacuação, 37 pessoas morreram devido ao mau funcionamento do sistema de abandono através de baleeiras (SOUZA JUNIOR, ROVERE, SCHAFFEL, MARIANO, 2001).

3.2.3. Acidentes em *workovers*

O *workover*, ou manutenção realizada no poço, apresenta riscos em especial, pois cria uma perturbação. Muitas vezes, para que a intervenção seja feita é necessário que algumas válvulas de segurança estejam abertas, deixando a plataforma exposta (SAETREN, 2007).

Pode-se destacar o segundo acidente acontecido em Enchova Central na Bacia de Campos, em 1988. Este ocorreu durante a conversão do poço de óleo para um poço de gás. Houve um *blowout* que destruiu a plataforma, mas não foram registradas fatalidades (MARSH, 2011). O acidente ocorrido em Ekofisk no Mar do Norte em 1977, durante uma intervenção, também causou um *blowout* e evacuação da plataforma.

3.2.4. Acidentes em transporte

Segundo Patin (1999), o volume de óleo extraído de plataformas e transportado por navios petroleiros responde por uma parte considerável dos volumes anuais totais de óleo produzido. Em alguns campos, os navios são a principal rota de transporte de hidrocarbonetos para terminais *onshore*.

As causas principais de acidentes com navios petroleiros que levaram a grandes derramamentos incluem naufrágios, colisão com arrecifes ou com outros navios, incêndios e explosões da embarcação, etc. Grandes acidentes relacionados ao transporte acontecem raramente (PATIN, 1999).

O histórico de acidentes com petroleiros já foi largamente descrito pela literatura e mídia científica, como por exemplo, por Teal e Howarth (1984), Anderson e Talley (1985) e Neuparth, Moreira, Santos e Reis-Henrique (2012). Analisando as estatísticas e circunstâncias deste tipo de acidente, alguns especialistas consideram que eles dificilmente podem ser evitados. Apesar da frequência de acidentes com petroleiros ter caído nas últimas duas décadas, deve-se estar sempre preparado para lidar com eles no futuro (PATIN, 1999).

Alguns acidentes deste tipo podem ser destacados, como o de *Torrey Canyon* em 1967 no canal da Mancha. O despejo de 95000 toneladas de óleo causou a poluição da costa inglesa e francesa, gerando problemas ecológicos e à indústria pesqueira. Três acidentes, o de *Amoco Cadiz*, *Exxon Valdez* e *Braer*, em 1978, 1989 e 1993 respectivamente, levaram a poluição a limites letais para a fauna marinha da região da Britânia, na França, do Alaska, nos Estados Unidos e de Shetland, na Escócia. Em especial, o acidente de *Exxon Valdez* transformou uma área única por sua limpeza e riqueza biológica em uma área de desastre ecológico (PATIN, 1999).

No Brasil alguns derramamentos de menor porte ocorreram no ano 2000. Em Tramandaí no litoral gaúcho, 18 mil litros de óleo cru foram derramados do Terminal Almirante Soares Dutra. Próximo a São Sebastião e Ilhabela, no litoral de São Paulo, um cargueiro da Petrobrás despejou 86 mil litros de óleo ao mar. Em 2002, o navio Brotas, da Transpetro, derramou 16 mil litros de petróleo leve na Baía de Ilha Grande, no estado do Rio de Janeiro (AMBIENTEBRASIL, 2011).

Além do transporte realizado por navios, a produção *offshore* pode ser escoada através de gasodutos e oleodutos. Estes formam sistemas complexos e extensos de tubos subaquáticos com comprimento de milhares de quilômetros. Os dutos escoam óleo, gás, condensado e suas misturas, e compõem um dos principais riscos ambientais na produção de petróleo *offshore*. As causas de danos a oleodutos podem variar bastante, desde falhas de materiais e corrosão, até erosão do solo, movimentos tectônicos e colisão de âncoras de embarcações. Estatísticas apontam que as principais causas de acidentes com dutos são defeitos nos materiais e suas soldas (PATIN, 1999 apud SAKHALIN-1, 1994).

Dependendo da causa e natureza do dano (trincas, rupturas, etc.), um oleoduto pode se tornar uma fonte de emissão pequena e duradoura, como também um *blowout* abrupto e até mesmo explosivo. A tecnologia na construção de oleodutos e exploração de petróleo sob condições naturais diversas e extremas progrediu bastante, entretanto, não elimina a possibilidade de sérios acidentes. (PATIN, 1999).

O acidente ocorrido em Piper Alpha, o mais letal e mais caro da história, matando 167 trabalhadores, ocorreu devido a um vazamento no sistema que alimentava os oleodutos para terminais *onshore*. O acidente foi agravado pelo rompimento de dutos que escoavam a produção de outras plataformas através de Piper Alpha (CHRISTOU, KONSTANTINIDOU, 2012).

3.2.5. Acidentes em armazenagem

Reservatórios subaquáticos para armazenar temporariamente hidrocarbonetos líquidos são um elemento necessário para o desenvolvimento de muitos campos. Eles são usados quando o transporte é feito por navios e não por oleodutos. Tanques subaquáticos podem ter capacidades de até 50000 m³ e são instalados juntos a fundação das plataformas ou perto delas em posições semisubmersas (PATIN, 1999).

Segundo Patin (1999), apesar de não existirem dados estatísticos suficientes, o risco de acidentes envolvendo este tipo de estocagem *offshore* deve ser considerado, especialmente durante atividades de carregamento dos petroleiros e em condições severas do tempo. Em 1988, 1200 toneladas de óleo vazaram de um tanque submerso no Mar do Norte. Após esse incidente alguns países introduziram restrições à instalação deste tipo de estrutura.

Dentre os diversos acidentes citados ao longo deste capítulo será dado enfoque aos casos de Piper Alpha, Plataforma P-36 e Deepwater Horizon. O primeiro foi selecionado por ter sido o mais marcante da história, com maior número de fatalidades e enormes perdas financeiras. O acidente da P-36 foi o caso nacional mais recente e de

maior perdas monetárias. Já o caso de Deepwater Horizon é o último grande acidente da indústria mundial de óleo e gás, apresentando ainda grande impacto ambiental.

4. O Acidente de Piper Alpha

O acidente de Piper Alpha foi o que mais matou em toda a história da indústria de óleo e gás *offshore*. A explosão da plataforma de Piper Alpha em 1988 no Mar do Norte provocou 167 fatalidades (CHRISTOU, KONSTATINDOU, 2012).

Piper Alpha era uma plataforma de produção localizada a 180 km ao noroeste de Aberdeen, uma cidade escocesa. A plataforma possuía instalações para perfuração de poços, além de equipamentos para a extração, separação e processamento dos fluidos oriundos do reservatório. (KLETZ, 2001).

A plataforma do tipo fixa pode ser observada na figura 8



Figura 8 - Plataforma de Piper Alpha.

Fonte: http://www.therisktoolboxshop.com/_blog/The_Risk_Management_Tool_Box_Blog/post/Remembering_Piper_Alpha/.

De modo similar a outras plataformas, os separadores garantiam a separação de óleo e água. A partir do resfriamento da corrente de gás se obtinha líquido condensado,

que era formado basicamente de propano. Este líquido era então reinjetado junto ao óleo produzido, que era transportado para terra através de oleoduto (KLETZ, 2001).

O gás também era enviado para o continente por meio de uma plataforma de coleta e compressão (MCP-01) localizada a 55 km de Piper Alpha. Além de escoar sua própria produção de gás, Piper Alpha estava conectada a outras duas plataformas, Tartan e Claymore, localizadas a 20 e 35 km respectivamente. A conexão permitia o escoamento conjunto da produção de gás das três plataformas para MCP-01 e então para o continente (DET NORSKE VERITAS, 2011). A figura 9 ilustra o posicionamento e as conexões entre as plataformas.

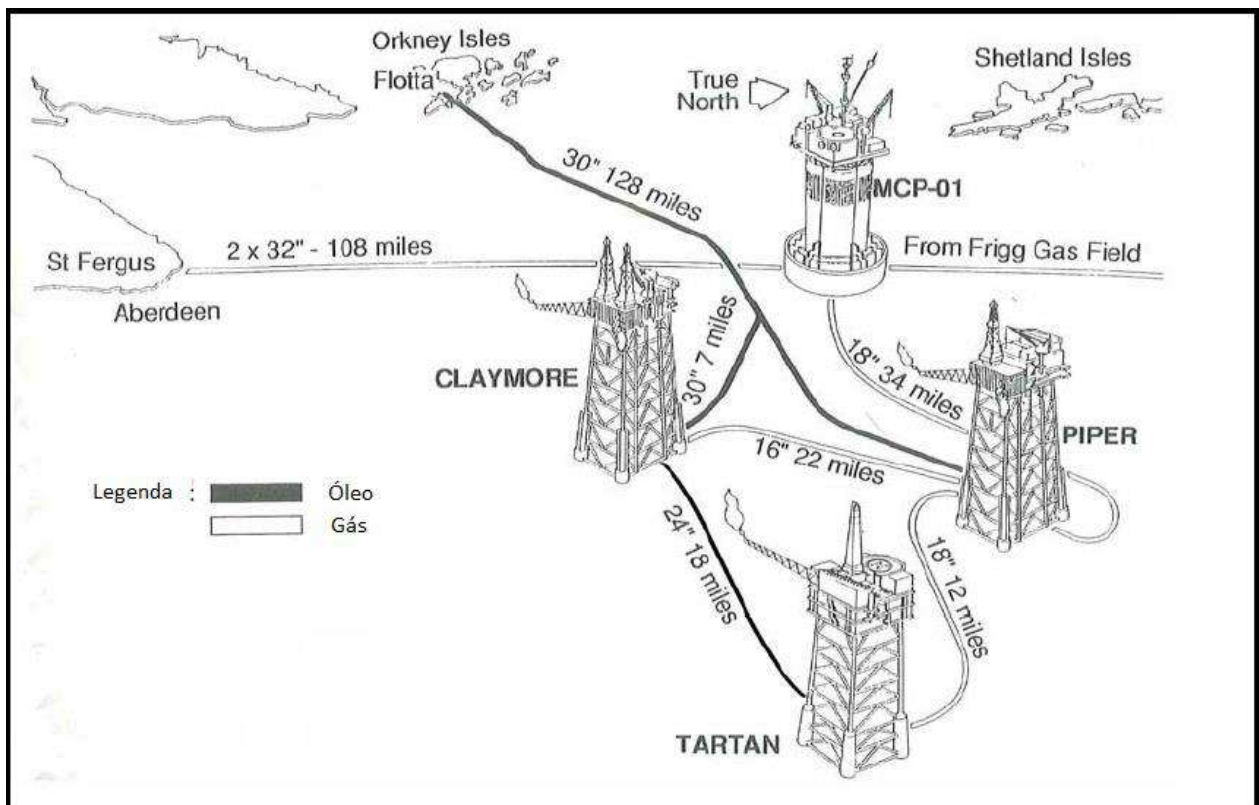


Figura 9 – Posicionamento e conexão entre Piper Alpha e as demais plataformas

Fonte: DET NORSKE VERITAS (2011)

No dia 6 de Julho de 1988 às 20:00 horas, a explosão de gases que vazavam na área de condensado deu início à tragédia. Essa explosão causou grande dano à plataforma e levou a um intenso incêndio no óleo cru produzido, gerando bastante

fumaça e impossibilitando o acesso aos botes salva-vidas. Aproximadamente 20 minutos depois, ocorreu uma segunda explosão, intensificando o incêndio. Esta ocorreu devido ao rompimento do *riser* do gasoduto que vinha da plataforma de Tartan, que neste intervalo de tempo sofreu a ação do incêndio decorrente da primeira explosão. O rompimento dos *risers* dos gasodutos que conectavam as plataformas de Claymore e a de coleta com Piper Alpha causaram intensificação adicional do incêndio (KLETZ, 2001).

Em apenas algumas horas, a plataforma se encontrava praticamente destruída, com exceção de sua estrutura de perfuração. Suas instalações e equipamentos caíram ao mar, com profundidade de aproximadamente 150 m (KLETZ, 2001).

Segundo Kletz (2001), a maior parte das fatalidades no acidente se concentrou nos dormitórios da plataforma. Durante o momento da tragédia muitos estavam dormindo ou fora de seus turnos. Os que trabalhavam no turno da noite perderam suas vidas imediatamente após as explosões iniciais.

As investigações revelaram que durante o acidente muitas pessoas perderam suas vidas ao esperar por socorro nas acomodações, que estavam saturadas de monóxido de carbono. Os trabalhadores foram induzidos a esta atitude, pois os botes salva-vidas estavam inacessíveis e acima das acomodações se encontrava um heliponto. Entretanto, os helicópteros não podiam pousar devido à grande quantidade de fumaça gerada pela queima do óleo, além das próprias chamas muito intensas. Alguns homens se salvaram pulando da plataforma para o mar, que se encontrava calmo naquela noite. Vários destes foram resgatados por lanchas de resgate enviadas por embarcações na vizinhança.

4.1. Descrição do Acidente

4.1.1. A Explosão Inicial

O vazamento de gás que causou o acidente foi originado durante o turno da noite na plataforma. A sequência de eventos que ocasionou o acidente teve origem após falha da bomba principal que reinjetava condensado na linha de exportação de óleo. Os operadores decidiram ativar a bomba reserva (KLETZ, 2001).

De acordo com Kletz (2001), eles sabiam que uma permissão de trabalho tinha sido emitida anteriormente, no mesmo dia, com a intenção de se fazer uma grande inspeção na bomba reserva. Esta inspeção duraria cerca de 2 semanas. Eles também estavam cientes que enquanto o motor da bomba reserva estava eletricamente isolado, suas válvulas de sucção e descarga estariam fechadas e a bomba drenada. Porém, nenhum dos equipamentos foi aberto e as linhas ao redor da bomba não foram isoladas. Portanto, a partir das informações da permissão de trabalho, seria simples e rápido reconectar o fornecimento de energia e religar a bomba reserva. A figura 10 ilustra o posicionamento das bombas em paralelo e válvulas de alívio.

Entretanto, eles não estavam cientes que um segundo trabalho de manutenção havia sido iniciado naquele dia. Uma válvula de alívio no tubo de descarga foi retirada para ser recertificada. No local foi instalada uma flange cega. Como o trabalho não havia sido completado até as 18:00 horas do mesmo dia, horário de término do turno diurno, o mesmo foi deixado para o próximo dia.

Os líderes decidiram que era seguro reiniciar a bomba reserva, já que não tinham visão da válvula, que se localizava 15 pés acima e nem acesso a segunda permissão de trabalho. Quando a válvula de sucção da bomba reserva foi aberta, gás começou a vazar através da flange cega. Então, foi percebido pela equipe devido ao ruído de vazamento, seguido de alarmes detectores de gás. A explosão ocorreu logo depois (DET NORSKE VERITAS, 2011).

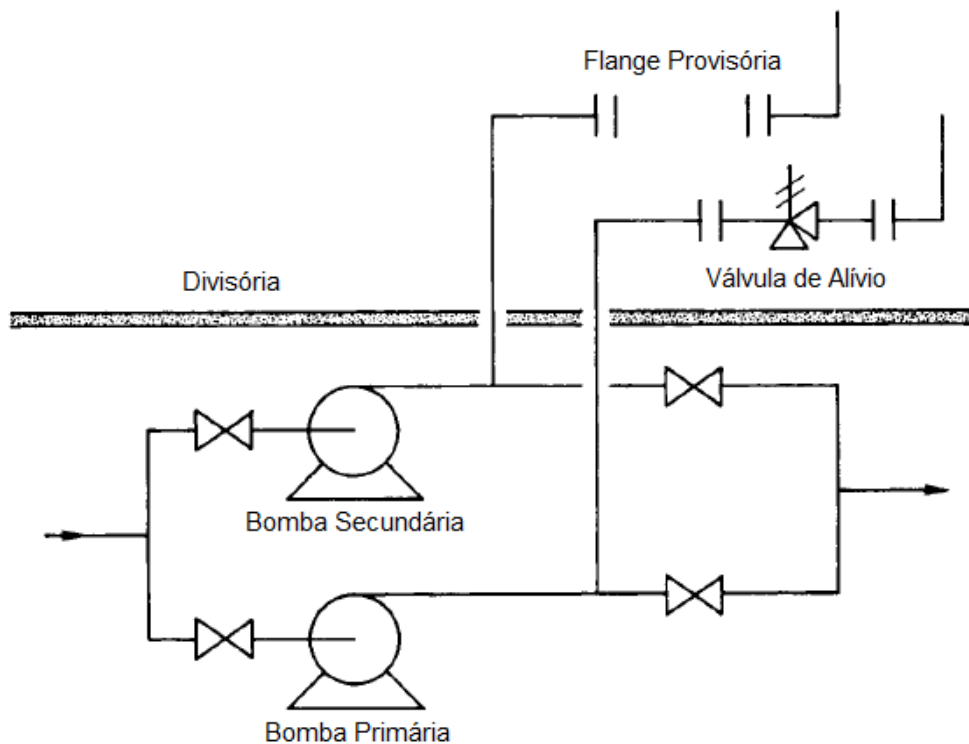


Figura 10 - Esquema do sistema de reinjeção do líquido condensado de gás.

Fonte: KLETZ (2001).

Segundo Kletz (2001), apesar da retirada da válvula de alívio e instalação da flange provisória serem críticos para a operação da bomba, nada foi reportado nas passagens de serviços entre os turnos. A perda de informação crítica durante a passagem de turno é frequentemente associada a acidentes de processo. Atualmente muito se investe para evitar esse problema. O turno se encerrava às 18:00 e incluía três passagens de serviço entre operadores líderes de:

- Processo;
- Área de condensado;
- Manutenção.

A manutenção era realizada por empresa terceirizada, cujo líder tinha como responsabilidade inspecionar a área trabalhada antes de emitir a permissão de trabalho para o turno da noite. Não foi discutido com o líder de processo e da área de

condensado, o fato de não ter completado o trabalho. A existência de duas permissões de trabalho distintas em vigor para o mesmo sistema também não foi informada.

4.1.2. O Incêndio no Óleo

A onda de choque gerada na explosão na área de condensado destruiu a parede antichamas que a separava da seção da planta que continha equipamentos para extrair o óleo cru. Como a contenção foi violada, um grande incêndio no óleo logo se instalou. Foi este incêndio e a espessa fumaça resultante que tomaram toda a plataforma, dificultando muito as tentativas de fuga (KLETZ, 2001).

Estudos mostraram que o incêndio ocorrido na plataforma durou mais do que o estoque de óleo cru da embarcação poderia sustentar. Isso se deu por causa de um dano na linha de envio de óleo para o continente. Este mau funcionamento permitiu o retorno do óleo, alimentando as chamas. O retorno teria sido possibilitado pois a válvula de travamento automático foi danificada durante a explosão. A linha era de uso comum entre duas plataformas, tendo sido mantida pressurizada até que fosse dada a ordem de cessar a produção da outra plataforma, o que ocorreu aproximadamente uma hora depois da explosão inicial (KLETZ, 2001). Na figura 11 pode-se visualizar o incêndio ocorrido na plataforma.

Durante as investigações ficou claro que o incêndio foi sustentado por várias horas devido à falta de comunicação com as outras plataformas, já que a sala de comunicação havia sido destruída pela explosão. Foi relatado que após a destruição da sala o botão de parada emergencial da plataforma foi acionado. Entretanto o botão de parada dos três gasodutos conectados à plataforma não foram acionados (DET NORSKE VERITAS, 2011).



Figura 11 - Incêndio em Piper Alpha.

Fonte: http://www.exponent.com/piper_alpha_disaster/.

