

II.10.2. ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES AMBIENTAIS

II.10.2.1. Acidentes em Dutos Flexíveis Submarinos e Unidades FPSO - Fontes Internacionais

II.10.2.1.1. *US Department of Transportation - US DOT*

O órgão responsável pela regulação dos transportes nos Estados Unidos, o US DOT (*US Department of Transportation*), publica a estatística de acidentes envolvendo vários tipos de transportes, incluindo os dutos submarinos. Adiante são apresentados os principais resultados publicados h.

Segundo o US DOT, as principais causas iniciadoras de acidentes em dutos submarinos são aquelas apresentadas a seguir.

a) *Causas Naturais*

Os riscos resultantes são essencialmente devidos à:

- ★ Agressividade do meio ambiente provocando a corrosão externa do material do duto;
- ★ Efeitos hidrodinâmicos das ondas e correntes marítimas que afetam a estabilidade do duto em termos de sua sustentação.

Ressalta-se que eventos como tempestades, ciclones, terremotos e deslizamentos do leito do mar apesar de não serem frequentes, são geralmente violentos e causam sérios danos as linhas submarinas. Outros fenômenos naturais podem ser classificados como permanentes ou contínuos e estão relacionados a transporte de sedimentos, erosão e correntezas. Estes provocam um grande número de efeitos, por exemplo:

- ★ Perda da cobertura de proteção dos dutos;
- ★ Aparecimento de zonas livres, isto é, trechos de dutos que ficam sem sustentação em decorrência da ação contínua das correntes marítimas. Estas zonas livres provocam esforços mecânicos (tensões - stress) inadmissíveis no duto, podendo levar à sua ruptura e à formação de vórtices causados por correntes marítimas transversais;
- ★ Mudança na tipologia no leito do mar devido à erosão, correntes marítimas e o movimento dos sedimentos no leito do mar. O mais crítico destes fenômenos é o aparecimento de vãos livres no assoalho.

b) Causas Técnicas

Foram identificadas as seguintes falhas técnicas que deram origem a sequências acidentais.

- *Falha Mecânica de Projeto e Construção*

Os vazamentos atribuídos a esta causa são relativamente raros. Algumas falhas de corrosão identificadas podem ser mais apropriadamente definidas como procedimento de construção de má qualidade na qual a superfície dos dutos foi inadequadamente preparada ou quando as técnicas de revestimento foram aplicadas inadequadamente.

As falhas estruturais ocorreram quando suportes inadequados foram colocados em uma seção que necessitava de controle de esforço. O projeto e a construção de baixa qualidade das sustentações e contenções para os dutos sujeitos a uma grande faixa de variações de temperatura de operação levou a perfuração da parede do duto devido à abrasão ou deformação do mesmo.

O excesso de tensão em flanges ou o emprego de material impróprio em gaxetas também resultaram em vazamentos, assim como grandes impactos durante a construção também podem resultar em corrosão por fadiga e falha eventual.

Pode-se notar que a maioria das falhas, se não são detectadas durante a construção, o serão nos testes hidráulicos e nas inspeções realizadas durante a operação.

- *Ruptura da Solda*

Falhas em soldas acontecem ocasionalmente em algumas redes de dutos mais antigas, mas o alto padrão de solda e as técnicas internacionais de testes não destrutivos (*Non Destructive Test – NDT*), usadas atualmente, praticamente eliminaram esta fonte de problema.

- *Defeito do Material*

Este tipo de causa de vazamento está sendo reduzido com a melhoria do controle dos padrões de qualidade e procedimentos de testes. No passado, em alguns acidentes onde houve ruptura da solda foi verificado que a causa não era a solda, mas sim, do material. As falhas do material e sua contaminação podem ocorrer durante o processo mecânico de laminação.

- *Perda da Cobertura de Proteção*

As consequências dos vários tipos de agressões, tais como, quedas de rejeitos oriundos das plataformas, lançamento de âncoras e redes de pesca podem levar à perda ou danos ao revestimento de concreto da linha ou nos dispositivos de proteção de corrosão, que podem causar a fratura da linha.

- *Falha na Proteção Catódica*

Este tipo de falha ocorre em linhas onde os níveis de proteção são inadequados. Podem ocorrer interferências das estruturas de condutores adjacentes ou de outros sistemas de proteção catódica. A proteção catódica pode ser menos efetiva em projetos de dutos com isolamento.

c) *Causas Operacionais*

Foram identificadas as seguintes causas operacionais:

- *Danos por Forças Externas (Atividade Terciária)*

Foi observado que as forças externas responsáveis pela maioria dos danos aos dutos e, conseqüentemente, dos vazamentos, foram perfurações, dragagens, ancoragens, pesca, descarga de resíduos etc. Pode haver danos devido à sabotagem, porém estes ocorrem em menor número já que o fato do duto ser submerso dificulta este tipo de ação, pois é necessário o uso de equipamentos especiais para chegar até ele e suas estruturas associadas.

Os principais riscos são relativos às dragagens das áreas próximas aos dutos e impactos causados pelas redes de pesca. Os danos causados pelas âncoras são mais frequentes nas proximidades de plataformas ou terminais, sendo que sua intensidade depende basicamente do peso e da velocidade com que estas são lançadas e enterradas no fundo do mar.

- *Corrosão*

A corrosão pode ser externa ou interna. A deterioração de uma instalação industrial pelos efeitos da corrosão é um problema há muito tempo conhecido, mas é provavelmente mais intensa nos dutos, principalmente os submarinos, que em outras áreas da engenharia. No caso da corrosão externa, técnicas modernas de preparação, cobertura da linha e complementar proteção catódica minimizaram o problema a proporções gerenciáveis.

Numericamente a corrosão tem sido o maior contribuinte para os acidentes de vazamentos e, apesar do quantitativo ter diminuído nos últimos anos, os problemas decorrentes de corrosão ainda continuarão influenciando as estatísticas por algum tempo. Em termos dos volumes, a quantidade vazada resultante de corrosão foi comparativamente menor e o impacto ambiental foi desprezível.

O US DOT, através do *Pipeline & Hazardous Materials Safety Administration - PHMSA* publica as estatísticas relativas a acidentes para dutos *onshore* e *offshore*, incluindo gasodutos e oleodutos, linhas de transmissão e de distribuição.

Os dados publicados no PHMSA sobre os acidentes em dutos *offshore* de transporte de gás natural e líquidos perigosos (incluindo óleo cru e líquidos altamente voláteis, inflamáveis e/ou tóxicos) ocorridos no período de 1999 a 2018 registraram 467 acidentes, não havendo registro de fatalidades ou feridos no período.

Considerando-se os registros das causas iniciadoras, de acidentes em dutos *offshore* de transporte de gás natural e líquidos perigosos no período 1999 a 2018, os dados do US DOT – PHMSA apresentaram as informações apresentadas na Tabela II.10.2.1.1-1 e na Figura II.10.2.1.1-1 adiante:

Tabela II.10.2.1.1-1 - Acidentes em Gasodutos Offshore - 1999-2018^a.

CAUSAS INICIADORAS	NUMERO DE ACIDENTES	DISTRIBUIÇÃO % CAUSAS INICIADORAS	NUMERO DE FATALIDADES	NUMERO DE FERIDOS
Corrosão (interna, externa e não especificada)	214	46	-	-
Escavação	12	3	-	-
Erro Operacional	5	1	-	-
Falha de Material (equipamentos, solda, material)	61	13	-	-
Causas Naturais (deslizamentos etc.)	95	20	-	-
Outras Atividades Terciárias (pesca, dano mecânico prévio etc.)	36	8	-	-
Outras Causas (desconhecidas, não especificadas)	44	9	-	-
TOTAIS	467	100,00	-	-

Fonte: US DOT - PHMSA. Ano 2019.

^a Consulta ao site. <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/pipeline-incident-20-year-trends> em 12/03/2019.

A distribuição percentual das causas iniciadoras de acidentes em gasodutos *offshore* está representada a seguir na Figura II.10.2.1.1-1.

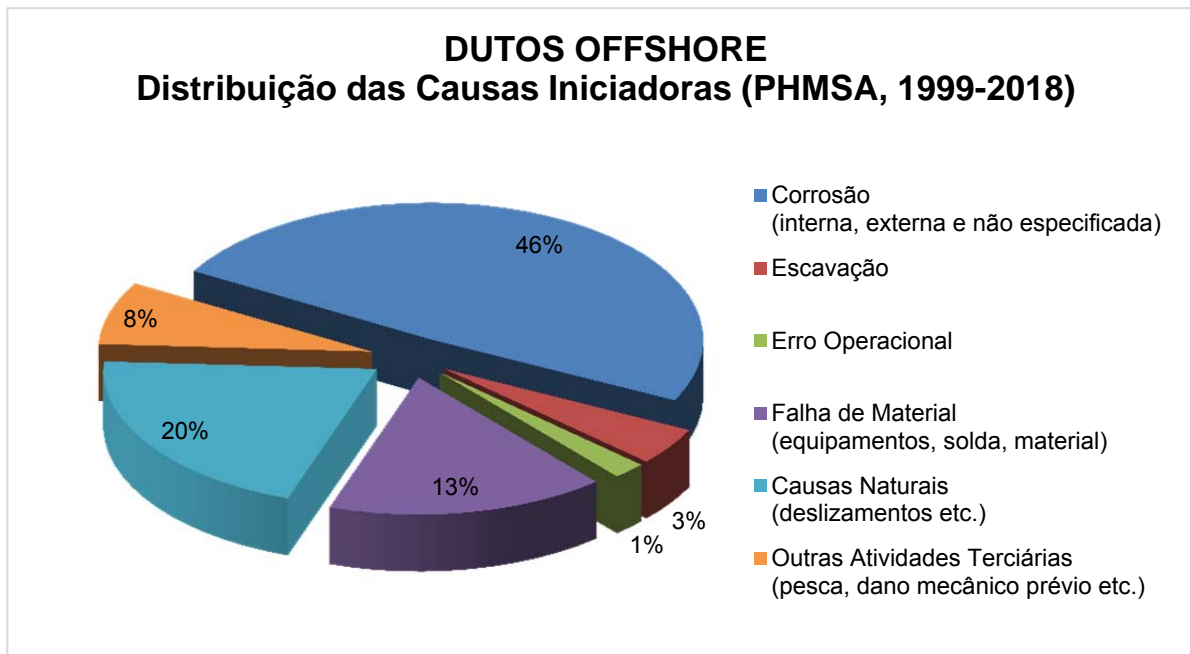


Figura II.10.2.1.1-1 - Distribuição das Causas Iniciadoras de acidentes em dutos *offshore* de transporte de gás natural e produtos líquidos perigosos. Período: 1998-2017. Fonte: US DOT – PHMSA. Ano: 2019.

II.10.2.1.2. Pipeline and Riser Loss Of Containment - PARLOCs Reports

Os relatórios *Pipeline and Riser Loss of Containment - PARLOCs* são reconhecidos como relevantes fontes de informações sobre dados estatísticos e frequências de ocorrência de perdas de contenção em dutos *offshore* e *risers*.

Em Março / 2015, o *Energy Institute* e o *Oil & Gas UK* publicaram em conjunto a atualização do relatório PARLOC-2001: *The Update Of Loss Containment Data For Offshore Pipelines - 2003* que era, até então, a referência mais atual no Reino Unido sobre o tema.

É importante ressaltar que atualização publicada no *PARLOC 2012* considera somente as informações de acidentes em dutos e *risers* de perdas de contenção no Reino Unido durante o período 2001 a 2012 porque somente parte dos dados do período 1990 a 2000 utilizados na elaboração do *PARLOC 2001* estavam disponíveis.

Os dados sobre vazamentos utilizados na elaboração do *PARLOC 2012* foram reportados ao Departamento de Energia e Mudança Climática (*Department of Energy and Climate Change- DECC*) do *UK Health and Safety Executive - HSE* e obtidos através de questionários de pesquisa enviados aos operadores de dutos.

Assim, em razão de *PARLOC 2001* e *PARLOC 2012* apresentarem resultados estatísticos de períodos diferentes e complementares, 1990 a 2000 e 2001 a 2012 respectivamente, adiante serão apresentados os resultados obtidos para dutos flexíveis e seus componentes (conexões, válvulas etc) e uma comparação dos resultados obtidos em ambos.

II.10.2.1.2.1. PARLOC 2001

O relatório *PARLOC-2001: The Update Of Loss Containment Data For Offshore Pipelines - 2003* foi publicado pelo *Health and Safety Executive - HSE*, *Institute of Petroleum - IP* e *United Kingdom Offshore Operators Association – UKOPA*, sendo o 5º relatório publicado da série iniciada em 1990 (1990, 1992, 1994, 1996 e 2001).

No *PARLOC 2001*, ao final do ano de 2000, o número de dutos instalados no Mar do Norte era de 1.567, com extensão total de 24.837 km e uma experiência operacional de 328.858 km-ano. A maior parte dos dutos foi instalada entre os períodos de 1971-1975 e de 1981-1985, sendo que entre 1995-2000, 564 dutos foram instalados. Apesar do número similar de oleodutos e gasodutos, os gasodutos eram mais extensos.

Os dados apresentados no PARLOC 2001 para dutos flexíveis encontram-se nas Tabelas II.10.2.1.2.1-1 a II.10.2.1.2.1-3 a seguir.

Tabela II.10.2.1.2.1-1 - Número de Dutos no Mar do Norte - 2000.

TIPO DE LINHA	PRODUTO TRANSPORTADO			TOTAL
	ÓLEO	GÁS	OUTROS ^b	
Dutos Flexíveis	181	105	212	498

Fonte: PARLOC, 2003

Tabela II.10.2.1.2.1-2 - Comprimento Instalado - Dutos no Mar do Norte - 2000.

TIPO DE LINHA	PRODUTO TRANSPORTADO			TOTAL (km)
	ÓLEO	GÁS	OUTROS ^b	
Dutos Flexíveis	365	600	1.024	1.989

Fonte: PARLOC, 2003

Tabela II.10.2.1.2.1-3 - Experiência Operacional - Dutos no Mar do Norte - 2000.

TIPO DE LINHA	PRODUTO TRANSPORTADO			TOTAL (km.ano)
	ÓLEO	GÁS	OUTROS ^b	
Dutos Flexíveis	2.576	1.959	3.620	8.155

Fonte: PARLOC, 2003

O PARLOC 2001 avaliou 542 incidentes, sendo que deste total, 396 foram relativos a dutos em operação. Destes 396 incidentes, 188 resultaram em vazamentos distribuídos da seguinte forma:

- ★ 65 vazamentos em dutos de aço;
- ★ 31 vazamentos em dutos flexíveis;
- ★ 92 vazamentos em conexões.

^bTransporte de fluidos como água e produtos químicos.

Os acidentes relativos aos dutos flexíveis foram distribuídos nas seguintes localizações:

- ★ Plataforma;
- ★ *Riser*;
- ★ Zona de Segurança (≤ 500 m a partir da plataforma);
- ★ *Mid Line* (> 500 m a partir da plataforma);
- ★ Poço (até 500 m de um poço submarino);
- ★ Zona Próxima ao Litoral;
- ★ Terra;
- ★ Desconhecida.

As causas iniciadoras dos 31 acidentes envolvendo dutos flexíveis em operação e conexões estão sintetizadas nas Tabelas II.10.2.1.2.1-4 e II.10.2.1.2.1-5:

- ★ Dos 31 acidentes, 6 resultaram na ruptura dos dutos. Em 1 acidente o dano foi equivalente a um diâmetro de furo equivalente médio (20 a 80 mm) e nos demais 5, o diâmetro de furo equivalente foi maior que 80mm;
- ★ 19 acidentes com diâmetro de furo equivalente inferior a 20mm resultaram em danos;
- ★ 4 acidentes com diâmetro de furo equivalente médio (20 a 80 mm) resultaram em danos;
- ★ Outros 3 acidentes em dutos flexíveis ocorreram porém não há informações sobre os diâmetros;
- ★ Na maioria dos dutos flexíveis, os diâmetros estavam na faixa 2" a 8";
- ★ 1 acidente com danos a um *riser* de diâmetro 12".

Tabela II.10.2.1.2.1-4 - Distribuição dos Acidentes em Dutos Flexíveis por Causa Iniciadora.

