

II.8 - ANÁLISE DE GERENCIAMENTO DE RISCOS

II.8 - ANÁLISE DE GERENCIAMENTO DE RISCOS

A Análise e Gerenciamento de Riscos (AGR) no Estudo de Impacto Ambiental tem a finalidade de identificar os cenários acidentais e seus respectivos desdobramentos, avaliar as consequências geradas sobre o meio ambiente e propor medidas que minimizem esses riscos.

Neste Estudo, a AGR será apresentada separadamente para cada unidade a ser utilizada nos Projetos Integrados do Pólo Pré-Sal: o FPSO BW Cidade de São Vicente e o FPSO *Dynamic Producer*, que realizarão os Testes de Longa Duração, e o FPSO Genérico, representando os FPSOs a serem afretados para a realização dos Pilotos e do Desenvolvimento de Produção.

II.8.1 - FPSO BW Cidade de São Vicente

O objetivo deste estudo é a identificação e o gerenciamento dos riscos associados aos 7 (sete) Testes de Longa Duração (TLDs), denominados de Iara Horst, Iara Oeste, Tupi Norte, Tupi Central, Tupi Sul e Tupi Alto Careca, no pertencentes ao bloco BM-S-11, e TLD de Júpiter NE (BM-S-24), todos localizados na Bacia de Santos, que serão iniciados a partir de março de 2012. A unidade envolvida na realização desses TLDs, para testar a produção de petróleo e gás natural, é do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*): o BW Cidade de São Vicente.

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).

II.8.1.1 - Descrição das Instalações

A obtenção de dados através dos Testes de Longa Duração (TLDs) nas Áreas de Tupi e Iara (BM-S-11) e na Área de Júpiter (BM-S-24), pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, será utilizada na definição do planejamento e implantação

dos projetos de desenvolvimento definitivo da produção da Área do Pré-Sal da Bacia de Santos.

As Áreas de Tupi e Iara (BM-S-11) e Júpiter (BM-S-24), estão localizadas na porção leste da Bacia de Santos, a cerca de 280 km, 227 km e 254 km, respectivamente, do litoral do estado do Rio de Janeiro.

A **Tabela II.8.1-1** apresenta as coordenadas de localização do FPSO BW Cidade de São Vicente durante a realização dos referidos TLDs e as lâminas d'água de cada poço.

Tabela II.8.1-1 - Coordenadas em SAD-69

Localização	Área	Bloco	Latitude	Longitude	Lâmina d'água
Júpiter NE	Júpiter	BM-S-24	25° 26' 57,54" S	42° 24' 12,39" W	2.200 m
Tupi Norte	Tupi	BM-S-11	25° 19' 12,00" S	42° 39' 36,00" W	2.145 m
Tupi Central	Tupi	BM-S-11	25° 29' 24,00" S	42° 45' 36,00" W	2.145 m
Tupi Sul	Tupi	BM-S-11	25° 38' 09,57" S	42° 55' 06,66" W	2.145 m
Tupi Alto Careca	Tupi	BM-S-11	25° 31' 47,62" S	42° 45' 53,63" W	2.220 m
Iara Horst	Iara	BM-S-11	25° 00' 06,60" S	42° 32' 07,70" W	2.193 m
Iara Oeste	Iara	BM-S-11	25° 00' 02,14" S	42° 42' 23,17" W	2.193 m

Fonte: PETROBRAS.

O FPSO BW Cidade de São Vicente possui capacidade de processamento nominal de 30.000 bpd de óleo e 1,0 MM m³/d de gás. O fluido oriundo do reservatório é pré-aquecido e separado nos separadores de produção de alta e baixa pressão. O óleo, depois de resfriado, é transferido para os tanques de carga do FPSO. A estocagem é realizada em até 5 (cinco) tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 471.998,99 barris (75.039,58 m³).

O escoamento se dará através da transferência de óleo (*offloading*) para navios aliviadores. O gás produzido será consumido como combustível na própria unidade para a geração de energia e o excedente enviado para o *flare*, com limitação de queima de 500 mil m³/d, segundo determinação da ANP. Apesar da geração de energia ser por meio do gás produzido, o FPSO possui geradores de energia, a diesel, para uma eventual necessidade. O recebimento de diesel será por embarcação, sendo esta operação realizada de forma esporádica. O

armazenamento de diesel é realizado em 2 (dois) tanques, que juntos perfazem uma capacidade total de 367,50 m³. Não é esperada a produção de água, porém, no caso de sua ocorrência, ela será tratada, em hidrociclones, para posterior descarte dentro dos parâmetros regidos pela legislação ambiental.

A **Figura II.8.1-1** apresenta o fluxograma simplificado do Processo.

