

II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

O objetivo deste estudo é a identificação e o gerenciamento dos riscos associados ao Teste de Longa Duração (TLD) na área do poço 3-ESP-22D-RJS, na concessão de Espadarte, Bacia de Campos. Para a produção será instalada uma única Unidade Estacionária de Produção (UEP), do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

Para a identificação e classificação dos cenários acidentais decorrentes do processo de produção, foram utilizadas as técnicas de Análise Histórica de Acidentes (AHA) e Análise Preliminar de Perigos (APP), as quais auxiliam no planejamento prévio necessário para a redução da frequência de incidência desses eventos.

II.8.1 - Descrição das Instalações e dos Processos

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras está previsto para ser ancorado em maio de 2012, através do sistema de *Spread Mooring*, por meio de 12 linhas na concepção *Taut Leg*, compostas por amarras conectadas a estacas torpedo cravadas no solo marinho.

Durante a realização do TLD no poço 7-ESP-42H-RJS, que está prevista para durar cerca de 07 (sete) meses (de junho a dezembro de 2012), a unidade ficará posicionada a 3,3 km do poço, a uma lâmina d'água de 1.123 m. Ao longo desse período, estima-se que a produção seja de aproximadamente 12.064 bpd (1.918 m³/d), representando 0,59% da produção nacional de petróleo (fixando dados atuais divulgados pela Agência Nacional de Petróleo).

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras possui capacidade de processamento nominal de 4.170 m³/d (25.789 bpd) de óleo e 400.000 m³/d de gás. A unidade também possui uma planta capaz de tratar 1.900 m³/d de água produzida, mas não deverá ser utilizada devido à previsão de falta de água associada ao fluido oriundo do reservatório. Uma vez retirado do poço e encaminhado para a unidade através da linha de produção, o fluido é enviado para 01 (uma) linha de processo, contendo os seguintes equipamentos: pré-aquecedor,

aquecedor e separadores de produção (1º e 2º estágio). O gás proveniente do separador de produção do 1º estágio é encaminhado para um tratamento (composto por um resfriador e um vaso depurador) e depois utilizado como combustível para geração de energia da própria unidade. Já o gás excedente será enviado ao vaso do *flare* e em seguida, queimado. O óleo, depois de ter passado pelo 2º estágio de separação, é resfriado e transferido para os tanques de carga do FPSO. A estocagem é realizada em até 06 (seis) tanques centrais, que juntos perfazem uma capacidade de 34.044 m³ (214.130 bbl). O escoamento se dará através da transferência de óleo (*offloading*) para navios aliviadores.

Vale ressaltar que tanto o processamento do gás quanto o do óleo geram efluentes. O condensado gerado no vaso depurador e no vaso do *flare* retorna ao processo, enquanto o óleo sujo resultante dos separadores é enviado a um tanque específico da unidade com capacidade de 289 m³.

A **Figura II.8.1-1** apresenta o fluxograma simplificado da planta de processamento a ser utilizada.

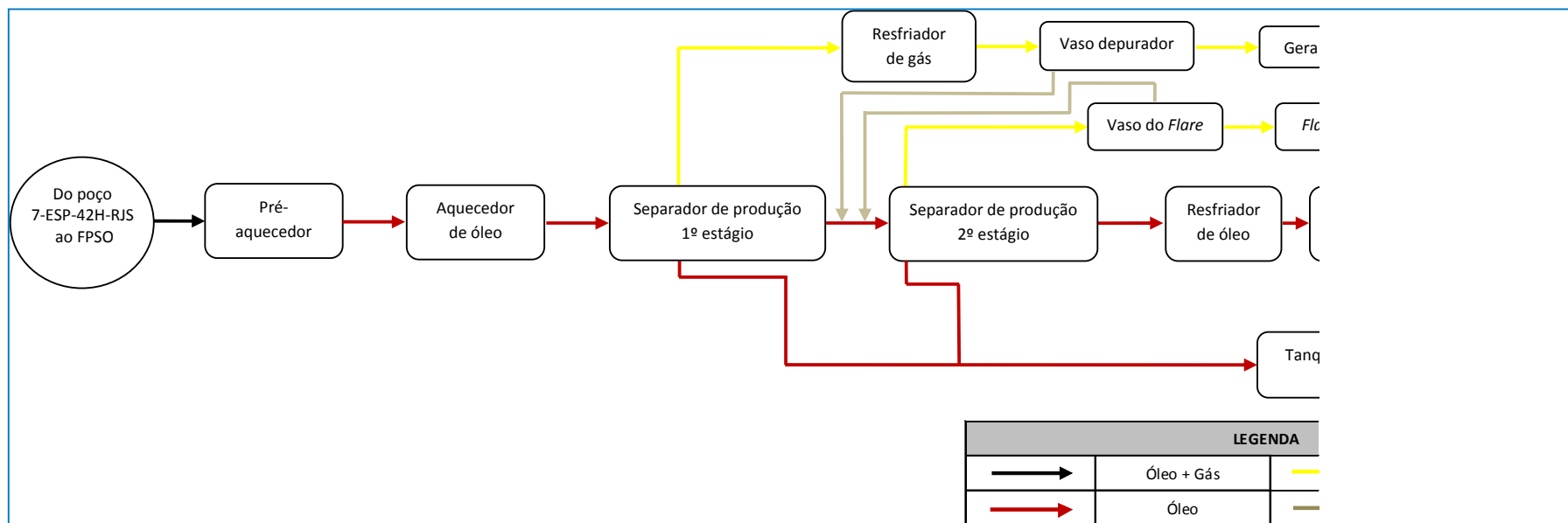


Figura II.8.1-1 - Fluxograma simplificado da planta de processamento a ser utilizada.

Para o abastecimento do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras com óleo diesel, que será utilizado como combustível para geração de energia, até que a produção esteja estabilizada, serão realizadas operações por embarcação de apoio. A transferência será monitorada de modo a identificar eventuais vazamentos. O armazenamento de diesel na unidade é realizado em 10 tanques, com capacidade total de 2.727 m³ (17.152 bbl).

A escolha do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras considerou diferentes aspectos técnicos e ambientais, visando minimizar o potencial de interação física da atividade com o meio ambiente e conferir maior confiabilidade operacional ao empreendimento. Na fase de planejamento do projeto foram adotados outros critérios de segurança, como procedimentos operacionais pré-estabelecidos, proibição de determinadas atividades no período noturno ou com baixa visibilidade, adoção de embarcações de apoio autorizadas e de pessoal devidamente treinado, sistemas de detecção de vazamento, válvulas automáticas de bloqueio, dentre outras medidas preventivas e de controle.

Além disso, as diferentes etapas do projeto para o desenvolvimento do Teste de Longa Duração no poço 7-ESP-42H-RJS foram elaboradas com base nas melhores práticas de segurança, meio ambiente e saúde, estipuladas nas diretrizes do Sistema de Gestão da PETROBRAS.

É importante destacar que dados mais detalhados sobre as instalações do FPSO e os processos envolvidos na realização do TLD estão apresentados no item **II.2 - Caracterização da Atividade**, deste EIA.

II.8.2 - Análise Histórica de Acidentes (AHA)

O principal objetivo da análise de riscos é a antecipação de falhas no sistema analisado, identificando suas causas potenciais e possíveis consequências, permitindo a adoção de medidas preventivas e mitigadoras. Tal antecipação pode ser realizada através da análise de acidentes ocorridos anteriormente em instalações e empreendimentos similares, registrados tanto na literatura especializada quanto em bancos de dados informatizados. Esse tipo de análise

permite realizar uma avaliação estatística das causas mais frequentes e das condições locais que favoreceram a ocorrência dos sinistros, auxiliando o gerenciamento dos riscos associados ao sistema.

A - Principais Acidentes em Operações Offshore

A Tabela II.8.2-1 apresenta os principais acidentes em operações *offshore*, obtidos de avaliações em diversos bancos de dados.

Tabela II.8.2-1 - Principais acidentes em operações offshore até 2010.

	Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
1	Qatar I	1956	Golfo Pérsico	Jack-up	Afundamento
2	Sedco Nº 8 Rig 22	1956	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
3	Deep Water Explorer	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
4	Mr Gus 1	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
5	Transgulf Rig 10	1959	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
6	Mr Louie	1963	Alemanha	Jack-up	Blowout
7	C. P. Baker	1964	Golfo do México	Navio de Perfuração	Blowout
8	Penrod 52 / Petrel	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
9	Saipem Paguro	1965	Itália	Jack-up	Blowout
10	Sea Gem	1965	Reino Unido	Jack-up	Colapso
11	Zapata Maverick I	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
12	Roger Buttin 3	1966	África	Jack-up	Afundamento
13	Dixilyn (8) Julie Ann	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
14	Dresser 2	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
15	Little Bob	1968	-	Jack-up	Blowout
16	Ocean Prince	1968	Reino Unido	Semissubmersível	Colapso
17	Constellation	1969	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
18	Estrellita	1969	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
19	Union Oil Platform A	1969	Estados Unidos	Plataforma Fixa	Blowout
20	Zapata Scorpion	1969	Ilhas Canárias	Jack-up	Afundamento
21	Main Pass Block 41	1970	Golfo do México	Plataforma Fixa	Incêndio
22	South Timbalier 26	1970	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
23	Trinimar Marine W327	1973	Venezuela	Plataforma Fixa	Blowout
24	Gemini	1974	-	Jack-up	-
25	Liberacion	1974	América do Sul	Jack-up	Afundamento
26	Transocean 3	1974	Reino Unido	Semissubmersível	Colapso
27	AMDP-1	1975	Golfo Pérsico	Jack-up	Afundamento
28	Ekofisk A	1975	Noruega	Plataforma Fixa	Incêndio

Continua

(Tabela II.8.2-1) Continuação

	Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
29	Zapata Topper III	1975	Golfo do México	Jack-up	Blowout
30	Baku 2	1976	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
31	Deep Sea Driller	1976	Noruega	Semissubmersível	Encalhe
32	Gatto Selvatico	1976	-	Jack-up	Afundamento
33	Ocean Express	1976	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
34	W.D. Kent	1976	Dubai	Jack-up	Afundamento
35	Dolphin Titan 143	1977	-	Jack-up	Afundamento
36	Ekofisk B	1977	Noruega	Plataforma Fixa	Blowout
37	Ocean Master II	1977	África	Jack-up	Afundamento
38	Scan Sea	1977	Oceano Pacífico	Jack-up	Afundamento
39	Orion	1978	Reino Unido	Jack-up	Encalhe
40	Bohai 2	1979	China	Jack-up	Afundamento
41	IXTOC-1	1979	México	Jack-up	Blowout
42	Ranger 1	1979	Golfo do México	Jack-up	Colapso
43	Sedco 135F	1979	México	Jack-up	Blowout
44	Alexander L. Kielland	1980	Noruega	Semissubmersível	Colapso
45	Bohai 3	1980	-	Jack-up	Blowout
46	Dan Prince	1980	Alaska	Jack-up	Afundamento
47	Dixilyn Field 81	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
48	Funiwa Platform	1980	Nigéria	Plataforma Fixa	Blowout
49	Harvey Ward	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
50	Hasbah Platform	1980	Golfo Pérsico	Plataforma Fixa	Blowout
51	Maersk Endurer	1980	Suez	Jack-up	Blowout
52	Marlin 4	1980	América do Sul	Jack-up	Colapso
53	Nabors Workhorse X	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
54	Ocean Champion	1980	Egito	Jack-up	Encalhe
55	Okha	1980	Oceano Ártico	Jack-up	Encalhe
56	Ron Tappmeyer	1980	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
57	Sea Quest	1980	Nigéria	Semissubmersível	Blowout
58	Ship Shoal 246b	1980	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
59	Topper 1	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
60	Bohai 6	1981	Oceano Pacífico	Jack-up	-
61	Petromar V	1981	China	Navio de Perfuração	Blowout
62	Banzala	1982	Angola	Jack-up	Afundamento
63	Ocean Ranger	1982	Oceano Atlântico	Semissubmersível	Afundamento
64	60 Years of Azerbaijan	1983	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
65	Byford Dolphin	1983	Noruega	Semissubmersível	Explosão
66	Cerveza	1983	-	Plataforma Fixa	Blowout
67	Glomar Grand Isle	1983	Indonésia	Navio de Perfuração	Blowout