CAUSAS	LOCAL DO VAZAMENTO							
	PLATAFORMA	RISER	ZONA DE SEGURANÇA	MID LINE	POÇO	ZONA PRÓXIMA AO LITORAL	TERRA	DESCONHECIDO
Âncora	-	-	-	-	1	-	-	-
Impacto	-	-	-	1	3	-	-	-
Corrosão	1	-	-	-	-	-	-	-
Estrutural	-	-	-	1	1	-	-	-
Material	-	2	3	4	3	-	-	-
Naturais	-	0	-	-	-	-	-	-
Fogo/ Explosão	-	0	-	-	-	-	-	-
Construção	-	0	-	-	2	-	-	-
Manutenção	-	0	-	1	-	-	-	-
Outras	-	3	-	2	-	-	-	-
Total	1	5	3	9	10	-	-	3

Fonte: PARLOC, 2003.

Tabela II.10.2.1.2.1-5 - Distribuição dos Acidentes em conexões de Dutos Flexíveis por Causa Iniciadora.

CAUSAS	LOCAL DO VAZAMENTO								TOTAL
	PLATAFORMA	RISER	ZONA DE SEGURANÇA	MID LINE	POÇO	ZONA PRÓXIMA AO LITORAL	TERRA	DESCONHECIDO	
Falha Material (falhas em soldas etc)	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Conexão	-	1	-	-	-	-	-	-	1
ESDV	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Flange	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Conexão do sistema de carga	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Falha no selo	-	1	-	-	1	-	-	-	2
TOTAL	2	2	2	-	1	-	-	-	7

Fonte: PARLOC, 2003.

Tabela II.10.2.1.2.1-6 - Frequência de acidentes com vazamento em dutos flexíveis em função do comprimento.

COMPRIMENTO	FREQUÊNCIA (oc/ano)
< 2 km	5,46E-03
2 e 5 km	2,61E-03
> 5 km	1,18E-04

Fonte: PARLOC, 2003.

A Tabela II.10.2.1.2.1-7 a seguir indica as faixas dos diâmetros dos dutos flexíveis afetadas por acidentes.

Tabela II.10.2.1.2.1-7 - Distribuição do Número de Acidentes com Vazamento em Dutos flexíveis pelo Diâmetro do duto.

DIÂMETRO DO DUTO (POLEGADAS)	Nº DE ACIDENTES COM VAZAMENTO EM DUTOS FLEXÍVEIS
2 a 9	25
10 a 16	3
Desconhecido	3

Fonte: PARLOC, 2003.

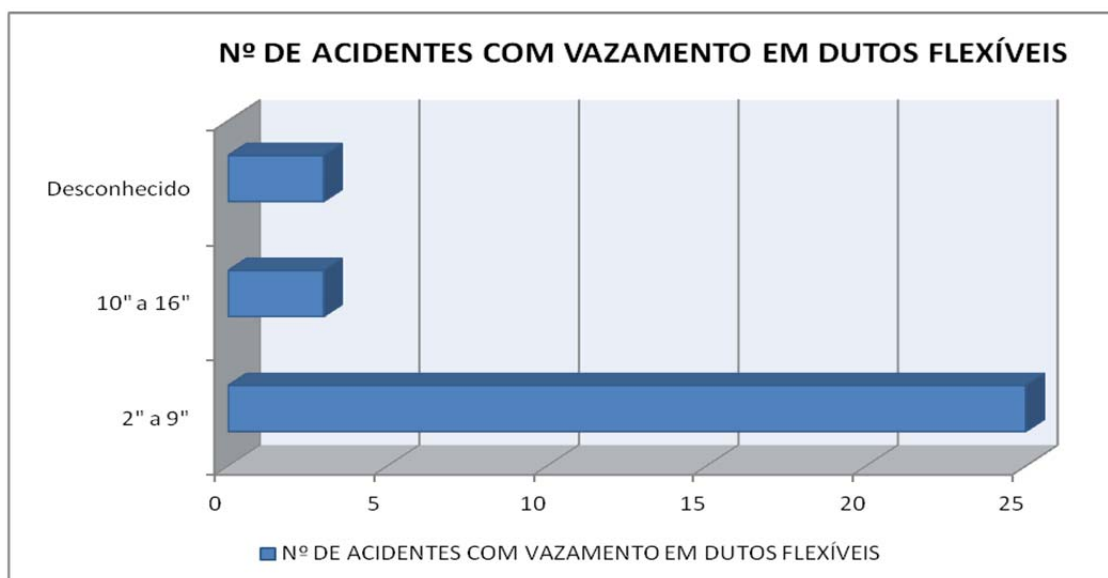


Figura II.10.2.1.2.1-1 - Distribuição do Nº de Acidentes por Diâmetro em dutos flexíveis. Fonte: PARLOC, 2003.

II.10.2.1.2.2. PARLOC 2012

O Relatório *Pipeline and Riser Loss of Containment 2001-2012* (PARLOC-2012) foi publicado em março/2015 pelo *Energy Institute - EI e o Oil & Gas United Kingdom* é o 6º da série de Relatórios PARLOC.

O Relatório PARLOC 2012 complementa o relatório PARLOC-2001 e apresenta os resultados obtidos a partir de dados registrados sobre perdas de contenção em dutos ocorridas no período 2001 a 2012.

No PARLOC 2012, a análise dos dados registrados sobre os 183 acidentes ocorridos no período 2001-2012 incluiu a operação dos dutos rígidos e flexíveis, conexões e equipamentos instalados ao longo do mesmo (ex.: PLETs, PLEMs etc) e os *risers* associados, recebedores/ lançadores de *pigs* e válvulas. Caso o duto não incluía um recebedor/ lançador de *pigs*, o limite estabelecido para o sistema passa a ser a primeira válvula acima do nível do mar.

Dentre os dados apresentados no PARLOC 2012, as informações referentes aos dutos e *risers* flexíveis encontram-se nas Tabelas II.10.2.1.2.2-1 a II.10.2.1.2.2-3 a seguir.

Tabela II.10.2.1.2.2-1 - Número de Acidentes por tipo de fluido para dutos flexíveis.

TIPO DE LINHA	PRODUTO TRANSPORTADO			TOTAL
	GÁS	CONDENSADO	OUTROS ^c	
Dutos Flexíveis	8	-	42	50

Fonte: PARLOC, 2015.

Tabela II.10.2.1.2.2-2 - Experiência Operacional de Dutos Flexíveis - 2012.

TIPO DE LINHA	PRODUTO TRANSPORTADO		
	GÁS	HIDROCARBONETO (multifásico)	OUTROS ^c
Dutos Flexíveis	2.505,5 km.ano	2.680,9 km.ano	4.946,4 km.ano

Fonte: PARLOC, 2015.

^cSomatório dos dados de outros fluidos: óleo, condensado, água, metanol, glicol e produtos químicos etc.

Tabela II.10.2.1.2.2-3 - Experiência Operacional de Risers Flexíveis - 2012.

TIPO DE LINHA	PRODUTO TRANSPORTADO		
	GÁS	HIDROCARBONETO (multifásico)	OUTROS ^c
Risers Flexíveis	851 km.ano	1186 km.ano	1937 km.ano

Fonte: PARLOC, 2015.

A experiência operacional total de 440 risers flexíveis na base de dados do período de 2001 a 2012 foi de 3974 km.ano.

O PARLOC 2012 avaliou 183 incidentes, sendo que deste total, 160 foram relativos a dutos flexíveis em operação que resultaram em vazamentos distribuídos da seguinte forma:

- ★ 85 vazamentos em dutos rígidos;
- ★ 50 vazamentos em dutos flexíveis;
- ★ 10 vazamentos em umbilicais;
- ★ 15 vazamentos locais não informados.

Neste mesmo período 2001-2012, os acidentes relativos aos dutos flexíveis foram distribuídos nas seguintes localizações:

- ★ Plataforma;
- ★ Riser;
- ★ Zona de Segurança (≤ 500 m a partir da plataforma);
- ★ Mid Line (> 500 m a partir da plataforma);
- ★ Poço (até 500 m de um poço submarino);
- ★ Zona Próxima ao Litoral;
- ★ Terra;
- ★ Desconhecida.

Os locais e as causas dos 50 acidentes envolvendo dutos flexíveis em operação estão sintetizadas nas Tabelas II.10.2.1.2.2-4 a II.10.2.1.2.2-6 e na Figura II.10.2.1.2.2-1 adiante:

Tabela II.10.2.1.2.2-4 - Distribuição dos Acidentes em Dutos Flexíveis por Causa Iniciadora. Período: 2001-2012.

CAUSAS	LOCAL DO VAZAMENTO					
	RISER	ZONA DE SEGURANÇA	MID LINE	POÇO	OUTROS	TOTAL
Impacto	-	-	1	-	-	3,7%
Material	8	3	1	-	3	55,6%
Operação/ Manutenção	-	-	-	-	-	0,0%
Construção	-	-	-	-	-	0,0%
Outras	7	1	1	-	2	40,7%
Total	55,6%	14,8%	11,1%	0,0%	18,5%	100%

Fonte: PARLOC, 2015

Tabela II.10.2.1.2.2-5 - Frequência de acidentes com vazamento em dutos flexíveis em função do comprimento. Período: 2001-2012.

COMPRIMENTO	Nº ESTIMADO DE ACIDENTES	EXPERIÊNCIA (km.ano)	FREQUÊNCIA (oc/ km.ano)
≤ 1 km	30,9	1.195,5	2,58E-02
> 1 a 5 km	6,9	3.967,0	1,75E-03
> 5 a 10 km	10,7	4.088,6	2,62E-03
>10 km	6,9	881,7	7,86E-03
Total Médio	55,4	10.132,8	5,47E-03

Fonte: PARLOC, 2015

Tabela II.10.2.1.2.2-6 - Distribuição do Número de Acidentes com Vazamento em Dutos Flexíveis pelo Diâmetro do duto. Período: 2001-2012.

DIÂMETRO (polegadas)	Nº ESTIMADO DE ACIDENTES	EXPERIÊNCIA (km.ano)	FREQUÊNCIA (oc/ km.ano)
≤ 4"	11,2	2.338,8	4,78E-03
> 4" a 6"	13,8	3.998,8	3,45E-03
> 6" a 8"	21,7	2.446,8	8,86E-03
> 8"	8,5	1348,7	6,33E-03
Total Médio	55,2	10.132,8	5,45E-03

Fonte: PARLOC, 2015

Nº DE ACIDENTES COM VAZAMENTO EM DUTOS FLEXÍVEIS



Figura II.10.2.1.2.2-1 - Distribuição do Nº de Acidentes por Diâmetro em dutos flexíveis. Período: 2001-2012. Fonte: PARLOC, 2015.

A Tabela II.10.2.1.2.2-7 a seguir apresenta o número de acidentes por local do duto flexível no qual ocorre o vazamento no PARLOC 2012.

Tabela II.10.2.1.2.2-7 - Distribuição do Número de Acidentes por tipo de item do duto flexível. Período: 2001-2012.

LOCAL DO DUTO ONDE OCORREU O VAZAMENTO	Nº ACIDENTES REGISTRADOS	Nº ACIDENTES ESTIMADO	DISTRIBUIÇÃO %
Duto	22	23,8	42,8
Flange ou conexão	5	5,9	10,6
Válvula	2	2,5	4,6
Recebedor/ lançador de pig	-	0,51	0,9
PLEM/ PLET	-	0,51	0,9
Equipamento do poço	1	1,5	2,7
Outros	19	20,8	37,5
Não Informado	1	-	-
TOTAL	50	55,5	100

Fonte: PARLOC, 2015.

A análise dos acidentes apresentados na Tabela II.10.2.1.2.2-7 anteriormente apresentado mostra que os vazamentos em dutos flexíveis estão associados a falhas no corpo do duto flexível e também a falhas associadas aos equipamentos e conexões (válvulas, flanges, conexões etc). Os valores apresentados indicam que, no período considerado, 43% dos vazamentos em dutos flexíveis ocorreram no corpo do duto e 11% ocorreram nas conexões.

II.10.2.1.2.3. Comparações entre os Resultados do PARLOC 2001 e PARLOC 2012

Na comparação entre os resultados do PARLOC 2001 e PARLOC 2012 é importante reconhecer os diferentes escopos de cada relatório: PARLOC 2001 incluiu todos os acidentes e todas as experiências operacionais na indústria de óleo e gás do Mar do Norte, inclusive os que não faziam parte do Reino Unido; enquanto que PARLOC 2012 somente considerou os acidentes e experiência operacional na área de Óleo & Gás na Plataforma Continental do Reino Unido no período 2001-2012.

A Tabela II.10.2.1.2.3-1 a seguir apresenta os números de acidentes em dutos flexíveis registrados em PARLOC 2001 e PARLOC 2012.

Tabela II.10.2.1.2.3-1 - Comparação entre os Números de Acidentes em Dutos Flexíveis registrados em PARLOC 2001 e PARLOC 2012.

NÚMERO DE ACIDENTES EM DUTOS FLEXÍVEIS	
PARLOC 2001 (1990-2000)	PARLOC 2012 (2001-2012)
38	50

Fonte: PARLOC, 2015

O comprimento total de dutos (rígidos e flexíveis) na base de dados de 2001 foi de 24.837 km, enquanto que o comprimento total de dutos (rígidos e flexíveis) na base de dados de 2012 foi de 21.339 km.

A Tabela II.10.2.1.2.3-2 a seguir mostra a comparação entre o número de acidentes com dutos flexíveis e as respectivas experiências operacionais entre o PARLOC 2001 e PARLOC 2012.

Tabela II.10.2.1.2.3-2 - Comparação entre as Frequências de Vazamentos em Dutos Flexíveis entre PARLOC 2001 e 2012.

TIPO	ACIDENTES EM DUTOS FLEXÍVEIS			
	Nº Acidentes	Experiência Operacional (km.ano)	Nº Acidentes	Experiência Operacional (km.ano)
Dutos flexíveis	498	8.155	1.288	10.133

Fonte: PARLOC, 2015.

A Tabela II.10.2.1.2.3-3 a seguir mostra a comparação entre o número de acidentes com risers flexíveis e as experiências operacionais entre o PARLOC 2001 e PARLOC 2012.

Tabela II.10.2.1.2.3-3 - Comparação entre as Frequências de Vazamentos em Risers Flexíveis entre PARLOC 2001 e 2012.

TIPO	ACIDENTES EM RISERS FLEXÍVEIS			
	Nº Acidentes	Experiência Operacional (km.ano)	Nº Acidentes	Experiência Operacional (km.ano)
Risers flexíveis	Não informado	1.052	440	3.974

Fonte: PARLOC, 2015.

A Tabela II.10.2.1.2.3-4 a seguir mostra que as frequências médias de ocorrência de vazamentos em dutos flexíveis obtidas no PARLOC 2001 e PARLOC 2012 estão na mesma ordem de grandeza e são próximas.

Tabela II.10.2.1.2.3-4 - Comparação entre as Frequências de Vazamentos em dutos flexíveis entre PARLOC 2001 e 2012.

FREQUÊNCIAS DE VAZAMENTOS	
PARLOC 2001 Frequência (oc/ km.ano)	PARLOC 2012 Frequência (oc/ km.ano)
4,66E-03	5,47E-03

Fonte: PARLOC, 2015.

II.10.2.1.3. *Bureau of Safety and Environmental Enforcement - BSEE (Antigo US MMS)*

Em outubro/ 2011 o *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement - BOEMRE* (antigo *United States Minerals Management Service - US MMS*) foi reorganizado e substituído pelo *Bureau of Ocean Energy Management - BOEM* e pelo *Bureau of Safety and Environmental Enforcement - BSEE* sendo este último o órgão responsável pela segurança e fiscalização ambiental das operações *offshore*, incluindo licenciamentos e inspeções das operações de óleo e gás. Suas atividades incluem o desenvolvimento e execução das políticas de segurança, licenças de exploração *offshore*, desenvolvimento e produção, programas regulatórios de inspeções, respostas a emergências, treinamentos e programas de conformidade ambiental.

Os dados publicados no BSEE^d envolvem o Golfo do México e a plataforma continental do oceano Pacífico no período de 2007 a 2017 e consideram os incidentes que resultaram em vazamentos de 1 bbl^e (0,159 m³) ou mais.

A Tabela II.10.2.1.3-1 a seguir apresenta o número de vazamentos superiores a 50 barris (7,95 m³) entre os anos de 2007 e 2016, com base no relatório anual de 2016, publicado pelo BSEE.

As informações na Tabela representam os totais encontrados para o Golfo do México e a Plataforma Continental do Oceano Pacífico.

^d <https://www.bsee.gov/stats-facts/offshore-incident-statistics>. Consultado em 21/08/2018.

^e 1 bbl = 1 barril = 158,98 l = 0,159 m³.

Tabela II.10.2.1.3-1 - Vazamentos maiores que 50 barris por tipo de produto vazado.

PRODUTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Petróleo, Condensado de Gás Natural e Derivados	3	14	3	2	2	0	3	0	0	1
Fluidos de Base Sintética	4	3	1	4	2	2	5	4	5	0
Produtos Químicos (ex.: glicol, metanol etc.)	0	5	3	2	0	3	2	1	2	2
Misturas	0	11	0	1	0	0	0	0	0	0
Total Anual	7	33	7	9	4	5	10	5	7	3

Fonte: BSEE Annual Report 2016.

Com relação aa Tabela II.10.2.1.3-1 anteriormente apresentado, vem:

- ★ As colunas apresentam o número de vazamentos com quantidade vazada superior ou igual a 50 barris (7,95 m³);
- ★ O Total Anual nem sempre representará a soma das linhas da coluna porque alguns vazamentos incluem vários produtos^f que não totalizam individualmente quantidades iguais ou superiores a 50 barris (7,95 m³) e também porque consideram vazamentos (iguais ou superiores a 50 barris) individuais de dois ou mais produtos;
- ★ Alguns vazamentos de petróleo e condensado em 2008 e 2009 que totalizam 50 barris ou mais (incluindo-se as observações inferiores a 1 barril) são decorrentes de perdas causadas por danos em estruturas submetidas à furacões, desativadas ou aguardando o descomissionamento;
- ★ As informações de 2008 incluem vazamentos “passivos” causados pelos furacões *Gustav* e *Ike*, vazamentos "não avistados" baseados nos inventários de perdas de produtos a partir de estruturas destruídas e que foram completamente dispersados durante as tempestades. As perdas de petróleo foram minimizadas devido a operações bem sucedidas de válvulas de segurança e a interrupção de todas as operações de óleo e gás antes das tempestades;
- ★ No caso de lamas/ fluidos de perfuração, somente o volume dos fluidos-base é contabilizado na estatística^g.

^f Exemplo: Fluidos de base sintética.

^g Na perfuração em águas profundas, as lamas sintéticas são preferidas em detrimento das lamas à base de óleo devido ao seu desempenho superior. Além disso, as lamas sintéticas são menos tóxicas ao ambiente marinho e possuem potencial biodegradável. Lamas de base oleosa (óleo diesel ou óleo mineral) são menos utilizadas hoje em dia.

O BSEE registrou e publicou dados sobre incidentes ocorridos a partir de 2007^h em operações com óleo e gás envolvendo os diversos tipos de atividades (ex.: produção, perfuração, transporte etc.) e cujas informações foram organizadas nas seguintes categorias: Fatalidades, Feridos, Perda do Controle do Poço, Incêndios/ Explosões, Colisões, Vazamentos Líquidos, Movimentação de Carga/Pessoas, Vazamento de Gás e Evacuação.

Em julho/2006, o BOEMRE modificou os critérios para registro de incidentes nas classes “Feridos”, “Perda de Controle do Poço”, “Colisões” e “Outros”. Deste modo, a partir de 2006, a distribuição do número de acidentes é afetada por esta mudança de critério quando comparada a dos anos anteriores. Nesta mesma ocasião, o BOEMRE também solicitou o registro nas seguintes condições: (i) se o ferido foi evacuado da instalação para tratamento médico; (ii) se o ferimento resultou em um ou mais dias de afastamento do trabalho; (iii) se houve restrições ao trabalho ou (iv) se houve transferência de função/ trabalho. Os dados sobre “feridos” na Tabela II.10.2.1.3-2 a seguir apresentado considera estas condições.

A Tabela II.10.2.1.3-2 a seguir apresenta os resultados obtidos para o Golfo do México e para Plataforma Continental do Oceano Pacífico, considerando-se os totais de vazamentos por categoria, englobando os períodos de 2007 a 2017. Ressalta-se que alguns dos acidentes neste quadro poderão estar computados em mais de uma categoria, como p. ex., um incêndio que resulte em feridos será computado em ambas as categorias “Incêndio” e “Feridos”.

^h O US MMS possui registros desde 1956. Entretanto, neste estudo só foi considerada a estatística dos dados a partir de 2007.

Com relação aos resultados apresentados na Tabela II.10.2.1.3-2 a seguir, vem:

- ★ Os dados de vazamentos até 2012 referem-se ao número de vazamentos com quantidade vazada superior ou igual a 50 barris (7,95 m³). Para anos subsequentes, referem-se ao número de vazamentos com quantidade vazada superior ou igual a 1 barril (0,159 m³).
- ★ Nem sempre o Total Anual representará a soma das linhas da coluna porque alguns vazamentos incluem vários produtosⁱ que não totalizam individualmente quantidades iguais ou superiores a 50 barris (7,95 m³) ou 1 barril (0,159 m³) e também porque consideram vazamentos de dois ou mais produtos individuais;
- ★ Considerando-se o período de 2007 a 2017 (período mais recente da estatística disponibilizada pelo BSEE), observa-se que 2017 foi o que apresentou o menor número de acidentes (429);
- ★ O maior número de incidentes no período de 2007 a 2017 foi de 783 em 2009 considerando-se o Golfo de México e a plataforma continental do oceano Pacífico (período mais recente da estatística disponibilizada pelo BSEE);
- ★ Observa-se que a partir de 2014 o número de acidentes ocorridos tem reduzido sucessivamente.

ⁱ Exemplo: Fluidos de base sintética.

Tabela II.10.2.1.3-2 - Incidentes no Golfo do México e Oceano Pacífico por categoria. 2007-2017.

CATEGORIA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Com Fatalidades	5	12	4	12	3	1	4	2	1	2	0
Com Feridos	322	263	260	253	221	280	276	285	206	150	150
Perda de Controle do Poço	6	7	7	4	5	3	8	5	3	2	0
Incêndios/Explosões	145	141	148	134	113	132	116	135	105	86	73
Colisões	26	28	26	14	11	13	21	0	9	9	11
Vazamentos de Líquidos (>50 bbls)	7	33	7	9	4	30	24	21	24	16	10
Movimentação de carga/pessoas	180	185	243	118	110	167	197	210	163	155	126
Vazamentos de gás	14	22	33	20	17	27	21	21	21	17	16
Com evacuação para abandono	33	43	55	31	36	48	68	52	70	50	53
Total Anual*	738	734	783	595	520	676	716	711	580	473	429

Fonte: BSEE. Ano: 2018 (<https://www.bsee.gov/stats-facts/offshore-incident-statistics> em 21/08/2018).

Com relação à severidade dos danos causados pelos acidentes, o BSEE classifica os incêndios e explosões de acordo com o prejuízo financeiro causado pelo incidente, segundo a seguinte classificação:

- ★ **Catastrófico:** destruição de instalação ou dano superior a US\$10 milhões;
- ★ **Maior:** dano a propriedade superior a US\$1 milhão;
- ★ **Menor:** dano a propriedade superior a US\$25.000, porém menor ou igual a 1 US\$ milhão;
- ★ **Acidental:** dano a propriedade menor ou igual a US\$25.000.

O BSEE disponibilizou também os prejuízos financeiros relativos aos incidentes ocorridos no período de 2013 a 2017, que encontram-se na Tabela II.10.2.1.3-3. Os dados a seguir tabelados consideram o Golfo do México e a plataforma continental do Oceano Pacífico.

Ressalta-se que alguns incidentes envolvem tanto explosão como incêndio. Nestes casos, o US MMS contabiliza o incidente em ambas as categorias.

Tabela II.10.2.1.3-3 - Danos causados por Incêndios e Explosões. 2013-2017.

INCÊNDIOS E EXPLOSÕES					
DANOS	2013	2014	2015	2016	2017
Catastrófico (> US\$10 milhões)	1	0	1	0	0
Maior (> US\$ 1 milhão)	1	0	1	0	1
Menor (>US\$ 25 mil e < US\$ 1 milhão)	5	6	8	5	6
Acidental (≤ US\$ 25 mil)	109	129	95	81	66
Total Anual	116	135	105	86	73

Fonte: BSEE. Ano: 2018 (<https://www.bsee.gov/stats-facts/offshore-incident-statistics> em 21/08/2018).

Os dados a seguir foram publicados pelo BSEE no relatório MMS 2000-001 *Gulf of Mexico Deepwater Operations and Activities*.

- ★ A taxa de vazamento de uma FPSO, considerando as unidades localizadas no Golfo do México no período de 1986 a 1999, é de 0,56 vazamentos / BBO¹⁰;
- ★ Comparando-se a quantidade vazada e a produzida, é obtida uma taxa de perda de 2,9 barris (*bbbl*) a cada milhão de barris produzidos;
- ★ A maior parte dos vazamentos (86%) relacionados aos navios aliviadores servindo FPSOs é inferior a 50 barris (8 m³, aprox.), ocorrendo em sua maioria (58%) causados por erros operacionais durante as operações de carregamento (*inloading*) e o descarregamento (*offloading*). Nestes casos, medidas de segurança permitem interromper rapidamente as operações de transferência, prevenindo a ocorrência de vazamentos de grandes proporções;
- ★ A taxa de vazamento para navios aliviadores servindo FPSOs, considerando as unidades que transitam no Golfo do México no período de 1986 a 1999, é de 0,51 vazamentos/ BBO no alto mar e de 0,70 vazamentos/BBO em águas costeiras próximas à portos para vazamentos superiores a 1000 barris (160 m³, aprox.). O volume médio envolvido em um vazamento nestes navios é de 9.000 barris por ocorrência (1431 m³/ocorrência).

Os dados das Tabelas II.10.2.1.3-4 e II.10.2.1.3-5 a seguir foram publicados pelo BSEE no relatório de nº MMS 2000-090 *Proposed Use of Floating Production, Storage, and Offloading Systems on the Gulf of Mexico - Outer Continental Shelf (2001)*.

10 BBO: *Billions Barrels of Oil* = bilhões de barris de óleo. 1 barril (*bbbl*) = 158,98 litros.

Tabela II.10.2.1.3-4 - Distribuição da Frequência de Vazamento (oc./ano) por dimensão do vazamento para FPSOs.

DIMENSÃO DO VAZAMENTO (BARRIS)	FREQUÊNCIA DO VAZAMENTO (OC./ANO)			
	FPSO	Transferência por mangote	Navio Aliviador	Total
Menor que 10	1,3E-02	2,4E-01	0	2,6E-01
10-100	1,7E-02	1,2E-01	0	1,4E-01
100-1.000	7,9E-05	1,2E-01	0	1,2E-01
1.000-10.000	6,9E-05	0	2,5E-02	2,5E-02
10.000-50.000	6,9E-04	0	2,3E-02	2,3E-02
50.000-100.000	6,3E-04	0	9,7E-03	1,0E-02
100.000-500.000	5,9E-04	0	9,1E-03	9,7E-03
Mais de 500.000	1,6E-05	0	0	1,6E-05

Fonte: BSEE. Ano: 2001.

Tabela II.10.2.1.3-5 - Distribuição da Frequência de Vazamento (oc./ano) por fonte do vazamento por dimensão do vazamento para FPSOs.

FONTE DO VAZAMENTO	DIMENSÃO DO VAZAMENTO (BARRIS)							
	< 10	10-100	100-1K	1K-10K	10K-50K	50K-100K	100K-500K	> 500K
Área de Processo da FPSO	-	-	-	-	4,4E-04	4,4E-04	3,4E-04	-
Transferência por mangote ¹¹	2,4E-01	1,2E-01	1,2E-01	-	-	-	-	-
Riser de produção	-	-	-	-	5,4E-05	5,4E-05	4,3E-05	-
Afundamento	-	-	-	-	4,5E-06	4,5E-06	3,6E-05	5,0E-06
Explosão do tanque de carga	-	-	-	-	3,0E-05	3,0E-05	2,3E-05	-
Blowout	-	-	-	-	-	-	-	-
Tubulação de carga no convés	1,2E-02	3,4E-03	7,9E-05	-	3,6E-06	3,6E-06	2,8E-06	-
Cabeça de poço ou coletor de produção	-	-	-	-	-	-	-	-
Navio aliviador visitante	-	-	-	5,0E-09	7,8E-09	3,5E-09	5,8E-09	5,2E-10

Fonte: BSEE. Ano: 2001.

¹¹ Não existe um tratamento diferenciado para a fase de *offloading* ou abastecimento.

II.10.2.1.4. 2016 Update of Occurrence Rates for Offshore Oil Spills (BSEE)

No ano de 2015, uma atualização sobre a ocorrência de vazamentos de óleo, a partir da análise uma coletânea de dados históricos sobre vazamento publicados agencias tais como o BSEE, USCG, PHMSA e ABSG, no período de 1964 a 2015, foi publicada no artigo denominado “2016 Atualização das Taxas de Vazamentos *Offshore*”, que nos traz as seguintes informações:

Embora o número de vazamentos com volumes $\geq 1,000$ bbl (≈ 159 m³) represente somente 0,9% do total de ocorrências envolvendo plataformas e dutos *offshore*, estes vazamentos representam 65,6% do total de volume vazado¹² (desconsiderando o acidente de *Deepwater Horizon* ocorrido no Golfo do México em 2010¹³), conforme Figura II.10.2.1.4-1 a seguir:

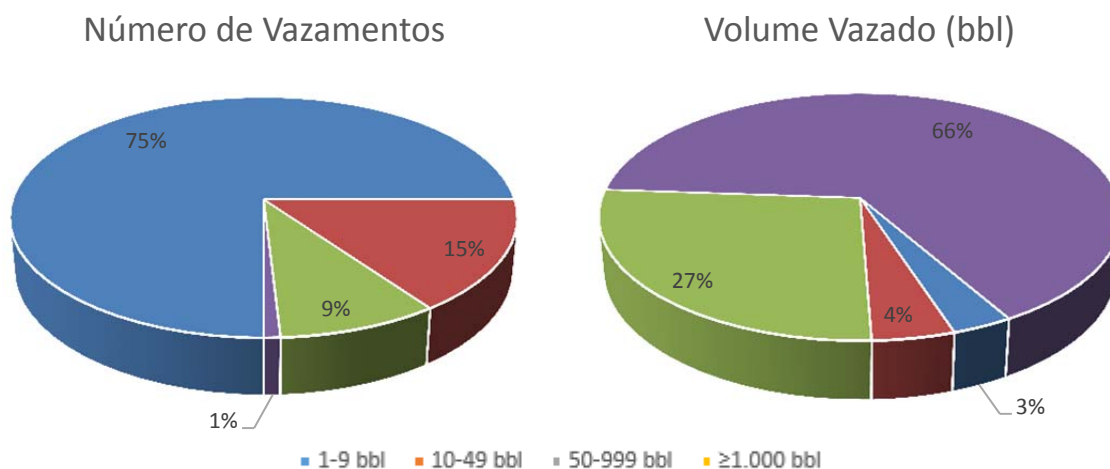


Figura II.10.2.1.4-1 - Comparação entre os Percentuais de Ocorrência e os Percentuais de Volumes Vazados.

¹² Fonte: 2016 Update of Occurrence Rates for Offshore Oil Spills, 2016.

¹³ Estima-se um volume vazado total de 5,2 MMbbl entre 1964 e 2015 e o acidente de *Deepwater Horizon* representa a maior parte dessa estimativa, com cerca de 4,9 MMbbl. Assim, tendo em mente a raridade desse evento, apesar de sua relevância, o mesmo não foi considerado nessa análise pelo fato de obscurecer as estimativas relacionadas com outros derramamentos típicos.

A taxa de vazamentos (nº de ocorrências/ volume transportado), no período de 2001-2015, para plataformas é de 0,25 ocorrências/Bbbl¹⁴, considerando vazamentos de volume igual ou superior a 1.000 barris (159 m³); e 0,13 ocorrências/Bbbl para vazamento de volume igual ou superior a 10.000 barris.

A taxa de vazamentos (nº de ocorrências/ volume transportado), no período de 2001-2015, para dutos *offshore* é de 0,38 ocorrências/Bbbl considerando vazamentos de volume igual ou superior a 1.000 barris (159 m³); e 0,07 ocorrências/Bbbl para vazamento de volume igual ou superior a 10.000 barris. Na Tabela II.10.2.1.4-1 a seguir podemos ver a comparação deste valor com de outras fontes de vazamentos *offshore*.

Tabela II.10.2.1.4-1 - Taxa de Vazamento - Volume vazado igual ou superior a 1.000 barris.