4.1.3. O Incêndio no Gás

Os gasodutos que conectavam Piper Alpha com as plataformas vizinhas, chegavam exatamente na área onde ocorria o principal incêndio no óleo cru. Os gasodutos eram operados a pressões de até 120 bar, ou 1750 psi, possuíam comprimentos de 20 a 56 Km, e tinham diâmetro entre 400 e 460 mm. As tubulações continham uma quantidade de gás muito grande, que não poderia ser removida rapidamente. Durante o incêndio os terminais dos gasodutos foram enfraquecidos pelo incêndio no óleo e sucessivamente rompidos (KLETZ, 2001).

Com o rompimento do gasoduto de Tartan uma segunda explosão envolveu a plataforma. Após essa explosão a plataforma de Claymore parou de enviar gás à Piper Alpha, enquanto Tartan não parou a produção. Embora o incêndio fosse visível de Tartan a produção não foi interrompida por seus operadores, já que não tinham a devida permissão ou não terem recebido ordem para tal (DET NORSE VERITAS, 2011).

O risco oferecido pela quantidade de gás presente nas tubulações era bem entendido pela gerência da operação. Esse fato havia sido destacado apenas 12 meses antes do desastre em um relatório que considerava os tipos de possíveis incêndios que poderiam ocorrer na plataforma e suas consequências (KLETZ, 2001). A intrincada rede de gasodutos e oleodutos tornava a produção mais eficiente e econômica, mas também tornou o processo de parada de emergência mais complexo e sujeito a diferentes níveis hierárquicos. Uma única pessoa não tinha capacidade de interromper todo o sistema. A falha de comunicação entre as plataformas também agravou o cenário de indecisão.

4.1.4. O Combate ao Incêndio

Em uma plataforma *offshore* qualquer emergência deve ser combatida com a infraestrutura instalada na própria embarcação e pelo pessoal responsável presente. Diferentemente de plantas de processo *onshore*, serviços locais de emergência não podem ser chamados para ajudar em tempo hábil. Uma equipe de combatentes treinada e equipada precisa estar no local em apenas alguns minutos (KLETZ, 2001). A embarcação de combate a incêndio *Tharos* pouco pode fazer em *Piper Alpha*. Após a ruptura dos gasodutos e intensificação do incêndio, o fogo começou a afetar a estrutura da embarcação que teve de se afastar (DET NORSE VERITAS, 2011).

O equipamento de combate primário em *Piper Alpha* era um sistema de inundação, que bombeava certa quantidade de água sobre as áreas que possuíam equipamentos que operavam com hidrocarbonetos. O sistema era alimentado por bombas elétricas. No caso analisado contudo, estas estavam fora de operação, pois a explosão inicial havia destruído o suprimento de energia. O risco de falha no fornecimento de energia havia sido previsto no projeto da plataforma, e bombas a diesel secundárias estavam disponíveis para acionamento automático caso as bombas elétricas falhassem. Entretanto na noite do desastre as bombas secundárias estavam ajustadas para partida manual e não puderam ser alcançadas devido ao incêndio no óleo. Dois funcionários chegaram a tentar seu acionamento e faleceram. As bombas

estavam em acionamento manual não devido a algum erro, mas por decisão técnica. Elas usavam água do mar para o combate, e se fossem eventualmente acionadas enquanto mergulhadores estivessem perto de sua zona de sucção, esses poderiam ser sugados. Apesar de não haver mergulho programado para o momento do acidente, as mesmas foram mantidas em acionamento manual (KLETZ, 2001).

Destaca-se que mesmo se as bombas tivessem sido acionadas após a explosão parte do sistema de inundação teria sido provavelmente destruída, impossibilitando seu uso. Adicionalmente, tubulações e dispersores estavam bloqueados devido à corrosão. A substituição do sistema havia sido iniciada antes do acidente, mas ainda não estava concluída (KLETZ, 2001).

4.1.5. Tentativa de fuga

Segundo Kletz (2001) é possível de se entender que a tripulação naquela noite tinha se reunido nos dormitórios frente à uma emergência. Muitos já estavam lá na hora da explosão. Outros em serviço conseguiram chegar lá antes da ruptura do primeiro gasoduto. Este comportamento era previsível pois os funcionários esperavam ser resgatados por helicóptero, o transporte padrão de chegada e partida da plataforma. O heliponto era localizado sobre os dormitórios. Estudos sobre comportamento humano em cenários de emergência revelam uma característica importante: a busca pelo familiar, pelo conhecido (LUDOVICO, 2012). Frente à emergência os funcionários buscaram sair por onde entraram – o que lhes era familiar. O alojamento e os colegas também formavam um ambiente familiar, trazendo uma sensação de segurança. A busca pelo conhecido em cenários emergenciais explica a necessidade do treinamento e simulação de emergências. Apenas um funcionário treinado sem usar as saídas e procedimentos de emergência faria isso durante um evento real. Em uma primeira análise as condições no interior dos dormitórios não eram tão ruins. Ainda havia luzes de emergência acionadas à bateria e a fumaça ainda era branda. Entretanto a fumaça

começou a se tornar cada vez mais espessa e até intolerável. Quase todos aqueles que morreram nos dormitórios, tiveram como causa a inalação de fumaça.

Os dormitórios foram projetados para resistir a fogo durante algum tempo, porém não especificamente para prevenir a entrada de fumaça. Uma hipótese é que a fumaça teria sido levada para os dormitórios pelo próprio sistema de ventilação. Entretanto, o sistema de ventilação foi instalado de maneira a desligar na presença de altas temperaturas, o que indica que provavelmente essa não foi a rota de entrada da fumaça. A fumaça teria entrado devido às pessoas que abriam as portas na tentativa de escapar, e portas corta-fogo serem frequentemente deixadas encostadas para facilitar a movimentação (KLETZ, 2001). Portas corta-fogo deixadas abertas eram um desvio menor durante a operação normal, mas se mostraram um fator relevante durante o incêndio.

4.2. Auditorias de Segurança

A maneira que qualquer empresa assegura que suas decisões e procedimentos de segurança sejam cumpridos é através da realização regular de auditorias. As deficiências descritas nas seções anteriores se tornaram prontamente aparentes na investigação do acidente. Apesar do tempo dedicado a auditorias de segurança, essas deficiências não estariam aparentes para a gerência operacional (KLETZ, 2001).

Segundo Kletz (2001), as permissões de trabalho eram monitoradas todos os dias, avaliando a conformidade com os procedimentos. Este foi um item presente na pauta de uma auditoria realizada pela matriz da empresa responsável, seis meses antes de acontecer o desastre. Nenhuma deficiência foi relatada. Uma auditoria anual de combate a incêndios foi feita, mas em seu relatório não foi mencionado o problema do bloqueio das cabeças de inundação. Uma auditoria de alguns anos antes destacou a prática de programar as bombas secundárias à diesel em modo manual e recomendou que isto deveria ser feito somente quando mergulhadores estivessem trabalhando perto

das zonas de sucção das bombas. Essa recomendação, entretanto, nunca foi implementada e tampouco foi acompanhada pelos responsáveis da auditoria, a fim de conferir sua implementação.

Claramente, não havia falta de auditorias em Piper Alpha. A qualidade da auditoria era deficiente. Não somente detalhes em procedimentos especificados não foram notados, mas também houve falta de uma análise crítica por parte dos auditores, o que teria feito a gerência crer que tudo corria dentro do normal (KLETZ, 2001). Auditorias com poucos efeitos práticos aliadas a uma cultura de segurança pouco desenvolvida, que tolerava pequenos desvio, mostrou-se uma combinação perigosa.

4.3. Análise do Acidente

A exaustiva investigação pública deste evento trouxe não só à tona os acontecimentos detalhados do desastre, mas também algumas deficiências do processo *offshore*. Um grande acidente normalmente não acontece devido a uma só falha, ação ou omissão. Não diferente disso, o acidente em Piper Alpha culminou de uma sequência de falhas e deficiências (KLETZ, 2001).

A falta de informação sobre a retirada da válvula de alívio foi resultado de falhas de comunicação da informação na passagem de serviço (troca de turno) e na operação do sistema de permissão de trabalho. As três passagens de serviço entre os operadores líderes de diferentes áreas não incluíram a comunicação do fato que a válvula de alívio havia sido retirada e ainda não havia sido substituída. O que é passado durante uma troca de turno não pode ser definido exatamente e tem que ser deixado ao julgamento daqueles envolvidos. Essa é uma razão para o uso do sistema de permissão de trabalho, que é amplamente empregado nas indústrias de processo. Tal sistema é um método formal e documentado usado para controlar e passar informação sobre o trabalho de manutenção. Esse sistema também auxilia que medidas de

segurança corretas sejam adotadas e que os equipamentos reinstalados sejam checados antes de voltarem ao funcionamento (KLETZ, 2001).

No caso de Piper Alpha, haviam algumas deficiências na operação do sistema de permissão de trabalho em respeito à válvula de alívio. O trabalho foi conduzido por uma empresa de manutenção terceirizada, cujo supervisor não inspecionou o local de trabalho antes de deixar a permissão de trabalho assinada no final de seu turno. Este funcionário tampouco informou o supervisor de processo sobre o trabalho deixado incompleto. As válvulas de sucção e descarga não foram protegidas através de travas contra acionamentos não autorizados. As permissões para o trabalho principal de inspeção e manutenção, além do trabalho específico na válvula de alívio, não estavam correlacionadas entre si. Ou seja, embora referentes ao mesmo sistema, um documento não citava o outro. Ao acessar a permissão de trabalho sobre a bomba, não havia qualquer informação sobre as válvulas. O procedimento de operação do sistema de permissão de trabalho não mencionava a necessidade de se estabelecer correlações entre as permissões, onde uma etapa de um trabalho pode afetar outra. Ele também não fez referência a métodos de isolamento das linhas de sucção e descarga ou travamento de válvulas para prevenir o acionamento indevido. Muitos erros eram cometidos regularmente na maneira de preencher as permissões de trabalho. Diversos trabalhos eram incorporados em uma só permissão. Era de prática comum para supervisores de manutenção, deixar as permissões sobre a mesa da sala de controle, sem uma discussão prévia ao trabalho e o estado em que se encontrava o mesmo. Os supervisores de processo comumente assinavam permissões antes que as condições dos equipamentos fossem checadas (KLETZ, 2001).

Diferentemente do ocorrido em Piper Alpha, é essencial que uma equipe que vá operar um sistema de permissão de trabalho seja devidamente treinada em todos os aspectos. Tanto a própria equipe de operação da plataforma, quanto os supervisores de manutenção de empresas terceirizadas não receberam treinamento formal e regular, que assegurasse a operação do sistema de permissão de trabalho, como especificado. Todo o treinamento foi durante o próprio trabalho, ou seja, as informações e aprendizagem eram passadas oralmente. De certa forma essa aprendizagem tem sua

importância, porém como único método de ensino, ela sofre com uma deficiência crucial, que é a perpetuação e acumulação de erros.

É interessante notar que mais de 20 anos após o acidente de Piper, a passagem de instruções por via oral, ou seja, sem registro formal, permanece como sendo fator relevante para a ocorrência de acidentes. Conforme investigado pela Chemical Safety Board (2010), a explosão ocorrida no laboratório da Universidade Texas Tech também teve como um dos fatores críticos a falta de treinamentos de segurança obrigatórios. As práticas laboratoriais eram aprendidas no dia a dia, contribuindo para perpetuação de erros.

Após a primeira explosão em Piper Alpha, as paredes antichamas foram destruídas, possibilitando que o fogo se propagasse pela plataforma. Evidentemente, na etapa de projeto foi julgado que um incêndio poderia ocorrer devido à perda de contenção na área de condensado. A probabilidade de isso acontecer era suficientemente grande, de modo que essas paredes foram construídas entre as várias seções da unidade. É pouco provável que durante a avaliação dos riscos, uma possível explosão na área de condensado não tenha sido considerada. Apesar disso, Piper Alpha não possuía paredes de contenção de explosões em nenhum lado da área de condensado. Porém, a deficiência mais crucial se encontrava no estágio de projeto da plataforma, no qual não foi feito um estudo sistemático dos principais riscos que poderiam existir na plataforma. Segundo Kletz (2001) nenhum estudo de HAZOP foi feito desde o seu estágio inicial.

A plataforma de Piper Alpha foi originalmente projetada somente para enviar óleo ao continente. Entretanto, com a entrada em operação das plataformas adjacentes e as redes de gasodutos envolvendo Piper, os novos riscos envolvidos com os gasodutos não foram devidamente avaliados. A rede de produção foi aumentada sem que houvesse um bom planejamento prévio com sistemas de parada de emergência adequados (DET NORSKE VERITAS, 2011). O sistema de parada total dependia de vários comandos, por pessoas diferentes, em posições diferentes e com preocupações diferentes. A necessidade de operar e a falha nas comunicações por rádio prejudicaram fortemente a parada total de emergência.

Conforme mencionado, a explosão danificou também as instalações elétricas e que continham a aparelhagem de rádio, afetando a comunicação com as plataformas adjacentes. Sem comunicação estas plataformas mantiveram o fornecimento de óleo e gás para o continente durante o incêndio em Piper Alpha, o que ajudou a alimentar as chamas. Ficou claro que havia falta de um plano de emergência que pudesse prever a correta ação a ser tomada em caso de incêndio ou explosão em uma das três plataformas, que estavam conectadas entre si. Caso o fornecimento de óleo e gás tivesse sido cortado imediatamente, talvez o acidente não tivesse tomado tais proporções. Essa foi mais uma evidência da falta de treinamento e de cultura de segurança (KLETZ, 2001).

Em relatório de segurança anteriores ao acidente, foi previsto o risco oferecido pelos grandes volumes de gás que podiam ser estocados nas tubulações. Todavia, nenhuma medida específica foi tomada para proteger os terminais dos gasodutos, que os conectavam à plataforma. Os dutos deveriam ser protegidos contra o enfraquecimento e falha. Tanto proteção antichamas quanto dispersores de água dedicados poderiam ser utilizados. Isso poderia ter retardado as falhas ocorridas nos dutos e dado mais tempo para que a tripulação pudesse evacuar a plataforma – inclusive por helicóptero. A grande deficiência foi a falta de uma avaliação satisfatória dos cenários críticos, com a identificação dos principais riscos e adoção de medidas de controle e precauções disponíveis, a fim de evitar acidentes ou pelo menos atenuar seus efeitos (KLETZ, 2001).

Ressalta-se ainda que, de acordo com Kletz (2001), questões gerenciais foram responsáveis por desabilitar o sistema de inundação de água, que poderia auxiliar no combate ao incêndio na plataforma. Além do ajuste permanente das bombas de água em modo manual, o sistema estava com manutenção deficiente. Houve tempo hábil até a data do acidente para a manutenção, porém ela não chegou a ser efetuada.

Durante o refúgio dos trabalhadores no dormitório foi evidenciado um treinamento para situações de emergência deficiente. Em qualquer emergência deveria ser realizado o fechamento das portas corta-fogo e o exercício da disciplina na abertura das mesmas. Deveria ser aparente para os funcionários após alguns minutos do

desenvolvimento do incêndio, e mesmo certo tempo após a plataforma ser tomada pelo incêndio, que não havia a possibilidade de um helicóptero pousar ali (KLETZ, 2001). A busca pelo local familiar (alojamento) e pelo procedimento conhecido (helicóptero) teria causado um conflito na mente destes funcionários. Enquanto o cenário real mostrava-se inadequado para um resgate aéreo, a tendência à busca pelo familiar impedia uma ação diferente por parte dos empregados.

Na opinião de Kletz (2001), a única chance de sobrevivência para os funcionários talvez fosse tentar atravessar as chamas e fumaça, pular no mar e esperar que algum dos barcos na vizinhança os salvasse – um procedimento sem dúvida fora do comum e familiar. Nenhuma ordem para fazer isso foi dada por algum profissional sênior. Nenhuma pessoa pode imaginar como alguém irá reagir a tal situação de estresse, mas era evidente que nem o gerente da instalação, nem os supervisores seniores, receberam treinamento adequado em como liderar tamanha emergência ou realizaram exercícios de simulação de emergência regulares. Alguns homens a partir de iniciativa própria deixaram os dormitórios e foram salvos. Porém a maioria se manteve dentro da instalação, onde a morte foi inevitável. A dificuldade para lidar com emergências não é incomum. Ludovico (2012) destaca o “viés da normalidade”, onde algumas pessoas, inclusive gerentes e líderes, passam a simplesmente negar a gravidade da situação. Frase como “isso não pode estar acontecendo” são frequentes. Embora trate-se de um mecanismo de defesa natural da mente humana, ele sem dúvida não colabora na sobrevivência diante de situações críticas.

Apesar dos funcionários que pularam ao mar terem sobrevivido, a atitude de atravessar as chamas e pular não é a mais adequada. O mar aberto pode apresentar ondulações severas, dificultando a visualização das pessoas na água para um possível resgate. A chance de ser atirado contra a estrutura da plataforma também deve ser considerada. Em algumas regiões do planeta as baixas temperaturas do oceano causariam a morte em poucos minutos. Destaca-se ainda a presença de tubarões, especialmente frequente devido ao acúmulo de peixes nas proximidades das plataformas. Finalmente, a simples altura do convés em relação à superfície marinha pode ser suficiente para causar lesões potencialmente letais na queda. O ideal é que a

embarcação seja bem projetada, de forma a oferecer rotas de fuga diversas para o acesso à baleeiras, que deve estar em uma área com barreiras antichamas e à prova de explosão.

As origens do acidente em Piper Alpha mostram uma grave falha no sistema de permissão de trabalho, o que ocasionou o evento inicial - vazamento de gás da linha de condensado. Na sequência a esse primeiro acontecimento vieram falhas diversas, como de projeto, em relação à parede antichamas destruída, na gestão da manutenção da plataforma, treinamento deficiente de pessoal e, principalmente, falhas no gerenciamento do controle da emergência e cultura de segurança.

5. O Acidente da Plataforma P-36

O acidente da plataforma P-36 foi o segundo que mais matou na indústria brasileira *offshore*, ficando atrás somente de Enchova Central. O acidente na P-36 acarretou a perda de onze vidas (FIGUEIREDO, 2011). Esta plataforma se encontrava na Bacia de Campos, em um campo denominado Roncador, com o objetivo de produzir óleo e gás. A plataforma estava instalada em lâmina d'água de 1360 m e à ela 28 poços seriam interligados (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2001).

Entrando em produção em maio do ano 2000, o módulo composto pela plataforma P-36 era capaz de processar 180.000 barris/dia de petróleo e 7,2 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural. O escoamento do óleo era feito através de um navio petroleiro com capacidade para armazenar 2 milhões de barris, a unidade P-47. O gás produzido era escoado através de gasodutos. A plataforma era do tipo semissubmersível como ilustrado na figura 12.

Com início às 0 h 22 min do dia 15 de março de 2001, o acidente começou com primeira explosão na coluna de popa boreste, seguida de outra explosão maior na parte superior da coluna e redondezas, 17 minutos depois. Esta segunda explosão levou 11 trabalhadores a óbito. Cinco dias após o início do evento acidental, às 11 h 41 min, a plataforma veio submergir completamente (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2001).

No momento do acidente a embarcação contava com 175 pessoas a bordo, produzindo 85 mil barris de petróleo/dia e 1,3 milhão de metros cúbicos de gás/dia. Dos 28 poços projetados, somente 6 já se encontravam em operação (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2001).



Figura 12 - A Plataforma P-36.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001).

5.1. Descrição do Acidente

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001), o principal fator, ou evento crítico mais provável, que originou o acidente com a plataforma P-36 foi a operação de esgotamento da água do tanque de drenagem de emergência (TDE), localizado na coluna de popa bombordo. Porém, do mesmo modo que no evento de Piper Alpha, não é adequado atribuir à causa do acidente somente a um evento em particular, mas sim uma sequência de falhas.

