



**Universidade Federal do Rio de Janeiro  
Escola Politécnica & Escola de Química  
Programa de Engenharia Ambiental**

Natália Paulline Morais dos Santos

**ANÁLISE CRÍTICA DAS TÉCNICAS DE AVALIAÇÃO DE RISCOS DE  
PROCESSO: Estudo de caso do HAZOP**

Rio de Janeiro  
2016



Natália Paulline Morais dos Santos

ANÁLISE CRÍTICA DAS TÉCNICAS DE AVALIAÇÃO DE RISCOS DE  
PROCESSO: Estudo de caso do HAZOP

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Orientador: Paulo Victor Carvalho

Rio de Janeiro  
2016

Santos, Natália Paulline Morais dos.

Análise crítica das técnicas de avaliação de riscos de processo: estudo de caso do HAZOP

/Natália Paulline Morais dos Santos – 2016.

106 f.: il.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) –  
Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica e Escola de  
Química, Programa de Engenharia Ambiental, Rio de Janeiro, 2016.

Orientador: Paulo Victor Rodrigues de Carvalho

1. Gerenciamento de Risco. 2. Análise de Risco de Processo. 3. Acidentes na Indústria de Petróleo *Offshore*. 4. Método de Análise HAZOP. I. Carvalho, Paulo Victor (Orient.). II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola Politécnica e Escola de Química. III. Mestrado.



UFRJ

ANÁLISE CRÍTICA DAS TÉCNICAS DE AVALIAÇÃO DE RISCOS DE  
PROCESSO: Estudo de caso do HAZOP

Natália Paulline Moraes dos Santos

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.  
Orientador: Paulo Victor Rodrigues de Carvalho

Aprovada pela Banca:

---

Presidente, Prof. Paulo Victor Rodrigues de Carvalho, D.Sc, UFRJ

---

Prof. Isaac José Luquetti dos Santos, D.Sc, UFRJ

---

Prof. Cláudio Henrique dos Santos Grecco, D.Sc, UFRJ

---

Marcel Eiki Katekawa, D.Sc, UNICAMP

Rio de Janeiro  
2016

*Dedico essa dissertação aos meus colegas de trabalho por todas horas, dias e semanas que passamos juntos debruçados em P&IDs, matrizes de causa e efeito e outros documentos pouco amigáveis. Aos meus filhos Tomás e Mateus que me inspiraram a estudar mais e mais para entender a vida. Ao meu marido e aos meus pais e, sobre tudo, a Deus que nos deu a vida.*

## **AGRADECIMENTOS**

Esse projeto só foi possível graças o apoio direto ou indireto de muitas pessoas. Aqui estão meus agradecimento a algumas delas:

...ao Prof. Paulo Victor Rodrigues de Carvalho, pela orientação inspiradora, esclarecedora e incentivadora;

... ao pessoal do PEA, principalmente os professores Prof.<sup>a</sup> Claudia Vaz Morgado, Prof. Amarildo e o Prof. Assed Naked Haddad;

... a todos os meus colegas do PEA, em especial ao Rodolfo Ornelas, André Hilmário, Paola Cardoso de Almeida e Arne Villares;

... aos gerentes Ivan Garcia e Aldo de Brito pela liberação de todas as horas de trabalho dedicadas para a elaboração deste projeto;

... aos prestadores de serviço da biblioteca Petrobras que me enviaram tantos e tantos livros, artigos e etc;

... aos meus colegas de trabalho e de curso de formação em segurança de trabalho da Petrobras, principalmente Douglas Vinícius, Igor Garrido e Rodrigo Lobato;

... ao consultor de Turbo-máquinas Matias pela revisão do item 4.3 e por todas as conversas;

... ao meu amado marido pelo incentivo;

... a minha mãe que pegou meus filhos na creche tantas vezes para eu poder ver aulas nortunas do curso;

e por último na lista, mas em primeiro lugar,

... a Deus que me abriu todas as portas.

“Há perguntas a serem feitas insistentemente por todos nós e que nos fazem ver a impossibilidade de *estudar por estudar*. De *estudar* descomprometidamente como se misteriosamente, de repente, nada tivéssemos que ver com o mundo, um lá fora e distante de nós e nós dele. Em favor *de que* estudo? Em favor *de quem*? *Contra que* estudo? *Contra quem* estudo?” Paulo Freire

## RESUMO

SANTOS, Natália Paulline Morais. **ANÁLISE CRÍTICA DAS TÉCNICAS DE AVALIAÇÃO DE RISCOS DE PROCESSO:** Estudo de caso do HAZOP. Rio de Janeiro, 2016. Dissertação (mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

Avaliação de riscos de processo é uma ferramenta fundamental para aumentar a segurança de processo pois permite identificar e gerenciar os riscos de uma unidade. A maioria dos métodos de análise de riscos são subjetivos e dependem profundamente do capacitação do líder e da experiência do grupo para eficácia do estudo. Esse aspecto, que também caracteriza o HAZOP, confere a essas técnicas várias limitações. Essas limitações são causadas por uma série de fatores como a composição do grupo, a vivência anterior em acidentes, a duração das reuniões, comprometimento gerencial dentre outros. As consequências são a falta de veracidade dos estudos de risco e a falta de prevenção e conscientização dos riscos. Esse trabalho aborda duas limitações em especial: a falta reprodutibilidade do estudo, cenários acidentais identificados por um grupo podem diferir totalmente dos cenários levantados por um segundo grupo, e integralidade, não há nenhuma garantia que todos os acidentes, causas e efeitos serão considerados. Esse trabalho aborda tais diferenças através da análise das recomendações de duas avaliações de riscos de um mesmo subsistema por grupos diferentes e compara as causas dos cenários do HAZOP com os incidentes cadastrados nos bancos de dados internacional WOAD. Concluimos que para uma aplicação eficiente de estudos de risco, são necessárias quatro coisas em particular: preparação anterior adequada, composição do grupo, comprometimento da liderança e competência do líder da equipe de estudo. A análise de risco isolada não confere ao projeto ou a operação a segurança idealizada.

Palavras chave: 1. Gerenciamento de Risco. 2. Análise de Risco de Processo. 3. Acidentes na Indústria de Petróleo *Offshore*. 4. HAZOP.



**ABSTRACT**

SANTOS, Natália Paulline Morais. **CRITICAL ANALYSIS OF THE PROCESS RISK ASSESSMENT TOOLS: A case study of the HAZOP technique.** Rio de Janeiro, 2016. Dissertation (master's degree) - Environmental Engineering Program Escola Politécnica e Escola Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

Process Hazard Analysis (PHA) is an essential tool to increase safety in a process due to potential identification and management of risks of a facility. Most of the PHA methods are subjective and depend deeply on the capacity of the leader and the experience of the group for efficiency to the analyses. This aspect, that also characterizes HAZOP, gives these tools several limitations. These limitations are caused by many factors as composition of the team, experience in accidents, duration of the meetings, management commitment among others. The consequences are the lack for reality in the PHA and lack of prevention and awareness of the risks. This research talks about two limitations in special: the lack of reproducibility of an analysis, accidental scenarios identified by a group can be totally different to scenarios approached for another group, and integrity, there is not guarantee that all accidents, causes and effects will be taken into account. This work presents that differences through the analysis of recommendations of two risks assessment of the same subsystem by different teams and comparison of the causes of HAZOP scenarios with incidents register in the international date base WOAD. We conclude that for an effective application of hazard studies, it is necessary four particular features: adequate pre-work, team composition, team leadership and team leader competence. Furthermore, only PHA does not give to the design or operation the idealized safety, it must have commitment to others aspects of safety.

**Keyword:** 1. Risk Management. 2. Process Hazard Analyses . 3. Oil and Gas Offshore Accidents. 4. HAZOP.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Processo de Gestão de Riscos.....	24
Figura 2 - Esquema simplificado de Gerenciamento de Risco.....	27
Figura 3 Fatores das diferentes fases da análise de segurança de processo que afetam a qualidade total . ....	32
Figura 4 - Árvore de falhas (parte 1).....	35
Figura 5 - Árvore de falhas (parte 2).....	36
Figura 6 - Árvore de falhas (parte 3).....	36
Figura 7 - Árvore de falhas (parte 4).....	37
Figura 8 - Primeiros poços marítimos em Summerland, Califórnia, 1901.....	45
Figura 9 - Recordes de descobertas de petróleo da Petrobras. ....	47
Figura 10 - Opções de sistemas para projetos em águas profundas. ....	48
Figura 11 - Óleo do poço para o FPSO e do FPSO para o navio aliviador. ....	49
Figura 12 - Processo de tratamento de óleo cru em plataformas de águas profundas....	50
Figura 14 - Número anual de derramamentos categorizados por tamanho. ....	54
Figura 15 - Quantidade de óleo derramado categorizado por tamanho.....	55
Figura 16 - Número anual de derramamentos por fonte.....	56
Figura 16 - Quantidade anual de volume derramado por fonte. ....	56
Figura 18 - Liberações de hidrocarbonetos na indústria Offshore. ....	57
Figura 19 - Quantidade de Derramamentos ao Mar .....	58
Figura 20 - Volume de derramamento de Óleo (em barris) .....	59
Figura 21 - Número de Acidentes Ambientais por ano.....	60
Figura 22 - Produção de petróleo versus acidentes ambientais ao mar.....	61
Figura 24 - Esquema Simplificado do Sistema de Compressão Geral da Unidade.....	74
Figura 25 - Porcentagem de Recomendações Idênticas e Distintas. ....	75

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 - Principais Técnicas de Análise de Riscos. ....	31
Tabela 2 - Análises de Incidentes: fatores condicionantes. ....	35
Tabela 3 - Exemplos de problemas relacionados ao procedimento de análises de risco	40
Tabela 4 - Maiores Acidentes de derramamento de óleo da história.....	52
Tabela 6 - Dados Relatórios de Acidentes Ambientais IBAMA.....	60
Tabela 8 - Principais acidentes da indústria de Petróleo Offshore no Brasil (1974-2015) .....	62
Tabela 9 - Comportamento das Variáveis nos Relatórios .....	71
Tabela 10 - Resultados da Falta de Compatibilidade das Recomendações.....	76
Tabela 11 - Compatibilidade entre os cenários levantados no HAZOP e o histórico de acidentes .....	80

**LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ANP	Agência Nacional de Petróleo
API	<i>American Petroleum Institute</i>
APR	Análise Preliminar de Riscos
AQR	Análise Quantitativa de Riscos
AR	Análise de Riscos
ARP	Análise de Riscos de Processo
BOEMRE	<i>Bureau of Ocean Energy Management and Regulatory Enforcement</i>
BSEE	<i>Bureau of Safety and Environmental Enforcement</i>
CCPS	<i>Center of Chemical Process Safety</i>
CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
CSB	<i>Chemical Safety and Hazard Investigation Board</i>
E&P	Exploração e Produção
ESD	<i>Emergency Shutdown</i>
DPC	DIRETORIA DE PORTOS E COSTAS
FMEA	<i>Failure mode and effects analysis</i> (Análise de Modos de Falha e Efeitos) <i>Failure Modes, Effects and Criticality Analysis</i> (Análise de Modos de Falha,
FMECA	Efeitos e Criticidade)
FPSO	<i>Floating Production, Storage and Offloading</i>
HAZOP	<i>Hazard and Operability Study</i> (Estudo de perigos e operacionabilidade)
HSE	<i>Health and Safety Executive</i>
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Renováveis
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
LOPA	<i>Layer of Protection Analysis</i> (Análise de Camadas de Proteção)
MMS	<i>Minerals Management Service</i>
MORT	<i>Management Oversight and Risk Tree</i>
N/T	Navio Tanque
OIM	<i>Offshore Installation Manager</i> (Gerente de Plataforma)
OIT	Organização Internacional do Trabalho
OSHA	<i>Occupational Safety and Health Administration</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PHA	<i>Process Hazard Analysis</i>
PRE	Plano de Resposta a Emergência

PSV	<i>Pressure Safety Valve</i>
SGS	Sistema de Gestão de Segurança
SGSO	Sistema de Gestão de Segurança Operacional
SMS	Saúde, Meio Ambiente e Segurança
SOLAS	<i>Safety of Life of Sea</i>
WOAD	<i>Worldwide Offshore Accident Databank</i>

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	16
1.1	ANÁLISE DE RISCOS DE PROCESSO NO GERENCIAMENTO DE RISCOS 16	
1.2	MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCOS DE PROCESSO .....	17
1.3	INDÚSTRIA DE PETRÓLEO OFFSHORE .....	17
1.3	OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO .....	18
1.3.1	Objetivo geral.....	18
1.3.2	Objetivos específicos .....	18
2.	METODOLOGIA .....	19
2.1	INTRODUÇÃO .....	19
2.2	CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA .....	19
2.3	PESQUISA BIBLIOGRÁFICA.....	20
2.4	MOTIVAÇÃO .....	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
3.	DESENVOLVIMENTO .....	21
3.1	GERENCIAMENTO DE RISCOS .....	21
3.2	MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCOS.....	28
3.2.1	A técnica HAZOP .....	33
3.3	INDÚSTRIA DE PETRÓLEO OFFSHORE E SEUS RISCOS.....	44
3.3.1	Descrição da atividade de exploração de petróleo em águas profundas...	48
3.3.2	Riscos da exploração de petróleo em águas profundas .....	51
3.4	ANÁLISE HISTÓRICA DOS ACIDENTES DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO OFFSHORE .....	52
3.4.1	Cronologia dos maiores derramamentos de óleo da história.....	52
3.4.2	Dados da HSE.....	57
3.4.3	Dados da Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) ....	58
3.4.4	Relatórios de Acidentes Ambientais IBAMA.....	59
3.4.5	Principais acidentes da indústria offshore de petróleo no Brasil .....	61

3.5 HISTÓRICO DAS NORMAS E LEIS DE ANÁLISE DE RISCOS DE PROCESSO PARA INDÚSTRIA OFFSHORE.....	64
3.5.1 Regulamentação de Segurança de Processo no Mar do Norte para Indústria Offshore.....	65
3.5.2 Regulamentação de Segurança de Processo do Golfo do México para Indústria Offshore.....	67
3.5.3 Regulamentação de Segurança de Processo no Brasil para Indústria Offshore	68
4. ESTUDO DE CASO .....	70
4.1 ANÁLISE DAS RECOMENDAÇÕES DO HAZOP REALIZADO POR GRUPOS DIFERENTES PARA UM MESMO SUBSISTEMA .....	73
4.1.1 Descrição do Subsistema: Compressão de CO <sub>2</sub> .....	73
4.1.2 Método de Verificação dos Resultados .....	74
4.1.3 Resultados da Análise.....	75
4.2 ANÁLISE DE COMPATIBILIDADE ENTRE OS CENÁRIOS LEVANTADOS NO HAZOP E O HISTÓRICO DE ACIDENTES .....	78
4.2.1 Resultados da Análise.....	79
5. CONCLUSÃO .....	89
5.1 Comentários dos resultados .....	89
5.2 Trabalhos futuros .....	90
6. REFERÊNCIAS .....	92

## 1. INTRODUÇÃO

Todo acúmulo de energia gera a possibilidade de acidentes e a engenharia lida com esses cenários frequentemente. Na engenharia civil temos grandes energias potenciais como o trabalho em altura, na engenharia elétrica temos grandes diferenças de potenciais, na indústria química temos grandes volumes de produtos inflamáveis além de equipamentos que operam com pressões e temperaturas extremas. O fato de falhas tanto de equipamentos como humanas levarem a consequências graves para as pessoas, patrimônio e meio ambiente em todos os ramos da indústria, torna imprescindível o gerenciamento de riscos das atividades. O gerenciamento de riscos é composto de várias etapas, uma delas é a identificação e avaliação de riscos. Focando na indústria química, temos vários métodos de análise de riscos de processo que visam uma operação segura. A indústria petroquímica tanto pelo seu potencial de acidentes como pelo histórico de acidentes catastróficos faz largo uso de métodos de análise de riscos qualitativos e quantitativos para gerenciar seus riscos.

### 1.1 ANÁLISE DE RISCOS DE PROCESSO NO GERENCIAMENTO DE RISCOS

Um projeto precisa ser monitorado em todas suas fases, desde a concepção até a operação. Na fase conceitual, é necessário descobrir os problemas, riscos e inconvenientes. Devem-se ser testadas as hipóteses básicas, revistos os riscos supostos e estudados vários cenários. Esse processo de identificação de riscos continua nas demais fases do projeto até o estágio operacional quando a ênfase muda para a aplicação dos requisitos operacionais e monitoramento dos riscos operacionais (MANNAN, 2012).

Uma definição de segurança de processo é manter a unidade sem acidentes de processo. Para prevenir acidentes de processo, é necessário entender como eles ocorrem. O uso de métodos de análise de riscos de processo – ARP - (em inglês *process hazard analysis ou PHA*) pode ajudar as organizações a entender melhor os riscos associados ao processo e indicar como reduzir a frequência e consequências de acidentes potenciais (CCPS, 1992). Risco pode ser definido como uma condição física com potencial para causar dano a pessoas, propriedade e meio ambiente. Identificação de riscos consiste na identificação de incidentes sérios onde possa resultar perigo para empregados, público e meio ambiente (LEES, 1996). Um ARP é um procedimento organizado para identificar e analisar as situações de riscos significantes associadas a um processo ou atividade. Esses



estudos fornecem às organizações informações que as ajudam a aumentar a segurança e gerenciar os riscos dessas operações (CCPS, 1992).

ARP devem ser realizados em todas as fases de vida de uma unidade. Além de ser uma parte fundamental do programa de gerenciamento de riscos de processo, uma organização pode usar os resultados das ARP para gerenciar os riscos de cada fase da atividade de processo. Avaliação de risco pode ser feita eficientemente desde as fases iniciais de P&D (pesquisa e desenvolvimento), no detalhamento do projeto e construção, durante o comissionamento e *start-up*, periodicamente na operação e até o processo de descomissionamento e desmontagem (IEC,2001; CCPS,1992).

## 1.2 MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCOS DE PROCESSO

Os métodos de análise de riscos de processo (ARP) foram desenvolvidos primeiramente na indústria química e aeronáutica e depois incorporados aos demais ramos com potenciais de acidentes da mesma magnitude. Esses métodos são divididos em qualitativos e quantitativos. Ambos os tipos de métodos são utilizados na indústria petroquímica devido a severidade de possíveis acidentes.

## 1.3 INDÚSTRIA DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

A indústria de petróleo *offshore* se desenvolveu rapidamente nos últimos anos. Apesar do desenvolvimento técnico, ocorreram vários acidentes ao longo dos anos com severas consequências ao meio ambiente e múltiplas mortes de trabalhadores. Normalmente há grandes inventários de produtos inflamáveis e poluidores o que implica em grandes potenciais “destruidores”. Além disso, as unidades de produção *offshore* são congestionadas e com inúmeros pontos de possíveis vazamentos. Por todas essas características, a indústria de petróleo *offshore* é obrigada a fazer um gerenciamento de riscos minucioso. Desde a identificação dos riscos, avaliação quantitativa das suas consequências, acompanhamento da implementação das recomendações dos estudos, desdobramentos da identificação dos riscos nos planos de resposta a emergências e descrição dos equipamentos críticos de segurança na plataforma dentre outros. As boas práticas de engenharia, o aprendizado com acidentes anteriores e as análises de riscos de processo são ferramentas essenciais para um projeto seguro e se entrelaçam. Uma análise de riscos eficiente precisa considerar os acidentes e incidentes do passado e as práticas de engenharia já consagradas.

## 1.3 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

### 1.3.1 Objetivo geral

Analisar a eficiência do uso da técnica HAZOP de análise de riscos de processo no que tange a identificação e a avaliação de perigos.

### 1.3.2 Objetivos específicos

Revisar os principais métodos de identificação de riscos de processo.

Analisar a aplicação da técnica HAZOP em um determinado projeto por grupos distintos.

Indicar pontos de melhoria para aumentar a eficiência de análise de riscos de processo qualitativas.

## 2. METODOLOGIA

### 2.1 INTRODUÇÃO

Para Gil (2010) pesquisa é o procedimento racional e sistemático que tem como objetivo proporcionar respostas aos problemas que são propostos.

Os métodos de abordagem listados por Lakatos et al (2001) englobam:

- Método indutivo: cuja aproximação dos fenômenos caminha geralmente para planos cada vez mais abrangentes, indo das constatações mais particulares às leis e teorias (conexão ascendente);
- Método dedutivo: que, partindo das teorias e leis, na maioria das vezes prediz a ocorrência dos fenômenos particulares (conexão descendente);
- Método hipotético-dedutivo: que se inicia pela percepção de uma lacuna nos conhecimentos acerca da qual formula hipóteses e, pelo processo de interferência dedutiva, testa a predição da ocorrência de fenômenos abrangidos pela hipótese;
- Método dialético: que penetra o mundo dos fenômenos através de sua ação recíproca, da contradição inerente ao fenômeno e da mudança dialética que ocorre na natureza e na sociedade.

O método de abordagem utilizado no desenvolvimento dessa dissertação foi dedutivo. Foi observado um problema a partir de análise documental, desenvolvida uma hipótese a qual foi explicada a partir de teorias e observações gerais de experiências anteriores.

### 2.2 CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA

Esse trabalho pode ser classificado segundo seus objetivos gerais como uma pesquisa explicativa pois *têm como propósito identificar fatores que determinam ou contribuem para ocorrência, explicar a razão, o porquê das coisas* (GIL, 2010).

Quanto aos procedimentos, é classificada como pesquisa documental pois fornece um tratamento analítico a documentos internos de organizações (relatórios de análises de riscos).

Quanto a abordagem da pesquisa é interdisciplinar pois envolve mais de uma disciplina de maneira integrada.

### 2.3 PESQUISA BIBLIOGRÁFICA

O ponto de partida foram os relatórios de análise de riscos internos de uma organização. A partir dessa documentação foram consultados normas internas, normas internacionais, artigos disponíveis na literatura, livros e base de dados internacionais via internet para fundamentar as explicações dos eventos observados na análise documental.

### 2.4 ANÁLISE DE CASOS REAIS

A presente dissertação foi idealizada quando, ao participar de estudos de identificação de riscos para um projeto que seria replicado por empresas diferentes, foi notado que os cenários levantados e as recomendações geradas diferiam de um grupo para o outro. A partir desse ponto de partida, foram pesquisadas várias publicações que abordavam as características das análises de riscos e como seu comportamento pode variar em função de diversos fatores.

### 3. DESENVOLVIMENTO

#### 3.1 GERENCIAMENTO DE RISCOS

Gereciamento de riscos é o termo geralmente usado para cobrir todo o processo de identificação e avaliação dos riscos, estabelecimento de metas e criação de sistemas operacionais para o seu controle. Um importante insumo para a gestão de risco é a avaliação de risco. Na verdade, os dois termos são por vezes tratados como sinônimos. Geralmente, no entanto, o termo gestão de riscos é atribuído um significado mais amplo para abranger tanto uma vasta gama de riscos como um conjunto mais completo de atividades. Os perigos com os quais gestão de risco está interessada incluem, em geral, os eventos naturais e das interações homem-máquina que dão origem a uma série de riscos físicos, financeiros, legais e sociais. A principal preocupação aqui é com os riscos de sistemas tecnológicos. A gestão de riscos é praticada tanto no nível governamental como pelas empresas, de fato, muitas das questões importantes na gestão de risco tem a ver com o projeto das instituições necessárias para o gereciamento do risco público e com a avaliação do risco associado (MANNAN, 2012).

Para Barrault et al (2012), Gestão de Risco de sistemas industriais é baseada em um conjunto de análises de risco realizadas por setor: técnicas, humanas, organizacionais, ambientais e financeiras. No entanto, para alcançar uma gestão de risco integral, temos que levar em conta as interações entre estes diferentes tipos de risco: os riscos técnicos associados com componentes destes sistemas, os indivíduos que operam esses sistemas, o contexto ambiental, os perigos físicos e os regulamentos aplicáveis.

Segundo Sutton (2012), Sistemas de Gestão de Segurança tem como objetivo principal a identificação dos perigos que podem levar a um grande evento, para avaliar o risco associado com eles, e, em seguida, para implementar as salvaguardas apropriadas e ações corretivas, a fim de garantir que tais eventos não ocorrem realmente, ou que suas consequências sejam minimizadas.

São necessários sistemas de gestão eficazes para abordar os aspectos de saúde e segurança das atividades realizadas por todas as empresas associadas com a recuperação de hidrocarbonetos *offshore*. Estes sistemas de gestão devem ser aplicados a todas as fases do ciclo de vida de uma instalação e de todas as atividades relacionadas (ISO 17776, 2000).

As técnicas de análise do risco fazem parte do processo de implementação da gestão do risco. Esse processo de sistematização é fundamental para todas as áreas de projeto, manutenção e operação, sendo utilizadas como instrumento de tomada de decisão para

viabilizar os empreendimentos. O reconhecimento do risco residual ou a aceitação de um risco social tolerável devem fazer parte do conceito de negócio das organizações (MORAES, 2013).

Um estudo de segurança não é apenas um documento de análise ou discussão. Isso resulta em um sistema de gestão de risco que tem de ser implementado. Tal sistema geralmente é estruturado com base nas seguintes linhas:

- Identificar os perigos.
- Determinar o nível de risco associado a cada perigo.
- Descrever como os riscos devem ser controlados.
- Desenvolver um sistema de gestão de SMS que garanta que os controles são eficazes e coerentemente aplicados.
- Descrever as responsabilidades e atividades de auditores do sistema (SUTTON, 2012).

O Gerenciamento de Riscos visa o controle e a redução dos riscos implementando medidas técnicas e administrativas com o objetivo de prevenir, reduzir ou controlar o risco, bem como manter uma instalação operando dentro de padrões de segurança considerados toleráveis ao longo de sua vida útil. Os componentes da Gestão de Riscos podem ser caracterizados do seguinte modo: Análise e Avaliação, Decisão, Controle e Mitigação do Risco (MORAES, 2013).