FONTE DO VAZAMENTO	PERÍODO					
	1974 - 2015			2001-2015		
	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO
Plataforma	17,9	4	0,22	8	2	0,25
Duto <i>Offshore</i>	17,9	16	0,89	8	3	0,38
FONTE DO VAZAMENTO	PERÍODO					
	1974 - 2014			1992-2014		
	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO
Navios-tanque (no mundo)	443,1	301	0,68	288,1	75	0,26
FONTE DO VAZAMENTO	PERÍODO					
	1974 - 2013			1992-2013		
	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO
Navios-tanque (EUA)	70,3	45	0,64	40,8	5	0,12

Fonte: 2016 Update of Occurrence Rates for Offshore Oils Spills, BSEE

¹⁴ Bbbl = 10⁹ bbl, bilhões de barris.

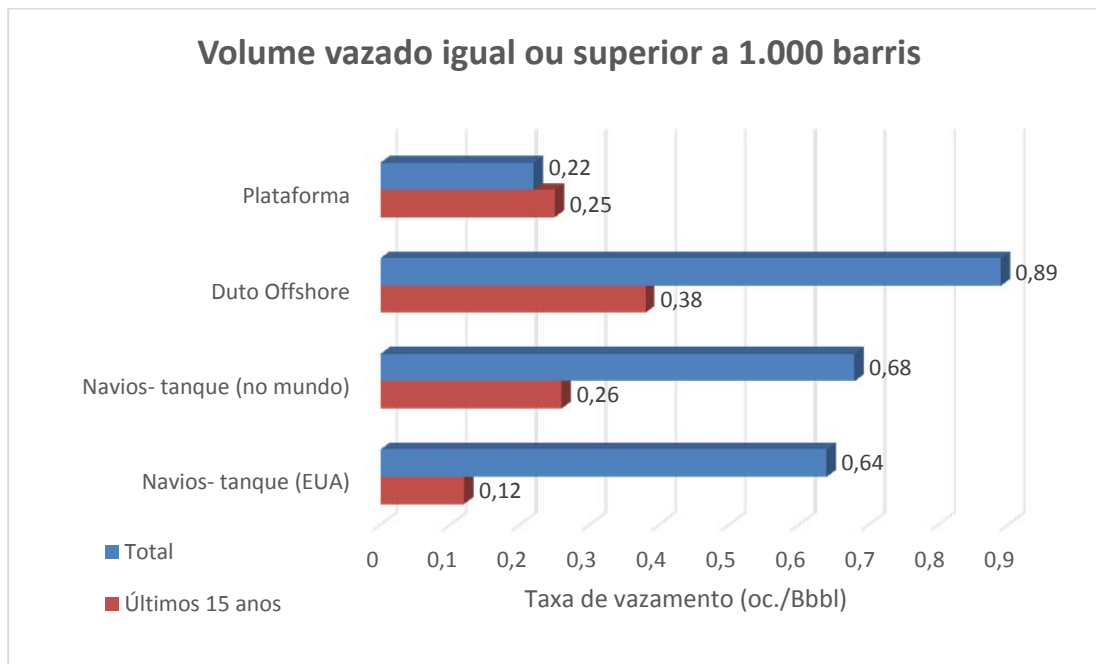


Figura II.10.2.1.4-2 - Taxa de Vazamento para volume vazado igual ou superior a 1.000 barris (159 m³). Fonte: 2016 Update of Occurrence Rates for Offshore Oils Spills, BSEE.

Na Tabela II.10.1.4-2 a seguir podemos ver a comparação deste valor com outras fontes de vazamentos *offshore*.

Tabela II.10.2.1.4-2 - Taxa de Vazamento - Volume vazado igual ou superior a 10.000 barris.

FONTE DO VAZAMENTO	PERÍODO					
	1974 - 2015			2001-2015		
	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO
Plataforma	17,9	1	0,06	8	1	0,13
Duto <i>Offshore</i>	17,9	3	0,17	8	0	0,07
FONTE DO VAZAMENTO	PERÍODO					
	1974 - 2014			1992-2014		
	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO
Navios-tanque (no mundo)	443,1	153	0,35	288,1	31	0,11
FONTE DO VAZAMENTO	PERÍODO					
	1974 - 2013			1992-2013		
	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO	VOLUME (Bbbl)	Nº DE VAZAMENTOS	TAXA DE VAZAMENTO
Navios-tanque (EUA)	70,3	20	0,32	40,8	1	0,02

Fonte: 2016 Update of Occurrence Rates for Offshore Oils Spills, BSEE

Na Figura II.10.2.1.4-3 a seguir podemos ver a comparação deste valor com outras fontes de vazamentos *offshore*.

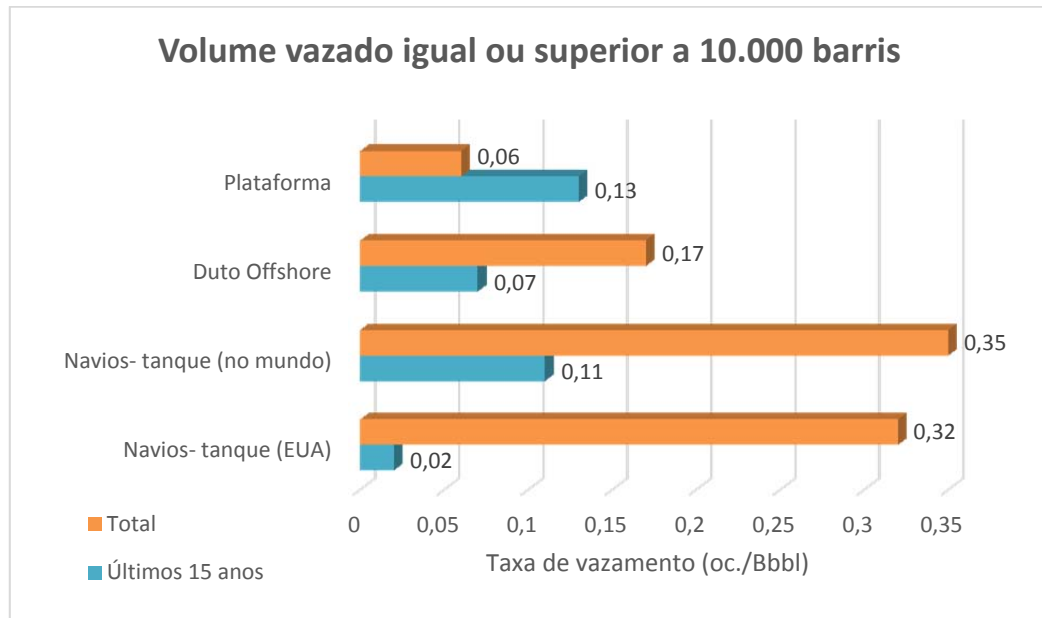


Figura II.10.2.1.4-3 - Taxa de Vazamento para volume vazado igual ou superior a 10.000 barris (159 m³). Fonte: 2016 Update of Occurrence Rates for Offshore Oils Spills, BSEE.

II.10.2.1.5. UK Health and Safety Executive - HSE

Em 1999, a longo da execução de um projeto desenvolvido pela *Det Norske Veritas - DNV* para a *Health and Safety Executive - HSE*, foram consultados quatro bancos de dados contendo informações a respeito de acidentes com plataformas semi-submersíveis. A pesquisa realizada revelou que nenhum dos bancos de dados possuía o registro completo dos acidentes e que havia acidentes que não estavam registrados em nenhum dos quatro bancos de dados. Foi quando a HSE contratou a DNV para a elaboração do documento *Research Report RR 567 - Accident Statistics for Floating Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980-2005*.

Mais tarde, em 2009, as informações desse relatório foram atualizadas pelo Oil & Gas UK e UK HSE com a inclusão de dados de acidentes ocorridos até 2007, publicados no *Research Report RR 738 - Accident statistics for offshore units on the UK Continental Shelf 1990-2007*. As estatísticas para o período de 1980 a 1989 foram omitidas no novo documento pelo fato de os requerimentos e sistemas terem mudado drasticamente no Reino Unido após a emissão do relatório referente ao acidente de Piper Alpha em 1988.

O Relatório RR-738 contém a análise estatística de eventos que ocorreram em atividades offshore coletadas principalmente em fontes de domínio público tais como *Lloyds Casualty Reports*, jornais e publicações oficiais coletados nos seguintes bancos de dados:

- COIN/ORION (antigo Sun Safety System): *UK HSE Offshore Safety Division*;
- *MAIB accident database: UK Marine Accidents Investigation Branch*;
- *Offshore Blowout Database BLOWOUT: SINTEF*, Noruega;
- *Worldwide Offshore Accident Databank WOAD: DNV*, Noruega.

A maioria dos dados disponibilizados é do Reino Unido, Noruega e Golfo do México. Dentre as informações disponibilizadas no WOAD estão os dados de exposição que permitem o cálculo das frequências para diferentes tipos de acidentes, instalações, plataformas, tipos de plataformas, área geográfica, graus de danos etc. No Relatório RR-738 foram utilizadas as mesmas codificações, definições e formatos utilizados originalmente no banco de dados WOAD.

A combinação das informações contidas nos quatro bancos de dados: COIN/ORION, MAIB, BLOWOUT e WOAD permitiu a obtenção das frequências de ocorrências de acidentes no período de 1990-2007 adiante apresentados.

Neste período 1990-2007, a experiência operacional para FPSOs foi de 147,2 anos.plataforma e para FSOs foi de 44,9 anos.plataforma.

Os principais dados obtidos, referentes a “FPSOs”, são apresentados mais adiante. Ressaltamos que todos os dados tabelados foram coletados a nível mundial considerando o período 1990-2007.

a) Causas Iniciadoras

Os acidentes registrados foram classificados conforme as 21 definições de causas iniciadoras adiante apresentadas. As definições seguem o padrão adotado pelo WOAD.

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

A Tabela II.10.2.1.5-1, a seguir, apresenta os dados levantados para todas as unidades flutuantes (exceto as unidades de acomodação)". Analisando-se os dados pode-se observar que Queda de Materiais é o acidente com a maior frequência de ocorrência, seguido de Acidentes com Guindastes.

Tabela II.10.2.1.5-1 - Tipo de Acidente vs Número e Frequência de Ocorrência. Todas Unidades Flutuantes (exceto hotel). Período: 1990-2007.

TIPO DE ACIDENTE	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS	FREQUÊNCIA DE OCORRÊNCIA (oc/ plataforma.ano)
Falha da Âncora	166	0,117
Blowout	17	0,012
Tombamento	1	7,6E-04
Colisão	15	0,011
Contato	157	0,111
Acidente com guindaste	1249	0,882
Explosão	14	0,010
Queda de Material	1596	1,127
Incêndio	245	0,173
Afundamento	16	0,011
Encalhe	2	1,4E-03
Acidente com Helicóptero	5	3,5E-03
Entrada de Água	20	0,014
Aderimento	12	8,5E-03
Falha das Máquinas	5	3,5E-03
Fora de Posição	25	0,018
Vazamento de Produto	836	0,590
Danos Estruturais	39	0,028
Acidente durante reboque	24	0,017
Problemas no poço	332	0,234
Outros	69	0,049

Fonte: HSE (MAIB, ORION, BLOWOUT, WOAD), Ano: 2009.

Foram também estimados o número de acidentes e a frequência total de acidentes de acordo com o tipo de unidade, conforme a Tabela II.10.2.1.5-2.

Tabela II.10.2.1.5-2 – Tipo de Unidade vs Número de Acidentes e Frequências de Ocorrência.(FPSOs e FSOs). 1990-2007.

TIPO DE UNIDADE	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS	FREQUÊNCIA DE OCORRÊNCIA (oc/ plataforma.ano)
FPSO	603	4,096
FSO	24	0,535
TOTAL	627	3,259

Fonte: HSE (MAIB, ORION, BLOWOUT, WOAD), Ano: 2009.

A Tabela II.10.2.1.5-3, a seguir, apresenta os dados levantados para "FPSOs". Analisando-se os dados pode-se observar que o "Vazamento de Produto" é o acidente com maior número de ocorrências, seguido de "Queda de material", "Incêndio" e "Acidente com Guindaste".

Tabela II.10.2.1.5-3 - Tipo de Acidente vs Número de Ocorrências ("FPSOs"). Período: 1990-2007.

TIPO DE ACIDENTE	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS	DISTRIBUIÇÃO %
Falha da Âncora	15	2,19
Blowout	-	-
Tombamento	-	-
Colisão	-	-
Contato	13	1,90
Acidente com guindaste	66	9,64
Explosão	2	0,29
Queda de Material	86	12,55
Incêndio	67	9,78
Afundamento	-	-
Encalhe	-	-
Acidente com Helicóptero	1	0,15
Entrada de Água	2	0,29
Adernamento	1	0,15
Falha das Máquinas	1	0,15
Fora de Posição	1	0,15
Vazamento de Produto	397	57,96
Danos Estruturais	5	0,73
Acidente durante reboque	-	-
Problemas no poço	3	0,44
Outros	25	3,65
TOTAL	685	100,00

Fonte: HSE (MAIB, ORION, BLOWOUT, WOAD), Ano: 2009.

II.10.2.1.6. JRC Scientific and Policy Report EUR 25646 EN - Comissão Europeia (2012)

Após o acidente no poço de Macondo (20/04/2010, Golfo do México) no qual um *blowout* e uma explosão na plataforma de produção de óleo e gás causaram 11 mortes, ferimentos graves em muitos trabalhadores e o vazamento de 5 milhões de barris de óleo cru que causaram a poluição massiva do mar, a Comissão Europeia (*European Commission*) publicou, ainda em 2010, uma proposta de regulamentação para as atividades *offshore* de prospecção, exploração e produção de óleo e gás para enfrentar o desafio da segurança das atividades nesta área.

Nesta época (2010), já havia um consenso no Parlamento Europeu e no Conselho de que o intercâmbio de informações sobre acidentes ocorridos é de fundamental importância na prevenção de acidentes similares no futuro. Assim, o JRC, em conjunto com o Diretório Geral para Energia (*DG Energy*) da Comissão Europeia, desenvolveram e implantaram a legislação de segurança *offshore*. Uma das atividades realizadas para efetivação deste intercâmbio e da implantação da legislação foi a análise de acidentes já ocorridos no setor, objetivando identificar as lições aprendidas e a divulgação das informações estatísticas sobre a frequência e severidade das consequências dos acidentes.

Como resultado, o JRC Centre publicou em 2012 o Relatório EUR 25646 – *Safety of Offshore Oil and Gas Operations: Lessons from Past Accident Analysis* que traz um levantamento das fontes de informações, bancos de dados (locais, internacionais e abertos), disponibilidade destas para as operadoras, autoridades e o público. O Relatório EUR 25646 traz uma análise de acidentes relevantes tais como: Macondo (2010), Montara (2009) e *Piper Alpha* (1988) dentre outros; com enfoque nas lições aprendidas direcionando-as, principalmente, à sua utilização em um melhor gerenciamento dos riscos. Dentre estas informações, o relatório EUR 25646 também apresenta uma análise dos dados coletados no WOAD (DNV-GL) e atualizada a estatística de acidentes do setor até 200915.

¹⁵ Os autores informam que apesar das consultas ao WOAD terem sido realizadas até dez/2012, os dados disponibilizados naquele momento cobriam o período 1979 a 2009.

Um resumo dos principais resultados do JRC EUR 25646 encontra-se apresentado adiante.

a) *Riscos Relacionados às Operações Offshore*

A ocorrência de acidentes tem demonstrado que nas atividades de óleo & gás *offshore* há a possibilidade de ocorrência de um grande acidente, como p. ex. Macondo, com potencial para provocar consequências severas a vida e a saúde dos trabalhadores, poluição ambiental, perdas econômicas diretas e indiretas etc.

