



# **PROGRAMA EQ-ANP**

## **Engenharia Ambiental na Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**

**Gerenciamento de Riscos e Avaliação  
Toxicológica de H<sub>2</sub>S em Plataformas  
Marítimas de Petróleo.**

**Kamilla Paes Perez**

**Monografia**

**Orientador**

**Carlos André Vaz Junior, D. Sc.**

**Julho de 2017**

**GERENCIAMENTO DE RISCOS E AVALIAÇÃO  
TOXICOLÓGICA DE H<sub>2</sub>S EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE  
PETRÓLEO.**

***Kamilla Paes Perez***

Monografia submetida ao Corpo Docente do Programa da Escola de Química/Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Engenharia Ambiental na Indústria de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenharia Química com ênfase na área de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Aprovado por:

---

Eliana Mossé Alhadeff, D. Sc.

---

Maria Antonieta P. Gimenes Couto, D. Sc.

---

Newton Richa, D. Sc.

Orientado por:

---

Carlos André Vaz Júnior, D. Sc.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Julho de 2017

Perez, Kamilla Paes.

Gerenciamento de Riscos e Avaliação Toxicológica de H<sub>2</sub>S em Plataformas Marítimas de Petróleo. / Kamilla Paes Perez. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2017.ix, 66 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2017.

Orientador: Carlos André Vaz Júnior.

1. A Indústria de Petróleo. 2. Gerenciamento de Risco e Avaliação Toxicológica. 3. Estudo de Caso 4. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 5. Carlos André Vaz Júnior. I. Gerenciamento de Riscos e Avaliação Toxicológica de H<sub>2</sub>S em Plataformas Marítimas de Petróleo.



“Quando penso que cheguei ao meu limite, descubro que tenho força para ir além.”

Ayrton Senna

## AGRADECIMENTOS

A Deus, primeiramente por me forças para lutar pelos meus objetivos e sempre iluminar meus caminhos.

À minha família, em especial minha mãe Margareth e minha tia Salvador por sempre acreditarem em mim e me apoiarem em todos os momentos.

Aos meus orientadores de iniciação científica, Áurea, Bárbara, Ângelo, Márcia e Eliane por todos os ensinamentos, parcerias e por contribuírem para que eu pudesse ter a oportunidade de ter uma experiência única na Universidade de Alberta. Ao meu orientador Carlos André, por toda dedicação, atenção, paciência, compreensão e apoio. À Cláudia, Maria Antonieta e Newton por todo suporte durante o programa de ênfase da ANP.

Aos meus amigos do IFF, Raphaelly, Gustavo e em especial ao Inácio, por todo suporte emocional e por sempre me ajudarem nos aspectos profissionais, acadêmicos e pessoais.

Aos meus amigos da EQ, por todos os momentos vividos, pelas parcerias e apoio dentro e fora dela, em especial a Clarissa, que esteve do meu lado em todos os momentos bons e ruins e que se tornou uma irmã para mim e a Dayanne que sempre estava pronta para me ouvir, aconselhar e me ensinar às disciplinas nos momentos mais difíceis.

Aos professores da EQ, por todos os ensinamentos e compreensão.

Ao apoio financeiro da **Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis – ANP** –, e em particular ao **PRH 41**, da Escola de Química - Engenharia Ambiental na Indústria de Petróleo e Gás Natural.

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenharia Química com ênfase na área de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

## **GERENCIAMENTO DE RISCOS E AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA DE H<sub>2</sub>S EM PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PETRÓLEO.**

Kamilla Paes Perez

Julho, 2017

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

Hoje, as práticas de gerenciamento de riscos se tornaram cada vez mais comuns e necessárias em diversos setores, especialmente no meio industrial. A indústria petroquímica offshore representa um grande exemplo onde à aplicação dessas técnicas é imprescindível, devido à complexidade operacional, altas pressões e temperaturas, ambientes compactos, grande quantidade de equipamentos, e atrelado a isso, o próprio produto extraído que possui características tóxicas e inflamáveis.

As análises qualitativas e quantitativas de risco de processos de exploração offshore em geral se focam nos cenários acidentais agudos, de maior impacto de curto prazo. Cenários como explosões, incêndios, grandes vazamentos estão sempre presentes. Embora parte significativa do risco operacional esteja localizada nestes cenários agudos, é importante observar eventos de mais longo prazo. Pequenas e continuas liberações de hidrocarbonetos, por exemplo, podem criar riscos ocupacionais relevantes e muitas vezes negligenciados. Segurança de processos e segurança ocupacional precisam andar juntas durante a análise e o gerenciamento do risco.

Esse trabalho foi realizado com o objetivo de abordar uma visão sistêmica, englobando segurança de processos e segurança ocupacional, áreas do conhecimento em geral abordadas separadamente.

## SUMÁRIO

<b>I. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>II. O PETRÓLEO E SUA INDÚSTRIA .....</b>	<b>4</b>
II.1 Definição e características do petróleo.....	4
II.2 Origem.....	5
II.3 Reservas, Produção e Consumo .....	7
II.4 Cenário Mundial.....	9
II.5 Cenário Brasileiro .....	10
II.6 Indústria Offshore .....	11
II.7 Acidentes Offshore.....	20
<b>III. GERENCIAMENTO DE RISCO E AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA .....</b>	<b>25</b>
III.1 Conceitos Básicos .....	25
III.2 Segurança .....	28
III.3 Técnicas de Gerenciamento de Risco .....	31
III.4 Programa de Prevenção de Riscos Ambientais.....	37
III.5 Toxicologia .....	38
<b>IV. ESTUDOS DE CASO .....</b>	<b>45</b>
IV.1 Reino Unido.....	45
<b>V. CONCLUSÕES.....</b>	<b>58</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>60</b>
<b>APÊNDICE A1- NR15 .....</b>	<b>64</b>
<b>APÊNDICE A2- ACGIH .....</b>	<b>65</b>
<b>APÊNDICE A3- AEGL para H<sub>2</sub>S .....</b>	<b>66</b>
<b>APÊNDICE A4- IPVS .....</b>	<b>66</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura II.1.</b> Configuração típica de uma jazida de petróleo (ALMEIDA, 2006). ....	6
<b>Figura II.2.</b> Reservas Provadas de Petróleo, segundo regiões geográficas (bilhões de barris) - 2015 (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016). ....	7
<b>Figura II.3.</b> Reservas para Produção de Petróleo (R/P) em anos. (GLOBAL, 2016). ....	8
<b>Figura II.4.</b> Cadeia de Suprimento da Indústria do Petróleo (API, 2006). ....	11
<b>Figura II.5.</b> Plataforma Fixa (ALMEIDA, 2006). ....	12
<b>Figura II.6.</b> Plataforma Submersível (ALMEIDA, 2006). ....	13
<b>Figura II.7.</b> Plataforma Semi-submersível (ALMEIDA, 2006). ....	14
<b>Figura II.8.</b> Sistema de sustentação de cargas (THOMAS et al, 2001). ....	17
<b>Figura II.9.</b> Sistema de rotação com top drive (OFFSHORE BOOK, 2010). ....	18
<b>Figura II.10.</b> Sistema de circulação (OFFSHORE BOOK, 2010). ....	18
<b>Figura II.11.</b> Acidentes Offshore (FERREIRA, 2015). ....	20
<b>Figura II. 12.</b> Acidentes de trabalho no setor de extração de petróleo e gás em três regiões do país (Elaboração própria, a partir de dados da AEAT, 2015). ....	22
<b>Figura II.13.</b> Número de acidentes que ocasionaram mortes na Petrobras (PETROBRAS, 2015). ....	23
<b>Figura II.14.</b> Vazamentos na Noruega (VINNEM, 2012). ....	24
<b>Figura III.1.</b> Relação entre risco e perigo (CALIL, 2009). ....	26
<b>Figura III.2.</b> Relação entre perigo e acidente (RODRÌGUEZ, 2012). ....	27
<b>Figura III.3.</b> Processo de gerenciamento de riscos (FERMA, 2003). ....	28
<b>Figura III.4.</b> Modelo do Queijo Suíço (FERREIRA, 2015). ....	30
<b>Figura III.5.</b> Modelo do Gerenciamento de Riscos (SÁ, 2008). ....	31
<b>Figura IV.1.</b> Acidentes Offshore no Reino Unido (HSE, 2016). ....	45
<b>Figura IV.2.</b> Base dados dos acidentes ocorridos no Reino Unido no período de 1992-2015. (HSE, 2016). ....	47

## ÍNDICE DE TABELAS

<b>Tabela II.1. Composição elementar média do petróleo (% em peso) (THOMAS <i>et al</i>, 2001).</b> .....	<b>4</b>
<b>Tabela II.2. Maiores acidentes offshore (Adaptado de THOMSON, 2015).</b> .....	<b>21</b>
<b>Tabela III.1. Técnicas de Análise de Riscos (MAIA, et al 2012).</b> .....	<b>32</b>
<b>Tabela III.2. Planilha de Análise Preliminar de Perigo (CETESB, 2011).</b> .....	<b>33</b>
<b>Tabela III.3. Categoria de Severidade (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012).</b> .....	<b>34</b>
<b>Tabela III.4. Nível de frequência (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012).</b> .....	<b>34</b>
<b>Tabela III.5. Matriz de risco (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012).</b> .....	<b>35</b>
<b>Tabela III.6. Categoria de Severidade (CETESB, 2011).</b> .....	<b>35</b>
<b>Tabela III.7. Categoria de Severidade (NOLAN, 2014).</b> .....	<b>35</b>
<b>Tabela III.8. Efeitos da exposição ao H<sub>2</sub>S (Adaptado de DANIELSSON, 2009).</b> .....	<b>39</b>
<b>Tabela III.9. Valor Limite de exposição a H<sub>2</sub>S pela NR15 (ABNT, 2010).</b> .....	<b>40</b>
<b>Tabela III.10. Fator desvio da NR15 (ABNT, 2010).</b> .....	<b>41</b>
<b>Tabela III.11. Níveis permitidos da ACGIH para exposição ao H<sub>2</sub>S em 2005 (AAOEH, 2015).</b> .....	<b>42</b>
<b>Tabela III.12. Níveis permitidos da ACGIH para exposição ao H<sub>2</sub>S em 2014 (AAOEH, 2015).</b> .....	<b>43</b>
<b>Tabela III.13. Níveis permitidos da exposição ao H<sub>2</sub>S pelo AEGL (EPA, 2017).</b> .....	<b>44</b>
<b>Tabela III.14. Nível permitido da exposição ao H<sub>2</sub>S pelo IPVS (THE NATIONAL INSTITUTE FOR OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH, 2017).</b> .....	<b>44</b>
<b>Tabela IV.I. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2011.</b> .....	<b>48</b>
<b>Tabela IV.2. Avaliação dos casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2011.</b> .....	<b>49</b>
<b>Tabela IV.3. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2012.</b> .....	<b>50</b>
<b>Tabela IV.4. Avaliação dos casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2012.</b> .....	<b>51</b>
<b>Tabela IV.5. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2013.</b> .....	<b>52</b>

## SUMÁRIO

<b>I. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>II. O PETRÓLEO E SUA INDÚSTRIA .....</b>	<b>4</b>
<i>II.1 Definição e características do petróleo .....</i>	<i>4</i>
<i>II.2 Origem.....</i>	<i>5</i>
<i>II.3 Reservas, Produção e Consumo.....</i>	<i>7</i>
<i>II.4 Cenário Mundial .....</i>	<i>9</i>
<i>II.5 Cenário Brasileiro.....</i>	<i>10</i>
<i>II.6 Indústria Offshore .....</i>	<i>11</i>
<i>II.7 Acidentes Offshore .....</i>	<i>20</i>
<b>III. GERENCIAMENTO DE RISCO E AVALIAÇÃO TOXICOLÓGICA .....</b>	<b>25</b>
<i>III.1 Conceitos Básicos .....</i>	<i>25</i>
<i>III.2 Segurança .....</i>	<i>28</i>
<i>III.3 Técnicas de Gerenciamento de Risco .....</i>	<i>31</i>
<i>III.4 Programa de Prevenção de Riscos Ambientais.....</i>	<i>37</i>
<i>III.5 Toxicologia .....</i>	<i>38</i>
<b>IV. ESTUDOS DE CASO .....</b>	<b>45</b>
<i>IV.1 Reino Unido .....</i>	<i>45</i>
<b>V. CONCLUSÕES.....</b>	<b>58</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>60</b>
<b>APÊNDICE A1- NR15 .....</b>	<b>64</b>
<b>APÊNDICE A2- ACGIH .....</b>	<b>65</b>
<b>APÊNDICE A3- AEGL para H<sub>2</sub>S .....</b>	<b>66</b>
<b>APÊNDICE A4- IPVS .....</b>	<b>66</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura II.1.</b> Configuração típica de uma jazida de petróleo (ALMEIDA, 2006). ....	6
<b>Figura II.2.</b> Reservas Provadas de Petróleo, segundo regiões geográficas ( bilhões de barris) - 2015 (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016). ....	7
<b>Figura II.3.</b> Reservas para Produção de Petróleo (R/P) em anos. (GLOBAL, 2016). ....	8
<b>Figura II.4.</b> Cadeia de Suprimento da Indústria do Petróleo (API, 2006).. ....	11
<b>Figura II.5.</b> Plataforma Fixa (ALMEIDA, 2006). ....	12
<b>Figura II.6.</b> Plataforma Submersível (ALMEIDA, 2006).. ....	13
<b>Figura II.7.</b> Plataforma Semi-submersível (ALMEIDA, 2006).. ....	14
<b>Figura II.8.</b> Sistema de sustentação de cargas (THOMAS et al, 2001). ....	17
<b>Figura II.9.</b> Sistema de rotação com top drive (OFFSHORE BOOK, 2010). ....	18
<b>Figura II.10.</b> Sistema de circulação (OFFSHORE BOOK, 2010).. ....	18
<b>Figura II.11.</b> Acidentes Offshore (FERREIRA, 2015). ....	20
<b>Figura II. 12.</b> Acidentes de trabalho no setor de extração de petróleo e gás em três regiões do país (Elaboração própria, a partir de dados da AEAT, 2015). ....	22
<b>Figura II.13.</b> Número de acidentes que ocasionaram mortes na Petrobras (PETROBRAS, 2015). ....	23
<b>Figura II.14.</b> Vazamentos na Noruega (VINNEM, 2012).. ....	24
<b>Figura III.1.</b> Relação entre risco e perigo (CALIL, 2009). ....	26
<b>Figura III.2.</b> Relação entre perigo e acidente (RODRÌGUEZ, 2012).. ....	27
<b>Figura III.3.</b> Processo de gerenciamento de riscos (FERMA, 2003). ....	28
<b>Figura III.4.</b> Modelo do Queijo Suíço (FERREIRA, 2015).. ....	30
<b>Figura III.5.</b> Modelo do Gerenciamento de Riscos (SÁ, 2008).. ....	31
<b>Figura IV.1.</b> Acidentes Offshore no Reino Unido (HSE, 2016). ....	45
<b>Figura IV.2.</b> Base dados dos acidentes ocorridos no Reino Unido no período de 1992-2015. (HSE, 2016). ....	47

## ÍNDICE DE TABELAS

<b>Tabela II.1. Composição elementar média do petróleo(% em peso) (THOMAS <i>et al</i>, 2001).</b> .....	<b>4</b>
<b>Tabela II.2. Maiores acidentes offshore (Adaptado de THOMSON, 2015).</b> .....	<b>21</b>
<b>Tabela III.1. Técnicas de Análise de Riscos (MAIA, et al 2012).</b> .....	<b>32</b>
<b>Tabela III.2. Planilha de Análise Preliminar de Perigo (CETESB, 2011).</b> .....	<b>33</b>
<b>Tabela III.3. Categoria de Severidade (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012).</b> .....	<b>34</b>
<b>Tabela III.4. Nível de frequência (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012).</b> .....	<b>34</b>
<b>Tabela III.5. Matriz de risco (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012).</b> .....	<b>35</b>
<b>Tabela III.6. Categoria de Severidade (CETESB, 2011).</b> .....	<b>35</b>
<b>Tabela III.7. Categoria de Severidade (NOLAN, 2014).</b> .....	<b>35</b>
<b>Tabela III.8. Efeitos da exposição ao H<sub>2</sub>S (Adaptado de DANIELSSON, 2009).</b> .....	<b>39</b>
<b>Tabela III.9. Valor Limite de exposição a H<sub>2</sub>S pela NR15 (ABNT, 2010).</b> .....	<b>40</b>
<b>Tabela III.10. Fator desvio da NR15 (ABNT, 2010).</b> .....	<b>41</b>
<b>Tabela III.11. Níveis permitidos da ACGIH para exposição ao H<sub>2</sub>S em 2005 (AAOEH, 2015).</b> .....	<b>42</b>
<b>Tabela III.12. Níveis permitidos da ACGIH para exposição ao H<sub>2</sub>S em 2014 (AAOEH, 2015).</b> .....	<b>43</b>
<b>Tabela III.13. Níveis permitidos da exposição ao H<sub>2</sub>S pelo AEGL (EPA, 2017).</b> .....	<b>44</b>
<b>Tabela III.14. Nível permitido da exposição ao H<sub>2</sub>S pelo IPVS (THE NATIONAL INSTITUTE FOR OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH, 2017).</b> .....	<b>44</b>
<b>Tabela IV.I. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2011.</b> .....	<b>48</b>
<b>Tabela IV.2. Avaliação dos casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2011.</b> .....	<b>49</b>
<b>Tabela IV.3. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2012.</b> .....	<b>50</b>
<b>Tabela IV.4. Avaliação dos casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2012.</b> .....	<b>51</b>
<b>Tabela IV.5. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2013.</b> .....	<b>52</b>

<b>Tabela IV.6. Avaliação dos casos de vazamentos de H2S no Reino Unido ocorridos em 2013.</b> .....	<b>53</b>
<b>Tabela IV.7. Casos de vazamentos de H2S no Reino Unido ocorridos em 2014.</b> .....	<b>54</b>
<b>Tabela IV.8. Avaliação dos casos de vazamentos de H2S no Reino Unido ocorridos em 2014.</b> .....	<b>55</b>
<b>Tabela IV.9. Casos de vazamentos de H2S no Reino Unido ocorridos em 2015.</b> .....	<b>56</b>
<b>Tabela IV.10. Avaliação dos casos de vazamentos de H2S no Reino Unido ocorridos em 2015.</b> .....	<b>57</b>

## I. INTRODUÇÃO

A energia, suas fontes de obtenção, transformação e distribuição são assuntos extremamente estratégicos no atual contexto geopolítico global, pois estão diretamente relacionados ao índice de desenvolvimento de um país e a capacidade de suprir as demandas oriundas das atividades econômicas e da própria sociedade. A visível dependência da disponibilidade energética e a busca incessante pelo crescimento socioeconômico de um país eleva cada vez mais a procura por recursos para a geração de energia, originando até mesmo disputas internacionais.

As fontes de energia são recursos naturais ou artificiais e suas formas de utilização constituem-se também de uma questão ambiental, pois graves impactos sobre a natureza podem ser causados. As fontes energéticas podem ser classificadas como renováveis e não renováveis. Em relação à matriz energética mundial, se pode observar que a maior parte das fontes energéticas disponíveis são não renováveis e dentre estas, o petróleo representa a maior parte (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2016).

Apesar da crescente preocupação com o meio ambiente, da busca por fontes alternativas de energia, da necessidade de tecnologias cada vez mais caras e sofisticadas para a exploração do petróleo em campos cada vez mais complexos, bem como os preços flutuantes, é possível afirmar que atualmente o mundo ainda é movido a petróleo.

O que desperta um grande interesse voltado para a indústria de petróleo é que seus derivados são insumos para as manufaturas de diversos bens de consumo que estão cada dia mais presente no cotidiano das pessoas e, além disso, anualmente a participação desse setor no Produto Interno Bruto (PIB) do país vem crescendo, com projeções otimistas, apesar do período de estagnação na qual a economia brasileira tem passado (BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL, 2016).

No Brasil, a relevância da indústria de petróleo e gás cresceu desde a criação da Petrobras, em 1953, aumentando consideravelmente as atividades exploratórias e de produção. Hoje, as empresas que atuam nesse segmento, podem operar tanto nos poços em terra (onshore) quanto em mar (offshore) (FERREIRA, 2015).

As atividades dessa indústria possuem natureza complexa, e as operações offshore apresentam desafios ainda maiores em questões de segurança, custos, tecnologia e logística. Uma falha em um equipamento, um erro operacional, ou até mesmo um simples descuido podem ocasionar acidentes.

Após acidentes de grande proporção, como o caso ocorrido na plataforma de Piper Alpha, no Mar do Norte da Grã-Bretanha, e Deepwater Horizon, no Golfo do México, houve pressão para que se garantisse maior integridade e segurança nos processos. Algumas transformações no setor foram profundamente impactantes, gerando inclusive mudanças de legislação e procedimentos.

A indústria offshore passou a enxergar a gestão de risco como aspecto fundamental para seu negócio. Os princípios de gerenciamento de riscos podem ser aplicados em diversos ramos de atividades e em diversas fases do negócio. Hoje comprehende-se que o custo associado a realização de um estudo de risco, bem como a adoção das medidas preventivas, é menor que o custo gerado por acidentes, pois além dos custos diretos e parada de produção existem os custos relacionados ao meio ambiente e às pessoas.

No gerenciamento de risco a fase de identificação dos riscos é fundamental. Para isso é importante se conhecer o processo e buscar informações de fontes seguras, inclusive externas ao grupo de gerenciamento de riscos.

Uma técnica básica mas muito utilizada é a Análise Preliminar de Risco, cujo escopo abrange todos os eventos perigosos englobando acontecimentos cujas causas tenham origem nas instalações, seja por as falhas intrínsecas de componentes ou sistemas, ou mesmo por erros operacionais. Nessa técnica são consideradas todas as unidades que possam representar risco à segurança e ao meio ambiente (SÁ, 2008).