5.1.1. A Primeira Explosão

A operação iniciada na noite do dia 14 de março de 2001 às 22h21min tinha como objetivo drenar a água contaminada com resíduos oleosos do TDE na coluna de popa bombordo e enviá-la à planta de processo da plataforma, através do *manifold (header)* de produção, que também recebe os fluxos de petróleo e gás natural produzidos na plataforma (FIGUEIREDO, 2011). A figura 13 mostra os tanques de bombordo e boreste, bombas, válvulas e tubulações.

Antes de se iniciar o procedimento, as válvulas de entrada dos TDE de popa bombordo e boreste (na parte superior dos tanques) foram fechadas e a tubulação que interliga os dois tanques foi alinhada à planta de processo. Através da figura 13 é possível observar o alinhamento realizado. No momento da operação os tanques continham aproximadamente metade de suas capacidades. O operador tentou então ativar remotamente a bomba de recalque para que a água oleosa do tanque de bombordo fosse enviada à planta de superfície. Porém, ele não obteve êxito no acionamento a partir da sala de controle, já que por questões de segurança, seu acionamento era feito apenas através de comando local (PETROBRAS, 2001).

Com a falha do acionamento da bomba de recalque e a válvula do *Header* aberta (figura 13) ocorreu fluxo reverso de hidrocarbonetos na tubulação conectada à planta de processo e o TDE de popa boreste foi alimentado através da tubulação, pois uma válvula permitiu a passagem desse fluxo. Na investigação posterior a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001) assumiu que a válvula estava danificada ou parcialmente aberta.

A alimentação do TDE na popa boreste a uma pressão de 10 Kgf/cm² continuou livremente até que a bomba de recalque do TDE de popa bombordo fosse acionada manualmente 54 minutos depois. A medida que o tanque de boreste era abastecido com hidrocarbonetos, havia liberação de gases e sua pressão interna aumentava. Após o acionamento da bomba de recalque através de uma botoeira localizada na coluna, a água bombeada a uma pressão de 19 Kgf/cm², venceu a pressão do fluido oriundo da

planta de processo. Entretanto, devido a válvula dando passagem, essa água foi bombeada tanto para a planta quanto para o TDE de boreste, elevando ainda mais a pressão. Esse escoamento é representado pelas setas na figura 13 (PETROBRAS, 2001).

A pressurização contínua do TDE de boreste fez com que o mesmo começasse a se deformar, já que havia sido projetado para operar próximo à pressão atmosférica. Cerca de duas horas após o início da operação de esgotamento do TDE de bombordo, às 0h22min de 15 de março de 2001, o TDE de boreste veio a se romper mecanicamente ao atingir uma pressão de aproximadamente 10 bar (FIGUEIREDO, 2011). Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001), a ruptura deste tanque se configurou como a primeira explosão relatada por testemunhas.

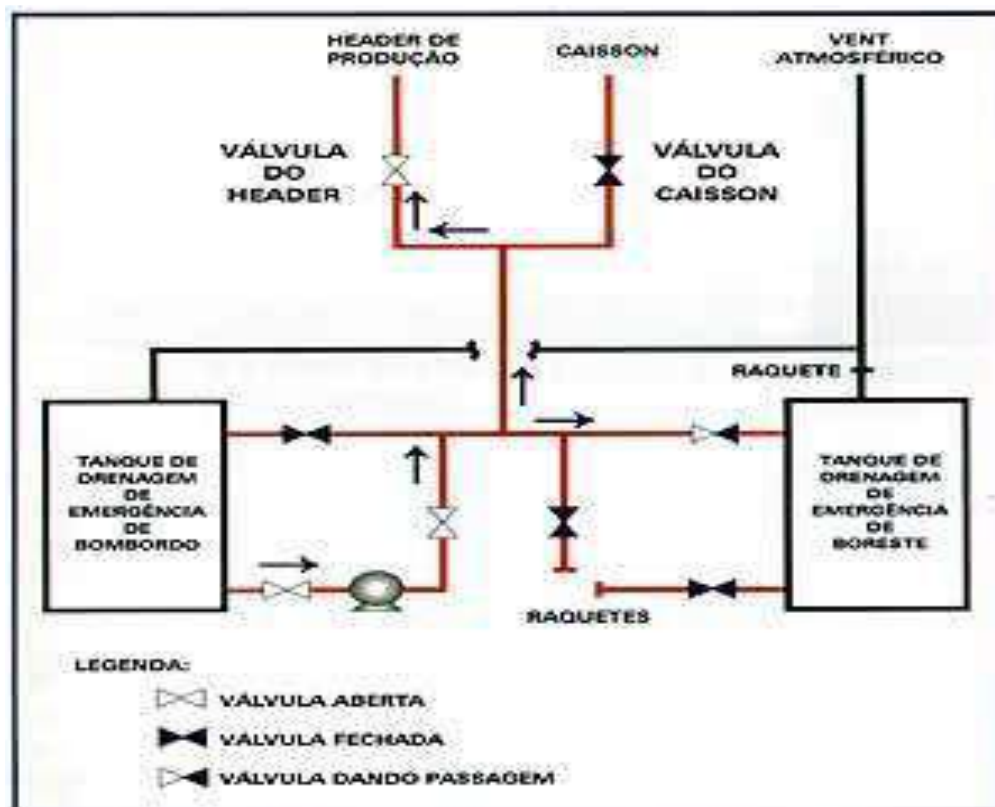


Figura 13 - Fluxograma de Processo do Esgotamento do TDE de bombordo após acionamento da bomba de recalque

Fonte: FIGUEIREDO (2011).

5.1.2. A Segunda Explosão

A avaria ocorrida no TDE de boreste liberou água, óleo e gás contidos em seu interior, além de romper uma tubulação de água salgada de 18 polegadas presente no interior da coluna de popa boreste. Essa tubulação tinha como função alimentar o sistema de resfriamento da planta de separação e também o anel de incêndio da plataforma. Esta linha pode ser observada na figura 14. A queda de pressão nesse sistema de combate a incêndio fez com que a planta de processo entrasse em alerta de incêndio. Esse alerta faz com que a planta de processo pare ao se detectar a presença de fogo ou queda de pressão no anel de combate a incêndios (FIGUEIREDO, 2011).

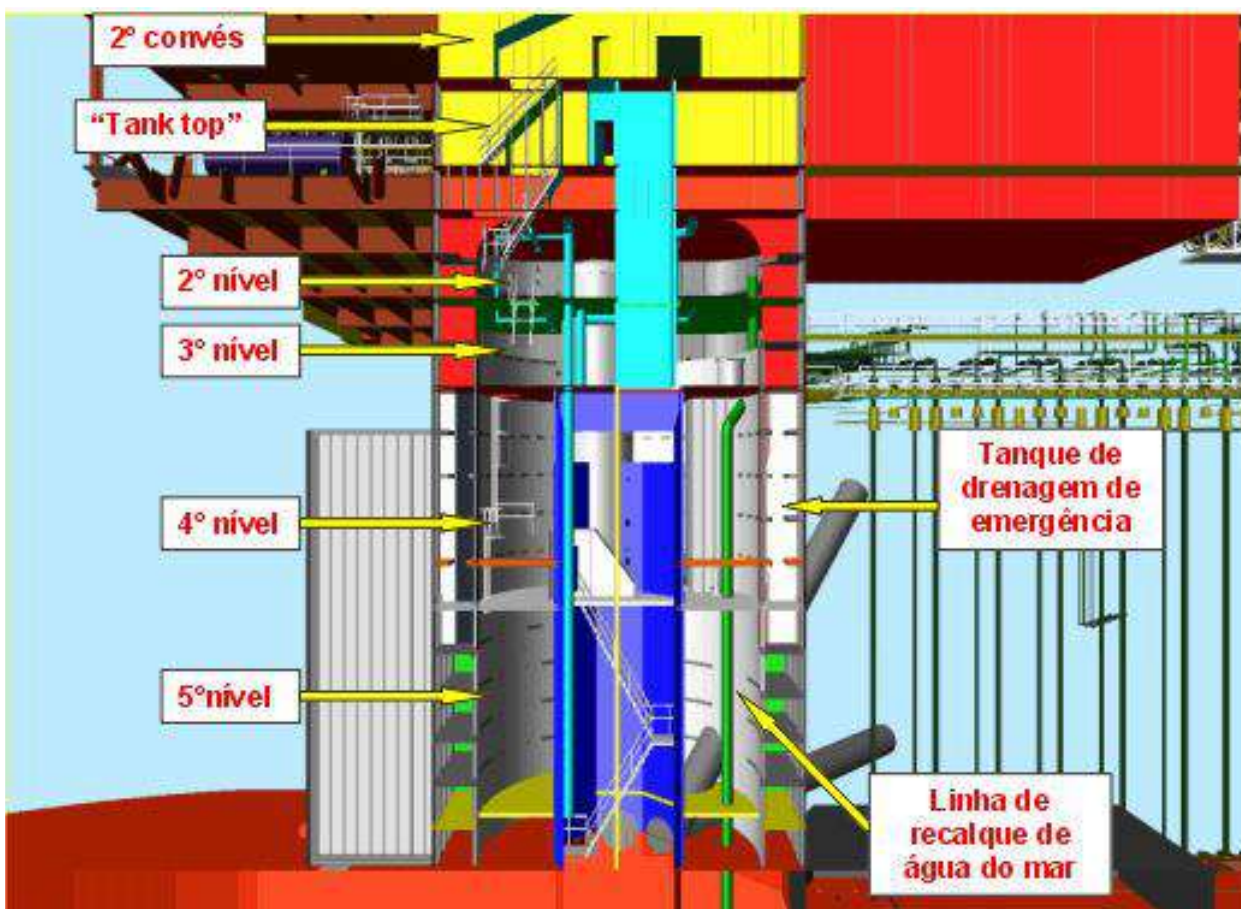


Figura 14 - Esquema da coluna de Popa Boreste.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001).

Os fluidos liberados a partir do rompimento do TDE de boreste, somados à água salgada da tubulação rompida, ocuparam o quarto nível da coluna como mostra a figura 14. Além da avaria nos equipamentos citados, linhas de suspiro e ventilação também foram danificadas, o que permitiu a passagem de gases para conveses superiores. Após cerca de 20 minutos, o acúmulo dos gases na área do convés do *top tank* e segundo convés originou a segunda explosão relatada, ocasionando a morte de onze pessoas da brigada de incêndio da plataforma (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2001).

5.1.3. O Naufrágio

O acúmulo contínuo de água no interior da coluna decorrente do rompimento da tubulação de água salgada alcançou os *dampers* do sistema de ventilação. Estes permitiram a passagem da água para a parte inferior da coluna. Devido a uma falha no funcionamento desses *dampers*, a passagem de fluido foi permitida, quando seu travamento deveria ser automático (Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2001).

Na parte inferior da coluna estavam o tanque de lastro e caixa de estabilidade que auxiliam na flutuação da plataforma. Somadas às falhas nos *dampers* de ventilação, os acessos a esses compartimentos foram deixados abertos no dia anterior para realização de inspeção e reparos. Isso permitiu a passagem da água, inundando coluna, flutuador, tanque de lastro e caixa de estabilidade, causando o adernamento da plataforma. A figura 15 ilustra suas posições na coluna (Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2001).

Segundo a Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001), tentativas de correção da inclinação da plataforma foram feitas através do abastecimento de água ao tanque de lastro da coluna de proa bombordo, localizada diametralmente oposta à coluna avariada. Entretanto, essa medida intensificou a

submersão da plataforma, na medida em que a coluna avariada continuava a ser inundada.

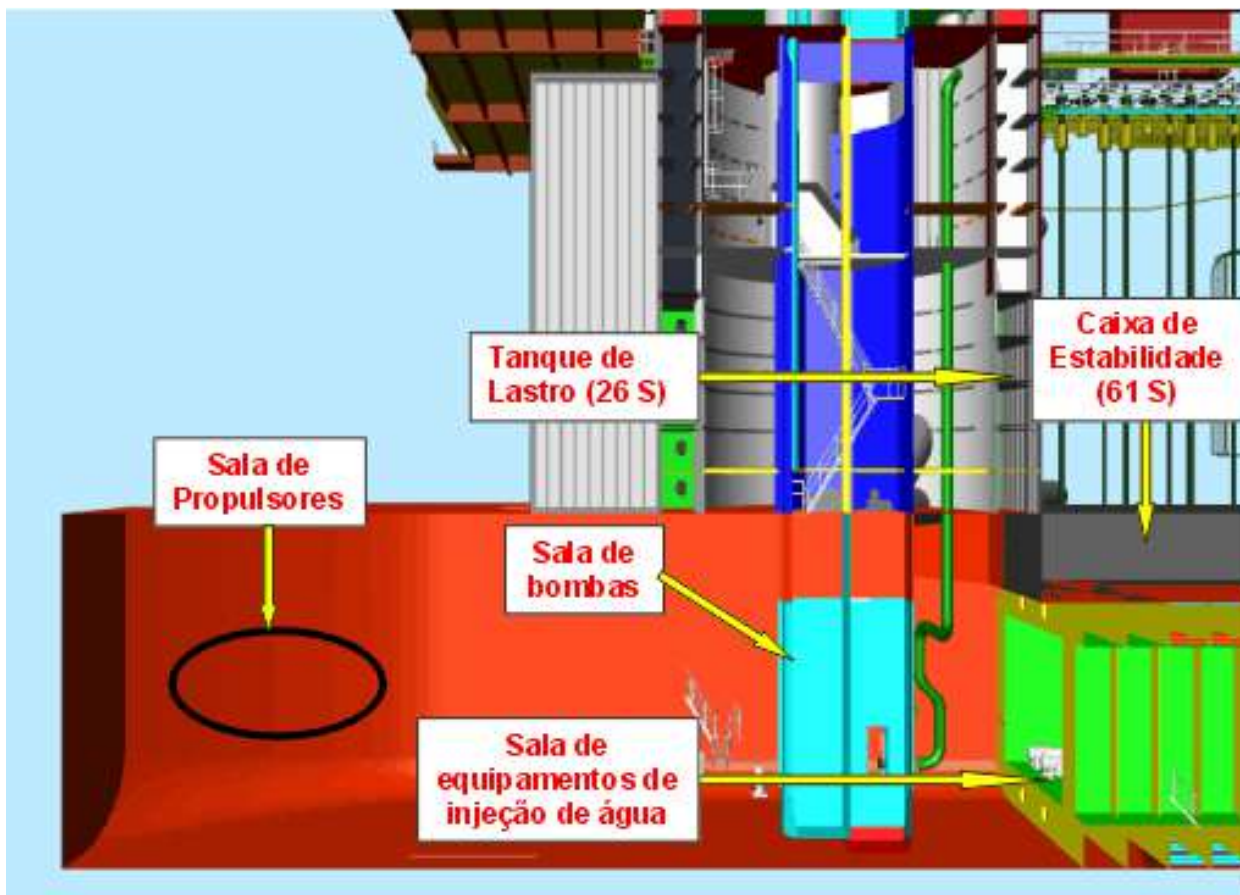


Figura 15 - Parte inferior da coluna de Popa Boreste.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001).

À 1h44min do dia 15 de março foi iniciada a evacuação de 138 pessoas que não eram consideradas essenciais na operação de emergência. A evacuação durou cerca de 2h30min. O restante da equipe foi retirado às 6h03min, quando se esgotaram as possibilidades de se manter a embarcação nivelada.

Diversas tentativas de salvar a plataforma foram feitas após o abandono total da mesma. Em especial, a injeção de nitrogênio e ar comprimido nos compartimentos alagados, a fim de expulsar a água. Nenhuma tentativa surtiu efeito, e a unidade foi a

pique às 11h40min do dia 20 de março (Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2001).

5.2. Análise do Acidente

O acidente da P-36 foi causado por um conjunto de fatores, que isolados, não poderiam culminar no mesmo. Deve-se levar em conta os fatores mais críticos, que foram imprescindíveis para o acontecimento.

Em relatório da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001) foram relatadas não conformidades não só relacionadas a procedimentos de operação, mas também relativos a manutenção e projeto. Deficiências no sistema de gestão operacional das atividades marítimas da empresa também foram identificadas, somadas a planos de emergência falhos.

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001), o fator mais crítico que teria causado o acidente da P-36 foi a operação de esgotamento do TDE de popa bombordo. Esta operação era realizada rotineiramente de forma indevida. Como o tanque era usado frequentemente para armazenar fluidos oriundos de diferentes equipamentos, não se sabia ao certo o conteúdo presente no tanque no momento do acidente.

Esse modo de operar contrariava o manual de operações da planta de processo da plataforma, que estabelecia o uso dos TDE somente em casos emergenciais, quando grandes volumes de petróleo necessitassem ser esgotados de vasos de produção ou grandes volumes de água de produção necessitassem ser estocados. Portanto, já que a plataforma se encontrava em operação normal, os tanques deveriam estar isolados, o que não ocorreu. Além da operação indevida foram identificadas não conformidades e inoperância de indicadores de nível nos TDE.

Um fator que foi crucial para explicar o rompimento do tanque de boreste foi o isolamento do seu suspiro atmosférico (ventilação atmosférica na figura 16). O isolamento foi realizado para prevenir que água do vaso de dreno aberto ingressasse pela linha por transbordamento, já que a descarga desse vaso estava entupida. Para resolver o problema de entupimento a bomba de recalque deste tanque foi removida. As linhas da bomba foram isoladas fechando as válvulas e com raquetes (bloqueio físico), conforme figura 16. A linha de ventilação atmosférica foi bloqueada próximo a entrada do tanque de boreste (figura 16). Deve-se considerar que o tanque já possuía boa capacidade ocupada e após o bloqueio da linha de suspiro ficou muito vulnerável à pressurizações indevidas. Portanto, uma vez que o suspiro foi bloqueado e a bomba de recalque retirada, segundo Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001), o mais correto a se fazer seria o bloqueio físico (raquete) da linha de alimentação do TDE de boreste o que não ocorreu (figura 16). Apenas a válvula foi fechada. Embora o fechamento da válvula poderia em tese isolar o tanque, acidentes anteriores já mostram que válvulas frequentemente permitem a passagem de fundo. O isolamento ideal só é obtido através do uso de raquetes.

A ausência de bloqueio físico no tanque de boreste não foi a única não conformidade observada. A operação de esvaziamento do TDE de bombordo teve ainda a falta de supervisão do coordenador da plataforma ou do supervisor de produção. Além disso, contrariando procedimento operacional, tentou-se enviar o conteúdo dos tanques à planta de processo, quando o padrão seria despejá-lo ao mar.

A tentativa de acionamento remoto da bomba de recalque evidenciou a falta de conhecimento desse sistema, pois a mesma só poderia ser acionada localmente.

Entretanto a não conformidade foi a passagem de fluxo através da válvula do TDE de boreste, seja devido a uma falha mecânica, ou seja devido a fechamento incompleto. Fica evidente a vulnerabilidade do sistema de esgotamento a nível de projeto e operação, pois a soma das falhas sujeitou o tanque à pressurização. O sistema deveria possuir proteções adicionais ou redundâncias que pudessem cobrir eventuais falhas.