Continua

(Tabela II.8.2-1) Continuação

	Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
68	Glomar Java Sea	1983	China	Navio de Perfuração	Afundamento
69	Key Biscayne	1983	Austrália	Jack-up	Afundamento
70	Nowruz Platforms	1983	Golfo Pérsico	Plataforma Fixa	Incêndio
71	Penrod 52	1983	Golfo do México	Jack-up	Blowout
72	Placid L 10a	1983	Mar do Norte	Plataforma Fixa	Blowout
73	Ali Baba	1984	Reino Unido	Semissubmersível	Encalhe
74	Enchova Central	1984	Brasil	Plataforma Fixa	Incêndio
75	Getty Platform A	1984	Golfo do México	Plataforma Fixa	Explosão
76	Treasure Seeker	1984	Noruega	Semissubmersível	Blowout
77	Vinland	1984	Oceano Atlântico	Semissubmersível	Blowout
78	Zapata Lexington	1984	Golfo do México	Jack-up	Blowout
79	Dixilyn Field 82	1985	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento
80	Glomar Arctic II	1985	Reino Unido	Semissubmersível	Explosão
81	Penrod 61	1985	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
82	West Vanguard	1985	Mar do Norte	Semissubmersível	Blowout
83	Zapata Enterprize	1985	Indonésia	Jack-up	Blowout
84	Dixilyn Field 83	1986	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento
85	Perforadora Zacateca	1986	México	Jack-up	Blowout
86	Bigfoot 2	1987	Golfo do México	Jack-up	Colapso
87	Mississippi Cany 311A	1987	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
88	Pool 55	1987	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
89	Stellhead Platform	1987	Alaska	Plataforma Fixa	Blowout
90	Enchova Central	1988	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
91	Glomar Labrador I	1988	-	Jack-up	Colisão
92	Keyes Marine 302	1988	Golfo do México	Jack-up	-
93	Ocean Odyssey	1988	Reino Unido	Semissubmersível	Blowout
94	Oseberg B	1988	Noruega	Plataforma Fixa	Colisão
95	Piper Alpha	1988	Reino Unido	Plataforma Fixa	Incêndio
96	Rowan Gorilla I	1988	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
97	Viking Explorer	1988	Borneo	Navio de Perfuração	Blowout
98	Al Baz	1989	Nigéria	Jack-up	Blowout
99	Cormorant A	1989	Reino Unido	Plataforma Fixa	Explosão
100	Ekofisk P	1989	Noruega	Plataforma Fixa	Incêndio
101	Five Sisters	1989	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
102	Interocean II	1989	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
103	Seacrest	1989	Golfo da Tailândia	Navio de Perfuração	Afundamento
104	Sedco 252	1989	Índia	Jack-up	Blowout
105	Sedco J	1989	África do Sul	Semissubmersível	Afundamento
106	Teledyne Movable 16	1989	Golfo do México	Jack-up	Blowout

Continua

(Tabela II.8.2-1) Continuação

	Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
107	Keyes Marine 303	1990	Golfo do México	Jack-up	Blowout
108	West Gamma	1990	Mar do Norte	Jack-up	Afundamento
109	Fulmar A	1991	Reino Unido	Plataforma Fixa	Explosão
110	Sleipner A	1991	Noruega	Plataforma Fixa	Afundamento
111	Blake IV	1992	Golfo do México	Jack-up	Blowout
112	Marlin 3	1992	Golfo do México	Jack-up	Furacão
113	Actinia	1993	Vietnã	Semissubmersível	Blowout
114	D M Saunders	1993	Golfo Pérsico	Jack-up	Afundamento
115	Rowan Odessa	1994	Golfo do México	Jack-up	Incêndio
116	Ocean Developer	1995	Angola	Semissubmersível	Afundamento
117	Jalapa	1996	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
118	Maersk Victory	1996	Austrália	Jack-up	Colapso
119	Offshore Bahram	1996	Suez	Jack-up	Afundamento
120	Sundowner 15	1996	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
121	Ubit Plataforma	1996	Nigéria	Plataforma Fixa	Incêndio
122	Pride 1001E	1997	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
123	Ranger 4	1997	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
124	Glomar Arctic IV	1998	-	Semissubmersível	Explosão
125	Mr Bice	1998	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
126	Nabors Rig 269	1998	Golfo do México	Plataforma Fixa	Colapso
127	Petronius A	1998	Golfo do México	Plataforma Fixa	Afundamento
128	Rigmar 151 Trans Texas	1998	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
129	Mighty Servant 2	1999	Indonésia	Navio	Afundamento
130	NFX Platform A	1999	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
131	Al Mariyah	2000	Golfo Pérsico	Jack-up	Colapso
132	Ensco 51	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
133	Glomar Baltic I	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
134	Marine IV	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
135	PETROBRAS P-36	2001	Brasil	Semissubmersível	Afundamento
136	PETROBRAS P-07	2001	Brasil	Semissubmersível	Blowout
137	Arabdrill-19	2002	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
138	Nabors Dolphin 105	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
139	Ocean King	2002	Golfo do México	Jack-up	Blowout
140	Rowan Houston	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
141	Parker 14-J	2003	Golfo do México	Jack-up	Colapso
142	PETROBRAS P-31	2004	Brasil	FPSO	Incêndio
143	Adriatic IV	2004	Mar Mediterrâneo, Egito	Jack-up	Blowout
144	Ensco 64	2004	Golfo do México	Jack-up	Furacão
145	Medusa Spar	2004	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão

Continua

(Tabela II.8.2-1) Conclusão

	Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
146	Snorre A	2004	Noruega	Plataforma Fixa	Blowout
147	Adriatic VII	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
148	Bombay High North	2005	Oceano Índico	Plataforma Fixa	Incêndio
149	Chevron Typhoon	2005	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
150	Hercules 25	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
151	High Island III	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
152	Mumbai High North	2005	Oceano Índico	Plataforma Fixa	Incêndio
153	Noble Max Smith	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
154	Ocean Warwick	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
155	PSS Chemul	2005	Golfo do México	Semissubmersível	Furacão
156	Rowan Fort Worth	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
157	Rowan Halifax	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
158	Rowan Louisiana	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
159	Rowan New Orleans	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
160	Rowan Odessa	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
161	Shell Mars	2005	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
162	Thunderhorse	2005	Golfo do México	Semissubmersível	Furacão
163	Maersk Giant	2006	Noruega	Jack-up	Blowout
164	Mighty Servant 3	2006	Angola	Navio	Afundamento
165	Bourbon Dolphin	2007	Oceano Atlântico	Navio	Afundamento
166	Usumacinta	2007	Golfo do México	Jack-up	Colisão
167	West Atlas	2009	Austrália	Jack-up	Blowout
168	Deepwater Horizon	2010	Golfo do México	Semissubmersível	Blowout

Fonte: Diversas Fontes, até 2010.

A partir dos dados fornecidos pela **Tabela II.8.2-1**, foi possível obter os seguintes gráficos de acidentes: separados por país/região (**Figura II.8.2-1**), por tipo de unidade marítima (**Figura II.8.2-2**) e por tipo de acidente (**Figura II.8.2-3**), conforme apresentado abaixo:

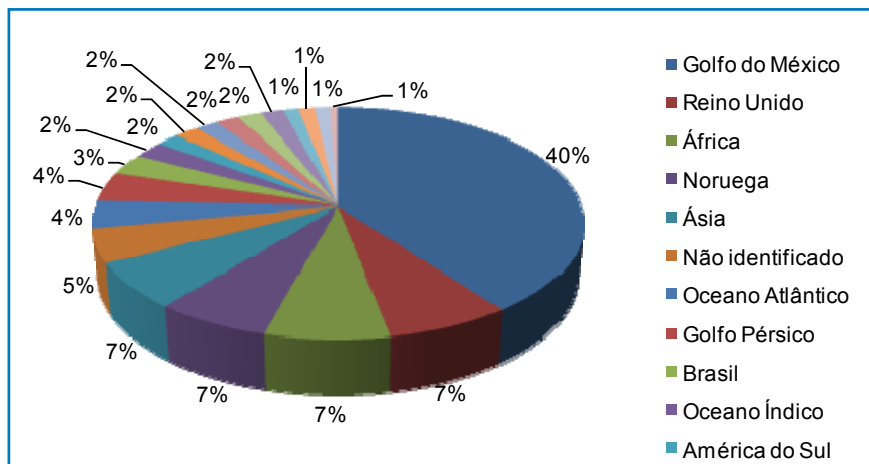


Figura II.8.2-1 - Acidentes por país/região.

Observa-se que o Brasil apresenta baixo índice de acidentes, com apenas 2% do total de ocorridos até 2010.

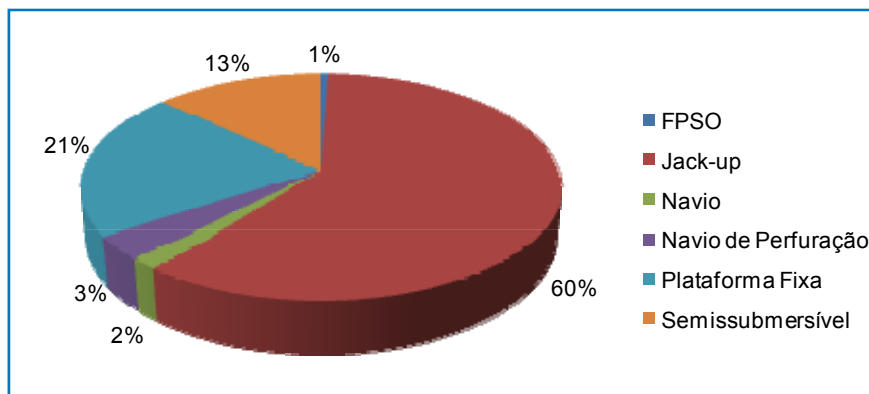


Figura II.8.2-2 - Acidentes por tipo de unidade marítima.