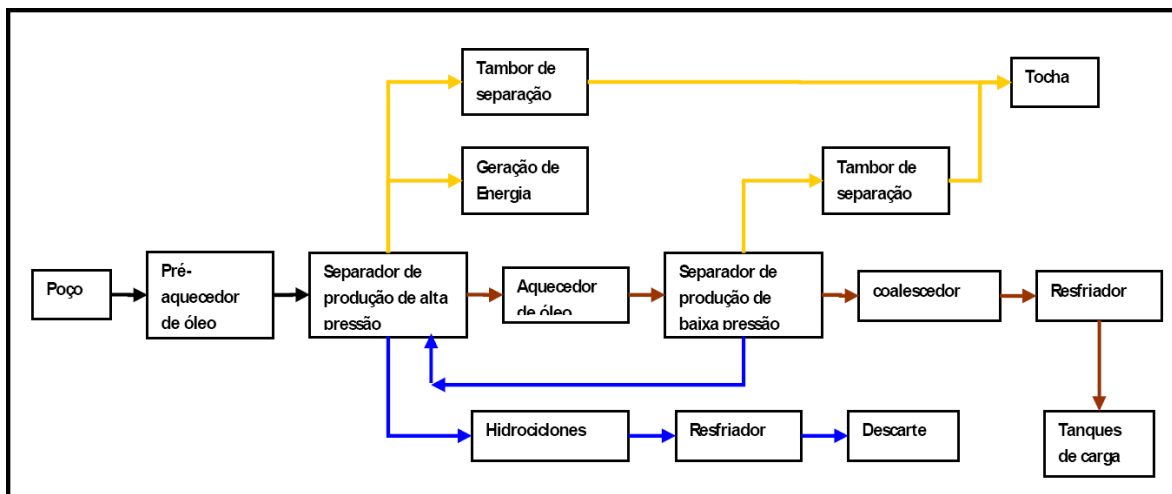


Figura II.8.1-1 - Fluxograma Simplificado do Processo

Legenda:

	Óleo + Gás + Água		Gás
	Óleo		Água

II.8.1.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

O principal objetivo da análise de riscos é a antecipação de falhas no sistema analisado, identificando suas causas potenciais e possíveis consequências, de forma a permitir a adoção de medidas preventivas e mitigadoras. Tal antecipação pode ser realizada através da análise de acidentes ocorridos anteriormente, em instalações 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.

A - Principais Acidentes em Operações Offshore

A **Tabela II.8.1-2** apresenta os principais acidentes em operações *offshore*, obtida de avaliações em vários bancos de dados.

Tabela II.8.1-2 - Principais Acidentes em Operações Offshore

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
60 Years of Azerbaijan	1983	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
Actinia	1993	Vietnam	Semissubmersível	Blowout
Adriatic IV	2004	Mar Mediterrâneo, Egito	Jack-up	Blowout
Adriatic VII	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Al Baz	1989	Nigéria	Jack-up	Blowout
Alexander L. Kielland	1980	Noruega	Semissubmersível	Colapso
Ali Baba	1984	Reino Unido	Semissubmersível	Encalhe
Al Mariyah	2000	Golfo Pérsico	Jack-up	Colapso
AMDP-1	1975	Golfo Pérsico	Jack-up	Afundamento
Arabdrill-19	2002	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
Baku 2	1976	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
Banzala	1982	Angola	Jack-up	Afundamento
Bigfoot 2	1987	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Blake IV	1992	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Bohai 2	1979	China	Jack-up	Afundamento
Bohai 3	1980	-	Jack-up	Blowout
Bohai 6	1981	Oceano Pacífico	Jack-up	-
Bombay High North	2005	Oceano Índico	Plataforma Fixa	Incêndio
Bourbon Dolphin	2007	Oceano Atlântico	Navio AHTS	Afundamento
Byford Dolphin	1983	Noruega	Semissubmersível	Explosão
Cerveza	1983	-	Plataforma Fixa	Blowout
Chevron Typhoon	2005	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
Constellation	1969	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
Cormorant A	1989	Reino Unido	Plataforma Fixa	Explosão
C. P. Baker	1964	Golfo do México	Sonda de Perfuração	Blowout
Dan Prince	1980	Alaska	Jack-up	Afundamento
Deep Sea Driller	1976	Noruega	Semissubmersível	Encalhe
Deep Water Explorer	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 81	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 82	1985	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 83	1986	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento
Dixilyn (8) Julie Ann	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dolphin Titan 143	1977	-	Jack-up	Afundamento
Dresser 2	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
D M Saunders	1993	Golfo Árabe	Jack-up	Afundamento
Ekofisk A	1975	Noruega	Plataforma	Incêndio