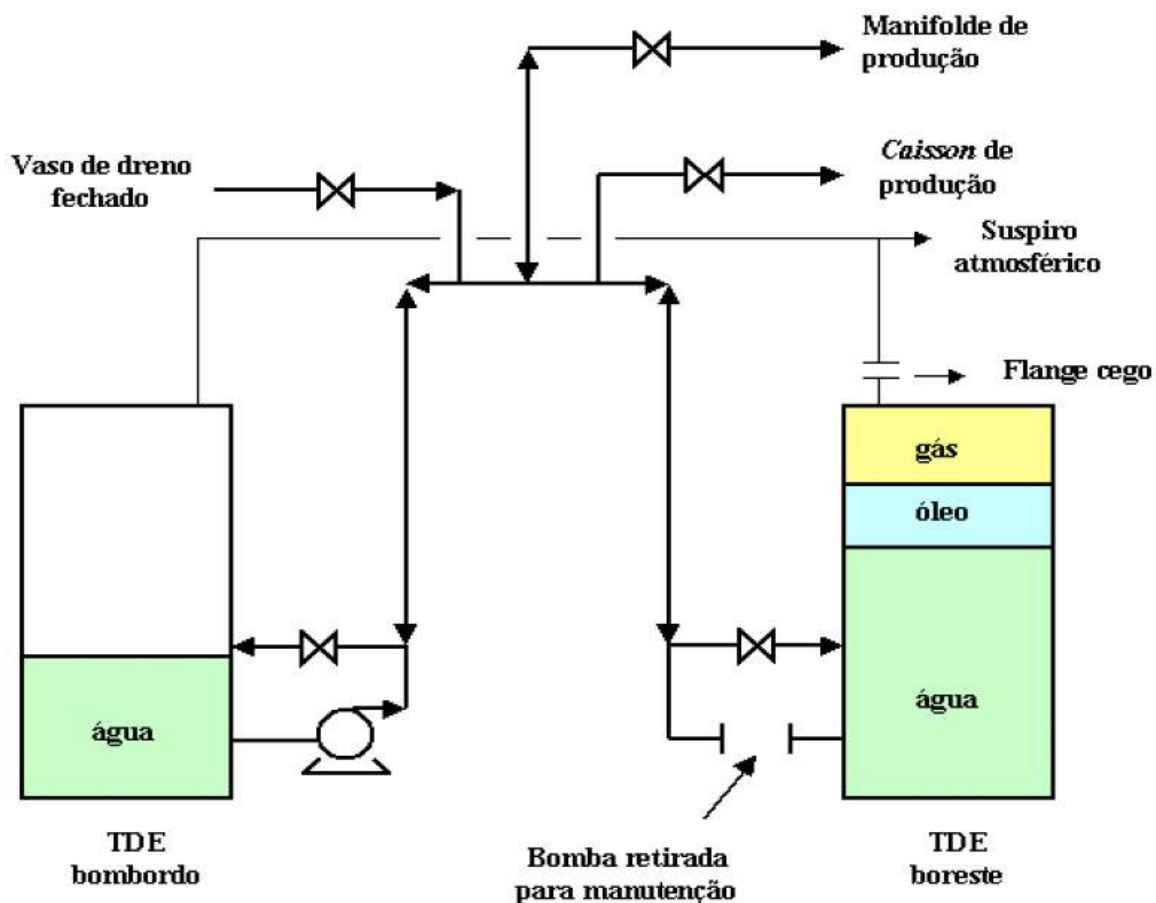


Figura 16 - Isolamento da linha de suspiro

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001).

Após a explosão do TDE de boreste houve vazamento de óleo, água e gás no nível 4 da coluna (figura 14), onde ele se localizava. Esse gás liberado atingiu os níveis superiores até o convés do *tank top* e segundo convés (figura 14) acarretando a segunda explosão. Uma grande falha no gerenciamento de risco foi a não identificação dos níveis 3 e 4 da coluna como áreas de risco de formação de atmosfera inflamável (áreas classificadas). Por esse motivo, não haviam dispositivos que pudessem conter o vazamento ou equipamentos elétricos à prova de explosão. O gás não foi imediatamente detectado após o rompimento do tanque no nível, mas somente por sensores do duto de ventilação e no convés de *tank top*, o que retardou ações corretivas. A figura 17 mostra o duto de ventilação.

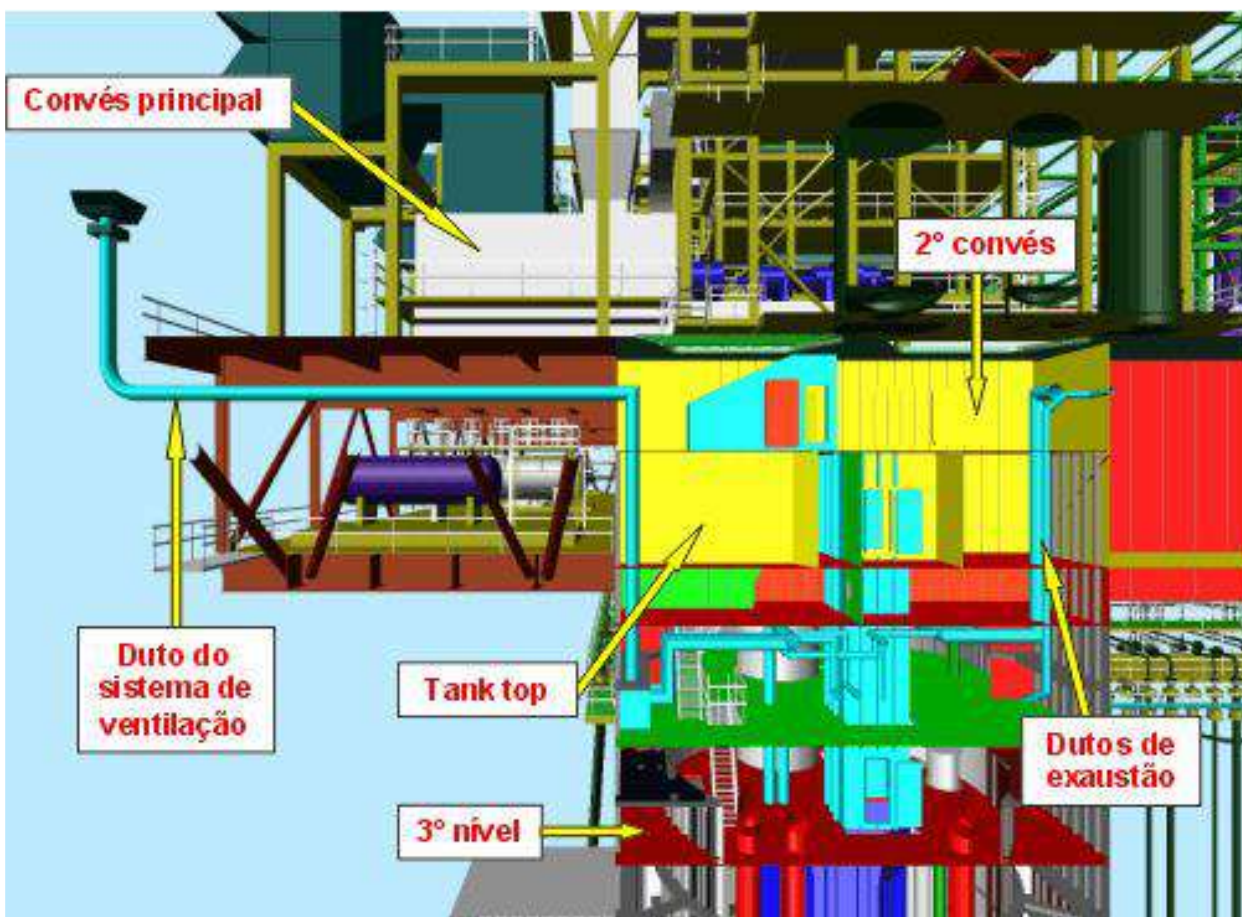


Figura 17 - Parte superior da coluna e sistema de ventilação.

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2001).

Após a depressurização do anel de incêndio e detecção de gás, a equipe de emergência foi acionada. Entretanto, o sistema de comunicação entre a equipe que foi ao local e o comando da plataforma era deficiente, limitando o acesso a informações por parte dos combatentes. Isso pode ter levado a ações que posteriormente se mostraram inadequadas, como a abertura da escotilha do terceiro para o quarto nível, facilitando a propagação do gás. Este gás se acumulou no segundo convés e de *tank top*, entrando em ignição e matando 11 pessoas da equipe.

Destaca-se que a depressurização do anel do incêndio fez com que bombas de água salgada localizadas na base das colunas de popa e proa boreste fossem ligadas, contribuindo com a inundação da coluna de popa boreste através da tubulação rompida. Esse sistema automático aciona as bombas para alimentar o anel de incêndio,

quando há queda de pressão no mesmo. A falha do fechamento dos *Dampers* de ventilação, somada à abertura dos acessos à parte inferior da coluna, possibilitou a inundação dos compartimentos inferiores, sendo determinante para seu adernamento e posterior submersão. Mais uma vez, os procedimentos de operação não foram respeitados, já que a manutenção na caixa de estabilidade estava programada para o dia seguinte, mantendo os acessos abertos desnecessariamente. Pequenos desvios como este, ou como manter portas corta-fogo abertas no caso de Piper Alpha, passam despercebidas quando a cultura de segurança não se apresenta em um nível adequado. Uma característica de projeto importante foi a utilização de uma válvula de admissão do tipo *fail set* ou *fail as is*, na sucção da bomba de água salgada. Este tipo de válvula permanece em sua última posição em caso de falhas. Depois de algum tempo após despressurização do anel de incêndio, a bomba falhou. Porém a inundação prosseguiu através da caixa de mar na coluna, que era conectada à sucção da bomba. O uso de uma válvula *fail safe* não teria criado esse cenário. Todavia, em caso de combate a incêndio é importante considerar que a alimentação do anel seja mantida sempre, não sendo adequada a implementação de uma *fail safe*. Observa-se assim o conflito entre o projeto mais seguro diante da operação normal esperada para uma linha de incêndio e aquele cenário mais seguro em um outro tipo de evento acidental. Debate semelhante pode ser realizado na análise de Piper Alpha, quando as bombas de sucção estavam em modo manual para evitar acidentes com mergulhadores. O projeto seguro em relação à atividade de mergulho acabou mostrando-se ruim durante um incêndio de porte considerável.

O adernamento da plataforma começou quando o TDE de popa boreste foi preenchido com fluidos da planta de processo e do TDE de popa bombordo, desestabilizando a plataforma. Após o rompimento da tubulação de água salgada, esse adernamento foi intensificado devido a inundação da coluna. Nesse momento ficou evidenciada a falta de treinamento e coordenação das equipes de emergência, quando da tentativa de compensar a inclinação, preencheram a coluna diametralmente oposta com água do mar. Uma melhor opção seria utilizar a própria água de lastro da embarcação, sem aumentar o peso total, evitando submergi-la. Porém, isso seria muito difícil, pois duas bombas de recalque se encontravam fora de operação, evidenciando

uma séria não conformidade em relação à manutenção. Adicionalmente, nenhuma ação para combater o alagamento da coluna danificada ou retirar a água que a inundava foi tomada.

6. O Acidente da Deepwater Horizon

A descrição do acidente com a Deepwater Horizon será baseada majoritariamente no relatório oficial do acidente publicado pela British Petroleum (2010).

No dia 20 de Abril de 2010, o poço de Macondo entrou em *blowout* acarretando a morte de 11 pessoas. O evento causou o naufrágio da plataforma de perfuração Deepwater Horizon e derramou mais de 4 milhões de barris de óleo cru no Golfo do México. O derramamento perturbou a economia da região, atrapalhando a atividade pesqueira, os habitats naturais de animais locais e trouxe à tona os riscos da exploração de óleo e gás em águas profundas (CHRISTOU, KONSTANTINIDOU 2012).

O poço de Macondo era localizado no bloco *Mississippi Canyon 252* à aproximadamente 77 km da costa da Louisiana. Uma estimava inicial da empresa operadora do poço indicava que o reservatório continha de 50 a 100 milhões de barris de óleo, estando localizado em lâmina d'água de aproximadamente 1500 metros. A perfuração do poço começou em 2009 com a plataforma *Marianas*, porém um furacão a danificou, sendo substituída pela plataforma *Deepwater Horizon*. A plataforma pode ser visualizada na Figura 18 (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Por volta de 21h45min gás metano originado do poço sob alta pressão percorreu toda a coluna, expandiu-se sobre a plataforma e entrou em ignição, causando uma grande explosão, que tomou a plataforma em chamas. A maioria dos trabalhadores escapou através de baleeiras e foram resgatados por barcos ou helicópteros. Entretanto, onze trabalhadores ficaram desaparecidos, mesmo após um trabalho de busca que durou três dias. Exaustivas tentativas de apagar as chamas foram feitas, mas não obtiveram sucesso. Depois de queimar por aproximadamente 36 horas, a plataforma naufragou na manhã do dia 22 de Abril de 2010. Contudo, o vazamento transcorreu ainda por mais 87 dias, resultando em um desastre ambiental sem precedentes (CHRISTOU, KONSTANTINIDOU, 2012).



Figura 18 - Plataforma Deepwater Horizon.

Fonte: www.eoearth.org/view/article/161185

6.1. Descrição do Acidente

6.1.1. Pré – Acidente

A Plataforma *Deepwater Horizon* foi contratada em substituição à *Marianas*, que fora danificada por um furacão, voltando as operações do poço em 6 de Fevereiro de 2010. Um vazamento no *Blowout Preventer* (BOP) foi notado em um dos dois sistemas

controladores no BOP⁴. Como somente um estava defeituoso, seu acionamento foi endereçado ao outro e o vazamento foi contido (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Em Março de 2010, durante a perfuração, uma maior pressão da formação causou a entrada de fluido no poço, travando o tubo de perfuração. Um desvio foi feito e um novo revestimento foi projetado, para conter essa pressão (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Já em Abril, ocorreram duas perdas de circulação a profundidades de aproximadamente 5500 m e 5600 m. Esse cenário ocorre quando a lama de perfuração é absorvida pela formação, causando risco de perda da pressão hidrostática e consequente perda do controle do poço. O problema foi contornado com introdução de material de alta viscosidade (Deepwater Horizon Study Group, 2011). A Figura 19 ilustra a perfuração de um poço.

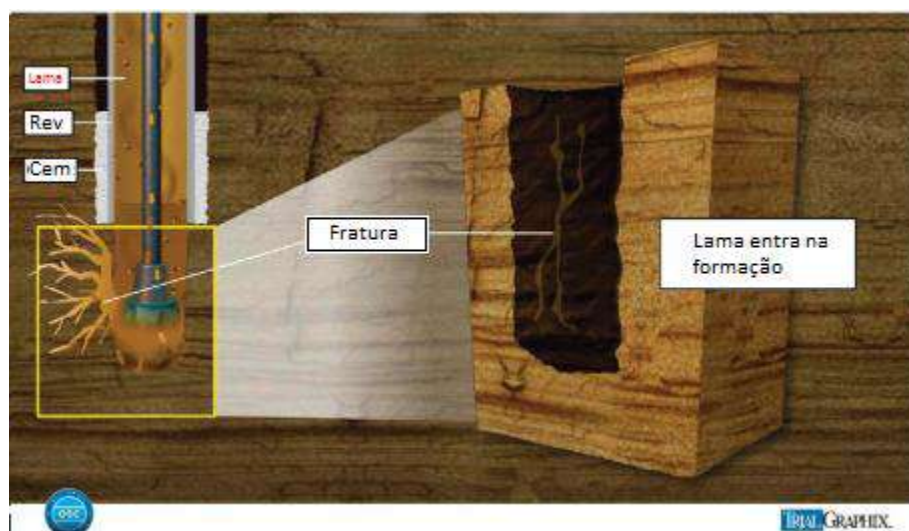


Figura 19- Esquema de perda de circulação.

Fonte: BRITISH PETROLEUM (2011).

⁴ Os controladores são responsáveis por receber sinal elétrico e atuar hidráulicamente as gavetas do BOP. Para a operação prosseguir, pelo menos um dos dois controladores deve estar operacional (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Devido aos problemas causados pela formação frágil, um revestimento longo e reto juntamente a um cimento mais leve, com nitrogênio disperso, foi utilizado. Para poupar custos e tempo de operação, essa opção foi feita em detrimento da utilização de um revestimento mais curto, com *tie-backs* que se sobrepõem e oferecem maior proteção. Os altos custos da exploração em águas profundas aliado ao atraso em virtude dos danos sofridos pela plataforma anterior (Marianas) pressionavam toda a gerência. Era importante efetuar logo o processo. A busca e pressão por desempenho, necessária para a sobrevivência da empresa, algumas vezes entra em conflito com parâmetros de segurança. No jogo de prioridades alguns requisitos de segurança podem ser abandonados.

O revestimento é uma barreira metálica que isola o poço da formação que pode conter hidrocarbonetos. Ele se inicia na cabeça do poço, indo até sua base. O *design* em *tie-back* une por cimento o revestimento com *liners*, criando barreiras adicionais. O *liner* é semelhante ao revestimento, porém não se inicia na cabeça do poço.

Durante o teste do cimento, a empresa responsável relatou à operadora que o poço tinha probabilidade moderada de problemas com vazões de gás (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

No dia 15 de Abril a operadora pediu autorização à autoridade reguladora para realizar uma completação para produção, reprojutando mais uma vez o design dos revestimentos. A empresa encomendou um teste à prestadora de serviço, utilizando 7 centralizadores para a cimentação de produção. Porém, dessa vez o teste indicou que poço tinha severa probabilidade de problemas com vazões de gás. Com dados divergentes, o *design* previa o uso de 21 centralizadores, mas foram usados somente 6, instalados no dia 18 de Abril. O uso de menos centralizadores do que o recomendado agilizou a operação, já que os demais não estavam disponíveis no local. Contudo, isso pode ter contribuído para o contato entre o revestimento metálico e a formação rochosa, obstruindo o espaço destinado ao cimento. Durante o tempo de pega uma falha pode ter sido gerada, não isolando o poço corretamente. Um esquema da operação pode ser observado na Figura 20 (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

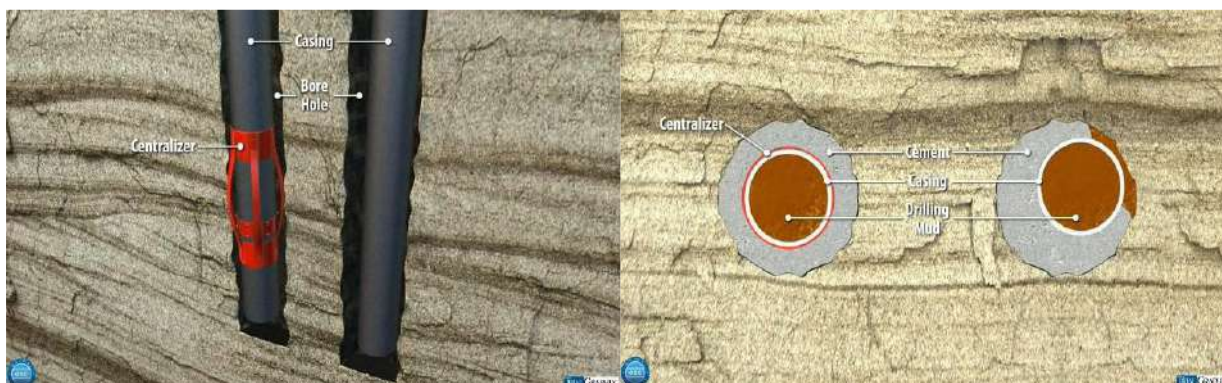


Figura 20 - Problemas causados pela não centralização do revestimento.

Fonte: National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011).

Após a descida do revestimento até aproximadamente 5580m foi feita uma tentativa de circulação, para retirada da lama, detritos e hidrocarbonetos. Entretanto, algumas ferramentas estavam travadas e ciclos adicionais de pressão foram feitos. Os sensores registraram elevada pressão de 3142 psi, que foi interpretada como sendo um dado impreciso (falha do sensor). A operação deveria ocorrer normalmente com pressões entre 400 a 700 psi (Deepwater Horizon Study Group, 2011). Aqui pode-se observar novamente o comportamento humano se refletindo na segurança de processos. O “viés da normalidade” definido por Ludovico (2012) faz com que o valor de pressão 5 vezes superior ao normal fosse negado, e atribuído a um familiar erro de sensor.