No artigo 9º da convenção 174 da OIT é abordado que instalações sujeitas a risco maior, deverão criar e manter um sistema documentado de controle de risco que preveja:

a) *identificação e estudo dos perigos e avaliação dos riscos*, considerando inclusive possíveis interações entre substâncias;

b) *medidas técnicas que compreendam projeto, sistemas de segurança, construção, seleção de substâncias químicas, operação, manutenção e inspeção sistemática da instalação*;

c) medidas organizacionais que intimam formação e instrução do pessoal, fornecimento de equipamentos de segurança, níveis do pessoal, horas de trabalho, definição de responsabilidades e controle de empresas externas e de trabalhadores temporários no local da instalação;

(...)

g) *a melhoria do sistema, incluindo medidas para a coleta de informações e análise de acidentes ou quase-acidentes*. As experiências assim adquiridas deverão ser debatidas com trabalhadores e seus representantes e registradas de conformidade com a legislação e as práticas nacionais (OIT, 2001).

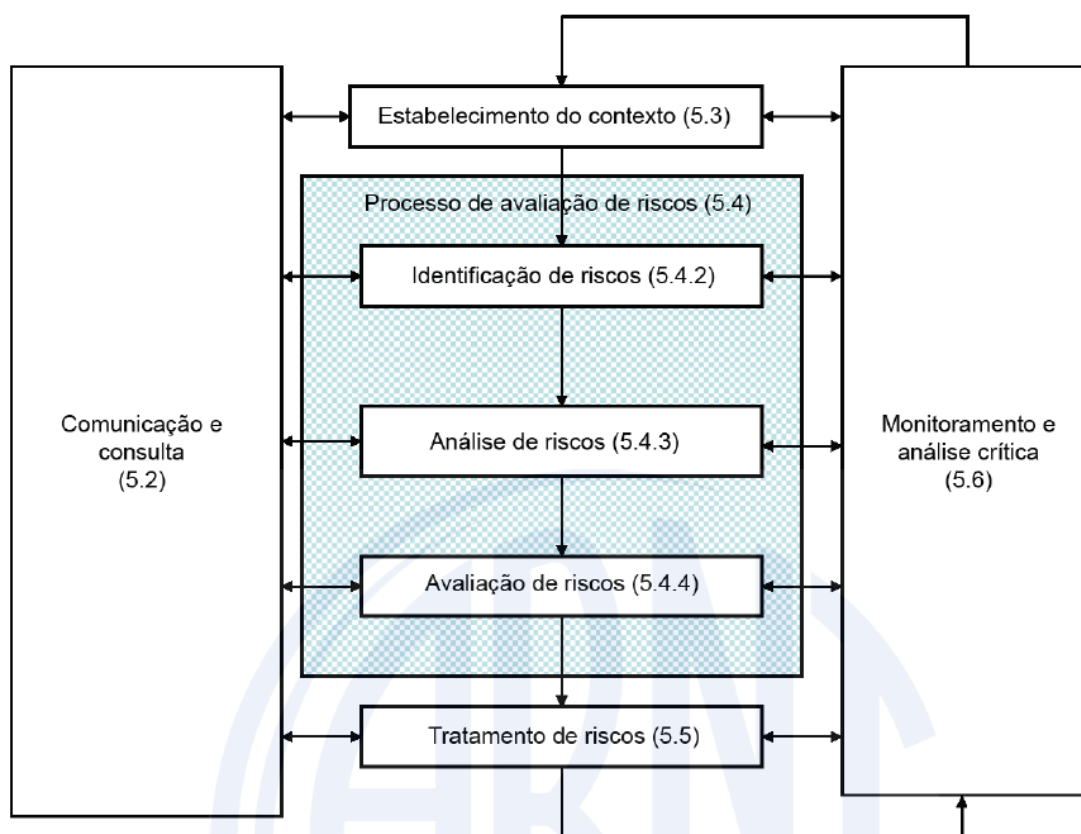
Gerenciamento de risco pela definição da CETESB é o processo de controle de risco compreendendo a formulação e a implantação de medidas e procedimentos técnicos e administrativos que têm por objetivo prevenir, reduzir e controlar o risco, bem como manter uma instalação operando dentro de padrões de segurança considerados toleráveis ao longo de sua vida útil (CETESB, 2001).

Todas as atividades de uma organização envolvem risco. As organizações gerenciam o risco, identificando-o, analisando-o e, em seguida, avaliando se o risco deve ser modificado pelo tratamento do risco a fim de atender a seus critérios de risco. Ao longo de todo este processo, elas comunicam e consultam as partes interessadas e monitoram e analisam criticamente o risco e os controles que o modificam, a fim de assegurar que nenhum tratamento de risco adicional seja requerido (NBR ISO 31.000, 2009).

Um elemento-chave dos sistemas de gestão eficazes é uma abordagem sistemática para a identificação de perigos e a avaliação do risco associado, a fim de fornecer informações para auxiliar a tomada de decisão sobre a necessidade de introduzir medidas de redução de risco (ISO 17776, 2000).

A política de redução de risco deve incluir medidas para evitar incidentes (ou seja, reduzir a probabilidade de ocorrência), para controlar incidentes (ou seja, limitar a extensão e duração de um evento perigoso) e para mitigar os efeitos (ou seja, reduzir as consequências). As medidas preventivas, como o uso de projetos inerentemente mais seguros e a garantia da integridade de ativos, devem ser enfatizadas sempre que possível. As medidas destinadas a recuperação dos efeitos de incidentes devem ser concebidos com base na avaliação dos riscos e devem ser desenvolvidas tendo em conta as possíveis falhas das medidas de controle e mitigação. Com base nos resultados da avaliação detalhada da saúde, da segurança e do meio ambiente, os objetivos e os requisitos funcionais devem ser fixados a níveis adequados (ISO 17776, 2000).

A gestão de riscos contribui para a realização demonstrável dos objetivos e para a melhoria do desempenho referente, por exemplo, à segurança e saúde das pessoas, à segurança, à conformidade legal e regulatória, à aceitação pública, à proteção do meio ambiente, à qualidade do produto, ao gerenciamento de projetos, à eficiência nas operações, à governança e à reputação (NBR ISO 31.000, 2009).



Fonte: (NBR ISO 31.000, 2009).

Figura 1 - Processo de Gestão de Riscos.

O processo de identificação de riscos inclui a identificação das causas e fontes do risco (perigo no contexto de dano físico), eventos, situações ou circunstâncias que poderiam ter um impacto material sobre os objetivos e a natureza desse impacto. A Figura 1 apresenta o fluxo de informações em um processo de gestão de riscos segundo a NBR ISO 31.000 (2009).

Os métodos de identificação de riscos podem incluir:

- métodos baseados em evidências, exemplos como listas de verificação e análises críticas de dados históricos;
- abordagens sistemáticas de equipe onde uma equipe de especialistas segue um processo sistemático para identificar os riscos por meio de um conjunto estruturado de instruções ou perguntas;
- técnicas de raciocínio indutivo tais como HAZOP (NBR ISO 31.010, 2012).

A análise de riscos consiste na determinação das consequências e suas probabilidades para eventos identificados de risco, levando em consideração a presença (ou não) e a eficácia de quaisquer controles existentes. As consequências e suas



probabilidades são então combinadas para determinar um nível de risco (NBR ISO 31.010, 2012).

A análise de riscos envolve a consideração das causas e fontes de risco, suas consequências e a probabilidade de que essas consequências possam ocorrer. Convém que os fatores que afetam as consequências e a probabilidade sejam identificados. Um evento pode ter múltiplas consequências e pode afetar múltiplos objetivos. Convém que controles de riscos existentes e sua eficácia sejam levados em consideração (NBR ISO 31.010, 2012).

A análise de riscos normalmente inclui uma estimativa da gama de consequências potenciais que podem surgir de um evento, situação ou circunstância, e suas probabilidades associadas, a fim de medir o nível de risco (NBR ISO 31.010, 2012).

A organização deve estabelecer, implementar e manter procedimento(s) para a identificação contínua e a avaliação de riscos e determinação de controles necessários.

O procedimento (s) para identificação e avaliação de riscos deve levar em conta:

- a) as atividades de rotina e não rotineiras;
- b) as atividades de todas as pessoas que têm acesso ao local de trabalho (incluindo empreiteiros e visitantes);
- c) comportamento humano, capacidades e outros fatores humanos;
- d) perigos identificados originados fora do local de trabalho susceptível de afetar negativamente a saúde e a segurança das pessoas sob o controle da organização no local de trabalho;
- e) perigos criados nas imediações do local de trabalho por atividades relacionadas ao trabalho sob o controle da organização;
- f) infra-estrutura, equipamentos e materiais no local de trabalho, seja fornecido pela organização ou outros;
- g) alterações ou mudanças propostas na organização, suas atividades ou materiais;
- h) alterações do sistema de gestão SMS, incluindo mudanças temporárias, e seus impactos sobre operações, processos e atividades;
- i) quaisquer obrigações legais aplicáveis em matéria de avaliação de riscos e implementação de controles necessários;
- j) o projeto de áreas de trabalho, processos, instalações, máquinas / equipamentos, procedimentos operacionais e organização do trabalho, incluindo a sua adaptação às capacidades humanas.

A metodologia da organização para identificação de perigos e avaliação de riscos deve:

- a) ser definida com respeito ao seu escopo, natureza e momento para garantir que é proativa e não reativa; e
- b) prever a identificação, priorização e documentação dos riscos, bem como a aplicação de controles, conforme o caso.

Para a gestão da mudança, a organização deve identificar os perigos e riscos associados a mudanças na organização, o sistema de gestão da SMS, ou das suas atividades, antes da introdução de tais mudanças. A organização deve assegurar que os resultados dessas avaliações são considerados na determinação dos controles. Ao determinar os controles, ou considerar mudanças para controles existentes, a seguinte hierarquia deverá ser considerada para reduzir os riscos:

- a) eliminação;
- b) substituição;
- c) os controles de engenharia;
- d) sinalização / avisos e / ou controles administrativos;
- e) equipamento de proteção individual.

A organização deve documentar e manter atualizados os resultados da identificação de perigos, avaliação de riscos e controles projetados. A organização deve assegurar que os riscos e controles são levados em consideração no estabelecimento, implementação e manutenção do sistema de gestão de SMS (OHSAS 18001, 2007).

A Figura 2 apresenta mais um exemplo das etapas de um sistema de gerenciamento de riscos.

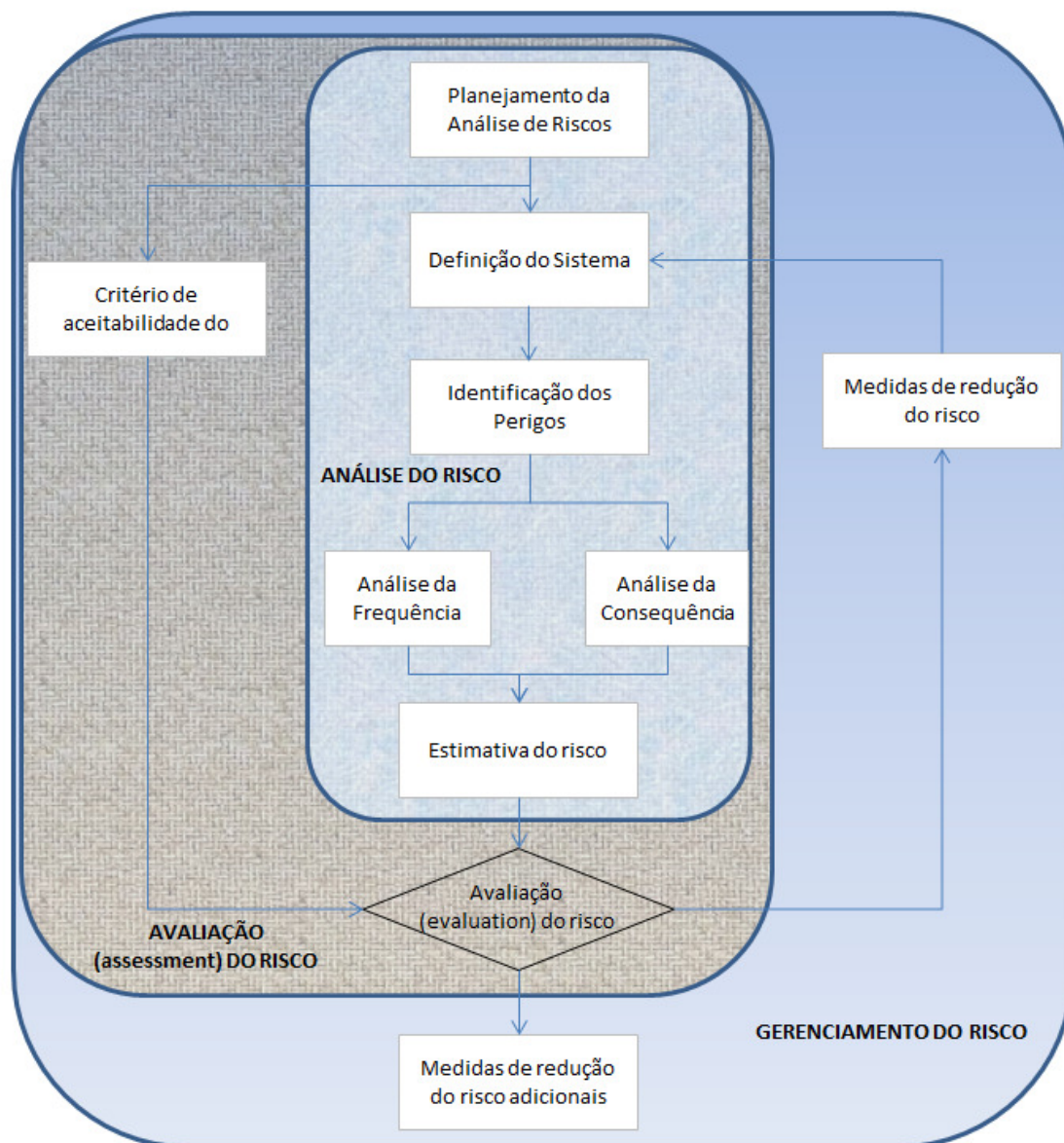


Figura 2 - Esquema simplificado de Gerenciamento de Risco

Fonte: NORSOK Z-013 (modificada)

### 3.2 MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCOS

Os métodos de análise de riscos têm como objetivo principal identificar os perigos e avaliar os riscos de um processo, planta, sistema e etc. As definições de perigos e riscos são muito importantes para entender a sistemática de análise de riscos. A seguir temos algumas definições de perigo e risco.

Perigo é uma ou mais condições, físicas ou químicas, com potencial para causar danos às pessoas, à propriedade, ao meio ambiente ou à combinação desses (CETESB P4.261, 2011).

Um perigo pode ser definido como uma condição física que tem o potencial de causar danos a pessoas, propriedade ou meio ambiente. Esta definição inclui perigo para as pessoas que surgem dentro de um curto espaço de tempo (por exemplo, incêndio ou explosão) e também os tipos de perigo que têm um efeito de longo prazo sobre a saúde de uma pessoa (por exemplo, liberação de substância tóxica). Identificação de perigo consiste na identificação de incidentes graves que podem resultar em perigo para os funcionários ou o público ou o ambiente ou em perda financeira (SCHULLER, 1997).

Perigo é uma inerente característica física ou química que tem o potencial de causar dano (a pessoas, propriedade ou o meio ambiente) (CCPS, 1992).

Perigo é uma fonte, situação ou ato com potencial de produzir danos em termos de ferimentos ou doenças ou uma combinação desses (OHSAS 18001, 2007).

Risco é a medida de danos à vida humana, resultante da combinação entre a frequência de ocorrência e a magnitude das perdas ou danos (consequências) (CETESB P4.261, 2011).

Risco pode também ser definido como uma condição física que pode causar dano para pessoas, propriedades e meio ambiente. A identificação de riscos consiste em identificar incidentes sérios os quais possam resultar em perigos para os empregados ou ao público ou ao meio ambiente ou em perda financeira. Métodos fundamentais podem ser utilizados para identificação de rotas que levem a consequências indesejadas, assim como identificar os incidentes os quais podem levar a problemas de operacionalidade, manutenibilidade e outros (SCHULLER et al, 1997).

Risco é a combinação de frequência de ocorrência dos eventos perigosos ou exposições e a severidade do ferimento ou doença que pode ser causada pelo evento ou exposição (OHSAS 18001, 2007).

Risco é definido como as consequências indesejadas de uma atividade particular em relação à probabilidade de que isso pode ocorrer. Assim, o risco consiste em duas

variáveis características: a magnitude do reflexo e a probabilidade de que estes podem ocorrer. Uma análise de risco geralmente consiste na identificação dos eventos de falha intermediários que conduzem a consequências indesejáveis e cálculo da probabilidade de ocorrência destas consequências indesejáveis (SCHULLER, 1997).

Risco tem sido definido como uma medida das perdas econômicas ou ferimentos tanto em termos de probabilidade de o incidente e a magnitude da perda ou lesão (CCPS, 1989).

Uma das definições amplamente aceitas para perigo e risco é que, perigo é o potencial de causar danos, enquanto o risco é a probabilidade de danos (MANNAN, 2012).

Perigo é uma condição ou situação que existe dentro do ambiente de trabalho capaz de provocar danos, lesões e / ou danos. Risco é a probabilidade ou possibilidade de consequências de perigo em termos de gravidade e probabilidade (VINCOLI, 2005).

Análise de riscos é definida por Rouhiainen (1993) como sendo um exame sistemático da estrutura e funções de um sistema, que tem como objetivo identificar contribuintes de acidentes potenciais, para avaliar o risco induzido por eles e encontrar medidas de redução de risco.

Identificação e avaliação de riscos envolve uma série de etapas, conforme descrito abaixo:

- a) Etapa 1: Identificação do risco, com base na consideração de fatores tais como as propriedades físicas e químicas dos fluidos a serem tratados, o *layout* dos equipamentos, procedimentos de operação e manutenção e condições de processamento. Riscos externos, como colisão navio, condições ambientais extremas, acidentes de helicóptero, etc. também precisam ser considerados nesta fase.
- b) Etapa 2: Avaliação do risco decorrente através da análise dos riscos identificados e da sua tolerabilidade para as pessoas, as instalações e o meio ambiente. Isso normalmente envolve a identificação inicial de eventos, identificação de possíveis sequências de acidentes, a estimativa da probabilidade de ocorrência de sequências de acidentes e avaliação das consequências. A aceitabilidade do risco estimado deve, então, ser julgada com base em critérios adequados à situação particular.
- c) Etapa 3: Eliminação ou redução do risco caso isso seja necessário. Isso envolve a identificação de oportunidades para reduzir a probabilidade e / ou consequência de um acidente (ISO 17776, 2000).

Um grande número de técnicas de análise para identificação e avaliação de riscos foram desenvolvidas ao longo dos anos. Estas técnicas podem ser divididas em métodos qualitativos e quantitativos. As técnicas de análise qualitativas identificam perigos e falhas que podem levar a consequências indesejáveis. Os métodos quantitativos são técnicas que calculam a probabilidade de ocorrência de uma consequência indesejada (SCHULLER et al, 1997). Embora normalmente os ARP utilizem métodos qualitativos para analisar potenciais falhas em equipamentos e erros humanos que levem a acidentes, esses estudos podem também ressaltar falhas nos sistemas de gerenciamentos de riscos de processo de uma organização (CCPS, 1992).

Os métodos utilizados na análise de riscos podem ser qualitativos, semi-quantitativos ou quantitativos. O grau de detalhe requerido dependerá da aplicação em particular, da disponibilidade de dados confiáveis e das necessidades de tomada de decisão da organização. Alguns métodos e o grau de detalhe da análise podem ser prescritos pela legislação (NBR ISO 31.010, 2012).

Avaliação de riscos é normalmente realizada por uma equipe, mas para algumas instalações ou operações podem ser realizadas por um indivíduo. A eficácia de uma avaliação dos perigos e riscos depende das habilidades, do conhecimento e dos esforços do pessoal que realiza o estudo. O número de pessoas envolvidas e sua gama de experiência devem ser determinados pelo tamanho e complexidade da instalação ou operação que está sendo analisada. A identificação de perigos e avaliação subsequente de risco deve ser realizada por pessoa, ou grupos de pessoas que sejam tanto qualificados nas técnicas envolvidas e bem como informados sobre o projeto, a operação e a manutenção das instalações em análise (ISO 17776, 2000).

A avaliação qualitativa define consequência, probabilidade e nível de risco por níveis de significância, tais como “alto”, “médio” e “baixo”, pode combinar consequência e probabilidade, e avalia o nível de risco resultante em comparação com os critérios qualitativos (NBR ISO 31.010, 2012).

Os métodos semi-quantitativos utilizam escalas de classificação numérica para consequência e probabilidade e as combinam para produzir um nível de risco utilizando uma fórmula. As escalas podem ser lineares ou logarítmicas, ou podem ter alguma outra relação; as fórmulas utilizadas também podem variar (NBR ISO 31.010, 2012).

A análise quantitativa estima valores práticos para consequências e suas probabilidades, e produz valores do nível de risco em unidades específicas definidas quando se desenvolveu o contexto. A análise quantitativa completa pode nem sempre ser

possível ou desejável devido a informações insuficientes sobre o sistema ou atividade que está sendo analisado, à falta de dados, à influência dos fatores humanos etc., ou porque o esforço da análise quantitativa não é justificável ou requerido. Em tais circunstâncias uma classificação comparativa semi-quantitativa ou qualitativa de riscos por especialistas, conhecedores em suas respectivas áreas, pode também ser eficaz (NBR ISO 31.010, 2012).

Alguns métodos são descritos como completos pois englobam as etapas de identificação dos cenários, categorização dos riscos e recomendações para controle dos riscos não toleráveis. Métodos nesta categoria são Análise *What If?*, Análise Preliminar de Riscos (APR), estudos de HAZOP e FMECA. Destes, APR é usada em um estágio inicial no projeto. Outros métodos, como a árvore de eventos, análise de árvore de falhas e análise da confiabilidade humana, são técnicas específicas utilizadas para complementar ou apoiar métodos mais abrangentes. Elaboração de cenários e análise de consequências fazem parte da identificação de perigos, mas também são características importantes na avaliação de riscos (MANNAN, 2012).

Também pode-se separar as técnicas em qualitativas e quantitativas. As técnicas qualitativas são utilizadas para identificação e análise de perigos e riscos. As técnicas quantitativas são utilizadas para avaliar a magnitude das consequências dos perigos ou riscos identificados. A Tabela 1 apresenta os principais métodos, porém não é finita.

Tabela 1 - Principais Técnicas de Análise de Riscos.

Técnicas de Análise Qualitativa	Técnicas de Análise Quantitativas
Revisão de segurança	Árvore de Falhas
Check-list de segurança	Markov
Análise Preliminar de Riscos	Árvore de eventos
Análise “E se” (What-if)	Simulações de Monte Carlo
Análise de Perigos e Operacionalidade (HAZOP)	
Análise de Modos de Falha e Efeitos (FMEA, em inglês)	
Análise Crítica	

(SCHULLER et al, 1997)

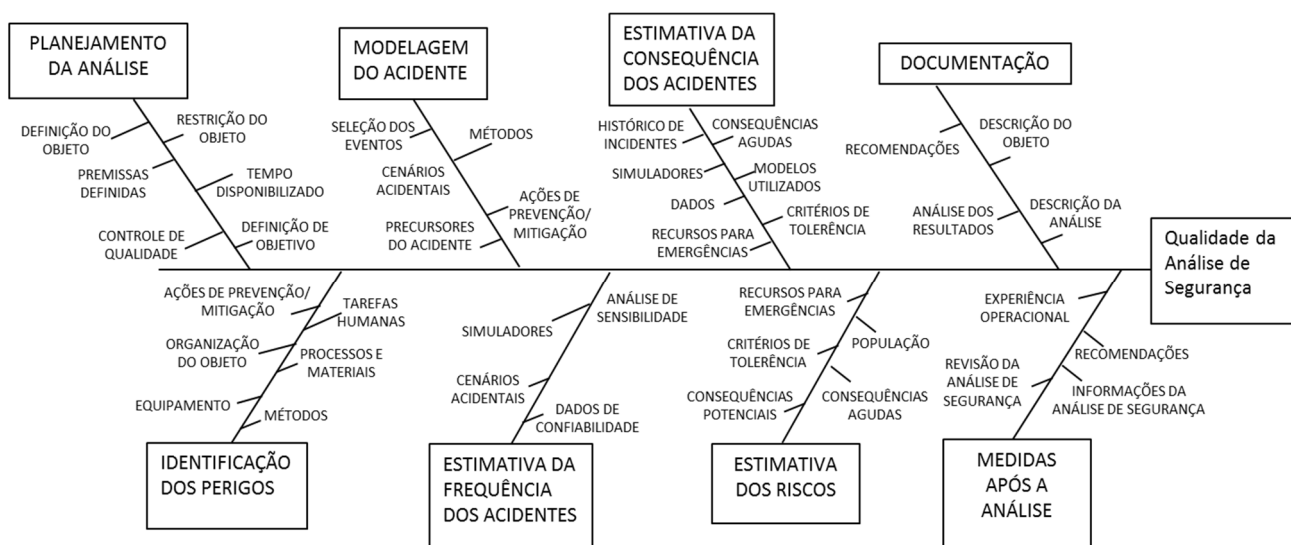
O processo de avaliação de riscos pode ser conduzido em vários graus de profundidade e detalhe e utilizando um ou muitos métodos que vão do simples ao complexo. Convém que a forma de avaliação e sua saída sejam compatíveis com os critérios de risco, desenvolvidos como parte do estabelecimento do contexto (NBR ISO 31.010, 2012).

Em termos gerais, convém que as técnicas apropriadas apresentem as seguintes características:

- sejam justificáveis e apropriadas à situação ou organização em questão;
- proporcionem resultados de uma forma que amplie o entendimento da natureza do risco e de como ele pode ser tratado;
- sejam capazes de utilizar uma forma que seja rastreável, repetível e verificável.

Convém que as razões para a escolha das técnicas sejam dadas com relação a pertinência e adequação. Ao integrar os resultados de diferentes estudos, convém que as técnicas utilizadas e as saídas sejam comparáveis (NBR ISO 31.010, 2012).

Nas ARP, as fases posteriores da análise dependem das fases anteriores. A Figura 3, sob a forma de um diagrama de causa-efeito (diagrama Ishikava), mostra como a cada fase do processo da análise pode influenciar na sua qualidade. Segurança é aqui definida como sendo uma análise sistemática da estrutura e funções de um sistema, que visa identificar condicionantes de acidentes potenciais, para avaliar o risco induzido por eles e encontrar medidas de redução de risco (ROUHIAINEN, 1993).



Fonte: ROUHIAINEN, 1993.

Figura 3 Fatores das diferentes fases da análise de segurança de processo que afetam a qualidade total .