Continua

Tabela II.8.1 2 (Continuação)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Ekofisk B	1977	Noruega	Plataforma Fixa	Blowout
Ekofisk P	1989	Noruega	Plataforma Fixa	Incêndio
Enchova Central	1984	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
Enchova Central	1988	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
EnSCO 51	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
EnSCO 64	2004	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Estrellita	1969	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Five Sisters	1989	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Fulmar A	1991	Reino Unido	Plataforma Fixa	Explosão
Funiwa Platform	1980	Nigéria	Plataforma Fixa	Blowout
Gatto Selvatico	1976	-	Jack-up	Afundamento
Gemini	1974	-	Jack-up	-
Getty Platform A	1984	Golfo do México	Plataforma Fixa	Explosão
Glomar Arctic II	1985	Reino Unido	Semissubmersível	Explosão
Glomar Arctic IV	1998	-	Semissubmersível	Explosão
Glomar Baltic I	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Glomar Grand Isle	1983	Indonésia	Navio de Perfuração	Blowout
Glomar Java Sea	1983	China	Navio de Perfuração	Afundamento
Glomar Labrador I	1988	-	Jack-up	Colisão
Harvey Ward	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Hasbah Platform	1980	Golfo Pérsico	Plataforma Fixa	Blowout
Hercules 25	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
High Island III	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Interocean II	1989	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
IXTOC-1	1979	México	Jack-up	Blowout
Jalapa	1996	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Key Biscayne	1983	Austrália	Jack-up	Afundamento
Keyes Marine 302	1988	Golfo do México	Jack-up	-
Keyes Marine 303	1990	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Liberacion	1974	América do Sul	Jack-up	Afundamento
Little Bob	1968	-	Jack-up	Blowout
Maersk Endurer	1980	Golfo de Suez	Jack-up	Blowout
Maersk Giant	2006	Noruega	Jack-up	Blow-out
Maersk Victory	1996	Austrália	Jack-up	Colapso
Main Pass Block 41	1970	Golfo do México	Plataforma Fixa	Incêndio
Marine IV	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Marlin 3	1992	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Marlin 4	1980	América do Sul	Jack-up	Colapso
Medusa Spar	2004	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
Mighty Servant 2	1999	Indonésia	Navio	Afundamento
Mighty Servant 3	2006	Angola	Navio	Afundamento
Mississippi Cany 311A	1987	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Mr Bice	1998	Golfo do México	Jack-up	Afundamento

Continua

Tabela II.8.1 2 (Continuação)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Mr Gus 1	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Mr Louie	1963	Alemanha	Jack-up	Blowout
Mumbai High North	2005	Oceano Índico	Plataforma Fixa	Incêndio
Nabors Dolphin 105	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Nabors Rig 269	1998	Golfo do México	Plataforma Fixa	Colapso
Nabors Workhorsel X	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
NFX Platform A	1999	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Noble Max Smith	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Nowruz Platforms	1983	Golfo Pérsico	Plataforma Fixa	Incêndio
Ocean Champion	1980	Egito	Jack-up	Encalhe
Ocean Developer	1995	Angola	Semissubmersível	Afundamento
Ocean Express	1976	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Ocean King	2002	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Ocean Master II	1977	África	Jack-up	Afundamento
Ocean Odyssey	1988	Reino Unido	Semissubmersível	Blowout
Ocean Prince	1968	Reino Unido	Semissubmersível	Colapso
Ocean Ranger	1982	Atlântico Norte	Semissubmersível	Afundamento
Ocean Warwick	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Offshore Bahram	1996	Suez	Jack-up	Afundamento
Okha	1980	Oceano Ártico	Jack-up	Encalhe
Orion	1978	Reino Unido	Jack-up	Encalhe
Oseberg B	1988	Noruega	Plataforma Fixa	Colisão
Parker 14-J	2003	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Penrod 52 / Petrel	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Penrod 52	1983	Golfo do México	Jack-up	Blow-out
Penrod 61	1985	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Perforadora Zacateca	1986	México	Jack-up	Blowout
Petrobras P 7	2001	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
Petrobras P 36	2001	Brasil	Plataforma Fixa	Afundamento
Petromar V	1981	China	Navio de Perfuração	Blowout
Petronius A	1998	Golfo do México	Plataforma Fixa	Afundamento
Piper Alpha	1988	Reino Unido	Plataforma Fixa	Incêndio
Placid L 10a	1983	Mar do Norte	Plataforma Fixa	Blowout
Pool 55	1987	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Pride 1001E	1997	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
PSS Chemul	2005	Golfo do México	Semissubmersível	Furacão
Qatar I	1956	Golfo Árabe	Jack-up	Afundamento
Ranger 1	1979	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Ranger 4	1997	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Rigmar 151 Trans Texas	1998	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
Roger Buttin 3	1966	África	Jack-up	Afundamento
Ron Tappmeyer	1980	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
Rowan Fort Worth	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão

Continua

Tabela II.8.1 2 (Conclusão)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Rowan Gorilla I	1988	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
Rowan Halifax	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Houston	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Rowan Louisiana	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan New Orleans	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Odessa	1994	Golfo do México	Jack-up	Incêndio
Rowan Odessa	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Saipem Paguro	1965	Itália	Jack-up	Blowout
Scan Sea	1977	Oceano Pacífico	Jack-up	Afundamento
Seacrest	1989	Golfo da Tailândia	Navio de Perfuração	Afundamento
Sea Gem	1965	Reino Unido	Jack-up	Colapso
Sea Quest	1980	Nigéria	Semissubmersível	Blowout
Sedco Nº 8 Rig 22	1956	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Sedco 135F	1979	México	Jack-up	Blowout
Sedco 252	1989	Índia	Jack-up	Blowout
Sedco J	1989	África do Sul	Semissubmersível	Afundamento
Shell Mars	2005	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
Ship Shoal 246b	1980	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Sleipner A	1991	Noruega	Plataforma Fixa	Afundamento
Snorre A	2004	Noruega	Plataforma Fixa	Blowout
South Timbalier 26	1970	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Stellhead Platform	1987	Alaska	Plataforma Fixa	Blowout
Sundowner 15	1996	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Teledyne Movable 16	1989	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Thunderhorse	2005	Golfo do México	Semissubmersível	Furacão
Topper 1	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Transgulf Rig 10	1959	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Transocean 3	1974	Reino Unido	Semissubmersível	Colapso
Treasure Seeker	1984	Noruega	Semissubmersível	Blowout
Trinimar Marine W327	1973	Venezuela	Plataforma Fixa	Blowout
Ubit Plataforma	1996	Nigéria	Plataforma Fixa	Incêndio
Union Oil Platform A	1969	Estados Unidos	Plataforma Fixa	Blowout
Viking Explorer	1988	Borneo	Navio de Perfuração	Blowout
Vinland	1984	Oceano Atlântico	Semissubmersível	Blowout
W.D. Kent	1976	Dubai	Jack-up	Afundamento
West Gamma	1990	Mar do Norte	Jack-up	Afundamento
West Vanguard	1985	Mar do Norte	Semissubmersível	Blowout
Zapata Enterprize	1985	Indonésia	Jack-up	Blowout
Zapata Lexington	1984	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Zapata Maverick I	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Zapata Scorpion	1969	Ilhas Canárias	Jack-up	Afundamento
Zapata Topper III	1975	Golfo do México	Jack-up	Blowout

Fonte: Diversas Fontes, até 2007.

A partir dos dados fornecidos pela **Tabela II.8.1-2**, pôde-se obter os seguintes gráficos de acidentes: separados por país/região (**Figura II.8.1-2**), por tipo de unidade marítima (**Figura II.8.1-3**) e por tipo de acidente (**Figura II.8.1-4**), conforme apresentado abaixo.

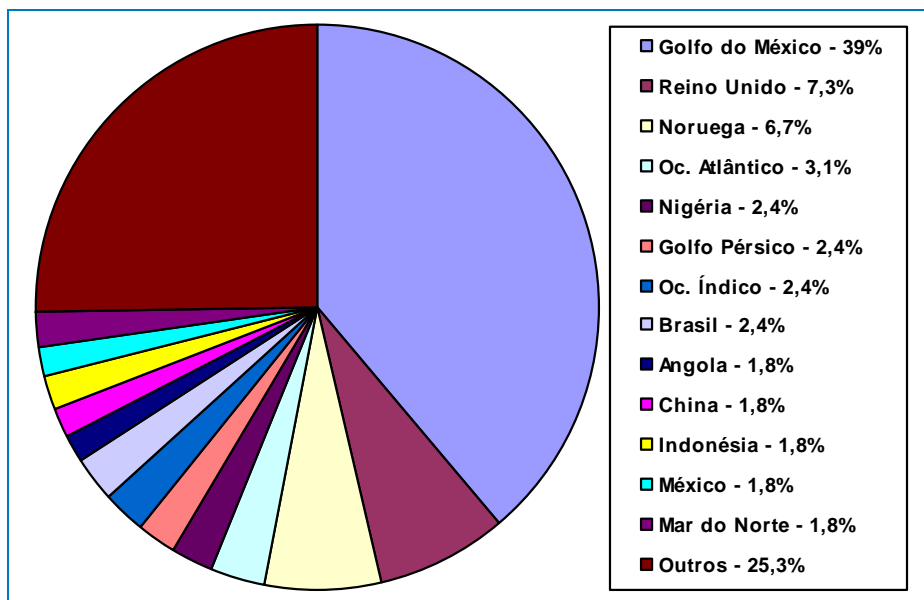


Figura II.8.1-2 - Acidentes por país/região

Observa-se que o Brasil apresenta baixo índice de acidentes, com apenas 2,4 % do total de ocorridos até 2007.