Além da preocupação com a segurança de processos, outro fator relevante na indústria offshore são as questões de Saúde Ocupacional e Segurança do Trabalho. A preocupação com este assunto tem aumentado internacionalmente e nacionalmente, as legislações se tornaram mais rigorosas e as empresas passaram a realizar campanhas em prol dos procedimentos de segurança, visando reduzir o número de acidentes de trabalho.

Apesar disso, ainda hoje são as exposições diárias, os pequenos acidentes e pequenos vazamentos, que muitas vezes nem são relatados adequadamente, que podem representar um maior risco à saúde dos trabalhadores, através das doenças ocupacionais.

Em questões de saúde e segurança o Reino Unido comparado com outros países apresenta uma das taxas mais baixas de acidentes fatais, lesão com afastamento do trabalho e casos de doenças ocupacionais (HSE, 2016).

O Reino Unido tem uma tradição de regulamentação a mais de 150 anos. Pode ser considerado uma referência e apresenta um dos melhores sistemas de registros no mundo. Diversos outros países usam o modelo do Reino Unido (HSE, 2016). Por esses motivos os

cenários acidentais do Reino Unido foram base para este estudo. O intuito foi verificar se os índices toxicológicos eram atendidos ou se poderia causar algum dano ao trabalhador.

Na indústria offshore, há diversos agentes que podem contribuir para o desenvolvimento de uma doença ocupacional, inclusive o próprio produto resultante desta atividade. No entanto, a composição do petróleo e gás pode variar de reservatório para reservatório dificultando a avaliação toxicológica.

Um contaminante do petróleo que pode ser facilmente avaliado quanto a toxicologia é o H<sub>2</sub>S. O sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S) é um gás tóxico, inflamável, corrosivo e extremamente tóxico para seres humanos em concentrações mínimas. Existem inúmeros relatos de casos de óbitos, decorrentes da exposição ao H<sub>2</sub>S na indústria de petróleo e gás, especialmente em espaços confinados (OECD, 2009).

Este estudo tem como objetivo compreender os principais perigos envolvidos na atividade offshore, bem como identificar os potenciais riscos toxicológicos do H<sub>2</sub>S que os trabalhadores são expostos em casos de acidentes de pequena proporção.

No Capítulo II é apresentada a revisão bibliográfica, que visa a fornecer uma base teórica para o entendimento da indústria de petróleo. No Capítulo III foi realizado um estudo sobre o gerenciamento de risco. Aborda-se ainda as principais normas regulamentadoras utilizadas para a avaliação toxicológica. O Capítulo IV apresenta o resultado obtido no estudo de casos sobre toxicologia de H<sub>2</sub>S. Por fim, o trabalho é concluído no Capítulo V.

## **II. O Petróleo e sua Indústria**

### **II.1 Definição e características do petróleo**

A terminologia “petróleo” tem origem do latim, petra (pedra) e oleum (óleo). Esta substância é definida, segundo a American Society for Testing and Materials (ASTM), com sendo uma mistura complexa de compostos químicos orgânicos (hidrocarbonetos) de ocorrência natural, geralmente se apresentando no estado líquido, contendo ainda compostos como o enxofre, metais e outros elementos (MARIANO, 2005).

O petróleo é denominado óleo cru, quando se apresenta líquido em reservatórios de subsuperfície ou em superfície. Nesse estado é oleoso, menos denso que a água, inflamável e de cor e odor característicos. A mistura de hidrocarbonetos, ainda pode se apresentar no estado gasoso em subsuperfície e torna-se líquido na superfície, passando a ser chamado de condensado (THOMAS *et al*, 2001). Outra forma de ocorrência é no estado gasoso caso a maior parte de seus constituintes sejam moléculas de baixo peso molecular. Apesar de ser pouco comum, é possível que os hidrocarbonetos se apresentem ainda na forma de cristais de gelo com moléculas de gás, que são os hidratos de gás. Estes ocorrem em condições específicas, sendo mais comuns nas regiões polares ou em águas profundas (PGT, 2010).

O petróleo, no estado em que é extraído do solo, tem pouquíssimas aplicações. Sua composição química e sua aparência podem variar muito, no entanto sua composição elementar varia pouco, conforme ilustrado na Tabela II.1. (THOMAS *et al*, 2001).

**Tabela II.1. Composição elementar média do petróleo(% em peso) (THOMAS *et al*, 2001).**

Hidrogênio	11-14%
Carbono	83-87%
Enxofre	0,06-8%
Nitrogênio	0,11-1,7%
Oxigênio	0,1-2%
Metais	até 0,3%

Independente da origem, a maior parte do petróleo é constituído por hidrocarbonetos, os quais podem ser saturados, insaturados ou aromáticos. A quantidade relativa de cada grupo varia muito. Quanto aos demais compostos, se apresentam de forma combinada ou isolados, e em geral se concentram nas frações pesadas. De forma geral cerca de 30 % do óleo é composto

por hidrocarbonetos aromáticos (naftenoaromáticos e benzotiofenos e seus derivados) (THOMAS *et al*, 2001).

Os óleos podem ser classificados com base na sua composição e propriedades físico-químicas. Dentre as classificações, uma das mais usadas é a que divide os óleos em seis tipos: parafínicos, parafínico-naftênicos, naftênicos, aromáticos intermediários, aromático, asfálticos e aromático-naftênicos (PGT, 2010).

Além do óleo é possível extrair dos reservatórios o gás natural, que por sua vez, pode ser classificado como gás seco ou úmido. O gás seco é composto por metano, enquanto que o gás úmido é composto também por etano, propano e butano em proporções variáveis. Outros compostos gasosos podem estar associados, como o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e o gás sulfídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ). Em um reservatório é possível encontrar o gás não-associado, o qual ocorre sozinho, ou o gás associado, o qual ocorre junto com o óleo (PGT, 2010).

## II.2 Origem

Diversas teorias foram postuladas com a intenção de explicar a origem do petróleo. As mais antigas afirmavam uma origem inorgânica, a partir de reações como, por exemplo, a polimerização do metano oriundo do manto terrestre (ALMEIDA, 2006).

No entanto, devido a diversas evidências principalmente relacionadas a composição do petróleo, as teorias mais bem aceitas são aquelas que remetem a uma origem orgânica. Essas teorias afirmam que o petróleo se forma a partir da decomposição da matéria orgânica (oriunda da decomposição de organismos de grande porte, ou por microrganismos que não sofreram processo oxidativo), depositada junto com sedimentos. As interações com condições termoquímicas apropriadas, como pressão, temperatura e ação bacteriana, são fundamentais para iniciar o processo de formação do petróleo (THOMAS *et al*, 2001).

A formação do petróleo ocorre em quatro estágios. O primeiro deles é conhecido como diagênese, o qual se caracteriza por temperaturas relativamente baixas (cerca de  $65^\circ\text{C}$ ) e alta atividade bacteriana originando o metano bioquímico. Com um incremento de temperatura, passamos para o segundo estágio, catagênese, onde há a quebra de ligações das moléculas formadas na etapa anterior e se inicia a formação dos hidrocarbonetos. No terceiro estágio, metagênese, com a continuidade do processo até atingir uma temperatura de  $210^\circ\text{C}$ , ocorre à quebra das moléculas de hidrocarbonetos gerando o gás leve. Com um contínuo incremento

de temperatura, passamos para o último estágio, o metamorfismo, nesse ponto há degradação do hidrocarboneto formado (THOMAS *et al*, 2001).

Para que ocorra a formação e acumulação de petróleo em uma bacia sedimentar são necessários alguns fatores, além da matéria orgânica. É preciso ter uma rocha geradora que propicie condições necessárias para que o petróleo se forme. Essa rocha sedimentar é um mineral formado principalmente por fragmentos orgânicos e inorgânicos, submetida a condições de baixa permeabilidade temperature elevada (ALMEIDA, 2006).

No entanto, após o processo de formação ocorre à migração do petróleo, que é expulso da rocha geradora (migração primária) e se desloca através do meio poroso. É necessário que durante esse percurso se tenha alguma armadilha geológica (trapas) para que ocorra a acumulação do óleo (migração secundária) (ALMEIDA, 2006).

A migração do petróleo é um assunto ainda questionado pelos geólogos, que afirmam que isto se dá juntamente com a expulsão da água, levando o petróleo a buscar regiões de pressões mais baixas ou como resultado do microfaturamento da rocha geradora (THOMAS *et al*, 2001). O que de fato se sabe é que o petróleo migra para uma rocha porosa e permeável, chamada de rocha reservatório (PGT, 2010), e continua seu fluxo no interior da mesma até encontrar uma rocha impermeável (rocha capeadora). A Figura II.1. ilustra a configuração típica de uma jazida de petróleo.

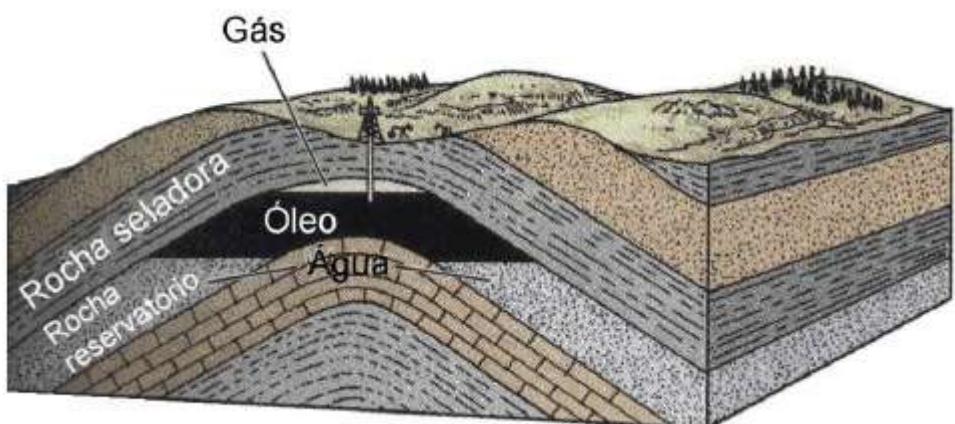


Figura II. 1. Configuração típica de uma jazida de petróleo (ALMEIDA, 2006).

## II.3 Reservas, Produção e Consumo

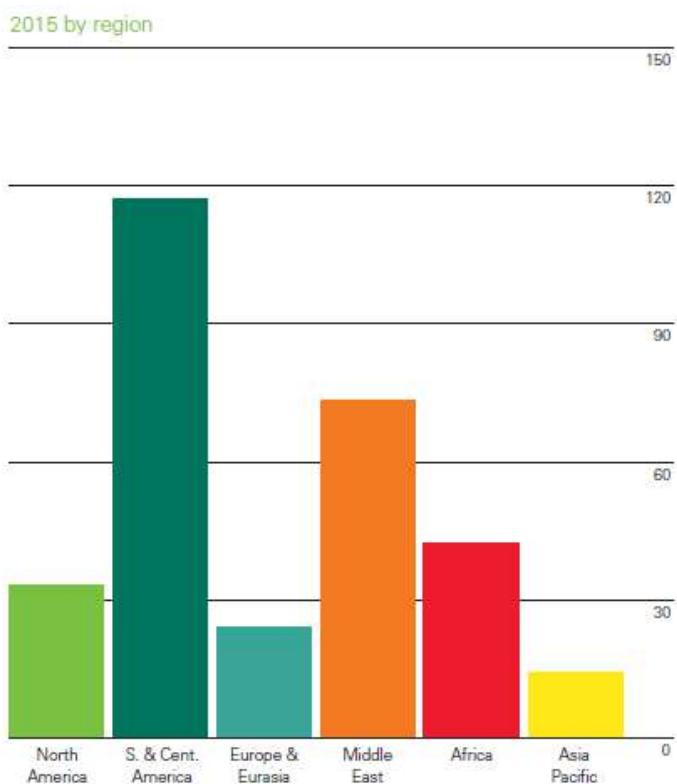
Nem todo petróleo existente no planeta mostra-se viável de ser extraído atualmente, pois a viabilidade está relacionada com o número de reservas, a disponibilidade do recurso e a capacidade de produção. O número de reservas representa o potencial de óleo passível de ser extraído, sendo economicamente viável com a tecnologia disponível (BRUCHER, 2008). As reservas podem ser classificadas em três tipos: provadas, prováveis e possíveis. Essa denominação se dá em caráter do conhecimento da dimensão, qualidade e localização das reservas, sendo as provadas àquelas que se tem o maior grau de conhecimento, e as possíveis o menor (BRUCHER, 2008).

Segundo o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, o preço do barril atualmente está em torno US\$ 52,39/barril, e em 2015 as reservas de petróleo atingiram 1,7 trilhão de barris, mantendo-se no quase no mesmo patamar de 2014, com uma pequena queda de 0,1%. O que se observa ao longo dos anos é uma evolução gradual no número de reservas provadas, no entanto, nos últimos anos esse percentual de aumento não foi tão significativo, tendo inclusive períodos de queda. Hoje a região que concentra a maior parte das reservas mundiais é o Oriente Médio, conforme ilustrado na Figura II. 2.



**Figura II.2. Reservas Provadas de Petróleo, segundo regiões geográficas (bilhões de barris) – 2015 (ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, 2016).**

A produção de petróleo está diretamente relacionada com o conceito de recursos, que é o máximo de óleo que pode ser produzido em condições economicamente viáveis ou não (FUSER, 2005). Assim como os recursos, a capacidade de produção é um fator limitante na obtenção do petróleo. Existe um limite, conhecido como reprodução econômica das reservas, que é medido por um parâmetro expresso na forma de R/P, que é a razão entre a reserva comprovada e a produção (FUSER, 2005). Essa divisão resulta no número de anos para consumir toda a reserva. Atualmente, a região da América Central e do Sul é a que possui a maior taxa R/P, segundo a Statistical Review of World Energy, conforme ilustrado na Figura II.3.



**Figura II.3. Reservas para Produção de Petróleo (R/P) em anos. (GLOBAL, 2016).**

De acordo com o Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e a BP Statistical Review of World Energy, a produção de petróleo mundial aumentou em 2015, apresentando a maior produção histórica desde 2004. O Oriente médio é o maior produtor, seguido pela América do Norte, impulsionada pelos Estados Unidos e Canadá. Em termos de consumo, pode-se afirmar que este se eleva ao longo dos anos. Atualmente os Estados Unidos da América e a China são os maiores consumidores de petróleo (GLOBAL, 2016).

## **II.4 Cenário Mundial**

O uso do petróleo remete a tempos antigos. Registros históricos mostram que suas aplicações na sociedade eram diversas, desde pavimentação de estradas até construção de pirâmides. Acredita-se que os primeiros poços foram perfurados em locais onde o óleo já havia emergido, devido à pressão interna das rochas (FERREIRA, 2015).

No entanto, foi somente no século XIX, em 1859, com a perfuração do primeiro poço nos Estados Unidos, que se deu a consolidação do petróleo na sociedade moderna. Através de um sistema de percussão a vapor, foi possível realizar as atividades de perfuração e se iniciou a exploração comercial do petróleo (SIQUEIRA, 2012). Apesar das limitações de recursos tecnológicos, anos mais tarde, em 1887, foi construída a primeira plataforma offshore (FERREIRA, 2015).

Com o desenvolvimento de novas técnicas de exploração, que surgiram com a revolução industrial, se tornou viável o emprego do petróleo em diversas áreas, com novas aplicações (SIQUEIRA, 2012). Além disso, com a obtenção dos derivados do petróleo através do processo de destilação, a demanda aumentou muito e o petróleo atingiu a supremacia no cenário energético mundial.

Devido ao aumento na busca e exploração de petróleo, os anos 50 foram marcados por novas tecnologias para a exploração offshore e por descobertas significantes de óleo em diversos países, especialmente no Oriente Médio, Venezuela e Estados Unidos (THOMAS *et al*, 2001).

A década de 60 representou um período farto em termos de petróleo, principalmente no Oriente Médio. Já na década de 70, os preços se elevaram muito, permitindo um maior investimento em poços cada vez mais profundos. Somente nas décadas de 80 e 90 que os custos de exploração se reduzem graças ao avanço tecnológico, o que estimulou ainda mais a produção (THOMAS *et al*, 2001). Segundo o relatório de 2016 da Statistical Review of World Energy da BP, o consumo mundial de petróleo supera o consumo de outras fontes energéticas a mais de 50 anos.

## **II.5 Cenário Brasileiro**

A história do petróleo no Brasil remonta ao final do século XIX. O que dificultou inicialmente a prospecção foi a baixa ocorrência de exsudações naturais, quando o petróleo jorra naturalmente no solo, conforme ocorria no resto do mundo. A primeira descoberta de petróleo ocorreu em Lobato, na Bahia, mas outros estados também foram importantes para o início da exploração de petróleo no país, como Alagoas e São Paulo (MORAIS, 2013).

A trajetória do petróleo brasileiro é também um marco político para o país. Inicialmente o governo não se envolveu na prospecção do óleo, no entanto após a Primeira Guerra Mundial, passou a atuarativamente na busca por jazidas, com a criação do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil e do Departamento Nacional de Produção Mineral (FERREIRA, 2015). Após a perfuração de mais de 80 poços, em 1941, foi descoberto na cidade de Candeias, na Bahia, o primeiro poço economicamente viável, o que levou a uma maior atenção do governo para esse recurso (THOMAS *et al*, 2001).

Com isso o governo brasileiro criou, em 1953, a Petróleo Brasileiro S.A. (atual Petrobras), a qual seria responsável pela execução de toda atividade do setor. Desde então, a empresa descobriu importantes campos de petróleo em diversos estados brasileiros, além de redirecionar a estratégia iniciando a exploração de petróleo no mar (MORAIS, 2013).

Com a evolução do setor, em 1997 o governo extinguiu o monopólio da Petrobras e criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), para regular, licitar e supervisionar as atividades do setor. Hoje, a ANP regula também o gás natural e os biocombustíveis. Desta forma novos players surgiram e consequentemente aumentou a exploração de petróleo no Brasil, especialmente no campo offshore (FERREIRA, 2015). Atualmente o Brasil se encontra na 12<sup>a</sup> posição em termos de volume de óleo produzido no mundo, com 2,5 milhões de barris/dia (ANP, 2016).

## II.6 Indústria Offshore

A produção e exploração de petróleo podem ocorrer em dois ambientes distintos: no mar (offshore) ou na terra (onshore). De acordo com a American Petroleum Institute (API) quando tratamos a indústria do petróleo de uma forma geral, podemos dividi-la em três áreas: upstream, midstream e downstream (API, 2016). O primeiro segmento evolve a exploração e produção de petróleo, nessa etapa se recupera o óleo e o gás dos poços de petróleo. O midstream consiste na parte de transporte e armazenagem, ou seja, envolve a cadeia logística. Já o downstream envolve a parte de processamento do óleo bruto, em derivados de maior valor agregado. A Figura II.4. representa a cadeia de suprimento da indústria do petróleo, sendo que a esquerda encontramos o upstream e a direita o downstream.

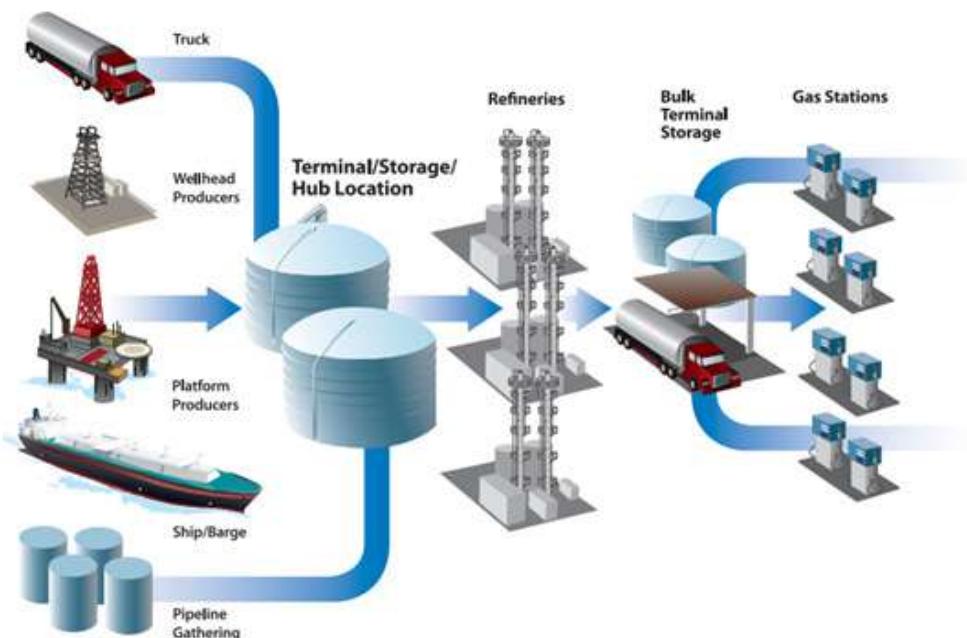


Figura II.4. Cadeia de Suprimento da Indústria do Petróleo (API, 2006).

### II. 6.1 Unidades Marítimas

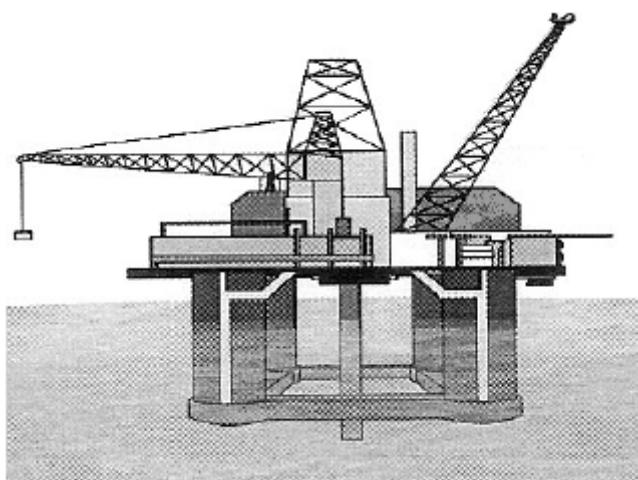
Nas operações offshore alguns requisitos de processamento devem ser feitos para garantir a transferência segura e econômica do óleo e gás para instalações onshore. Essa transferência pode ser realizada através de dutos ou de navios. Os equipamentos de processo necessários devem ser instalados numa unidade marítima, e, além disso, o

pessoal operacional precisa de locais para acomodação e armazenagem de suprimentos (FERREIRA, 2015). As unidades marítimas podem ser classificadas como sondas (responsáveis pela perfuração do poço) ou plataformas (responsáveis pela produção e perfuração) (FERREIRA, 2015).