Por receio de dano à formação frágil, ao invés de se fazer uma circulação completa para limpeza do poço, somente metade do volume entre o revestimento e a formação foi circulado, contrariando boas práticas da empresa de cimentação. Devido a mudança do padrão, a empresa de cimentação realizou uma técnica diferente, introduzindo um *sandwich* de cimento, com uma camada interna de cimento com nitrogênio disperso, alternado por cimento convencional. Essa técnica torna difícil monitorar o volume de cimento injetado e conseqüentemente detectar perdas (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

6.1.2. O *Blowout*

No dia 20 de Abril às 00h36min todo o cimento havia sido introduzido no poço e testes de pressão confirmaram a vedação de selos e o poço em condição estática. Para realizar o abandono temporário do poço, foi planejada a instalação de um tampão de cimento a aproximadamente 1000 m abaixo do leito marinho, contrariando regulações que permitem somente até 300 m abaixo do mar. Mais tarde no mesmo dia, responsáveis da empresa operadora da plataforma dispensaram os serviços de empresa terceirizada de *cement bond log* (Deepwater Horizon Study Group, 2011). Este tipo de serviço teria a função de analisar a ligação entre o cimento, o revestimento e a formação através de avaliação da ressonância acústica (Schlumberger, 2014).

O risco envolvido na operação não foi avaliado de maneira correta, ao negar o serviço de *cement bond log*. Este serviço poderia caracterizar o sucesso ou não da operação de cimentação, evitando assim o acidente. (British Petroleum, 2010).

No mesmo dia, um teste de pressão no poço foi realizado, a fim de verificar se havia fluxo em direção à formação, obtendo resultado negativo para vazamentos. Entretanto, a pressurização foi feita 10 horas e meia após o fim da operação de cimentação, contrariando cálculos de tempo de pega de 48 horas, por parte da prestadora de serviços (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Às 13h28min do dia 20 de Abril deu-se início a operação de instalação do tampão de cimento, primeiramente bombeando a lama de perfuração do poço para uma embarcação de suprimento localizada ao lado. Simultaneamente foi realizada limpeza do poço com fluxo de água do mar. Isso tornou impreciso o monitoramento das quantidades bombeadas no *trip tank*. Este tanque é responsável por enviar e receber fluidos do poço, de modo a controlar os volumes. Este controle é feito com o intuito de se controlar a pressão hidrostática no poço e monitorar se há perda de circulação. (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Utilizando o BOP, através das linhas de atuação *kill* e *choke*, para fazer a circulação da lama mais pesada, substituindo-a por água do mar, o poço entrou em

condição de *underbalance*. Com as bombas desligadas, o esperado era a pressão destas caírem até zero e volume compatível de fluido voltar, o que não aconteceu, evidenciando que o poço não estava bem isolado da formação. Credo em vazamento no BOP, foram fechadas as linhas e gaveta anular com mais pressão. Entretanto a pressão da coluna subiu inesperadamente de 273 psi a 1250 psi em 6 minutos (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

O teste prosseguiu abrindo a válvula da coluna, o que gerou um volume de retorno de 15 barris, quando o esperado era de 3,5 barris. Ela foi então novamente fechada e períodos de queda e subida na pressão foram observados entre 17h e 20h. Ao final, quase não foi mais observado volume voltando por uma linha no BOP, gerando um falso positivo de que o poço estava bem isolado. Todavia, foi observada pressão no interior da coluna, quando esta devia ser zero, sendo ignorado mais uma vez pelos responsáveis (British Petroleum, 2010). Investigações do acidente posteriormente mostraram que isso se deu provavelmente devido a entrada de lama na linha, obstruindo-a. A Figura 21 mostra um esquema desta linha. (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

A operação de troca dos fluidos deu prosseguimento com a substituição da lama de perfuração por água salgada. Como a água salgada é menos densa que a lama (8,6 ppg e 14,7 ppg, respectivamente) era de se esperar um decréscimo na pressão no interior da coluna de perfuração. Apesar disso, às 21h o sensor de pressão registrou um aumento de 1250 psi para 1350 psi (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Este aumento deixou claro que o poço não estava bem vedado em relação à formação e que hidrocarbonetos fluíam para dentro do revestimento, pressurizando sensores que indicavam este cenário. Já que a vedação mecânica havia sido vencida, a barreira próxima barreira seria a pressão hidrostática exercida pela coluna de fluidos no poço. Contudo, a lama mais densa estava sendo substituída por água salgada mais leve, fazendo com que a pressão do reservatório fosse maior do que a pressão hidrostática no poço e contribuindo para um fluxo cada vez maior de hidrocarbonetos.

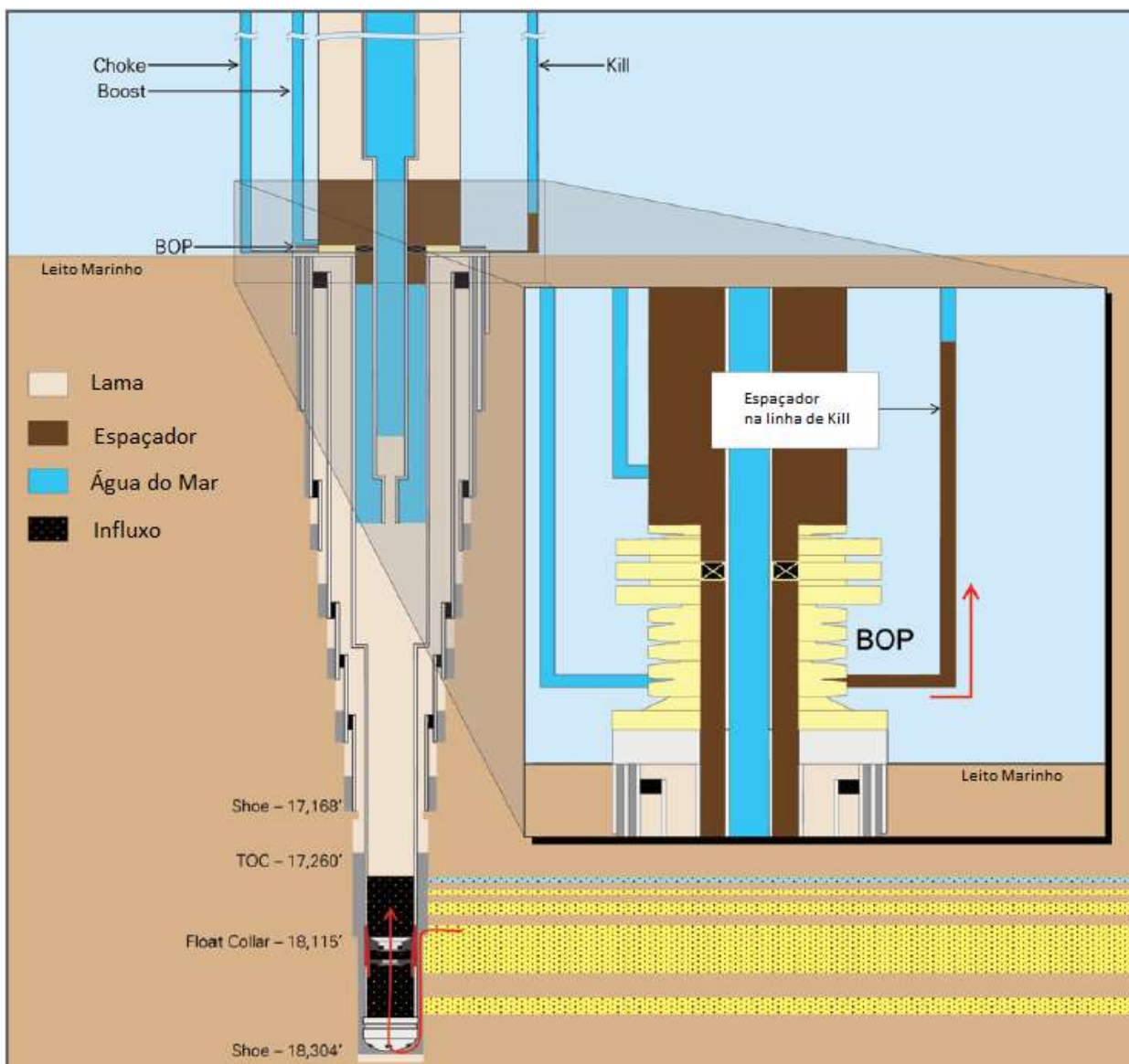


Figura 21 - Provável caminho feito pela lama.

Fonte: BRITISH PETROLEUM (2010).

Logo após, as bombas de atuação foram desligadas para realização de teste na lama que saia do poço. Ao invés da pressão na coluna cair ela continuou aumentando de forma irregular, com picos de queda e aumento, como evidenciado na Figura 22 (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

A linha em vermelho (Figura 22) mostra a pressão registrada no interior do poço. Durante a troca de fluidos ela diminuía como esperado, até a vazão de bombeio se

manter constante. Neste momento era esperado que a queda pressão se mantivesse constante. Contudo, foi notado um aumento de pressão indicando o fluxo de hidrocarbonetos. Após o desligamento das bombas esse aumento de pressão foi ainda maior, quando o esperado era a manutenção da pressão no interior do poço. As linhas azul e verde (Figura 22) mostram os volumes que entravam e saíam do poço. O esperado é que elas se mantivessem próximas. Entretanto, durante o bombeio a vazão constante o vazão de saída era maior, continuando a fluir mesmo com o desligamento das bombas. Isso evidenciou o fluxo de hidrocarbonetos para dentro do poço, que expulsava os fluidos presentes nela, mesmo com bombas desligadas.

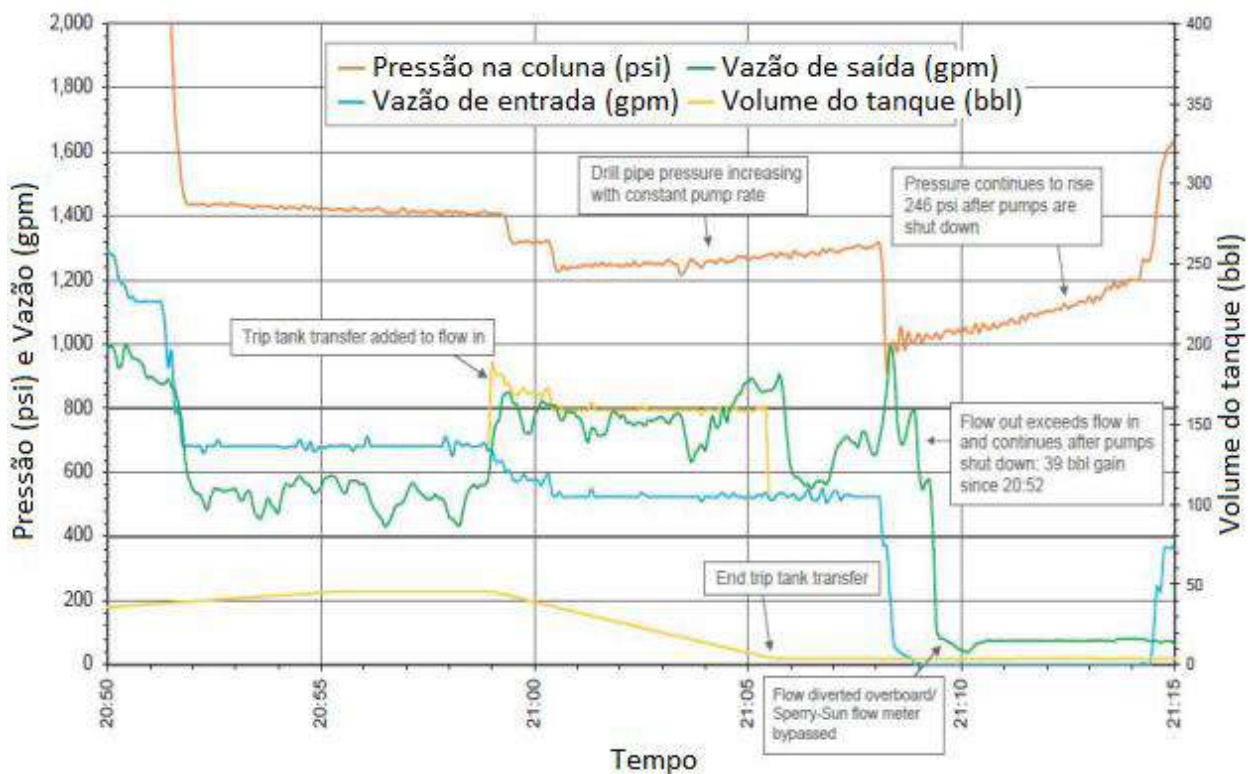


Figura 22 - Pressão e volumes de fluido na Deepwater Horizon.

Fonte: National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling (2011).

Um dos requisitos fundamentais nas operações de perfuração e completação é o constante monitoramento de indícios de influxo de hidrocarbonetos e sua prevenção. Dados como volumes retornados, pressões e vazões devem ser observados e

interpretados. Entretanto, no caso de Macondo, esses indícios não foram corretamente interpretados (British Petroleum, 2010).

Segundo análise da British Petroleum (2010), as primeiras indicações de influxo poderiam ter sido observadas às 20h58min, como valores de pressão e volumes retornados. Entretanto, provavelmente devido à realização de operações simultâneas de transferência de lama e atividades de finalização do poço, os valores não foram monitorados e o pessoal de sonda só percebeu o fluxo de hidrocarbonetos quando estes adentraram o *riser* marinho às 21h38min.

Durante a ocorrência de influxo no poço e conseqüente perda de controle do mesmo, ações rápidas e eficazes devem ser tomadas para controlar e parar condições de deterioração do poço. Para isso, uma tripulação bem treinada e experiente é necessária, especialmente quando há perda de controle do poço e aumento da vazão de hidrocarbonetos (British Petroleum, 2010).

Por volta de 21h45min a plataforma foi inundada com fluidos do poço que vinham descontroladamente, provavelmente água, lama e hidrocarbonetos. Funcionários tentaram alinhar esse fluxo com a planta de separação, porém a mesma não tinha capacidade para tratar tal vazão. Subitamente a pressão da coluna subiu a 5730 psi e gás se expandiu pela plataforma, causando a falha dos geradores elétricos e conseqüentemente a queda da energia. A falha dos geradores pode ser explicada, pois estes equipamentos eram alimentados a ar, que saturado de gás vieram a falhar. Foram feitas tentativas de fechar o poço através da atuação da gaveta de corte do BOP e desconexão emergencial do *riser* e coluna, ambas insatisfatórias (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Após alguns segundos da queda de energia, ocorreu a primeira explosão na plataforma, seguida rapidamente de uma segunda. Estas ocasionaram a morte de 11 pessoas. Um chamado de socorro foi feito pela Deepwater Horizon e deu-se início a evacuação. A evacuação foi mais lenta que o planejado, pois vários alarmes de fogo e gás na plataforma haviam sido desativados com o intuito de não acordar tripulantes a noite (Deepwater Horizon Study Group, 2011). Do mesmo modo que as portas corta-

fogo abertas em Piper Alpha, esse pequeno desvio da operação deveria ter sido observado e corrigido.

O impacto da explosão causou desorientação dos funcionários à bordo. Uma parte tentava escapar da embarcação, enquanto alguns tentavam controlar a emergência. O comportamento humano em cenários acidentais pode ser complexo. A ausência de simulação e treinamentos impede que os funcionários se tornem familiarizados com o seu papel na emergência. Algumas rotas de fuga estavam impossibilitadas devido ao dano causado pelas explosões. Foi relatado que o sistema de ventilação descarregava dióxido de carbono (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Algumas pessoas escaparam utilizando uma boia descida da plataforma. Entretanto esta estava conectada à plataforma e eles tiveram que saltar ao mar. Juntamente com aqueles que saltaram diretamente, eles foram resgatados por uma lancha de resgate enviada pelo barco de suprimento na redondeza. Por fim, as 10h22min do dia 22 de Abril, a plataforma veio a afundar (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Segundo relatório da British Petroleum (2010), nenhuma ação para controle do poço foi tomada até que os hidrocarbonetos alcançassem o *riser* marinho. Então, minutos depois, a gaveta anular do BOP foi acionada. Entretanto, durante 5 minutos ela deu passagem a hidrocarbonetos até atingir vedação completa. Essa medida tomada tardiamente permitiu o desprendimento de hidrocarbonetos na plataforma. Este fluxo foi então direcionado ao separador lama-gás, que foi rapidamente sobrecarregado, não evitando o espalhamento de hidrocarbonetos na superfície. Uma tentativa de desconexão de emergência foi feita, porém sem sucesso. Isso teria vedado o poço e desconectado o *riser* do BOP. As medidas de controle tomadas tardiamente evidenciam a falta de preparo e ausência de um protocolo de emergência bem definido por parte da tripulação, para lidar com situações onde há perda de controle e crescimento exponencial de vazão.

A Figura 23 esquematiza os equipamentos presentes na superfície da Deepwater Horizon. Nela observa-se o *diverter* que direciona os fluxos para diferentes equipamentos, as linhas que os conectam, válvulas, instrumentação, o separador gás-lama e as linhas de *overboard* e *starboard*, que nada mais são do que linhas abertas direcionadas ao mar.

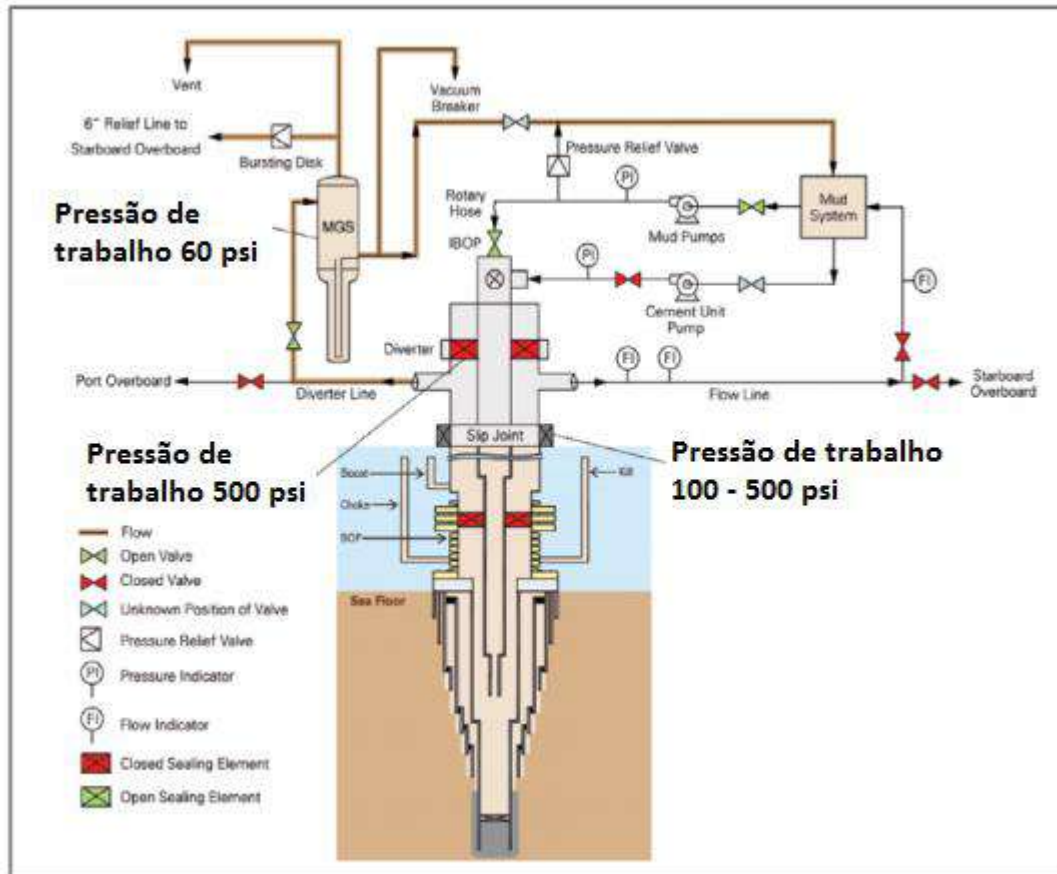


Figura 23 - Esquema dos equipamentos de superfície da Deepwater Horizon.