Os principais riscos de identificados são:

- ★ Incêndio, após a ocorrência de vazamento de hidrocarbonetos;
- ★ Explosão - após a ocorrência de vazamento de gás, formação e ignição da nuvem inflamável;
- ★ Vazamento de óleo na superfície do mar ou abaixo da mesma.

b) *Disponibilidade de Informações*

As entidades e bancos de dados consultados na elaboração do Relatório EUR 25646 foram:

- ★ *UK/ HSE: ORION, Hydrocarbon Release Database-HCR e Collision;*
- ★ *UK/ Dept. Environmental, Transport and the Regions: Marine Accident Investigation Branch-MAIB;*
- ★ *Norway/ PSA - Petroleum Safety Authority: PTIL;*
- ★ *Norway/ SINTEF: BLOWOUT;*
- ★ *Denmark/ Danish Energy Agency-DEA: DEA/EASY;*
- ★ *Denmark/ OGP - International Association of Oil and Gas Producers: WCID-Well Control Incident Database,*
- ★ *Denmark/ NSOAF - North Sea Offshore Authorities Forum: Common Reporting Format Project;*
- ★ *Denmark/ IRF – International Regulators Forum: Performance Measurement Project;*
- ★ *Denmark/ DNV-GL: WOAD- Worldwide Offshore Accident Databank.*

As principais conclusões do Relatório EUR 25646 mostram que o compartilhamento das informações é absolutamente necessário para a disseminação das lições aprendidas e no claro entendimento dos acidentes o que possibilitará um gerenciamento de riscos baseado em dados mais confiáveis.

c) *Acidentes Importantes Analisados*

Dentre os vários acidentes registrados nos bancos de dados consultados, alguns foram considerados pelo Relatório EUR 25646 mais relevantes, principalmente em razão da magnitude das consequências, são eles:

- ★ *Blowout* em Ekofisk B, Mar do Norte, 1977;
- ★ *Blowout* em Ixtoc I, Golfo do México, 1979;
- ★ Emborcamento do flotel Alexander L. Kielland, Mar do Norte, 1980;
- ★ Explosão na plataforma Piper Alpha, Mar do Norte, 1988;
- ★ *Blowout* em Adriatic IV, Mar Mediterrâneo, 2004;
- ★ *Blowout* em Montara, Mar do Timor, Austrália, 2009;
- ★ *Blowout* em Macondo, Golfo do México, 2010;

d) *Resultados Estatísticos apresentados no Relatório EUR 25646*

A análise estatística dos registros voluntários¹⁶ de acidentes no WOAD apresentou os resultados a seguir na Tabela II.10.2.1.6-1 e Figura II.10.2.1.6-1.

Tabela II.10.2.1.6-1 - Distribuição Geográfica dos Acidentes. Período: 1970-2009.

ÁREA GEOGRÁFICA	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS	DISTRIBUIÇÃO %
Mar do Norte	3505	56,7
Golfo do México	1685	27,3
Outros países Europeus	53	0,9
Mar Mediterrâneo	45	0,7
Mar Cáspio/ Mar Negro	29	0,5
Outros	866	14,0
Total	6183	100,0

Fonte: WOAD (2009) no Relatório EUR 25646: Safety of Offshore Oil and Gas Operations: Lessons from Past Accident Analysis, 2012.

¹⁶ No WOAD, o registro de informações sobre acidentes ocorridos é feito através de informações coletadas e compiladas pela própria DNV-GL e pelo registro, de forma voluntária, por parte das empresas envolvidas. Assim, o registro dos acidentes no WOAD não corresponde aos registros oficiais das autoridades competentes apesar de bastante ricos em informações.

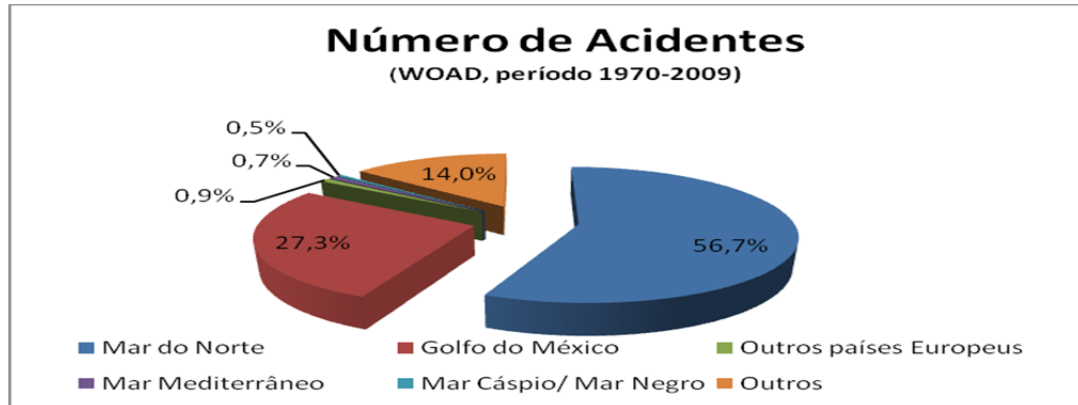


Figura II.10.2.1.6-1 - Taxa de Vazamento para volume vazado igual ou superior a 1.000 barris (159 m³). Fonte: WOAD(2009) no Relatório EUR 25646, 2012.

Os acidentes registrados foram classificados em 4 categorias de perdas a saber: insignificantes; quase perdas; incidentes e situações de risco e acidentes. A distribuição percentual encontrada está representada na Figura II.10.2.1.6-2.

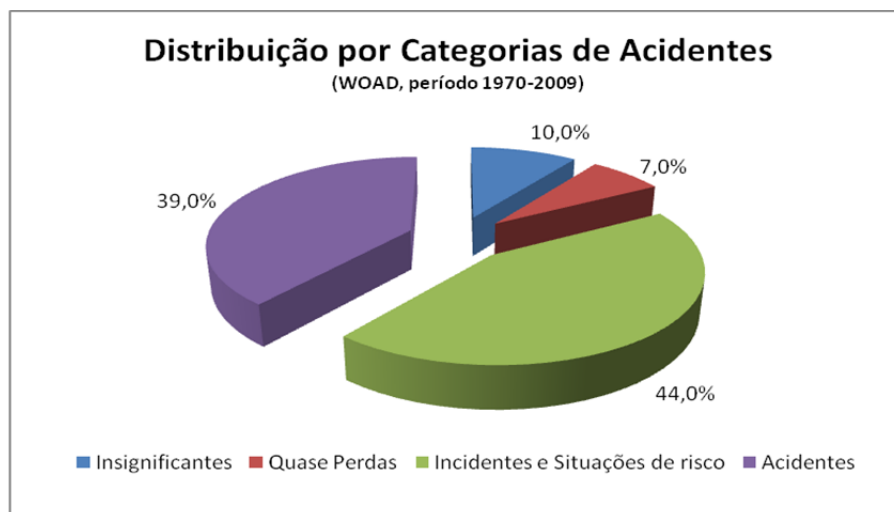


Figura II.10.2.1.6-2 - Distribuição dos Tipos de Acidentes. Fonte: WOAD (2009) no Relatório EUR 25646, 2012.

A Tabela II.10.2.1.6-2 apresenta a distribuição percentual do número de acidentes por tipo de unidade.

Tabela II.10.2.1.6-2 - Distribuição dos Acidentes por Tipo de Unidade. Período: 1970-2009.

TIPO DE UNIDADE	ACIDENTES	INCIDENTES E SITUAÇÕES DE RISCO	INSIGNIFICANTES	QUASE PERDAS	TOTAL	%
Balsas (não perfuração)	41	20	2	-	63	1,0
Estrutura de concreto	81	419	74	136	710	11,5
Balsa de perfuração	65	22	-	2	89	1,4
Navio de perfuração	91	65	3	4	163	2,6
Perfuração	10	4	0	1	15	0,2
Flare/queimadores	1	0	0	1	2	0,0
FPSO/ FSU	10	68	8	23	109	1,8
Helicópteros, em serviços offshore	238	17	13	3	271	4,4
Plataforma jaqueta	716	889	127	252	1984	32,2
Plataforma autoelevatória	552	210	13	33	808	13,1
Balsa lançadora	21	14	0	1	36	0,6
Monobóia	13	19	2	5	39	0,6
Unidade móvel (não plataforma)	18	3	0	0	0	0,0
Outra	0	2	0	1	3	0,0
Outras/ Estruturas fixas desconhecidas	3	3	0	1	7	0,1
Dutos	139	111	1	4	255	4,1
Plataforma semisubmersível	277	626	147	119	1169	19,0
Navio, não perfuração, não produção	6	27	1	8	42	0,7
Plataforma submersível	19	5	0	1	25	0,4
Instalação submarina/ completação	4	6	0	2	12	0,2
Plataforma Tension Leg	13	132	22	29	196	3,2
Estrutura submarina do poço	122	36	2	2	162	2,6
Total	2422	2695	415	628	6160	100,0
%	39,3	43,8	6,7	10,2	100,0	-

Fonte: WOAD (2009) no Relatório EUR 25646: Safety of Offshore Oil and Gas Operations: Lessons from Past Accident Analysis, 2012.

A Tabela II.10.2.1.6-3 apresenta o número de acidentes de acordo com o modo de operação (fase/etapa) em que eles ocorreram. Observa-se que os acidentes ocorreram mesmo em sistemas fora de operação e, considerando-se as ocorrências de *blowouts*, é importante notar que a vasta maioria ocorreu durante a fase de perfuração com pouco acidentes deste tipo nas fases de operação e produção (228 acidentes vs 86 acidentes vs 43 acidentes).

Tabela II.10.2.1.6-3 - Distribuição dos Eventos Acidentais conforme o modo de operação (fase/ etapa).

TIPO DE ACIDENTE	NÚMERO DE ACIDENTES COM EVENTOS PRINCIPAIS									
	CONS-TRUÇÃO	PERFU-RAÇÃO	INATIVA	OPERAÇÃO	OUTRAS	PRODUÇÃO	APOIO	TRANSFERÊNCIA	TOTAL	%
Falha na ancoragem/ atracação	21	117	16	27	10	13	9	8	221	2,4
<i>Blowout</i>	0	228	1	86	1	43	0	0	359	3,9
Ruptura ou fadiga	32	141	7	98	23	379	9	70	759	8,3
Emborcamento, tombamento	12	44	3	18	8	156	1	43	285	3,1
Colisão em unidade não <i>offshore</i>	17	28	14	2	26	142	1	21	251	2,7
Colisão em unidade <i>offshore</i>	21	130	13	18	51	98	12	35	378	4,1
Acidentes com guindastes	29	302	4	54	4	251	2	4	650	7,1
Explosão	11	49	0	16	13	98	1	4	192	2,1
Queda de materiais/ Queda de carga	38	509	4	127	14	403	3	14	1112	12,2
Incêndio	27	195	5	51	43	678	21	10	1030	11,3
Encalhe	11	18	4	4	5	1	1	40	84	0,9
Acidente com helicóptero	1	14	1	2	1	38	2	0	59	0,6
Vazamento no casco	11	17	4	3	8	6	4	31	84	0,9
Adernamento, inclinação descontrolada	10	37	2	32	6	9	1	20	117	1,3
Perda de flutuação, afundamento	20	36	0	18	120	27	0	45	266	2,9
Falha na propulsão, motores	1	9	2	0	4	0	3	14	33	0,4
Outros	11	65	3	11	226	121	3	6	446	4,9
Perda de posição, ficar a deriva	16	87	15	16	10	4	3	103	254	2,8
Vazamento de fluido ou gás	11	240	7	107	22	1499	3	4	1893	20,7
Ruptura ou Falha no cabo de reboque	3	1	0	4	0	0	0	102	110	1,2
Problema no poço, sem <i>blowout</i>	0	353	0	152	1	50	0	0	556	6,1
TOTAL	303	2620	105	846	596	4016	79	574	9139	100
%	3,3	28,7	1,1	9,3	6,5	43,9	0,9	6,3	100	-

Fonte: WOAD (2009) no Relatório EUR 25646: Safety of Offshore Oil and Gas Operations: Lessons from Past Accident Analysis, 2012.

Na análise dos acidentes de acordo com a extensão dos dados, o Relatório EUR 25646 verificou a seguinte distribuição com relação à *blowouts* que foram registrados como evento principal (iniciador):

- ★ 138 provocaram danos insignificantes ou nenhum dano;
- ★ 54 provocaram danos menores;
- ★ 27 provocaram danos médios;
- ★ 6 provocaram danos severos e
- ★ 2 levaram a perda total da instalação.

Quando a ocorrência do *blowout* foi registrada juntamente com outros eventos decorrentes¹⁷ (em cadeia), a distribuição apresentou-se como a seguir:

- ★ 142 provocaram danos insignificantes ou nenhum dano;
- ★ 68 provocaram danos menores;
- ★ 46 provocaram danos médios;
- ★ 55 provocaram danos severos e
- ★ 48 levaram a perda total da instalação.

Comparando-se os resultados observa-se que 49 *blowouts* não foram considerados eventos principais (iniciadores). A Figura II.10.2.1.6-3 apresenta uma comparação entre os *blowouts* registrados como eventos iniciadores e como parte de uma cadeia de eventos.

¹⁷ Por exemplo: um *blowout* pode ocasionar uma explosão e então um incêndio. Neste caso, os 3 eventos são codificados como eventos em cadeia.

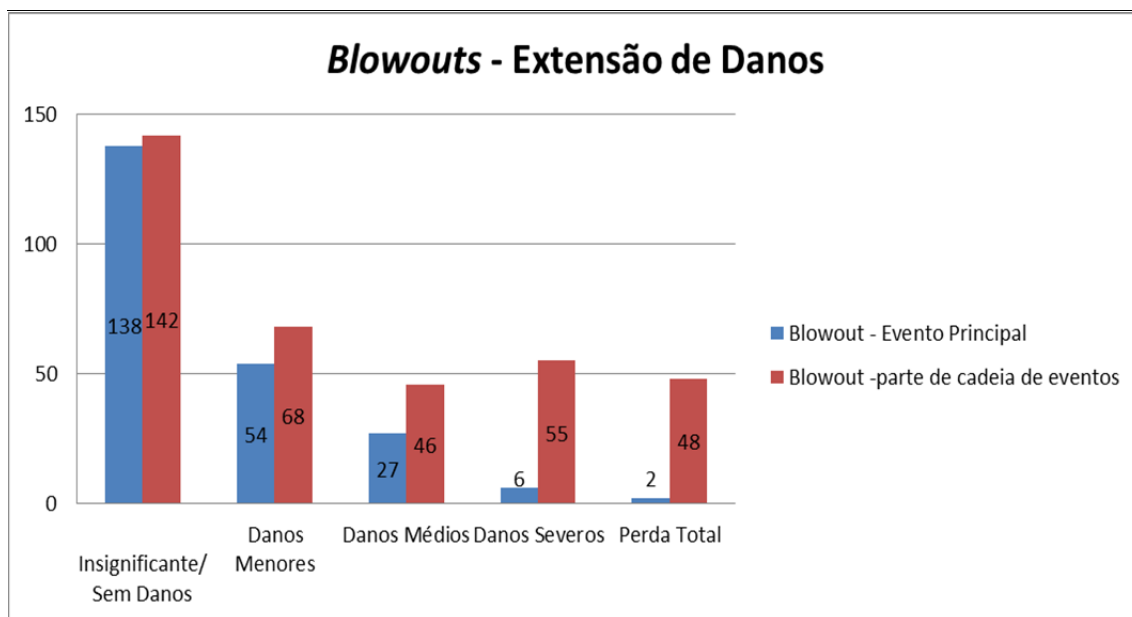


Figura II.10.2.1.6-3 - Comparação entre a extensão dos Blowouts.

Fonte: WOAD (2009) no Relatório EUR 25646, 2012.

Com relação aos produtos vazados, o Relatório EUR 25646 publicou a distribuição apresentada na Tabela II.10.2.1.6-4 e na Figura II.10.2.1.6-4 de acordo com a dimensão dos vazamentos registrados no WOAD.

Tabela II.10.2.1.6-4 - Distribuição dos Acidentes por Tipo de Produto vazado. Período: 1970-2009.

PRODUTO	PEQUENO	MODERADO	SIGNIFICANTE	GRANDE	MUITO GRANDE	TOTAL	%
Produtos químicos	19	-	-	11	0	30	0,5
Óleo cru e lubrificantes	154	-	1	54	10	219	3,6
Óleo cru para a formação	1	-	-	-	70	71	1,2
Gás/ Gás combustível/ H ₂ S	871	-	-	39	0	910	14,9
Óleo leve	191	1	-	61	24	277	4,5
Sem derramamento	2865	-	-	0	0	2865	46,8
Óleo e Gás	165	-	-	24	30	219	3,6
Outros	1520	-	-	5	3	1528	25,0
Total com vazamento	2921	1	1	194	137	3254	-
Total de acidentes	5786	1	1	194	137	6119	100,0
%	94,56	0,02	0,02	3,17	2,24	100,0	-

Fonte: WOAD (2009) no Relatório EUR 25646: Safety of Offshore Oil and Gas Operations: Lessons from Past Accident Analysis, 2012.