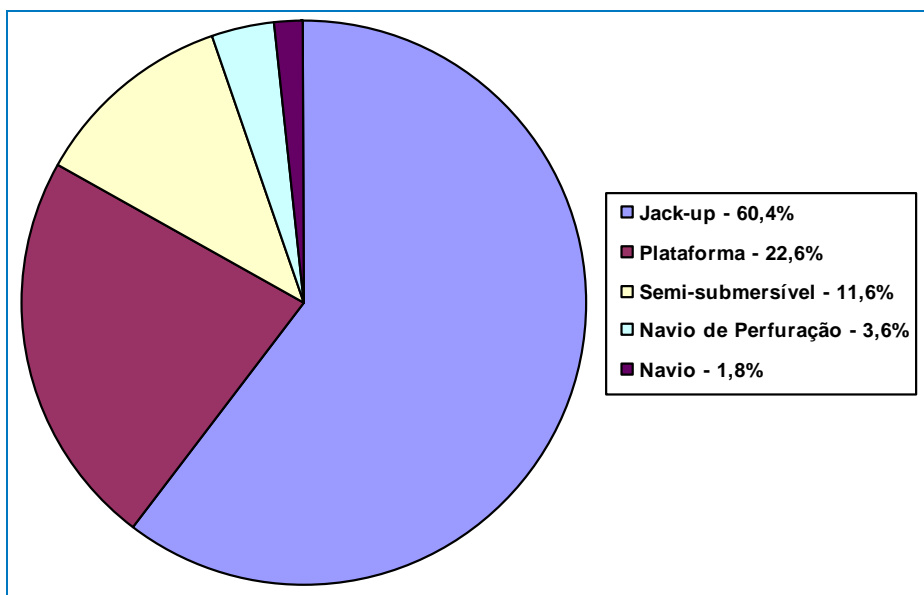


Figura II.8.1-3 - Acidentes por Tipo de Unidade Marítima

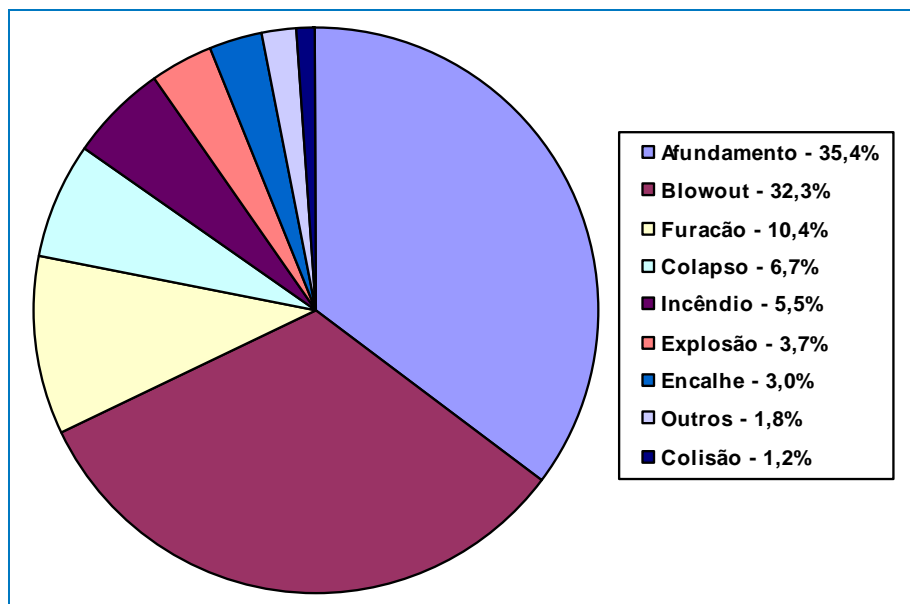


Figura II.8.1-4 - Acidentes por Tipo

OBS.: Dos 17 (dezesete) acidentes ocasionados por furacão, 14 (quatorze) 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.8.1-3 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de instalação de produção