Fonte: BRITISH PETROLEUM, (2010).

O separador gás-lama foi projetado para separar somente pequenos volumes de gás presentes na lama. O gás posteriormente é ventilado para a atmosfera em uma localização segura, como ilustrado na Figura 23. O separador é um sistema de baixa pressão e seus limites foram excedidos ao receber a alta vazão e alta pressão de hidrocarbonetos. Segundo Deepwater Horizon Study Group (2011), este fluxo causou a sobrecarga no sistema, que na verdade, ajudou a dispersar gás e líquido por uma

grande área da plataforma através da linha de ventilação, incluindo áreas de ignição em potencial como equipamentos elétricos e sala de motores. A Figura 24 ilustra essa situação através de uma simulação que mostra os limites de explosividade inferior e superior.

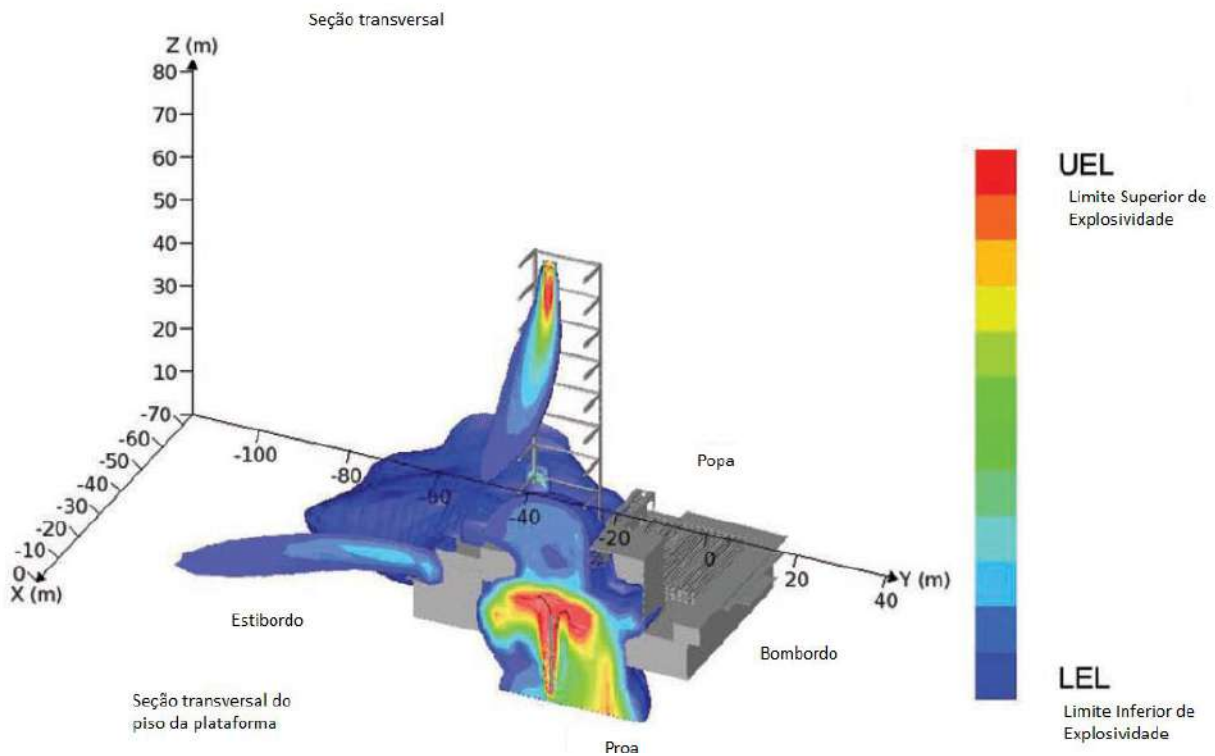


Figura 24 - Modelo de dispersão do gás após 240 segundos.

Fonte: Deepwater Horizon Accident Investigation Report, (2010).

A decisão tomada contrariou procedimentos de operação da plataforma para casos de rápida expansão do gás no *riser* marinho. Estes indicam que o fluxo deve ser direcionado pelo *diverter* para a linha de *starboard*. Essa linha que descarregaria a estibordo da plataforma possui diâmetro de 14 polegadas, maior do que a linha de alívio do separador. Simulações feitas posteriormente ao acidente indicam que o uso desta linha teria evitado a dispersão de gás sobre a plataforma, como evidenciado na Figura 25.

No projeto de ambientes onde substâncias perigosas podem estar presentes é comum existirem níveis secundários de proteção. No caso de *Deepwater Horizon*, essa

camada secundária era um sistema de proteção que ao detectar a presença de gases de hidrocarbonetos acionava um alarme que desligava automaticamente sistemas de ventilação e *dampers*. Com a ventilação fechada, impedia-se o ingresso do gás em áreas classificadas que continham equipamentos elétricos (British Petroleum, 2010).

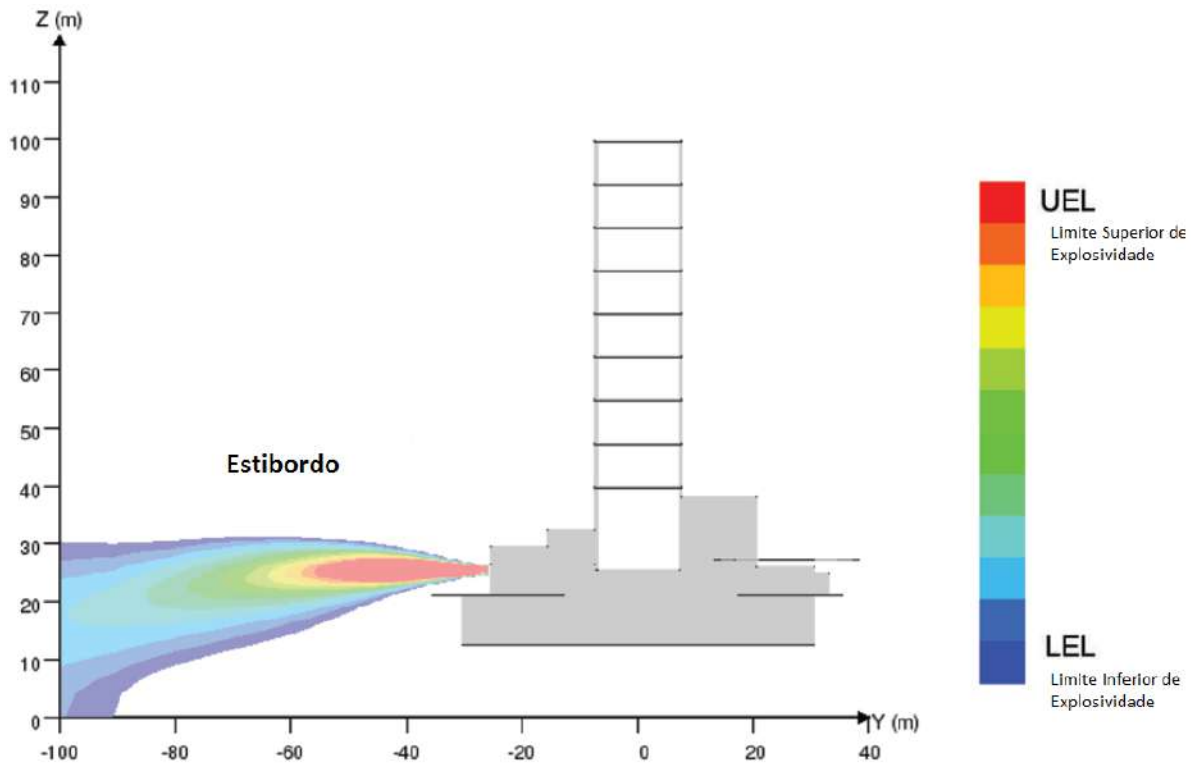


Figura 25 - Modelo de dispersão do gás, caso desviado ao redor da plataforma.

Fonte: Deepwater Horizon Accident Investigation Report (2010).

Para a Deepwater Horizon Study Group (2011), todos os sistemas críticos de proteção falharam ao impedir que hidrocarbonetos alcançassem as fontes de ignição. Os ventiladores da sala de motores não desligaram automaticamente. Testemunhas indicaram que muitos sistemas haviam sido postos em modo manual, o que inviabilizou sua ativação a tempo de prevenir a explosão, já que a sequência de eventos se desencadeou rapidamente. Embora o modo manual evitasse paradas desnecessárias por falsos alarmes, esse desvio reduziu os níveis de segurança da plataforma.

Segundo a British Petroleum (2010), após a perda de controle do poço, todos os métodos de emergência disponíveis para operar o BOP foram insuficientes para isolar o poço. Entretanto, os métodos não eram totalmente independentes e, portanto, falhas simples podem afetar mais de um método de operação. O único modo de isolar o poço no BOP era fechar a gaveta de corte, que cisalha o tubo e veda o poço.

Após a primeira explosão o supervisor de *subsea* tentou operar a sequência de desconexão emergencial, que também fecharia a gaveta de corte. Entretanto, a explosão danificou os cabos de atuação, não permitindo seu acionamento. Nessas situações existe um sistema de acionamento automático, que permite o acionamento da gaveta de corte em caso de perda de comunicação elétrica e hidráulica. Para isso, um dos dois sistemas de controle localizados no BOP precisa estar funcional. Testes realizados após o acidente indicam que ambos apresentavam problemas. Um possuía uma bateria descarregada e outro um problema em uma válvula solenóide. Se as duas condições existiram durante o acidente, este foi o provável motivo do não funcionamento do sistema automático (British Petroleum, 2010). Não há registros em relatórios de manutenção, que o BOP havia sido testado previamente à sua instalação no poço de Macondo. O fabricante do BOP também relatou que peças não originais foram utilizadas na válvula solenóide de um dos 2 sistemas de controle do BOP. Além do já relatado, havia indícios de vazamento nesses sistemas, durante a investigação.

6.1.3. Pós – Blowout

Depois do naufrágio da Deepwater Horizon algumas tentativas foram feitas para conter o derramamento no Golfo do México, que se postergou por mais 83 dias após o acidente (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

Intervenções com ROVs (robôs submarinos) para fechar gavetas do BOP, instalação de caixa de contenção e injeção de lama pesada tiveram insucesso. Através do fechamento da coluna, a remoção do *riser* danificado e instalação de outro BOP

acima do original, o derramamento começou a ser controlado. Então, fluido pesado foi bombeado no poço para que a pressão hidrostática fosse maior que a pressão da formação e com posterior perfuração de dois poços de alívio. Finalmente o poço foi controlado e vedado (Deepwater Horizon Study Group, 2011).

6.2. Análise do Acidente

Como descrito em outros acidentes, as causas para o ocorrido em Macondo se encontram em uma complexa e interligada rede de eventos, como falhas mecânicas, julgamentos humanos, projetos de engenharia e implementação operacional. A cultura de segurança de cada uma das empresas envolvidas foi testada ao extremo. Pequenos desvios acabaram por fazer parte da rede de eventos que construiu o acidente.

Durante investigação do acidente pela British Petroleum (2010) foram destacados quatro fatores críticos.

- A integridade do poço não estava estabilizada ou falhou.
- Hidrocarbonetos não detectados entraram no poço e o controle do mesmo foi perdido.
- Os hidrocarbonetos entraram em ignição na *Deepwater Horizon*.
- O BOP não vedou o poço.

A decisão tomada no início da operação de instalar um revestimento reto e longo, ao invés de outros mais curtos seguidos de *tie-backs*, somado às características da formação que absorvia fluidos, levou a prestadora de serviços a desenvolver uma formulação mais complexa para o cimento, com introdução de nitrogênio. Testes desenvolvidos posteriormente, indicaram que a mistura utilizada não era muito estável e pode ter havido liberação de nitrogênio. O uso de óleo de deslocamento, além da falta de uso de aditivos contra perda de fluidos para a formação podem ter contribuído para

a contaminação do cimento. Além do cimento no anular, foi evidenciado que o tampão de fundo e as válvulas de fundo falharam e deram passagem para hidrocarbonetos no interior da coluna.

O acidente ocorrido em Macondo foi o conjunto de sucessivos erros que vieram a culminar nas explosões e perda da plataforma. Esses erros possuem forte origem de cunho gerencial, durante o desenvolvimento do trabalho e em falhas de projeto durante as mudanças ocorridas. Desde o início das operações vários indícios foram dados de que problemas poderiam ocorrer, sendo porém, ignorados.

Houve problemas de comunicação entre a operadora e empresas contratadas, além de não conformidades com padrões e regulamentações. Ao ignorar a realização de teste de avaliação do cimento, além dos indícios prévios de perigo, a operadora fez uma má avaliação de risco, sendo crucial para o desencadear dos fatos.

O acidente evidenciou a falta de treinamento e preparo do pessoal envolvido, ao ignorar sinais e ao realizar atividades simultâneas sem monitoramento preciso da condição do poço. A falta de um plano de emergência bem definido, além de um fator de projeto que evitasse o direcionamento ao separador gás-lama, foram decisivos depois que o *blowout* já ocorria.

Por fim, o mau gerenciamento da manutenção foi crucial, inabilitando as medidas corretivas tomadas depois do *blowout*. A opção de deixar o sistema de alarmes em manual e o mau funcionamento do BOP foram decisivos para a perda das vidas e da plataforma.

7. Metodologia da Árvore de Falhas

A avaliação de risco é a determinação qualitativa ou quantitativa do risco de uma planta industrial. Isto inclui a identificação de um ou mais cenários acidentais e a análise de possíveis consequências. A análise da consequência descreve o dano esperado, que inclui fatalidades, danos ao meio ambiente e a bens de capital, além de dias de paralisação das atividades (CROWL, LOUVAR, 2002).

O risco é o produto da probabilidade algo acontecer pela severidade (danos) do cenário. No setor industrial cada empresa define quais níveis de risco são aceitáveis ou não, como ilustrado na Figura 26. Órgãos ambientais ou de segurança do trabalho também desenvolvem suas curvas de aceitabilidade de risco.

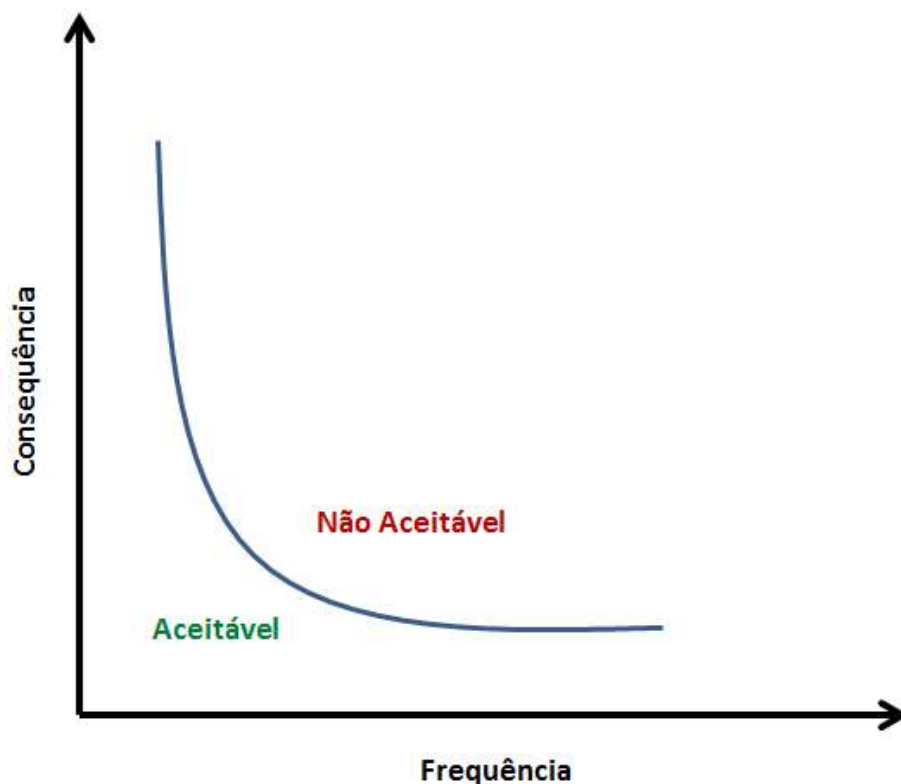


Figura 26 - Gráfico do limite de risco aceitável.

Fonte: Adaptado de CROWL, LOUVAR (2002).

Para definir o nível de risco de cada cenário, diferentes metodologias podem ser adotadas, como por exemplo a Árvore de Falhas, a Árvore de Eventos, o HAZOP (*Hazard and Operability Study*) e a LOPA (*Layers of Protection Analysis*). A metodologia da Árvore de Falhas foi desenvolvida pelo setor aeroespacial e tem sido usada largamente desde então pela indústria nuclear. Devido ao sucesso obtido pelo setor nuclear, este conceito tem sido disseminado também à indústria de processos (CROWL, LOUVAR, 2002).

Para Burns (1991), esta metodologia deveria ser utilizada em larga escala no setor de óleo e gás, tanto na avaliação da segurança, quanto na filosofia geral de custos e benefícios. Entretanto, empresas certificadoras do ramo utilizam com mais frequência as metodologias HAZOP e LOPA.

Independentemente do setor industrial, uma árvore de falhas pode ser grande, envolvendo milhares de eventos. As árvores são um método dedutivo para identificar diferentes elos na cadeia de um evento acidental. A abordagem é iniciada por um *top event* (um evento bem definido) e avança retroativamente através de vários cenários que possam causar o evento de topo.

Os eventos presentes na árvore podem incluir fatores referentes a *hardware*, *software*, erros humanos e condições ambientais. Na Figura 27 encontra-se a simbologia usada para a confecção da árvore, juntamente com os seus respectivos significados.

Esses símbolos representam funções lógicas e são imprescindíveis na descrição de processos mais complexos.

Segundo Crowl e Louvar (2002), devido à possibilidade da árvore ter tamanhos muito extensos, alguns passos preliminares devem ser seguidos.

- Defina precisamente o *top event*. Evitar usar explosões ou incêndios genéricos, mas sim altas temperaturas ou níveis altos, por exemplo. Estudar eventos específicos e bem definidos produz um maior nível de conhecimento.

- Defina os eventos existentes. Quais condições estão seguramente presentes na ocorrência do evento de topo.
- Defina os eventos não permitidos. Quais eventos são improváveis de acontecer e não estão sendo considerados no momento, ou não são críveis. Do mesmo modo defina os limites físicos do processo. Quais componentes serão considerados na árvore de falhas.
- Defina o nível de resolução ou detalhamento. Escolha se a árvore irá considerar equipamentos por inteiro ou parte interiores.

Para desenhar a árvore, Crowl e Louvar (2002) definem que o *top event* seja escrito na parte superior da página, identificando-o corretamente. Deve-se definir então os eventos principais que contribuem para a ocorrência do *top event*, que deverão ser conectados por portões “E”, ou por portões “OU”. Se os novos eventos não puderem ser relacionados aos eventos superiores por apenas uma função lógica, significa que estes não estão bem definidos. Ao ramificar a árvore deve-se atentar para que todos os eventos intermediários sejam expandidos. As terminações da árvore devem ser eventos básicos, não desenvolvidos ou externos.