As plataformas podem ser fixas, apoiadas no fundo do mar, ou flutuantes, que são estruturas baseadas na ancoragem. Ainda podem ser classificadas como de perfuração ou produção e completação seca ou molhada. A diferença entre completação seca e molhada é a posição da árvore de natal (conjunto de válvulas operadas remotamente, que controlam o fluxo dos fluidos produzidos ou injetados no poço) que quando colocada na cabeça do poço no fundo do mar é denominada de operação molhada (AMORIM, 2010). De forma geral, as plataformas têm sua utilização condicionada a fatores como o custo e benefício e a profundidade da lâmina d'água. Os tipos de plataformas e sondas mais usados se encontram descritos abaixo.

### Plataforma fixa

As plataformas fixas foram as primeiras a serem desenvolvidas. São as mais simples e permitem que o controle dos poços seja realizado na superfície da embarcação. São unidades de perfuração e produção, que se caracterizam por estarem apoiadas no solo marinho, através de estacas. A principal desvantagem é que não há local para armazenamento do óleo e esse tipo de plataforma só pode ser utilizada até 300 m de lâmina d'água (PETROBRAS, 2017). A Figura II.5. representa a estrutura de uma plataforma fixa.



**Figura II. 5. Plataforma Fixa (ALMEIDA, 2006).**

As plataformas fixas trabalham com completação seca, pois a árvore de natal encontra-se na superfície. Existem quatro tipos de plataformas fixas: Jaqueta, Torre Complacente, Auto – Elevatória e de Gravidade. (AMORIM, 2010).

Também conhecidas como Jack up, as plataformas Auto-Elevatórias são unidades móveis, que quando em operação são fixadas no solo. São constituídas basicamente de uma balsa com pernas acionadas mecânica ou hidráulicamente que se movimentam. São utilizadas em lâminas d'água até 150 m e só possuem atividade de perfuração (PETROBRAS, 2017).

#### Plataforma submersível

As plataformas submersíveis são estruturas apoiadas por flutuadores lastreados até o seu casco inferior chegar ao fundo. São utilizadas em águas calmas, em rios, ou bacias, tendo assim, o seu uso limitado devido a com pequena capacidade de lâmina d'água (OLIVEIRA, 2004). A Figura II.6. ilustra esse tipo de plataforma.

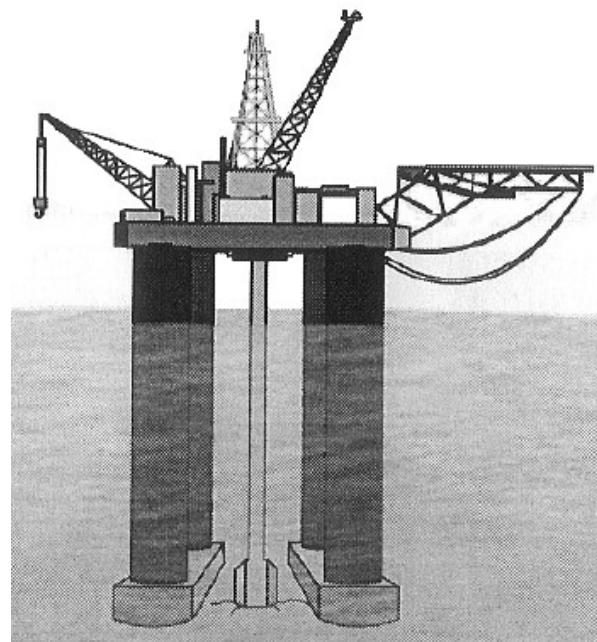
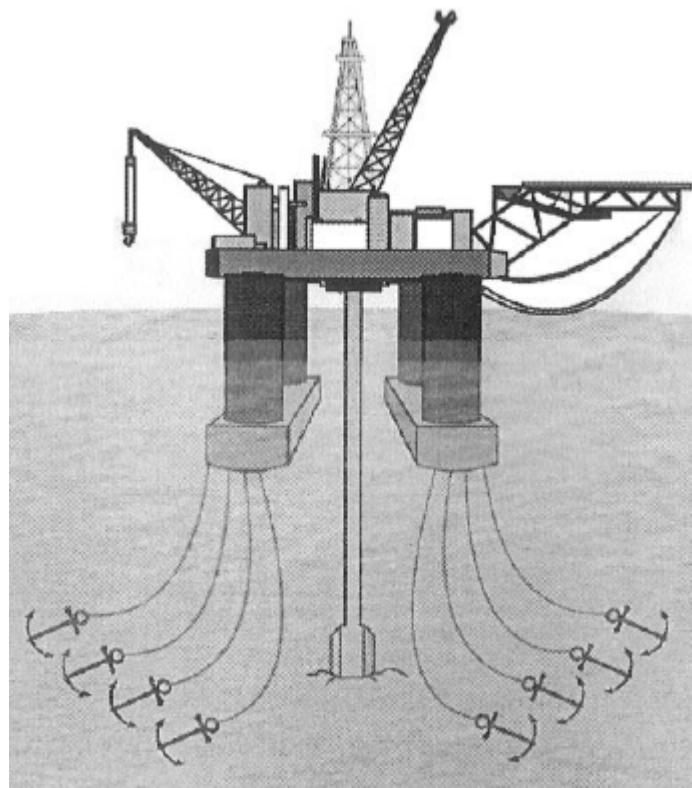


Figura II. 6. Plataforma Submersível (ALMEIDA, 2006).

#### Plataforma flutuante

Com o desenvolvimento de novas técnicas de exploração e a descoberta de petróleo em profundidades superiores a 1000 metros de lâmina d'água, foi necessário o desenvolvimento de plataformas flutuantes, as quais são estruturas que utilizam o sistema de ancoragem, como ilustrado na Figura II.7. (PETROBRAS, 2017). Essa classificação engloba os tipos de navios sondas e as plataformas semi-submersíveis (AMORIM, 2010).



**Figura II. 7. Plataforma Semi-submersível (ALMEIDA, 2006).**

Existem dois tipos de sistemas responsáveis pelo posicionamento no mar, o sistema de ancoragem e o de posicionamento dinâmico. A plataforma semi-submersível possue um sistema de ancoragem, enquanto que os navios-sonda trabalham com um sistema de posicionamento dinâmico (OLIVEIRA, 2004). Os tipos mais comuns são: Plataformas Semi-submersíveis, Plataformas de Pernas Atirantadas (TLWP), Plataformas FPSO, Spar e Navio Sonda.

### *Semi-submersíveis*

Foram projetadas para ter atividade só de perfuração, só de produção ou ambas, mas não possuem sistema de armazenagem de óleo e gás. O sistema de ancoragem é realizado através de cabos de aço os quais são fixados no solo marinho (PETROBRAS, 2017).

#### *Plataformas de Pernas Atirantadas (Tension Leg Wellhead Platform - TLWP)*

A TLWP foi projetada para atuar em profundidades de até 1.500 metros de lâmina d'água. Seu sistema de ancoragem é realizado por cabos de aço tracionados e seu casco é semelhante ao de um semi-submersível (FERREIRA, 2015).

De forma geral, esse tipo de plataforma é utilizado para produção, no entanto é possível que haja operações de perfuração, com a finalidade de se realizar a manutenção do poço. Visto que não é possível armazenar óleo e gás nesta unidade marítima, todo produto é transferido para a FPSO (Floating Production, Storage and Offloading), e o sistema de controle do poço é instalado na superfície da plataforma (PETROBRAS, 2017).

#### *Plataformas FPSO (Floating Production, Storage and Offloading)*

São unidades flutuantes, construídas sobre cascos adaptados de navios, que podem produzir, armazenar e transportar o óleo e gás oriundo diretamente do poço ou de outras plataformas (THOMAS *et al*, 2001). Seu sistema de ancoragem e sistema de controle é realizado no fundo do mar (PETROBRAS, 2017).

Tem como grande vantagem a capacidade de armazenamento e produção, a elevada mobilidade, e principalmente a capacidade de atuarem na exploração de águas profundas e ultraprofundas (PETROBRAS, 2017). Além do modelo convencional, existem as plataformas FPSO monocultura, que diferem basicamente no formato redondo, garantindo maior estabilidade (FERREIRA, 2015).

#### *Spar*

São utilizadas para exploração em águas profundas e ultraprofundas. Possui maior estabilidade do que as anteriores, pois apresentam uma estrutura composta por um único cilindro ancorado no fundo do mar (AMORIM, 2010). Isso possibilita o uso de risers rígidos de produção e a completação seca. Atualmente existem três modelos de

plataformas baseadas na evolução da Plataforma Spar: a Spar Buoy, Truss Spar e Cell Spar (FERREIRA, 2015).

### *Navio Sonda*

É um navio projetado para realizar atividades de perfuração em águas profundas e ultraprofundas, atuando em até 2000 metros de lámina d'água (PETROBRAS, 2017). Seu sistema de ancoragem é dotado de um sistema de posicionamento dinâmico, composto por sensores acústicos, propulsores e computadores, o que permite maior estabilidade, anulando o efeito dos ventos (ALMEIDA, 2006).

### **III. 6.2 Equipamentos e Processos**

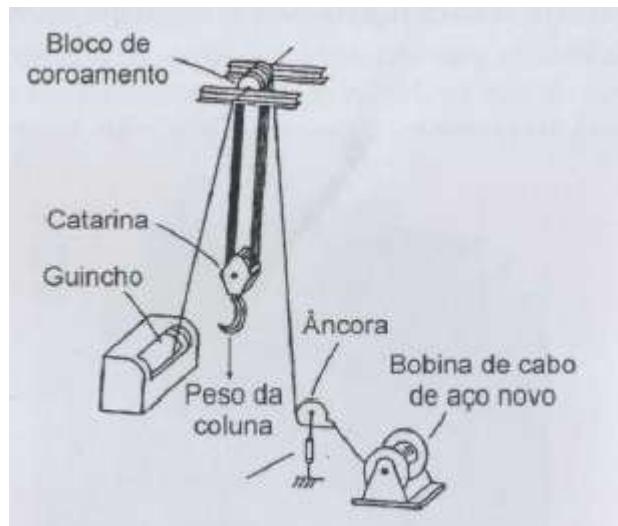
O maior e mais crítico investimento de uma indústria de petróleo é a perfuração e intervenção do poço (OFFSHORE BOOK, 2010). Em geral, a criação e vida de um poço podem ser divididas em cinco etapas: planejamento, perfuração, completação, produção e abandono (OFFSHORE BOOK, 2010).

O planejamento envolve uma revisão de todos os dados disponíveis a fim de se reduzir as despesas e dar início à operação. O processo de perfuração, por sua vez, consiste em perfurar o solo com uma coluna de perfuração até ser atingida uma determinada profundidade (FERREIRA, 2015). Essa é uma das partes mais críticas e complexas da operação, envolvem sistemas de sustentação de carga, geração e transmissão de energia, movimentação de cargas, segurança do poço, monitoração e sistema de subsuperfície (THOMAS *et al*, 2001).

O sistema de sustentação de cargas é composto pela torre e pela base. A torre é uma estrutura de aço em formato piramidal utilizada para permitir a troca da broca de perfuração (esse processo é conhecido como manobra). Já a base é uma estrutura de concreto, aço ou madeira que suporta as vibrações causadas pela sonda de perfuração (THOMAS *et al*, 2001).

O sistema de geração e transmissão de energia envolve geralmente motores a diesel que queimam o óleo para fornecer energia, geradores elétricos e um sistema mecânico

movido por motores elétricos (OFFSHORE BOOK, 2010). Já o sistema de sustentação de cargas tem como principais componentes o guincho, o bloco de coroamento, catarina, cabo de perfuração, gancho e elevador (THOMAS *et al*, 2001). Todos esses equipamentos são acoplados em um sistema único para movimentar cargas pesadas conforme esquematizado na Figura II.8.



**Figura II.8. Sistema de sustentação de cargas (THOMAS *et al*, 2001).**

A técnica de perfuração mais usada hoje é a perfuração rotativa, na qual a broca de perfuração pode ser rotacionada pelo sistema tradicional de mesa rotativa ou pelo sistema top drive (FERREIRA, 2015). O primeiro sistema é constituído da coluna de perfuração, mesa de rotação e do Kelly (tubo que transfere o movimento de rotação). Já o sistema top drive é acoplado de um motor hidráulico (OFFSHORE BOOK, 2010). A Figura II.9 mostra o sistema de rotação com o top drive.

O sistema de circulação está relacionado com o fluido de perfuração, o qual tem por finalidade carrear o cascalho até a superfície, resfriar a broca de perfuração e estabilizar a pressão interior. Os principais equipamentos são as bombas de lama, os tanques, a linha de descarga e retorno e o subsistema de tratamento (FERREIRA, 2015). A Figura II.10 representa o esquema de circulação existente nas plataformas.

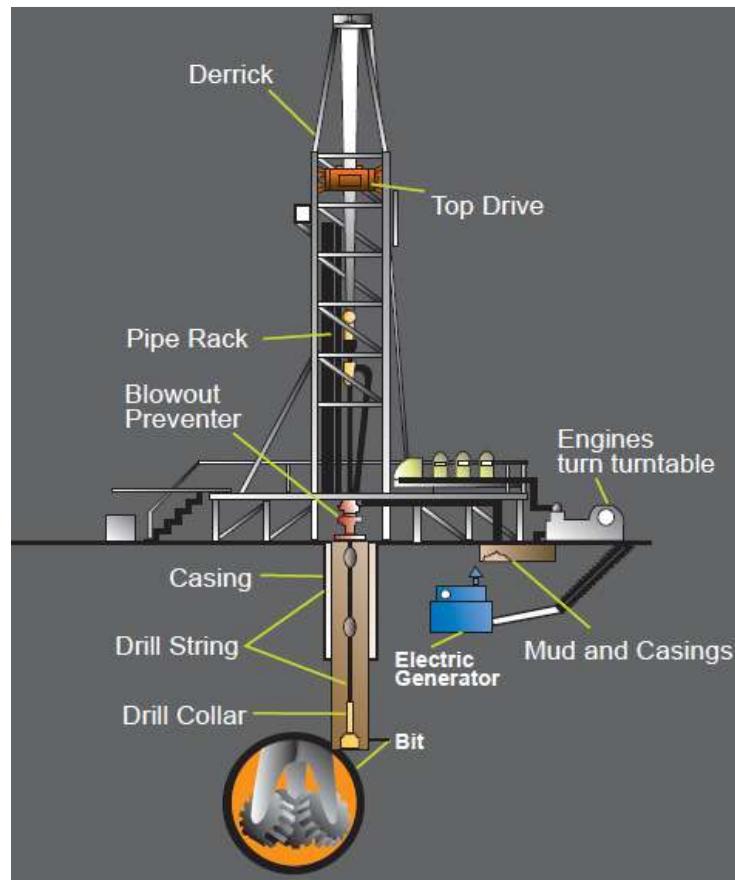


Figura II.9. Sistema de rotação com top drive (OFFSHORE BOOK, 2010).

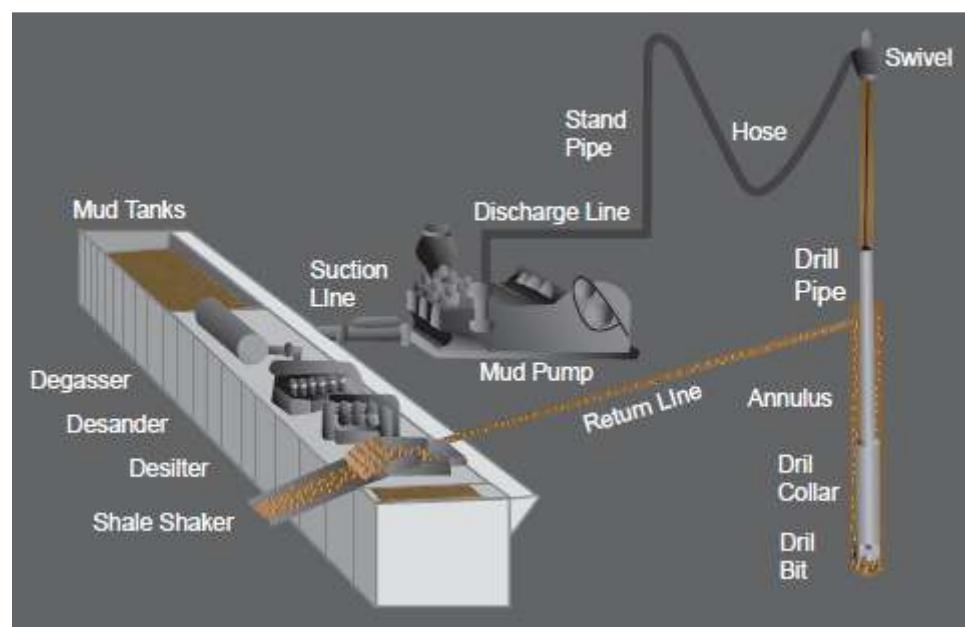


Figura II.10. Sistema de circulação (OFFSHORE BOOK, 2010).

O sistema de segurança é constituído pelos equipamentos de segurança da cabeça do poço e outros equipamentos complementares. O blowout preventer (BOP), um conjunto de válvulas que permite fechar o poço, é o mais importante dos equipamentos e é acionado para controlar fluxos indesejados de fluidos (esse fluxo é conhecido como kick, e quando não é possível controlar se transforma no blowout). O sistema de monitoração por sua vez, é composto de manômetros, indicador de torque, entre outros (THOMAS *et al*, 2001).

Por fim o sistema de subsuperfície é constituído pelas colunas de perfuração e seus acessórios, como por exemplo, as tubulações de aço e a broca conectada na extremidade da coluna. A broca é fundamental para o processo de perfuração, pois ela é responsável por quebrar mecanicamente as rochas do fundo do poço (FERREIRA, 2015).

De forma geral, o processo de perfuração se inicia com a broca perfurando as rochas. Em seguida é inserida uma coluna de revestimento de aço de diâmetro menor que o buraco perfurado. O espaço entre a parede externa do revestimento e o poço é cimentado para garantir a integridade do poço. Assim, após realizada a cimentação, uma nova coluna de perfuração com uma broca de diâmetro menor é introduzida e esse processo irá se repetir até atingir a profundidade desejada (OFFSHORE BOOK, 2010).

Após a perfuração e revestimento, devem ser realizados testes para avaliar se o poço deve ser completado ou se deve ser abandonado. O processo de completação consiste em preparar o poço para a produção de óleo e gás (OFFSHORE BOOK, 2010). Inicialmente são instalados a cabeça de produção e o BOP (Blowout preventer), para permitir o acesso no interior do poço. Em seguida realiza-se o condicionamento do poço, utilizando um fluido de completação e por fim, a forma mais comum para realizar a comunicação entre o reservatório e o poço é o uso de cargas explosivas (THOMAS *et al*, 2001).

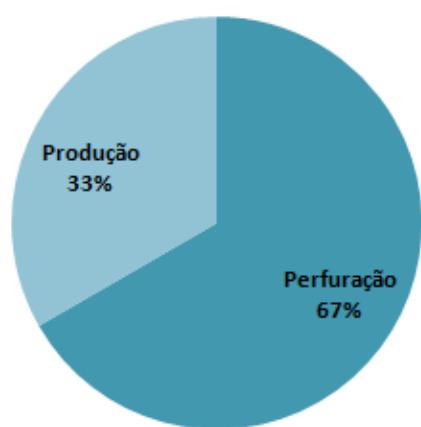
A fase de produção é a etapa mais importante. Nessa etapa o poço é geralmente equipado com uma coluna de produção e com uma coleção de válvulas chamadas de "Árvore de Natal", as quais regulam o fluxo de óleo e a pressão, permitindo o acesso ao poço (OFFSHORE BOOK, 2010). Por fim, quando um poço já não produz ou produz, uma quantidade não rentável economicamente, é necessário abandonar esse poço. O processo é simples e constitui em remover toda a tubulação e cimentar os furos realizados durante a operação (THOMAS *et al*, 2001).

## II. 7 Acidentes Offshore

A indústria do petróleo e gás trabalha com materiais que têm potencial de matar ou ferir um grande número de pessoas, além de poder causar sérios danos ambientais (THOMSON, 2015). No ambiente offshore a situação se agrava ainda mais. As características que marcam esse trabalho são a presença de substâncias perigosas, a complexidade, o caráter contínuo, o confinamento e o isolamento (SOARES, 2008). Diversos produtos químicos são utilizados, especialmente nas plataformas de perfuração, dentre eles podemos citar os dispersantes, floculantes, inibidores de corrosão, clarificantes, biocidas e outros (OFFSHORE BOOK, 2010). Além dos produtos químicos, pressões elevadas e temperaturas extremas, a dificuldade de evacuação do local e o acesso logístico, tornam a situação ainda mais crítica em casos de acidentes.

Um dos acidentes mais catastrófico que podem ocorrer em uma embarcação é uma explosão. Dentre as principais causas que podem iniciar incêndios ou gerar explosões temos a formação de atmosfera explosivas faíscas nas proximidades de substâncias inflamáveis, o blowout<sup>1</sup>, etc. Realizando um levantamento histórico de acidentes ocorridos entre 1956 e 2015, podemos observar que, de fato, o blowout<sup>1</sup> é o tipo de acidente que apresenta a maior frequência de ocorrência. De acordo com a Figura II.11. podemos ainda observar que é na atividade de perfuração que a maioria dos acidentes ocorrem.