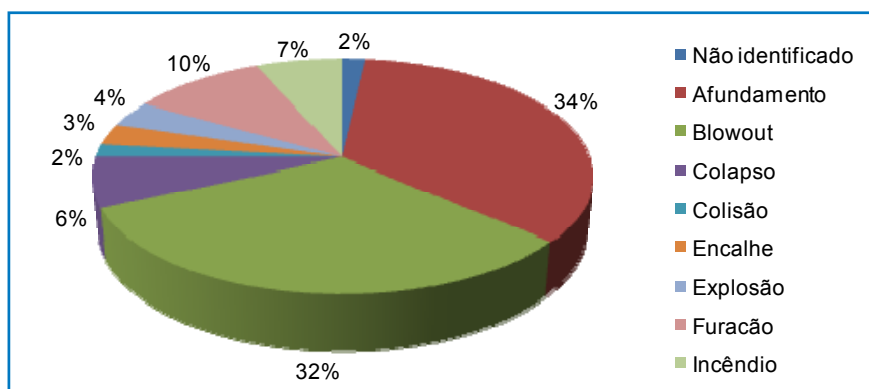


Figura II.8.2-3 - Tipos de acidentes.

OBS.: Dos 17 acidentes ocasionados por furacão, 14 ocorreram no ano de 2005 (Furacões Katrina, Rita e Dennis).

B - Acidentes em Instalações Flutuantes de Produção

O Relatório “*Accident Statistics for Offshore Units on the UK Continental Shelf 1990 - 2007*”, preparado pelo Det Norske Veritas - DNV para a versão 2009 do guia *Health and Safety Executive*, apresenta as seguintes informações:

Tabela II.8.2-2 - Número de acidentes por tipo de instalação de produção (UKCS, 1990-2007).

Tipo de Instalação	Número de Acidentes	%
Jack-up	31	3,30%
Semissubmersível	227	24,17%
TLP (<i>Tension Leg Platform</i>)	78	8,31%
FPSO	603	64,22%
Total	939	100%

Tabela II.8.2-3 - Classificação dos eventos.

Tipo de Evento	Explicação
Falha de Ancoragem	Problemas com linhas de ancoragem, sistemas de amarração ou outros equipamentos utilizados na ancoragem
<i>Blowout</i>	Fluxo descontrolado de gás, petróleo ou outros fluidos do reservatório
Emborcamento	Perda de estabilidade da unidade resultando em seu emborcamento de “cabeça para baixo”
Colisão	Contato acidental entre instalações marítimas quando pelo menos uma delas é autopropelida ou está sendo rebocada. Também se incluem colisões com pontes, cais, etc.
Abalroamento	Contato acidental entre a embarcação de apoio à atividade e a instalação que está realizando a atividade
Acidente com Guindaste	Qualquer acidente causado por ou envolvendo guindastes
Explosão	Explosão
Queda de Objeto	Queda de carga ou objetos de guindastes, broca ou outro equipamento de elevação de carga da unidade. Inclui queda acidental de baleeira e homem ao mar
Incêndio	Incêndio
Naufrágio	Afundamento da instalação
Encalhe	Contato com o fundo do mar
Acidente com Helicóptero	Acidente com helicóptero no helideck ou colisão deste com a instalação
Alagamento / inundação	Entrada de água para a instalação causando problemas de estabilidade
Adernamento	Inclinação descontrolada da instalação
Falha de Motores	Falha nos equipamentos de propulsão ou thrusters, incluindo o controle dos mesmos
Perda de Posicionamento	Perda de posição involuntária da instalação
Vazamento	Vazamento de gás ou líquido nos equipamentos da instalação, como vasos e tanques, gerando risco de poluição, incêndio ou explosão
Dano Estrutural	Falhas estruturais ou fadiga da estrutura de apoio, principalmente causadas por condições climáticas
Acidente no Rebocamento	Falha ou ruptura do cabo de reboque
Problema de poço	Problemas acidentais com o poço, por exemplo: perda de uma barreira
Outros	Qualquer outro evento que não esteja especificado nos itens acima

Tabela II.8.2-4 - Número de acidentes por tipo de evento, considerando as instalações de produção apresentadas na Tabela II.8.2-2 (UKCS, 1990-2007).

Tipo de Evento	Jack-up, Semissubmersível e TLP		FPSO		Total	
	Número de Acidentes	%	Número de Acidentes	%	Número de Acidentes	%
Falha de Ancoragem	4	0,88%	15	2,19%	19	1,67%
<i>Blowout</i>	1	0,22%	0	0,00%	1	0,09%
Emborcamento	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Colisão	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Abalroamento	7	1,55%	13	1,90%	20	1,76%
Acidente com Guindaste	71	15,71%	66	9,64%	137	12,05%
Explosão	2	0,44%	2	0,29%	4	0,35%
Queda de Objeto	102	22,57%	86	12,55%	188	16,53%
Incêndio	30	6,64%	67	9,78%	97	8,53%
Naufrágio	15	3,32%	0	0,00%	15	1,32%
Encalhe	1	0,22%	0	0,00%	1	0,09%
Acidente com Helicóptero	1	0,22%	1	0,15%	2	0,18%
Alagamento / inundação	0	0,00%	2	0,29%	2	0,18%
Adernamento	0	0,00%	1	0,15%	1	0,09%
Falha de Motores	0	0,00%	1	0,15%	1	0,09%
Perda de Posicionamento	0	0,00%	1	0,15%	1	0,09%
Vazamento	194	42,92%	397	57,96%	591	51,98%
Dano Estrutural	0	0,00%	5	0,73%	5	0,44%
Acidente no Rebocamento	10	2,21%	0	0,00%	10	0,88%
Problema de poço	7	1,55%	3	0,44%	10	0,88%
Outros	7	1,55%	25	3,65%	32	2,81%

A partir dos dados apresentados nas tabelas acima, é possível notar que os FPSOs são as unidades flutuantes de produção com maior índice de acidentes e, além disso, vazamentos correspondem ao tipo de evento acidental mais comum.

Para a elaboração do relatório, foram utilizados os seguintes bancos de dados:

- *COIN/ORION (the former Sun Safety System), UK HSE-Offshore Safety Division*
- *Offshore Blowout Database (SINTEF, Norway)*
- *Worldwide Offshore Accident Databank WOAD (DNV, Norway)*
- *MAIB accident database. UK Marine Accident Investigation Branch*

Além disso, o Relatório “*Frequency Analysis of Accidental Oil Releases from FPSO Operations in the Gulf of Mexico*”, preparado pela DNV para a empresa Ecology & Environment, INC, contém diversas informações sobre acidentes envolvendo somente FPSOs, que podem ser observadas na **Tabela II.8.2-5**, **Figura II.8.2-4** e **Tabela II.8.2-6**, a seguir.

Tabela II.8.2-5 - *Frequência de vazamentos de óleo ocasionados por acidentes com FPSOs.*

Barris de óleo vazado	FPSO	Offloading	Navio Aliviador	Frequência (por ano)
< 10	$1,3 \cdot 10^{-2}$	$2,4 \cdot 10^{-1}$	0	$2,6 \cdot 10^{-1}$
10 - 100	$1,7 \cdot 10^{-2}$	$1,2 \cdot 10^{-1}$	0	$1,4 \cdot 10^{-1}$
100 - 1K	$7,9 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-1}$	0	$1,2 \cdot 10^{-1}$
1K - 10K	$6,9 \cdot 10^{-5}$	0	$2,5 \cdot 10^{-2}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$
10K - 50K	$6,7 \cdot 10^{-4}$	0	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$
50K - 100K	$6,1 \cdot 10^{-4}$	0	$9,7 \cdot 10^{-3}$	$1,0 \cdot 10^{-2}$
100K - 500K	$5,9 \cdot 10^{-4}$	0	$9,1 \cdot 10^{-3}$	$9,7 \cdot 10^{-3}$
> 500K	$1,6 \cdot 10^{-5}$	0	0	$1,6 \cdot 10^{-5}$

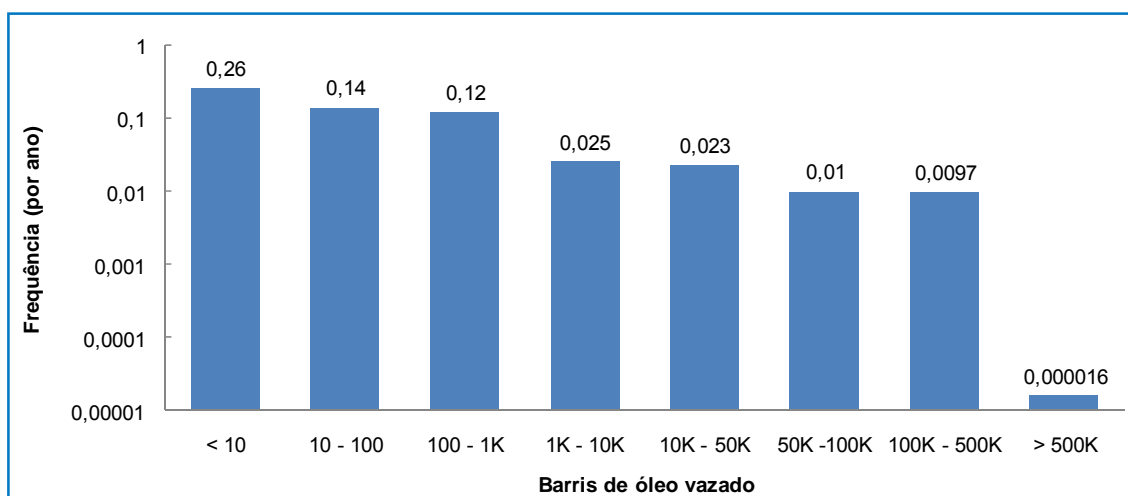


Figura II.8.2-4 - *Vazamento de óleo em barris.*

Tabela II.8.2-6 - Frequência de vazamentos de óleo por ano por categoria de evento acidental em um FPSO.