### 3.2.1 A técnica HAZOP

Uma técnica amplamente utilizada para a identificação dos riscos é o HAZOP (do inglês *Hazard and Operability*, riscos e operabilidade). Esta técnica baseia-se em um exercício de equipe que envolve examinar o projeto à luz das potenciais situações de risco (LEES, 1996).

Indiscutivelmente, o HAZOP é o método de análise de riscos de processo mais utilizado no mundo atualmente e visto como a técnica mais completa e profunda. Ele tem sido o tema de livros, guias e um padrão internacional e é designada como uma técnica de ARP aceitável pelas agências reguladoras em todo o mundo, por exemplo OSHA nos Estados Unidos (BAYBUTT, 2015) e a ANP no Brasil.

A técnica de análise HAZOP foi primeiramente desenvolvida no Reino Unido para uso na indústria química durante os anos sessenta. *Imperial Chemical Industries, Ltd. (ICI)* é reconhecida por desenvolver esta abordagem padronizada para a análise de riscos de processos associados com condições operacionais básicas (VINCOLI, 2006). Originalmente HAZOP foi uma técnica desenvolvida para sistemas com fluxos de um fluido ou algum outro material em processos industriais. HAZOP é particularmente utilizado para identificar fraquezas em sistemas (existentes ou propostos) envolvendo fluxo de materiais, pessoas ou informações, ou um número de eventos ou atividades numa sequência planejada ou procedimentos controlados como uma sequência (CCPS, 1992).

HAZOP é um método formal, sistemático, lógico e estruturado para identificar potenciais desvios de operações de condições de projeto que poderiam criar problemas de operabilidade e riscos. O uso bem sucedido da técnica de estudo HAZOP é dependente do conhecimento e experiência dos indivíduos que compõem as equipes de avaliação (VINCOLI, 2006). Por essa razão, é importante que o grupo seja composto, além dos engenheiros de projeto, supervisores, pessoal de manutenção, técnicos, representantes da segurança e até consultores para garantir um time experiente.

A base do HAZOP é um “exame por palavra guia” o qual é uma busca deliberada por desvios de projeto. Para facilitar esse exame, o sistema é dividido em várias partes de maneira que seja adequadamente definido pelo projeto. O tamanho de cada trecho escolhido depende da complexidade do sistema e da severidade do risco. Para sistemas complexos ou onde há magnitude elevada do risco os trechos tendem a ser menores. A escolha dos elementos estudados é uma decisão subjetiva que pode ter várias combinações dependendo do propósito ou da aplicação do estudo. Os elementos podem

ser simples estágios ou passos de um procedimento, sinais e equipamentos de um sistema de controle, equipamentos ou componentes de um processo ou um sistema eletrônico, etc. (BAYBUTT, 2015; IEC, 2001). Em uma análise por HAZOP, um grupo multidisciplinar usa a criatividade, com uma abordagem sistemática para identificar riscos e problemas operacionais resultantes de desvios do projeto que possam levar a consequências indesejadas. Um líder experiente guia sistematicamente o grupo através do projeto utilizando algumas palavras fixas (chamadas de “palavras guias”). Essas palavras guias são aplicadas em pontos específicos ou “nós” no projeto de uma planta e são combinados com parâmetros de processo específicos para identificar potenciais desvios de operação da planta (BAYBUTT, 2015; IEC, 2001; CCPS, 1992). É esperado que uma ARP represente uma situação da vida real (SUOKAS et al, 1989), mas esse objetivo nem sempre é alcançado. Apesar de todo o esforço, há falhas em prever todos os riscos de uma planta e alguns deles resultaram em acidentes (GUJAR, 1996).

Mesmo com o grande número de estudos realizados desde que o padrão da OSHA de Gerenciamento de Segurança de Processo foi emitido em 1992, análises de risco inadequadas que facilitam a ocorrência de acidentes continuam acontecendo. Isso ocorre devido a limitações nas análises de riscos de processo ocasionando uma série de falhas durante seu desenvolvimento e aplicação. Como exemplo pode-se citar um estudo realizado pela U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board (CSB) (KASZNIAL, 2010) no qual dez anos de relatórios investigativos de acidentes foram analisados. De um total de 46 investigações, 21 (46%) identificaram problemas nas análises de riscos de processo. Em 8 dos 21 casos (38%), a CSB observou que lições aprendidas anteriores não foram incluídas nas análises. Em todos os cinco incidentes envolvendo unidades menores, o pessoal não tinha experiência suficiente ou qualificação para conduzir as análises de riscos. Em outras investigações, ficou claro que incidentes ocorridos anteriormente, em plantas e equipamentos similares ou até mesmo na mesma empresa, não foram incorporados na análise de risco como cenários possíveis. Em 4 investigações (19%) a equipe de análise não avaliou adequadamente os controles e salvaguardas e não adicionou as camadas de proteção compatíveis com o aumento da severidade das consequências dos riscos. Na mesma proporção, as equipes esqueceram de adicionar cenários relevantes durante o estudo do processo. Em dois casos investigados, os trabalhadores não estavam significativamente envolvidos nas análises de riscos do processo (KASZNIAL, 2010). No livro *Offshore Safety Management*, Sutton

(2014) apresenta erros nas análises de riscos como o terceiro maior condicionante para a ocorrência de incidentes, Tabela 2.

Tabela 2 - Análises de Incidentes: fatores condicionantes.

Elemento do SGSO (SEMS)	Número de Incidentes	%
Integridade Mecânica	726	38
Procedimentos Operacionais	609	31
Análises de Risco	412	21
Gerenciamento de mudanças	203	10

Fonte: IAN SUTTON, 2014.

Suokas et al (1989) investigou a questão "qual dos constituintes dos incidentes teria sido identificada em uma análise de toda a planta". Os resultados mostraram a surpreendentemente visão pessimista que somente eram esperados que 55% dos condicionantes fossem identificados pelos métodos HAZOP, FMEA ou MORT.

Ringdahl (1987) estruturou uma árvore de falhas (Figuras 4 a 7) que lança os possíveis lapsos que ocorrem durante uma AR que resultam em um risco não controlado. O ponto de partida é um suposto acidente. O primeiro ramo indica se o perigo foi ou não identificado. Se o perigo não foi identificado, a explicação pode ser que o subsistema não foi analisado ou que a análise falhou. Problemas após a identificação de um perigo (Figuras 4 e 5) pode resultar de ações preventivas insuficientes ou a não implementação das medidas recomendadas. Um subsistema que não é analisado pode ser resultado de vários fatores (Figura 6). Uma área ou um subsistema poder ser excluído por engano, descuido, falta de tempo ou uma série de outras explicações. As exclusões também podem ser intencionais por diversas razões, algumas das quais são mostradas na árvore. A falha na análise (Figura 7) pode ser causada por informações incorretas, alterações do sistema ou informações erradas ou incompletas. Falhas na realização de uma análise também podem ocorrer por uma série de razões.

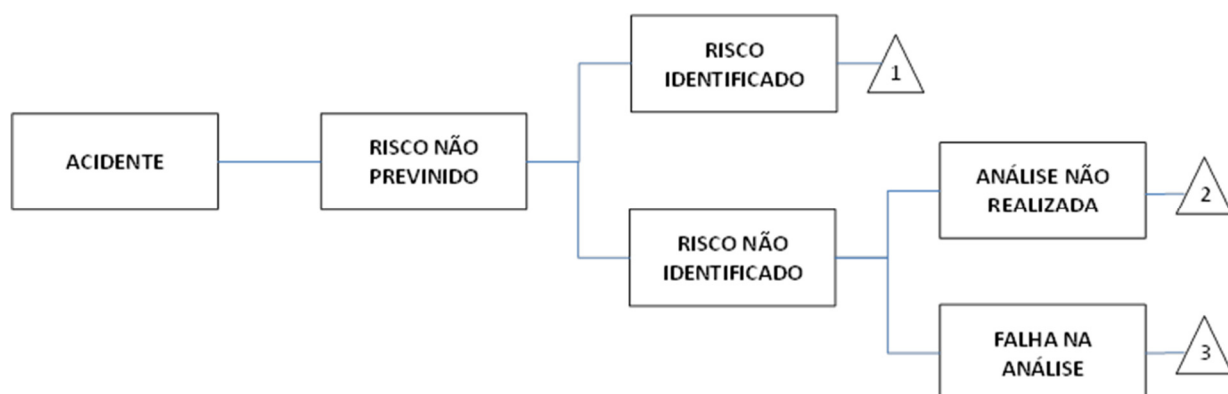


Figura 4 - Árvore de falhas (parte 1)

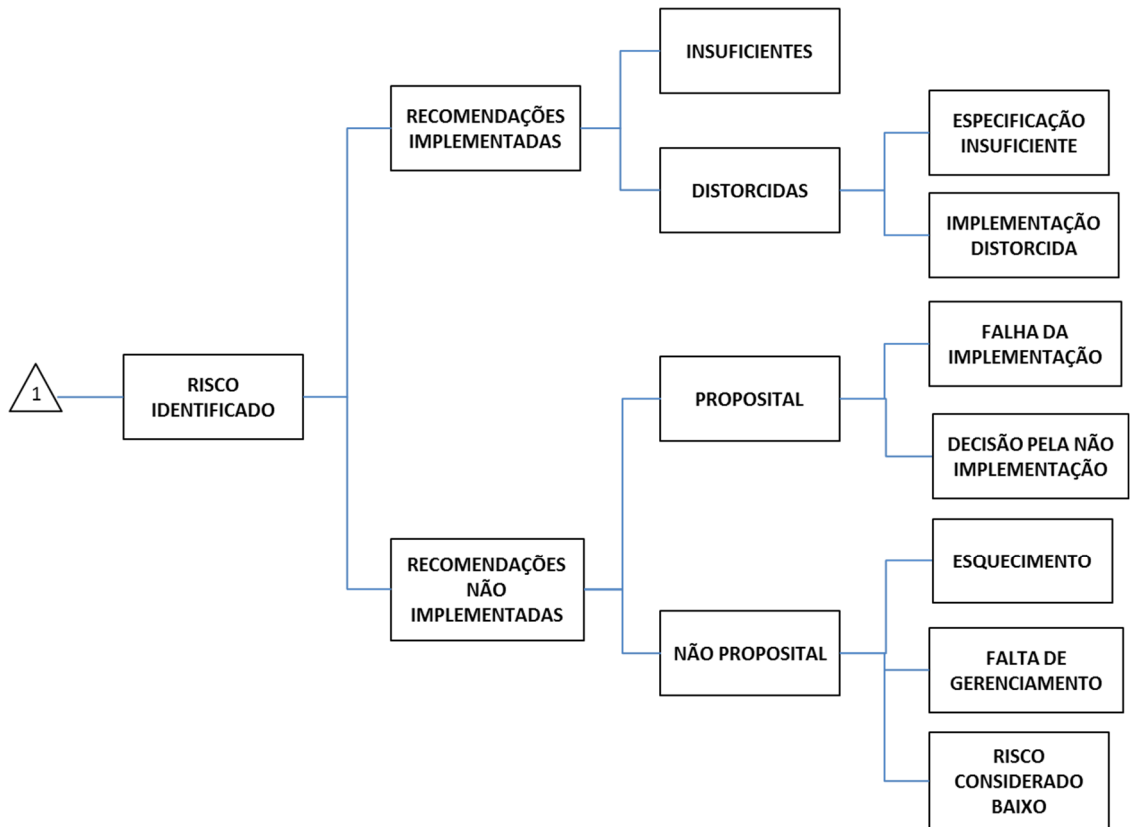


Figura 5 - Árvore de falhas (parte 2)

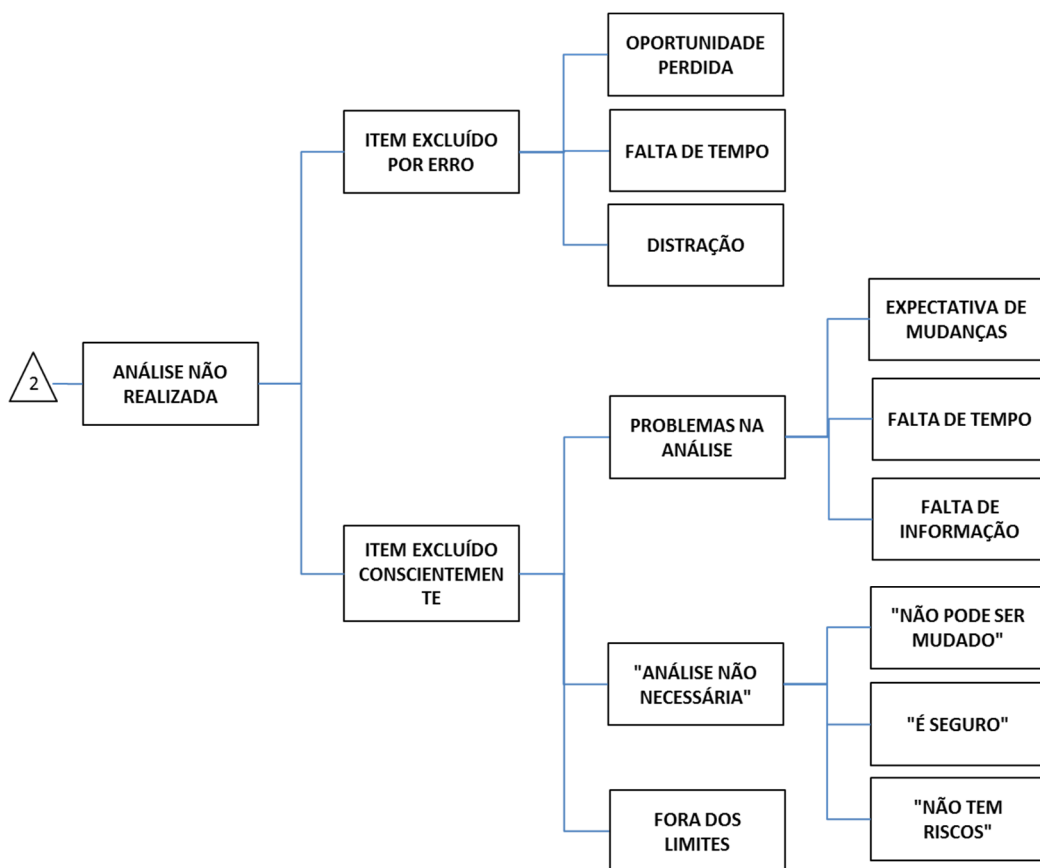


Figura 6 - Árvore de falhas (parte 3)

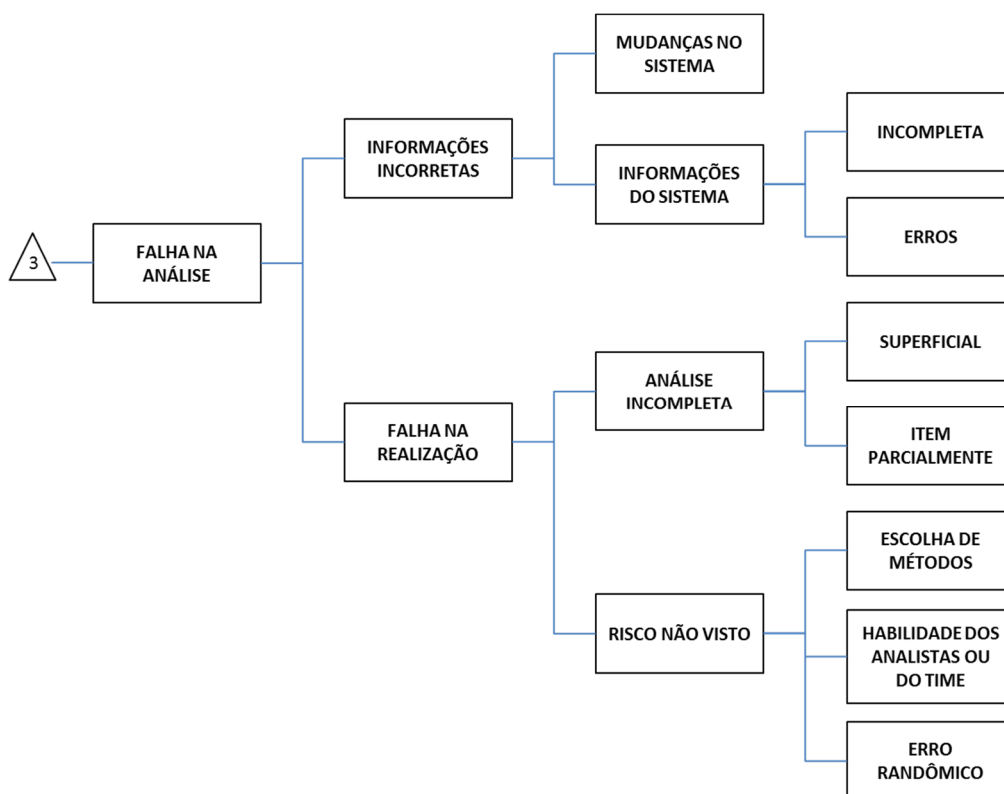


Figura 7 - Árvore de falhas (parte 4)

Avaliação de riscos de processo, por si só, não identifica os riscos ou falhas que causam acidentes. Ao invés disso, ela fornece uma oportunidade para o grupo de estudo usar seu conhecimento e experiência para identificar o desenrolar de um acidente envolvendo a ocorrência de falhas mecânicas e riscos de processo. Se o grupo não tem conhecimento e experiência nos mecanismos que envolvem certos acidentes, eles não serão identificados no estudo. Estudos de avaliação de riscos dependem das pessoas usarem sua imaginação e criatividade para identificar um cenário acidental. Eventos iniciadores factíveis são incluídos no estudo enquanto os irrelevantes não são. Todavia, algo pode ser relevante ou irrelevante para diferentes pessoas e um julgamento subjetivo está envolvido na interpretação. A percepção humana influencia as estimativas de probabilidade. As experiências das pessoas são refletidas nessas estimativas. Normalmente, o grupo subestima a probabilidade de um evento ocorrer se não tiverem experiência com ele ou superestimar um evento com o qual já se depararam. Estimativas de probabilidade podem não ser equivalentes de um grupo para o outro numa mesma companhia ou até em um mesmo estudo pois envolve um julgamento subjetivo. Nos momentos da avaliação onde o julgamento subjetivo é crítico, o grupo deve utilizar

cenários já analisados por especialistas e fazer uma comparação com suas próprias análises (BAYBUTT, 2003, 2014, SWANN et al, 1995, SUOKAS et al, 1989).

A profundidade da análise também é definida quanto a alocação de recursos. Restrições feitas na primeira fase tem um efeito sobre a identificação e prevenção de um cenário acidental. Certos perigos e as suas causas são mais ou menos intencionalmente excluídos da análise, quando os sistemas físicos, tarefas humanas, atividades (manutenção, testes, etc.) sistemas de informação e funções de gerenciamento são deixados de fora da análise (SUOKAS et al, 1989; RINGDAHL, 1987).

O manual de procedimentos de avaliação de riscos da *American Institute of Chemical* (CCPS, 1992) lista algumas limitações clássicas desses estudos: reprodutibilidade (Vários aspectos das ARPs são sensíveis às suposições dos analistas. Diferentes especialistas, em posse das mesmas informações, podem gerar resultados diferentes quando analisam o mesmo problema.), integralidade (Não há nenhuma garantia que todos os acidentes, causas e efeitos serão considerados.), relevância da experiência (Uma equipe de estudo pode não ter uma base apropriada de experiência para avaliar a importância de possíveis acidentes.) e subjetividade (O grupo de análise de risco deve extrapolar a partir de sua experiência para determinar se um problema é importante.).

Frequentemente em uma ARP, o grupo debate a probabilidade de um cenário acidental em particular ocorrer. Indivíduos que não acreditam que o cenário é factível podem persuadir outros membros do grupo do seu ponto de vista. Vários fatores influenciam a percepção de credibilidade do grupo aos cenários de risco. Isso inclui a idade e a história do processo. Para processos já estabelecidos que operem de maneira satisfatória por muitos anos, os participantes tendem a julgar alguns riscos como irrelevantes ou não factíveis. A natureza humana minimiza os riscos com quais nunca foi defrontado. A familiaridade com certos riscos também pode leva-los a serem subestimados por membros que trabalhem com o processo por muitos anos. Se um membro do grupo tem experiência em incidentes que não geraram consequências relevantes, o cenário pode ser caracterizado como irrelevante, mesmo que uma variante possa representar sérias consequências (BAYBUTT, 2003). As informações e o conhecimento disponíveis são limitados. É óbvio que os fenômenos desconhecidos para os membros de uma equipe de análise de segurança / risco não podem ser identificados na análise. Por outro lado, as discrepâncias entre a documentação escrita do sistema e a realidade significa que importantes condicionantes de acidentes não podem ser citados pela análise (SUOKAS et al, 1989).

Além disso, executar tarefas complexas com perfeição perfeitamente, e análises de riscos são tarefas complexas, é uma atividade intelectual exigente que normalmente demanda recursos cognitivos dos participantes. Esses estudos envolvem intensos *brainstorming* por longos períodos de tempo. Esses fatores humanos diminuem a probabilidade de identificação de acidentes em uma ARP, particularmente em cenários mais complexos. O grupo pode ser incapaz de digerir todas as informações do processo. Existe na prática um limite de informações de processo que pode ser lida, entendida e aplicada em uma ARP. Durante a investigação de um acidente pode ocorrer que uma informação em particular disponível para o grupo de análise, se considerada, pudesse ter evitado o acidente. Embora essas conclusões pareçam óbvias quando olha-se para trás, estavam longe de o serem para o grupo da avaliação (BAYBUTT, 2003).

As três características que parecem dominar uma aplicação efetiva dos estudos de risco são os seguintes:

- Pré-trabalho adequado
- Composição da equipe
- Liderança de equipe e competência do líder da equipe (SWANN et al, 1995).

Na literatura várias deficiências das análises de risco foram discutidas de vários pontos de vista. Entretanto, as discussões geralmente ficam limitadas ao procedimento das análises de segurança (SUOKAS, 1985). Ringdahl (1993) aponta que a política de segurança da empresa é fundamental para a probabilidade de uma análise bem sucedida. A política e a sua interpretação vai definir o escopo da análise, os recursos disponíveis para análise, implementação de melhorias, etc. Mas a política não só é definida por decisões tomadas pela gestão de topo, ele também tem um lado informal tais como atitudes entre as pessoas envolvidos no projeto. A Tabela 3, também da autoria de Ringdahl (1987), cita exemplos de problemas relacionados ao procedimento de análise de risco.

Tabela 3 - Exemplos de problemas relacionados ao procedimento de análises de risco

<b>Parte do Procedimento</b>	<b>Exemplos de problemas</b>
Política de Segurança	Objetivos confusos, criando falta de motivação. Parte do sistema de produção excluído da análise. Recursos insuficientes para análise ou implementação de melhorias
Informação	A informação sobre o sistema não é suficientemente detalhada ou está incorreta. O sistema mudou tornando a análise inválida.
Identificação do risco	O sistema não é analisado. Análise incompleta devido a: - exclusão de parte do objeto; - análise superficial. Omissões na análise devido a: - escolha do método inadequado; - habilidade deficiente do analista ou do time; - erro randômico.
Avaliação do erro	Subestimação do risco significando que as recomendações foram excluídas
Recomendações para melhoria	Não há recomendações. Recomendações insuficientes ou inadequadas.
Decisão	A recomendação não é aceita significando em manutenção do risco
Implementação	A recomendação é insuficiente implementada (distorcida) devido à especificação confusa.

Fonte: RINGDAHL, 1987

Como afirmado anteriormente, apesar de todos os nossos esforços, vamos deixar de prever todos os perigos e alguns vão resultar em acidentes. É preciso, no entanto, lembrar que devemos aprender com esses acidentes. Devemos analisar não apenas os acidentes, que resultaram em ferimentos graves ou danos, mas também daqueles que não têm, por exemplo, vazamentos que se inflamem. Se esses "quase-acidentes" não são investigados



e as lições aprendidas não são conhecidos por aqueles interessados, podendo resultar em ferimentos ou danos da próxima vez (GUJAR, 1996).

A técnica HAZOP não está imune a essas falhas, apesar da sua popularidade, o HAZOP também sofre de inúmeras fraquezas que muitas vezes não são reconhecidas (BAYBUTT, 2015). Os especialistas sentem que quanto mais divulgada uma técnica, maiores as chances que ela se torne diluída, resultando na redução da qualidade (GUJAR, 1996).

O HAZOP não é um método infalível de identificar todos os possíveis perigos e problemas de operabilidade que possa surgir durante as operações reais. Conhecimentos e experiência dentro da equipe é fundamental para a qualidade e integridade do estudo. A precisão e a extensão da informação disponível para a equipe, o escopo do estudo, e a maneira que o estudo é desenvolvido influenciam o seu sucesso. Apenas um exame sistemático, criativo e imaginativo pode produzir um relatório de alta qualidade, mas, mesmo assim, nem todos os problemas potenciais serão necessariamente encontrados. Além disso, o estudo só será eficaz se os problemas identificados durante o estudo são resolvidos e colocados em prática (MENTZER et al, 2014).

É uma vantagem o grupo de estudo usar imaginação e criatividade para identificar cenários ao invés de seguir regras definidas. Essa abordagem promove a identificação de cenários que de outra maneira não seriam identificados. Por outro lado, também por ser visto como uma fraqueza pois o grupo pode falhar em identificar certos cenários por não poder contar com uma abordagem mais prescritiva. Onde há falta de entendimento, há um grande potencial para perda de cenários acidentais. Assim como quando o acidente envolve um fenômeno desconhecido ou uma falha mecânica não conhecida previamente (BAYBUTT, 2015, 2003; SUOKAS et al, 1989; RINGDAHL, 1993). O sucesso do HAZOP depende fortemente da habilidade e experiência do líder e do conhecimento, experiência e interação entre os membros do grupo (IEC, 2001).

Uma das características mais importantes do HAZOP é a composição do grupo: a correta combinação de habilidades e experiência deve estar presente e além do contínuo envolvimento da equipe nas discussões. A experiência tem mostrado que a representação inadequada, particularmente por aqueles sem o conhecimento operacional, pode prejudicar seriamente os benefícios de um estudo HAZOP, e talvez, eventualmente custar centenas de vezes o custo de uma representação adequada (SWANN et al, 1995; ROUHIAINEN, 1993). Os operadores devem ser envolvidos no exercício HAZOP porque eles vão dar o pessoal operacional uma compreensão das razões para as várias

características do projeto e ajudá-los a escrever as instruções de operação (GUJAR, 1996).