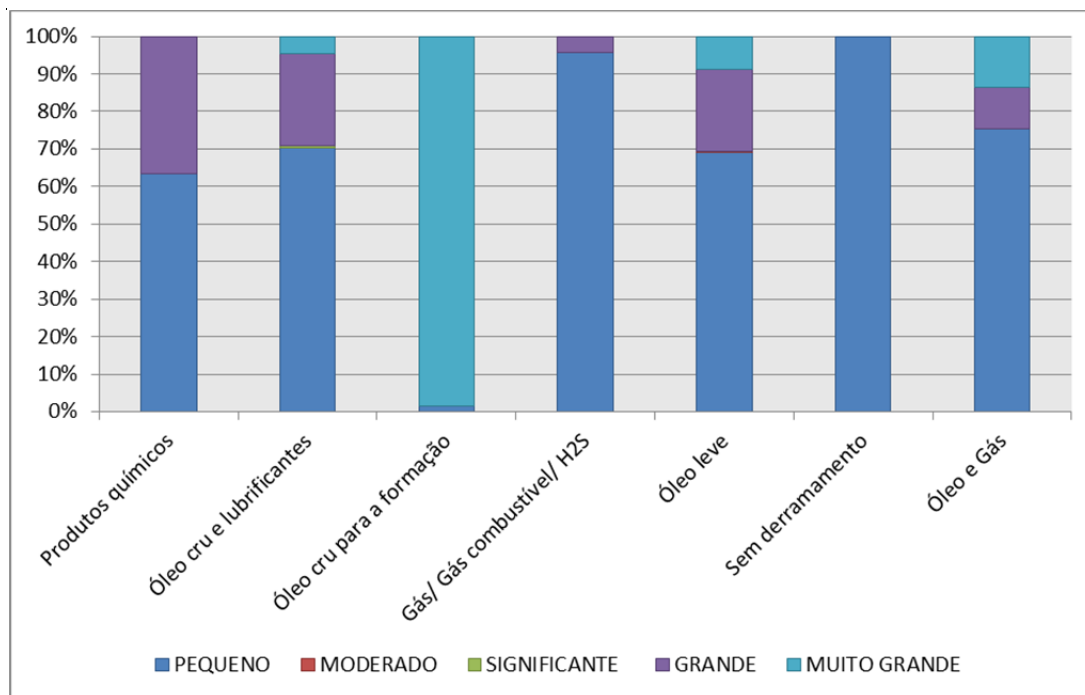


Figura II.10.2.1.6-4 - Distribuição de Acidentes por Tipo de Produto Químico.
Fonte: WOAD (2009) no Relatório EUR 25646, 2012.

e) Lições Aprendidas

Na Tabela II.10.2.1.6-5 seguir são apresentadas as falhas identificadas e as lições aprendidas a partir da análise dos acidentes relevantes listados anteriormente, a saber:

Tabela II.10.2.1.6-5 - Comparação entre as Falhas identificadas nos Acidentes Relevantes e as Lições Aprendidas.

FALHAS IDENTIFICADAS	LIÇÕES APRENDIDAS
Prevenção	
Falha em identificar apropriadamente os riscos e associá-los ao gerenciamento de riscos - PGR	Identificar os riscos em condições extremas tais como: mudanças de procedimentos, fases do ciclo de vida da planta, aplicação de revisões de padrões de alto nível para a identificação de riscos.
Falha no serviço de cimentação do Poço (barreira primária)	Cimentação apropriada do poço: existência de padrões e práticas de alto nível de integridade; operadores treinados, operadores com fiscalização das autoridades; conformidade com autoridades regulatórias, Avaliações periódicas dos riscos, revisões periódicas treinamento dos operadores.
Prevenção	
Falha no BOP - <i>Blowout Preventer</i> (barreira secundária)	Garantir a efetividade do desempenho e a prevenção e integração com o sistema de segurança; Aderência a padrões de alto nível; Aplicação das melhores práticas Autoridade regulatória atuante através de revisões no gerenciamento de riscos e na execução de inspeções
Aviso Antecipado (sinal)	
Falha em reconhecer e reagir antecipadamente a sinais de perdas de hidrocarbonetos para o poço	Melhor monitoramento e reconhecimento antecipado dos sinais de problemas através da existência e aplicação de boas práticas.
Mitigação	
Falha em usar adequadamente o <i>diverter</i> , excesso de confiança sobre os operadores	Instalação de <i>diverter</i> apropriado e com os recursos necessários. Certificar-se de que, no caso de acidentes, o <i>diverter</i> será usado adequadamente para evitar a ampliação de um acidente: Existência de alto nível de padrões tecnológicos com balanço apropriado entre a atuação humana e a da instrumentação. Qualificação do risco permite o aumento da confiabilidade e o nível de proteção adequado com as melhores práticas.
Falha em evitar a ignição dos vazamentos de hidrocarbonetos	Instalação e funcionamento de detectores de gases em áreas perigosas, evitando a presença de ignição nas áreas; Boas práticas na definição dos locais de instalação dos detectores. Localização dos detectores em locais analisados. Autoridade regulatória checa a adequação das medidas de proteção e checa a execução de inspeções.
Falha em proteger as áreas vulneráveis (ex.: sala de controle, sala de máquinas, áreas de trabalho, compartimentos vulneráveis etc) do impacto de uma explosão	Uso de materiais que podem suportar a ocorrência de sobrepressões e explosão: Uso das melhores tecnologias de proteção. Autoridade regulatória checa a adequação das medidas de proteção e checa a na execução de inspeções.

(Continua)

Tabela II.10.2.1.6-5 - Comparação entre as Falhas identificadas nos Acidentes Relevantes e as Lições Aprendidas. (conclusão)

Preparação e Planejamento	
Falha em estar adequadamente preparado para responder a um acidente	<p>Estar preparado e identificar os recursos necessários ao combate ao acidente.</p> <p>Existência de boas práticas; identificar os cenários e quantificar os recursos necessários para resgate de pessoas, interromper o vazamento, conter o vazamento etc.</p> <p>Elaborar o Plano de emergência.</p> <p>Autoridade regulatória checa a adequação das medidas de proteção e checa a na execução de inspeções.</p> <p>Estar preparado para efeitos que superem os limites esperados.</p>
Resposta a Emergência	
Falhar em combater a emergência adequadamente	<p>Aplicação de tecnologias de resposta sofisticadas e aplicação de planos eficientes etc.</p> <p>Existência de altos padrões e tecnologias de combate.</p> <p>Recursos para o combate (humanos e materiais).</p> <p>Plano de emergência com rotinas de acionamento de autoridades externas.</p>
Consequências e Restauração	
Falha em recuperar o meio ambiente ao <i>status</i> anterior ao acidente	<p>Implantar medidas para recuperar o meio ambiente:</p> <p>Existência de altos padrões e tecnologias de limpeza.</p> <p>Recursos para o combate (humanos e materiais).</p> <p>Plano de emergência com rotinas de acionamento de autoridades externas e monitores para as atividades de limpeza</p>
Gerenciamento de Segurança	
Falha em gerenciar adequadamente a segurança das operações	<p>Implantar um sistema de gerenciamento de segurança e meio ambiente, verificando continuamente e sistematicamente os desafios de segurança nas operações.</p> <p>Existência de altos padrões e uso das melhores práticas.</p> <p>O operador deverá promover ações para promover a cultura de segurança, comunicação, treinamentos direcionados e liderança em segurança.</p> <p>Autoridade regulatória checa a adequação das medidas de proteção e checa a execução de inspeções.</p>
Lições Aprendidas	
Falha em apreender as lições a partir de acidentes, quase-acidentes e perdas	<p>Possuir um sistema que investigue adequadamente a ocorrência de acidentes para identificar as principais lições.</p> <p>Existência de um formato comum para reportar os acidentes.</p> <p>Existência de taxonomia acordada para as causas, consequências e pontos críticos incluindo as lições aprendidas;</p> <p>Compartilhamento dos resultados obtidos nas investigações entre os trabalhadores, outras operadoras, inspetores e gerenciadores de riscos. Autoridade regulatória faz a coleta das informações e as destina às comissões de investigação.</p> <p>Comissões de investigação independentes ou não, analisam o acidente e divulgam as conclusões e as lições obtidas.</p>

Fonte: JRC EUR 25646 EN, 2015.

f) *Conclusões e Recomendações*

Na avaliação das várias fontes consultadas, o Relatório EUR 25646 revelou um mosaico de informações que nem sempre permitiu um entendimento claro. Não há um formato comum entre as fontes que, por vezes, registravam as informações considerando as informações de segurança ocupacional, de acordo com as autoridades locais que preparavam as estatísticas de acidentes publicadas. Observou-se também que as descrições dos acidentes não estavam disponíveis, com algumas exceções, o que não torna o processo transparente e confiável. Isto ocorre porque, apesar das informações serem importante base para a análise estatística, os dados registrados foram reportados de forma voluntária e nas informações coletadas pela DNV, ou seja, os dados não são um registro formal realizado pelas autoridades competentes.

De qualquer modo, o Relatório EUR 25646 ressalta que a análise dos acidentes relevantes é muito importante para que sirvam de orientação na cadeia de prevenção do gerenciamento de riscos.

A análise estatística realizada mostrou que o acidente de Macondo não foi “único” no que se referem às falhas, causas e cadeia de eventos identificadas; pois outros acidentes similares já haviam ocorrido. Assim, o que fez o acidente de Macondo ser considerado relevante foi a magnitude de suas consequências. O Relatório EUR 25646 conclui que eventos similares não são tão extremamente raros como poderia se esperar.

II.10.2.1.7. International Association of Oil and Gas Producers-IOGP

A Associação Internacional dos Produtores de Petróleo e Gás (IOGP) é um fórum global único, no qual os membros identificam e compartilham as melhores práticas visando alcançar melhorias em todos os aspectos de saúde, segurança, meio ambiente, segurança, responsabilidade social, engenharia e operações.

A IOGP inclui a maioria dos mais importantes do mundo de capital aberto, empresas de petróleo e gás privadas e estatais, associações industriais e grandes empresas de serviços offshore. Os membros da IOGP produzem mais da metade do petróleo produzido no mundo e cerca de um terço do gás nele produzido.

A Associação foi formada em 1974 para desenvolver uma comunicação eficaz entre a indústria *offshore* e a rede, cada vez mais complexa, de reguladores internacionais. Originalmente chamada de *E&P Forum*, em 1999, mudou seu nome para *Association of Oil & Gas Producers - OGP International* e posteriormente para *International Association of Oil & Gas Producers - IOGP*. Atualmente, seus representantes são a BP plc, *Chevron Corporation*, *ConocoPhillips*, *ExxonMobil*, *Petróleo Brasileiro S/A*, *Shell International Exploration & Production BV*, *Statoil*, *Total* e *Baker Hughes* (o representante dos membros associados).

Dentre os vários documentos publicados em 2010 pelo *Risk Assessment Data Directory* da *International Association of Oil and Gas Producers - IOGP* para a Série N. 434, o documento *Report N.434-3 Storage Incident Frequencies* apresenta as frequências de vazamentos para vários sistemas de estocagem dentre as quais a estocagem (*offshore*) de produtos tais como óleo diesel, metanol e querosene de aviação (*aviation turbine kerosene-ATK*).

As frequências de vazamentos apresentadas na Tabela II.10.2.1.7-1 referem-se às estocagens de óleo diesel/ ATK e tubulações associadas.

Tabela II.10.2.1.7-1 - Frequências de Vazamentos em sistema de Óleo diesel/ ATK.

ELEMENTOS DO SISTEMA	DIMENSÃO DO VAZAMENTO				
	PEQUENO	MÉDIO	GRANDE	RUPTURA	TOTAL
Tanque	1,6E-03	4,6E-04	2,3E-04	3,0E-05	2,32E-03
Tubulação	2,1E-02	4,1E-03	2,8E-03	-	2,79E-02
TOTAL	2,2E-02	4,6E-03	2,9E-03	3,0E-05	2,953E-02
Distribuição %	74	15	10	0,1	100

Fonte: OGP, *Report N.434-3*, Ano: 2010.

Também foi publicado pelo *Risk Assessment Data Directory* em 2010, o documento *Report 434-4 Riser & Pipeline Release Frequencies* que apresenta os seguintes valores de taxas de falhas e distribuição de tamanho de furos para tubulações submersas e *risers offshore* no período de 1980 a 2001.

Tabela II.10.2.1.7-2 - Frequências de Falha em Tubulações Submarinas.

TUBULAÇÃO	DIÂMETRO	FREQÜÊNCIA DE FALHAS	UNIDADE
Submarina rígida (escoamento a partir de poços e outras tubulações contendo fluido não processado)	todos	5,0E-04	ocorrências/km*ano
Submarina flexível	todos	2,3E-03	ocorrências/km*ano
Risers Aço	D ≤ 16"	9,1E-04	ocorrências/ano
Risers Flexível	todos	6,0E-03	ocorrências/km*ano

Fonte: OGP, Report N.434-4, Ano: 2010.

Tabela II.10.2.1.7-3 - Distribuição dos Tamanhos de Furos em Tubulações e Risers Offshore.

TAMANHO DE FURO	FREQÜÊNCIA DE FALHAS (%)	
	TUBULAÇÃO	RISERS
Pequena (< 20 mm)	74	60
Médio (20 a 80 mm)	16	15
Grande (> 80 mm)	2	25
Ruptura total	8	
TOTAL	100	100

Fonte: OGP, Report N.434-3, Ano: 2010.

Tabela II.10.2.1.7-4 - Distribuição dos Tamanhos de Furos em Tubulações e Risers Offshore.

TAMANHO DE FURO	FREQÜÊNCIA DE FALHAS (%)	
	TUBULAÇÃO	RISERS
Pequena (< 20 mm)	74	60
Médio (20 a 80 mm)	16	15
Grande (> 80 mm)	2	25
Ruptura total	8	
TOTAL	100	100

Fonte: OGP, Report N.434-3, Ano: 2010.

II.10.2.1.8. Det Norske Veritas - Recommended Failure Data for Pipelines Report 2017-0547, Rev.2

II.10.2.1.8.1. Modos de Falhas em Dutos Flexíveis

A Det Norske Veritas AS, em nome da Statoil ASA e da GASSCO AS, publicou em Dez/2017 a revisão do relatório *Recommended Failure Data for Pipelines* originalmente publicado em 2005 e revisado em 2010.

O relatório revisado compila informações de várias fontes de dados de falhas em dutos e apresenta os diversos modos de falhas para dutos rígidos e flexíveis, para *risers* e *flowlines*, distribuição dos tamanhos de furos para dutos *offshore* e valores recomendados de taxas de falhas, dentre outros.

Na Tabela II.10.2.1.8.1-1 encontram-se as Taxas de Falhas para Dutos e *Risers* Flexíveis recomendadas na revisão de 2017.

Tabela II.10.2.1.8.1-1 - Taxas de Falhas para Dutos, Risers Flexíveis e Gasodutos Offshore.

ITEM	EXPERIÊNCIA OPERACIONAL	TAXA DE FALHAS	UNIDADE
<i>Flowlines</i> (exceto <i>risers</i>)	14.208 km.ano	2,1E-03	oc/ km.ano
<i>Risers</i> Flexíveis	10.129 <i>riser</i> .ano	3,7E-03	oc/ <i>riser</i> .ano
Gasodutos	207.898 km.ano	1,7E-05	oc/ km.ano

Fonte: Tables 5.17 e 5.21. DNV, 2017.

Na Tabela II.10.2.1.8.1-2 encontra-se as distribuições do tamanho de furos para os dutos e *risers* flexíveis.

Tabela II.10.2.1.8.1-2 - Distribuição de Tamanhos de Furos. Dutos Offshore.

TAMANHO DO FURO	FLOWLINES		RISERS	
	NÚMERO DE VAZAMENTOS	DISTRIBUIÇÃO %	NÚMERO DE VAZAMENTOS	DISTRIBUIÇÃO %
Pequeno < 20 mm	6	55	5	26
Médio 20 – 80 mm	2	15	7	37
Grande > 80 mm	1	10	7	37
Ruptura total	2	20		
Total	11	100	19	100

Fonte: Tables 5.25 e 5.26. DNV, 2017.

Considerando-se as taxas de falhas para dutos flexíveis e risers flexíveis e a distribuição dos tamanhos de furos, foram estimadas as frequências de ocorrência de vazamentos para cada tamanho de vazamento apresentadas na Tabela II.10.2.1.8.1-3 adiante.

Tabela II.10.2.1.8.1-3 - Frequências de Ocorrência para Dutos e Risers Flexíveis.

ITEM	TAMANHO DO VAZAMENTO	FREQUÊNCIA	FREQUÊNCIA TOTAL	UNIDADE
<i>Flowlines (flexíveis, exceto risers)</i>	Pequeno	1,16E-03	1,16E-03	oc/ km.ano
	Médio	3,15E-04	9,45E-4	
	Grande	2,10E-04		
	Ruptura	4,20E-04		
<i>Risers Flexíveis Dinâmicos</i>	Pequeno	9,62E-04	9,62E-04	oc/ riser.ano
	Médio	1,37E-03	2,74E-03	
	Grande/ Ruptura	1,37E-03		

Fonte: Tables 5.17, 5.21, 5.25 e 5.26. DNV, 2017.