Cenário Acidental	Número de vazamentos por ano								
	< 10	10 - 100	100 - 1K	1k - 10k	10k - 50k	50k - 100k	100k - 500k	> 500k	Total
Vazamento do navio aliviador próximo ao Porto	0	0	0	$1,4 \times 10^{-2}$	$1,3 \times 10^{-2}$	$5,6 \times 10^{-3}$	$5,3 \times 10^{-3}$	0	$3,8 \times 10^{-2}$
Vazamento do navio aliviador no mar	0	0	0	$1,0 \times 10^{-2}$	$9,5 \times 10^{-3}$	$4,1 \times 10^{-3}$	$3,8 \times 10^{-3}$	0	$2,8 \times 10^{-2}$
Vazamento no processo	0	0	0	0	$4,4 \times 10^{-4}$	$4,4 \times 10^{-4}$	$3,4 \times 10^{-4}$	0	$1,2 \times 10^{-3}$
Vazamento no mangote de transferência	$2,4 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	0	0	0	0	0	$4,9 \times 10^{-1}$
Navio Mercante passando	0	0	0	$6,9 \times 10^{-5}$	$1,3 \times 10^{-4}$	$7,1 \times 10^{-5}$	$1,2 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-5}$	$4,0 \times 10^{-4}$
Vazamento pelo riser de produção	0	0	0	0	$5,4 \times 10^{-5}$	$5,4 \times 10^{-5}$	$4,3 \times 10^{-5}$	0	$1,5 \times 10^{-4}$
Afundamento	0	0	0	0	$4,5 \times 10^{-6}$	$4,5 \times 10^{-6}$	$3,6 \times 10^{-5}$	$5,0 \times 10^{-6}$	$5,0 \times 10^{-5}$
Explosão no tanque de carga	0	0	0	0	$3,0 \times 10^{-5}$	$3,0 \times 10^{-5}$	$2,3 \times 10^{-5}$	0	$8,3 \times 10^{-5}$
Vazamento pelo swivel	$1,0 \times 10^{-3}$	$1,3 \times 10^{-2}$	0	0	$2,3 \times 10^{-5}$	$2,3 \times 10^{-5}$	$1,8 \times 10^{-5}$	0	$1,4 \times 10^{-2}$
Vazamento pela tubulação de carga no deck	$1,2 \times 10^{-2}$	$3,4 \times 10^{-3}$	$7,9 \times 10^{-5}$	0	$3,6 \times 10^{-6}$	$3,6 \times 10^{-6}$	$2,8 \times 10^{-6}$	0	$1,6 \times 10^{-2}$
Rompimento no processo de gás	0	0	0	0	$3,3 \times 10^{-6}$	$3,3 \times 10^{-6}$	$2,6 \times 10^{-6}$	0	$9,2 \times 10^{-6}$
Vazamento pela tubulação	0	0	0	0	$1,1 \times 10^{-6}$	$1,1 \times 10^{-6}$	$9,1 \times 10^{-7}$	0	$3,2 \times 10^{-6}$
Falha na amarração	0	0	0	0	$8,3 \times 10^{-7}$	$8,3 \times 10^{-7}$	$7,0 \times 10^{-7}$	0	$2,3 \times 10^{-6}$
Explosão no turret	0	0	0	0	$2,3 \times 10^{-7}$	$2,3 \times 10^{-7}$	$1,8 \times 10^{-7}$	0	$6,4 \times 10^{-7}$
Explosão no tanque de lastro	0	0	0	0	$1,6 \times 10^{-7}$	$1,6 \times 10^{-7}$	$1,3 \times 10^{-7}$	0	$4,5 \times 10^{-7}$
Vazamento pelo riser de exportação de gás	0	0	0	0	$1,4 \times 10^{-7}$	$1,4 \times 10^{-7}$	$1,1 \times 10^{-7}$	0	$3,8 \times 10^{-7}$
Vazamento pela tubulação de exportação de gás	0	0	0	0	$1,3 \times 10^{-8}$	$1,3 \times 10^{-8}$	$9,9 \times 10^{-9}$	0	$3,5 \times 10^{-8}$
Navio aliviador	0	0	0	$5,0 \times 10^{-9}$	$7,8 \times 10^{-9}$	$3,5 \times 10^{-9}$	$5,8 \times 10^{-9}$	$5,2 \times 10^{-10}$	$2,3 \times 10^{-8}$
Incêndio no sistema de metanol	0	0	0	0	$3,0 \times 10^{-9}$	$3,0 \times 10^{-9}$	$2,3 \times 10^{-9}$	0	$8,3 \times 10^{-9}$
Embarcação a deriva	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Blowout	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vazamento pela cabeça do poço ou pelo manifold	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transbordamento no tanque de carga	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	$2,6 \times 10^{-1}$	$1,4 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	$2,5 \times 10^{-2}$	$2,3 \times 10^{-2}$	$1,0 \times 10^{-2}$	$9,7 \times 10^{-3}$	$1,6 \times 10^{-5}$	$5,9 \times 10^{-1}$

A partir dos dados do relatório supracitado nota-se que o risco de vazamentos provenientes de operações com FPSOs é baixo. Excluindo o processo de *offloading* e também o transporte pelo navio aliviador, o risco de vazamento a partir do próprio FPSO será de apenas 5% do total.

Os dados para a elaboração do relatório foram extraídos das seguintes fontes:

- Operações de transporte de navio aliviadores - *Estimated occurrence rates for analysis of accidental oil spills on the U.S. outer continental shelf*, Anderson, C.M. & LaBelle, R.P. (1990) e DNV's ARF Technical Note

- *Operações de offloading de FPSO para navio aliviador - Oil Spill Risks from Tank Vessel Lightering, Marine Board (1998); MMS' Environmental Impact Statements (MMS1997b and MMS1998a); Frequency Analysis of Accidental Oil Releases from FPSO Operations in the Gulf of Mexico, DNV (2001)*
- *Operações do FPSO - DNVs ARF manual*

O escopo do trabalho inclui:

- Todos os aspectos da operação de um FPSO: desde as atividades nos poços, passando pela produção de petróleo e gás, até a exportação do óleo por navio aliviador e do gás, por gasodutos, até a costa
- Trânsito do navio aliviador ao terminal
- As utilidades necessárias para a operação do FPSO e de suporte à força de trabalho
- Fatores externos e ambientais

Ressalta-se que não foram contempladas as fases de construção, comissionamento e descomissionamento do FPSO, bem como operações de perfuração e manutenção de poços.

II.8.2.1 - Registros de Incidentes na PETROBRAS

II.8.2.1.1 - Incidentes na PETROBRAS até 2001

A PETROBRAS possui o registro de 02 (duas) erupções de poços (*blowout* de gás) ocorridos na Bacia de Campos, ambos na Sonda Modulada 6 (SM-6), então associada à Plataforma Central de Enchova (unidade fixa), em 1984 e 1988. O acidente de 16/08/1984 resultou em 37 vítimas fatais e o de 24/04/1988 não gerou vítimas. Não há registro de volumes envolvidos nas ocorrências ou de qualquer ocorrência de óleo no litoral naquelas ocasiões. Atualmente a SM-6 não está mais em operação e a Plataforma Central de Enchova não dispõe de sonda modular associada.

II.8.2.1.2 - Incidentes na PETROBRAS entre 2001 e 2004

Dados relativos aos incidentes ocorridos entre 2001 e 2002 merecem ser vistos com ressalvas, uma vez que a estrutura dos bancos de dados da época não permitia sua completa rastreabilidade.

Ainda assim, há que se considerar que em 2001 02 (duas) ocorrências (P-7 e P-36) foram responsáveis pelo vazamento de 1.375 m³, enquanto as demais 32 ocorrências responderam por apenas 13 m³.

Entre 2003 e 2004 ocorreram 70 acidentes com um volume total vazado de 26,9 m³.

II.8.2.1.3 - Incidentes na PETROBRAS entre 2005 e 2010

Considerando-se dados enviados entre 2005 e 2010, rastreáveis e com evidência de comunicação ao IBAMA, tem-se:

Tabela II.8.2-7 - Ocorrências e volumes derramados em incidentes na PETROBRAS entre 2005 e 2010.

Ano	Número de ocorrências	Volume derramado (m ³)
2005	26	38,8
2006	32	27,7
2007	31	31,0
2008	26	2,6
2009	39	3,5
2010	56	26,2
Total	210	129,8

Do total de 210 ocorrências, destaca-se que:

- 194 incidentes com volumes até 01 m³
- 12 incidentes com volumes entre 01 e 08 m³
- 04 incidentes com volumes entre 08 e 200 m³
- 0 incidentes com volumes superiores a 200 m³

A seguir, estão destacados os incidentes com poluição por óleo com derramamento no mar de volumes iguais ou superiores a 01 m³.

Tabela II.8.2-8 - Incidentes na PETROBRAS com vazamento para o mar de volumes iguais ou superiores a 01 m³, entre 2007 e 2010.

Ano	Data	Unidade	Volume (m ³)	Produto	Ocorrência
2010	27/10	UO-RIO	1,80	Petróleo	Descontrole da planta de tratamento de água produzida da P-43
	07/06	UO-BC	1,58	Petróleo	Derramamento de óleo devido à desconexão de mangote de transferência na P-47
	31/03	UO-RIO	20,00	Petróleo	Descontrole da planta de tratamento de água produzida da P-48
2009	16/10	UO-BC	1,50	Água Oleosa	Descarte de água produzida fora de especificação na PNA-2
2008	-	-	-	-	Não houve vazamento superior a 01 m ³ no ano de 2008
2007	25/11	UO-BC	1,20	Petróleo	Vazamento de óleo devido a <i>shut down</i> em PPM-1
	29/08	E&P-SERV	1,00	Petróleo	Vazamento de óleo na SS-51 durante indução de surgência
	18/07	UO-RIO	4,00	Petróleo	Vazamento devido à ruptura do mangote durante transferência de óleo do FPSO-MLS para navio aliviador
	25/03	E&P-SERV/US-TA	21,34	Óleo Diesel	Vazamento de óleo diesel devido à abalroamento
	06/11	UO-RIO	4,00	Petróleo	Vazamento devido à falha no sistema de controle na P-48
	23/10	UO-RIO	2,00	Petróleo	Vazamento durante transferência de óleo do FPSO Brasil para navio aliviador
	19/09	UO-RIO	1,39	Petróleo	Vazamento de petróleo devido à falha de instrumentação na P-43
	15/09	UO-BC	2,30	Petróleo	Vazamento de petróleo durante raspagem de tanque na P-32, ocasionando transbordamento
	29/08	E&P-SERV	1,30	Óleo Diesel	Vazamento em NS-15 devido a erro operacional
	05/04	Não identificada	14,60	Petróleo	Constatada mancha de óleo de origem indeterminada em torno da plataforma de Garoupa (PGP-1)
	08/12	UO-BC	30,00	Petróleo	Vazamento de óleo proveniente do rompimento de um <i>riser</i> do sistema de escoamento na malha Centro Sul da Bacia de Campos
17/09	UO-BC	6,89	Petróleo	Vazamento de óleo proveniente da P-09	

Das análises anteriores, é possível concluir que dos 210 incidentes registrados no período entre 2005 a 2010, 194 ocorrências tiveram volumes menores que 01 m³, o que corresponde a aproximadamente 92,4%, e 12 incidentes com volumes entre 01 e 08 m³, o que corresponde a aproximadamente 5,7%. É possível concluir que 98,1% dos vazamentos foram referentes a descargas pequenas. Além destas, aconteceram 04 (quatro) ocorrências entre 08 e 200 m³, correspondente a aproximadamente 1,9% de descargas médias. Não houve nenhum registro com volume superior a 200 m³. Destaca-se ainda que, no ano de 2008, não ocorreram vazamentos superiores a 01 m³.

Dos 16 incidentes com vazamento de óleo iguais ou superiores a 01 m³, o petróleo foi o produto que apresentou o maior número de ocorrências (13), seguido por 02 (duas) de óleo diesel e 01 (uma) de água oleosa.

Destaca-se que os incidentes envolvendo derramamento de maiores volumes foram em grande parte influenciados por ocorrências isoladas, em diferentes instalações e operadas por diferentes equipes. Com isso, fica evidenciado que não se tratam de incidentes sistêmicos e podem ser considerados “pontos fora da curva”, mas que ainda assim merecem grande atenção.

Verifica-se que a atividade apresenta desempenho com tendência de queda no volume de óleo derramado, quando analisado todo o período considerado (últimos dez anos), e de estabilidade, quando considerados os últimos 03 (três) anos, com resultado significativamente melhor que as demais empresas-membro da OGP (*International Association of Oil & Gas Producers* - Associação Internacional de Produtores de Óleo e Gás).