Após a confecção da árvore deve-se determinar os caminhos mínimos para que o *top event* aconteça. Estes são as diferentes combinações de eventos básicos e intermediários para chegar ao *top event* (CROWL, LOUVAR, 2002).

Os caminhos mínimos podem ser determinados através da identificação do *top event* e dos portões, realizando sua substituição sucessiva de acordo com a sua natureza e eventos precedentes. A Figura 28 ilustra a metodologia (CROWL, LOUVAR, 2002 apud FUSSEL e VESELY, 1972).

Os caminhos mínimos são as combinações 1,3; 2,3; 1,4 e 2,4. Com a disponibilidade de dados estatísticos de falhas pode-se calcular a probabilidade de ocorrência do *top event*. De uma forma geral, caminhos mínimos mais curtos têm probabilidade maior de ocorrência do *top event*. Caminhos mais longos tendem a ter menor probabilidade (CROWL, LOUVAR, 2002). De posse da árvore completa, ela

funciona como um instrumento de análise, facilitando a visualização de caminhos onde há a necessidade de medidas de controle adicionais.

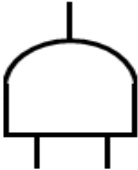

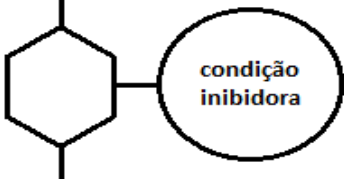




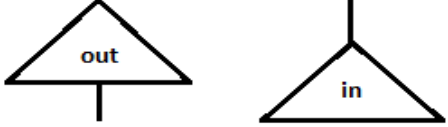
Simbologia Usada na Árvore de Falhas		
	Gate "E"	O evento de saída deve ter a ocorrência simultânea dos eventos de entrada.
	Gate "OU"	O evento de saída requer a ocorrência de qualquer evento de entrada.
	Evento Inibidor	O evento de saída requer a ocorrência do evento de entrada e do evento inibidor.
	Evento básico	É um evento falha que não necessita de definição adicional.
	Evento Intermediário	É um evento que resulta da interação de um número de outros eventos.
	Evento não desenvolvido	É um evento que não pode ser desenvolvido devido à falta de informação adequada.
	Evento externo	É um evento, que é uma condição de contorno para a árvore de falha.
	Símbolos de transferência	Usados para transferir a árvore de falha entre folhas de papel.

Figura 27 - Simbologia usada na Árvore de Falha.

Fonte: Adaptado de CROWL, LOUVAR (2002).

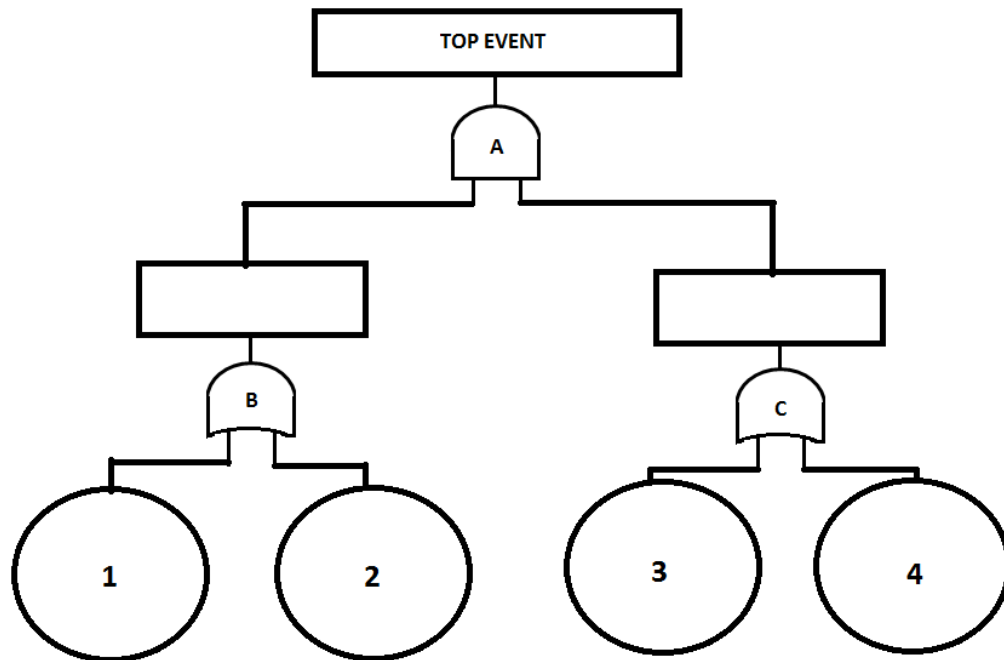


Figura 28 - Metodologia de Fussell e Vesely

Fonte: Adaptado de CROWL, LOUVAR (2002).

7.1. O Uso de Árvores de Falha no Estudo de Eventos Passados

Embora as árvores de falha tenham sido aqui apresentadas como método para estabelecer o nível de risco de um processo, tal abordagem também poder ser empregada no estudo de eventos reais. Nos capítulos anteriores três acidentes de interesse foram descritos e discutidos. Embora a descrição textual possa sempre ser realizada, o uso de metodologias formais facilita a compreensão e a análise. No capítulo seguinte o acidente da P-36 é descrito através de um fluxograma com a sequência cronológica de eventos. Esta abordagem permite visualizar com maior facilidade todos os eventos importantes e sua sequência natural. A partir da descrição baseada nos relatórios e investigações do acidente e do fluxograma, foi desenvolvida

uma árvore de falhas. A árvore possibilita compreender a interligação entre diferentes eventos básicos, em especial sua associação lógica “E” e “OU”.

8. Aplicação da Metodologia da Árvore de falhas no Acidente com a P-36

Para ilustrar o uso da metodologia da Árvore de Falhas, foi selecionado o caso brasileiro como exemplo. Foi proposto um diagrama com a sequência cronológica de eventos e aplicada a Árvore de Falhas ao evento crítico do acidente, a explosão do TDE de popa boreste.

8.1. Sequência cronológica de eventos

As Figuras 29, 30, 31 e 32 ilustram diagrama com a sequência cronológica de eventos, conforme relatado em documentos oficiais da investigação. Os diagramas permitem que sejam planejadas medidas corretivas e preventivas que poderiam ser tomadas ao longo da sequência de eventos acidentais. Embora os três acidentes descritos anteriormente pudessem dar origem a diagramas com a cronologia de eventos, escolheu-se aqui, como exemplo, o acidente com a P-36. O evento inicial foi definido como a operação de drenagem do TDE de popa bombordo, culminando com o naufrágio da embarcação.

A partir dos eventos numerados na sequência cronológica pode-se dividi-los de acordo com a natureza da falha no evento em questão. A tabela 1 apresenta esta análise.

Tabela 1 - Tipos de falhas no acidente da P-36

Tipo de falha	Presente nos eventos	Número total de eventos
Procedimento não seguido	1,4,6,15	4
Falta de treinamento	2,12,17	3
Falha de equipamentos	3	1
Problemas de manutenção	4,14,17	3
Falha de projeto	3,8,10	3

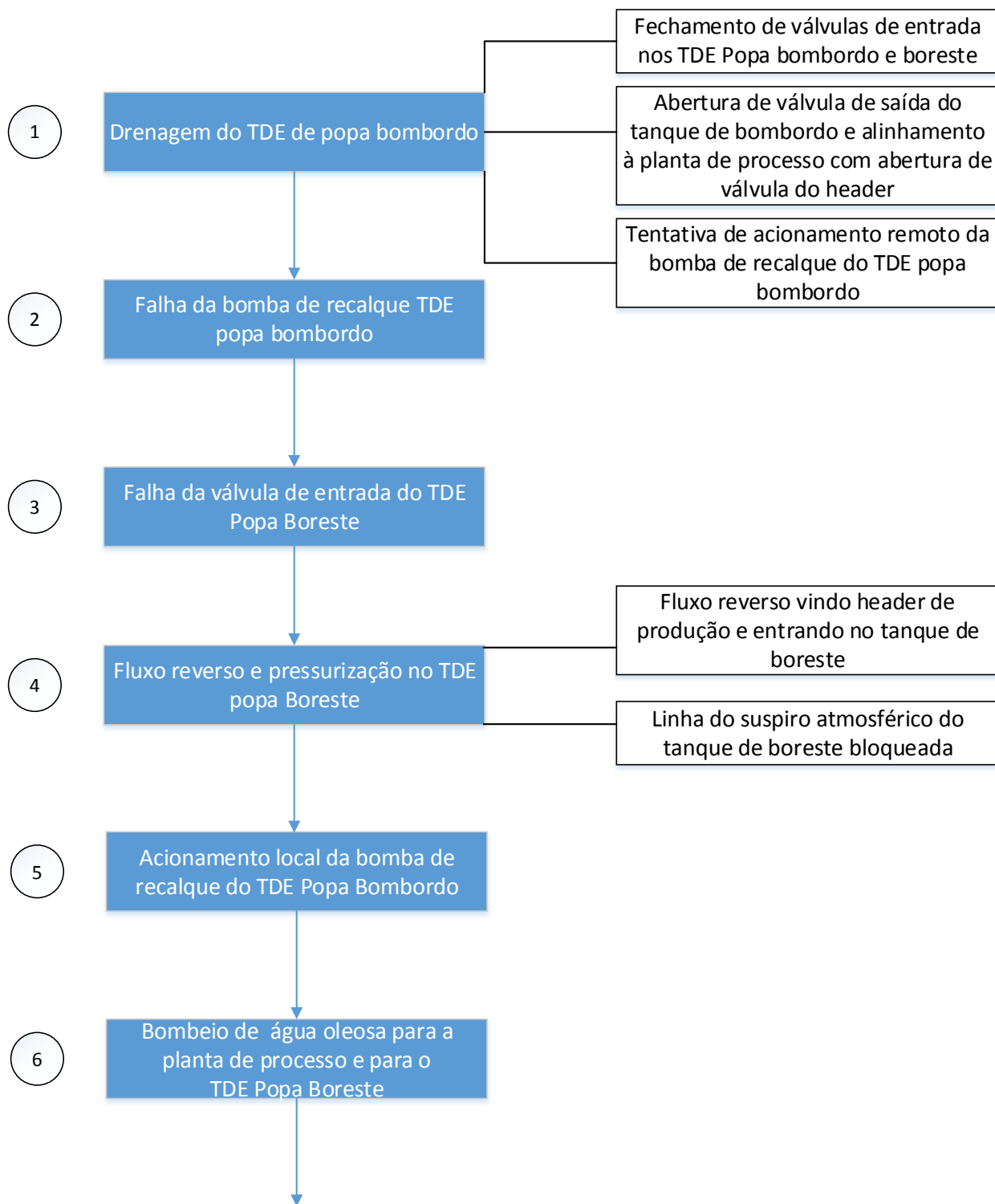


Figura 29 – Sequência Cronológica de Eventos P-36 – parte 1

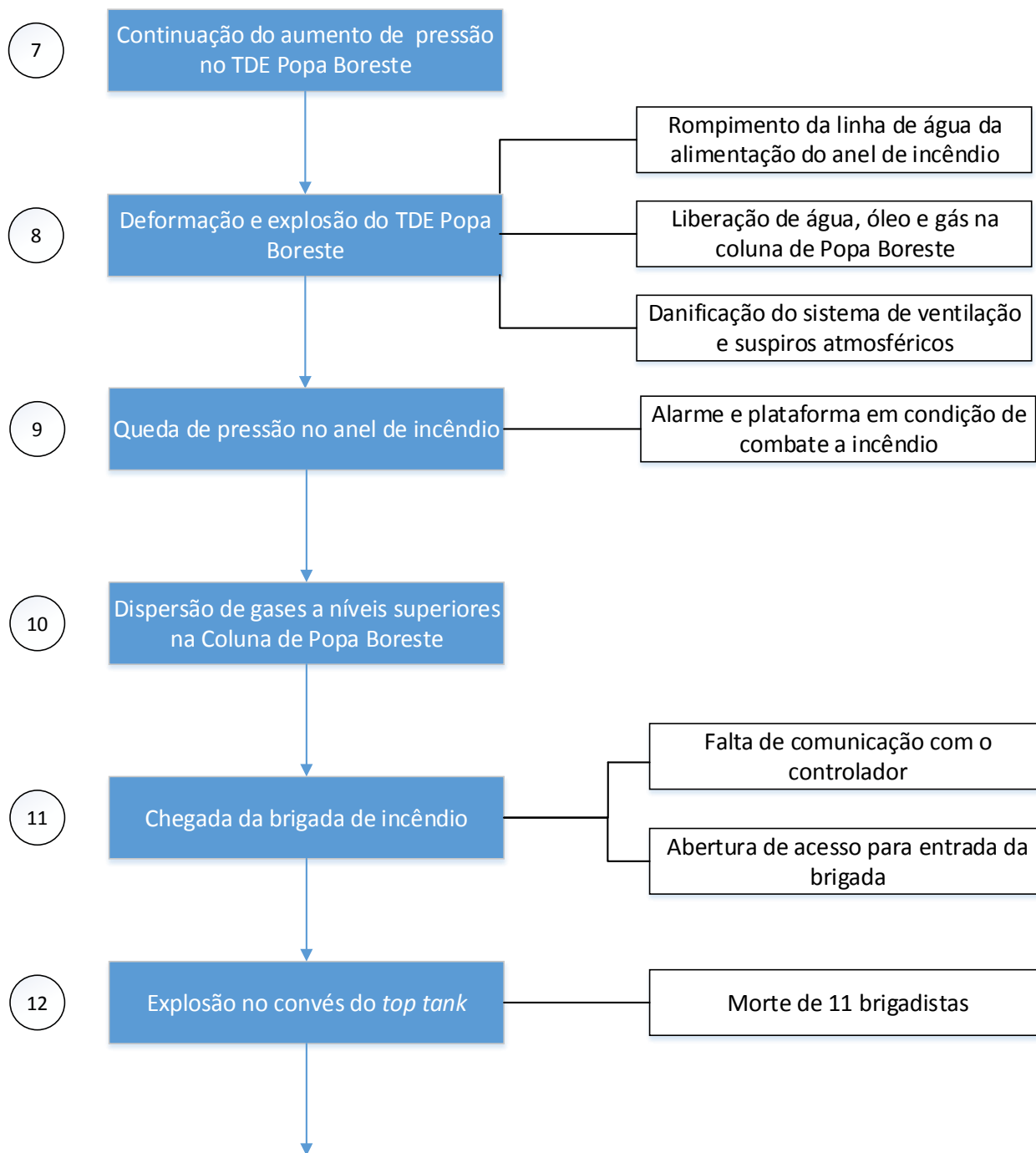


Figura 30 - Sequência Cronológica de Eventos P-36 - parte 2

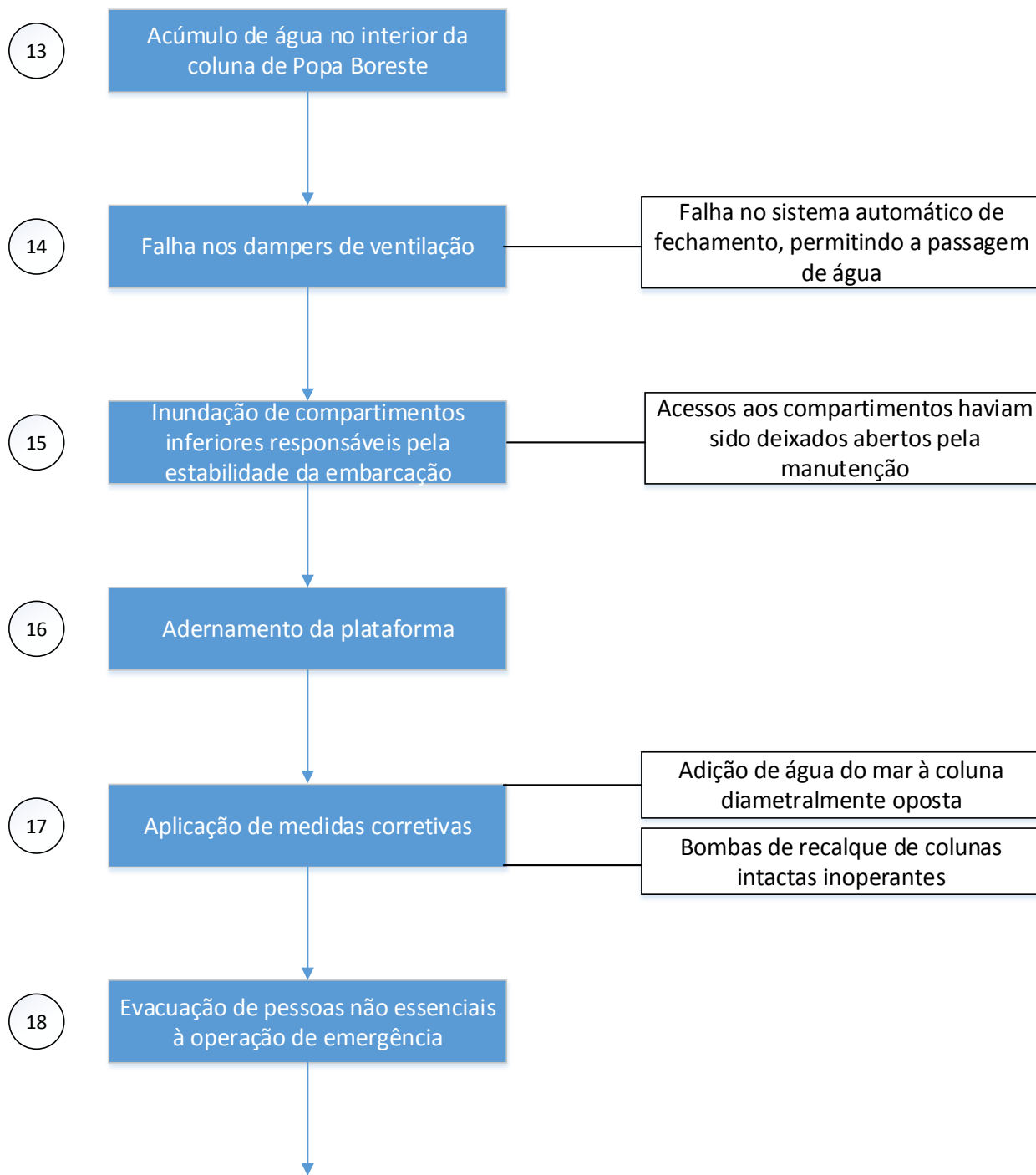


Figura 31 - Sequência Cronológica de Eventos P-36 – parte 3

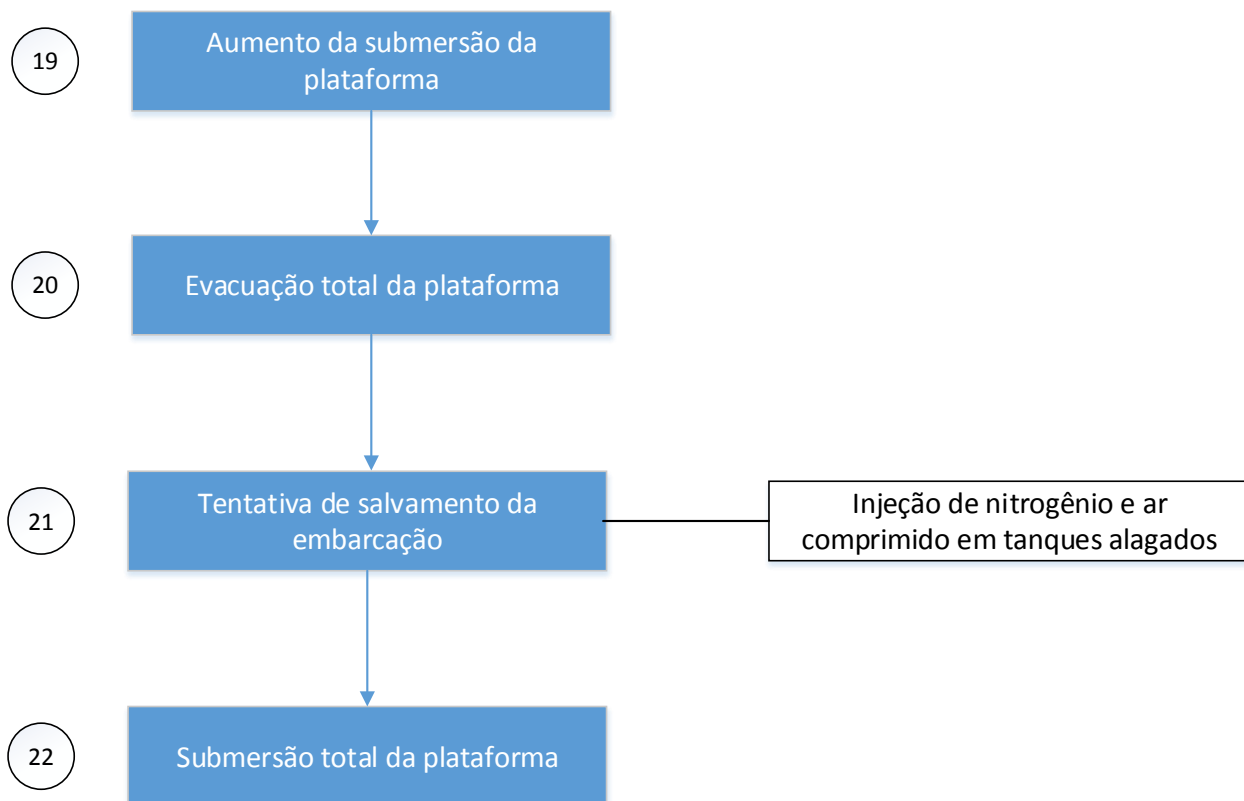


Figura 32 - Sequência Cronológica de Eventos - parte 4

Ao contabilizar as falhas ocorridas no acidente da P-36 nota-se um grande problema gerencial na falta de seguimento dos procedimentos. Isso é notável no primeiro evento da sequência. A operação rotineira de movimentação de líquidos nos TDE contrariava os procedimentos padrões da plataforma, que somente a previa em casos de emergência. A falta de treinamento adequado, procedimentos de manutenção e problemas na fase de projeto da plataforma também foram determinantes para o acidente. Problemas no gerenciamento de segurança não foram exclusividade da P-36. Nos outros dois eventos descritos, falhas na cultura de segurança também foram observadas. O procedimento de apressar a perfuração do poço ou não gerenciar adequadamente o sistema de permissão de trabalho por si só não causam acidentes, mas formam os elos da cadeia de eventos acidentais.