% de acidentes por tipo de atividade



Principais tipos de acidentes

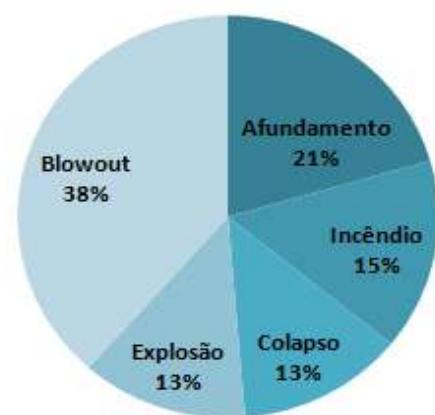


Figura II.11. Acidentes Offshore (FERREIRA, 2015).

<sup>1</sup> Blowout é um fluxo descontrolado de hidrocarbonetos, gás ou água saindo de um poço de petróleo devido a alguma falha no seu sistema de controle de pressão. 20

Apesar da maioria dos acidentes ocorrem nas atividades de perfuração, isso pode variar dependendo do país. O levantamento histórico de acidentes envolvendo H<sub>2</sub>S ocorridos entre 1992 e 2015, realizado pela HSE (Health and Safety Executive ) no Reino Unido mostra que cerca de 94% dos acidentes ocorreram em plataformas de produção.

Alguns acidentes em plataformas de petróleo tiveram uma grande repercussão, sendo tomados como base para a elaboração de legislações, normas e procedimentos visando à saúde, segurança e meio ambiente no meio offshore. A Tabela II.2 apresenta alguns dos principais acidentes de grande proporção que foram um marco para o setor.

**Tabela II.2. Maiores acidentes offshore (Adaptado deTHOMSON, 2015).**

Unidade Offshore	Local	Ano	Número de fatalidades	Tipo de Atividade	Tipo de Acidente
CP Baker	Golfo do México	1964	21	Perfuração	Blowout
Alexander Kielland	Mar do Norte (NO)	1980	123	Perfuração	Colapso
Enchova	Brasil	1984	42	Produção	Blowout
Piper Alpha	Mar do Norte (GBR)	1988	167	Produção	Incêndio
Seacrest	Golfo da Tailândia	1989	91	Perfuração	Afundamento
Petrobras P36	Brasil	2001	11	Produção	Afundamento
Mumbai High North	Oceano Índico	2005	22	Produção	Incêndio
Deepwater Horizon	Golfo do México	2010	11	Perfuração	Blowout
FPSO C. de São Mateus	Brasil	2015	9	Produção	Explosão

Dois acidentes que até hoje são tomados como referência são o Piper Alpha e o Mumbai High North. O primeiro, uma plataforma fixa, localizada no Mar do Norte da Grã-Bretanha, se caracterizou por um vazamento de gás seguido de incêndio. Os fatores contribuintes foram problemas de comunicação entre dois turnos, erro de procedimento e decisões erradas. Tudo isso culminou no incêndio que resultou em diversas mortes (SUTTON,2014).

O Mumbai High North ocorreu em 2005, e assim como o Piper Alpha, o que ocorreu foi um vazamento de gás seguido de incêndio. Nesse caso uma ruptura na linha de gás devido a um choque mecânico (THOMSON, 2015). Ambos acidentes contribuíram para que novas barreiras de segurança fossem implementadas no meio offshore.

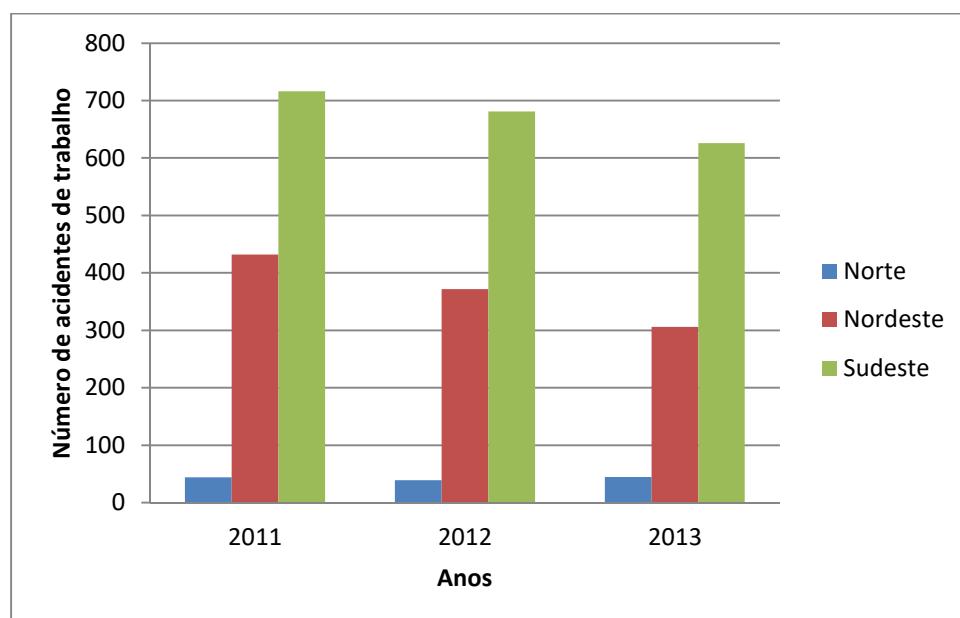
Acidentes envolvendo H<sub>2</sub>S também podem ter consequências graves. Em 2007, na França, em uma plataforma de produção, dois trabalhadores perderam a consciência

devido a exposição a H<sub>2</sub>S ao realizarem a limpeza de dutos de petróleo. Nos Estados Unidos, em 2006, durante a manutenção em um tanque de petróleo dois funcionários foram envenenados por H<sub>2</sub>S, um deles fatalmente (DANIELSSON, 2009).

## II.7.2 Acidentes no Brasil

Segundo a Previdência Social, “acidente do trabalho é aquele que ocorre pelo exercício do trabalho a serviço da empresa, provocando lesão corporal ou perturbação funcional, permanente ou temporária, que cause a morte, a perda ou a redução da capacidade para o trabalho” (PREVIDÊNCIA SOCIAL, 2017).

No Brasil, o número de acidentes de trabalho nas atividades de exploração e produção petróleo e gás é apresentado no Anuário Estatístico de Acidentes do Trabalho (AEAT) de 2013. Não há uma relação para o número de acidentes que ocorreram onshore e offshore separadamente. Na Figura II.11 é ilustrado os números de acidentes de trabalho ocorridos no setor, nas regiões sudeste, norte e nordeste do país, de 2011 a 2013.

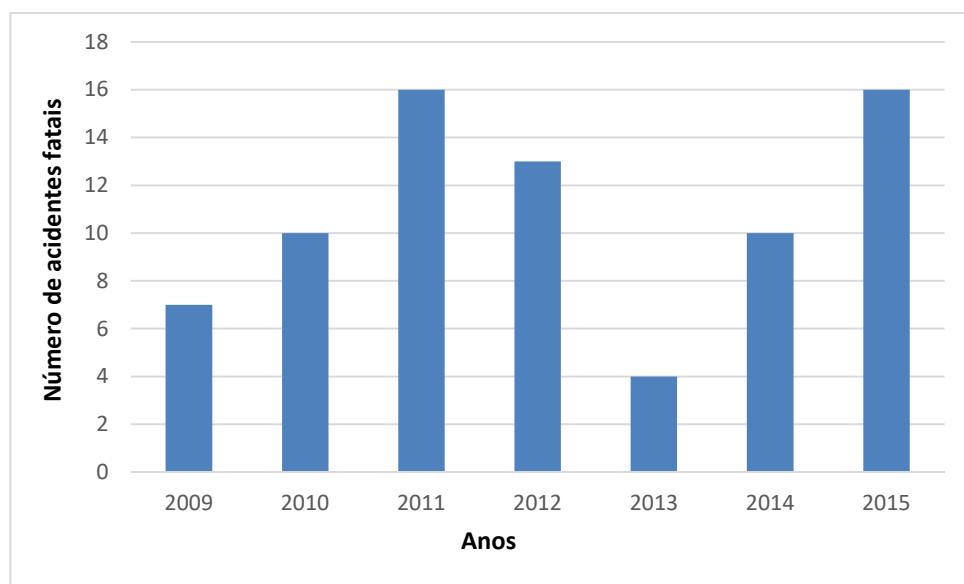


**Figura II. 12. Acidentes de trabalho no setor de extração de petróleo e gás em três regiões do país**  
(Elaboração própria, a partir de dados da AEAT, 2015).

Como se pode observar, na região sudeste o número de acidentes vem caindo, porém em 2013 foi de aproximadamente 626. Deste modo, ainda há muito o que se fazer no campo da prevenção de acidentes.

Um ponto específico é a questão do número de acidentes que causam mortes. De acordo com os dados disponibilizados pelo Relatório de Sustentabilidade da Petrobras podemos observar que o número de mortes que ocorreram em 2015 foi de 16 pessoas (PETROBRAS, 2015).

Observando historicamente, é possível notar que o número de acidentes fatais não diminuiu de forma linear ao longo dos anos, conforme ilustra a Figura II.13. Se comportam de forma oscilatória, o que nos leva hipótese que a Política de Saúde, Segurança e Meio Ambiente implementada no setor seja mais reativa.



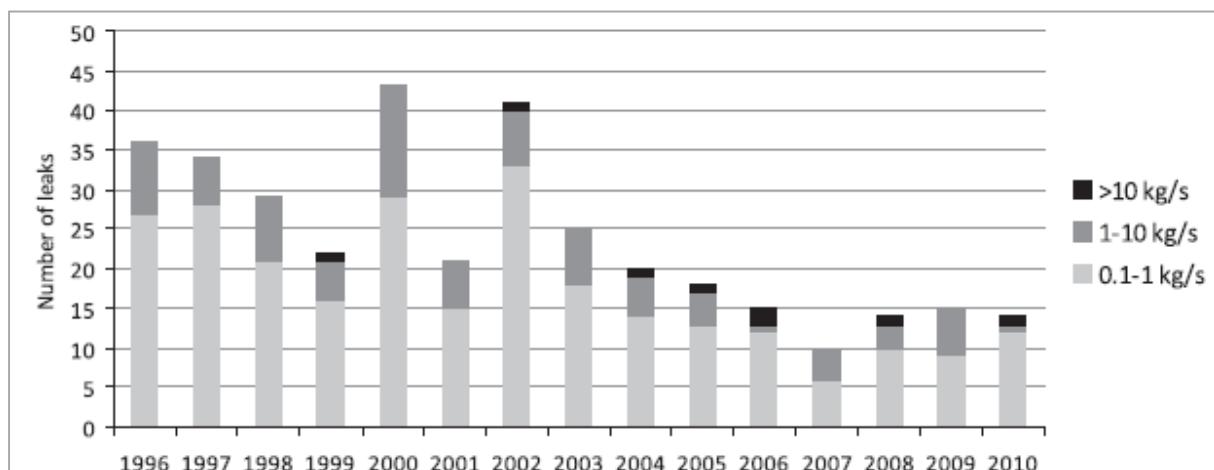
**Figura II.13. Número de acidentes que ocasionaram mortes na Petrobras (PETROBRAS, 2015).**

Um exemplo de acidente grave que ocorreu no Brasil foi o que envolveu a Plataforma P36. Em 2001, devido a problemas operacionais e vazamentos de vapores inflamáveis a Plataforma P36 sofreu uma explosão. Em 2015, outro acidente, uma explosão na casa de bombas na FPSO de São Mateus, levou a morte 9 trabalhadores(FERREIRA,2015).

Muitas vezes, erros de procedimentos são fatais e podem ter grande impacto. Um exemplo, foi o que ocorreu na Plataforma Namorado 1 (PNA1). Um erro de procedimento de um operador terceirizado que realizava a limpeza de dutos de petróleo com um instrumento denominado pig, causou a morte do mesmo (SOARES, *et al.*, 2008).

Acidentes como P36 e Enchova foram graves, gerando repercussão e diversos relatórios foram publicados. No entanto, acidentes menores, às vezes, são apenas citados como uma nota de aviso. Há necessidade de se investigar a fundo as causas dos grandes acidentes, mas o mesmo deve ser feito, internamente nas empresas, para os pequenos. Acidentes são importantes fontes de aprendizado e oportunidade de melhoria.

O quadro nacional, porém, não é único no mundo. Quando se faz um paralelo com o número de vazamentos na indústria Offshore ao longo dos anos na Noruega, se observa o mesmo perfil de gráfico observado no número de mortes no Brasil. Durante um período de tempo o número de vazamentos é alto, depois cai e volta a subir. O que se descobriu foi que nos anos em que os picos foram muito elevados, a indústria realizou campanhas para evitar acidentes o que impactava no número de vazamentos, o qual reduzia nos anos seguintes. Por isso, um aspecto relevante para o setor é a implementação de um Plano de Gerenciamento de Riscos bem executado (VINNEM, 2012).



**Figura II.14. Vazamentos na Noruega (VINNEM, 2012).**

## **III.Gerenciamento de Riscos e Avaliação Toxicológica**

### **III.1 Conceitos Básicos**

Em termos de Segurança e processos e Segurança do trabalho, a indústria offshore foca diversos cenários acidentais, como explosões, incêndios e liberações de gases tóxicos (especialmente o H<sub>2</sub>S), que podem causar sérios danos para a integridade física dos trabalhadores e financeiros para os stakeholders. Desta forma, esse setor deve investir na segurança e na prevenção de eventos indesejados buscando sua sustentabilidade.

Nesse contexto, o Estudo de Risco e os Programas de Gerenciamento de Risco são ferramentas importantes para a prevenção de acidentes, já que propiciam a base necessária para o conhecimento de possíveis falhas, avaliação das consequências e implementação de formas de mitigação dos riscos (API,1990). A seguir se encontram alguns dos principais conceitos que envolvem este estudo.

#### *Risco e Perigo*

Segundo a ISO/IEC o perigo é dito como uma fonte potencial de provocar danos, seja ao homem, à propriedade, ao meio ambiente ou mesmo a uma combinação desses fatores (MAIA *et al.*, 2012). O perigo pode ser entendido com uma propriedade intrínseca de uma situação, ser ou agente, o perigo não pode ser controlado ou reduzido (AMORIM, 2010). Para alguns autores, como Kumamoto e Henley (1996), essa definição está atrelada a situações de natureza aleatória, natural, econômica ou tecnológica. Já para outros como Wang e Roush (2000) o conceito de perigo se baseia somente nas consequências de um evento indesejado, podendo ser classificado por uma escala hierárquica, desconsiderando a frequência dos acontecimentos (RODRÍGUEZ, 2012).

O risco, por sua vez, é associado ao fator severidade e frequência associadas a um cenário acidental. O risco pode ser gerenciado, atuando na sua frequência de ocorrência, nas consequências ou em ambas (AMORIM, 2010).

De forma geral, o risco ser definido por uma função matemática resultante da combinação entre frequência ( $p_i$ ) de um evento indesejado ocorrer e suas consequências ( $c_i$ ), conforme se observa na eq.(3.1).

$$Risco = f(p_i, c_i) \quad \text{Eq. (3.1)}$$

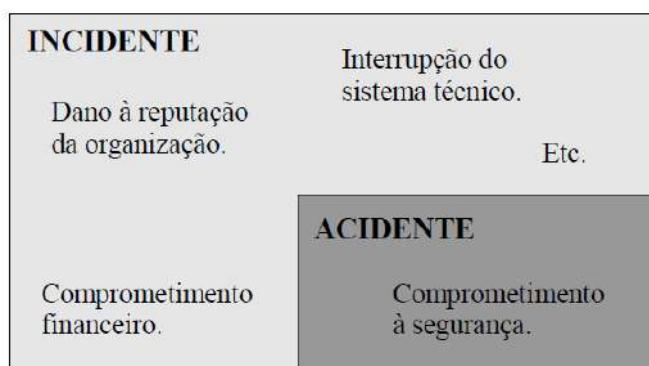
#### Incidente, Quase Acidente e Acidente

O conceito de incidentes, quase acidente e acidentes se diferem principalmente pelo tipo de dano e da gravidade causada. Para fazer esta diferenciação, tomamos como exemplo uma passagem de Llory (2001).

“Um guindaste é usado acima de um canteiro de obras deserto para transportar uma carga pesada. Uma ruptura do cabo provoca a queda da carga. É um incidente. Se um operário estiver por perto, o incidente se torna um ‘quase acidente’. Quando um operário se encontra desgraçadamente embaixo da carga, é o acidente.” (Llory, 2001, p. 263)

Segundo Daniel A. Crowl e Joseph F. Louvar incidente é uma condição química ou física que tem o potencial de causar danos a pessoas, propriedades ou ao meio ambiente. Nem todos os eventos se tornam incidentes e nem todos incidentes resultam em acidentes (CROWL, 2002). O acidente de trabalho por sua vez, segundo a legislação brasileira, está relacionado a uma lesão corporal ou perturbação funcional decorrente exercício do trabalho (PREVIDÊNCIA SOCIAL, 2017).

De forma geral, o incidente é todo evento que tem consequências negativas. Desta forma engloba o conceito de acidente, o qual se restringe a eventos que comprometem a segurança conforme demonstra a Figura III.1(CALIL, 2009).

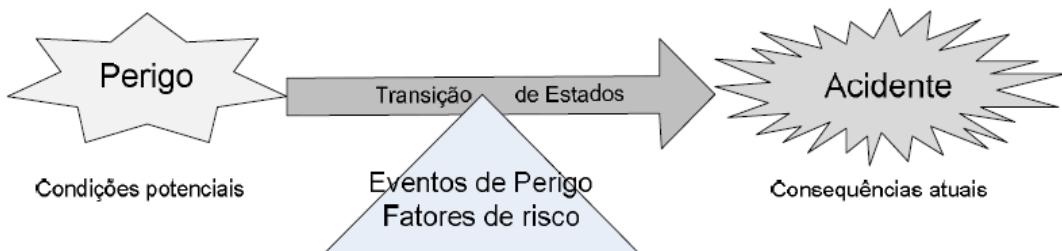


**Figura III.1. Relação entre risco e perigo (CALIL, 2009).**

O quase acidente, por sua vez, pode ser definido como uma faixa estreita de transição entre o incidente e o acidente. Este último se caracteriza pela ocorrência de uma sequência de eventos que produzem lesões não intencionais, morte, ou danos materiais. O acidente refere-se ao evento e não o resultado (CROWL, 2002).

O acidente é um processo inesperado, não planejado, sendo o resultado de uma sequência de eventos. Ou seja, os requisitos para que um acidente ocorra podem estar ali, latentes, esperando o encadeamento desses eventos para se manifestar. Logo, se um ou mais desses eventos forem prevenidos o acidente pode ser evitado ou suas consequências podem ser reduzidas (RODRÍGUEZ, 2012).

De forma geral, conforme ilustra a Figura III.2, o acidente tem uma relação direta com o perigo, já que este último é um pré-requisito para que o último ocorra. Pode-se dizer que existe 3 componentes básicos no desenvolvimento de um acidente: o elemento perigoso, o mecanismo de início e a população ameaçada, pessoas ou elementos (RODRÍGUEZ, 20



**Figura III.2. Relação entre perigo e acidente (RODRÍGUEZ, 2012).**

#### Análise, Avaliação e Gerenciamento de riscos

A análise de risco é uma atividade que visa o desenvolvimento de uma estimativa qualitativa ou quantitativa do risco. É baseada em diversas técnicas estruturadas e promove a combinação das frequências e consequências de um acidente (AICHE,200).

De forma geral esta análise pode ser dividida em algumas etapas, sendo elas: a caracterização do empreendimento e da região, a identificação dos riscos, análise de consequências, cálculo de frequências e estimativa dos riscos (FERMA,2003).

A avaliação de riscos utiliza os resultados preliminares da análise de riscos e realiza uma comparação com os critérios de tolerabilidade de riscos previamente estabelecidos. Nessa etapa, devem ser avaliados os riscos estimados para que se possa realizar uma tomada de

decisão quanto às medidas e/ou procedimentos a serem implementados para a redução ou controle dos mesmos (AICHE,200).

Conforme ilustra a Figura III.3, o gerenciamento de riscos engloba a análise e a avaliação de riscos, podendo ser definido como a formulação e implantação de medidas e procedimentos, técnicos e administrativos, cuja finalidade é prevenir, controlar ou reduzir os riscos existentes numa instalação industrial. Também tem como objetivo, manter essa instalação operando dentro de requisitos de segurança considerados toleráveis (AICHE, 2003).



**Figura III.3.** Processo de gerenciamento de riscos (FERMA, 2003).

### III.2 Segurança

Segundo Daniel Crowl e Joseph Louvar (2002) a palavra segurança costumava estar relacionada com a estratégia mais antiga de prevenção de acidentes, através do uso de

capacete, sapatos de segurança e diversas normas. No entanto, segundo os autores recentemente esse conceito passou a ser entendido como algo muito mais amplo, que envolve a identificação do perigo avaliações técnicas e concepções de outras características de engenharia.

A função da segurança é uma ação técnica ou organizacional, e não um objeto ou um sistema físico. É tudo aquilo que precisa ser assegurado para aumentar ou garantir a segurança. De forma geral, são quatro as principais funções de segurança (ALMEIDA, 2011):

- Evitar ou tornar o evento impossível;
- Prevenir, dificultar ou colocar obstáculos no caminho de ocorrência de um evento;
- Controlar, fazendo com que o sistema retorne a um estado seguro;
- Limitar, reduzir ou mitigar o evento, seja em função do tempo, do espaço ou da magnitude dos efeitos.

Visando atender os requisitos legais, implementar medidas de mitigação e reduzir o número de perdas e de acidentes as companhias passaram a desenvolver e implementar programas de segurança (SUTTON, 2014). No entanto, para se obter um programa de segurança bem-sucedido são requeridos vários “ingredientes”, dentre eles podemos citar: sistema, atitude, fundamentos, experiência, tempo e envolvimento da equipe (CROWL, 2002).