Outra desvantagem é o fato de uma importante característica da criatividade humana ser perdida se o grupo confia somente no método de *brainstorming* pois muitas vezes é necessário um tempo para “digerir” os cenários e eventos iniciadores. Apesar disso, o trabalho dos membros de grupo de HAZOP é considerado concluído após o término de uma seção de estudo. Normalmente, estudos de avaliação de riscos de processo utilizando a técnica HAZOP consomem mais tempo que outros métodos. Estudos longos podem ter impacto adverso sobre o desempenho dos participantes que tendem a ficar cansados, distraídos e menos participativos (BAYBUTT, 2015). A maioria dos erros de análise de perigos não são devido a erros nos dados, mas devido a uma falha de prever todos os perigos ou todas as maneiras em que poderiam surgir o perigo. O elemento humano desempenha um papel mais importante na procura de todos os perigos e todas as fontes de riscos do que a utilização de documentação com maior precisão (GUJAR, 1996).

Cada método tem seu próprio padrão de pesquisa que define as limitações de sua abrangência. Por exemplo, o estudo de risco e operabilidade (HAZOP), abrange os riscos induzidos por desvios de processo. As causas típicas identificadas são as falhas do equipamento principal de operação, tais como bombas, compressores, trocadores de calor e válvulas críticas, bem como instrumentação. Erros humanos em operações manuais relativas ao equipamento de processo principal e as suas funções, tais como a abertura / fechamento de válvulas, iniciar / parar bombas e compressores, são geralmente cobertos adequadamente. Problemas ocorreram durante a tentativa de abranger erros humanos, como iniciar uma bomba de forma errada, ligar uma bomba ou muito cedo ou mais tarde, diagnosticar e interpretar o estado do processo para decidir sobre novas ações. Fatores problemáticos cobertos por HAZOP incluem efeitos ambientais sobre o comportamento do processo. Fatores organizacionais permanecem completamente fora do âmbito do HAZOP (SUOKAS et al, 1989).

Essas limitações incluem também o pensamento que uma análise completa está sendo realizada por conta de uma estrutura formal. Essa sensação de segurança pode levar os participantes a acreditar que uma análise minuciosa foi realizada quando pode não ser o caso. Não há garantia que todos os cenários importantes foram identificados. Quando o escopo do estudo aumenta e um alto nível de detalhamento é requerido, o potencial de itens serem omitidos ou esquecidos cresce da mesma maneira. Além disso, o HAZOP só considera os riscos representados nos documentos de projeto disponíveis. As atividades

ou operações que aparecem não são consideradas. No HAZOP o processo é desmembrado em vários pequenos pedaços, “nós”, para facilitar a análise. Por um lado isso é uma vantagem pois foca atenção em partes específicas para facilitar a análise, por outro lado é uma desvantagem para cenários complexos originários de vários nós. Desse modo, o HAZOP é um estudo profundamente suscetível a ser incompleto. O estudo HAZOP é teoricamente atrativo mas limitado na prática (BAYBUTT, 2015, 2003, 2014; SUOKAS et al, 1989).

Outro aspecto negativo do HAZOP é o emprego de termos técnicos que talvez o pessoal de operação que nunca utilizou a técnica não esteja familiarizado. Termos como nó, desvio, palavra guia, parâmetros dentre outros podem causar confusão. Não é incomum os participantes, mesmo aqueles já experientes, confundir alguns termos (BAYBUTT, 2015).

Para Wang et al (2013), embora as indústrias gastem uma quantidade significativa de empregados, tempo e dinheiro em análises por HAZOP, elas não fazem o uso eficaz dos resultados das análises. Uma possível razão pode ser a enorme quantidade de dinheiro necessário para implementar as sugestões e adotar as medidas recomendadas de acordo com os resultados HAZOP, especialmente quando as questões de segurança não são imediatas e óbvias. Consequentemente, relatórios de análise HAZOP são simplesmente arquivados e análises HAZOP são reduzidas a uma forma superficial de gestão de segurança de processo. O problema com recomendações do HAZOP é que elas são criadas numa fase em que o projeto detalhado está em andamento, a equipe de projeto e empreiteiro ter normalmente iniciado o projeto detalhado e já ter encomendado muitos itens. Para fazer uma série de mudanças nesta fase é inevitavelmente caro e provoca atraso potencial. Culpar o estudo HAZOP por estes custos extras é não compreender a natureza do processo de gestão de projeto (SWANN et al, 1995). Acompanhamento das recomendações HAZOP é tão importante como o próprio HAZOP (GUJAR, 1996).

### 3.3 INDÚSTRIA DE PETRÓLEO *OFFSHORE* E SEUS RISCOS

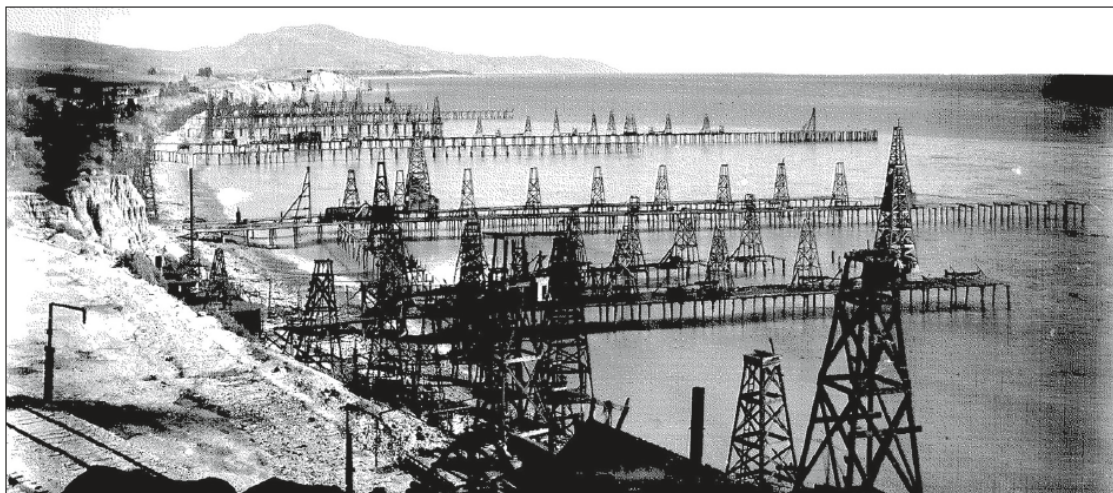
O petróleo é conhecido desde a Antiguidade, encontrado em poços com pouca profundidade ou em exsudações na superfície terrestre. Era utilizado com fins medicinais, como lubrificante de equipamentos e armas e na calefação de embarcações; na forma de betume era usado no assentamento de tijolos, em vedações de muros e na pavimentação de estradas; nas guerras, era utilizado em batalhas navais como material inflamável, e no cerco de cidades e fortificações. O nome petróleo foi adotado na Roma Antiga e na Grécia com o significado de óleo de pedra ou óleo de rocha (MORAIS, 2013).

No final do século XVIII, o petróleo era extraído de poços rasos na região de Baku, situada na península de Aspheron, às margens do Mar Cáspio, no atual Azerbaijão para a produção de querosene para iluminação, obtido em destilarias primitivas. Há relatos que o primeiro poço exploratório no mundo foi aberto na cidade de Balakhani, em Baku, em 1846, com a profundidade de 21 metros, onde também foi implantada a primeira destilaria de petróleo, em 1847. Na primeira metade do século XIX, na Europa Ocidental, o petróleo renasceu como uma pequena indústria para a fabricação de querosene para iluminação, usado em lâmpões rudimentares. Na década de 1850, a procura por fontes mais volumosas de petróleo se acentuou, diante da necessidade de se aumentar a produção de querosene, combustível cujas condições de uso e preço eram mais favoráveis que os demais combustíveis então utilizados na iluminação: o óleo destilado do carvão era muito poluente, o óleo de baleia encontrava-se com os preços em forte alta em decorrência da diminuição da população de cetáceos nos mares, e o gás destilado do carvão era caro. Além disso, a revolução industrial em andamento necessitava de melhores lubrificantes para uso nos maquinários nas fábricas, em substituição às gorduras animais e aos lubrificantes derivados do carvão então utilizados (MORAIS, 2013).

Para o pleno desenvolvimento da indústria de querosene, capaz de produzir o combustível a preços mais baixos, havia necessidade de se encontrar jazidas de petróleo com produção contínua, para permitir a obtenção em larga escala daquele derivado; ou seja, em termos práticos, havia necessidade de se utilizar uma técnica de perfuração de poços que permitisse alcançar jazidas mais profundas e volumosas, em substituição às coletas primitivas realizadas em exsudações na superfície (MORAIS, 2013).

As primeiras explorações de petróleo no mar ocorreram na última década do século XIX, nas costas marítimas da Califórnia. As unidades de exploração/produção eram bastante simples, consistindo de prolongamentos dos sistemas empregados em terra, utilizando-se cavaletes de madeira que avançavam de uma base na costa até os poços; nos

cavaletes eram instalados sondas de perfuração, bombas para a extração, dutos de transporte e os demais equipamentos. Diversos campos de petróleo foram explorados por meio dessa modalidade, como foi o caso do mais extenso cais construído para a exploração, instalado em Summerland, Califórnia, em 1897 (MORAIS, 2013) apresentado na Figura 8.



Fonte: LEFFER, 2003.

Figura 8 - Primeiros poços marítimos em Summerland, Califórnia, 1901.

O teste real na utilização de plataforma *offshore* de grandes dimensões teve lugar em 1938, na costa marítima próxima à cidade de Cameron, Louisiana, a 1,6 km de distância da costa, à profundidade de apenas 5 metros de água; no local foi construída uma grande plataforma de madeira para a perfuração de poços, que media 100x55 metros, e que foi, posteriormente, utilizada como plataforma de produção de petróleo; denominada Creole, produziu durante 30 anos e se tornou a primeira plataforma a passar por testes de furacões que assolam a região (MORAIS, 2013).

As descobertas de significativos campos de petróleo em terra, nos primeiros dez anos de atividades exploratórias da PETROBRAS, como Tabuleiro dos Martins e Coqueiro Seco, em Alagoas (1957), Carmópolis, em Sergipe (1963) e Miranga, na Bahia (1965) não aliviaram o problema da preocupante dependência brasileira do petróleo importado, cujas aquisições correspondiam, em meados da década de 1960, a dois terços do consumo brasileiro de petróleo. Diante das dificuldades em encontrar campos de petróleo em terra, capazes de elevar significativamente a produção, a empresa decidiu iniciar explorações no mar, no início da segunda metade dos anos 1960, como já vinha ocorrendo desde as primeiras décadas do século nos litorais marítimos da Califórnia e do Golfo do México. Observe-se que trabalhos de sísmica exploratória, em águas rasas, já

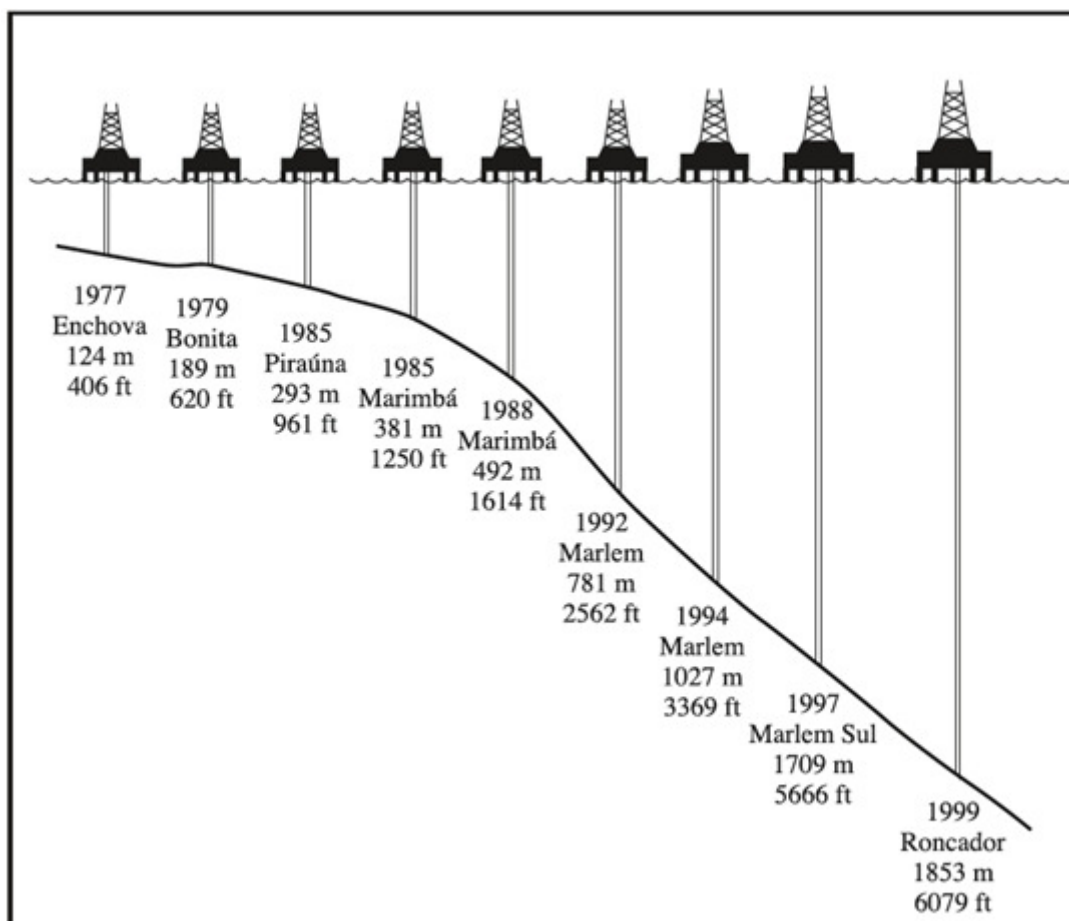
havia sido executados, pioneiramente, no final da década de 1950, nas baías de Todos os Santos (Bahia) e de São José (Maranhão), porém com recursos técnicos bastante limitados (MORAIS, 2013).

Em 1974, a Petrobras começou a explorar petróleo *offshore* na base de Campos na costa sudeste do país. O Brasil importava cerca de 70 a 80 % do óleo consumido. Nos anos 80, o governo brasileiro desafiou a Petrobras para reduzir substancialmente sua dependência do óleo estrangeiro (LEFFER, 2003).

A primeira descoberta comercialmente significativa foi em 1977, no campo de Garoupa a 124 m de lâmina d'água, Petrobras utilizou uma plataforma convencional de base fixa. Depois disso, houve uma explosão de produtividade e originalidade, foram descobertos Bonito, Enchova, Piraúne, Marimbá, Albacora e Barracuda e produzindo primeiramente com temporários e depois com definitivos sistemas de produção flutuantes. Esses sistemas de produção flutuantes proporcionaram o ponto de transição para o uso de navios aliviadores estocarem óleo cru. A utilização de sistemas flutuantes de produção evitou o tempo associado a construção de plataformas fixas e oleodutos para terra e encurtou o ciclo descoberta-produção do primeiro óleo de típicos 9 anos para um intervalo entre 5 e 7 anos (LEFFER, 2003).

Em 1985, foi achado o Campo de Marlim e em 1987, o Campode Marlim Sul, ambos duas a três vezes maiores que os campos descobertos no Golfo do México. Marlim contava com 600 m de lâmina d'água, mas os reservatórios de Marlim Sul iam de 800 a 2600 m de lâmina d'água. Aplicando tudo o que havia sido aprendido, Petrobras começou a explorar Marlim Sul em 1994 com a completação submarina produzindo através de o *FPSO II*, um navio convertido. Para satisfação dos empregados da empresa, os poços provaram-se altamente rentáveis, produzindo mais que 12.000 barris de óleo por dia, o que justificado pela aceleração do seu programa de desenvolvimento submarino no Campo de Marlim e Marilm Sul utilizando navios de produção, estocagem e transferência de óleo (*FPSO – Floating Production, Storage and offloading*) e sistemas de produção flutuante. Em 2000, eles tinham 29 plataformas flutuantes e *FPSOs* ativos na Base de Campos (LEFFER, 2003).

A Figura 9 apresenta a evolução da Petrobras na exploração de lâminas d'água cada vez maiores.



Fonte: LEFFER, 2003.

Figura 9 - Recordes de descobertas de petróleo da Petrobras.

Segundo relatórios da ANP, em 2014, a produção nacional de petróleo apresentou elevação expressiva de 11,4%, atingindo 822,9 milhões de barris (media de 2,3 milhões de barris/dia ante a produção media de 2 milhões de barris/dia em 2013). O Brasil ficou na 13ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo. O aumento da produção nacional está atrelado ao forte crescimento da produção no pré-sal, que foi responsável por 82,3% desse aumento. A produção de petróleo no pré-sal passou de 110,5 milhões de barris em 2013 para 179,8 milhões de barris em 2014, aumento de 62,7%, para 492,7 mil barris/dia em media. Também se destaca o inicio de operação de quatro novas plataformas durante o ano de 2014, a saber: P-62, P-58, FPSO Cidade de Ilhabela e FPSO Cidade de Mangaratiba, as três ultimas produzindo do pré-sal. A produção em mar correspondeu a 92,5% do total (ANP, 2015).

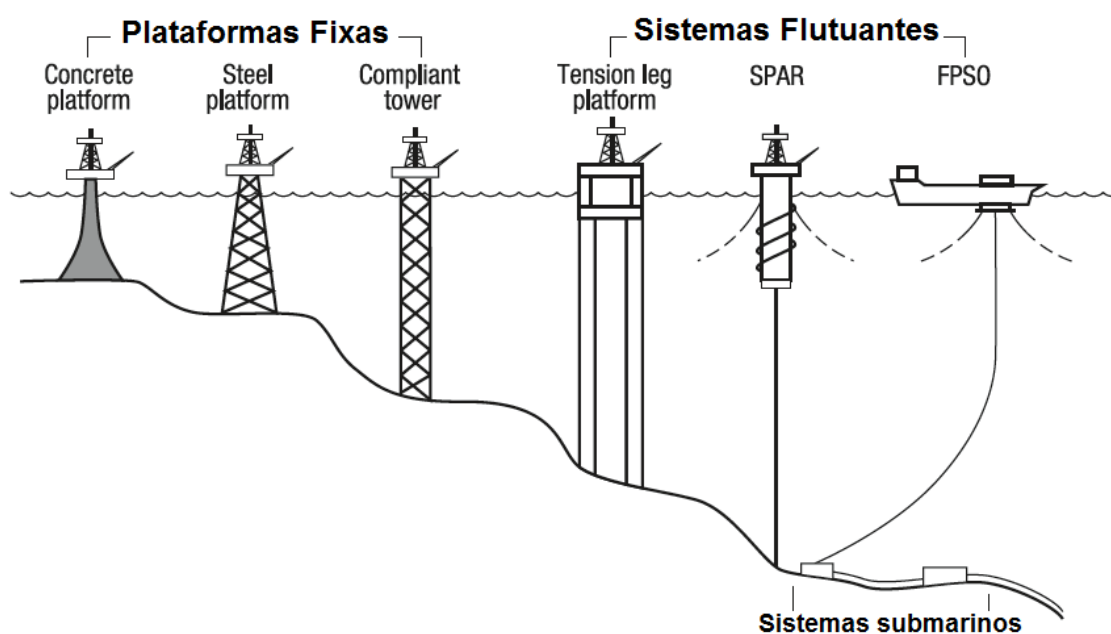


### 3.3.1 Descrição da atividade de exploração de petróleo em águas profundas

Segundo a definição da ANP, a Indústria do Petróleo é conjunto de atividades econômicas relacionadas à exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural, outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados.

Para explorar o petróleo no mar temos vários tipos de plataformas fixas e flutuantes. Para águas profundas, são utilizados primordialmente sistemas de produção flutuantes. Sistemas de produção flutuantes vêm em muitos tamanhos e formas. Alguns oferecem mais funções do que outros. Há muitas variações dentro de cada categoria genérica, mas todos eles podem ser incluídos em um dos quatro agrupamentos (LEFFER, 2003):

A Figura 10 mostra alguns tipos de plataformas fixas e flutuantes.



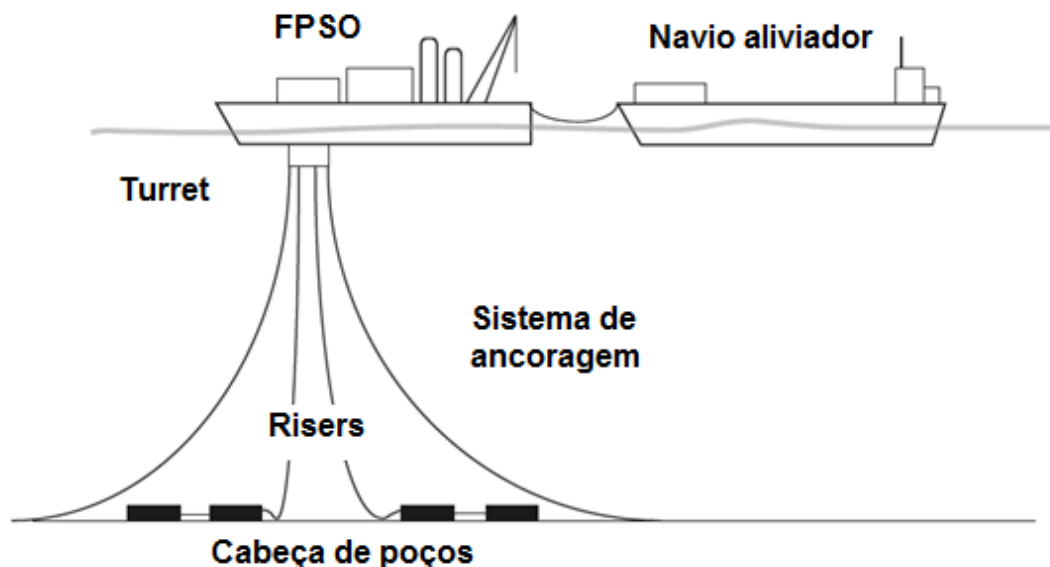
Fonte: LEFFER, 2003.

Figura 10 - Opções de sistemas para projetos em águas profundas.

O sistema de produção mais utilizado atualmente no desenvolvimento de campos de petróleo no Brasil são os navios que produzem, estocam e transferem petróleo (mais conhecidos como FPSO – *Floating Production, Storage and Offloading*) (Morais, 2013). No mundo a tendência também é a mesma, a partir de 400 jardas de distância, a maioria dos FPSOs são indistinguíveis dos navios petroleiros. De fato, enquanto muitas FPSOs são construídos a partir do zero, uma parte são petroleiros convertidos para receber, processar e armazenar a produção de poços submarinos. Eles não armazenam gás natural, mas se o gás vem junto com o óleo, há facilidades a bordo de um FPSO para separá-lo.



Se houver volumes substanciais, eles são enviados de volta através de um riser de reinjeção no reservatório produtor ou nas proximidades ou “exportados” por gasodutos ou navios apropriados para unidades terrestres. FPSOs são soluções eficazes de desenvolvimento, tanto para águas profundas e campos em águas ultraprofundas. A partir de vários poços submarinos os FPSOs recebem óleo através de linhas de fluxo e risers (LEFFER, 2003). A Figura 11 mostra um esquema simplificado de um FPSO.



Fonte: LEFFER, 2003.

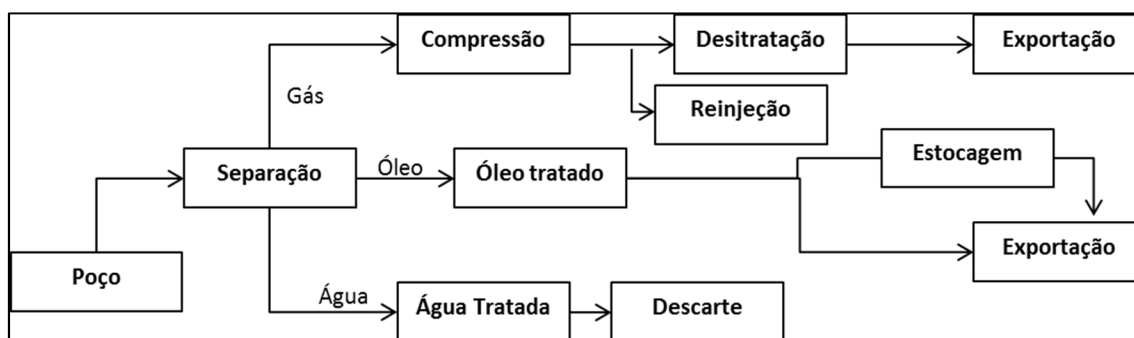
Figura 11 - Óleo do poço para o FPSO e do FPSO para o navio aliviador.

O FPSO pode ser descrito como uma planta de processamento primário do óleo sobre um casco de um navio. O lugar no topo da plataforma onde os equipamentos de perfuração e processamento estão localizados, onde dezenas de operadores continuamente trabalham e onde a equipe faz a sua casa temporária é chamado de *topsides*. *Topsides* para FPSOs pode parecer notavelmente diferente de outros sistemas flutuantes e plataformas fixas, mas a lista de necessidades continua a mesma (LEFFER, 2003).

Na maioria dos reservatórios, um coquetel de óleo, gás, água e sólidos emergem pelo riser para a plataforma. A mistura pode ser predominantemente óleo com algum gás ou vice-versa. Em quase todos os casos a água acompanha o hidrocarboneto. O termo *facilidades do topside* refere-se aos equipamentos e sistemas instalados no convés do navio para realizar os processos e funções a seguir (LEFFER, 2003):

- Separação e estabilização de óleo, gás e água;
- Tratamento do óleo, gás e água;
- Sistema de teste do poço;
- Sistema de Compressão;
- Desidratação de gás;
- Medição;
- Casário (acomodação);
- Sistemas auxiliares;
- Sistemas de segurança;
- Sistema de controles e geração de energia;
- Construção de poços;
- Sistema de offloading (exportação de óleo) e gasoduto.