Devido aos aspectos da fase de produção, os dutos flexíveis são amplamente utilizados em dutos *offshore* e em *risers*. A lista a seguir apresenta as falhas e os modos de falhas mais importantes identificados.

- ★ Vazamento/ delaminação entre o duto flexível e o *niple*, p. ex., problemas no acoplamento entre o elemento fixo e o móvel;
- ★ Envelhecimento do revestimento termoplástico/ borracha;
- ★ Empolamento dos materiais emborrachados e plásticos devido à difusão de gás;
- ★ Desgaste interno, erosão e fadiga;
- ★ Corrosão interna e externa nos acoplamentos finais;
- ★ Danos por sobrecarga e dobramentos;
- ★ Rasgos externos;
- ★ Danos por corrosão interna devido à presença de areia;
- ★ Falhas na operação/ produção;
- ★ Perda das camadas de proteção dos dutos flexíveis;
- ★ Danos nas camadas de metal, espiral e revestimento interno;
- ★ Colapso ou ovalização da estrutura da tubulação devido a um alívio rápido da pressão;
- ★ Vazamentos através das camadas ou através da estrutura da tubulação;
- ★ Incêndio;
- ★ Falhas nos anéis de vedação dos acoplamentos finais.

a) Falhas na Operação

As falhas que ocorreram durante a operação/ produção e foram identificadas através de testes de hidrostáticos ou inspeções finais não foram computadas como modos de falhas porque estes casos não resultaram no reparo ou na substituição do duto flexível/ trecho do mesmo. Contudo, é possível listar algumas das falhas que durante a fase de operação/ produção que podem resultar em vazamentos, sendo que algumas podem também resultar na redução da vida útil do duto flexível/ trecho do mesmo.

- ★ Quantidade ou mistura epóxi inadequada;
- ★ Uso de material inadequado;
- ★ Falha na instalação dos acoplamentos finais;
- ★ Presença de umidade durante a montagem dos acoplamentos finais e injeção de epóxi;
- ★ Problemas na qualidade da solda;
- ★ Exceder aos limites especificados de flexibilidade do duto;
- ★ Vulcanização insuficiente entre as camadas termoplásticas/ borracha do duto flexível

b) Falhas devidas a Interferências Externas

Algumas falhas podem ser provocadas pela queda de objetos, desgaste nas camadas protetoras ou na estrutura metálica. A ocorrência de danos nas camadas externas plásticas ou emborrachadas do duto flexível podem resultar na penetração de água nas camadas metálicas que então causará corrosão. Este processo ocorre ao longo da vida útil, levando a vazamentos e poderá resultar na ruptura do duto.

II.10.2.1.8.2. Falhas Causadas por Circunstâncias Operacionais

a) Vazamentos nas camadas

Estes vazamentos ocorrem na região do acoplamento do duto flexível devido a problemas operacionais na pressão de transferência. Este tipo de problema normalmente refere-se a dutos que operam em condição de temperatura elevada com COFLON HDPF (polímero de alta densidade) sendo utilizado na camada de pressão do duto flexível. Ao longo da sua vida útil, o duto flexível passa por ciclos de pressão e temperatura que podem provocar alterações nas camadas termoplásticas ou até vazamentos. Os vazamentos esperados são limitados devido à resistência ao fluxo provocada pela estrutura do próprio duto.

O enfraquecimento das camadas ou irregularidades na espiral metálica do duto poderão provocar vazamentos apesar de não serem identificados em testes de pressão. Neste caso, não são esperados vazamentos por ruptura do duto.

Para situações de transferência de óleo e gás produzido em haja a presença de areia, há possibilidade de desgaste interno do duto. Como nestes casos este efeito é esperado, o duto é projetado com uma carcaça interna para resistir a este maior desgaste. Não foram registrados incidentes causados por este tipo de falha onde houve necessidade de se levar em consideração o efeito da presença de areia.

b) Danos às camadas metálicas

Em dutos expostos a cargas de esforços dinâmicos, a fadiga pode aumentar na camada metálica e principalmente nas soldas.

A ocorrência de níveis particularmente elevados de H₂S podem levar a fragilização da camada metálica do duto devido à difusão do gás na mesma e que pode levar a fratura/ ruptura.

Em dutos que estão expostos a uma carga dinâmica podem ocorrer fraturas decorrentes de fadiga na armação metálica dos mesmos. Os locais de fraturas mais relevantes estão nas soldas ou defeitos na superfície da camada metálica ou próximos dos acoplamentos finais ou restritores. Não é considerado provável que ocorra o enfraquecimento de um trecho qualquer da tubulação devido à evolução da fratura/ ruptura na camada metálica. Contudo, a probabilidade deste problema evoluir para um vazamento aumentará devido à transferência de esforços para as camadas metálicas adjacentes se o dano ocorrer no acoplamento entre os elementos fixo e móvel ou no restritor. Se o dano ocorrer no acoplamento final, é possível imaginar que o rompimento possa provocar um *blowout*, porém não há registros históricos destes tipos de acidentes.

c) *Corrosão na camada metálica*

Pode ocorrer a entrada de água do mar na estrutura metálica do duto em consequência de danos na camada protetora do mesmo. Estes danos, na maioria dos casos, estão relacionados à interferência externa e também podem ser causados se problemas com a pressão interna do duto danificarem a camada protetora do mesmo (efeito de dentro para fora). A experiência tem mostrado que a corrosão ocorrerá próximo à área danificada e não se estendem ao longo da estrutura da tubulação.

A corrosão na camada metálica também pode ser resultado da difusão de H₂S ou CO₂. O acesso restrito de oxigênio à esta camada limitará o ataque da corrosão. Contudo, mesmo pequenos pontos de corrosão poderão criar diferenças de concentração de tensões que, em restrições dinâmicas, poderão causar fraturas na camada metálica.

II.10.2.1.9. Conclusões - Dados Internacionais

A partir da análise dos dados históricos de acidentes ocorridos no exterior e anteriormente apresentados, é possível identificar que:

- ★ De acordo com o US DOT, através do PHMSA, foram registrados, no período de 1999 a 2018, 467 acidentes em dutos offshore de transporte de gás natural e líquido perigosos (incluindo óleo cru e líquidos altamente voláteis, inflamáveis e/ou tóxicos);
- ★ Ainda de acordo com US DOT, cerca de 42% dos acidentes em gasodutos offshore, no período de 1995 a 2014, foram causados por corrosão (interna, externa e não especificada). Esta também foi a causa de cerca de 49% dos acidentes em dutos offshore, entre 1998 e 2017;
- ★ Os dados apresentados pelo PARLOC entre 2001 e 2012, para dutos e *risers* flexíveis, mostram que 43% dos vazamentos em dutos flexíveis ocorrem devido a falhas no corpo do duto e cerca de 10% ocorrem devido a falhas em equipamentos e conexões. Cerca de 40% destas falhas ocorrem em dutos com diâmetros variando de 6 a 8 polegadas;
- ★ O relatório da DNV-2017-0547_rev2 indica que grande parte dos vazamentos em *flowlines* (cerca de 55%) ocorrem devido furos pequenos, menores que 20 mm. No caso dos *risers*, há uma distribuição proporcional entre furos pequeno, médio e ruptura total (acima de 80 mm) para as causas de vazamento.
- ★ De acordo com os dados publicados pela HSE (MAIB, COIN/ORION, BLOWOUT, WOAD, Ano: 2009), considerando o período de 1990 a 2007, foram registrados 603 acidentes em FPSOs, levando à frequência histórica de ocorrência de acidente a nível mundial de 4,096 ocorrências/plataforma.ano;
- ★ Nesse período, os acidentes em FPSOs de maior frequência foram vazamento de produto, representando quase 58% das ocorrências, seguido de queda de material, abrangendo 12,6% dos eventos acidentais;
- ★ Segundo *Bureau of Safety and Environmental Reinforcement* – BSEE, no período de 2007 a 2017, observa-se que 2017 foi o que apresentou o menor número de acidentes (429) tanto para o Golfo de México quanto

para a plataforma continental do oceano Pacífico (período mais recente da estatística disponibilizada pelo BSEE),

- ★ O maior número de incidentes no período de 2007 a 2017 considerando-se tanto o Golfo de México quanto a plataforma continental do oceano Pacífico (período mais recente da estatística disponibilizada pelo BSEE), foi de 783 acidentes ocorridos em 2007;
- ★ Observa-se que a partir de 2014 o número de acidentes ocorridos tem aumentado sucessivamente.

II.10.2.2. Registros de Acidentes Nacionais

A análise histórica de acidentes/ incidentes ocorridos no Brasil envolvendo as atividades de produção e escoamento de óleo e gás foi realizada através da pesquisa em dados estatísticos publicados por órgãos nacionais e instituições de pesquisa, informações disponibilizadas na internet pelos órgãos de imprensa e nos dados históricos de vazamentos de óleo ocorridos nas atividades marítimas de E&P da Petrobras ao longo da costa brasileira no período de 2001 a Fevereiro/2019. Dentre os dados obtidos, foram encontradas informações de acidentes de grande repercussão tais como os acidentes na Bacia de Campos, dentre outros.

Um resumo dos incidentes registrados na Petrobras encontra-se apresentados a seguir.

a) Incidentes na Petrobras até 2001

A Petrobras possui o registro de duas erupções de poços (*blowout* de gás) ocorridos na Bacia de Campos, ambos na Sonda Modulada 6 (SM-6), em 1984 e 1988, então associada à Plataforma Central de Enchova (unidade fixa). O acidente de 16 de agosto de 1984 resultou em 37 vítimas fatais e o de 24 de abril de 1988 não gerou vítimas. Não há registro de volumes envolvidos nas ocorrências ou de qualquer ocorrência de óleo no litoral naquelas ocasiões. A SM-6 não está mais em operação e a plataforma Central de Enchova não dispõe de sonda modular associada.

Não houve registro de acidentes envolvendo FPSOs ou gasodutos *offshore* neste período.

b) Análise dos dados históricos de vazamentos de óleo ocorridos nas atividades marítimas de E&P da Petrobras ao longo da costa brasileira no período de 2001 a setembro/2015

A Tabela a seguir indica os incidentes de vazamento de óleo ocorridos nas atividades de exploração e produção (E&P) da Petrobras assim como aqueles ocorridos nas atividades de apoio, tais como transferências de produtos para as plataformas e operações de embarcações em píeres, no período de 2001 a 2019.

Não inclui os incidentes de descartes de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas de produção nos anos de 2013 e 2014 que foram comunicados como incidentes de descarga.

Tabela II.10.2.2-1 - Número, volume (m³) e ocorrências.

ANO	NÚMERO TOTAL DE OCORRÊNCIAS	VOLUME TOTAL (m ³)	VOLUME MÉDIO (m ³)	NÚMERO DE OCORRÊNCIAS MAIORES QUE 0,159 m ³	VOLUME (m ³) DAS OCORRÊNCIAS MAIORES QUE 0,159 m ³
2001	34	1.387,95	40,82	21	1387,70
2002	8	10,2	1,28	5	10,14
2003	36	18,58	0,52	13	18,06
2004	34	8,24	0,24	9	7,52
2005	25	38,64	1,55	4	37,91
2006	32	27,70	0,87	32	27,7
2007	29	30,52	1,05	11	29,9
2008	25	2,32	0,09	6	1,58
2009	42	4,42	0,11	4	3,44
2010	65	26,27	0,40	7	24,93
2011	67	7,32	0,11	9	6,16
2012	96	28,21	0,29	9	26,95
2013	81	17,74	0,22	17	16,3
2014	98	8,94	0,09	13	6,5
2015	63	27,56	0,44	11	26,37
2016	5	3,37	0,67	5	3,37
2017	3	8,55	2,85	3	8,55
2018	1	0,86	0,86	1	0,864
2019	2	272,29	136,14	2	272,29
TOTAL 2001-2019	746	1.929,68	188,6	182	1916,23

2001: Resultados significativamente impactados por ocorrência na Bacia de Campos (1.350 m³, decorrentes do naufrágio da plataforma P-36)

2005: Resultados significativamente impactados por ocorrência na malha submarina da Bacia de Campos (30 m³)

2010: Resultados significativamente impactados por ocorrência na Bacia de Campos (20,0 m³ devidos a falha no processo de tratamento e descarte de água produzida na plataforma P-48)

2012: Resultados significativamente impactados por ocorrência na Bacia de Santos (18,18 m³, decorrentes de quebra de riser no FPSO *Dynamic Producer*)

2013 e 2014: Não estão incluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação que, naqueles anos foram comunicadas como incidentes de descarga.

2015: Resultados significativamente impactados por ocorrência no litoral de Sergipe (7,0 m³ em duto submarino próximo à plataforma PCM-06)

2016: Vazamento mais significativo de 1,8 m³ de petróleo pelo duto PE-16-PGA03/EPA, identificado por embarcação de transporte de passageiros tipo Surfer

2017: Resultados significativamente impactados por ocorrência na falha na linha de produção do poço ABL-24. Campo de Albacora Leste, Bacia de Campos (30 m³).

2018: Descarga significante de óleo proveniente do oleoduto submarino. Descarga de óleo no mar proveniente do oleoduto PCP2 x PPG1. Campo de Carapeba, Bacia de Campos (0,864 m³)

2019: Resultados significativamente impactados por ocorrência de rompimento dos estojos em flange do mangote de *offload* durante transferência de óleo para navio aliviador (260 m³)

Fonte: PETROBRAS, Ano: Fev/ 2019.

Como informado anteriormente, não estão incluídos nos anos de 2013 e 2014 as ocorrências de descarte de óleo em água produzida descartada em plataformas acima do limite estabelecido pela Resolução CONAMA 393, tanto em situações em que o limite diário foi excedido quanto em situações em que o limite mensal foi excedido.

Estas ocorrências¹⁸ são comunicadas à ANP como “descarte”, por definição daquela Agência, ao passo que essas mesmas ocorrências são comunicadas ao IBAMA como descontrole de processo, por definição deste último.

Nos anos de 2013 e 2014, para garantia de consistência de informações prestadas aos órgãos reguladores, a Petrobras optou por informar como “descarte” também ao IBAMA aquelas ocorrências.

Posteriormente, a partir de orientação recebida do IBAMA, essas ocorrências deixaram de ser comunicadas ao órgão ambiental como descarga, embora continuem a ser comunicadas à ANP como tal, o que pode gerar aparente inconsistência de informações entre esses dois órgãos.

Destaca-se, inicialmente, que os volumes indicados na Tabela II.10.2.2 - 1 foram em grande parte influenciados por ocorrências isoladas, em diferentes instalações e operadas por diferentes equipes, evidenciando que não se tratam de incidentes sistêmicos, ainda que mereçam toda atenção.

Esta conclusão é consistente com as observações da IOGP¹⁹ que, em seu relatório de desempenho ambiental de 2014, registra que 74% das ocorrências foram menores que um barril. Na Petrobras, no mesmo ano, este número correspondeu a 83,8%.

A confirmar o acima exposto, verifica-se que o volume médio de óleo derramado por ocorrência apresenta tendência de queda desde 2005, à exceção dos anos de 2010, 2012 e 2015. No entanto o volume médio de óleo derramado volta a crescer a partir de 2016 até 2018, como indicado na Tabela II.10.2.2-1.

¹⁸ Descarte de óleo em água produzida descartada em plataformas acima do limite estabelecido na Resolução CONAMA 393.

¹⁹ *Environmental Performance Indicators - 2014 data, IOGP, 2015.*

A Figura II.10.2.2-1 ilustra o acima descrito.