É preciso ter um sistema para registrar o que precisa ser feito, para que em seguida se tome as atitudes mais assertivas possíveis. Além disso, é fundamental que a equipe envolvida tenha o conhecimento necessário para que não aja de forma a comprometer a segurança de nenhum integrante e que aprendam com a experiência para não se repetir um erro do passado. Por fim, é preciso reconhecer que segurança leva tempo (é necessário tempo para estudar, para fazer o trabalho, para registrar e compartilhar as experiências) e que todos devem assumir a responsabilidade de contribuir para que o programa de segurança seja efetivo (CROWL, *et al.* 2002).

A segurança pode ser dividida em 3 categorias: segurança de processos, segurança ocupacional e cultura. Segurança de processos se preocupa com as falhas relacionadas ao processo, como blowout, ruptura de tubos e outros. Geralmente são decorrentes de falhas do sistema, procedimentos ou integridade mecânica dos equipamentos (SUTTON, 2014).

A segurança ocupacional, por sua vez, se preocupa com o comportamento e desempenho do trabalhador de forma individual e em grupo. Procura gerenciar e minimizar os riscos ocupacionais, os quais estão relacionados diretamente com o ambiente laboral ao qual o

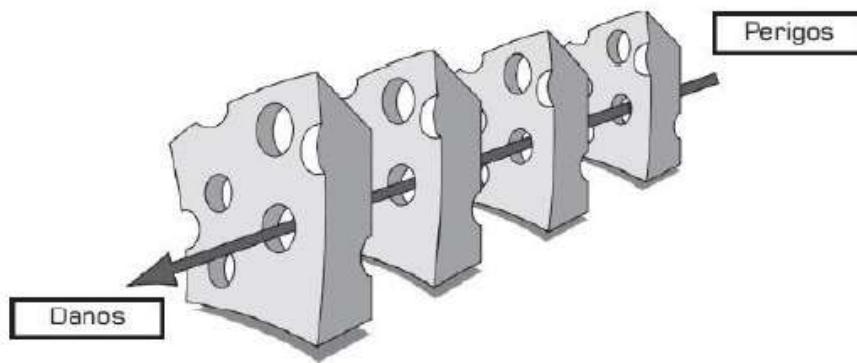
trabalhador está exposto, como ruídos, gases tóxicos, vibrações, vapores e outros (SUTTON, 2014).

Já a cultura de segurança ainda é um desafio para a grande maioria das empresas e seu nível de maturidade varia de acordo com cada organização. Alguns pesquisadores afirmam que a cultura de segurança é dependente da cultura organizacional, já outros acreditam que está diretamente relacionada com as percepções e atitudes de cada um. Mas, o que se sabe de fato é que a cultura leva tempo para ser implementada e é algo que deve estar presente no dia a dia de todos. Ela é caracterizada por diversos fatores, como o comprometimento da direção, envolvimento dos empregados, boa comunicação, aprendizagem contínua, entre outros. (GONÇALVES, 2011).

As falhas no sistema de segurança podem ser comparadas às falhas nas barreiras ou obstáculos que podem prevenir ou minimizar os danos de um evento acidental (Figura III.4). As barreiras de segurança podem se enquadrar em 4 categorias.

A primeira categoria é a de Barreiras Passivas, que são aquelas permanentes, que não necessitam de interferência humana, como por exemplo, uma parede corta chamas. A segunda categoria é a de Barreiras Ativas, as quais necessitam de um sistema automatizado ou da ação humana, já que são sistemas que primeiro realizam uma detecção, em seguida é preciso realizar um diagnóstico para efetuar a ação. A terceira categoria é a Ação Humana, a qual tem sua eficácia dependente do conhecimento do homem. A última categoria são as Barreiras Simbólicas, que podem ser ou não permanentes e requerem a interpretação das pessoas (ALMEIDA, 2011).

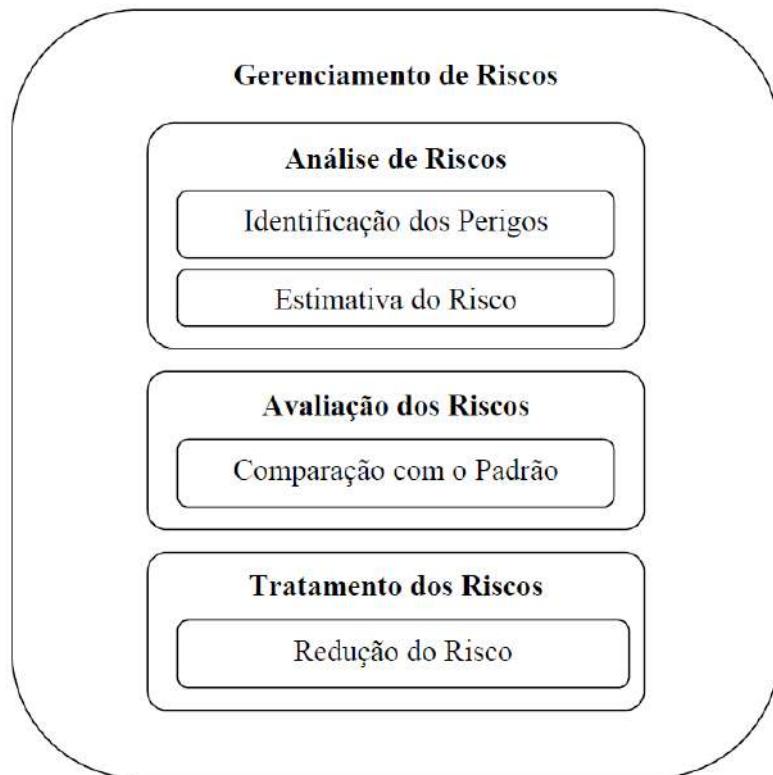
Um modelo que representa a trajetória até um possível acidente é o Modelo do Queijo Suíço, desenvolvido por Reason (1993), o qual reconhece a existência de perigos e posiciona diversas barreiras (fatias de queijos) a fim de se evitar consequências indesejadas. Quando as barreiras falham é possível que um acidente ocorra. Na teoria os buracos das fatias de queijo são a confiabilidade das barreiras, e se esses estiverem alinhados entre a ameaça e a consequência, há uma grande possibilidade do acidente ocorrer (FERREIRA, 2015).



**Figura III.4. Modelo do Queijo Suíço (FERREIRA, 2015).**

### III.3 Técnicas de Gerenciamento de Risco

Gerenciamento de Riscos é um processo metódico de identificação e tratamento dos riscos inerentes às atividades de uma organização. Deve ser um processo contínuo desde a criação até a implantação de qualquer estratégia da organização (SÁ, 2008). Pode ser segmentado em 3 etapas principais: a análise, avaliação e tratamento dos riscos, conforme ilustra a Figura III.5.



**Figura III.5. Modelo do Gerenciamento de Riscos (SÁ, 2008).**

Segundo o CCPS-Center for Chemical Process Safety, cada fase do ciclo de uma instalação industrial deve ser submetida à identificação de perigos e análise de riscos, através do uso de uma ou mais técnicas. Para cada etapa é possível utilizar uma ou mais técnicas, as quais podem ser classificadas de acordo com a sua finalidade (MAIA, *et al*, 2012). Algumas técnicas de Análise de Riscos classificadas de acordo com a sua finalidade são apresentadas na Tabela III.1.

**Tabela III.1. Técnicas de Análise de Riscos (MAIA, *et al* 2012).**

Finalidade	Técnicas
Identificação de Perigos	Análise histórica
	Lista de Verificação ("Checklist")
	E se ("what if")
	Identificação de Perigos (HAZID)
	Análise Preliminar de Perigos (APP)
	Estudos de Perigos e Operabilidade (HAZOP)
	Análise de Modos e Efeitos de Falhas
Análise Qualitativa de Riscos	Estudos de Perigos e Operabilidade (HAZOP)
	Análise Preliminar de Riscos (APR)
	Análise de Modos, Efeitos e Criticidade de Falhas (FMEA)
Análise de Consequências	Análise por Árvore de Eventos
	Modelagem de efeitos físicos
	Modelagem de vulnerabilidade

Existem outras metodologias, como a análise de frequências e as avaliações quantitativas e semi-quantitativas de riscos.

Dentre as ferramentas mais utilizadas para análise de risco no meio industrial, destacam-se: Análise Preliminar de Risco (APR), Failures Mode and Effect Analysis (FMEA) Análise de Árvore de Falhas (AAF) e Hazard and Operability Studies (HAZOP) (SELLA, 2014).

Uma metodologia básica é a Análise Preliminar de Risco (APR), a qual permite realizar a identificação de perigos de forma qualitativa através da frequência de ocorrência e o estudo do impacto dos riscos.

### Análise Preliminar de Risco (APR)

A metodologia Análise Preliminar de Risco foi desenvolvida pelo Departamento de Defesa dos Estados Unidos. É uma técnica estruturada que objetiva prever e identificar os riscos envolvidos em determinado empreendimento, partindo do particular para o geral (SELLA, 2014).

A identificação de riscos é a primeira etapa de uma análise de riscos e depende muito da experiência do profissional. Embora possa ser realizada por consultores externos, uma abordagem conduzida com recursos internos é essencial (SÁ, 2008).

Apesar de gerar uma análise essencialmente qualitativa, a grande vantagem dessa metodologia consiste na facilidade de aplicação e no fato de possibilitar priorizar a gravidade do risco associado a diferentes cenários acentuais a partir das classes dos riscos (SELLA, 2014).

Segundo Cicco e Fantazzini (1994), as etapas básicas de uma análise de gerenciamento de risco consistem em, inicialmente, realizar uma revisão de problemas conhecidos, tomando como base a experiência passada. É necessário revisar a missão a que se destina, ou seja, o que e quem envolve o sistema. Em seguida é preciso determinar os riscos principais e os riscos associados (aqueles que podem ser desencadeados a partir de outro risco). A terceira etapa consiste na revisão dos meios de eliminação ou controle dos riscos através da elaboração de um brainstorming. Por fim, a última etapa consiste na análise dos métodos de restrição de danos e na indicação de pessoas que serão responsáveis pela execução de ações preventivas e ou corretivas (VALENTE, 2012).

A Análise Preliminar de Risco é similar a uma Análise Preliminar de Perigos. A diferença está na análise de frequência, que é abordada juntamente com a severidade pela primeira. Com a análise de severidade e frequência é possível classificar o risco através de uma matriz de risco.

Segundo a Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), a Análise Preliminar de Perigos deve englobar todos os eventos perigosos cujas falhas envolvam equipamentos ou erros humanos. Devem ser identificados os perigos, as causas e as consequências, as categorias de severidade correspondentes bem como as observações e recomendações pertinentes aos perigos identificados. Os resultados são apresentados em uma planilha padronizada, como ilustrado na Tabela III.2. (CETESB, 2011)

**Tabela III.2. Planilha de Análise Preliminar de Perigo (CETESB, 2011)**

Perigos	Causas	Efeitos	Categoria de severidade	Observações e recomendações
---------	--------	---------	-------------------------	-----------------------------

A planilha usada para o APR é similar a do APP, no entanto existe uma coluna para a frequência e para a classificação do risco.

A qualificação dos riscos pode ser realizada com base nos parâmetros da norma militar americana MIL-STD-882 (System Safety Program Requirements), adotada como padrão em inúmeras situações (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012). Esses parâmetros auxiliam a construção de uma matriz de risco (Tabela III.5) que relaciona a frequencia de um evento ocorrer com a severidade do mesmo. As Tabelas III.3, III.4 e III.5 representam as categorias de severidade, frequencia e a matriz de risco.

**Tabela III.3. Categoria de Severidade (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012).**

Categorias de Severidade		
Descrição	Nível	Crítério
Catastrófico	1	Pode resultar em uma ou mais das seguintes opções: morte, invalidez total permanente, impacto ambiental significativamente irreversível, ou perda monetária igual ou superior a US\$ 10 milhões.
Crítico	2	Pode resultar em uma ou mais das seguintes opções: incapacidade parcial permanente, acidentes de trabalho ou doenças que podem resultar em hospitalização de pelo menos três pessoas, impacto ambiental significativamente reversível, ou perda monetária igual ou superior a US\$ 1 milhão, mas menor que US\$ 10 milhões.
Marginal	3	Pode resultar em um ou mais das seguintes opções: acidentes de trabalho ou doença resultantes na perda de um ou mais dias de trabalho, impacto ambiental moderadamente reversível, ou perda monetária igual ou superior a US\$ 100 mil, mas menos de US\$ 1 milhão.
Negligenciável	4	Pode resultar em uma ou mais das seguintes opções: lesão ou doença ocupacional não resultando em um dia perdido de trabalho, mínimo impacto ambiental, ou perda monetária menor que US\$ 100 mil.

Níveis de Frequência			
Descrição	Nível	Item individual específico	Frota ou Inventário

Frequente	A	É provável que ocorra frequentemente na vida de um item.	Experiência contínua.
Provável	B	Vai ocorrer várias vezes na vida de um item.	Vai ocorrer com frequência.
Ocasional	C	É provável que ocorra algum dia na vida de um item.	Vai ocorrer várias vezes.
Remoto	D	Improvável, mas possível ocorrer na vida de um item.	Improvável, mas pode razoavelmente ser esperado para ocorrer.
Imprevável	E	Tão improvável, pode-se supor que a ocorrência não pode ser experimentada na vida de um item.	É improvável que ocorra, mas possível.
Eliminado	F	Incapaz de ocorrer. Este nível é usado quando os riscos potenciais são identificados e mais tarde eliminados.	Incapaz de ocorrer. Este nível é usado quando os riscos potenciais são identificados e mais tarde eliminados.

**Tabela III.4. Nível de frequência (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012).**

**Tabela III.5. Matriz de risco (UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE, 2012).**

Matriz de avaliação de Risco					
Severidade \ Probabilidade	Catastrófico (1)	Crítico (2)	Marginal (3)	Negligenciável (4)	
Frequente (A)	Alto	Alto	Grave	Médio	
Provável (B)	Alto	Alto	Grave	Médio	
Ocasional (C)	Alto	Grave	Médio	Baixo	
Remoto (D)	Grave	Médio	Médio	Baixo	
Imprevável (E)	Médio	Médio	Médio	Baixo	
Eliminado (F)	Eliminado				

Uma discussão importante em relação à Análise Preliminar de Risco é a categoria de severidade. Cada autor tem uma abordagem diferente. A UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE define as categorias de severidade focando no impacto ambiental, monetário e toxicológico. A CETESB por sua vez define as categorias de severidade com um foco maior na parte ambiental, conforme ilustrado na Tabela III.6. Nolan (2014) tem uma abordagem ainda mais abrangente, relacionando a severidade com questões como: interesse de mídia, população externa, questões econômicas e dano ambiental. A Tabela III.7 ilustra as categorias de severidade descritas por Nolan.

**Tabela III.6. Categoria de Severidade (CETESB, 2011).**

Categoria de severidade	Efeitos
I - Desprezível	Nenhum dano ou dano não mensurável.
II - Marginal	Danos irrelevantes ao meio ambiente e à comunidade externa.
III - Crítica	Possíveis danos ao meio ambiente devido a liberações de substâncias químicas tóxicas ou inflamáveis, alcançando áreas externas à instalação. Pode provocar lesões de gravidade moderada na população externa ou impactos ambientais com reduzido tempo de recuperação.
IV - Catastrófica	Impactos ambientais devido a liberações de substâncias químicas, tóxicas ou inflamáveis, atingindo áreas externas às instalações. Provoca mortes ou lesões graves na população externa ou impactos ao meio ambiente com tempo de recuperação elevado.

Classe	Descrição
1	Pequenos ferimentos nos trabalhadores- sem afastamento. Danos às instalações menores que o “valor base”. Pequeno impacto ambiental (não necessita remediação). Perdas de produção menores que o “valor base”. Sem impacto para áreas externas a empresa. Não causa distúrbio a população. Não gera interesse na mídia.
2	Lesões com afastamento nos trabalhadores. Danos a propriedades superando até 20 vezes o “valor base”. Moderado impacto ambiental (remediação em até uma semana). Perda de produção de 20 vezes o “valor base”. Pequeno distúrbio na população vizinha (odor, ruído). Possível reação negativa da população. Possível interesse da mídia.
3	Lesão permanente em trabalhadores, possível fatalidade. Danos a propriedades superando até 50 vezes o “valor base”. Significativo impacto ambiental (remediação em até um mês). Perda de produção de até 50 vezes o “valor base”. Médio distúrbio na população vizinha (pode precisar de atendimento). Reação negativa da população. Interesse da mídia local.
4	Uma fatalidade ou até 4 empregados com lesão permanente.

	Danos a propriedades superando até 200 vezes o “valor base”. Severo impacto ambiental (remediação em até 6 meses). Perda de produção de até 200 vezes o “valor base”. Significante distúrbio na população vizinha, danos às propriedades, lesões ou doenças temporárias. Intensa reação negativa da população. Interesse da mídia nacional.
5	Múltiplas fatalidades ou lesões permanentes. Danos a propriedades superando 200 vezes o “valor base”. Extenso impacto ambiental (remediação por mais de 6 meses). Perda de produção superando 200 vezes o “valor base”. Severo distúrbio na população vizinha, danos a propriedades, fatalidades ou lesões permanentes. Severa reação negativa da população ameaça a continuação das operações. Interesse da mídia internacional

**Tabela III.7. Categoria de Severidade (NOLAN, 2014).**

Observação: O autor define “valor base” como sendo o valor segurado ou considerado aceitável pela gerência.

### **III.4 Programa de Prevenção de Riscos Ambientais (PPRA)**

Atualmente é previsto em lei que as empresas possuam um Programa de Prevenção de Riscos Ambientais (PPRA). A NR9 é uma Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho e Emprego que visa à preservação da saúde e integridade dos trabalhadores, através do reconhecimento, antecipação, avaliação e controle dos riscos existentes ou que venham a existir no ambiente de trabalho (ABNT, 2009). Assim, estabelece que todos os empregadores e instituições que admitam trabalhadores no regime de CLT devem elaborar e implementar um Programa de Prevenção de Riscos Ambientais (PPRA), o qual deve ser desenvolvido sob a responsabilidade do empregador, mas com a participação dos trabalhadores (ABNT, 2009).

Esta norma visa a prevenção da saúde através do PPRA, higiene e nível de ação. Estabelece parâmetros mínimos a serem observados na elaboração do PPRA, e considera como riscos os agentes físicos, químicos e biológicos que possam causar danos à saúde do trabalhador em função de sua natureza, concentração e tempo de exposição.

O PPRA deve conter um planejamento anual, com estratégias e metodologias de ação, registro e uma forma de avaliação. Sua primeira etapa consiste na antecipação e

reconhecimento dos riscos, assim também identifica as possíveis trajetórias e os meios de propagação dos agentes no ambiente de trabalho.

A NR9 ainda ressalta a possibilidade, quando necessário, de se realizar uma análise quantitativa. Em termos de toxicologia para agentes químicos, define o “nível de ação<sup>2</sup>”, fazendo referência à NR15 e a ACGIH quanto aos valores limites de exposição do trabalhador. Por fim, define as responsabilidades do empregador e dos trabalhadores, pois ambos devem estar comprometidos e alinhados para que seja possível implementar o PPRA.

<sup>2</sup> Nível de ação é o valor acima do qual devem ser iniciadas ações preventivas de forma a minimizar a probabilidade de que as exposições a agentes ambientais ultrapassem os limites de exposição.

A toxicologia pode ser definida como o estudo qualitativo e quantitativo dos efeitos adversos de substâncias tóxicas em organismos vivos. O risco está associado às características intrínsecas de cada substância, dose e o tempo de exposição (CROWL, 2002).

Com o objetivo de prevenir os efeitos danosos das substâncias químicas à saúde, a toxicologia desenvolve limites de exposição, ou seja, limites de tolerância considerados seguros para a população média. Para a avaliação toxicológica, neste trabalho, tomamos como base a norma NR15 que tem viés indenizatório, a associação ACGIH que contribuiu para o desenvolvimento e melhoria da proteção da saúde do trabalhador estabelecendo índices de exposição ocupacional e o AEGLs e IVVS que são índices utilizados em toxicologia de emergência.

A escolha da NR15 e da ACGIH teve o intuito de avaliar as exposições ocupacionais, enquanto que o AEGLs e o IVVS foram utilizados para avaliar os riscos toxicológicos no caso

de emergências. Tanto a toxicologia ocupacional quanto a toxicologia de emergência são importantes para assegurar a saúde do trabalhador.

### **III.5.1 H<sub>2</sub>S**

Associado aos hidrocarbonetos que são extraídos dos poços de petróleo existem diversos contaminantes tóxicos. O gás tóxico mais provável presente em fluidos de poço é o sulfeto de hidrogênio (H<sub>2</sub>S) (HSE, 2016).

O H<sub>2</sub>S é extremamente tóxico para seres humanos em concentrações mínimas. Em concentrações mais elevadas é inflamável, bem como corrosivo para metais. Uma ruptura superficial deste gás, pode resultar em fatalidades, fogo e explosão. (DRILLING COMPANY, 2017). Os efeitos prováveis da exposição a várias concentrações de H<sub>2</sub>S são descritos na Tabela III.8.

<b>Concentração (ppm)</b>	<b>Efeitos</b>
0.001 - 0.13	Odor forte.
1 - 5	Odor moderadamente ofensivo e possibilidade de náuseas ou dor de cabeça pela exposição prolongada.
20 - 50	Pode causar conjutivite e lacrimejação, irritação do nariz, garganta e pulmão, distúrbios digestivo e perda de apetite.
100 - 200	Pode causar irritação severa do nariz, garganta e pulmão e perda da

Tab  
 ela  
**III.8**  
 .  
 Efei  
 tos  
 da  
 exp  
 osiç  
 ão  
 ao  
**H<sub>2</sub>S**  
 (Ad  
 apta  
 do  
 de  
**DA**  
**NIE**  
**LSS**  
**ON,**  
**200**

	capacidade olfativa.
250 - 500	Pode causar náuseas, dor de cabeça, tontura, intoxicação após algumas horas, edema pulmonar e bronquial e pneumonia após exposição prolongada.
500	Irritação pulmonar grave, excitação, dor de cabeça, tonturas, colapso repentino, inconsciência e morte dentro de 4-8 horas e perda de memória por período de exposição
500 - 1000	Paralisia respiratória, batimento cardíaco irregular, colapso e morte. É importante notar que os sintomas de edema pulmonar, como dor torácica e falta de respiração, pode ser adiada por até 48 horas após a exposição.
1000 - 2000	Rapidamente Letal.