8.2. Árvore de falhas no acidente da P-36

A partir da descrição do cenário e da sequência cronológica de eventos, alguns eventos de interesse podem ser selecionados para a elaboração de um árvore de falhas. No acidente da P-36, o fator mais crítico que acabou por desencadear o naufrágio da plataforma foi a explosão do TDE de popa boreste. Partindo do *top event* pressurização excessiva do tanque, desenvolve-se a árvore presente na Figura 33.

Como relatado na investigação do acidente, considerando que a válvula de admissão tenha falhado, no acidente da P-36 houve a ocorrência dos eventos básicos 2, 3, 5, e 6. Somente o evento 3, a falha da válvula de admissão, é devido a uma falha do equipamento, sobre o qual não há controle. A ocorrência dos outros eventos básicos é referente a falhas humanas, como atitudes não seguras, falhas operacionais, não cumprimento de protocolos e deficiência na manutenção de equipamentos.

Caso esta metodologia fosse aplicada na fase de projeto, uma atitude coerente poderia ser a implementação de uma segunda válvula em série na admissão dos TDE. Como resultado na árvore de falha, mais um ramo seria acrescentado ao portão “E” diminuindo a probabilidade de pressurização excessiva do TDE de popa boreste e conseqüentemente sua explosão. Embora alterações de projeto possam reduzir o risco, o procedimento mais eficaz surpreendentemente simples seria o bloqueio físico da linha com uma raquete. Ao contrário de válvulas em série, placas não têm tendência de falhar, evitando a passagem indevida. Em segurança muitas vezes a solução mais simples e barata é a de melhor resultado.

Destaca-se ainda que a metodologia de árvore permite entender não apenas as falhas de equipamentos, mas também erros humanos e atitudes indevidas. Deste modo, a metodologia contribui de forma real na compreensão dos acidentes passados e na prevenção de acidentes futuros.

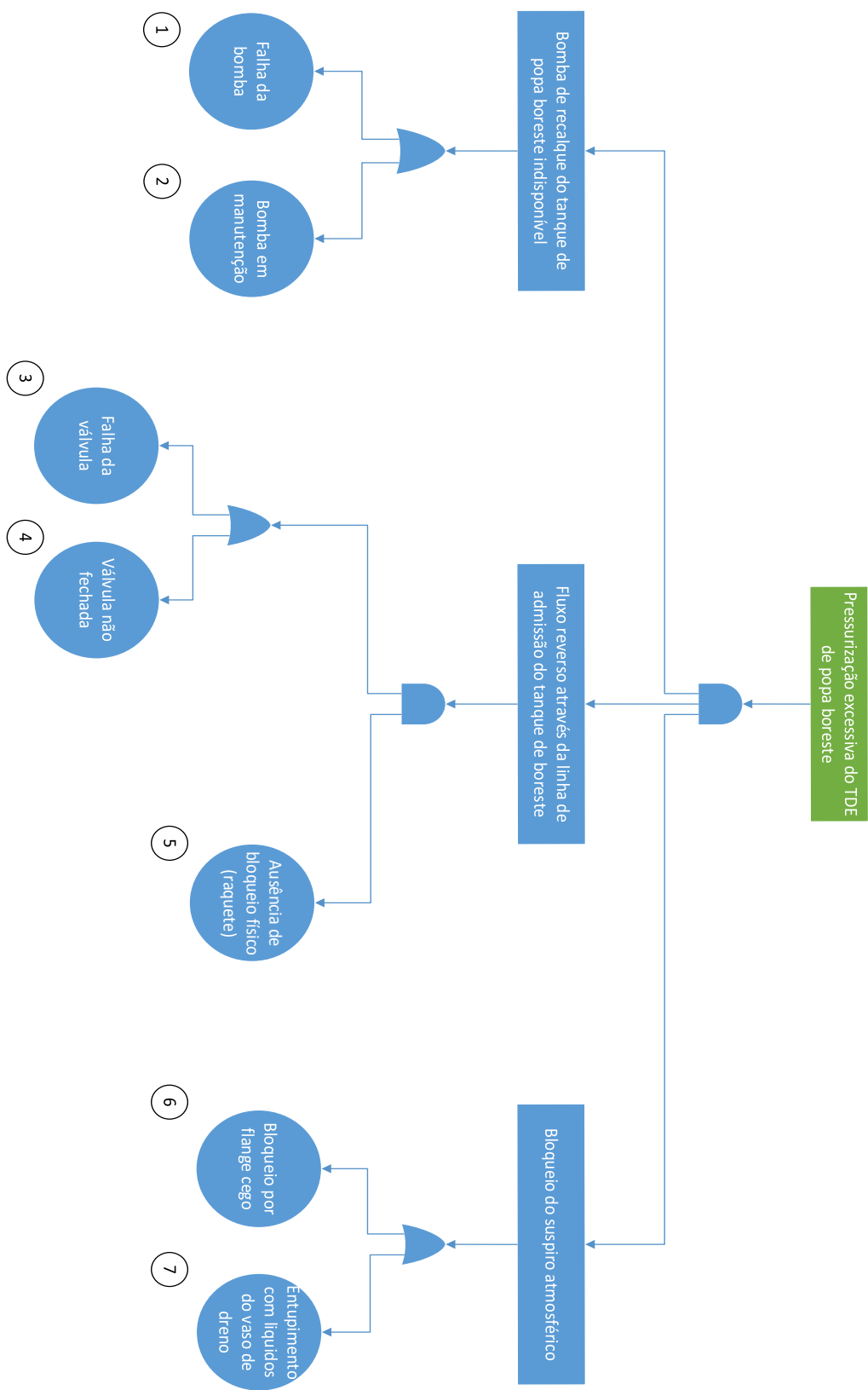


Figura 33 - Árvore de falhas para a explosão do TDE de popa boreste.

8.3. Semelhanças entre os acidentes

Os acidentes relatados ocorreram em épocas e locais diferentes, envolveram operações distintas e, especialmente, empresas e culturas diferentes. Logo, cada cenário acidental foi desenvolvido a partir de condições específicas. Todavia, todos apresentam falhas similares, que aparecem repetidamente na investigação de acidentes.

Como destaque nos três acidentes, o não cumprimento de normas e procedimentos foi o que mais se repetiu. Contrariando os procedimentos, em Piper Alpha diferentes permissões de trabalhos eram emitidas e pouco controladas, o trabalho não era discutido previamente. Caso similar na Deepwater Horizon, onde os alarmes de detecção de gás eram mantidos em manual para não acordar a tripulação. O uso de menos centralizadores na operação foi também exemplo de procedimento não seguido. Na P-36 a operação frequente dos TDE, o não isolamento físico do tanque e os acessos deixados abertos aos compartimentos inferiores foram exemplos de procedimentos não seguidos. Embora muitas dessas falhas pareçam inicialmente como possuindo pouca ou nenhuma relevância, sua aceitação no dia a dia revela um problema maior na cultura de segurança da organização.

A falta de treinamento ou o treinamento ineficiente também se repetiu entre os três acidentes. Foram observadas ineficiências tanto em questões operacionais antes da ocorrência de acidentes, quanto durante a situação de emergência. Em Piper Alpha os funcionários não foram treinados para gerenciar corretamente o sempre burocrático sistema de permissão de trabalho. Após a explosão, as plataformas adjacentes não possuíam treinamento necessário para que cortassem o suprimento de óleo e gás automaticamente, mesmo sem ordem superior. O treinamento para responder a emergência mostrou-se falho, embora os funcionários efetivamente confiassem nele. Na Deepwater Horizon os operadores não souberam reconhecer a entrada de hidrocarbonetos no poço, o que levou ao *blowout*. Após observada a situação de emergência, o fluxo foi erroneamente desviado para o separador e as tentativas de

controle do poço foram tardias. No acidente com a P-36 a tentativa de acionamento remoto da bomba de recalque do TDE de popa bombordo mostrou despreparo do operador. A brigada de incêndio não teve informações suficientes e decidiu abrir a escotilha da coluna, permitindo mais disseminação de gases nos compartimentos superiores.

Erros de projeto apareceram ao longo dos acidentes destacados. Em Piper Alpha a falta de uma parede a prova de explosão na área de injeção de condensado deixou que o incêndio se espalhasse pela plataforma, além de danificar vários outros equipamentos – inclusive geradores de energia elétrica. Na P-36 a correta classificação de área dos compartimentos não foi feita. Além disso, havia falta de redundâncias nos dispositivos de segurança dos TDE. Na Deepwater Horizon a escolha de um revestimento mais longo no projeto do poço proporcionou economia de tempo de sonda, porém contribuiu para a entrada de hidrocarbonetos no poço.

Por fim, foi observado em todos os casos problemas referentes à manutenção do equipamentos. Em Piper Alpha o sistema de dilúvio não tinha sua manutenção em dia. Já na Deepwater Horizon, foi constatado problemas de manutenção no BOP. Na plataforma P-36 três bombas de recalque não estavam operacionais e os *dampers* do sistema de ventilação também apresentaram problemas. É interessante notar que todos os equipamentos citados tornaram-se críticos durante a emergência. O seu correto funcionamento poderia não ter evitado completamente o acidente, mas pelo menos haveria um menor impacto ou mais tempo para a resposta. Do mesmo modo que as falhas em equipamentos, fatores humanos também foram observados em todos os casos. Embora muito mais difíceis de anular ou corrigir, fatores humanos precisam sempre ser considerados quando o objetivo é alcançar processos mais seguros.

A fim de evitar novos acidentes, medidas efetivas devem ser tomadas acerca das causas mais profundas. Deve-se procurar o porquê dos procedimentos não serem seguidos, equipamentos críticos não estarem operacionais. Treinamentos são necessários, assim como melhorar o projeto de embarcação. Ao desenvolver soluções neste sentido pode-se evitar não só acidentes de características parecidas, mas também outros.

A adequação aos processos da empresa pode ser solucionada através da criação de sistemas integrados de gerenciamento e da realização de auditorias internas regulares. Porém, como a realidade mostrou, auditorias, gerenciamento e gestão só melhoram efetivamente a segurança de processos quando refletem uma cultura maior da segurança. Avaliações e auditorias são burocráticas, assim como seguir normas e procedimentos. Contudo, desempenham um papel fundamental para a sustentabilidade da organização.

O estado de equipamentos críticos pode ser mantido com planos de manutenção regulares e bem controlados. Além disso, a disponibilidade de *back-ups* é importante nos casos onde haja uma manutenção mais demorada.

Os treinamentos operacionais devem ser assignados de acordo com a função exercida no trabalho. Além desses treinamentos deve-se assegurar que todos funcionários e terceirizados participem.

Os projetos de diferentes setores numa plataforma de petróleo devem ser revistos, avaliados por opiniões diferentes e se possível certificados por outras empresas. A correta análise de risco pode identificar problemas ainda na fase de projeto, evitando acidentes e custos adicionais.

Em relação ao fator humano sempre presente no desenvolvimento de acidentes, uma metodologia para a determinação da probabilidade de falha humana é descrita por Ribeiro (2012) e pode servir como ferramenta no auxílio à prevenção de acidentes.

9. Conclusão

O trabalho desenvolvido teve como principal objetivo verificar a existência de fatores comuns entre três acidentes relevantes do setor *offshore*. Além da descrição textual, o trabalho fez uso da aplicação de uma metodologia de análise de risco como ferramenta para investigação de acidentes. A partir da análise conjunta dos cenários acidentais foi possível propor medidas para que novos acidentes sejam evitados.

O uso de uma sequência cronológica de eventos se mostrou de grande utilidade para a melhor visualização do acidente estudado. A partir dela foi possível identificar as causas raízes do acidente, que se repetem em muitos outros casos.

A aplicação da árvore de falhas no acidente com a P-36 permitiu identificar causas diretas para a explosão do TDE de popa boreste. Foi constatado que o conjunto de eventos básicos necessários para a pressurização excessiva do tanque incluía em sua maioria falhas humanas. A partir da árvore de falhas observou-se que era possível adicionar barreiras adicionais de segurança. Torna-se assim imprescindível em fase de projeto a utilização de metodologias de análise de risco para identificar possíveis falhas. A árvore de falhas se mostrou como uma boa opção para esse fim.

O desenvolvimento de cada acidente se deu por questões técnicas diferentes e particulares a cada um. Entretanto, algumas similaridades foram observadas e estavam presentes nos três acidentes. O não seguimento de procedimentos, o treinamento ineficaz ou a falta dele, falhas de projeto e manutenção deficiente foram as causas raízes em comum nos cenários estudados. O comportamento humano e suas falhas também se mostraram relevantes, sendo especialmente desafiador para a segurança de processos. Estas causas correspondem àquelas mais profundas, aonde medidas devem ser aplicadas para que novos acidentes sejam evitados.

Apesar da falha humana estar sempre presente nos acidentes, desde Piper Alpha foram observadas evoluções nas normas regulatórias, evoluções técnicas nos *designs* das plataformas e conseqüentemente, menos fatalidades.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**, 2013. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br> >.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. **Análise do acidente com a plataforma P-36**. Relatório da Comissão de Investigação ANP / DPC, 2001. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br> >.

AMBIENTEBRASIL. **Principais Acidentes com Petróleo e Derivados no Brasil**. Disponível em: http://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/acidentes_ambientais/principais_acidentes_com_petroleo_e_derivados_no_brasil.html>, 2011.

ANDERSON, E. E. TALLEY, W. K. **The Oil Spill Size of Tanker and Barge Accidents: Determinants and Policy**. Land Economics, Vol. 71, No. 2, pag. 216-228, 1995.

BRITISH PETROLEUM. **Deepwater Horizon Accident Investigation Report**. Disponível em: <<http://www.bp.com>>, 2010.

BURNS, D. J. **Advanced Fault Tree Analysis in Offshore Applications**. SPE 23491, 1991.

CHEMICAL SAFETY BOARD. **Texas Tech University Laboratory Explosion**. No. 2010-05-I-TX, 2010.

CHRISTOU, M. KONSTANTINIDOU, M. **Safety of offshore oil and gas operations: Lessons from past accident analysis**. União Europeia: JRC Scientific and Policy Reports, 2012. Disponível em: <<http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/>>.

CROWL, D. A. LOUVAR, J. F. **Chemical Process Safety: Fundamentals with Applications**. USA: Prentice Hall, 2002.

DEEPWATER HORIZON STUDY GROUP. **Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout**. Universidade da Califórnia Berkeley, 2011. Disponível em: <http://ccrm.berkeley.edu/pdfs_papers/bea_pdfs/dhsgfinalreport-march2011-tag.pdf>.

DET NORSKE VERITAS. **Major Hazard Incidents Arctic Offshore Drilling Review**. Report No. NEB 2010-04/DNV Reg. No.: ANECA 851, 2011.

FIGUEIREDO, M. **O ACIDENTE DA PLATAFORMA P-36: naufrágio, agonia e morte na Bacia de Campos**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, 2011.

KLETZ, T. **Learning from Accidents**. Gulf Professional Publishing, 3ª Edição, 2001.

LUDOVICO, M. T. **Comportamento Humano e Planejamento de Emergências**. 4th Latin American Conference on Process Safety. IBP0329_12. Rio de Janeiro, 2012.

MARSH & MCLENNAN COMPANIES. **The 100 Largest Losses**. Large Property Damage Losses in the Hydrocarbon Industry, 22ª Edição, 2011.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Portal oficial da Ministério**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/>>, 2014.

NEUPARTH, T. MOREIRA, S. M. SANTOS, M. M. e REIS-HENRIQUES, M. A. **Review of oil and HNS accidental spills in Europe: Identifying major environmental monitoring gaps and drawing priorities**. Marine Pollution Bulletin, Vol. 64, Edição 6, 2012.

PATIN, S. **Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry**. EUA: Ecomonitor Pub, 1999.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Vídeo sobre o acidente da P-36**. Rio de Janeiro, 2001.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **Portal oficial da Companhia**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>, 2014.

RIBEIRO, A. C. O. **Quantificação do Impacto de Fatores Humanos e Organizacionais em Probabilidades de Falha Humana Usadas em Análise Probabilística de Segurança.** Rio de Janeiro, 2012. Tese de doutorado em Engenharia Nuclear, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SAETREN, T. **Offshore Blow-out Accidents - An Analysis of Causes of Vulnerability Exposing Technological Systems to Accidents.** Universidade de Oslo e Universidade Louis Pasteur, 2007.

SCHAFFEL, S. B. **A Questão Ambiental na Etapa de Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil.** Rio de Janeiro, 2002. Dissertação de mestrado em ciências em planejamento energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

SOUZA JUNIOR, A. B. LA ROVERE, E. L. SCHAFFEL, S. B. MARIANO, J. B. **Contingency Planning for Oil Spill Accidents in Brazil.** COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2001.

TEAL, J. M. HOWARTH, R. W. **Oil Spill Studies: A Review of Ecological Effects.** Environmental Management, Vol. 8, No. 1, pag. 27-44 1984.

THOMAS, J. A. et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2004.