II.8.3 - Identificação dos Cenários Acidentais

Para a identificação e classificação dos cenários acidentais associados ao empreendimento em questão, foi utilizada a Análise Preliminar de Perigos (APP), metodologia aplicável a sistemas em início de desenvolvimento ou em fase de projeto, com o intuito de evitar a ocorrência de acidentes, atrasos no empreendimento e gastos com eventuais reformulações. Essa metodologia também pode ser usada para revisão geral de segurança de sistemas já em fase de operação.

A identificação dos perigos associados à ocorrência de eventos indesejáveis é realizada através do levantamento das causas e consequências de cada evento. Nesta etapa realiza-se uma revisão de todos os elementos envolvidos no sistema, englobando desde os equipamentos a serem utilizados até as atividades de apoio (via aérea ou marítima) previstas.

Em seguida, é feita uma avaliação qualitativa do risco associado a cada cenário acidental, considerando a frequência de ocorrência do evento acidental, segundo suas causas, e a severidade do cenário de acidente, de acordo com as

suas consequências. Ressalta-se, portanto, que os resultados obtidos desta análise são qualitativos, não fornecendo nenhuma estimativa numérica.

A planilha utilizada neste estudo, apresentada na **Figura II.8.3-1**, contém nove colunas, as quais foram preenchidas conforme a descrição a seguir.

1ª coluna: Perigos

Esta coluna apresenta os perigos identificados na análise do empreendimento em questão. Os perigos estão relacionados, de modo geral, a eventos acidentais com potencial para causar danos às instalações, aos trabalhadores e ao meio ambiente.

2ª coluna: Causas

As causas de cada perigo são discriminadas nesta coluna. Estas causas podem envolver tanto falhas intrínsecas de equipamentos (vazamentos, rupturas, falhas de instrumentação, etc.), como erros humanos de operação.

3ª Coluna: Modos de Detecção

Nesta coluna são indicados todos os modos existentes para detectar o perigo ou a causa em questão.

4ª Coluna: Efeitos

As possíveis consequências geradas a partir dos eventos identificados são listadas nessa coluna. São considerados tanto distúrbios operacionais, como perda de produto e interrupção da transferência ou parada da unidade.

5ª Coluna: Categorias de Frequência

De acordo com a metodologia de APP adotada neste trabalho, cada evento acidental foi classificado em categorias de frequência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência para as situações de perigo identificadas, conforme **Tabela II.8.3-1**.

Tabela II.8.3-1 - Categorias de frequência do evento acidental.

Categoria	Denominação	Descrição
A	Extremamente Remota	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável na vida útil da instalação. Sem referências históricas.
B	Remota	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação, apesar de haver referências históricas.
C	Pouco Provável	Possível de ocorrer até uma vez durante a vida útil da instalação.
D	Provável	Esperado ocorrer mais de uma vez durante a vida útil da instalação.
E	Frequente	Esperado ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.

6ª Coluna: Categorias de Severidade

Os cenários acidentais são classificados em categorias de severidade, as quais fornecem uma indicação qualitativa do grau de suas consequências (composto pelo evento acidental e possíveis desdobramentos), conforme **Tabela II.8.3-2**.

A divisão destas categorias em relação ao volume vazado baseia-se na Resolução CONAMA nº 398/08, que leva em consideração o dimensionamento da capacidade mínima de resposta de uma instalação em caso de acidentes.

Tabela II.8.3-2 - Categorias de severidade do evento acidental

Categoria	Volume Vazado	Descrição
I - Desprezível	$V \leq 1 \text{ m}^3$	Sem danos ou com danos mínimos ao meio ambiente.
II - Marginal	$1 \text{ m}^3 < V \leq 8 \text{ m}^3$	Danos devido a situações ou valores considerados toleráveis entre níveis mínimo e médio.
III - Crítica	$8 \text{ m}^3 < V \leq 200 \text{ m}^3$	Danos devido a situações ou valores considerados toleráveis entre níveis médio e máximo.
IV - Catastrófica	$V > 200 \text{ m}^3$	Danos devido a situações ou valores considerados acima dos níveis máximos toleráveis.

7ª Coluna: Categorias de Risco

Combinando-se as categorias de frequência com as de severidade, obtém-se uma Matriz de Riscos com 03 (três) níveis qualitativos de categoria, conforme apresentado na **Tabela II.8.3-3**.

Tabela II.8.3-3 - Matriz de riscos.

Frequência	Severidade			
	I - Desprezível	II - Marginal	III - Crítica	IV - Catastrófica
E	M	M	NT	NT
D	T	M	NT	NT
C	T	M	M	NT
B	T	T	M	M
A	T	T	T	M

Fonte: Adaptado da Norma PETROBRAS N-2782

Sendo os riscos:

- **NT - Não Tolerável:** Os controles existentes são insuficientes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência e, adicionalmente, as consequências, de forma a trazer os riscos para regiões de menor magnitude de riscos (regiões ALARP ou tolerável).
- **M - Moderado:** Controles adicionais devem ser analisados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados àqueles considerados praticáveis.
- **T - Tolerável:** Não há necessidade de medidas adicionais. O monitoramento é necessário para assegurar que os controles sejam mantidos.

8ª Coluna: Recomendações

Nesta coluna apresentam-se as medidas preventivas e mitigadoras pertinentes ao cenário de acidente em estudo.

9ª Coluna: Numerações dos Cenários

Esta coluna contém um número de identificação do Cenário Acidental, sendo preenchida sequencialmente para facilitar a consulta a qualquer cenário de interesse.

Conforme mencionado anteriormente, a realização da análise propriamente dita foi feita através do preenchimento de uma planilha de APP utilizando o modelo apresentado na **Figura II.8.3-1**.

Figura II.8.3-1 - Planilha de Análise Preliminar de Perigos (APP).

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS (APP)								
Empresa:			Departamento:			Folha:		Empresa
Fase do empreendimento:					Revisão:			
Sistema:		Subsistema:			Data:			
Perigo	Causas	Modo Detecção	Efeitos	Freq.	Sev.	Risco	Recomendações	Cenário

A aplicação da metodologia descrita acima possibilitou a elaboração das planilhas da APP, apresentadas no **Anexo II.8-1**. Para facilitar a identificação dos cenários acidentais, as atividades desenvolvidas no FPSO Petrojarl Cidade Rio das Ostras foram divididas em sistemas e subsistemas conforme apresentado na **Tabela II.8.3-4**.

Tabela II.8.3-4 - Relação dos sistemas e subsistemas avaliados com suas respectivas abrangências.

Fase	Sistema	Subsistema - Abrangência
Instalação	Ancoragem do FPSO	Procedimentos de ancoragem do FPSO com uso de embarcações AHTS, DSV e RSVs.
	Instalação de Linhas	Lançamento de linhas por embarcação PLSV.
	Conexão do FPSO ao Poço	Procedimentos de conexão.
Operação	Manutenção da Estabilidade	Sistema de lastro do FPSO.
	Elevação de Petróleo	Trecho da linha (<i>flowline</i>) de produção entre o poço e o <i>riser</i> (exclusive).
		Da chegada da linha de produção no <i>riser balcony</i> do FPSO ao <i>scraper</i> lançador Z-101 (inclusive).
		Da saída do <i>scraper</i> receptor Z-101 à entrada do vaso do 1º estágio de separação V-101 (inclusive).
	Separação e Tratamento de Óleo	Do primeiro estágio de separação à entrada nos tanques de carga (exclusive).
	Caldeiras	Da geração de vapor e gases resultantes da combustão na caldeira à sua utilização como gás de inertização dos tanques de carga.
	Estocagem de Óleo	Tanques de carga.
	Operação de <i>Offloading</i>	Dos tanques de carga ao navio aliviador.
	Alívio para o <i>flare</i>	Trecho do segundo estágio de separação (exclusive) ao <i>flare</i> (inclusive).
	Sistema de Drenagem	Águas de lavagem da planta industrial, área de armazenamento de insumos combustíveis e setor de lavagem de peças e equipamentos associados às águas pluviais que incidem sobre essas áreas.
	Suprimento de Diesel e Combustível	Dos tanques da embarcação até a entrada nos tanques do FPSO.
Estocagem de Diesel	Do tanque de estocagem de diesel aos pontos de utilização.	
Heliponto	Atividades realizadas no heliponto do FPSO.	
Desativação	Retirada de Linhas e Equipamentos	Desconexão do sistema de coleta e retirada do sistema submarino
	Desativação do FPSO	Retirada do sistema de ancoragem e transporte do FPSO

Legenda: AHTS: *Anchor Handling Tug Supply*
DSV: *Diving Support Vessel*
RSV: *ROV Support Vessel*
PLSV: *Pipe Laying Support Vessel*

A **Tabela II.8.3-5** e **Tabela II.8.3-6** apresentam um resumo geral dos perigos identificados na APP.

Tabela II.8.3-5 - Resumo geral dos perigos identificados por frequência e severidade.

Frequência	Severidade				Total
	I - Desprezível	II - Marginal	III - Crítica	IV - Catastrófica	
E	02	00	00	00	02 (2,47%)
D	07	02	00	00	09 (11,11%)
C	00	01	01	00	02 (2,47%)
B	01	25	04	05	35 (43,21%)
A	01	06	06	20	33 (40,74%)
Total:	11 (13,58%)	34 (41,98%)	11 (13,58%)	25 (30,86%)	81 (100 %)

Tabela II.8.3-6 - Resumo geral dos perigos identificados por risco.

Tolerável (T) Baixo Risco	Moderado (M) Médio Risco	Não Tolerável (NT) Alto Risco	Total
46 (56,79%)	35 (43,21%)	00 (0%)	81 - (100%)

Dados para a APP

Frequência

Na avaliação de probabilidades / frequências de ocorrências de acidentes, além das apresentadas na Análise Histórica, as seguintes informações foram também consideradas:

- *Risk Based Inspection Base Resource Document - Section 8 - Equipment Failure Frequencies (Documento Base da Inspeção Baseada em Risco - Seção 8 - Frequências de Falhas de Equipamentos)*

Tabela II.8.3-7 - Frequência de vazamento (ocorrência por ano) por tipo de equipamento.

Equipamento	Pequeno vazamento (furo de 1")	Ruptura
Filtro	1,0E-04	1,0E-05
Bombas	5,0E-04	1,0E-04
Vaso de pressão	1,0E-04	6,0E-06
Tanque atmosférico	1,0E-04	2,0E-05
Tubulação, por metro	1,3E-07	2,6E-07
Trocador de calor (casco)	3,0E-04	6,0E-06
Trocador de calor (tubo)	1,0E-04	6,0E-06

- *Frank Lees - APPENDIX 14/4 Failure and Event Data (Apêndice 14/4 - Dados de Falha e Evento)*

Tabela II.8.3-8 - Frequência de vazamento (ocorrência por ano) por tipo de equipamento.