9).

O H<sub>2</sub>S pode ser detectado em função de seu odor característico em concentrações muito baixas, inferiores a 1 ppm. No entanto, o sentido olfativo é perdido após 2 a 15 minutos de exposição, dificultando a detecção de concentrações mais elevadas. O odor do sulfeto de hidrogênio pode, também, ser mascarado pela presença de outros produtos químicos como, por exemplo, presença de hidrocarbonetos leves como o propano ou o butano, cujas concentrações de 5-10 ppm não podem ser identificadas pelo olfato (HSE, 2016). É importante ressaltar que concentrações superiores a 500 ppm e exposição prolongada podem ser fatais para os seres humanos (DANIELSSON, 2009).

### III.5.2 NR15

A NR15 é uma Norma Regulamentadora que visa caracterizar e estabelecer limites de tolerância às atividades e operações insalubres (ABNT, 2010). Para fins dessa norma, "Limite

de Tolerância" é a concentração ou intensidade máxima ou mínima, que, de acordo com o tempo de exposição e a natureza do agente, não causará dano à saúde do trabalhador (ABNT, 2010).

Essa norma está relacionada com toxicologia ocupacional e tem caráter indenizatório, não visa a saúde, visa o pagamento de um adicional se a exposição for acima do limite considerado seguro. A NR15 sofreu algumas alterações durante os anos, mas valores de exposição considerados são de 1978.

O adicional previsto pela NR15 é incidente sobre o salário mínimo de acordo com o grau de exposição de insalubridade. Ao trabalhador é assegurado um adicional de 40% para insalubridade de grau máximo, 20% para grau médio e 10% para grau mínimo (ABNT, 2010).

A norma é constituída por 14 anexos, os quais cada um trata de um tipo de agente específico, como por exemplo, limite de exposição à ruídos intermitentes e contínuos, exposição ao calor e ao frio, radiação ionizante e não ionizante, vibrações, agentes químicos, entre outros.

Para fins deste trabalho iremos utilizar o Anexo nº11 da NR 15, o qual determina os limites de tolerância para agentes químicos. Na Tabela III.9 podemos observar os valores de tolerância ao H<sub>2</sub>S válidas para absorção via respiratória.

**Tabela III.9. Valor Limite de exposição a H<sub>2</sub>S pela NR15 (ABNT, 2010).**

Agente Químico	Valor Teto	Absorção também p/ pele	Até 48 horas / semana		Grau de insalubridade a ser considerado no caso de sua caracterização
			ppm	mg/m <sup>3</sup>	
Gás sulfídrico			8	12	máximo

Para calcular o valor máximo de concentração permitida utilizamos a seguinte equação:

$$\text{Valor máximo} = L.T. \times F.D.$$

$$\text{Valor máximo} = 2 \times 8$$

$$\text{Valor máximo} = 16 \text{ ppm.}$$

Onde: L.T.= limite de tolerância segundo a Tabela III.9

F.D.= fator desvio segundo a Tabela III.10

**Tabela III.10. Fator desvio da NR15 (ABNT, 2010).**

L.T.	F.D.
(pp, ou mg/m <sup>3</sup> )	
0 a 1	3
1 a 10	2
10 a 100	1,5
100 a 1000	1,25
acima de 1000	1,1

### III.5.3 ACGIH

American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH) é uma associação científica, que contribui para o desenvolvimento e melhoria da proteção da saúde dos trabalhadores. A ACGIH publica, anualmente, guias dos valores limites de exposição ( TLVs – Threshold Limit Values) e os índices de exposição biológica (BEIs- Biological Exposure Indices) que auxiliam os profissionais na tomada de decisão em relação aos níveis de exposição a agentes químicos e físicos (AAOEH, 2005).

Os TLVs e BEIs não são normas legais, mas é possível utilizá-los como guia para a implementação de um programa de segurança e saúde ocupacional(AAOEH, 2008). Nesse trabalho, iremos tomar como base esses indicadores para avaliar alguns casos na indústria de petróleo.

Para os valores limites de exposição (TLVs) são especificadas três categorias: TLV-TWA( Limite de Exposição – Média Ponderada pelo Tempo), TLV-STEL (Limite de Exposição- Exposição de Curta Duração) e TLV-C(Limite de Exposição Valor Teto).

O TLV-TWA pode ser definido como a concentração média ponderada no tempo, para uma jornada de trabalho de 8 horas diárias e 40 horas semanais, a qual acredita-se que os trabalhadores possam estar expostos por toda a sua vida laboral sem sofrer riscos adversos à saúde (AAOEH, 2008).

Já o TLV-STEL é um limite de exposição média ponderada em 15 minutos. No caso de exposições acima do TLV-TWA mas abaixo do TLV-STEL, a duração da exposição deve ser abaixo de 15 minutos, com um intervalo mínimo de 60 minutos e não pode ocorrer mais de 4 vezes ao dia.

O TLV-STEL é a concentração a qual se acredita que os trabalhadores possam estar expostos continuamente sem sofrer irritação e efeitos tóxicos, no entanto o TLV-STEL não protegerá contra os mais variados efeitos se o TLV-TWA for excedido. É importante ressaltar que o TLV-STEL geralmente suplementa o TLV-TWA, no entanto o primeiro pode ser avaliado isoladamente.

O TLV-C por sua vez é a concentração a qual não pode ser excedida em nenhum momento durante a exposição no trabalho. Embora o TLV-TWA forneça uma forma satisfatória e prática de monitorar agentes químicos existem alguns grupos de substâncias que são de ação rápida e de resposta específica que são melhor controladas pelo TLV-C (AAOEH, 2005).

Os valores de tolerância (TLVs) são especificados em tabelas e são revisados anualmente. Na tabela existe uma coluna de notação, na qual constam informações relevantes sobre a substância, como a sua classe (A1, A2, A3 e outras) que especifica se o composto é carcinogênico ou não, e além disso pode mostrar se o produto afeta a pele, se causa sensibilidade respiratória ou se apresenta índice biológico de exposição (BEI) (AAOEH, 2008).

Os índices adotados pela ACGIH são revisados anualmente. Para a exposição à H<sub>2</sub>S, houve uma alteração nos valores permitidos em 2009. Para este trabalho, tomamos como referência os valores adotados antes e depois da retificação dos valores de exposição permitidos, para avaliar o impacto dessa revisão. As Tabelas III.11 e III.12 apresentam os valores adotados pela ACGIH em 2005 e 2014.

**Tabela III.11. Níveis permitidos da ACGIH para exposição ao H<sub>2</sub>S em 2005 (AAOEH, 2005).**

VALORES ADOTADOS PARA 2005					
Substância (Nº CAS)	TWA	STEL	Notações	Peso Mol.	Base do TLV
Sulfeto de hidrogênio (7783-06-4)	10 ppm	15 ppm	-	34,08	Irr TRS; compr SNC

**Tabela III.12. Níveis permitidos da ACGIH para exposição ao H<sub>2</sub>S em 2014 (AAOEH, 2014).**

VALORES ADOTADOS PARA 2014					
Substância (Nº CAS)	TWA	STEL	Notações	Peso Mol.	Base do TLV
Sulfeto de hidrogênio (7783-06-4) (2009)	1 ppm	5 ppm	-	34,08	Irr TRS; compr SNC

### **III.5.4 AEGLs**

Desenvolvida pelo United States Environmental Protection Agency, Acute Exposure Guideline Levels (AEGLs) ou Níveis de exposição aguda de emergência são diretrizes usadas como orientação para lidar com liberações de substâncias químicas no ar em casos geralmente acidentais (EPA, 2017). Os valores de AEGL representam níveis limiares para o público em geral e AEGLs são definidos através da colaboração dos setores público e privado em todo o mundo. (EPA, 2017).

Existem três nível de AEGLs que são classificados de acordo com a gravidade dos efeitos e são calculados para cinco períodos de exposição relativamente curtos - 10 minutos, 30 minutos, 1 hora, 4 horas e 8 horas. Os efeitos causados em cada nível são:(EPA, 2017).

Nível 1: Desconforto, irritação, ou certos efeitos não assintomáticos. No entanto, os efeitos não são incapacitantes. Efeitos transitórios e reversíveis após a cessação da exposição.

Nível 2: Irreversível, ou outros efeitos graves e duradouros para a saúde.

Nível 3: Efeitos crônicos a saúde ou morte.

Para o H<sub>2</sub>S , apresentamos os índices AEGL para os diferentes tempos de exposição na Tabela III.13.

**Tabela III.13. Níveis permitidos da exposição ao H<sub>2</sub>S pelo AEGL (EPA, 2017).**

	<b>10 min</b>	<b>30 min</b>	<b>60 min</b>	<b>4 hr</b>	<b>8 hr</b>
<b>AEGL 1</b>	0.75 ppm	0.60 ppm	0.51 ppm	0.36 ppm	0.33 ppm
<b>AEGL 2</b>	41 ppm	32 ppm	27 ppm	20 ppm	17 ppm
<b>AEGL 3</b>	76 ppm	59 ppm	50 ppm	37 ppm	31 ppm

### **III.5.4 IPVS**

Desenvolvido pela National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH), Immediatelly Dangerous for Life and Health (IDLH) ou Concentração Imediatamente Perigosa para a Vida e Saúde (IPVS) é a exposição respiratória aguda que pode causar a morte ou consequências irreversíveis à saúde ou exposição dos olhos que impeça a fuga do local (THE NATIONAL INSTITUTE FOR OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH, 2017).

É a concentração máxima para a exposição por 30 minutos que permite escapar de um ambiente se houver falha do protetor respiratório. Acima da concentração IPVS, a presença de pessoas só é permitida com proteção respiratória autônoma (THE NATIONAL INSTITUTE FOR OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH, 2017).

O desenvolvimento dos valores do IPVS surgiram em 1970 e seus critérios foram revisados em 1994. Para o H<sub>2</sub>S houve alteração de 300 ppm para 100 ppm (THE NATIONAL INSTITUTE FOR OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH, 2017). A Tabela III.14 ilustra o valor do IPVS para o Sulfeto de Hidrogênio.

**Tabela III.14. Nível permitido da exposição ao H<sub>2</sub>S pelo IPVS (THE NATIONAL INSTITUTE FOR**

OCCU  
PATIO  
NAL  
SAFET  
Y AND

Substância	CAS no	IPVS (1994)	Novo/ Valores (2016 - presente)
Sulfeto de Hidrogênio	7783-06-4	100 ppm	

**HEALTH, 2017).**

#### **IV. Estudo de Caso**

## IV.1 Reino Unido

Health and Safety Executive (HSE) é um órgão público não departamental do Reino Unido responsável pela regulação e fiscalização da saúde, segurança e bem-estar no trabalho. O HSE realiza pesquisas sobre os riscos ocupacionais na Grã-Bretanha, além de possuir um sistema de banco de dados no qual registra os acidentes ocorridos.

Segundo o relatório do HSE de saúde e segurança no trabalho referente ao ano de 2016, cerca 1.3 milhões de trabalhadores sofreram de alguma doença relacionada ao trabalho em 2015. O custo anual de lesões relacionadas ao trabalho e novos casos de doenças, excluindo doenças de longa latência, foi de 14 bilhões de libras.

Na indústria offshore do Reino unido em 2015 houve 94 vazamentos de hidrocarbonetos, 299 ocorrências perigosas e cerca de 15 doenças ocupacionais. A grande maioria dos acidentes que ocorreram foram de pequena proporção. A Figura IV.1 representa o cenário de acidentes ocorridos de 2000 até 2015.

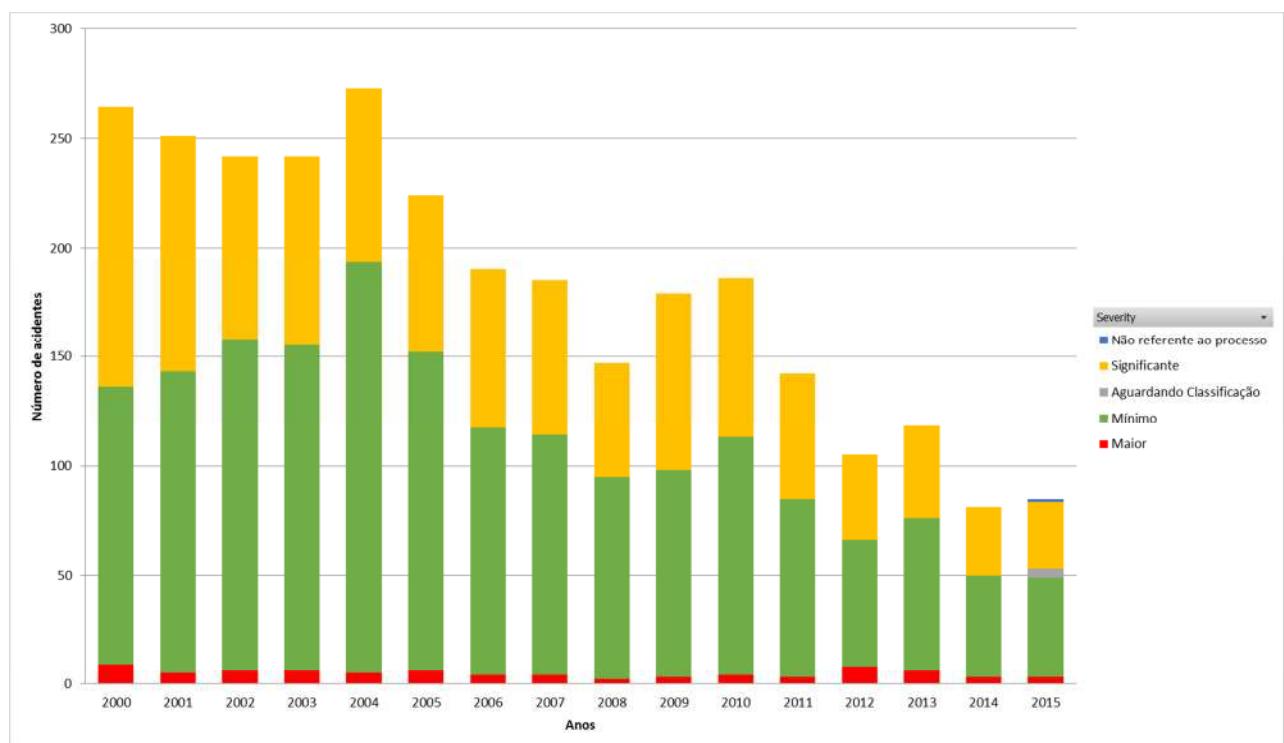


Figura IV.1. Acidentes Offshore no Reino Unido (HSE, 2016).

O número de acidentes reduziu ao longo dos anos. Em 2000 foram mais de 250 acidentes, já em 2015 o número de acidentes não ultrapassou 100 casos. A seguir serão analisados alguns casos de vazamentos de pequena proporção registrados no sistemas do HSE que

ocorreram no Reino Unido. Para estes cenários de vazamentos são avaliados os índices toxicológicos.

Para os casos analisados consideramos apenas o vazamento de H<sub>2</sub>S. Foram avaliados apenas acidentes de pequena proporção, no intuito de verificar se estes geram risco ocupacional à saúde do trabalhador.

Foram avaliados 15 cenários acidentais, no período de 2011 a 2015. Os dados foram obtidos a partir de uma planilha disponibilizada pela Health and Safety Executive (HSE). Esta planilha contém informações desde 1993 e é atualizada anualmente com os dados relativos aos acidentes ocorridos. A Figura IV. 2 ilustra as informações contidas na planilha utilizada como base para este estudo.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	
1	INSTALLATION DETAILS																		
2	HCRO/D	Startup Date	Modified Date	Abandoned Date	Installation Type	Manned/Unmanned	Production	Wellhead	Utility	Quarters	Riser	Subsea	EPS	Mobile Type	Location N>59.00,00N; C=56.00,00E to 55.00,00N; S>56.00,00E	Water Depth	Water Depth Category	Age Range	
432	6112	08/01/2007	BLANK	BLANK	FIXED	MANNED	PRODUCTION	NO	NO	NO	NO	ND	NO	NOT A MOBILE UNIT	C	100	100-700	0-5	
456	0088	04/01/1996	BLANK	BLANK	FIXED	MANNED	PRODUCTION	NO	YES	NO	YES	NO	NO	NOT A MOBILE UNIT	S	28	0-100	15-20	
464	6080	05/01/1997	BLANK	BLANK	FIXED	UNMANNED	PRODUCTION	YES	NO	NO	NO	NO	NO	NOT A MOBILE UNIT	S	7	0-100	10-15	
S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG					
[1] HYDROCARBON (HC) RELEASED															[2] ESTIMATED QUANTITY RELEASED	[3] DURATION OF LEAK			
Incident Year (Fiscal)	Incident Year Quarter (Fiscal)	Incident Year Calendar	Incident Year Quarter (Calendar)	Incident Date	Incident Time	Non-process/Process?	Non Process Type	Process Type	Gas Density (kg/m³)	GOR	GOR Unit	H2S Level (ppm)	Estimated quantity released (kg)	Duration of leak (mins)					
2011/2012	2	2011	3	08/08/2011	02:00:00	PROCESS	N/A	GAS	4,1	BLANK	BLANK	15000	40	343					
2011/2012	1	2011	2	18/06/2011	14:28:00	PROCESS	N/A	GAS	3,36	BLANK	BLANK	6000	3,2	15,7					
2011/2012	1	2011	2	12/04/2011	15:45:00	PROCESS	N/A	GAS	46,39163	BLANK	BLANK	1000	0,283	22					
AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ										
[4] LOCATION OF LEAK																			
Module Name	System Code			System Primary	System Secondary	System Tertiary	System Quaternary	Separation Train Number	Separation Train Total	Separation Train Stage	Equipment Code								
Analyser House (Inst AT - S1543 - P Level 3 Mezz East)	EXPORT_GAS			EXPORT	GAS	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	INSTRUMENTS								
Stripping Gas Compressor B Enclosure, DD Weather	PROCESSING_OIL_OILTREATMENT			PROCESSING	OIL	OIL TREATMENT	N/A	N/A	N/A	N/A	COMPRESSORS_RECIPROCATIN								
Lennox Wellhead	WELL_GASPRODUCTIO_SURFACE			WELL	GAS PRODUCTION	SURFACE	N/A	N/A	N/A	N/A	VALVEACTUATE_CHOKE_3D11								
AR	AS	AT	AU	AV	AW	AX	AY	AZ	BA	BB	BC	BD	BE	BF					
VALVES				FLANGES				PIG RECEIVERS / LAUNCHERS				PIPING				PIPELINES			
Equipment Primary	Equipment Secondary	Equipment Tertiary	Valve Type	Valve Size (mm)	Flange Type	Flange Rating (barg)	Flange size (mm)	Type	Length (mm)	Diameter (mm)	Piping Rating (barg)	Piping Size (mm)	Pipeline Rating	Pipeline Size					
INSTRUMENTS	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A					
COMPRESSORS	RECIPROCATING	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A					
VALVE ACTUATED	CHOKE	3D11	OTHER	130	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A					

BG	BH	BI	BJ	BK	BL	BM	BN	BO	BP	BQ	BR	BS	BT	BU
PRESSURE VESSELS	STORAGE TANK CAPACITY	[5] HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION	[6] EQUIVALENT HOLE DIAMETER	[7] MODULE VENTILATION			[8] WEATHER CONDITIONS			[9] SYSTEM PRESSURE			[10] TOTAL HC INVENTORY IN SYSTEM	
Length (mm)	Diameter (mm)	Storage Tank Capacity (kg)	Hazardous Area Classification (1 / 2 / U)	Equivalent hole diameter [mm]	(Natural / Forced)	How many sides enclosed?	Module Volume (m³)	No. of Air Changes per Day	Wind Speed (knots)	Wind Direction	Other Weather Conditions [Free Text]	Design [MAOP] Pressure	Actual Pressure	System Inventory
N/A	N/A	N/A	1	4	NATURAL	BLANK	BLANK	BLANK	BLANK	BLANK	MISSING	3,5	3,5	0,41
N/A	N/A	N/A	2	7,2	FORCED	6	96	BLANK	6,1776	265	dry	8	2,02	23,55
N/A	N/A	N/A	2	0,16	NATURAL	3	BLANK	BLANK	7,722	260	BLANK	90	56	0,4

BV	BW	BX	BY	BZ	CA	CB	CC	CD	CE	CF	CG	CH
[11] MEANS OF DETECTION					[12] EXTENT OF DISPERSION	[13] CAUSE OF LEAK						
Heat Detector	Smoke Detector	Flame Detector	Gas Detector	Other Detector	Specify other	Extent of Dispersion (free text)	Was there a Design Failure?	Design Cause	Was there an Equipment failure?	Equipment Failure Primary	Equipment Failure Secondary	Was there an operational cause?
NO	NO	NO	NO	YES	VISUAL	Leak occurred in a gas conditioning unit (Box)	NO	NO DESIGN FAILURE	NO	NO EQUIPMENT FAILURE	N/A	YES
NO	NO	NO	YES	NO	N/A	Release was contained within Stripping Gas	NO	NO DESIGN FAILURE	YES	MECHANICAL	WEAROUT	NO
NO	NO	NO	NO	YES	SMELL	Small leak dispersed through natural , no fixed	NO	NO DESIGN FAILURE	YES	EROSION	N/A	NO

CS	CT	CU	CV	CW	CX	CY	CZ	DA	DB	DC	DD	DE	DF	DG	DH	DI	DJ
[14] DID IGNITION OCCUR?						[15] IGNITION SOURCE	[16] WHAT EMERGENCY ACTION WAS TAKEN?										
Did ignition occur	Ignition Delayed	Delay Time (seconds)	First Ignition Event	Second Ignition Event	Third Ignition Event	Fourth Ignition Event	Ignition Source (describe, if known)	Did shutdown occur?	Shutdown Action	Did blowdown occur?	Blowdown Action	Did Deluge occur?	Deluge Action	Did CO2/Halon occur?	CO2 / Halon Action	Did Muster occur?	Muster Action
NO	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	YES	MANUAL	NO	N/A	NO	N/A	NO	N/A	NO	N/A
NO	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	YES	MANUAL	NO	N/A	NO	N/A	NO	N/A	YES	AT STATIONS
NO	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	NO	N/A	NO	N/A	NO	N/A	NO	N/A	YES	AT STATIONS

CI	CJ	CK	CL	CM	CN	CO	CP	CQ	CR
Operational Failure Primary	Operational failure Secondary	Was there a procedural failure	Procedural failure primary	Procedural failure secondary	Procedural failure tertiary	Operational Mode - Primary	Operational Mode - Secondary	Operational Mode - Tertiary	Operational Mode - Quarternary
LEFT OPEN	N/A	YES	NON-COMPLIANCE	WITH PROCEDURE	N/A	NORMAL PRODUCTION	N/A	N/A	N/A
NO OPERATIONAL FAILURE	N/A	NO	NO PROCEDURAL FAILURE	N/A	N/A	REINSTATEMENT/STARTUP	STARTUP	N/A	N/A

DK	DL	DM	DN
[17] ANY ADDITIONAL COMMENTS			
Did other Emergency Actions occur?	Detail of other emergency actions taken	Comments	Severity
BLANK	BLANK	This incident report is linked to OIR9B F5369321DA, which was	SIGNIFICANT
BLANK	BLANK	BLANK	SIGNIFICANT
BLANK	BLANK	Defective Choke Valve changed out like for like. Investigation into the	MINOR

**Figura IV.2. Base dados dos acidentes ocorridos no Reino Unido no período de 1992-2015. (HSE, 2016)**

As avaliações para os casos accidentais envolvendo H<sub>2</sub>S foram apresentadas por ano e em formato de tabelas.