O fluido dos poços de petróleo é primeiramente separado em três componentes principais: óleo, gás e água. A fase gasosa é tratada, comprimida e desidratada antes de seguir pelo gasoduto para o mercado. A fase oleosa é tratada primeiramente para remover ainda mais água e talvez sais, areia, sujeira, escamas e produtos corrosivos. Após o tratamento, o óleo é enviado para terra através de um oleoduto ou navios. A água é tratada de modo que possa ser eliminada de forma segura, quer no mar ou de volta ao reservatório. Em seguida, um destino ambientalmente aceitável deve ser encontrado para o lixo restante. O esquema básico do processo é mostrado na Figura 12 (Leffer, 2003).



Fonte: LEFFER, 2003 adaptado.

Figura 12 - Processo de tratamento de óleo cru em plataformas de águas profundas.

### 3.3.2 Riscos da exploração de petróleo em águas profundas

Elementos de riscos mínimos que devem ser considerados em uma avaliação de risco total de uma unidade de produção *offshore*, na medida em que são aplicáveis. A norma norueguesa NORSOK Z-013 lista os perigos existentes numa plataforma *offshore* de petróleo:

- Blowouts (perda de controle da surgência do poço), incluindo zonas de gás e reservatórios rasos, não ignitada e ignitada;
- Perdas de contenção no processo, não ignitada e ignitada;
- Incêndios e explosões de sistemas e áreas de utilidades;
- Incêndio nas área de acomodação;
- Queda/ balanço de objetos;
- Acidentes de transportes;
- Transporte de pessoal entre as instalações e da terra para a instalação devem ser incluídos nos níveis de risco quando esta é uma parte integrante das operações das instalações;
- Acidente de helicóptero sobre a instalação;
- Colisão, incluindo embarcações de tráfico nas mediações, que servem a unidade e à deriva;
- Acidentes com risers e sistemas submarinos;
- Acidentes ocupacionais;
- Fuga, evacuação e resgate de acidentes;
- Colapso de estruturas;
- Perda de estabilidade/ posição (NORSOK, 2001).

Considerando todos os riscos a que estão sujeitas uma unidade de exploração de petróleo *offshore*, são necessários um amplo número de estudos para uma gestão de riscos completa e abrangente.

### 3.4 ANÁLISE HISTÓRICA DOS ACIDENTES DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO OFFSHORE

Uma ferramenta muito útil para análise de risco de um projeto novo ou gestão de mudanças é a identificação do histórico de acidentes de unidades semelhantes. Com essa informação, pode-se antecipar uma variedade de riscos e tornar o sistema mais resistente a variações que levem a falta de segurança.

Para se construir um histórico de acidentes é necessário entender como os dados são normalmente separados. A segurança de uma unidade é um conjunto de vários fatores que comunicam-se entre si, mas que são comumente divididos em segurança operacional, ambiental e ocupacional.

Geralmente, um acidente ambiental é resultado de um acidente operacional, mas não causa, necessariamente, um acidente ocupacional. Já um acidente que apresenta lesões, é resultado, na maioria das vezes, de um acidente operacional. Dessa maneira, alguns acidentes serão computados mais de uma vez nos dados estatísticos.

Nesse levantamento, foram relacionadas diversas bases de dados de acidentes e incidentes da indústria de Óleo e Gás *Offshore*. Como veremos o foco das bases de dados são a perda de contenção que pode ser tanto um acidente ambiental como um acidente ocupacional, mas sempre será um acidente de processo. A perda de contenção é grande objetivo a ser evitado no gerenciamento de riscos da indústria de óleo, por todas suas consequências, tantas para o homem, o meio ambiente e o patrimônio.

#### 3.4.1 Cronologia dos maiores derramamentos de óleo da história

A Tabela 4 apresenta os 30 maiores derramamentos de óleo da história envolvendo volumes maiores que 30 milhões de galões (102.000 toneladas) listados em ordem decrescente.

Tabela 4 - Maiores Acidentes de derramamento de óleo da história

Ordem	Data	Empresa	Local	Volume (peso)
1	26/ jan/ 1991	Instalações Sea Island	Golfo Pérsio, Kuwait	240.000.000 gal (816.327 ton)
2	03/ jun/ 1979	Poço exploratório Ixtoc I	Bahia del Campeche, Mexico	140.000.000 gal (476.190 ton)
3	02/ mar/ 1990	Poço de produção	Fergana Valley, Uzbejistan	88.000.000 gal (299.320 ton)
4	04/ fev/ 1983	Nowruz poço n° 3	Golfo Pérsio, Campo Nowruz, Irã	80.000.000 gal (272.109 ton)

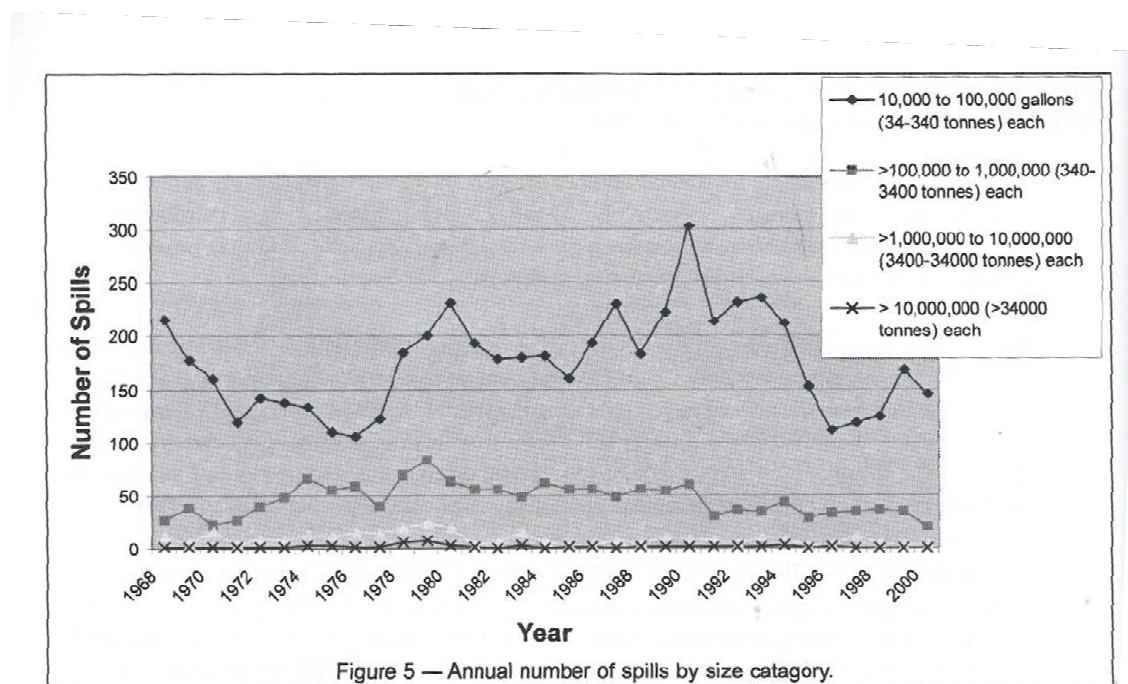
5	06/ ago/ 1983	Navio-tanque Castillo deBeliver	Table Bay, África do Sul	78.500.000 gal (267.007 ton)
6	16/ mar/ 1978	Navio-tanque Amoco Cadiz	Off Portsall, Brittany, France	68.668.000 gal (233.565 ton)
7	10/ nov/ 1988	Navio-tanque Odyssey	Oceano Atlântico Norte, off St. John's, Newfoundland, Canada	43.100.000 gal (146.600 ton)
8	19/ jul/ 1979	Navio-tanque Atlantic Empress	Mar do caribe, Trindad e Tobago	42.704.000 gal (145.252 ton)
9	11/ abr/ 1991	Navio-tanque Haven	Genoa, Itália	42.336.000 gal (143.900 ton)
10	01/ ago/ 1980	Poço de produção D-103	800 km sudeste de Tripoli, Líbia	42.000.000 gal (141.102 ton)
11	02/ ago/ 1979	Navio-tanque Atlantic Empress	Oceano atlântico, off Barbados	41.484.000 gal (141.102 ton)
12	18/ mar/ 1967	Navio-tanque Torrey Canyon	Lands End, UK	38.178.000 gal (129.857 ton)
13	19/ dez/ 1972	Navio-tanque Sea Star	Golfo de Oman, Oman	37.894.000 gal (128.891 ton)
14	23/ fev/ 1980	Navio-tanque Irenes Serenade	Baía Navarino, off Pylos, Grécia	36.600.000 gal (124.490 ton)
15	07/ dez/ 1971	Navio-tanque Texaco Denmark	Mar do Norte, Bélgica	31.500.000 gal (106.071 ton)
16	23/ fev/ 1977	Navio-tanque Hawaiian Patriot	A 600 km a oeste da Ilha Kauai, Hawaii, USA	31.185.000 gal (106.071 ton)
17	20/ ago/ 1981	Tanques de armazenamento	Shuaybah, Kuwait	31.165.000 gal (106.003 ton)
18	25/ out/ 1994	Duto Kharyaga-Usinsk	Usinsk, República de Komi, Russia	30.700.000 gal (104.422 ton)
19	15/ nov/ 1979	Navio-tanque Independentza	Estreito de Bosporus, porto de Hydrapasa port, Turquia	28.887.000 gal (98.255 ton)
20	11/ fev/ 1969	Navio-tanque Julius Schindler	Ponta Delgada, Ilhas de Azores, Portugal	28.350.000 gal (96.429 ton)
21	18/ mar/ 1976	Navio-tanque Urquiola	LaCoruña, Espanha	28.140.000 gal (95.714 ton)
22	25/ mai/ 1978	Duto do poço n° 126	Ahvazin, Irã	28.000.000 gal (85.034 ton)
23	05/ jan/ 1993	Navio-tanque Braer	Garth Ness, Ilhas de Shetland, UK	25.000.000 gal (85.034 ton)
24	29/ jan/ 1975	Navio-tanque Jakob Maersk	Porto de Leisoos, Oporto, Portugal	24.256.000 gal (82.503 ton)
25	06/ jul/ 1979	Tanque de armazenamento n° 6	Forcados, Nigeria	23.940.000 gal (81.429 ton)

26	03/ dez/ 1992	Navio-tanque Aegean Sea	LaCoruña, Espanha	21.900 gal (74.490 ton)
27	06/ dez/ 1985	Navio-tanque Nova	Golfo Pérsio, off Kharg Island, Irã	21.352.000 gal (72.626 ton)
28	15/ fev/ 1996	Navio-tanque Sea Empress	Milford Haven, UK	21.274.000 gal (72.361 ton)

Fonte: DECOLA, 2001.

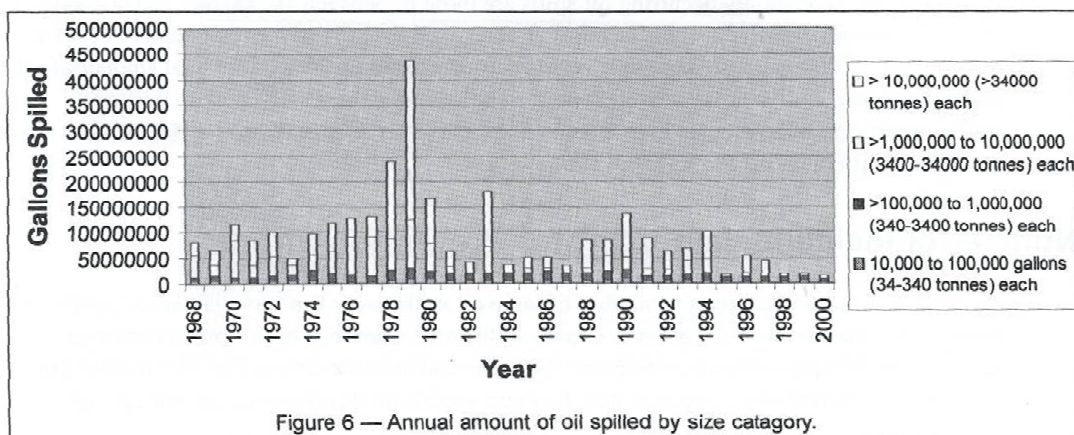
Observa-se, através dos dados da Tabela 4, que a maioria dos acidentes com derramamento de óleo estão relacionados ao transporte e a exploração e produção (E&P) de petróleo, principalmente acidentes com poços de petróleo. Os dados da tabela apresentada não constam os derramamentos de origem militar.

As Figuras 14 e 15 apresentam gráficos com a evolução do número e do volume de derramamentos no decorrer dos anos.



Fonte: DECOLA, 2001.

Figura 13 - Número anual de derramamentos categorizados por tamanho.



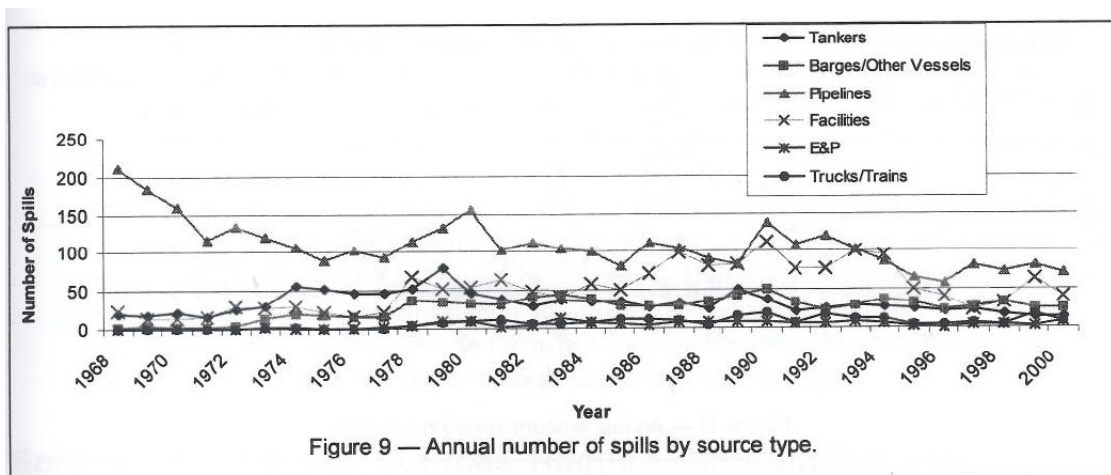
Fonte: DECOLA, 2001.

Figura 14 - Quantidade de óleo derramado categorizado por tamanho.

Os dados apresentados nas Figuras 14 e 15 mostram que os derramamentos com pequenos volumes são mais frequentes, porém respondem por um menor volume de óleo total. Já os de volume elevado, são mais raros.

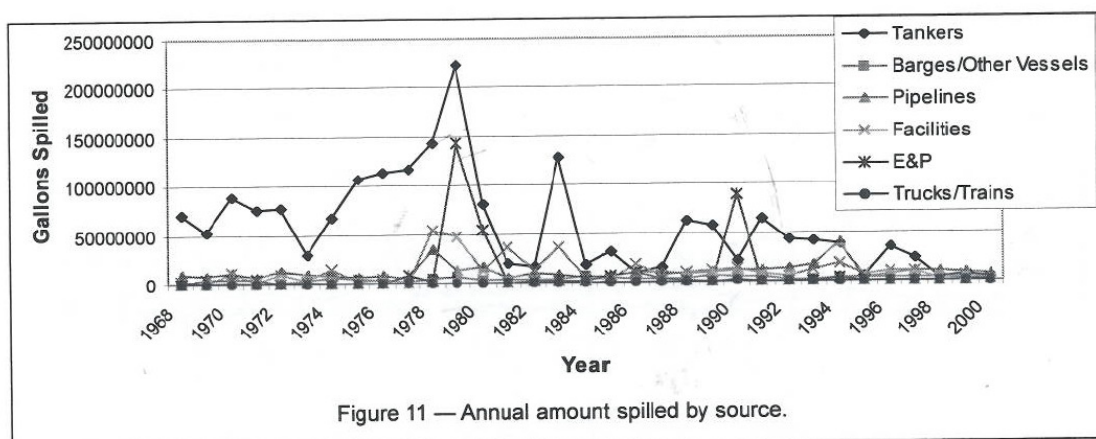
O impacto de um derramamento de óleo não depende somente do seu volume, muitos fatores como região geográfica, fonte do vazamento, estação ou clima e a causa. Como exemplo, pode-se citar o acidente de Exxon Valdez que figura como 54º maior acidente considerando o volume derramado. Todavia, pela região ser rica em biodiversidade, o acidente gerou um grande impacto tanto na natureza como nos meios de comunicação.

As Figuras 16 e 17 apresentam a evolução dos derramamentos de óleo por fonte ao longo dos anos.



Fonte: DECOLA, 2001.

Figura 15 - Número anual de derramamentos por fonte.



Fonte: DECOLA, 2001.

Figura 16 - Quantidade anual de volume derramado por fonte.

Através das Figuras 16 e 17, observa-se que o maior número de vazamentos foi devido a dutos, já os maiores volumes foram devido a navios-tanque e a indústria de Exploração e Produção de Petróleo (poços de exploração).

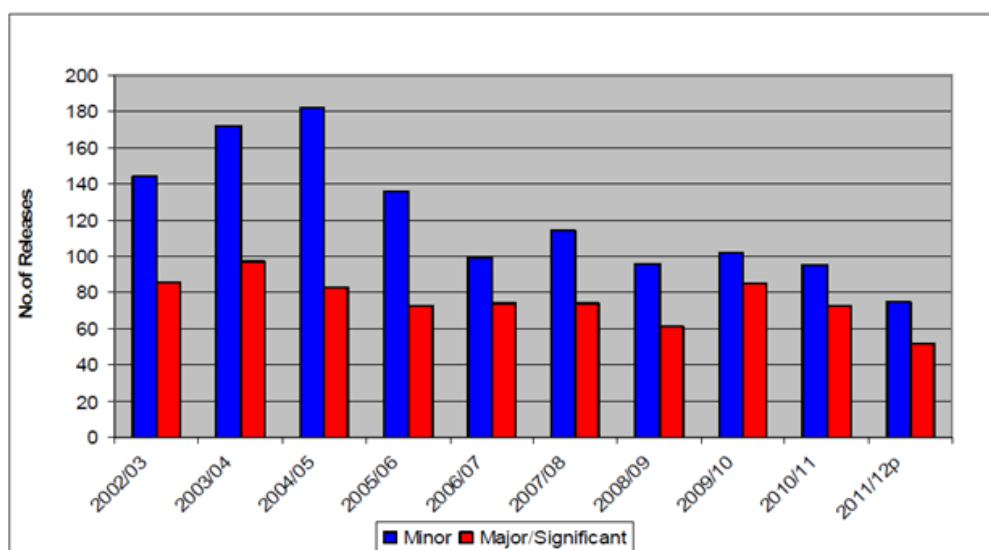
Todas as figuras mostram uma tendência de diminuição no volume perda de contenção de óleo no decorrer do tempo, apesar do número não diminuir na mesma proporção. Como já discutido anteriormente, nota-se cada vez mais um maior número de vazamentos menores.



### 3.4.2 Dados da HSE

Liberações de hidrocarbonetos são reconhecidas como potenciais precursores de grandes acidentes se encontrarem uma fonte de ignição. Por esse motivo, a HSE monitora o número de liberação grandes e significantes de hidrocarbonetos como o indicador chave da performance da eficiência da indústria *offshore* para o gerenciamento de segurança e saúde nas instalações *offshore*.

A Figura 18 apresenta as liberações de hidrocarbonetos na indústria *Offshore* entre os anos de 2002 e 2012. As liberações estão divididas em pequenas e grandes. Essas liberações não resultaram necessariamente em derramamentos fora da área da instalação.



Fonte: HSE, 2002.

Figura 17 - Liberações de hidrocarbonetos na indústria *Offshore*.

Com base nos dados da Figura 14, houve uma redução no número total de grandes e significativas liberações de hidrocarbonetos (52) em 2011/2012 comparado com os anos anteriores. Nos anos anteriores a média anual foi de 73. O número de liberação pequenas quantidades de hidrocarbonetos também mostrou uma considerável diminuição em 2011/2012 (75) quando comparado com 2010/11 (93). O número total de liberações teve uma queda de 39 casos em 2011/12. Durante 2011/12, somente duas liberações (1,6% de todas as liberações reportadas) resultaram em eventos de ignição.

Segundo dados da HSE, poucas liberações de hidrocarboneto desenvolvem-se em incidentes que podem, na sua totalidade ou em parte, ser considerados como “derramamentos de óleo”. Dentre o número de liberações de hidrocarbonetos onde uma quantidade de óleo foi liberado no mar em 2011/12 foi muito baixo – sete no total - com as quantidades que variam de um mínimo de 19.000 kg.

### 3.4.3 Dados da Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE)

Os dados estatísticos apresentados nesse levantamento são referentes a mais de 100 unidades de produtoras de óleo e gás natural na área de *Outer Continental Shelf* que engloba o Golfo do México, Região do Pacífico e a Região do Alasca.

A BSEE investiga incidentes com derramamentos maiores que 50 barris de petróleo ou outras substâncias tóxicas, descrevendo as circunstâncias do incidente com o objetivo final de prevenção, através de alertas de segurança, além de correções específicas do local. A maioria dos incidentes envolvem operações e obrigações rotineiras, mas um ato ou condição insegura pode causar um vazamento. Ao fornecer uma breve descrição de cada um incidente de poluição, a BSEE tenta impedir que incidentes semelhantes ocorram no futuro.

Através dos dados dos incidentes de derramamento de óleo maiores que 50 barris entre os anos de 1964 até o presente foram elaborados os gráficos das Figuras 19 e 20. Os dados apresentam a contagem de derramamentos ao mar e o volume em barris separados em categorias de 1 barril (42 galões) e maiores, ano e fonte da perda de contenção (plataforma, gasoduto e navio). Derramamentos de petróleo incluem óleo cru, condensado (líquido produzido pelo gás natural), e produtos refinados como diesel, óleo hidráulico, óleo lubrificante, óleo mineral, etc. Produtos de óleo sintético foram excluídos.

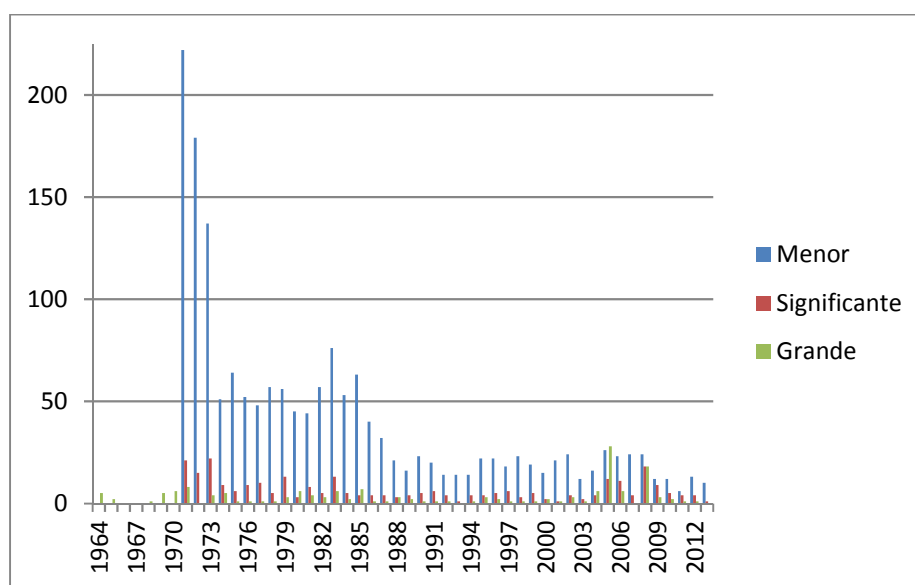


Figura 18 - Quantidade de Derramamentos ao Mar

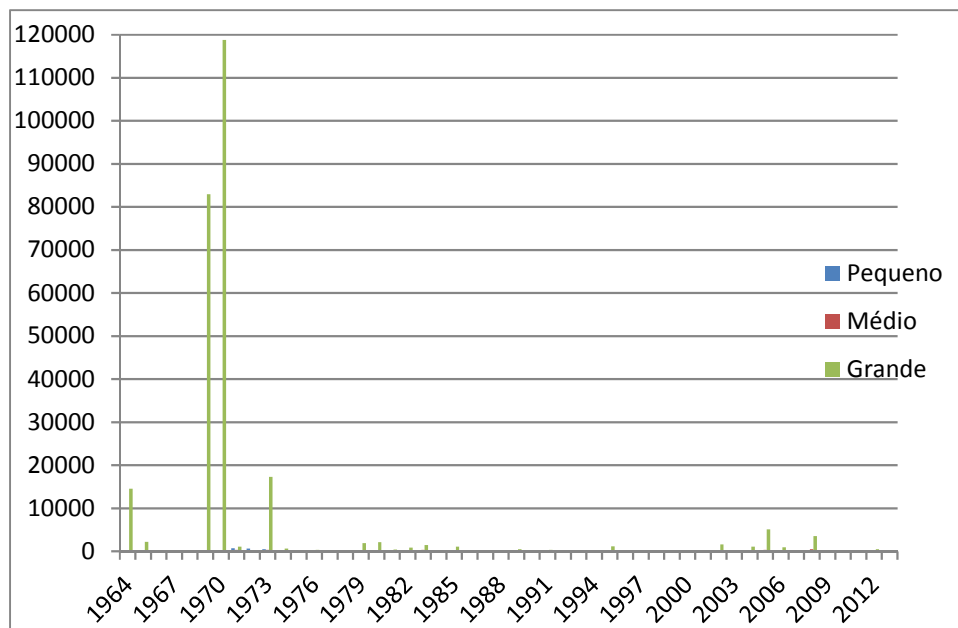


Figura 19 - Volume de derramamento de Óleo (em barris)

Conforme demais fontes já mencionadas, o número de pequenos vazamentos é bem maior do que o de grandes vazamentos, que são raros. Todavia, os pequenos vazamentos respondem por um volume bem menor que os grandes vazamentos. Com isso, os grandes vazamentos têm um maior impacto ambiental (depende muito da área geográfica também) que os inúmeros pequenos vazamentos.

O derramamento de óleo em 2010, devido ao acidente de Macondo, não está computado na planilha e no gráfico.

#### 3.4.4 Relatórios de Acidentes Ambientais IBAMA

Quanto aos dados nacionais sobre acidentes e incidentes de derramamento de óleo ao mar pode-se consultar os relatórios de Acidentes Ambientais do IBAMA (Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Renováveis). Infelizmente, esse relatório não traz dados estatísticos claros como número de derramamentos de óleo ao mar nem seu volume. O levantamento somente é feito através do número de acidentes ambientais ao mar e acidentes ambientais que envolvem a indústria *offshore* (plataformas, embarcações, terminais, portos, ancoradouros, etc).