Tipo de Instalação	1990 - 1999		2000 - 2007		1990-2007	
	N	F	N	F	N	F
Jack-up	-	-	31	1,938	31	1,422
Semissubmersível	62	1,406	195	4,875	227	2,699
TLP (<i>Tension Leg Platform</i>)	58	5,800	20	8,333	78	6,290
Total	120	2,003	246	4,212	336	2,840

Tabela II.8.1-4 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de evento, considerando Jack-ups, Semi-submersíveis e TLPs

Tipo de Evento	1990 - 1999		2000 - 2007		1990-2007	
	N	F	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	4	0,067	-	-	4	0,034
Blowout	1	0,017	-	-	1	0,008
Emborcamento	-	-	-	-	-	-
Colisão	-	-	-	-	-	-
Abalroamento	3	0,050	4	0,068	7	0,059
Acidente com Guindaste	50	0,835	21	0,360	71	0,600
Explosão	2	0,033	-	-	2	0,017
Queda de Objeto	56	0,935	46	0,967	102	0,862
Incêndio	14	0,234	16	0,274	30	0,254
Navrágio	-	-	15	0,257	15	0,127
Encalhe	-	-	1	0,017	1	0,0084
Acidente com Helicóptero	1	0,017	-	-	1	0,0084
Alagamento / inundação	-	-	-	-	-	-
Adernamento	-	-	-	-	-	-
Falha de Motores	-	-	-	-	-	-
Perda de Posicionamento	-	-	-	-	-	-
Vazamento	77	1,285	117	2,003	194	1,640
Dano Estrutural	-	-	-	-	-	-
Acidente no Rebocamento	-	-	10	0,171	10	0,085
Problema de poço	2	0,033	5	0,086	7	0,059
Outros	3	0,050	4	0,068	7	0,059

Para a elaboração deste 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*

Os eventos foram classificados conforme as características descritas na **Tabela II.8.1-5**.

Tabela II.8.1-5 - Classificação dos eventos

Tipo de Evento	Características
Falha de Ancoragem	Problemas com linhas de ancoragem, sistemas de amarração ou equipamentos. Exemplos: Ruptura de linhas de amarração, perda de âncora, falha do guincho, etc.
<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 <i>thrusters</i> , 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.

B.1 - Acidentes e Vazamentos de Óleo em FPSOs

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.8.1-6 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) para FPSOs

Tipo de Instalação	1990 - 1999		2000 - 2007		1990-2007	
	N	F	N	F	N	F
FPSO	159	3,681	444	4,269	603	4,096

Tabela II.8.1-7 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de evento para FPSOs

Tipo de Evento	Tipo de Construção			
	Construído		Convertido	
	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	14	0,134	-	-
<i>Blowout</i>	-	-	-	-
Emborcamento	-	-	-	-
Colisão	-	-	-	-
Abalroamento	11	0,105	1	0,033
Acidente com Guindaste	44	0,421	14	0,467
Explosão	2	0,019	-	-
Queda de Objeto	61	0,584	16	0,533
Incêndio	47	0,450	12	0,400
Navrágio	-	-	-	-
Encalhe	-	-	-	-
Acidente com Helicóptero	1	0,010	-	-
Alagamento / inundação	1	0,010	1	0,033
Adernamento	1	0,010	-	-
Falha de Motores	-	-	-	-
Perda de Posicionamento	1	0,010	-	-
Vazamento	241	2,306	100	3,333
Dano Estrutural	3	0,029	2	0,067
Acidente no Rebocamento	-	-	-	-
Problema de poço	2	0,019	-	-
Outros	19	0,182	4	0,133

O item B, anterior, cita os bancos de dados utilizados na elaboração deste relatório, além de apresentar a classificação dos tipos de eventos.

O Relatório “*Frequency Analysis of Accidental Oil Releases from FPSO Operations in the Gulf of Mexico*”, preparado pela empresa Ecology & Environment, INC. para o Minerals Management Service (MMS), em 2001, apresenta as seguintes informações:

Tabela II.8.1-8 - Frequência de vazamentos de óleo ocasionados apenas 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	$1,6 \cdot 10^{-5}$