**Tabela IV.1. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2011.**

Ano: 2011

Caso1:

No dia 08 de agosto de 2011, às 02:00 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O vazamento aconteceu em uma unidade de condicionamento de gás, onde um tubo de pequeno diâmetro foi encontrado desconectado. O acidente foi ocasionado por erro operacional e o vazamento foi detectado visualmente. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 15000 ppm e a duração do vazamento foi de 343 minutos.

Caso 2:

No dia 18 de junho de 2011, às 14:28 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O vazamento foi ocasionado pelo desgaste mecânico dos equipamentos responsáveis pelo tratamento do óleo e gás. Não houve erro operacional e o vazamento foi detectado por um detector de gás. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 6000 ppm e a duração do vazamento foi de 15,7 minutos.

Caso 3:

No dia 12 de abril de 2011, às 15:45 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado por um defeito mecânico em uma válvula e não houve erro operacional. O vazamento foi detectado pelo odor. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 1000 ppm e a duração do vazamento foi de 22 minutos.

**Tabela IV.2. Avaliação dos casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2011.**

Ano: 2011			Caso 1	Caso 2	Caso 3
Dados do Acidente	Valor de H <sub>2</sub> S (ppm)		15000	6000	1000
	Duração (min)		343	15,7	22
	Valor de exposição em 8 horas		10719	196	46
	Valor de exposição em 15 minutos		-	-	-
		Parâmetro (ppm)	Classificação		
Valor da NR15	Limite de Tolerância	8	-	-	-
	Valor Máximo	16	Excede	Excede	Excede
ACGIH	TLV-TWA (2005)	10	-	-	-
	TLV-STEL (2005)	15	Excede	Excede	Excede
	TLV-TWA (2014)	1	-	-	-
	TLV-STEL (2014)	5	Excede	Excede	Excede
AEGL	1 ( 10 min)	0.75	-	-	-
	2 ( 10 min)	41	-	-	-
	3 ( 10 min)	76	Excede	Excede	Excede
	1 ( 30 min)	0.60	-	-	-
	2 ( 30 min)	32	-	-	-
	3 ( 30 min)	59	Excede	Excede	Excede
IPVS	(30 min)	100	Excede	-	-

Os três casos acidentais de vazamento envolvendo H<sub>2</sub>S em 2011 ultrapassaram o Valor Máximo aceitável pela NR15, o que indica risco grave e iminente. Como o Valor Máximo foi excedido, o Limite de Tolerância também foi, o que indica risco ocupacional. Além disso, observando a ACGIH, que está relacionada ao risco científico ocupacional, os três casos excederam o TLV-STEL nos parâmetros definidos em 2005 e nos parâmetros revisados em 2014. Com isso é possível verificar que o trabalhador está exposto ao risco ocupacional.

O AEGL e o IPVS são utilizados em toxicologia de emergência e relacionam o tempo de exposição com a concentração. Nos três casos analisados, o AEGL foi excedido no nível três para 30 minutos e 10 minutos, o que indica que a pessoa exposta a essas concentrações de H<sub>2</sub>S tem menos de 10 minutos para se retirar daquele ambiente, caso contrário poderá sofrer com os efeitos a longo prazo e essa exposição pode ser letal. O IPVS indica uma exposição respiratória aguda e no caso 1 excede o parâmetro de 100 ppm em 30 minutos, ou seja, em caso de falha do equipamento respiratório uma pessoa exposta a esse ambiente não conseguiria sair com vida. Para os casos 2 e 3 os vazamentos tiveram duração inferior a 30 minutos, no entanto as concentrações foram elevadas e o indicado seria o uso de equipamento de proteção respiratória.

**Tabela IV.3. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2012.**

Ano: 2012

Caso1:

No dia 04 de novembro de 2012, às 14:00 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O vazamento aconteceu na linha de upstream do flare e ocorreu devido à corrosão da tubulação. O vazamento foi detectado pelo barulho e não foi detectado pelo detector de gás. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 50 ppm e a duração do vazamento foi de 10 minutos.

Caso 2:

No dia 20 de junho de 2012, às 12:00 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado por uma falha mecânica e não houve erro operacional. O vazamento foi detectado por um sensor de nível e após investigação verificou-se 40% LEL ( Limite Inferior de Explosividade) na área onde o vazamento ocorreu. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 50 ppm e a duração do vazamento foi de 75 minutos.

Caso 3:

No dia 24 de março de 2012, às 09:30 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado por um erro operacional. Não houve falha de equipamento e o vazamento foi detectado por um detector de gás e de forma visual. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 30 ppm e a duração do vazamento foi de 43 minutos.

**Tabela IV.4. Avaliação dos casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2012.**

Ano: 2012			Caso 1	Caso 2	Caso 3
Dados do Acidente	Valor de H <sub>2</sub> S (ppm)		50	50	30
	Duração (min)		10	75	43
	Valor de exposição em 8 horas		1	8	3
	Valor de exposição em 15 minutos		33	-	-
Valor da NR15	Parâmetro (ppm)		Classificação		
	Limite de Tolerância	8	Aceitável	Atingiu o Limite	Aceitável
Valor Máximo		16	-	-	-
ACGIH	TLV-TWA (2005)	10	-	-	-
	TLV-STEL (2005)	15	Excede	Excede	Excede
	TLV-TWA (2014)	1	-	-	-
	TLV-STEL (2014)	5	Excede	Excede	Excede
AEGL	1 ( 10 min)	0.75	-	-	Excede
	2 ( 10 min)	41	Excede	Excede	-
	3 ( 10 min)	76	-	-	-
	1 ( 30 min)	0.60	-	-	Excede
	2 ( 30 min)	32	-	Excede	-
	3 ( 30 min)	59	-	-	-
IPVS	(30 min)	100	-	Aceitável	Aceitável

Em 2012, os três casos acidentais de vazamento envolvendo H<sub>2</sub>S não ultrapassaram o Valor Máximo aceitável pela NR15, não apresentando risco grave e iminente. Dois destes acidentes, caso 1 e 3, também não excederam o Limite de Tolerância aceitável pela NR15, não indicando risco ocupacional. No entanto, o caso 2 atingiu o Limite de Tolerância aceitável pela NR15, indicando que se caso o vazamento demorasse mais tempo para ser remediado haveria risco ocupacional.

Observando a ACGIH, assim como os casos ocorridos em 2011 os três casos que aconteceram em 2012 excederam o TLV-STEL nos parâmetros definidos em 2005 e nos parâmetros revisados em 2014, indicando que o trabalhador está exposto ao risco ocupacional.

Avaliando o AEGL foi possível observar que nos casos 1 e 2 o AEGL é excedido no nível dois para 10 minutos, o que indica que a pessoa exposta a essas concentrações de H<sub>2</sub>S tem menos de 10 minutos para se retirar daquele ambiente, caso contrário poderá sofrer com efeitos irreversíveis de longo prazo. O acidente que ocorreu no caso 1 durou 10 minutos e por isso não foi realizado a avaliação para 30 minutos, pois para este tempo o vazamento já havia cessado. Já o caso 2 excede o nível dois para 30 minutos.

O caso 3 excede o AEGL no nível um nível para 10 e 30 minutos. Neste caso, os efeitos após a exposição são transitórios e reversíveis, não causando dano grave a pessoa exposta.

Nenhum caso analisado em 2012 indicou uma exposição respiratória aguda, ou seja, o IPVS foi aceitável. Para o caso 1, o vazamento teve duração inferior a 30 minutos, não sendo

viável calcular o IPVS, no entanto, a concentração foi menor que 100 ppm indicando que não era necessário o uso de equipamento de proteção respiratória.

**Tabela IV.5. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2013.**

Ano: 2013	
Caso1:	<p>No dia 22 de abril de 2013, às 19:27 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O vazamento foi ocasionado por erro operacional atribuído a um encaixe na tubulação. O vazamento foi detectado inicialmente pelo detector de gás GDC-60811 que indicou baixo nível gás, em seguida um segundo detector de gás adjacente, GDC-60812, disparou um alarme. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 200 ppm e a duração do vazamento foi de 3 minutos.</p>
Caso 2:	<p>No dia 03 de agosto de 2013, às 11:30 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado por um erro de procedimento devido a abertura de uma válvula no sistema de separação do gás. O vazamento foi detectado visualmente. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 700 ppm e a duração do vazamento foi de 1 minutos.</p>
Caso 3:	<p>No dia 31 de setembro de 2013, às 09:55 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado devido à corrosão no sistema de compressão de gás. Não houve falha operacional e o vazamento não foi detectado por um detector de gás, a detecção foi visual. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 25 ppm e a duração do vazamento foi de 40 minutos.</p>

**Tabela IV.6. Avaliação dos casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2013.**

Ano: 2013			Caso 1	Caso 2	Caso 3
Dados do Acidente	Valor de H <sub>2</sub> S (ppm)		200	700	25
	Duração (min)		3	1	40
	Valor de exposição em 8 horas		1	1	2
	Valor de exposição em 15 minutos		40	47	-
		Parâmetro (ppm)	Classificação		
Valor da NR15	Limite de Tolerância	8	Aceitável	Aceitável	Aceitável
	Valor Máximo	16	-	-	-
ACGIH	TLV-TWA (2005)	10	-	-	-
	TLV-STEL (2005)	15	Excede	Excede	Excede
	TLV-TWA (2014)	1	-	-	-
	TLV-STEL (2014)	5	Excede	Excede	Excede
AEGL	1 ( 10 min)	0.75	-	-	Excede
	2 ( 10 min)	41	-	-	-
	3 ( 10 min)	76	-	-	-
	1 ( 30 min)	0.60	-	-	Excede
	2 ( 30 min)	32	-	-	-
	3 ( 30 min)	59	-	-	-
IPVS	(30 min)	100	-	-	Aceitável

Em 2013, os três casos acidentais de vazamento envolvendo H<sub>2</sub>S não ultrapassaram o Valor Máximo e nem o Limite de Tolerância aceitável pela NR15, não apresentando risco grave e iminente e nem risco ocupacional.

Observando a ACGIH, assim como os casos ocorridos em 2011 e 2012 os três casos que aconteceram em 2013 excederam o TLV-STEL nos parâmetros definidos em 2005 e nos parâmetros revisados em 2014, indicando q risco ocupacional.

Nos casos 1 e 2 o tempo de vazamento foi muito curto, não sendo necessário a avaliação pelo AEGL, já que no menor tempo estipulado pelo AEGL, 10 minutos, o vazamento já havia cessado. O caso 3 excede o AEGL no nível um nível para 10 e 30 minutos. No nível um os efeitos após a exposição são transitórios e reversíveis, não causando dano grave a pessoa exposta. Neste caso, a pessoa tem 10 minutos para se retirar do local, para não sofrer nenhum efeito de desconforto ou irritação.

Assim como em 2012 nenhum caso em 2013 indicou uma exposição respiratória aguda, ou seja, o IPVS foi aceitável. Para os casos 1 e 2, os vazamentos tiveram duração inferior a 30 minutos, não sendo viável calcular o IPVS, no entanto, a concentração de H<sub>2</sub>S foi muito elevada, o que leva a hipótese de que o ideal seria o uso de equipamento de proteção respiratória. No caso 3, a concentração foi menor que 100 ppm indicando que não era necessário o uso de equipamento de proteção respiratória.

**Tabela IV.7. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2014.**

Ano: 2014
-----------

Caso 1:

No dia 17 de novembro de 2014, às 10:51 h ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado por erro de manutenção inapropriada e pela corrosão da tubulação. O vazamento foi detectado visualmente. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 200 ppm e a duração do vazamento foi de 30 minutos.

Caso 2:

No dia 26 de março de 2014, às 23:10 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado por uma falha no sistema de compressão do gás e não foi constatado erro operacional. O vazamento foi detectado por um detector de gás. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 20 ppm e a duração do vazamento foi de 55 minutos.

Caso 3:

No dia 06 de março de 2014, às 01:40 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma fixa. O acidente ocorreu no sistema de compressão do gás devido a corrosão e não foi constatado erro operacional. O vazamento não foi detectado pelo detector de gás e sim através do cheiro. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 4500 ppm e a duração do vazamento foi de 100 minutos.

**Tabela IV.8. Avaliação dos casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2014.**

Ano: 2014			Caso 1	Caso 2	Caso 3
Dados do Acidente	Valor de H <sub>2</sub> S (ppm)		200	20	4500
	Duração (min)		30	55	100
	Valor de exposição em 8 horas		13	2	938
	Valor de exposição em 15 minutos		-	-	-
Valor da NR15	Parâmetro (ppm)		Classificação		
	Limite de Tolerância	8	Excede	-	-
ACGIH	Valor Máximo	16	Aceitável	Excede	Excede
	TLV-TWA (2005)	10	-	-	-
	TLV-STEL (2005)	15	Excede	Excede	Excede
	TLV-TWA (2014)	1	-	-	-
AEGL	TLV-STEL (2014)	5	Excede	Excede	Excede
	1 ( 10 min)	0.75	-	Excede	-
	2 ( 10 min)	41	-	-	-
	3 ( 10 min)	76	Excede	-	Excede
IPVS	1 ( 30 min)	0.60	-	Excede	-
	2 ( 30 min)	32	-	-	-
	3 ( 30 min)	59	Excede	-	Excede
IPVS		100	Excede	Aceitável	Excede

Em 2014, dois dos três casos acidentais de vazamento envolvendo H<sub>2</sub>S, casos 2 e 3, ultrapassaram o Valor Máximo aceitável pela NR15, indicando risco grave e iminente. O caso 1, não excedeu o Valor Máximo aceitável, mas ultrapassou o Limite de Tolerância, indicando risco ocupacional.

Assim como os demais casos anteriores ocorridos em 2011, 2012 e 2013, todos os acidentes que aconteceram em 2014 excederam o TLV-STEL nos parâmetros definidos em 2005 e nos parâmetros revisados em 2014, indicando que o trabalhador está exposto ao risco ocupacional.

Para os casos 1 e 3 o AEGL foi excedido no nível três para 30 e 10 minutos, o que indica que a pessoa exposta tem menos de 10 minutos para se retirar daquele ambiente, caso contrário poderá sofrer com os efeitos a longo prazo e essa exposição pode ser letal. O IPVS confirma a gravidade dos casos 1 e 3, indicando uma exposição respiratória aguda. Deve ser usado equipamento de proteção respiratória e no caso de falha deste, uma pessoa exposta a esse ambiente não conseguiria sair com vida.

O caso 2 excede o AEGL no nível um nível para 10 e 30 minutos. Conforme discutido anteriormente, para esse nível de exposição os efeitos após a exposição são transitórios e reversíveis. O IPVS é aceitável, já que a concentração é menor que 100 ppm em 30 minutos.

**Tabela IV.9. Casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2015.**

Ano: 2015

Caso1:

No dia 28 de dezembro de 2015, às 16:23 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado por erro de procedimento, fazendo com que o gás migrasse por um furo de 12 mm. O vazamento foi detectado por um detector de gás a 2 m do ponto de liberação medindo 50% LEL ( Limite Inferior de Explosividade). O nível de H<sub>2</sub>S foi de 30 ppm e a duração do vazamento foi de 3 minutos.

Caso 2:

No dia 21 de setembro de 2015, às 13:44 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado devido à fadiga mecânica e por erro operacional no sistema de compressão do gás. O vazamento foi detectado por um detector de gás. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 300 ppm e a duração do vazamento foi de 6 minutos.

Caso 3:

No dia 02 de fevereiro de 2015, às 16:50 h, ocorreu um vazamento de gás em uma plataforma de produção. O acidente foi ocasionado pela corrosão interna do flare. Segundo o relatório da HSE, o vazamento foi detectado por um detector de gás. O nível de H<sub>2</sub>S foi de 500 ppm e a duração do vazamento foi de 46 minutos.

**Tabela IV.10. Avaliação dos casos de vazamentos de H<sub>2</sub>S no Reino Unido ocorridos em 2015.**

Ano: 2015			Caso 1	Caso 2	Caso 3
Dados do Acidente	Valor de H <sub>2</sub> S (ppm)		30	300	500
	Duração (min)		3	6	46
	Valor de exposição em 8 horas		0	4	48
	Valor de exposição em 15 minutos		6	120	-
Valor da NR15	Parâmetro (ppm)		Classificação		
	Limite de Tolerância	8	Aceitável	Aceitável	-
ACGIH	Valor Máximo	16	Aceitável	Aceitável	Excede
	TLV-TWA (2005)	10	Aceitável	-	-
	TLV-STEL (2005)	15	Aceitável	Excede	Excede
	TLV-TWA (2014)	1	-	-	-
AEGL	TLV-STEL (2014)	5	Excede	Excede	Excede
	1 ( 10 min)	0.75	-	-	-
	2 ( 10 min)	41	-	-	-
	3 ( 10 min)	76	-	-	Excede
IPVS	1 ( 30 min)	0.60	-	-	-
	2 ( 30 min)	32	-	-	-
	3 ( 30 min)	59	-	-	Excede
IPVS		100	-	-	Excede

Em 2015, dois dos três casos acidentais de vazamento envolvendo H<sub>2</sub>S, casos 1 e 2, não ultrapassaram o Valor Máximo e nem o Limite de Tolerância aceitável pela NR15, não apresentando risco grave e iminente e nem risco ocupacional. Para estes casos, os vazamentos tiveram duração inferior a 10 e 30 minutos, não sendo viável calcular o IPVS e o AEGL.

O caso 3, por sua vez, ultrapassou o Valor Máximo aceitável pela NR15, indicando risco grave e iminente. Excedeu o AEGL no nível três para 30 e 10 minutos, o que indica que a pessoa exposta tem menos de 10 minutos para se retirar daquele ambiente, caso contrário poderá sofrer com os efeitos a longo prazo e essa exposição pode ser letal. O IPVS indicou que houve uma exposição respiratória aguda, sendo necessário o uso equipamento de proteção respiratória.

O caso 2 e 3 ocorridos em 2015, assim como os demais casos anteriores ocorridos em 2011, 2012 e 2013 e 2014 excederam o TLV-STEL nos parâmetros definidos em 2005 e nos parâmetros revisados em 2014, indicando que o trabalhador está exposto ao risco ocupacional.

O caso 1 no entanto, mostra que a atualização dos valores do TLV-STEL e do TLV-TWA impactou na avaliação do acidente. Pelos parâmetros definidos em 2005 o caso 1 não excedia nem o TLV-STEL e nem o TLV-TWA, indicando que não havia risco ocupacional. Mas com a atualização dos valores o caso 1 excede o TLV-STEL e representa risco ocupacional.

## V. CONCLUSÕES

Baseado no número de reservas de óleo e gás ainda disponíveis para exploração, acredita-se que a indústria do petróleo se manterá em destaque na matriz energética mundial por alguns anos. Desta forma a complexidade das operações que envolvem a parte de produção e exploração exige um alto nível de segurança, de forma que todos os processos sejam bem definidos e executados de forma correta.

Com este trabalho foi possível entender a estrutura e o fluxo das operações offshore, bem como identificar os principais perigos que envolvem essa atividade. Foi possível também observar que dados referentes a pequenos acidentes são pouco divulgados.

O Reino Unido é considerado referência em questões de saúde, segurança e meio ambiente, tendo dados relatados tanto de pequenos quanto de grandes acidentes. Com isso, fazendo um levantamento histórico de alguns casos de vazamentos de pequena proporção foi possível constatar que acidentes envolvendo H<sub>2</sub>S apresenta risco ocupacional ao trabalhador. Comparando os parâmetros de toxicologia ocupacional utilizados, NR15 e ACGIH (2005 e 2014), foi possível observar que mesmo quando as concentrações se enquadravam dentro do limite de tolerância da NR15, não atendiam os índices da ACGIH. Notou-se também, que a ACGIH teve uma revisão nos seus parâmetros e o que era aceitável a quase 10 anos atrás, já não é considerado seguro atualmente. Conclui-se que pode ser necessário uma revisão dos parâmetros utilizados pela NR15 que apesar de ter caráter indenizatório, muitas vezes é consultada na implementação do PPRA.