Tabela 5 - Dados Relatórios de Acidentes Ambientais IBAMA		
Ano	Local: Mar	Fonte: plataformas, embarcações, terminais, portos, ancoradouros, etc
2006	17	16
2007	35	52
2008	64	69
2009	86	91
2010	137	140
2011	146	148
2012	132	138

Fonte: IBAMA, Relatório de Acidentes Ambientais 2006-2012.

A Figura 21 apresenta os dados da Tabela 5 como forma de gráfico. Há uma pequena diferença entre o número de acidentes ambientais em relação ao local e a fonte devido ao relatório não deixar claro quais desses acidentes são da indústria *Offshore*. Para esse levantamento, foi considerado que todos os acidentes listados são de origem da indústria *Offshore* e que os derramamentos são de petróleo ou derivados.

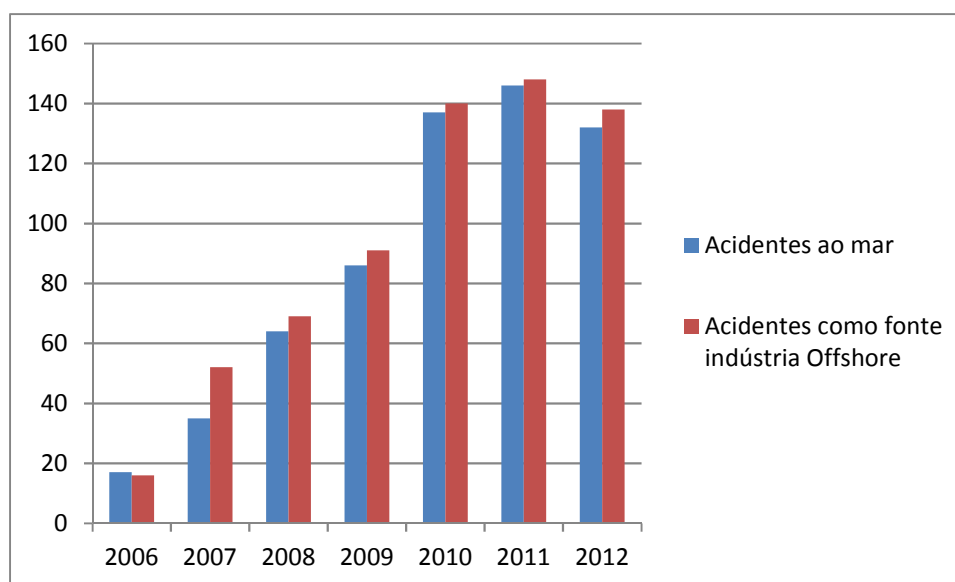


Figura 20 - Número de Acidentes Ambientais por ano

Ao contrário do que mostram os dados internacionais, o número de (possíveis) derramamentos ao mar cresceu no decorrer do ano acompanhando o aumento da produção

de petróleo, como mostra a Figura 22. Os dados de produção de petróleo foram retirados do Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis da ANP.

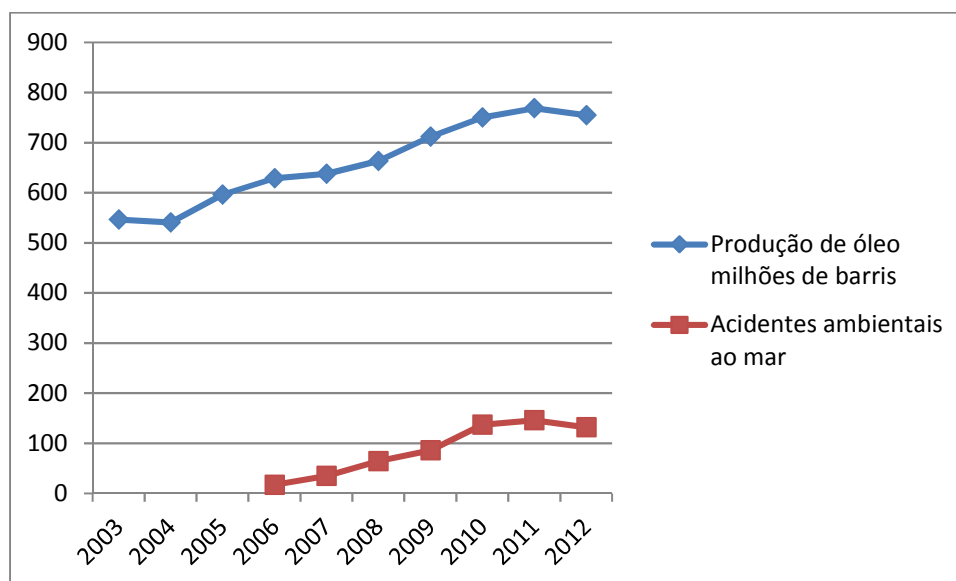


Figura 21 - Produção de petróleo versus acidentes ambientais ao mar

Como não foi registrado o volume e o tipo de fluido derramado, não é possível tirar conclusões profundas. Esse contexto de falta de dados sobre acidentes faz parte da cultura local, isso dificulta uma descrição mais apurada do quadro atual e um diagnóstico das principais causas.

Contudo, pode-se concluir que as atividades com maior potencial poluidor e risco em relação à *segurança ambiental* são o transporte de petróleo e derivados por navios tanques e a atividade de exploração e produção (perda de controle do poço).

### 3.4.5 Principais acidentes da indústria *offshore* de petróleo no Brasil

Para o levantamento dos principais acidentes ocorridos no Brasil da indústria de petróleo *offshore* foram primeiramente consultados os arquivos dos órgãos reguladores e fiscalizadores brasileiros: ANP, IBAMA, CETESB e MARINHA. Nenhum desses órgãos apresenta listas completas dos acidentes, desta maneira não há fontes “governamentais” que abranjam todos os acidentes ocorridos no Brasil.

Segundo os arquivos da CETESB (2013), o primeiro registro de um acidente no Brasil encontra-se na revista *International Oil Spill Statistics* de 1977 e se refere ao navio Sinclair Petrolore em 6.12.1960, com vazamento estimado em 66.530 m<sup>3</sup> de petróleo para

o mar, após ter explodido e afundado próximo da Ilha de Trindade, no estado do Espírito Santos. Um tripulante desapareceu e os outros 29 foram resgatados no dia seguinte. Não há informações sobre o comportamento da mancha de óleo nem sobre áreas afetadas.

Na década de 1970, foram registradas três ocorrências de grande magnitude, tanto em volume vazado como em áreas atingidas, devido a colisão de navios com rocha submersa. No litoral paulista, foram os petroleiros Takimya Maru (1974) e Brazilian Marina (1978) no Canal de São Sebastião e no litoral carioca, o petroleiro Tarik Ibn Ziyad (1975) na Baía da Guanabara. Estima-se que em cada um destes episódios tenham vazado 6.000 toneladas.

Com relação à exploração e produção de petróleo em alto mar, o pior cenário foi a explosão seguida do naufrágio da Plataforma P-36 na Bacia de Campos (RJ), a 150 km da costa, em março de 2001, na qual faleceram onze brigadistas. Vazaram 1.200 m<sup>3</sup> de óleo diesel e 350 m<sup>3</sup> de petróleo para o oceano. Analisando o histórico dos principais incidentes envolvendo poluição por óleo no Brasil, observa-se que os primeiros registros, entre 1960/1980, estão relacionados com transporte marítimo e liberaram os maiores volumes (6.000 m<sup>3</sup>). Nos anos seguintes, as ocorrências passaram a ocorrer em oleodutos, terminais e refinarias de várias partes do país e com volumes menores. A Tabela 8 apresenta os principais acidentes da indústria de petróleo *offshore* do Brasil entre os anos de 1974 e 2015.

Tabela 6 - Principais acidentes da indústria de Petróleo *Offshore* no Brasil (1974-2015)

Fonte	Data	Local	Vol. vazado (m <sup>3</sup> )	Fatalidades
N/T Takimya Maru	Ago/1974	São Sebastião (SP)	6.000	-
N/T Tarik Ibn Ziyad	Mar/1975	Baía de Guanabara (RJ)	11.000	-
N/T Brazilian Marina	Jan/ 1978	São Sebastião (SP)	6.000	-
Oleoduto S. Sebastião-Cubatão	Nov/ 1983	Bertioga (SP)	2.500	-
Plataforma de Enchova	Ago/ 1984	-	-	37
Barcaça abastecedora	Set/ 1984	Santos (SP)	450	-
N/T Marina	Mar/ 1985	São Sebastião (SP)	2.000	-
Oleoduto S. Sebastião-Cubatão	Mai/ 1988	São Sebastião (SP)	1.000	-

Oleoduto S. Sebastião-Cubatão	Ago/ 1989	São Sebastião (SP)	350	-
N/T Penelope	Mai/ 1991	São Sebastião (SP)	280	-
N/T Theomana	Set/ 1991	Bacia de Campos (RJ)	2.150	-
Oleoduto S. Sebastião-Cubatão	Mai/ 1994	São Sebastião (SP)	-	-
N/M Smyni	Jul/ 1998	Santos (SP)	40	-
N/T Maruim	Ago/ 1998	São Sebastião (SP)	15	-
Oleoduto REDUC – Ilha d'Água	Jan/ 2000	Baía de Guanabara (RJ)	1.300	-
	Mar/ 2000	Tramandaí (RS)	18	-
Navio Mafra	Mar/ 2000	São Sebastião (SP)	7,25	-
Cargueiro Petrobrás	Nov/ 2000	São Sebastião (SP)	86	-
Plataforma P-36	Mar/ 2001	Bacia de Campos (RJ)	1550	-
Navio Brotas (Transpetro)	Mai/ 2002	Angra dos Reis (RJ)	16	-
N/T Vicunã	Nov/ 2004	Baía de Paranaguá (PR)	291	4
Plataforma (Chevron)	Nov/ 2011	Bacia de Campos (RJ)	588	-
FPSO Cid. S. Mateus	Fev/ 2015	Bacia do Espírito Santo (ES)	-	9

N/T – navio tanque

Fonte: CETESB, 2013.

### 3.5 HISTÓRICO DAS NORMAS E LEIS DE ANÁLISE DE RISCOS DE PROCESSO PARA INDÚSTRIA *OFFSHORE*

Grandes acidentes na indústria *offshore* aconteceram ao longo dos anos e muitas lições foram tiradas dessas catástrofes. A primeiro grande acidente no mar que causou uma mudança significativa na segurança de atividades no mar foi o acidente do Titanic. Após o acidente do Titanic (1912) foi criada a Convenção Internacional para Segurança da Vida ao Mar (International Convention for the Safety of Life at Sea – SOLAS) em 1914, a qual ainda governa a segurança no mar. Esse novo tratado exigiu número suficiente de botes salva-vidas para todos os que estavam a bordo do navio e gerenciamento dos meios de comunicação em um navio (SUTTON, 2014).

Em resposta ao clamor público que se seguiu ao incidente de Santa Barbara (1969) e os outros eventos de alto nível, o Congresso dos Estados Unidos aprovou o Lei de Política Nacional do Meio Ambiente em 1969. A Lei requer que as agências federais exijam a apresentação de declarações do impacto ambiental para todas as atividades que possam ter um efeito significativo no meio ambiente. Em dois anos, o presidente Richard Nixon criou a Agência de Proteção Ambiental e sancionada a Lei do Ar Limpo (SUTTON, 2014).

O Alexander L. Kielland (1980) era uma plataforma semi-submersível que operava em águas norueguesas. Ela colapsou e afundou, causando a morte de 123 pessoas de um total de 212 a bordo. Uma das consequências do desastre foi o desenvolvimento de uma estrutura de comando clara (*Offshore Installation Manager*, OIM) no Mar do Norte, de modo que houvesse uma fonte de autoridade clara para ordenar abandonos em crise (SUTTON, 2014).

Mas o acidente da Piper Alpha em 1988 foi o grande marco para o desenvolvimento de normas e exigências na indústria de exploração de petróleo *offshore* tanto no mar do Norte como no Golfo do México. O relatório sobre o desastre Piper Alpha (CULLEN, 1990), conhecido como Relatório Cullen, oferece uma riqueza de detalhes, tanto na concepção e como na operação de uma plataforma real no Mar do Norte e sobre o impacto de um grande acidente, embora seja um dos mais antigos (MANNAN, 2013).

As empresas que operam no Mar do Norte já haviam posto em prática uma cultura de *Safety Case* (que incluía as Avaliações de Segurança formais). O Instituto Americano de Petróleo desenvolveu a norma API RP 75, que chamava as empresas para desenvolver



um Programa de Segurança e Gestão Ambiental. (API RP 14C). A mudança de paradigma que o relatório de Cullen, redigido como resultado da investigação do acidente, enfatizou foi focar a atenção para uma abordagem de desempenho e risco baseada numa gestão da segurança no mar que utilize *Safety Cases* mais atualizados e completos. O relatório também destacou a importância de avaliações formais de segurança que tratam de questões, tais como análises de incêndio e explosão e projetos de rotas de fuga (SUTTON, 2014).

Nos Estados Unidos, a resposta às recomendações do relatório Cullen foi diferente. No Golfo do México, há milhares de plataformas, muitas delas relativamente simples, estruturas de quatro pernas não tripuladas, muitas vezes localizados em águas rasas. Como desenvolver um estudo de segurança para cada uma dessas instalações seria impraticável, foi decidido emitir normas, geralmente sob responsabilidade da American Petroleum Institute. Os temas de gestão de segurança foram agrupados na norma API RP 75 (API 2004), que recomenda que as empresas desenvolvam um Programa de Segurança e Gestão Ambiental (SUTTON, 2014).

Em resposta ao derrame de Exxon Valdez (1989), o Congresso dos Estados Unidos aprovou a Lei de Poluição por Óleo de 1990. A legislação incluiu uma cláusula que proíbe qualquer embarcação que, depois de 22 de março de 1989, causou um derramamento de óleo de mais de 1 milhão de galões americanos (3800 m<sup>3</sup>) em qualquer área marinha, de operar em Prince William Sound. A Lei de Poluição por Óleo também definiu um calendário para a introdução gradual de um desenho de casco duplo que fornece uma camada adicional entre os tanques de petróleo e o oceano. Mesmo que um casco duplo não teria provavelmente evitado o desastre do Exxon Valdez (na verdade, alguns dos os tanques de vazamento já eram dentro de uma estrutura de casco duplo), um estudo Guarda Costeira estimou que isso teria diminuído a quantidade de óleo derramado em 60 por cento. Todos os navios que viajam através da mesma área estão programadas para ter casco duplo até 2015 (SUTTON, 2014).

### **3.5.1 Regulamentação de Segurança de Processo no Mar do Norte para Indústria Offshore**

Os dois elementos principais de regulamentação são os sistemas de controle interno e de avaliação de riscos. Os guias *Guidelines for Licensee's Internal Control 1979* descreve efetivamente o sistema de gestão de SMS. As regulamentações *Regulations*

*Related to the Licencee's Internal Control 1985* formalizam essa requisição (MANNAN, 2013).

A respeito da avaliação de riscos, as regulamentações *Regulations Concerning Safety Related to Production and Installation 1976* tem o requerimento que, se os alojamentos foram localizados em uma plataforma onde haja atividades de perfuração, produção ou processamento de petróleo, uma avaliação risco deve ser realizada. Nesse momento as avaliações qualitativas prevaleciam. A mudança para propostas mais quantitativas veio com os normas *Guidelines for Safety Evaluation of Platform Conceptual Design 1981*. Estes tinham como característica central, a realização de uma avaliação conceitual de segurança (concept safety evaluation - CSE) para um determinada área baseada em critérios de aceitação numéricos especificados para torna-la protegida (MANNAN, 2013).

O *Relatório de Cullen* recomendou mudanças mais profundas na regulamentação no setor Britânico do Mar do Norte. As recomendações vêm das evidências no acidente de Piper Alpha e das regulamentações até o momento. As estimativas de riscos devem ser utilizadas para uma definição de metas ao invés de somente regulamentações prescritivas e o uso da AQR para demonstração de condescendência. O relatório também recomenda que o operador realize estudos de segurança para demonstrar os requisitos estruturais necessários para integridade do refúgio de segurança temporário pela Análise Quantitativa de Riscos (AQR). Outra forte recomendação é para o operador demonstrar, como parte do estudo de segurança (safety case), um apropriado Sistema de Gerenciamento de Segurança (SGS) (MANNAN, 2013).

As recomendações do *Relatório de Cullen* foram aceitas pelo governo e a nova administração da HSE de forma que foram incorporados as regulamentações em 1991. A legislação inicial sob essa administração incluem *Offshore Safety Act 1992* e *Offshore Installations (Safety Case) Regulations 1992* (MANNAN, 2013).

As categorias de potenciais eventos acidentais para avaliação são (MANNAN, 2013):

- Perda de controle do poço (blowout);
- Incêndio;
- Explosão e incidentes similares;
- Queda de objetos;
- Colisões de navios e helicópteros;

- Terremotos;
- Outros possíveis tipos relevantes de acidente;
- Condições de climáticas extremas;
- Combinações relevantes desses acidentes.

Avaliação de risco nesse momento tornou-se assunto das regulamentações *Regulations Relating to the Implementation and Use of Risk Assessment in the Petroleum Activities 1990* no governo norueguês” (MANNAN, 2013).

### **3.5.2 Regulamentação de Segurança de Processo do Golfo do México para Indústria Offshore**

A indústria de petróleo *offshore* começou no Golfo do México nos anos de 1950. A Guarda Costeira era originalmente a agência reguladora, mas a responsabilidade da segurança *offshore* era eventualmente transferida para *Minerals Management Service (MMS)*. As regulamentações de segurança eram encontradas no documento *UIS Code of Federal Regulations, Title 250* (MANNAN, 2013).

MMS refere-se diretamente a muitas normas da *American Petroleum Institute* e recomenda a prática desses documentos. A série API 14 contém normas para válvulas submarinas de segurança, sistemas de segurança de plataformas, tubulação, sistemas elétricos e sistemas de segurança contra incêndio. A série API t recomenda práticas de treinamento para trabalhadores da indústria *offshore* e também é indicada pela MMS (MANNAN, 2013).

A API 14C, a prática recomendada de análise, projeto e instalação de sistemas de segurança básico para plataformas de produção *offshore*, foi originalmente promulgada em 1972. A API 14C incorpora dois importantes conceitos de segurança de processo (MANNAN, 2013).

- Todo modo de falha identificável requer duas salvaguardas funcionalmente independentes.
- Salvaguardas recomendadas para cada tipo de unidade de processamento *offshore* (vasos de pressão, bombas, aquecedores, etc.) são desenvolvidas utilizando-se um modo de falha genérico e análise de efeitos.

Os dados resultantes das proposições da 14C são apresentados em um diagrama chamado de *SAFE chart* (*Safety Analysis and Functional Evaluation diagram*). O *SAFE chart* é um tipo especial de diagrama de matriz de causa e efeito (MANNAN, 2013).

Nos anos de 1990, MMS requereu voluntariamente aderência as recomendações das normas API 75 e API 14G, as quais apresentam conceitos de segurança de processo para o ambiente *offshore*. Essas normas são bem similares ao gerenciamento de segurança de processo da OSHA, inclusive com termos equivalentes em várias seções. Em seguida ao desastre de Macondo em 2011, BOEMRE (*Bureau of Ocean Energy Management and Regulatory Enforcement*) incorporou API75 como referência e, portanto, tornou sua observância obrigatória para operações *offshore* (MANNAN, 2013).

### **3.5.3 Regulamentação de Segurança de Processo no Brasil para Indústria *Offshore***

A indústria de petróleo *offshore* brasileira utiliza as normas de segurança internacionais na concepção e operação dos seus projetos. Como explica a ANP (Agência Nacional de Petróleo), o regime regulatório brasileiro de segurança operacional marítima foi construído com base em amplo estudo sobre as normas adotadas em países como Estados Unidos, Canadá, Noruega, Reino Unido e Austrália, e no aprendizado adquirido na prática de fiscalização e, em especial, a partir da análise dos dois acidentes de grandes proporções ocorridos na Bacia de Campos – o afundamento da P-36, em 2001, e a perda de estabilidade da P-34, em 2002 (ANP, 2015).

O conjunto das regras estabelecidas pela ANP é fundamentado na identificação dos perigos e na avaliação dos riscos associados aos processos e às operações de cada instalação. Em conformidade com as práticas de segurança previstas na Resolução ANP nº 43/2007, os concessionários devem comprovar que mantêm controlados os riscos advindos de toda e qualquer operação executada nas instalações de perfuração e de produção *offshore* (ANP, 2015).

Vistorias das instalações, testes de funcionamento em equipamentos críticos de segurança, entrevistas com funcionários e análises de documentação estão entre os procedimentos realizados durante as auditorias da ANP nas instalações marítimas. Essa abordagem – procedimental, em que o foco central é a verificação do cumprimento das práticas de gestão da segurança – é um avanço em relação ao regime prescritivo, no qual o detalhamento das exigências para instalações e equipamentos em plataformas limita o desenvolvimento tecnológico do setor, que está em constante evolução (ANP, 2015).

Nas atividades em plataformas *offshore*, é obrigatório o cumprimento do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e de Produção de Petróleo e Gás Natural (SGSO) da ANP. O SGSO foi instituído em 2007 por meio da Resolução ANP nº 43 e seu Regulamento Técnico de Segurança Operacional para Instalações Marítimas de E&P. O cumprimento da regulamentação é obrigação prevista nos contratos assinados pela Agência, em nome da União, com as empresas concessionárias vencedoras nas Rodadas de Licitações (ANP, 2015).

Em caso de incidente, a empresa concessionária deve comunicar o evento imediatamente à ANP, de acordo com as normas e procedimentos dispostos na Resolução ANP nº 44/2009, que estabelece o procedimento para comunicação de incidentes pelos concessionários e empresas autorizados pela ANP a exercer as atividades da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como distribuição e revenda. A Resolução ANP nº 44/2009 define como "incidente" qualquer ocorrência, decorrente de fato ou ato intencional ou acidental, envolvendo (ANP, 2015):

- dano ou risco de dano ao meio ambiente ou à saúde humana;
- prejuízos materiais ao patrimônio próprio ou de terceiros;
- ocorrência de fatalidades ou ferimentos graves para o pessoal próprio, para terceiros ou para as populações ou
- interrupção não programada das operações por mais de 24 (vinte e quatro) horas.

Quanto às competências legais e práticas referentes às atividades *offshore* de exploração e produção de petróleo e gás natural cabe, em resumo (ANP, 2015):

- À ANP – aprovação e fiscalização das instalações e procedimentos de pesquisa, perfuração, produção, tratamento, armazenamento e movimentação de petróleo e gás natural e processamento dos hidrocarbonetos produzidos.
- À Marinha – aprovação e fiscalização das plataformas e embarcações de apoio e plataformas, tanto de perfuração como de produção); manutenção do sistema de monitoramento de embarcações e fornecimento de apoio logístico às atividades de fiscalização.
- Ao IBAMA – concessão do licenciamento ambiental para a atividade, assim como a definição de seus condicionantes, incluindo a aprovação do Plano de Emergência Individual, requisito para o licenciamento ambiental, e o controle ambiental e a fiscalização das plataformas e suas unidades de apoio.

#### 4. ESTUDO DE CASO

Das reuniões de desenvolvimento de um HAZOP fazem parte profissionais de várias áreas, com diferentes experiências, cargos, idades, profissões, formação dentre outras diferenças. Se um mesmo projeto for estudado por grupos diferentes, cada de um terá um resultado, com semelhanças e diferenças. Nesse trabalho foram analisadas duas características já mencionadas da técnica HAZOP e das demais técnicas qualitativas: a falta de reprodutibilidade e de integralidade.

Como mencionado nas diretrizes de gerenciamento de riscos, um projeto de uma plataforma de produção de petróleo *offshore* deve ter seus riscos avaliados em todas suas etapas. Considerando simplificada um projeto com 4 fases: projeto conceitual, projeto básico, projeto de detalhamento e construção e montagem, para esse estudo de caso, foi analisado 1 relatório elaborado entre o projeto básico e o projeto de detalhamento e dois relatórios elaborados entre o projeto detalhamento e construção e montagem.

Esses relatórios foram elaborados a pedido de uma empresa brasileira do ramo de exploração e produção de petróleo *offshore*. A fim de otimizar a construção de plataformas que operarão em campos próximos e com poços com características semelhantes, a empresa fez um projeto padrão para várias unidades diferentes. Esses projetos foram desenvolvidos por empresas projetistas diferentes o que gerou três relatórios de análise qualitativa de risco, utilizando a técnica HAZOP, para um mesmo projeto padrão.

As reuniões para a aplicação da técnica HAZOP nesse projeto ocorriam em salas apropriadas para no máximo 30 pessoas, com vários intervalos durante o dia. A duração das reuniões equivalia ao horário de trabalho (média de 8 horas por dia). O tempo total variou de 3 semanas para o relatório na fase anterior a fase de detalhamento do projeto, os relatórios que estavam na fase de detalhamento tiveram médias 7 semanas de trabalho. O estudo normalmente é intercalado com uma semana de análise e duas ou três sem análise. A configuração dos participantes é composta por profissionais da empresa que contratou o serviço, da empresa que está fazendo o projeto e dos futuros operadores da planta. A indicação dos profissionais é feita pelas gerências responsáveis e não costuma haver um critério fixo para escolha. As qualificações presentes na maioria das reuniões são: engenheiros responsáveis pelo projeto, engenheiros de processo, automação e segurança da empresa contratante e engenheiros de petróleo, de processo e técnica de segurança com experiência em operação de plantas equivalentes.

Apesar do projeto ser o mesmo, o fato do grupo ser diferente, os facilitadores, dentre outras variáveis, o resultado também foi diferente. Para uma visão geral de como esse processo de análise qualitativa é variável, observou-se o comportamento das variáveis listadas abaixo:

- Número de pessoas
- Número de dias
- Área de trabalho (projeto, operacional ou liderança)
- Número de páginas do relatório
- Número de recomendações
- Número de observações
- Número de sistemas estudados
- Número de nós estudados
- Média de comparecimento nas reuniões

A Tabela 9 mostra como as variáveis se comportaram em cada relatório. Cabe ressaltar que o relatório 1 foi realizado em uma fase em que alguns sistemas ainda não estavam disponibilizados para análise.