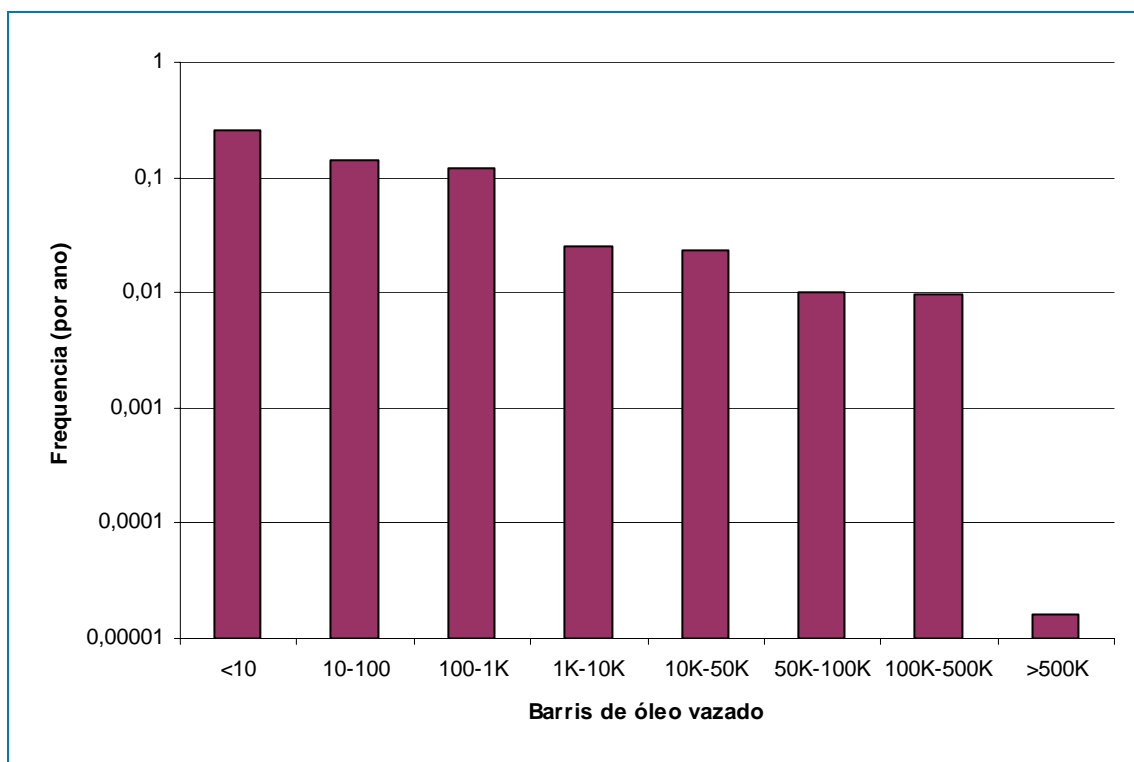


Figura II.8.1-5 - Vazamento de óleo em barris

Tabela II.8.1-9 - Frequência de vazamento de hidrocarbonetos por ano por evento acidental de um FPSO

Cenário Acidental	Número de vazamentos por ano								Total
	< 10	10 - 100	100 - 1K	1k - 10k	10k - 50k	50k - 100k	100k - 500k	> 500k	
Vaz. 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	$3,8 \times 10^{-2}$
Vaz. 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	$2,8 \times 10^{-2}$
Vaz. no processo	0	0	0	0	$4,4 \times 10^{-4}$	$4,4 \times 10^{-4}$	$3,4 \times 10^{-4}$	0	$1,2 \times 10^{-3}$
Vaz. no mangote de transf.	$2,4 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	0	0	0	0	0	$4,9 \times 10^{-1}$
Navio Mercante passando	0	0	0	$6,9 \times 10^{-5}$	$1,3 \times 10^{-4}$	$7,1 \times 10^{-5}$	$1,2 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-5}$	$4,0 \times 10^{-4}$
Vaz. 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	$8,3 \times 10^{-5}$
Vaz. 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	$1,4 \times 10^{-2}$
Vaz. 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	$9,2 \times 10^{-6}$
Vaz. 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	$4,5 \times 10^{-7}$
Vaz. 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	$3,8 \times 10^{-7}$
Vaz. 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
Vaz. 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	$2,6 \times 10^{-1}$	$1,4 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	$2,5 \times 10^{-2}$	$2,3 \times 10^{-2}$	$1,0 \times 10^{-2}$	$9,7 \times 10^{-3}$	$1,6 \times 10^{-5}$	$5,9 \times 10^{-1}$

Os dados para a elaboração do relatório supracitado 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.

O relatório da *Ecology & Environment* não contemplou as fases de construção, comissionamento e descomissionamento do FPSO bem como operações de perfuração e manutenção de poços.

II.8.1.3 - Identificação dos Cenários Acidentais

Para a identificação dos cenários acidentais, foi empregada a técnica da Análise Preliminar de Perigos – APP.

A Análise Preliminar de Perigos (APP) é uma metodologia estruturada para identificar os perigos que podem ser causados devido à ocorrência de eventos indesejáveis. Esta metodologia pode ser usada para sistemas em início de desenvolvimento ou em fase de projeto e, também, como revisão geral de segurança de sistemas já em operação.