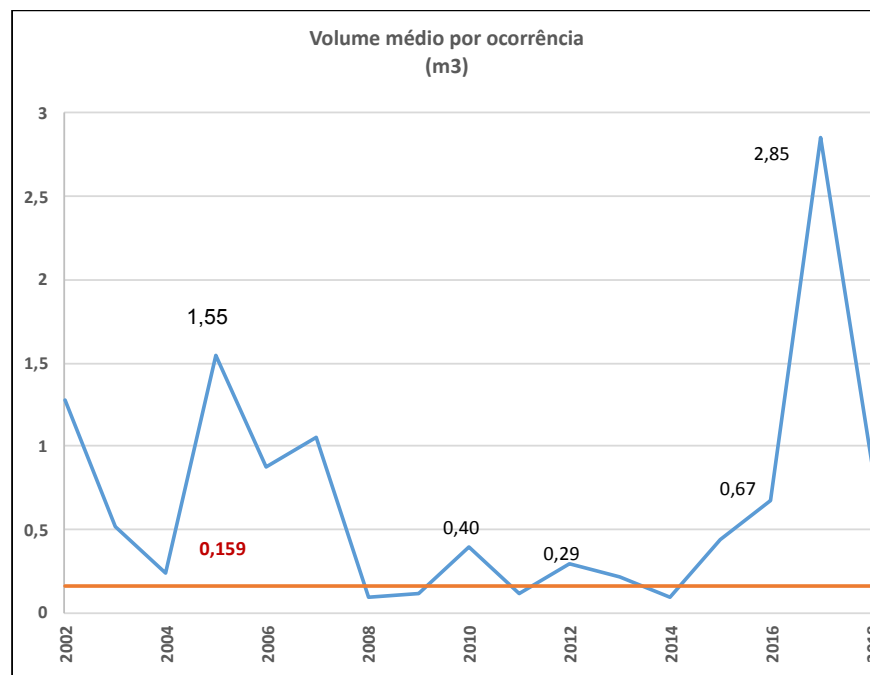


Figura II.10.2.2-1 - Volume médio (m³) por ocorrência
Fonte: PETROBRAS, Ano: Fev/2019.

O gráfico acima não reflete as duas ocorrências significativas em 2019, na Bacia de Campos, ambas superiores a 8m³ (volume vazado de 12,29 e 260 m³).

Excluídas as ocorrências mais significativas até 2015, verifica-se que a média de volume derramado por ocorrência é significativamente reduzida até esta data, comprovando o anteriormente afirmado, acerca da concentração de grandes volumes em pequeno número de ocorrências (Figura II.10.2.2-2).

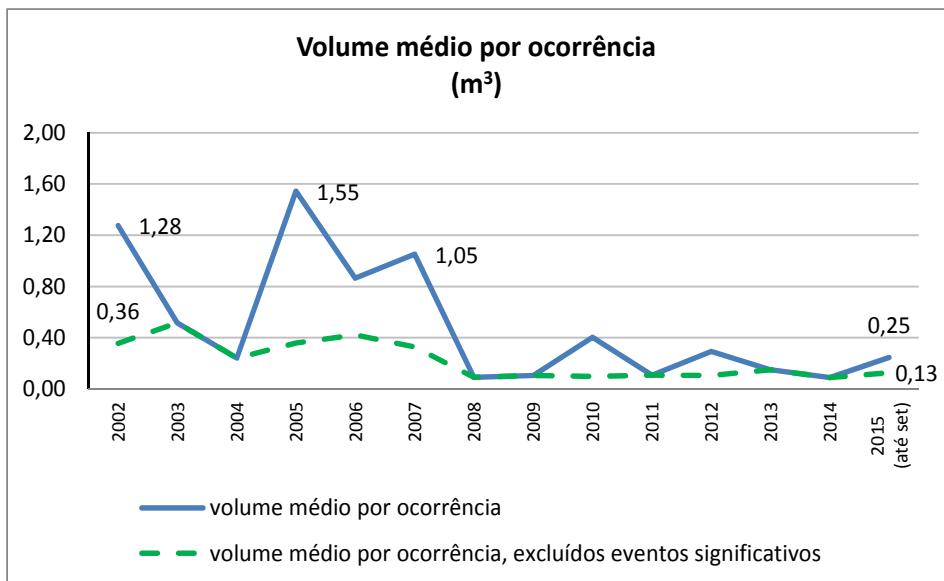


Figura II.10.2.2-2 - Volume médio por ocorrência, com e sem eventos mais significativos. Fonte: PETROBRAS, Ano: Nov/ 2015.

Analisando-se a distribuição das ocorrências no período 2001-2015 (até setembro), excluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas, verifica-se que 90% das ocorrências são menores que um barril, confirmando a constatação histórica de que a maioria das ocorrências neste período resulta em baixos volumes.

No entanto, os dados apresentados entre 2015 e 2017 refletem um novo crescimento no volume médio de óleo vazado, ainda que inferiores a 8 m³.

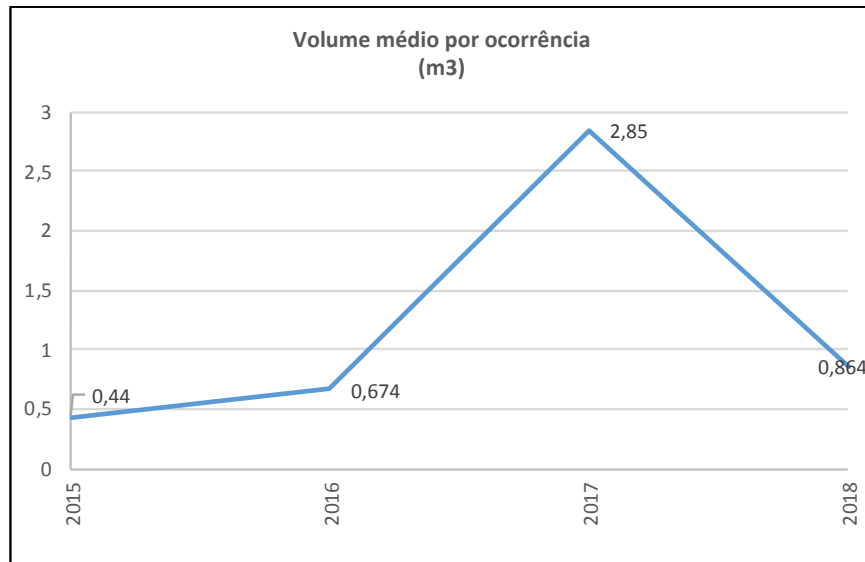


Figura II.10.2.2-3 - Volume médio por ocorrência, com eventos mais significativos.
Fonte: PETROBRAS, Ano: Fev/ 2019

Os incidentes mais significativos de vazamento de óleo no período (2010 a 2019 – até Fevereiro), excluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas foram:

- ★ 06/2010 – Desconexão de mangote de transferência na P-47 (1,58 m³), na Bacia de Campos;
- ★ 01/2012 – Descarga decorrente da quebra do EPR (*Early Production Riser*) do FPSO *Dynamic Producer* no BMS-9 (18,18 m³), na Bacia de Santos;
- ★ 02/2012 – Descarga na linha de interligação da saída de óleo com a saída de água de separador de produção da P-43, Bacia de Campos (5,0 m³);
- ★ 02/2012 – Descarga durante teste de formação na NS-32, no campo de Lula, na Bacia de Santos (2,2 m³);
- ★ 03/2013 – Descarga pelo mangote de transferência durante a operação com o navio aliviador Cartola junto à P-37, Bacia de Campos, (2,05 m³);

- ★ 08/2013 – Descarga de óleo diesel durante abastecimento de embarcação no porto do Rio de Janeiro (3,0 m³);
- ★ 03/2015 – Descarga de petróleo em oleoduto que interliga a P-56 à P-38, Bacia de Campos (2,361 m³);
- ★ 04/2015 – Descarga de petróleo devido a furo em oleoduto submarino que interliga as plataformas PCM-06 e PCM-05, litoral de Sergipe (7,0 m³).
- ★ 07/2015 – Descarga de óleo para o mar durante manobras de preparação para o *offloading* na plataforma P-58 (3,084 m³), na Bacia do Espírito Santo.
- ★ 10/2016 - Descarga de 1,8m³ de petróleo pelo duto PE-16-PGA03/EPA, identificado por embarcação de transporte de passageiros tipo Surfer, na UO_SEAL.
- ★ 10/2017 – Descarga decorrente de falha na linha de produção do poço ABL-24. Campo de Albacora Leste, Bacia de Campos (7,0 m³).
- ★ 08/2018 - Descarga de óleo no mar proveniente do oleoduto PCP2 x PPG1. Campo de Carapeba, Bacia de Campos (0,864 m³).
- ★ 02/2019 - Descarga maior de óleo devido rompimento dos estojos em flange do mangote de *offload* durante transferência de óleo para navio aliviador (260 m³).

O ano de 2012 mostrou-se particularmente atípico e as três ocorrências citadas acima (FPSO *Dynamic Producer*, P-43 e NS-32) foram responsáveis por 25,38 m³ (89,9%) do total de óleo derramado no mar na atividade de E&P.

Situação semelhante voltou a ocorrer em 2015, em que três ocorrências (4,6% das ocorrências) totalizaram 12,45 m³, respondendo por 79,6% do volume total derramado.

Em 2019 um grande vazamento de 260 m³ da P-58 responde por cerca de 85% do volume total vazado entre 2013 e 2019.

Analisando-se a distribuição das ocorrências no período 2001-2019 (até Fevereiro), excluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas, verifica-se que 76%

das ocorrências no mar ainda são menores que um barril. No período 2013 a 2019 apenas 8% das ocorrências apresentam volume total vazado acima de 8 m³.

Esses incidentes confirmam a constatação histórica de que poucas ocorrências concentram grande parte do volume derramado, ao passo que a maioria das ocorrências resulta em baixos volumes.

Ao se analisar a evolução do número de ocorrências, é importante considerar o aumento da atividade de E&P em termos de produção e do número de Unidades Marítimas, embarcações em operação e malha de dutos submarinos.

Em que pese este aumento da atividade, verifica-se até 2015 uma tendência de queda no volume absoluto (Figura II.10.2.2-4), assim como no volume médio de óleo derramado por ocorrência (Figura II.10.2.2-1).

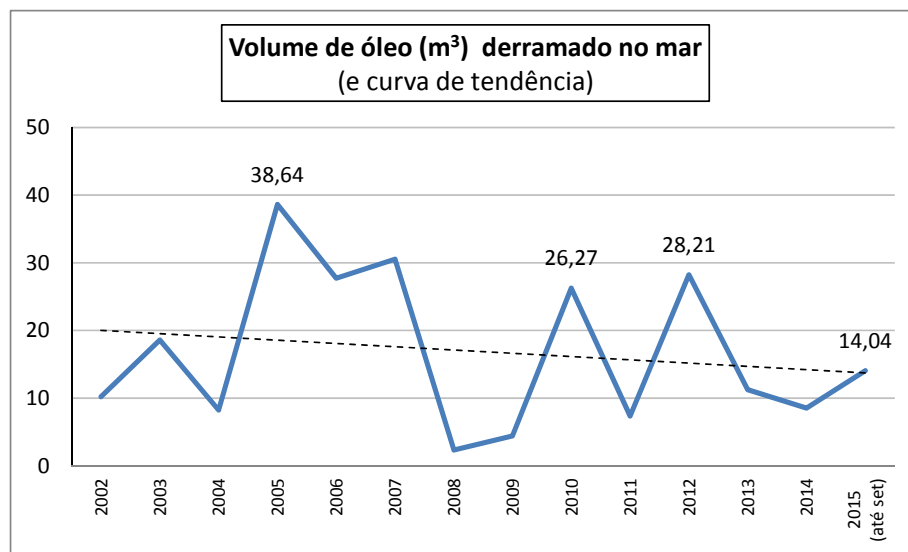


Figura II.10.2.2-4 - Volume derramado no mar (m³) e curva de tendência. Fonte: PETROBRAS, Ano: Fev/ 2019.

Esta tendência se mostrou contrária a partir de 2015 até os dias atuais, conforme apresenta a Figura II.10.2.2-5.

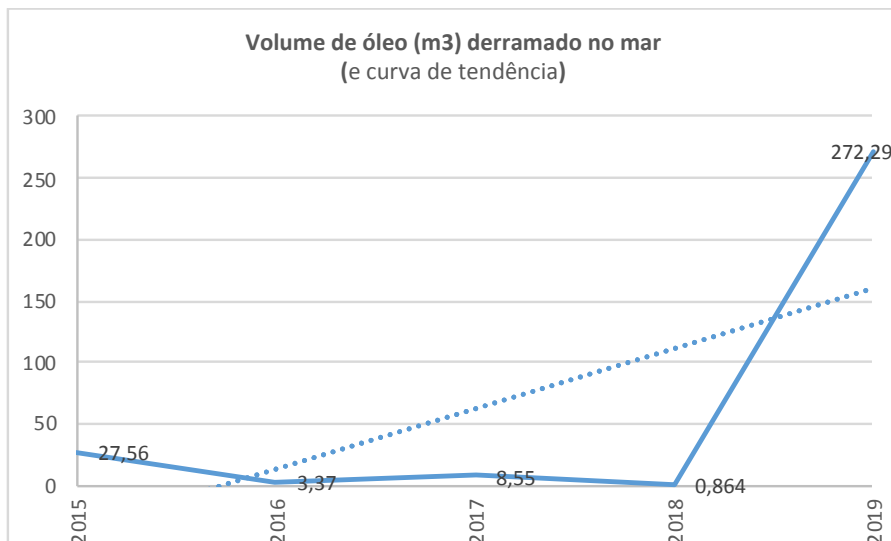


Figura II.10.2.2-5 - Volume derramado no mar (m³) e curva de tendência. Fonte: PETROBRAS, Ano: Fev/2019.

Considerada a classificação utilizada no Brasil para definição de volumes pequenos, médios e grandes, no período de 2001 a 2019, apenas cinco²⁰ ocorrências podem ser classificadas como médias e duas como grandes (P-36, em 2001 e P-58, em 2019). Todas as demais são consideradas descargas pequenas.

Nos últimos 5 anos, à exceção das duas ocorrências na Bacia de Campos, em 2019, todas as demais podem ser classificadas como “descargas pequenas” (menores que 8 m³). A maior parte da região atingida por estas ocorrências é em mar aberto, além de 12 milhas náuticas da costa e distante de áreas sensíveis.

²⁰ Vazamento na malha de dutos submarinos da Bacia de Campos (2005, 30,0 m³); mancha de óleo em torno da plataforma PGP-1, Bacia de Campos (2006, 14,6 m³); Vazamento de óleo diesel devido a abalroamento do pier 3, em Imbetiba-Macaé (2007, 21,34 m³); Falha no processo de tratamento e descarte de água produzida na plataforma P-48, Bacia de Campos (2010, 20,0 m³) e Quebra de riser no FPSO *Dynamic Producer*, na Bacia de Santos (2012, 18,18 m³).

Em função do exposto, excluindo-se as ocorrências consideradas como pontos fora da curva e, considerando-se os pequenos volumes vazados, o espaçamento temporal e geográfico entre as ocorrências, houve uma tendência de aumento dos volumes derramados e das médias de volumes por ocorrência; no entanto, dada as características do produto derramado, do ambiente atingido e das ações de resposta executadas, os impactos ambientais potenciais podem ser caracterizados como de baixa magnitude, locais e temporários.

II.10.2.2.1. Conclusão - Dados Nacionais

Dos 746 incidentes registrados no período 2001 a Fev/ 2019, 158 ocorrências tiveram volumes menores que $0,159 \text{ m}^3$ (1 barril), o que corresponde a aproximadamente 76%. Considerando-se o período total analisado, nos anos de 2001 e 2019 o volume total vazado superou 1.930 m^3 (resultado significativamente impactado pelo vazamento de 1.350 m^3 , decorrentes do naufrágio da plataforma P-36), correspondendo a aproximadamente 72% das descargas.

Analisando-se a distribuição das ocorrências no período 2001-2019 (até Fevereiro), excluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas, verifica-se que 76% das ocorrências são menores que um barril, confirmando a constatação histórica de que a maioria das ocorrências resulta em baixos volumes.

Conforme demonstrado na Tabela II.10.2.2-1 e nas Figuras II.10.2.2-1, II.10.2.2-2 e II.10.2.2-3 anteriormente apresentados, podemos verificar que os incidentes envolvendo volumes mais elevados ocorreram no ano de 2001, decorrente do acidente com a plataforma P-36, e no ano de 2019, na P-58, evidenciando que não se trata de incidentes sistêmicos e podem ser considerados “ponto fora da curva”, mas que ainda assim merece toda atenção.

Verifica-se que a atividade apresenta desempenho com tendência de queda do volume médio de óleo derramado, quando analisado todo o período considerado até 2015, com resultado significativamente melhor que as demais empresas-membro da *International Association of Oil and Gas Producers* - OGP neste mesmo período. No entanto, ressalta-se nos últimos 5 anos um crescimento no volume médio de óleo derramado, acentuado pelas duas ocorrências significativas ocorridas em 2019.

Em relação às ocorrências de vazamento de óleo em instalações de produção marítimas da Petrobras, a distribuição apresenta consistência com os registros obtidos do WOAD, que também apresenta maior concentração entre vazamentos considerados pequenos (até 8 m³).