Tabela 7 - Comportamento das Variáveis nos Relatórios

Variável	Relatório 1	Relatório 2	Relatório 3
Número de pessoas	37	113	130
Média de comparecimento nas reuniões	18	20	16
Número de dias	14	36	35
<b>Área de trabalho</b>			
Operacional	32%	12%	9,2 %
Liderança	14%	6,5%	6,7%
Projeto	54%	81,5%	84,03%
Número de páginas do relatório	423	524	983
Número de recomendações	151	225	298
Número de observações	17	70	93
Média de recomendações por pessoa	4,1	2,0	2,3
Número de sistemas estudados	16	19	20
Número de nós estudados	59	83	88

A partir da Tabela 9, observa-se que:

- o número de profissionais envolvidos é alto (dado a especificidade de alguns sistemas), apesar da média de comparecimento ser baixa;
- Há predominância de profissionais que trabalham com projeto;
- Alto número de nós estudados, recomendações, páginas no relatório demonstrando a complexidade do estudo e da alta carga cognitiva requerida dos participantes.

Nos próximos subitens analisou-se com mais profundidade os relatórios elaborados durante a fase de detalhamento do projeto.



#### 4.1 ANÁLISE DAS RECOMENDAÇÕES DO HAZOP REALIZADO POR GRUPOS DIFERENTES PARA UM MESMO SUBSISTEMA

Grupos diferentes analisando um mesmo projeto resultam em relatórios diferentes mesmo utilizando a mesma técnica de análise e os mesmos desenhos e fluxogramas de projeto. Essa conclusão é esperada dado o fato das pessoas terem percepção de risco diferentes dependendo da experiência, nível de estudo, nível de conhecimento do projeto, cansaço, dentre outros fatores. Todavia como essa variabilidade pode afetar a segurança do projeto?

Dando prosseguimento a análise, focou-se em um sistema específico integrante da avaliação de risco utilizando a técnica HAZOP por dois grupos distintos. Parte dos projetistas pertenciam a empresa contratada para detalhar o projeto de uma plataforma de produção e estoque de petróleo (FPSO) em alto mar (*offshore*). A outra parte do grupo era formada por engenheiros projetistas, operadores e pesquisadores da empresa contratante que operaria a unidade.

Apesar do projeto ser o mesmo, o resultado dos estudos foi diferente, demonstrando que uma das características do HAZOP, e das técnicas de avaliação de risco subjetivas, é a não reprodutibilidade (CCPS, 1992). Foi feita uma análise das recomendações resultantes dos estudos em um sistema em particular para verificar como a variabilidade influencia na segurança do projeto.

##### 4.1.1 Descrição do Subsistema: Compressão de CO<sub>2</sub>

A unidade estudada trata-se de um FPSO com uma planta de produção para tratar líquido, para comprimir e tratar gás natural, para exportar óleo e gás, para tratar água produzida e para injetar água.

O tratamento e compressão de gás são providos dos seguintes sistemas: remoção de H<sub>2</sub>S, remoção de CO<sub>2</sub>, re-injeção de CO<sub>2</sub>, injeção WAG (injeção de água e gás alternadamente), injeção de gás, *gas lift*, gás combustível e facilidades para exportar e importar gás natural tratado e não-tratado.

Uma vez que o teor de CO<sub>2</sub> associado ao gás pode variar de 3% a 60%, a Unidade de Remoção de CO<sub>2</sub> está baseada em tecnologia de membrana que será instalada após o ponto de ajuste do ponto de orvalho para atingir a especificação requerida de 3% v/v CO<sub>2</sub> no gás tratado. A corrente de permeado das membranas segue para a Unidade de

Compressão de CO<sub>2</sub>, já a corrente de gás tratado segue para a Unidade de Compressão de Gás de Exportação. A descarga de ambas as unidades de compressão é 250 bar. A pressão de descarga da Unidade de Compressão de Gás de Injeção depende do peso molecular do gás (porcentagem de CO<sub>2</sub>) e vazão, entretanto a máxima pressão de descarga é 550 bar.

No presente trabalho será analisado o Sistema de Compressão de CO<sub>2</sub> onde a corrente rica em CO<sub>2</sub> é comprimida em um trem composto de quatro estágios de compressão. A Figura 24 apresenta um esquema simplificado do sistema de compressão geral da unidade.

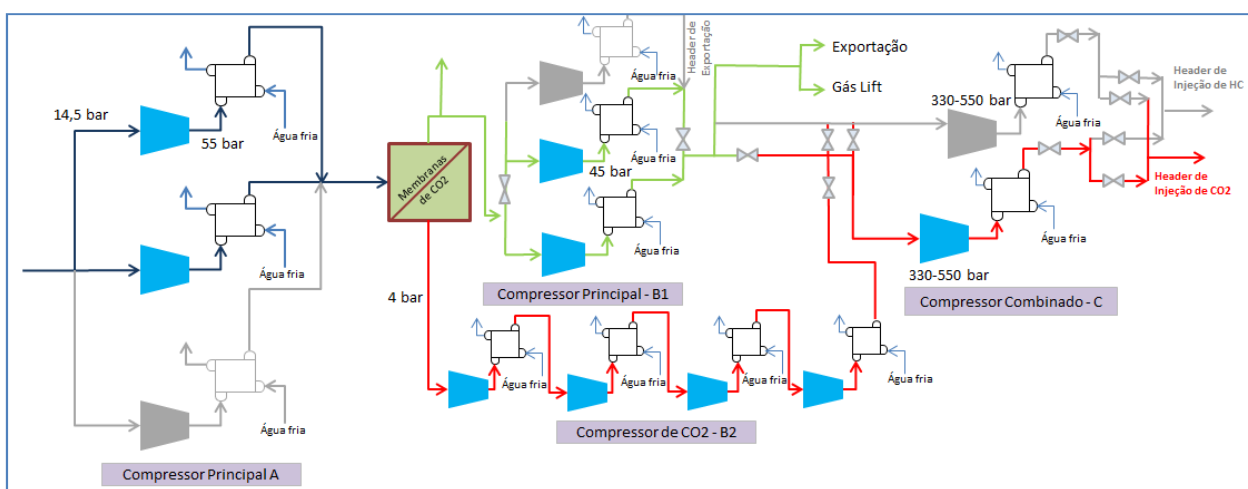


Figura 22 - Esquema Simplificado do Sistema de Compressão Geral da Unidade.

O gás rico em CO<sub>2</sub> chega da membrana de CO<sub>2</sub> com 4 bar de pressão e 7°C para o vaso de separação de condensado para retirada do excesso de umidade, depois vai para o compressor. Na saída do 1º compressor temos 17 bar de pressão e 149°C, para resfriar o gás temos um trocador de calor que resfria o gás a 40 °C. Depois de resfriado, o gás passa pela segunda bateria de compressão (coalescedor + compressor + trocador de calor). Em sequência, passa pela terceira e quarta bateria chegando a 250 bar de pressão e 40°C e segue para o compressor de injeção e o header de injeção de CO<sub>2</sub>.

#### 4.1.2 Método de Verificação dos Resultados

O subsistema escolhido para análise tinha no total de 16 recomendações no primeiro relatório e 11 no segundo relatório. Essas recomendações foram separadas em três tipos: mudanças físicas no projeto, solicitação de avaliações e mudanças nos parâmetros de controle dos processos. Após essa divisão, foi comparado o conteúdo de cada

recomendação e feita uma análise crítica das diferenças. Para validação da análise, esse material foi revisado por um consultor sênior em Turbo-máquinas.

Para o cálculo da porcentagem de recomendações idênticas e distintas, foram considerados o total de recomendações dos dois relatórios, 27. Depois, dentre as recomendações de conteúdo incompatível entre os relatórios, foram separadas em mudanças físicas no projeto distintas, solicitação de avaliações distintas e mudanças nos parâmetros de controle dos processos distintas.

#### 4.1.3 Resultados da Análise

A análise do sistema de compressão de CO<sub>2</sub> através da técnica HAZOP por dois grupos diferentes gerou algumas recomendações similares e muitas diferentes. A Figura 25 apresenta a porcentagem de recomendações idênticas e distintas.

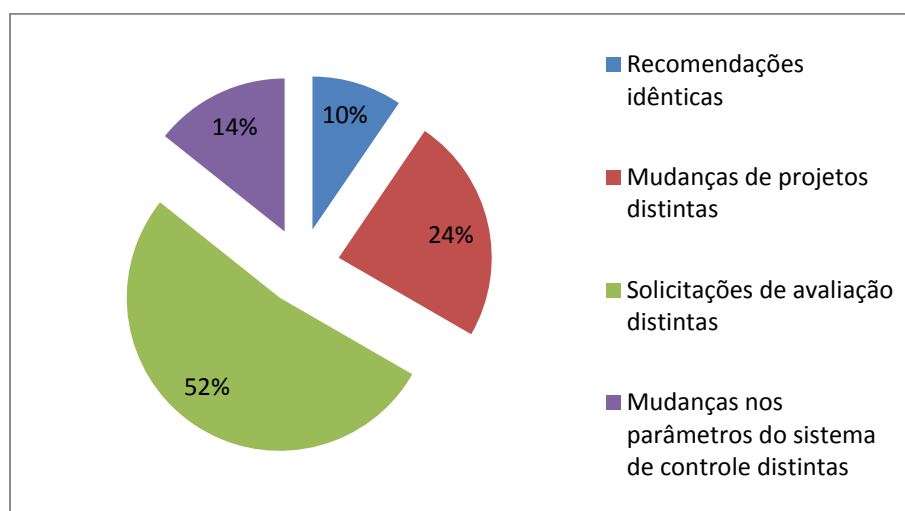


Figura 23 - Porcentagem de Recomendações Idênticas e Distintas.

Como mostra a Figura 25, há um grande número de recomendações diferentes. Mesmo o projeto sendo o mesmo, os grupos só concordaram em uma única recomendação. Recomendações diferentes geram projetos com níveis de segurança e robustez diferentes. A Tabela 10 apresenta algumas recomendações distintas e o que resultou no projeto a falta de compatibilidade dos estudos.

Tabela 8 - Resultados da Falta de Compatibilidade das Recomendações

Recomendação	Resultado da falta de compatibilidade
<b>Mudanças de projetos distintas</b>	
Válvulas manuais VET-12540124/23 devem ser travadas abertas.	Caso a recomendação seja necessária, o projeto que não teve a recomendação não terá o mesmo nível de segurança e operacionalidade. Se não, pode haver atrasos nos serviços da plataforma que teve as válvulas travadas abertas e problemas operacionais.
Incluir uma válvula entre o trocador de calor P-UC-1254001A-02 e a conexão da linha de reciclo (anti surge).	O projeto que incluiu a válvula tem a possibilidade de dano ao compressor caso a válvula seja fechada (no caso, ela é trancada aberta o que diminui o risco).
<b>Solicitações de avaliação distintas</b>	
Avaliar o impacto da presença H2S no sistema de resfriamento considerando uma possível ruptura dos tubos do trocador de calor no sistema de compressão de CO2 quando a unidade de remoção de H2S for bypassada (concentração de H2S maior que 200ppm).	Caso o cenário seja factível, uma unidade terá a vida útil do seu sistema de compressão diminuída pela presença de um gás corrosivo (H2S).
Avaliar como purgar segmentos do Sistema de compressão uma vez que não são capazes de serem purgados. Referir-se a localização da BDV. Aplicável para todos os compressores.	Caso o cenário seja factível, uma unidade terá limitações operacionais e riscos de acidentes devido a pressão residual da linha.
O set da válvula de alívio PSV-5135004A/B deve ser revisado para proteger o turbo compressor que está projetado para 50 bar.	O projeto que não observou que os set das PSVs, de trechos contínuos, eram diferentes, pode ter danos no sistema de compressão de CO2.
<b>Mudanças nos parâmetros do sistema de controle distintas</b>	
O transmissor de temperatura TIT-1254009A deve parar o compressor C-UC-1254001A ao invés do compressor C-UC-1231001A. Implementar essa recomendação também para o Trem B.	No projeto onde essa recomendação for implementada, o sistema de compressão parará parcialmente no caso de temperatura muito alta, o que pode causar dano aos demais estágios de compressão.
O controle da temperatura do trocador de calor da descarga do quarto estágio do compressor de CO2 deve ser ajustada para 100°C (84% de CO2) e para 60°C (60% de CO2) no controlador de temperatura TIC-1254007A.	No projeto onde essa recomendação não for implementada, o sistema de compressão pode sofrer danos estruturais por formação de um gás ácido (CO2 mais a umidade residual do gás a baixa temperatura).
Instalar um alarme de nível alto no transmissor de nível LIT-1254004A.	O projeto que instalar o alarme de nível intermediário terá mais tempo para solucionar o problema operacional que o projeto sem esse alarme. O que torna o projeto mais seguro também.

As recomendações que indicam avaliações distintas são as menos impactantes, pois, por se tratar de uma mesma empresa, a probabilidade das avaliações se estenderem para ambos os projetos é grande. Avaliações posteriores minimizam umas das fraquezas do HAZOP, um grupo pode estudar a questão com mais tempo para contemplar melhor todos os “lados” do cenário.

As recomendações que mudam o projeto fisicamente ou a lógica de controle são mais inquietantes. Como um grupo percebeu um cenário e o outro não? Será a recomendação realmente necessária ou não? Porque somente 10% das recomendações foram idênticas? Esse resultado demonstra como a reprodutibilidade de um estudo de análise de risco é difícil.

Para diminuição das diferenças entre os estudos, os líderes dos grupos de análise devem diligentemente procurar relatórios de incidentes na sua própria companhia e incidentes divulgados e se certificar que esses cenários que produzem incidentes são examinados durante a avaliação (KASZNIAL, 2010). Reuniões para nivelar conhecimento entre as diversas áreas antes das reuniões de análise seria outra importante medida. Além disso, as recomendações poderiam indicar em geral análises dos possíveis cenários acidentais ao invés de fornecer soluções definitivas. Dessa maneira, o melhor da capacidade intelectual seria abstraído: a criatividade das reuniões *brainstorming* e o amadurecimento de um estudo mais detalhado.

#### 4.2 ANÁLISE DE COMPATIBILIDADE ENTRE OS CENÁRIOS LEVANTADOS NO HAZOP E O HISTÓRICO DE ACIDENTES

No item anterior, foi observado que os estudos divergem na proposição das recomendações, gerando diferenças entre os projetos e nos níveis de segurança dos processos. O foco foram as diferenças internas dos estudos de segurança. Todavia, quando aumentamos o campo de estudo, nos perguntamos se o nosso estudo abrange os riscos que efetivamente causaram incidentes e acidentes. Esse item da análise foi elaborado com o intuito de verificar a integralidade da técnica HAZOP.

De ante mão, sabe-se que na tentativa de abranger todos os riscos ligados à atividade de exploração de petróleo *offshore*, como aqueles citados no item 3.3.3 (NORSOK, 2001), a técnica HAZOP é associada a outros estudos tanto qualitativos quanto quantitativos. A quantidade e o foco dos estudos de avaliação de riscos podem variar entre os projetos. Para a fase de detalhamento do projeto da plataforma *offshore* em questão nesse trabalho foram desenvolvidos 20 relatórios de avaliação de riscos para disciplina de segurança os quais estão listados abaixo:

- HAZOP (topside/ casco);
- Análise Preliminar de Riscos (topside/casco);
- Análise de Dispersão de Gases (topside/casco);
- Análise de Propagação de Incêndio (topside/casco);
- Análise de Ruído e Vibração (topside/casco);
- Análise de Queda de objetos (topside/casco);
- Análise de Colisão de embarcações (topside/casco);
- Análise de Radiação do *Flare*;
- Análise de Dispersão do *Vent Post* do casco;
- Análise de fuga, evacuação e resgate;
- Análise de Gases Exaustos;
- Análise de Confiabilidade da interação entre os sistemas de automação, energia elétrica e segurança (FMECA);
- Estudo das rotas de fuga e evacuação na área do casco.

Os cenários constantes nesses relatórios foram comparados com 30 incidentes/acidentes acontecidos com FPSOs no período entre 1994 e 2003 levantados a partir do

banco de dados WOAD. O foco da lista não foi ser quantitativa, mas sim demonstrar que dificilmente um estudo de risco isolado abrange todos os riscos de uma unidade.

#### **4.2.1 Resultados da Análise**

A Tabela 11 relaciona os 30 incidentes/acidentes levantados no banco de dados WOAD com os cenários levantados nos estudos realizados para o FPSO real. Através dos incidentes reais pode-se verificar que os eventos mais comuns são vazamentos de inventário por diversas razões, esses incidentes são abordados nos estudos como Análise Preliminar de Riscos, Dispersão de Gases, Propagação de Incêndio.

Tabela 9 - Compatibilidade entre os cenários levantados no HAZOP e o histórico de acidentes

Ano	Evento Principal	Sistema/ Equipamentos envolvidos	Descrição	Cenário Acidental	Identificação do cenário
1994	Falha no sistema de ancoragem	Sistema de ancoragem	A unidade perdeu quatro âncoras durante uma tempestade e ondas de 20 a 25 metros. A produção foi interrompida. A unidade não conseguiu recolocar a âncora devido ao mal tempo. Apesar disso, a unidade não perdeu sua posição, nem nenhum riser e não evacuada (44 pessoas a bordo). Alguns dias depois todas as âncoras foram realocadas e testadas e a produção retomada.	Dano ao sistema de ancoragem por intempéries ambientais.	Não há.
1996	Vazamento de fluido ou gás	Válvula	Uma válvula defeituosa resultou em uma liberação de gás substancial no FPSO. BHP afirmou que o vazamento foi causado por um técnico não seguir os procedimentos estabelecidos.	Vazamento através de uma válvula por defeitos de fabricação/ falha operacional	Análise Preliminar de Riscos Análise de Dispersão de Gases Análise de Propagação de Incêndios
1998	Vazamento de fluido ou gás	Válvula submarina	Um vazamento de fluido hidráulico foi detectado de um atuador de uma válvula submarina <i>wing</i> no poço de injeção de gás. O vazamento inicialmente foi pequeno, variável e não foi objeto de notificação. Em poucos dias o vazamento aumentou para uma taxa de 330 L/D.	Vazamento em válvulas submarinas (fluido hidráulico)	Não há.
1998	Fogo	Geradores de energia	Um incêndio começou na sala de máquinas de um dos geradores de energia do FPSO devido a uma falha mecânica. As investigações iniciais indicam um problema mecânico num dos 5 turbinas usadas para a geração de energia o que causou danos em 3 turbinas assim como cabos e outros equipamentos na sala de máquinas. O navio foi desconectado e levado para estaleiro para reparos.	Incêndio na sala de máquinas do gerador devido a falha mecânica na turbina	Não há.
1999	Fratura/fadiga	Tanque de armazenamento	Durante a produção, o tanque de carga nº4 sofreu uma sobrepressão. O óleo cru transbordou dos tanques de armazenamento.	Sobrepressão no tanque de armazenamento	Análise Preliminar de Riscos do sistema de alívio ( <i>vent</i> ) dos tanques de armazenamento



Ano	Evento Principal	Sistema/ Equipamentos envolvidos	Descrição	Cenário Acidental	Identificação do cenário
1999	Colisão/ vazamento de fluido ou gás	Sistema de lastro/ embarcação de serviço	Durante a colisão do FPSO e uma embarcação de apoio, houve um derramamento de 80 litros de óleo ao mar devido a desconexão automática da linha e danos ao sistema de lastro do FPSO.	Vazamento de óleo ao mar devido a colisão de embarcações de apoio	Análise Preliminar de Riscos dos sistemas de <i>offloading</i> Análise de Colisão de embarcações
1999	Vazamento de fluido ou gás	Tanques de armazenamento	Gás vazou dos tanques de armazenamento para o sistema de gás inerte e depois para o selo de água e para o deck. Dois detectores indicaram o vazamento e a produção foi interrompida. A causa básica foi provavelmente um válvula fechada no sistema de drenagem.	Vazamento de gás no tanque de armazenamento por causa um válvula fechada no sistema de drenagem	Análise de Dispersão de Gases do sistema de carregamento e <i>offloading</i>
1999	Vazamento de fluido ou gás	Tanques de armazenamento	Um vazamento de gás ocorreu logo após o início da limpeza de tanques de óleo cru 3 s / b. A fonte de vazamento era um flange cego na linha do vent para a entrada dos tanques centrais 5 e 6, que não tinha sido devidamente apertado. O vazamento foi rapidamente isolado e controlado. Dois detectores de gás foram acionados com 60% do LIE levando a parada da planta.	Vazamento de gás no tanque de armazenamento durante manutenção devido a falha no isolamento de um flange cego	Análise de Dispersão de Gases do sistema de carregamento e <i>offloading</i> Manual de Segurança
1999	Vazamento de fluido ou gás	Risers	Foi encontrado um vazamento em um riser na Unidade e a produção foi interrompida. A unidade permaneceu parada até maio para que a renovação previamente planejada de todos os risers de produção fosse realizada.	Vazamento no riser de produção	Análise Preliminar de Riscos do sistema de elevação a plataforma
2000	Inclinação descontrolada	Sistema de ancoragem	O FPSO foi atingido por fortes ondas que danificaram o sistema de ancoragem o que causou adernamento da embarcação e impossibilidade de estocar óleo em um dos lados. A produção foi reduzida.	Dano ao sistema de ancoragem por intempéries ambientais.	Não há.

Ano	Evento Principal	Sistema/ Equipamentos envolvidos	Descrição	Cenário Acidental	Identificação do cenário
2000	Vazamento de fluido ou gás	Mangueira flexível	Um derramamento de óleo ocorrido ao largo da ilha de Sakhalin, quando a linha de óleo de carga entre o FPSO e o bouy desconectaram apenas dois meses depois de ter começado as operações. O incidente aconteceu a cerca de 2 km a sudoeste da plataforma "Molikpaq" no mar de Okhotsk. O operador ativou imediatamente seus procedimentos de parada de emergência e toda a produção foi interrompida. A quantidade de derramamento foi estimado em cerca de 2 barris de petróleo, dos quais metade foi recuperada imediatamente. Produção permaneceu parada para cerca de uma semana.	Derramamento de óleo ao mar por rompimento da mangueira flexível de transferência de óleo para outras unidades	Análise Preliminar de Riscos do Sistema de transferência de óleo
2001	Liberação de gás	Tanque de armazenamento; combustível, lubrificante, glicol, metano	Dois trabalhadores morreram como resultado de uma liberação de gás tóxico na plataforma. Os trabalhadores estavam fazendo manutenção em um tanque de drenagem quando o vazamento ocorreu.	Vazamento de gás tóxico no tanque de drenagem durante manutenção	Análise Preliminar de Riscos do sistema de drenagem Manual de Segurança da Unidade
2003	Inclinação descontrolada	Sistema de lastro/ geração principal/ distribuição de energia	O FPSO sofreu uma pane elétrica que causou uma pane no sistema de lastro e no sistema de armazenamento de óleo forçando a embarcação a uma inclinação de 48 graus. Nenhuma explosão ou fogo ocorreu. A plataforma foi evacuada com sucesso.	Adernamento da embarcação	Análise da Confiabilidade do sistema de carga, lastro e deslastro (FMECA)
2003	Colisão	Casco/ tanques de lastro	Durante a atividade de offloading, o navio aliviador colidiu com o bombordo da unidade. O dano ficou localizado no tanque de lastro número 4. O tanque foi esvaziado e inspecionado por dentro. Os danos foram tão pequenos que o tanque continuou a ser utilizado para lastro.	Colisão de embarcações durante atividade de offloading	Análise Preliminar de Riscos dos sistemas de <i>offloading</i> Análise de Colisão de embarcações

Ano	Evento Principal	Sistema/ Equipamentos envolvidos	Descrição	Cenário Acidental	Identificação do cenário
2003	Queda de carga	Guindaste	Durante a remoção de uma flange de um tubo do riser no boroeste da plataforma, uma porca que estava sendo removido do flange caiu. A porca, pesando cerca de 1 kg, caiu 4 m saltando sobre vários objetos antes de parar em uma passarela no convés inferior do boroeste da plataforma. Nenhuma rede de segurança foi utilizada no andaime e a passarela não estava protegida. A permissão para o trabalho não tinha sido concluída e autorização de trabalho não tinha local específico. Nenhum trabalhador foi ferido, mas um membro da tripulação tinha acabado de passar pelo ponto de impacto.	Queda de objetos durante manutenção/ Falta de cumprimento de normas de segurança	Manual de Segurança
2003	Queda de carga	Guindaste	Durante a operação com blocos na área do turret, uma carga de 456 kg estava sendo alocada em uma posição predeterminada. A carga foi puxada e passou o trinco de retenção de carga no gancho da corrente de elevação resultando na queda da carga em aproximadamente 3 m. Não houve dano pessoal, mas 1 m2 do gradeado foi danificado.	Queda de objeto por falha de equipamento.	Análise Preliminar de Riscos Análise de Queda de Objetos
2003	Vazamento de fluido ou gás	Linhas de óleo/ Sistema de tratamento do óleo	Durante o start-up (pressurização do separador de teste) um vazamento ocorreu a partir de um flange cego de 2" na linha de óleo entre o 1º e 2º estágio dos separadores. A linha estava preenchida com água do mar no momento. A água do mar derramou na área de processo e no deck principal. O processo foi interrompido e a despressurizado. O flange cego foi reinstalado com novas juntas.	Vazamento de fluido não-perigoso durante o comissionamento	Não há.
2003	Vazamento de fluido ou gás	Separador	Um carry-over de óleo bruto do segundo estágio do separador para tanque de knock-out do flare de baixa pressão causou um ESD2 e subsequente parada de produção. O poço foi fechado em e equipamentos de produção resguardados.	Carry-over de óleo do separador do tratamento de óleo para o tanque de knock-out do flare de baixa pressão.	HAZOP
2003	Vazamento de fluido ou gás	Riser de exportação	Durante uma transferência de rotina de metanol entre os navios, o operador avistou um vazamento no mar de metanol a partir de um flange cego na linha de injeção de teste do riser. A linha foi fechada, despressurizada e o vazamento parou.	Vazamento de fluido no mar através de flange cego	Análise Preliminar de Riscos do sistema de elevação a plataforma