Equipamento	Vazamento externo	Ruptura
Válvula	2,6E-04	8,8E-05

- Frank Lees - APPENDIX 14/4 Failure and Event Data (Apêndice 14/4 - Dados de Falha e Evento)

Tabela II.8.3-9 - Frequência de vazamento (ocorrência por ano) por tipo de equipamento.

Equipamento	Modo de falha	Frequência
PSV (Pressure Safety Valve) - Válvula de Segurança de Pressão	Abertura indevida	2,16E-02

Volumes vazados

Estão relacionados, a seguir, todos os cenários acidentais identificados na APP elaborada e algumas considerações sobre o volume vazado em cada um deles:

Tabela II.8.3-10 - Cenários acidentais identificados na APP e considerações sobre o volume vazado.

	Perigo	Volume vazado
Fase: Instalação		
Sistema: Ancoragem do FPSO		
1	Perda de estabilidade de uma das embarcações de apoio (AHTS, DSV, RSV, etc)	Variável, superior a 200 m ³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de apoio à ancoragem).
2	Erro na ancoragem	Não envolve vazamento de óleo ou gás.
3	Vazamento de óleo diesel, lubrificante e/ou derivados	Variável, superior a 200 m ³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de apoio à ancoragem).
4	Queda de carga pesada no mar	Variável, superior a 200 m ³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de apoio à ancoragem).
Sistema: Instalação de linhas		
5	Perda de estabilidade da embarcação PLSV	Variável, superior a 200 m ³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de lançamento de linhas).
6	Vazamento de óleo diesel, lubrificante e/ou derivados	Variável, superior a 200 m ³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de lançamento de linhas).
7	Queda de carga pesada no mar	Variável, superior a 200 m ³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de lançamento de linhas).
8	Vazamento de óleo e gás	Nesta fase o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras não estará produzindo. Considerou-se um volume conservador superior a 200 m ³ no caso de ser atingida alguma linha / estrutura próxima. Ressalta-se que não é esperada a presença de estruturas ou linhas na área.

Continua

(Tabela II.8.3-10) Continuação

	Perigo	Volume vazado
FASE: Operação		
Sistema: Manutenção da Estabilidade		
9	Perda de estabilidade do FPSO	Cerca de 42.000 m ³ (soma da capacidade dos tanques de armazenamento, óleo diesel, combustível, linhas etc.)
10	Perda de posição de FPSO	27,904 m ³ , com sistema de bloqueio e controle disponível. Soma de: - Vazão de 2.340 m ³ /dia (produção máxima), durante 20 segundos: 0,542 m ³ - Volume do riser (diâmetro de 6" e comprimento de 1.500 m): 27,362 m ³
Sistema: Elevação de Petróleo		
11	Vazamento de óleo e gás	39.000 m ³ , com sistema de bloqueio e controle indisponível. Considerou-se a ocorrência de um <i>blowout</i> durante 30 dias.
12	Ruptura do <i>riser</i> de produção na chegada ao FPSO	39.000 m ³ , com sistema de bloqueio e controle indisponível. Considerou-se a ocorrência de um <i>blowout</i> durante 30 dias.
13	Furo no <i>riser</i> de produção na chegada ao FPSO	Volume inferior a 01 m ³ .
14	Ruptura de tomada de instrumento	Volume inferior a 01 m ³ .
15	Vazamento em válvulas, juntas e conexões	Volume inferior a 01 m ³ .
16	Vazamento no <i>scraper</i> receptor Z-101	Volume estimado entre 02 e 08 m ³ .
17	Abertura indevida da PSV	Volume estimado inferior a 01 m ³ , ficando restrito em ambiente fechado, pois segue para o vaso V-104 de <i>knock out</i> (depurador de líquido) do sistema de <i>flare</i> , cuja capacidade é de 04 m ³ (e trabalha normalmente sem líquido).
18	Ruptura do coletor (<i>header</i>) de produção	Cerca de 42.000 m ³ (soma da capacidade dos tanques de armazenamento, óleo diesel, combustível, linhas etc.)
19	Furo no coletor (<i>header</i>) de produção	Volume inferior a 01 m ³ .
20	Ruptura de tomada de instrumento	Volume inferior a 01 m ³ .
21	Vazamentos em válvulas, juntas e conexões	Volume inferior a 01 m ³ .
22	Abertura indevida da PSV	Volume estimado inferior a 01 m ³ , ficando restrito em ambiente fechado, pois segue para o vaso V-104 de <i>knock out</i> (depurador de líquido) do sistema de <i>flare</i> , cuja capacidade é de 04 m ³ (e trabalha normalmente sem líquido).
23	Vazamento de óleo nas linhas dos permutadores de calor E-104, E-105 e E-101 (bateria de pré-aquecimento do óleo produzido)	Volume estimado em cerca de 09 m ³ . Soma de: - Vazão máxima da BCSS de 2.000 m ³ /dia, durante 01 minuto: 1,39 m ³ . - Volume aproximado contido nas linhas e equipamentos envolvidos.
Sistema: Separação e Tratamento de Óleo		
24	Superenchimento do vaso V-101 do 1º estágio de separação	1,625 m ³ . Cálculo: - Vazão de 2.340 m ³ /dia (produção máxima), durante 01 minuto: 1,625 m ³ (ficando restrito em ambiente fechado, pois segue para o vaso V-104 de <i>knock out</i> (depurador de líquido) do sistema de <i>flare</i> , cuja capacidade é de 04 m ³ (e trabalha normalmente sem líquido).
25	Ruptura da linha de saída de óleo do vaso V-101 do 1º estágio de separação	Volume estimado em cerca de 40 m ³ . Soma de: - Vazão de 2.340 m ³ /dia (produção máxima), durante 01 minuto: 1,625 m ³ . - Volume aproximado contido nas linhas e equipamentos envolvidos.
26	Furo na linha de saída de óleo do vaso V-101 do 1º estágio de separação	Volume inferior a 02 m ³ .
27	Ruptura da linha de <i>vent</i> do vaso V-101 do 1º estágio de separação	Volume de gás estimado entre 02 e 08 m ³ .
28	Superenchimento do vaso V-107 degaseificador	Volume estimado inferior a 02 m ³ , ficando restrito em ambiente fechado, pois segue para o vaso V-104 de <i>knock out</i> (depurador de líquido) do sistema de <i>flare</i> , cuja capacidade é de 04 m ³ (e trabalha normalmente sem líquido).

Continua

(Tabela II.8.3-10) Continuação

	Perigo	Volume vazado
Sistema: Separação e Tratamento de Óleo		
29	Ruptura da linha de vent do vaso V-107 degaseificador	Volume estimado entre 08 e 200 m ³ (volume aproximado de óleo contido nas linhas e equipamentos envolvidos).
30	Furo na linha de saída de óleo do vaso V-107 degaseificador	Volume estimado em até 02 m ³ (volume aproximado de óleo contido nas linhas e equipamentos envolvidos).
31	Ruptura da linha de vent do vaso V-107 degaseificador	69,44 m ³ de gás. Cálculo: - Vazão de 300.000 Nm ³ /dia, durante 20 segundos: 92,6 m ³ .
32	Superenchimento do vaso V-102 do 2º estágio de separação	1,625 m ³ , ficando restrito em ambiente fechado, pois segue para o vaso V-104 de knock out (depurador de líquido) do sistema de flare, cuja capacidade é de 04 m ³ (e trabalha normalmente sem líquido). Cálculo: - Vazão de 2.340 m ³ /dia (produção máxima), durante 01 minuto: 1,625 m ³ .
33	Ruptura na linha de saída de óleo do vaso V-102 do 2º estágio de separação	Cerca de 42.000 m ³ (soma da capacidade dos tanques de armazenamento, óleo diesel, combustível, linhas etc.)
34	Furo na linha de saída de óleo do vaso V-102 do 2º estágio de separação	Volume estimado em até 02 m ³ (volume aproximado de óleo contido nas linhas e equipamentos envolvidos).
35	Ruptura da linha de vent do vaso V-102 do 2º estágio de separação	19,84 m ³ de gás. Cálculo: - Vazão de 85.714 Nm ³ /dia, durante 20 segundos: 92,6 m ³ .
36	Ruptura de tomada de instrumento	Volume estimado em até 02 m ³ (volume aproximado de óleo contido nas linhas e equipamentos envolvidos).
37	Vazamentos em válvulas, juntas e conexões	Volume estimado em até 01 m ³ (volume aproximado de óleo contido nas linhas e equipamentos envolvidos).
38	Vazamento através das bombas de transferência P-001 A/B/C na operação de envio de óleo (tratado) para os tanques de carga	Volume inferior a 08 m ³ .
39	Vazamento de óleo nas linhas dos permutadores de calor E-102 (resfriamento do óleo produzido)	Volume estimado em cerca de 06 m ³ . Soma de: - Volume do trocador: 1,25 m ³ - Vazão de 2.340 m ³ /dia (produção máxima), durante 01 minuto: 1,625 m ³ . - Volume aproximado contido nas linhas e equipamentos envolvidos.
40	Abertura indevida da PSV	Volume estimado inferior a 01 m ³ , ficando restrito em ambiente fechado, pois segue para o vaso V-104 de knock out (depurador de líquido) do sistema de flare, cuja capacidade é de 04 m ³ (e trabalha normalmente sem líquido).
Sistema: Caldeiras		
41	Ruptura da linha de água para alimentação da caldeira	Como se referem ao Sistema de Caldeiras (geração de vapor e geração de gás de inertização da tancagem) não envolvem vazamento de óleo, razão pela qual não são apresentados cálculos de volumes vazados para estes cenários. A avaliação das severidades baseou-se nos danos previstos.
42	Vazamento de água através das bombas	
43	Sobrepresão no tubulão da caldeira	
Sistema: Estocagem de Óleo		
44	Ruptura dos tanques de carga	34.044 m ³ , considerando-se a capacidade de todos os tanques de óleo cru do FPSO.
45	Furo nos tanques de carga	Volume estimado entre 02 e 08 m ³ .
46	Ruptura de tomada de instrumento	Volume estimado entre 02 e 08 m ³ .
47	Vazamento em válvulas, juntas e conexões	Volume inferior a 01 m ³ .
48	Vazamento através de bomba de transferência P-001 A/B/C	50 m ³ . Cálculo: - 10% vazão da bomba (1.000 m ³ /h), durante 30 minutos: 50 m ³
49	Ruptura de mangote de transferência de óleo no FPSO	11,02 m ³ . Soma de: - Vazão de 1.000 m ³ /h, durante 20 segundos: 5,55 m ³ - Volume da linha (diâmetro de 6" e comprimento de 300 m): 5,47 m ³
50	Furo no mangote de transferência de óleo no FPSO	Volume estimado entre 01 e 08 m ³ .
51	Abertura indevida da PSV	Volume estimado entre 01 e 08 m ³ .