Em termos de toxicologia de emergência, foi possível verificar que quando o tempo é muito curto não se tem parâmetros para saber o quanto tempo a pessoa exposta ao H<sub>2</sub>S tem para se retirar do local sem sofrer nenhum dano. A maioria dos acidentes analisados excederam o AEGL no nível 3 em 10 minutos. O nível 3 é o mais preocupante já que pode ocasionar morte, sendo que 10 minutos é um tempo curto para a fuga daqueles que foram expostos ao H<sub>2</sub>S. Alguns acidentes tiveram o IPVS excedido, ou seja, houve uma exposição respiratória aguda e as pessoas expostas teriam no máximo 30 minutos para se retirar do local em caso de falha do equipamento respiratório, podendo ocasionar morte.

As análises realizadas foram feitas de forma simplificada sem considerar demais agentes químicos presentes, o que pode agravar ainda mais o quadro que o trabalhador é exposto. Em termos de número de acidentes foi possível observar que houve uma redução

ao longo dos anos, o que não pode ser observado no caso da toxicologia. Além disso, é possível verificar que o maior número de acidentes se concentra em casos de pequena proporção.

É importante ressaltar que o esforço das empresas deve sempre se concentrar na tentativa de se antecipar os riscos, implicando para isto o envolvimento de todos os atores envolvidos na cadeia, executivos, engenheiros e operadores, visando uma construção e reflexão necessária ao desenvolvimento de uma verdadeira Cultura de Segurança.

Se faz necessário uma avaliação toxicológica quando se realiza o gerenciamento de riscos, já que agentes tóxicos podem ser tão letais quanto uma falha de processos, equipamento ou falha humana. O desenvolvimento de outros estudos referentes a toxicologia poderá contribuir ainda mais para despertar a importância desse tema na indústria offshore. Bem como o desenvolvimento de legislações mais rígidas para o acompanhamento da saúde do trabalhador.

## **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2016.** Rio de Janeiro: ANP, 2016.

AICHE. **Guidelines for chemical process quantitative risk analysis, 2nd Ed.** New York: Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, 2000.

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

ALMEIDA, T.S.S. **Avaliação de Segurança de Processo Aplicada à Indústria de Gases.** Monografia (Pós-graduação em Engenharia de Segurança do Trabalho), Rio de Janeiro: UFRJ/EP, 2011.

AMORIM, T. O. **Plataformas Offshore: Uma Breve Análise desde a Construção ao Descomissionamento.** Monografia (Graduação em Ciência e Tecnologia) Rio de Janeiro: UEZO, 2010.

API. **Management of Process Hazards: API Recommended Practice 750.** API, 1990.

ARNOLD & ITKIN LLP. **Maritime Risk Of Hydrogen Sulfide.** Disponível em: <<https://www.offshoreinjuryfirm.com/offshore-injuries/types-of-accidents/hydrogen-sulfide-exposure/>>. Acesso em: 19 de junho de 2017.

ASSOCIATION ADVANCING OCCUPATIONAL AND ENVIRONMENTAL HEALTH (AAOEH). **2005 TLVS e BEIS.** Associação Brasileira de Higienistas Ocupacionais. (ABHO), 2005.

ASSOCIATION ADVANCING OCCUPATIONAL AND ENVIRONMENTAL HEALTH (AAOEH). **2008 TLVS e BEIS.** Associação Brasileira de Higienistas Ocupacionais. (ABHO), 2008.

ASSOCIATION ADVANCING OCCUPATIONAL AND ENVIRONMENTAL HEALTH (AAOEH). **2014 TLVS e BEIS.** Associação Brasileira de Higienistas Ocupacionais. (ABHO), 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NR 15: Atividades e Operações Insalubres.** Rio de Janeiro, 2011.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NR 9 - Programa De Prevenção de Riscos Ambientais.** Rio de Janeiro, 2014.

BRUCHER, G. A. **O pico de produção do petróleo: uma análise das visões otimista e pessimista.** Monografia (Graduação em Economia), Rio de Janeiro: UFRJ/IE, 2008.

CALIL, L. F. P. **Metodologia para Gerenciamento de Risco: Foco na Segurança e na Continuidade.** Tese (Doutorado), Florianópolis: UFSC, 2009.

COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO (CETESB). **P4.261: Risco de Acidente de Origem Tecnológica - Método para decisão e termos de referência.** São Paulo: 2014.

CROWL, D. A.; LOUVAR, J. F. **Chemical Process Safety**, 2<sup>a</sup> ed, Prentice Hall PTR, 2002.

DANIELSSON, F. et al. **Analysis of H 2 S-Incidents in Geothermal and Other Industries**. OECD/WGCA, 2009.

DRILLING COMPANY. **How to ensure H2S safety on offshore rigs.** Disponível em: <<http://www.drillingcontractor.org/how-to-ensure-h2s-safety-on-offshore-rigs-8267>>. Acesso em: 19 de junho de 2017.

FERMA. **Norma de gestão de riscos.** Reino Unido: FERMA, 2002.

FERREIRA, J. P. S. **Segurança de processos em operações offshore: estudo de caso do acidente Deepwater Horizon.** Monografia (Graduação em Engenharia Química), Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2015.

FUSER, I. **O petróleo e o envolvimento militar dos Estados Unidos no Golfo Pérsico (1945-2003).** 2005. 329 f. Dissertação (Mestrado) - UNESP/UNICAMP/PUC-SP, Programa San Tiago Dantas, 2005.

GLOBAL, B. P. **BP statistical review of world energy.** Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>>. Acesso em: 18 de junho de 2017.

GONÇALVES FILHO, A. P. **Cultura e gestão da segurança no trabalho: uma proposta de modelo.** Gestão & Produção, v. 18, n. 1, 2011.

HSE, **Methods of approximation and determination of human vulnerability for offshore major accident hazard assessment.** Disponível em: <[http://www.hse.gov.uk/foi/internalops/hid\\_circs/technical\\_osd/spc\\_tech\\_osd\\_30/spctecosd3\\_0.pdf](http://www.hse.gov.uk/foi/internalops/hid_circs/technical_osd/spc_tech_osd_30/spctecosd3_0.pdf)>. Acesso em: 18 de junho de 2017.

HSE, **Health and safety at work. Summary statistics for Great Britain 2016.** Disponível em: <<http://www.hse.gov.uk/pubns/statsposter16.htm>>. Acesso em: 18 de junho de 2016.

LLORY, M. **Acidentes industriais: o custo do silêncio.** Rio de Janeiro: Shulti Ação, 2001.

MAIA, C. S.; BORBA, T. d. (s.d.). **HAZOP de um Sistema de Gás Combustível com Apoio de Simulação Dinâmica.** Monografia (Graduação em Engenharia Química), Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2012.

MARIANO, J. B. **Impactos ambientais do refino de petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

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

NOLAN, Dennis P. **Safety and Security Review for the Process Industries: Application of HAZOP, PHA, What-IF and SVA Reviews**. Elsevier, 2014.

OFFSHORE CENTER DANMARK. **OffshoreBook: An introduction to the offshore industry**. Offshore Center Danmark, 2010.

OLIVEIRA, D. S. T. **Simulação Numérica de Hidrociclone para Separação de Esferas Ocas de Lama de Perfuração**. Monografia (Graduação em Engenharia Química), Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2004.

PETROBRAS, **Relatório de sustentabilidade**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2013.

PETROBRAS, **Relatório de sustentabilidade**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2015.

PETROBRAS, **Tipos de Plataformas**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>. Acesso em: 28 de junho de 2017.

PGT. **Geologia do Petróleo**. Rio de Janeiro: Petroleum Geoscience Technology, 2010.

PREVIDÊNCIA SOCIAL, **Anuário Estatístico de Acidente de Trabalho 2007 – Seção I – Estatísticas de Acidentes do Trabalho**. Disponível em: <<http://www.previdencia.gov.br/dados-abertos/aeat-2007-anuario-estatistico-de-acidente-de-trabalho-2007/anuario-estatistico-de-acidente-de-trabalho-2007-secao-i-estatisticas-de-acidentes-do-trabalho/>>. Acesso em: 18 de junho de 2017.

RODRÍGUEZ, C. E. P. **Análise de Risco em Operações de “Offloading” - Um Modelo de Avaliação Probabilística Dinâmica para a Tomada de Decisão**. Tese (Doutorado), São Paulo, 2012.

SÁ, T. S. **Análise quantitativa de risco aplicada à indústria de gases**. Monografia (Graduação em Engenharia Química), Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2008.

SELLA, B. C. **Comparativo entre as Técnicas de Análise de Riscos APR e HAZOP**. Monografia (Especialização em engenharia de segurança do trabalho), Curitiba: UFPR, 2012.

SIQUEIRA, R.B.N. **Estudo sobre Processamento Primário de Petróleo**. Monografia (Graduação em Ciência e Tecnologia) Angicos, RN: UFERSA, 2012.

SOARES, L.C. et al. **Gestão do Trabalho, Saúde e Segurança na Indústria Petrolífera Offshore da Bacia de Campos: Pistas a Partir da Análise Crítica de um Acidente de Trabalho**. XXVIII Encontro Nacional De Engenharia De Produção, Rio de Janeiro: ENEGEP, 2008.

SUTTON, I. **Offshore Safety Management Implementing a SEMS Program**, 2<sup>ª</sup> ed. Elsevier, 2014.

THE AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **Understanding Today’s Crude Oil and Product Markets**. Lexecon, 2006.

THE NATIONAL INSTITUTE FOR OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH (NIOSH). **Immediately Dangerous To Life or Health (IDLH) Values.** Disponível em: <<https://www.cdc.gov/niosh/idlh/intridl4.html>>. Acesso em: 19 de junho de 2017.

THOMAS, J. E. (Org.) et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** Rio de Janeiro: Petrobras, Interciência, 2001.

UNITED STATES DEPARTMENT OF DEFENSE. **MIL-STD-882E: Standard Practice - System Safety.** Department Of Defense, 2012.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA), **Access Acute Exposure Guideline Levels (AEGLs) Values.** Disponível em: <<https://www.epa.gov/aegl/access-acute-exposure-guideline-levels-aegls-values#chemicals>>. Acesso em: 19 de junho de 2017.

VALENTE, V. S. **A importância do estudo dos riscos e dos processos de desenvolvimento de novos materiais em ambiente acadêmico.** Tese (Mestrado), Curitiba: UFPR, 2012.

VINNEM, Jan Erik. **On the analysis of hydrocarbon leaks in the Norwegian offshore industry.** Journal of Loss Prevention in the Process Industries, v. 25, n. 4, p. 709-717, 2012.

## APÊNDICE A1- NR15

Tabela III.1. Fator desvio (NR15).

L.T.	F.D.
(pp, ou mg/m <sup>3</sup> )	
0 a 1	3
1 a 10	2
10 a 100	1,5
100 a 1000	1,25
acima de 1000	1,1

Tabela III.2. Limite de tolerância (NR 15).

AGENTES QUÍMICOS	Valor teto	Absorção também p/pele	Até 48 horas/semana		Grau de insalubridade a ser considerado no caso de sua caracterização
			ppm*	mg/m <sup>3</sup> **	
Acetaldeido			78	140	máximo
Acetato de cellosolve	+		78	420	médio
Acetato de éter monoetílico de etileno glicol (metil cellosolve)			-	-	-
Etilamina			8	14	máximo
Etilbenzeno			78	340	médio
Etileno		Asfixiante		simples	
Etilenoimina	+	0,4	0,8		máximo
Etil mercaptana			0,4	0,8	médio
n-Etil morfolina	+	16	74		médio
2-Etoxietanol	+	78	290		médio
Fenol	+	4	15		máximo
Fluortriclorometano (freon 11)			780	4370	médio
Formaldeído (formol)	+		1,6	2,3	máximo
Fosfina (fosfamina)			0,23	0,3	máximo
Fosgênio			0,08	0,3	máximo
Freon 11 (vide flortriclorometano)			-	-	
Freon 12 (vide diclorodiflormetano)			-	-	
Freon 22 (vide clorodifluorometano)			-	-	
Freon 113 (vide 1,1,2, tricloro-1,2,2-trifluoretano)			-	-	-
Freon 114 (vide dechlorotetrafluoretano)			-	-	-
Gás amoniaco (vide amônia)			-	-	-
Gás carbônico (vide dióxido de carbono)			-	-	-
Gás cianídrico (vide ácido cianídrico)			-	-	-
Gás clorídrico (vide ácido clorídrico)			-	-	-
Gás sulfídrico			8	12	máximo
Hélio		Asfixiante		simples	
Hidrazina	+	0,08	0,08		máximo
Hidreto de antimônio (vide estúbina)			-	-	-
Hidrogênio		Asfixiante		simples	
Isobutanol (vide álcool isobutilico)			-	-	-
Isopropilamina			4	9,5	médio
Isopropil benzeno (vide cumeno)			-	-	-
Mercurio (todas as formas exceto orgânicas)				0,04	máximo
Metacrilato de metila			78	320	mínimo
Metano		Asfixiante		simples	
Metanol (vide álcool metílico)			-	-	-
Metilamina			8	9,5	máximo
Metil cellosolve	+	20	60		máximo
Metil ciclobexanol			39	180	médio
Metilcloroformio			275	1480	médio
Metil demetona	+		-	0,4	máximo
metil etil cetona			155	460	médio
Metil isobutilcarbinol	+	20	78		máximo
Metil mercaptana (metanotol)			0,04	0,8	médio
2-Metoxi etanol (vide metil cellosolve)			-	-	-
Monometil hidrazina	+	+	0,16	0,27	máximo
Monóxido de carbono			39	43	máximo
Negro de fumo <sup>(1)</sup>				3,5	máximo
Neônio		Asfixiante		simples	
Niquel carbonila (níquel tetracarbonila)			0,04	0,28	máximo
Nitrito de n-propila			20	85	máximo
Nitroetano			78	245	médio
Nitrometano			78	195	máximo
1 - Nitropropano			20	70	médio
2 - Nitropropano			20	70	médio
Oxido de etileno			39	70	máximo

(1) Incluído pela Portaria DNSST n.º 09, de 09 de outubro de 1992)

## APÊNDICE A2-ACGIH

Substance [CAS No.]	2005 ADOPTED VALUES			MW	TLV® Basis — Critical Effect(s)
	TWA	STEL	Notations		
Hydrogen cyanide and Cyanide salts, as CN					CNS; irritation; anoxia; lung; thyroid
Hydrogen cyanide [74-90-8]	—	C 4.7 ppm	Skin	27.03	
Cyanide salts	—	C 5 mg/m <sup>3</sup>	Skin	Varies	
* Hydrogen fluoride [7664-39-3], as F	0.5 ppm	C 2 ppm	BEI	20.01	Pulmonary inflammation [TWA]; lung damage [Ceiling]
Hydrogen peroxide [7722-84-1]	1 ppm	—	A3	34.02	Irritation; pulmonary edema
Hydrogen selenide [7783-07-5]	0.05 ppm	—	—	80.98	Irritation; GI
‡ Hydrogen sulfide [7783-06-4]	(10 ppm)	(15 ppm)	—	34.08	Irritation; CNS
Hydroquinone [123-31-9]	2 mg/m <sup>3</sup>	—	A3	110.11	CNS; dermatitis; ocular
2-I-hydroxypropyl acrylate [99-61-1]	0.5 ppm	—	Skin; SEN	130.14	Irritation; sensitization
Indene [95-13-6]	10 ppm	—	—	116.15	Irritation; liver; kidney
Iodium [7440-74-0] and compounds, as In	0.1 mg/m <sup>3</sup>	—	—	49.00	Pulmonary edema; bone; GI
Iodine [7553-56-2]	—	C 0.1 ppm	—	253.81	Irritation
Iodoform [75-47-8]	0.6 ppm	—	—	393.78	CNS; liver; kidney; CVS
‡ Iron oxide (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ) [1309-37-1] (dust & fume), as Fe	(5 mg/m <sup>3</sup> )	(—)	(A4)	159.70	(Pneumoconiosis)
Iron pentacarbonyl [13463-40-6]	0.1 ppm	0.2 ppm	—	195.90	Pulmonary edema; CNS
Iron salts, soluble, as Fe	1 mg/m <sup>3</sup>	—	—	Varies	Irritation
Isoamyl alcohol [123-51-3]	100 ppm	125 ppm	—	88.15	Irritation
Isobutanol [78-83-1]	50 ppm	—	—	74.12	Irritation; ocular
Isobutyl acetate [110-19-0]	150 ppm	—	—	116.16	Irritation
Isobutyl nitrite [542-56-3]	—	C 1 ppm (IV)	A3; BEI <sub>M</sub>	103.12	Anoxia; blood
Isooctyl alcohol [26952-21-6]	50 ppm	—	Skin	130.23	Irritation
Isophorone [78-59-1]	—	C 5 ppm	A3	139.21	Irritation; narcosis
Isophorone diisocyanate [4098-71-9]	0.005 ppm	—	—	222.30	Dermatitis; asthma; sensitization
Isopropanol [67-63-0]	200 ppm	400 ppm	A4	60.09	Irritation; CNS
2-Isopropoxyethanol [109-59-1]	26 ppm	—	Skin	104.15	Blood
Isopropyl acetate [108-21-4]	100 ppm	200 ppm	—	102.13	Irritation; eye
Isopropylamine [75-31-0]	5 ppm	10 ppm	—	59.08	Irritation
N-Isopropylaniline [768-52-5]	2 ppm	—	Skin; BEI <sub>M</sub>	135.21	Blood
Isopropyl ether [108-20-3]	250 ppm	310 ppm	—	102.17	Irritation
Isopropyl glycidyl ether (IGE) [4016-14-2]	50 ppm	75 ppm	—	116.18	Irritation; dermatitis
Kaolin [1332-58-7]	2 mg/m <sup>3</sup> (ER)	—	A4	—	Pneumoconiosis
Kerosene [8008-20-6; 64742-81-0]/Jet fuels, as total hydrocarbon vapor	200 mg/m <sup>3</sup> (P)	—	Skin; A4	Varies	Irritation; CNS; skin
Ketene [463-51-4]	0.5 ppm	1.5 ppm	—	42.04	Lung irritation; lung edema

Substância [Nº CAS]	VALORES ADOTADOS PARA 2014				Peso Mol.	Base do TLV®
	TWA	STEL	Notações			
Silicato de cálcio, sintético não fibroso [1344-95-2] (1988)	10 mg/m <sup>3</sup> (E)	—	A4	—	—	Irr TRS
Silicato de etila [78-10-4] (1979)	10 ppm	—	—	208,30	—	Irr olhos e TRS; dano rins
Silicato de metila [681-84-5] (1978)	1 ppm	—	—	152,22	—	Irr TRS; dano olhos
Subtilisins [1395-21-7; 9014-01-1], como enzima cristalina ativa (1972)	—	C 0,00006 mg/m <sup>3</sup>	—	—	—	Asma; irr pele, TRS e TRI
Sulfamato de amônio [7773-06-0] (1956)	10 mg/m <sup>3</sup>	—	—	114,13	—	
* Sulfato de bário [7727-43-7] (2013)	5 mg/m <sup>3</sup> (I)(E)	—	—	233,43	—	Pneumoconiose
Sulfato de cálcio [7778-18-9; 10034-76-1; 10101-41-4; 13397-24-5] (2005)	10 mg/m <sup>3</sup> (I)	—	—	136,14	—	Sintomas nasais
Sulfato de dimetila [77-78-1] (1985)	0,1 ppm	—	Pele; A3	126,10	—	Irr olhos e pele
Sulfeto de carbonila [463-58-1] (2011)	5 ppm	—	—	60,08	—	Compr SNC
Sulfeto de hidrogênio [7783-06-4] (2009)	1 ppm	5 ppm	—	34,08	—	Irr TRS; compr SNC
Sulfeto de dimetila [75-18-3] (2001)	10 ppm	—	—	62,14	—	Irr TRS
Sulfometuron metil [74222-97-2] (1991)	5 mg/m <sup>3</sup>	—	A4	364,38	—	Efe hematológico
Sulfotep (TEDP) [3689-24-5] (1993)	0,1 mg/m <sup>3</sup> (FIV)	—	Pele; A4; BEI <sub>A</sub>	322,30	—	Inib colinesterase
Sulprofos [35400-43-2] (2008)	0,1 mg/m <sup>3</sup> (FIV)	—	Pele ; A4; BEI <sub>A</sub>	322,43	—	Inib colinesterase

	<b>10 min</b>	<b>30 min</b>	<b>60 min</b>	<b>4 hr</b>	<b>8 hr</b>
<b>AEGL 1</b>	0.75 ppm	0.60 ppm	0.51 ppm	0.36 ppm	0.33 ppm
<b>AEGL 2</b>	41 ppm	32 ppm	27 ppm	20 ppm	17 ppm
<b>AEGL 3</b>	76 ppm	59 ppm	50 ppm	37 ppm	31 ppm

## APÊNDICE A3- AEGL para H<sub>2</sub>S

## APÊNDICE A4- IPVS

Substance	CAS no.	IDLH Value (1994)*	New/Updated Values (2016-present)**
Hydrogen bromide	10035-10-6	<u>30 ppm</u>	
Hydrogen chloride	7647-01-0	<u>50 ppm</u>	
Hydrogen cyanide	74-90-8	<u>50 ppm</u>	
Hydrogen fluoride (as F)	7664-39-3	<u>30 ppm</u>	
Hydrogen peroxide	7722-84-1	<u>75 ppm</u>	
Hydrogen selenide (as Se)	7783-07-5	<u>1 ppm</u>	
Hydrogen sulfide	7783-06-4	<u>100 ppm</u>	
Hydroquinone	123-31-9	<u>50 mg/m<sup>3</sup></u>	
Iodine	7553-56-2	<u>2 ppm</u>	