Ano	Evento Principal	Sistema/ Equipamentos envolvidos	Descrição	Cenário Acidental	Identificação do cenário
2003	Queda de carga	Guindaste	Um movimento descontrolado da carga (uma correia transportadora) resultou na quebra do olhal de fixação, durante o levantamento da correia transportadora pelo guindaste. A razão do incidente foi que um dos 4 olhais de fixação que mantem a correia transportadora na posição, inadvertidamente, não foi removido. A carga foi imediatamente levada ao chão e protegida, o olhal teve apenas danos menores.	Possibilidade de queda de carga por erro no procedimento operacional.	Análise de Queda de Objetos
2003	Vazamento de fluido ou gás	Compressor	Um vazamento de gás a partir do selo do filtro de gás ocorreu após o start-up do compressor reinjeção A. A equipe de emergência foi mobilizada e o equipamento despressurizado. Após 6 minutos, a liberação de gás cessou e o detector de gás indicava concentração zero.	Vazamento de gás através do selo do compressor	Análise Preliminar de Riscos Análise de Dispersão de Gases
2003	Vazamento de fluido ou gás	Tanque de armazenamento	Após a desnatação do tanque perigoso 56T 7002 para o slop tanque S / B, um gas kick ocorreu a partir do slop tanque. O gás penetrou no tanque perigoso e depois pela via a ventilação do tanque no convés 7, A-11. Dois dos detectores de gás foram ativados, a 60% e 100% LIE. A sobrepressão no slop tanque S / B foi ventilada para a atmosfera através do tanque perigoso. A válvula desnatação 56BU 8026 foi aberta e, como ação corretiva, concluiu-se que ela deveria ser marcada "Não pode ser aberta".	Vazamento de gás por válvula aberta indevidamente	HAZOP
2003	Vazamento de fluido ou gás	Compressor	Um pequeno vazamento de gás foi detectado na flange da tubulação de descarga do compressor de gás A. O compressor trabalhava com 185 bar. A causa mais provável foi a perda de integridade do conjunto de anel. O compressor foi imediatamente desligado, isolado e purgado.	Vazamento de gás por perda de integridade em anel de vedação no compressor de alta pressão (185 bar).	Análise Preliminar de Riscos Análise de Dispersão de Gases

Ano	Evento Principal	Sistema/ Equipamentos envolvidos	Descrição	Cenário Acidental	Identificação do cenário
2003	Queda de carga	Guindaste/ Gerador de energia principal	Durante uma operação de guindaste para embarcação de suprimento, houve uma queda de carga devido à parada do gerador D iniciada pelo sistema de controle. De acordo com a sequência da queda, a compressão hidráulica e de gás principal foram interrompidas. Durante este incidente um container de 5 toneladas estava sendo carregada para o navio de suprimento e estava pendurada a cerca de 1 m acima do convés quando o sistema hidráulico foi interrompido. A emergência percebeu que o guincho principal não funcionou. O braço da grua foi então baixada manualmente para desenganchar a carga. Ninguém se feriu e não houve dano ao equipamento. Quando o guindaste foi desligado para o reparo foi revelado que o sistema hidráulico principal foi classificado como um "sistema não essencial", juntamente com a compressão de gás.	Queda de carga devido a erro de projeto	Não há.
2003	Vazamento de fluido ou gás	Geradores principais/ turbinas/ tanques de estocagem	Um apagão causado por uma falha na turbina do gerador principal A ocorreu em uma dada manhã. Ao mesmo tempo, um alarme de um detector de gás foi acionado no módulo PX35 do sistema de reinjeção de gás do trem B o qual também foi desligado durante o apagão. A razão para a liberação de gás foi o nível baixo nos tanques de recarga para o sistema de óleo de selagem, resultando na liberação de gás a partir do compressor. O trem de gás foi então imediatamente despressurizado e as bombas para o sistema de óleo de selagem foram iniciadas. Depois de alguns minutos, a área foi declarada livre de gás.	Vazamento de gás devido a falha no sistema de óleo de selagem do compressor durante uma parada do gerador principal	Análise Preliminar de Riscos do Sistema de Compressão de Gás de Injeção Análise de Disperção de Gases

Ano	Evento Principal	Sistema/ Equipamentos envolvidos	Descrição	Cenário Acidental	Identificação do cenário
2003	Vazamento de fluido ou gás	Compressor	O compressor de injeção de gás de alta pressão A ( HPC A) e o HPC B estavam injetando no poço D-1 a uma pressão de 175-179 bar. O instrumento de 1/2" de tubulação do transmissor de pressão (PT) a jusante da terceira fase do HPC A quebrou na entrada do transmissor. O compressor juntamente com poços B-7, B-11 e D-2 foram parados. Um operador na área ouviu um ligeiro ruído de gás e avistou o vazamento. A válvula de isolamento foi fechada manualmente, mas 30-40 de Nm3 de gás a 178 bar de pressão tinha vazado. Os detectores de gás não detectaram qualquer gás, e como uma ação corretiva eles foram objeto de um controle para a calibração adequada. A tubulação de 1/2 " que quebrou foi enviada para a terra, a fim de determinar o motivo da falha (danos, vibração ou falha material).	Vazamento de gás do sistema de compressão de alta pressão por falha na tubulação dos instrumentos de controle	Análise Preliminar de Riscos do Sistema de Compressão de Gás de Injeção Análise de Dispersão de Gases
2003	Acidente com guindaste	Guindaste	Um guindaste de 50 toneladas estava ocioso com braço da grua atravessando a plataforma conectado a uma carga sem tensão. Um guindaste de 20 toneladas fazia uma transferência de carga entre o convés com um barco sinaleiro. O sinaleiro perdeu de vista a extremidade da viga devido ao brilho do holofote na ponta da grua. A atividade foi interrompida e foi percebido que as lanças estavam em contato a partir de outro ângulo. A carga foi descarregada de forma segura e as lanças dos guindastes desengatadas. A notificação em relação a este incidente não estava em conformidade com os procedimentos estabelecidos. Alguns dias mais tarde, uma inspeção DNV confirmou danos menores devido ao toque das pontas de lança. As ações de acompanhamento tomadas incluíram avaliação da conformidade com os procedimentos gruas em descanso, guindaste operações em condições difíceis, relatórios de incidentes, bem como a inspeção periódica dos guindastes.	Dano material aos guindastes por erros de procedimento/ gestão	Não há.

Ano	Evento Principal	Sistema/ Equipamentos envolvidos	Descrição	Cenário Acidental	Identificação do cenário
2003	Vazamento de fluido ou gás	Compressor	Um vazamento foi identificado numa linha de condensado de 12" no sistema de recompressão, numa área entre 6 a 8 metros acima do deck de processo. O vazamento foi identificado por uma pessoa na área. O sistema de dilúvio foi então acionado e a fonte de vazamento foi isolada por meio de uma almofada de isolamento. Volume estimado de óleo para o mar foi inferior a 1 m3.	Vazamento de condensado no sistema de compressão/ vazamento de fluido inflamável ao mar	Análise Preliminar de Riscos do Sistema de Compressão de Gás Análise de Disperção de Gases
2003	Vazamento de fluido ou gás	Separador de óleo/ scrubber	Durante o start-up do compressor de LP booster, um pequeno vazamento de gás foi identificado na curva após o segundo separador de fase. O sistema foi fechado e o vazamento foi isolado. Foi provado que uma falha de fabricação nos acessórios da tubulação foi a causa do vazamento e um novo spool foi instalado após o segundo separador de fase.	Vazamento de gás no sistema de compressão por erro de fabricação de acessórios de tubulação	Análise Preliminar de Riscos do Sistema de Compressão de Gás Análise de Disperção de Gases
2003	Vazamento de fluido ou gás	Válvula	Ao preparar a linha para a desmontagem da válvula de purga de nitrogênio, um plug foi retirado de uma válvula de 3/4", para conectar a linha para a mangueira de N2. Um detector de gás instalado 1/2 m da válvula foi ativado quando a válvula de 3/4 " foi aberta. A liberação de gás foi causada por falta de atenção / falha humana na preparação da conexão antes de começar a trabalhar. Reforço da importância dos procedimentos de trabalho foi a principal ação corretiva tomada.	Vazamento de gás durante operação com desmontagem/ montagem nas linhas de produção de óleo/ gás	Análise Preliminar de Riscos Análise de Disperção de Gases Manual de operação
2003	Vazamento de fluido ou gás	Compressor/ tubulação	A tubulação na saída do 3º estágio do compressor de gás B rompeu levando a liberação de gás. O vazamento foi detectado automaticamente por um detector e o compressor foi desligado imediatamente. Melhor suporte, proteção tubulação e presença de placas foram as principais ações corretivas tomadas.	Vazamento de gás no sistema de compressão por rompimento de tubulação	Análise Preliminar de Riscos do Sistema de Compressão de Gás Análise de Disperção de Gases

Observando a lista dos 30 incidentes/acidentes ocorridos com uma unidade semelhante à usada no estudo em questão, temos que 2 estavam mapeados nos estudos de HAZOP e 7 não foram mapeados nos estudos de segurança do projeto. Os eventos mapeados utilizando a técnica HAZOP são aqueles restritos ao processo, onde as causas de alterações são originadas do próprio processo ou atuações equivocadas nele. As ocorrências não mapeadas são na sua maioria cenários que fugiram do escopo de estudo (sistemas submarinos, comissionamento da unidade, intempéries ambientais) (como citado na árvore de falhas de Ringdahl, 1987) ou a falta de um estudo integrado de todos os elementos da unidade.

Eventos identificados nos estudos do HAZOP não são maioria pois essa técnica não abrange, nesse contexto, as perdas de contenção. Um estudo mencionado com certa frequência é de queda de objetos, essa avaliação é essencial pois a consequência também é a perda de contenção além do risco pessoal. Todavia, alguns cenários não foram escopo de nenhum estudo, como o caso da perda de ancoragem por intempéries, vazamento nas linhas submarinas, atividades de comissionamento, operação de guindastes e arranjo dos guindastes. Esse fato demonstra que os cenários identificados nas análises de risco também dependem do escopo da análise. Essas são análises realizadas durante o projeto, outras serão feitas durante a operação, o comissionamento e, infelizmente, após ocorrer algum acidente.

Vários fatores influenciam a falta de integralidade da técnica, como mencionado na árvore de falhas de Ringdahl (1987), um risco não identificado pode ser fruto de vários fatores como fora dos limites do estudo, falta de tempo, distração, falta de informação, expectativas de mudanças, cansaço, etc. A abordagem global e sistêmica poderia melhorar essa deficiência das análises executadas isoladamente.



## 5. CONCLUSÃO

O presente trabalho fez uma breve revisão bibliográfica dos conceitos de gerenciamento de riscos, análise de riscos de processo, principais métodos e suas limitações, e focalizou no método estruturado em palavras guias, o HAZOP. Foi narrada sinteticamente a história da indústria de petróleo e, posteriormente, feita uma descrição mais profunda da indústria de produção de petróleo *offshore* e do nosso objeto de estudo, uma unidade de produção e estocagem de óleo chamada de FPSO. O histórico de acidentes envolvendo a indústria de petróleo *offshore* internacionalmente e nacionalmente foi relacionado com o intuito de elucidar a importância do gerenciamento de riscos no ramo da indústria de petróleo *offshore*. Também foi mostrado como as leis e normas foram se desenvolvendo lado a lado com os grandes acidentes.

Após a revisão bibliográfica descrita acima, entrou-se no estudo de caso. Como a análise de risco de processo se concretiza na indústria de petróleo *offshore*, em particular no âmbito nacional. O estudo de caso concentrou-se em avaliar os resultados de análises de riscos de processo realizadas utilizando a técnica HAZOP. Em um primeiro momento foram comparadas variáveis numéricas de três relatórios de HAZOP de um mesmo projeto realizado por três grupos diferentes. Num segundo momento, um dado sistema foi escolhido e foram comparadas as recomendações elaboradas por dois grupos diversos analisando o mesmo projeto. Por fim, os cenários acidentais levantados foram defrontados com uma série de incidentes e acidentes ocorridos em unidades semelhantes do banco de dados WOAD.

### 5.1 COMENTÁRIOS DOS RESULTADOS

Avaliações de riscos são ferramentas indispensáveis para antecipar e gerenciar riscos de processos e da unidade em geral. Todavia há limitações teóricas e práticas que tornam todos os métodos passíveis de falhas e omissões. Desse modo, é imprescindível conhecer tais limitações para aplicar o método da melhor maneira possível. Ou até mesmo combinar vários métodos para melhor identificação dos riscos de uma unidade.

O HAZOP, como as demais técnicas subjetivas, é extremamente dependente do líder e do grupo de estudo. Por isso, é importante capacitar o grupo de conhecimentos do processo, dos acidentes e incidentes anteriores, provê-los com a documentação necessária e respeitar as limitações cognitivas humanas. As reuniões devem ter um tempo de duração razoável e intervalos entre os estudos para processos complexos.

O HAZOP ou nenhuma outra técnica isolada abrange todos os riscos de uma atividade. Dessa forma, essa técnica de avaliação de segurança de processo deve ser integrada a outros estudos com escopos diferentes para o gerenciamento de risco completo de uma unidade. Mesmo sendo impossível identificar todos os riscos de uma atividade/ unidade, o esforço para reconhecer todos os contextos do risco deve ser realizado.

Além disso, a unidade deve ter um sistema robusto para garantir que as ações indicadas durante o estudo sejam implementadas a tempo (KASZNIAL, 2010). Não importa o quanto minucioso for a avaliação se as recomendações não são analisadas e implementadas.

Análises de risco (ou de segurança), como pode ser visto, não estão isoladas do mecanismo de gerenciamento de risco. Nem é um “ente” superior que magicamente preverá todos os cenários acidentais e todos os possíveis modos de falha dos sistemas. Quando tratamos a análise de risco como a única forma de gerenciar o risco e ainda privilegiamos uma técnica como a chave de todos os questionamentos temos um sistema muito frágil. A análise de risco de boa qualidade é fruto de comprometimento gerencial com o custo da segurança, investigação de incidentes e acidentes consistente, conscientização de toda força de trabalho dos riscos das unidades e profundo conhecimento dos processos e equipamentos da operação. Enfim, a análise de risco faz parte de um sistema que se retroalimenta, as pessoas só reconhecem riscos se os conhecem e só os conhecem se são informadas e só são informadas se há um comprometimento gerencial com a segurança.

## 5.2 TRABALHOS FUTUROS

Examinar demais sistemas para traçar com maior profundidade o perfil de inconsistências das análises realizadas.

Verificar a relação entre experiência das pessoas envolvidas e os cenários acidentais levantados e as recomendações prescritas.

Verificar a relação entre as deficiências na política de gerenciamento de risco e nas análises de riscos.

Verificar zonas de atuação para cobrir os espaços vazios das análises de risco.

Desenvolver critérios do processo de análise de segurança e de qualidade dos estudos, por exemplo, pode ser usado para referência na análise:

- Experiência operacional da atividade analisada,

- Experiência pessoal da análise correspondente,
- Acidentes que ocorreram em outros sistemas semelhantes (ROUHIAINEN, 1993).

Experiência operacional das atividades analisadas (acidentes e incidentes críticos) representa um feedback importante para o processo de análise de segurança. Desenvolver métodos para a coleta deste tipo de informação mais adequados e eficazes. Tal informação deve ser refletida na análise para decidir se os acidentes e incidentes críticos representam:

- riscos aceitáveis (verificação dos critérios de aceitação);
- premissas feitas na análise, mas não condizem com as operações da planta (verificação da validade das suposições, e as políticas de organização e procedimentos);
- fatores excluídos do âmbito da análise (verificação das rotinas de planejamento de análise);
- fatores que deverão estar abrangidos na análise, mas por algum motivo omitido (verificação da análise procedimentos de desempenho, alocação de tempo e recursos, e experiência na análise) (ROUHIAINEN, 1993).

## 6. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Resolução nº 43/2007**. Regulamento Técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, 2007.

\_\_\_\_\_. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2006-2013, 2015**. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/?id=548>>. Acessado em: outubro de 2015 e março de 2016.

\_\_\_\_\_. **Segurança operacional em exploração e produção de petróleo e gás natural**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=1606>. Acessado em dezembro de 2015."

ALMEIDA, Rob. **Brazil: Environmental Hypocrisy or Political Idiocy?** Disponível em: < <http://gcaptain.com/brazil-offshore-environmental-hypocrisy/> >. Acessado em fevereiro de 2016.

AMBIENTE BRASIL. **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](http://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/acidentes_ambientais/principais_acidentes_com_petroleo_e_derivados_no_brasil.html) > . Acessado em fevereiro de 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 31000: Princípios de Gestão de Riscos**. Rio de Janeiro, 2009.

\_\_\_\_\_. **NBR 31010: Técnicas de Avaliação de Riscos**. Rio de Janeiro, 2012.

BARRAULT, S.; MARZAL, H.; CHEVALIER, F. **Risk Management of Major Industrial Complex Sites: Key Success Factors**. Procedia Engineering. Vol. 46, p. 285-287, 2012.

BAYBUTT, P. **A critique of the Hazard and Operability (HAZOP) study**. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Vol. 33, p. 52-58, 2015.

\_\_\_\_\_. **On the ability of process hazard analysis to identify accidents**. Process Safety Progress. Vol.22, nº 3, p. 191-194, 2003.

\_\_\_\_\_. **Requirements for improved process hazard analysis (PHA) methods**. Journal of Loss Prevention in the Process Industries. Vol. 32, p. 182-191, 2014.

BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT. **All Petroleum Spills >= 1 Barrel from OCS Oil & Gas Activities by Size Category and Year.** Disponível em: [http://www.bsee.gov/uploadedFiles/BSEE/Enforcement/Accidents\\_and\\_Incidents/All%20Spills%201964-2011.pdf](http://www.bsee.gov/uploadedFiles/BSEE/Enforcement/Accidents_and_Incidents/All%20Spills%201964-2011.pdf) >. Acessado em fevereiro de 2015.

CENTER OF CHEMICAL PROCESS SAFETY. **Guidelines for Hazard Evaluation Procedures.** American Institute of Chemical. 2.ed. New York, 1992.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Breve história do petróleo no brasil e em são paulo e principais acidentes.** Disponível em: <http://emergenciasquimicas.cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/sites/53/2013/12/Principais-Acidentes-Brasil-.pdf> <  
<http://emergenciasquimicas.cetesb.sp.gov.br/wp-content/uploads/sites/53/2013/12/Principais-Acidentes-Brasil-.pdf> > Acessado em fevereiro de 2016.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Norma Técnica P4.261** Risco de Acidente de Origem Tecnológica - Método para decisão e termos de referência. 2.ed. São Paulo, 2011.

CRAWLEY, F.; TYLER, B. **HAZOP: Guide to Best Practice** - Guidelines to Best Practice for the Process and Chemical Industries. 3.ed. Amsterdam: Elsevier, 2015.

DECOLA, Elise. **International oil spill statistics: 2000.** Arlington: Cutter information, 2001.

GUJAR, A. M. **Myths of HAZOP and Hazan.** Journal of Loss Prevention in the Process Industries. Vol. 9, n° 6, p. 357-361, 1996.

HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE. **Offshore Safety Statistics Bulletin 2011/12.** Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/offshore/statistics/stat1112.pdf> >. Acessado em fevereiro de 2015.

\_\_\_\_\_. **Offshore Hydrocarbon Releases Statistics And Analysis, 2002.** Disponível em: < <http://www.hse.gov.uk/offshore/statistics/hsr2002/hsr2002.pdf> >. Acessado em fevereiro de 2015.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Relatório de Acidentes Ambientais 2009**. Disponível em < [http://www.ibama.gov.br/phocadownload/emergencias\\_ambientais/relatorio\\_-\\_acidentes\\_ambientais\\_registrados\\_pelo\\_ibama\\_em\\_2009.pdf](http://www.ibama.gov.br/phocadownload/emergencias_ambientais/relatorio_-_acidentes_ambientais_registrados_pelo_ibama_em_2009.pdf) >. Acessado em fevereiro de 2015.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Hazard and Operability Studies (HAZOP Studies)**: Application Guide IEC 61882: 2001. Geneva, 2001.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. **ISO 17776**: Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations - Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment. Londres, 2000.

KASZNIAL, M. **Oversights and Omissions in Process Hazard Analyses**: lessons learned from CSB Investigations. Process Safety Progress. Vol. 29, n° 3, p. 264-269, 2010.

KLETZ, Trevor. **HAZOP and HAZAN** – Identifying and assessing process industry hazards. 2ª ed. Glasgow: IChem, 2001.

LEES, F.P. **Loss Prevention in the Process Industries**: Hazard Identification, Assessment and Control. 2ª ed., Reed Educational and Professional Publishing Ltd, 1996.

LEFFLER, W. L.; PATTAROZZI, R.; STERLING, G. **Deepwater petroleum exploration and production**: a nontechnical guide. 2.ed. Oklahoma: PennWell Corporation, 2003.

MANNAN, Sam. **Lees' Loss Prevention in the Process Industries** - Hazard Identification, Assessment and Control. 4.ed., Waltham: Elsevier Inc., 2012.

MARINHA DO BRASIL. DIRETORIA DE PORTOS E COSTAS – DPC. **Análise do acidente com a plataforma P-36** - Relatório da Comissão de Investigação ANP / DPC. Disponível em: < [https://www.dpc.mar.mil.br/sites/default/files/diiian/rel\\_acidentes/p36.pdf](https://www.dpc.mar.mil.br/sites/default/files/diiian/rel_acidentes/p36.pdf) >. Acessado em março de 2016.

\_\_\_\_\_. **Explosão com vítimas na plataforma “FPSO CIDADE DE SÃO MATEUS”** Relatório de Investigação de Segurança Marítima. Disponível em: < [https://www.dpc.mar.mil.br/sites/default/files/diiian/rel.../fpso\\_cid\\_smateus\\_br.pdf](https://www.dpc.mar.mil.br/sites/default/files/diiian/rel.../fpso_cid_smateus_br.pdf) >. Acessado em março de 2016.

MENTZER, R. A. et al. **What does ‘safe’ look and feel like?** Journal of Loss Prevention in the Process Industries. Vol. 32, p. 265-275, 2014.

MORAES, Giovanni. **Sistema de Gestão de Riscos: Estudos de Análise de Riscos.** 1.ed. Rio de Janeiro: Gerenciamento Verde Editora, 2013.

MORAIS, J. M. de. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore.** 1.ed. Brasília: Ipea/Petrobras, 2013.

NOLAN, D. P. **Application of HAZOP and What-If Safety Reviews to the Petroleum, Petrochemical, and Chemical Industries.** Noyes Publications, New Jersey, 1994.

NORSOK. **Z-013: Risk and emergency preparedness analysis.** Rev. 2. Oslo, 2001.

OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH ADMINISTRATION. **BS OHSAS 18001: Occupational health and safety management systems – Requirements.** Londres, 2007.

ORGANIZAÇÃO INTERNACIONAL DO TRABALHO. **Convenção nº 174: Prevenção de Acidentes Industriais Maiores.** Brasília, 2001.

POFFO, I.R.F. **Vazamentos de Óleo no Litoral Norte do Estado de São Paulo: Análise Histórica (1974 a 1999).** Páginas 235-263 do livro: Construindo a Ciência Ambiental. ABRAMOVAY, R. et al. São Paulo, SP: Annablume – FAPESP, 2002.

**Relatórios Internos** de Identificação de Perigos de Plataformas com a utilização da metodologia HAZOP, 2013/2014.

RINGDAHL, L. H. **Safety analysis in design-evaluation of a case study.** Accid. Anal. & Prev. Vol. 19, nº 4, p. 305-317, 1987.

ROUHIAINEN, V. **Importance of the quality management of safety analysis.** Reliability Engineering and System Safety. Vol. 40, p. 5-16, 1993.

SARSHAR, S.; HAUGEN, S.; SKJERVE, A. B. **Factors in offshore planning that affect the risk for major accidents.** Journal of Loss Prevention in the Process Industries. Vol. 33, p. 188-199, 2015.

SCHULLER, J.C.H. et al. **Methods for determining and processing probabilities**: Red Book. 2.ed. Arnhem: The Hague, 1997.

SUOKAS, J.; ROUHIAINEN, V. **Quality control in safety and risk analyses**. Journal of Loss Prevention in the Process Industries. Vol. 2, 1989.

SUTTON, Ian. **Offshore Safety Management**. 2.ed. Oxford: Elsevier, 2014.

SWANN, C.D.; PRESTON, M.L. **Twenty-five years of HAZOPs**. Journal of Loss Prevention in the Process Industries. Vol. 8, n° 6, p. 349-353, 1995.

UNITED STATES CHEMICAL SAFETY AND HAZARD INVESTIGATION BOARD. **Refinery Explosion and Fire**. Disponível em: < <http://www.csb.gov/bp-america-refinery-explosion/> >. Acessado em fevereiro de 2015.

\_\_\_\_\_. **Sugar Dust Explosion and Fire**. Disponível em: < <http://www.csb.gov/imperial-sugar-company-dust-explosion-and-fire/> >. Acessado em fevereiro de 2015.

\_\_\_\_\_. **Seven Key Lessons to Prevent Worker Deaths During Hot Work in and Around Tanks: Effective Hazard Assessment and Use of Combustible Gas Monitoring will Save Lives**. Disponível em: < [http://www.csb.gov/assets/1/19/CSB\\_Hot\\_Work\\_Safety\\_Bulletin\\_EMBARGOED\\_until\\_10\\_a\\_m\\_\\_3\\_4\\_10.pdf](http://www.csb.gov/assets/1/19/CSB_Hot_Work_Safety_Bulletin_EMBARGOED_until_10_a_m__3_4_10.pdf) >. Acessado em fevereiro de 2015.

\_\_\_\_\_. **E.I. DuPont de Nemours & Co Inc. Flammable Vapor Explosion**. Disponível em: < <http://www.csb.gov/e-i-dupont-de-nemours-co-fatal-hotwork-explosion/> >. Acessado em fevereiro de 2015.

\_\_\_\_\_. **NDK Crystal, Inc., Belvidere, IL High-pressure Vessel Rupture**. Disponível em: < <http://www.csb.gov/ndk-crystal-inc-explosion-with-offsite-fatality-/> >. Acessado em fevereiro de 2015.

VINCOLI, J. W. **Basic guide to system safety**. 2ª ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2006.

WANG, F. et al. **Process safety data management program based on HAZOP analysis and its application to an ethylene oxide/ethylene glycol plant**. Journal of Loss Prevention in the Process Industries. Vol. 26, p. 1399-1406, 2013.