Continua

(Tabela II.8.3-10) Continuação

	Perigo	Volume vazado
SISTEMA: Operação de Offloading		
52	Vazamento no <i>scraper</i> lançador Z-102	Volume estimado entre 01 e 08 m ³ .
53	Ruptura de tomada de instrumento	Volume estimado entre 01 e 08 m ³ .
54	Vazamento em válvulas, juntas e conexões	Volume inferior a 01 m ³ .
55	Ruptura de mangote de transferência de óleo entre o FPSO e o navio aliviador	18,78 m ³ . Soma de: - Vazão de 2.340 m ³ /dia (produção máxima), durante 20 segundos: 0,542 m ³ . - Volume do mangote (diâmetro de 12" e comprimento de 250 m): 18,24 m ³ .
56	Perda de estabilidade do navio aliviador	Variável, de cerca de 40.000 m ³ (capacidade média de armazenagem de navios aliviadores).
SISTEMA: Alívio para o flare		
57	Ruptura da linha principal (<i>header</i> coletor) do sistema de <i>flare</i>	69,44 m ³ de gás. Cálculo: - Vazão de 300.000 Nm ³ /dia, durante 20 segundos: 92,6 m ³ .
58	Furo na linha principal (<i>header</i> coletor) do sistema de <i>flare</i>	Volume de gás inferior a 08 m ³ .
59	Superenchimento do vaso V-104 de <i>knock out</i> do sistema de <i>flare</i> de alta e de baixa pressão	Volume inferior a 08 m ³ .
60	Ruptura do vaso V-104 de <i>knock out</i> do sistema de <i>flare</i> de alta e baixa pressão	*Volume de óleo inferior a 04 m ³ (capacidade máxima do vaso que trabalha normalmente sem líquido). *69,44 m ³ de gás. Cálculo: - Vazão de 300.000 Nm ³ /dia, durante 20 segundos: 92,6 m ³ .
61	Ruptura de tomada de instrumento	Volume inferior a 08 m ³ .
62	Vazamentos em válvulas, juntas e conexões	Volume inferior a 02 m ³ .
63	Vazamento de GLP / propano dos cilindros do sistema alternativo de manutenção do piloto do <i>flare</i> aceso	Volume inferior a 08 m ³ .
Sistema: Sistema de Drenagem		
64	Ruptura da linha principal (<i>header</i> coletor) do sistema de drenagem	Volume inferior a 08 m ³ .
65	Furo na linha principal (<i>header</i> coletor) do sistema de drenagem	Volume inferior a 02 m ³ .
66	Ruptura do tanque de <i>slop</i> Nº 2 (óleo recuperado)	Cerca de 289 m ³ (capacidade total desse tanque).
67	Transbordamento do tanque de <i>slop</i> Nº 1	Volume inferior a 02 m ³ .
68	Ruptura de tomada de instrumento	Volume inferior a 08 m ³ .
69	Vazamento em válvulas, juntas e conexões	Volume inferior a 01 m ³ .
70	Vazamento nas bombas de reciclo P-003 A/B do sistema de drenagem	Volume inferior a 08 m ³ .
Sistema: Suprimento de Diesel e Combustível		
71	Ruptura do mangote de transferência entre a embarcação de apoio e o FPSO	10,24 m ³ . Soma de: - Vazão de 200 m ³ /h, durante 3 minutos: 10 m ³ . - Volume do mangote (diâmetro de 4" e comprimento aproximado de 30 m): 0,24 m ³ .
72	Vazamento em válvulas, juntas e conexões	Volume inferior a 01 m ³ .
Sistema: Estocagem de Diesel		
73	Ruptura do tanque de diesel	2.727 m ³ , considerando-se a capacidade dos tanques de óleo diesel do FPSO.
74	Furo no tanque de diesel	Volume estimado entre 02 e 08 m ³ .
75	Ruptura de tomada de instrumento	Volume estimado entre 02 e 08 m ³ .
76	Vazamento em válvulas, juntas e conexões	Volume inferior a 01 m ³ .

Continua

(Tabela II.8.3-10) Conclusão

	Perigo	Volume vazado
Sistema: Heliponto		
77	Queda/colisão de helicóptero com o FPSO	Volume inferior a 200 m³.
Fase: Desativação		
Sistema: Retirada de linhas e equipamentos		
78	Perda de estabilidade da embarcação de apoio (PLSV, DSV)	Variável, superior a 200 m³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de apoio à desativação).
79	Queda de carga pesada no mar	Variável, superior a 200 m³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de apoio à desativação).
Sistema: Desativação do FPSO		
80	Perda de estabilidade de uma das embarcações de apoio (AHTS, rebocador)	Variável, superior a 200 m³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de apoio à desativação).
81	Queda de carga pesada no mar	Variável, superior a 200 m³ (capacidade média dos tanques de óleo combustível / óleo diesel das embarcações de apoio à desativação).

De acordo com o observado na **Tabela II.8.3-6** (Resumo geral dos perigos identificados), a classificação dos cenários acidentais variou entre “Tolerável - Baixo Risco” (46 (56,79%)) e “Moderado - Médio Risco” (35 (43,21%)), não havendo cenário classificado como “Não Tolerável - Alto Risco”. Dessa forma, seguindo as diretrizes do Termo de Referência Nº 001/10, emitido pela CEGPEG/DILIC/IBAMA, não serão aqui apresentados os itens **II.8.3.1**, **II.8.4**, **II.8.5**, **II.8.6** e **II.8.7** da Análise e Gerenciamento de Riscos (AGR), visto que os mesmos devem ser apresentados somente em casos de cenários ambientais avaliados como de risco “alto”. Com isso, abaixo está apresentado o item **II.8.8 - Plano de Gerenciamento de Riscos**.

II.8.8 - Plano de Gerenciamento de Riscos

O termo ‘Gerenciamento de Riscos’ é utilizado para caracterizar o processo de identificação, avaliação e controle de riscos. Um Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) contempla um conjunto de ações, técnicas e administrativas, que têm por objetivo prevenir, reduzir e controlar os riscos, bem como manter uma instalação operando dentro de padrões de segurança considerados toleráveis ao longo de sua vida útil.

Considerando que o risco é uma função da frequência de ocorrência dos possíveis acidentes e da severidade dos danos (consequências) gerados por esses eventos indesejados, a redução dos riscos em uma instalação ou atividade

perigosa pode ser alcançada por meio da implementação de medidas que visem tanto reduzir essas frequências (através de ações preventivas), como minimizar as suas respectivas consequências (através de ações mitigadoras).

Assim, de modo geral, um PGR contempla, entre outros, os seguintes tópicos:

- Informações de segurança
- Política de análise e revisão de riscos
- Gerenciamento de mudanças
- Garantia da integridade de sistemas críticos (Programa de Manutenção e Inspeção)
- Procedimentos operacionais de parada e partida
- Política de capacitação e treinamento
- Gestão de terceiros
- Investigação de incidentes
- Plano de emergência
- Auditorias

Embora as ações previstas no PGR devam contemplar todas as operações e equipamentos, o plano deve considerar os aspectos críticos identificados na AGR, a partir de critérios estabelecidos com base nos cenários acidentais de maior relevância (classificados como de risco moderado e com vazamento para o mar).

Dessa forma, a **Tabela II.8.8-1** apresenta as medidas preventivas e mitigadoras para os principais cenários acidentais identificadas na APP. Além disso, associa as recomendações indicadas na APP com os Procedimentos / Normas verificadas na Unidade Marítima.

Tabela II.8.8-1 - Cenários acidentais envolvidos em cada medida preventiva ou mitigadora.

Nº	Cenários Acidentais	Medida Preventiva / Mitigadora	Documento
M1	1, 3, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 68, 69, 70, 71, 72, 74, 75, 76	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas	DOC nº 9404-G-DO-006 rev.1 - Manual de Operações - Part. 6, Manutenção / Manual de Planejamento e Manutenção
M2	1, 2, 5, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 78, 80	Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, radar, sistemas de inundação, geradores de emergência, válvulas de alívio, etc.)	DOC nº 9404-G-DO-006 rev.1 - Manual de Operações - Part. 6, Manutenção / Manual de Planejamento e Manutenção
M3	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 21, 22, 23, 24, 25, 28, 29, 32, 33, 37, 38, 39, 40, 42, 43, 47, 48, 49, 51, 52, 54, 55, 56, 59, 62, 63, 64, 67, 69, 70, 71, 72, 73, 76, 77, 78, 79, 80, 81	Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada	Procedimentos Administrativos DOC nº 8750-G-DO-001 - rev.0 / AP 301: Pré-Qualificação de Fornecedores e Contratados
M4	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 25, 26, 27, 29, 30, 31, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 53, 54, 55, 56, 57, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81	Seguir os Procedimentos Operacionais estabelecidos para cada atividade, tais como: - Consultar o Sistema de Gerenciamento de Obstáculos - SGO - Observar continuamente o radar - Interromper operação caso as condições climáticas sejam superiores a 8 na escala Beaufort - Movimentação de cargas - Cumprir procedimentos para o lançamento dos componentes do sistema de ancoragem - Restringir o uso de guindastes durante as operações de aterrissagem / decolagem de helicóptero - Garantia do cumprimento pela empresa contratada das normas de proteção ao voo de aeronaves nas proximidades de embarcações - Inspeção, instalação e teste hidrostático - Garantia da disponibilidade do sistema de coleta - Adquirir correntes e amarras de fornecedores certificados	Procedimentos Administrativos DOC nº 8750-G-DO-001 - rev.2 / AP 202: Competência e Treinamento
M5	1, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 21, 22, 23, 24, 25, 28, 29, 32, 33, 37, 38, 39, 40, 42, 43, 44, 47, 48, 49, 51, 52, 54, 55, 56, 59, 62, 63, 64, 67, 69, 70, 71, 72, 76, 77, 78, 80	Seguir programas de treinamento e atualização dos operadores (sobre suas determinadas atividades)	Procedimentos Administrativos DOC nº 8750-G-DO-001 - rev.2 / AP 202: Competência e Treinamento
M6	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 23, 25, 26, 27, 29, 30, 31, 33, 34, 35, 39, 41, 42, 43, 44, 45, 47, 48, 49, 50, 53, 54, 55, 56, 57, 60, 63, 66, 71, 72, 73, 74, 76, 77, 78, 79, 80, 81	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência	O treinamento é realizado periodicamente pela equipe que estiver no FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras, de acordo com os padrões estabelecidos pela PETROBRAS, desde o início da operação

Continua

(Tabela II.8.8-1) Conclusão

Nº	Cenários Acidentais	Medida Preventiva / Mitigadora	Documento
M7	Todos (1 a 81)	Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	Procedimentos Administrativos DOC nº 8750-G-DO-001 - rev.3 / PA 510: Relatório, Investigação e Acompanhamento de Não-Conformidades, Eventos Indesejáveis e Cartões de Segurança
M8	1, 3, 4, 5, 6, 7, 18, 23, 25, 29, 33, 36, 38, 39, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 52, 53, 54, 56, 64, 65, 66, 67, 68, 70, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 80	Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> - SOPEP	Os Kits SOPEP encontram-se revisados e implantados no FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras, de acordo a MARPOL 73/78
M9	3, 4, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 21, 23, 25, 26, 27, 29, 30, 31, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 44, 45, 46, 48, 49, 50, 52, 55, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81	Acionar o Plano de Emergência Individual (PEI)	O PEI já foi elaborado, de acordo com a Resolução CONAMA nº 398/08, e estará implantado no FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras no início da operação
M10	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 3, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 48, 49, 51, 53, 54, 55, 56, 57, 60, 61, 62, 63, 66, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81	Acionar o Plano de Resposta a Emergência do FPSO / embarcações	O Plano de Resposta a Emergência já foi elaborado, de acordo com os padrões estabelecidos, e estará implantado no FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras no início da operação
M11	1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19, 23, 25, 29, 33, 35, 39, 44, 45, 54, 55, 56, 71, 72, 73, 74, 76, 77, 78, 79, 80, 81	Acionar o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC), se o produto atingir o mar	O PEVO-BC já foi elaborado, de acordo com a Resolução CONAMA nº 398/08, e já está vigorando na Bacia de Campos

Destaca-se que, como a PETROBRAS já adota normalmente as recomendações indicadas na APP, não é necessário reavaliar os riscos, pois a Matriz de Gerenciamento de Riscos final seria igual à apresentada anteriormente.

II.8.8.1 - Responsabilidade pela Segurança do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras

De uma forma geral, a responsabilidade final pela segurança das operações do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras compete à administração da PETROJARL. No entanto, em cada nível da organização, os trabalhadores devem estar conscientes de suas atribuições e responsabilidades quanto à condução da política de segurança da empresa e à implementação dos vários elementos do PGR.

II.8.8.2 - Definição dos Responsáveis pelos Elementos do PGR

Os responsáveis por cada elemento do PGR estão definidos na tabela a seguir:

Tabela II.8.8-2 - Responsáveis pelos elementos do PGR.

Elementos	Responsável
Definição dos Responsáveis pelos Elementos do PGR	• GIO (Gerente de Instalação <i>Offshore</i>)
Planejamento e Manutenção	• GIO (Gerente de Instalação <i>Offshore</i>)
Plano para Capacitação Técnica dos Funcionários / Treinamento	• Gerente de Operações • Gerente de Pessoal <i>Offshore</i> • GIO (Gerente de Instalação <i>Offshore</i>)
Processo de Contratação de Terceiros	• Gerente de Qualidade • Gerente de Compras • Compradores
Registro e Investigação de Acidentes	• GIO (Gerente de Instalação <i>Offshore</i>)
Gerenciamento de Mudanças	• GIO (Gerente de Instalação <i>Offshore</i>)
Permissão para Trabalho	• GIO (Gerente de Instalação <i>Offshore</i>)

As atribuições dos responsáveis pelos elementos do PGR são definidas conforme ordem hierárquica representada no organograma abaixo.

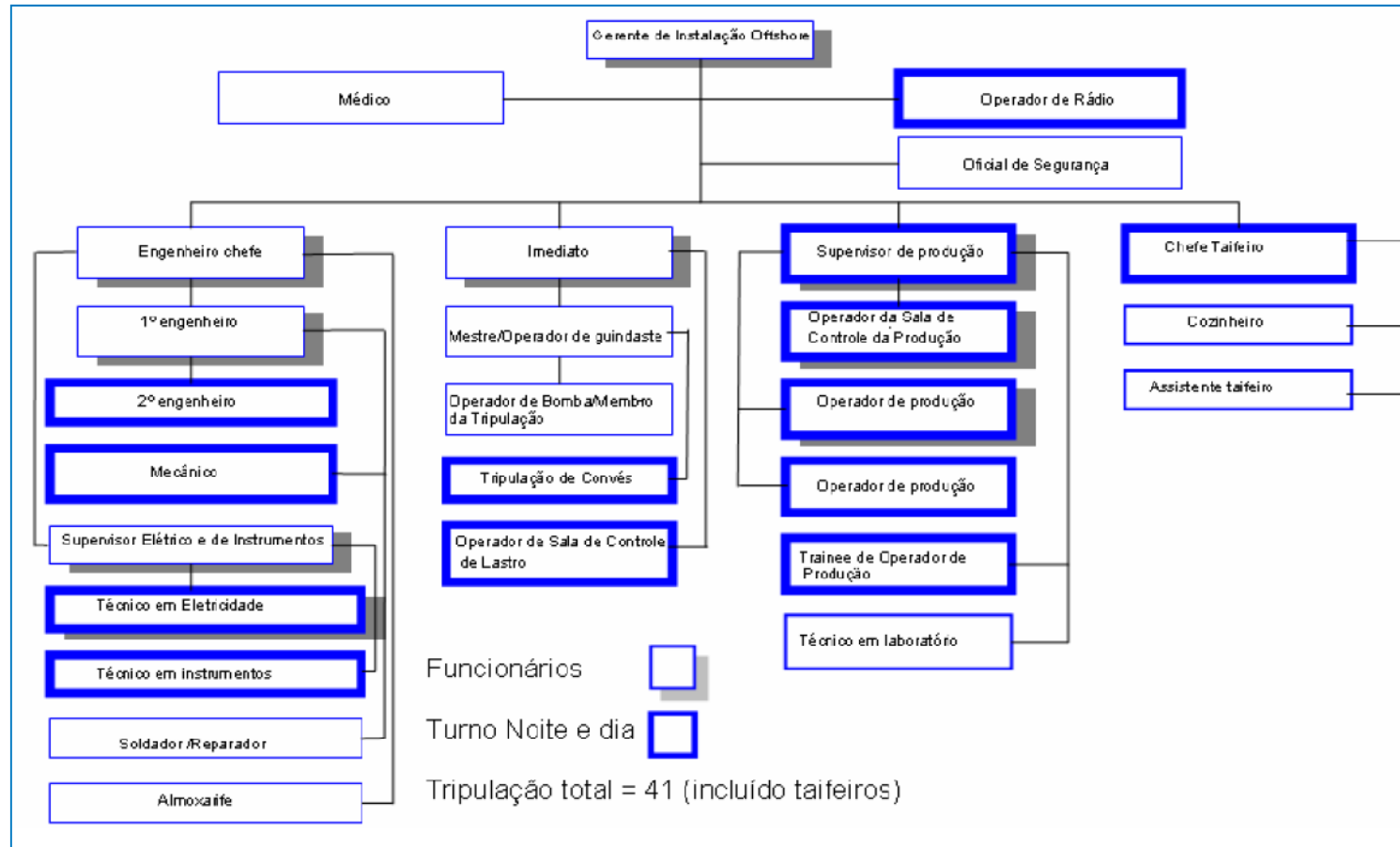


Figura II.8.8-1 - Organograma de ordem hierárquica.

As qualificações funcionais necessárias ao exercício das funções constam no documento 'Procedimentos Administrativos DOC nº 8750-G-DO-001 - rev.5 / AP 203: Descrição de Atividades *Offshore*', apresentado na página 50/79 no **Anexo II.8-2**.

II.8.8.3 - Planejamento e Manutenção

O manual para realização de planejamento e manutenção, incluindo inspeções, está apresentado no **Anexo II.8-3** (DOC nº 9404-G-DO-006 rev.1 - Manual de Operações - Part. 6, Manutenção / Manual de Planejamento e Manutenção). O objetivo deste manual é prover diretrizes para o planejamento, realizando uma combinação de manutenção preventiva e corretiva, inspeções, modificações e revisões. A estratégia é criar uma programação diária de tarefas baseada em: informações dadas pelos líderes dos setores, a organização em terra e o cliente.

Para auxiliar nas inspeções dos equipamentos serão utilizados *Checklists*, conforme modelo apresentado no **Anexo II.8-4** (Modelo para *Checklist* de Inspeção de Equipamentos - Lista de Verificação de Equipamentos). Para a elaboração destas *Checklists* a PETROJARL adota os procedimentos recomendados pelos fabricantes, somados com os conhecimentos adquiridos durante a utilização do equipamento e em outras plataformas da empresa.

Destaca-se que se espera prevenir as falhas não apenas com inspeções, mas também manutenção preventiva e corretiva. Informações dos fabricantes serão fundamentais para planejamento desses processos, os quais terão seus gerenciamentos realizados pelo Software STAR IPS, que conta com um banco de dados das manutenções, inspeções e falhas, que permitirá que melhorias sejam realizadas, evitando assim novas falhas.

Em caso de eventuais falhas, a PETROJARL reporta ao fabricante, de modo que ele auxilie na solução do problema, aprimorando os equipamentos e, conseqüentemente, beneficiando outras atividades da indústria do petróleo.

II.8.8.4 - Plano para Capacitação Técnica dos Funcionários / Treinamento

A PETROJARL possui uma política de capacitação técnica dos trabalhadores de suas unidades composta atualmente por diversos programas de treinamentos, visando o exercício de suas atividades com segurança.

No **Anexo II.8-2** (Procedimentos Administrativos DOC nº 8750-G-DO-001 - rev.2 / AP 202: Competência e Treinamento) há informações sobre como serão realizados os treinamentos a bordo. Também se encontra em anexo a Matriz de Cursos e Treinamentos que estão previstos para os funcionários do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

II.8.8.5 - Processo de Contratação de Terceiros

No **Anexo II.8-2** (Procedimentos Administrativos DOC nº 8750-G-DO-001 - rev.0 / AP 301: Pré-Qualificação de Fornecedores e Contratados) consta a metodologia de qualificação e contratação dos fornecedores de produtos e serviços da PETROJARL.

Todos os terceirizados são avaliados, com apresentação de currículo e dos certificados de treinamentos, e realizarão treinamentos e todos os procedimentos da mesma forma que os funcionários da PETROJARL.

II.8.8.6 - Registro e Investigação de Acidentes

Todos os acidentes, falhas, emergências e não conformidades serão registrados. Estas informações serão de extrema importância para a investigação de causas, responsáveis e possíveis melhorias nos procedimentos operacionais e equipamentos.

A metodologia e o procedimento para esse registro são apresentados no **Anexo II.8-2** (Procedimentos Administrativos DOC nº 8750-G-DO-001 - rev.3 / PA 510: Relatório, Investigação e Acompanhamento de Não-Conformidades, Eventos Indesejáveis e Cartões de Segurança).

II.8.8.7 - Gerenciamento de Mudanças

O gerenciamento de mudanças será realizado de acordo com o item 5 - Proposta de Modificação / Mudança do **Anexo II.8-3** (DOC nº 9404-G-DO-006 rev.1 - Manual de Operações - Part. 6, Manutenção / Manual de Planejamento e Manutenção). Tal documento estabelece que as modificações sejam tratadas de acordo com o procedimento PETROJARL AP 601.

II.8.8.8 - Permissão para Trabalho

Para as atividades realizadas a bordo será elaborado um documento de permissão de trabalho. O **Anexo II.8-5** (Manual de Procedimentos de Trabalhos Seguros rev.7 / WP 01: Sistema de Permissão de Trabalho) contém a metodologia adotada nas unidades da PETROJARL e que será adotada na operação do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

II.8.8.9 - Cronograma para Implantação / Acompanhamento das Ações

O cronograma para implantação / acompanhamento das ações propostas está apresentado na tabela abaixo.

Tabela II.8.8-3 - Cronograma para implantação/acompanhamento das ações propostas.

Ações Propostas	Período de Implementação / Acompanhamento				
	Diariamente	Semanalmente	Mensalmente	Semestralmente	De acordo com a necessidade
Planejamento e Manutenção	X	X	X	X	X
Plano para Capacitação Técnica dos Funcionários / Treinamento			X		
Processo de Contratação de Terceiros					X
Registro e Investigação de Acidentes					X
Permissão para trabalho					X