Ressaltamos que o perigo é inerente a um equipamento ou sistema, portanto, na sua identificação, o volume é relativo ao equipamento ou sistema analisado. Isto significa que quando um perigo é identificado como de “grande liberação de líquido inflamável” quer dizer que praticamente todo o inventário do equipamento ou sistema analisado vazou, sem correlação com valores absolutos. Analogamente, quando um perigo é identificado como de “pequeno vazamento de óleo” quer dizer que somente uma parte do inventário do equipamento ou sistema analisado vazou, sem correlação com valores absolutos. A estimativa do volume absoluto vazado é apresentado na definição da severidade.

Na APP são apresentados todos os cenários passíveis de evoluir para situações com vazamento de óleo para o ambiente. Primeiramente são levantadas as causas de cada um dos possíveis eventos acidentais e as suas respectivas consequências e, em seguida, é feita uma avaliação qualitativa do risco associado a cada cenário acidental, contemplando a frequência de ocorrência do evento acidental, segundo suas causas, e a severidade do cenário de acidente. Portanto, os resultados obtidos são qualitativos, não fornecendo estimativa numérica.

A planilha utilizada neste estudo, apresentada na **Figura II.8.1-6**, contém nove colunas, as quais foram preenchidas conforme a descrição a seguir.

1ª coluna: Perigo

Esta coluna contém os perigos identificados para o módulo de análise em estudo. De uma forma geral, estes perigos estão relacionados a eventos acidentais que têm potencial para causar impactos ao meio ambiente.

2ª coluna: Causa

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

3ª Coluna: Modo de Detecção

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

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, e efeitos que possam gerar incêndios, explosões ou danos ao homem, meio ambiente e instalações.

5ª Coluna: Categorias de Frequência do Evento Acidental

No âmbito deste estudo, um evento acidental é definido como o conjunto formado pela origem do acidente (perigo) e suas possíveis causas.

De acordo com a metodologia de APP adotada neste trabalho, cada evento de acidente foi classificado em categorias de frequência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência para os eventos identificados, conforme **Tabela II.8.1-10**.

Tabela II.8.1-10 - Categorias de Frequência do evento acidental

Categoria	Denominação	Faixa (Ocorr./ano)	Descrição
A	Extremamente Remota	$F < 1$ em 10^5 anos	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável durante a vida útil da instalação. Sem referências históricas.
B	Remota	1 em 10^3 a 1 em 10^5 anos	Não esperado durante a vida útil da instalação, apesar de haver referências históricas.
C	Pouco Provável	1 em 30 a 1 em 10^3 anos	Possível de ocorrer até 1 (uma) vez durante a vida útil da instalação.
D	Provável	1 por ano a 1 em 30 anos	Esperado ocorrer mais de 1 (uma) vez durante a vida útil da instalação.
E	Frequente	$F > 1$ por ano	Esperado ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.

Fonte: Adaptado da Norma da Petrobras NT-2782.

6ª Coluna: Categoria de Severidade do Evento Acidental

Os cenários de acidente são classificados em categorias de severidade, as quais fornecem uma indicação qualitativa do grau de severidade das consequências de cada um dos cenários identificados (composto pelo evento acidental e possíveis desdobramentos), conforme **Tabela II.8.1-11**.

Tabela II.8.1-11 - Categorias de Severidade do evento acidental

Categoria	Descrição
1 - Desprezível	Nenhuma liberação no mar (direta ou resultante de escalonamento).
2 - Marginal	Liberação no mar inferior a 8 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).
3 - Crítica	Liberação no mar entre 8 e 200 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).
4 - Catastrófica	Liberação no mar superior a 200 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).

Fonte: Baseado na Resolução CONAMA nº 398/08.

7ª Coluna: Categoria de Risco

Combinando-se as categorias de frequência com as de severidade obtém-se uma Matriz de Riscos, conforme apresentado na **Tabela II.8.1-12**.

Tabela II.8.1-12 – Matriz de Riscos

	Severidade				
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
Frequência	E	RM	RM	RNT	RNT
	D	RT	RM	RNT	RNT
	C	RT	RM	RM	RNT
	B	RT	RT	RM	RM
	A	RT	RT	RT	RM

Fonte: Adaptado da Norma Petrobras N-2782

Legenda: RNT – Risco 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).
 RM – Risco Moderado: Controles adicionais devem ser analisados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados àqueles considerados praticáveis (região ALARP).
 RT – Risco Tolerável: Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos.

8ª Coluna: Recomendações/ Observações

Nesta coluna apresentam-se Recomendações ou Observações pertinentes aos cenários de acidente em estudo. As medidas são identificadas por uma numeração sequencial.

9ª Coluna: Numeração da Hipótese

Esta coluna contém um número de identificação da Hipótese Acidental, sendo preenchida sequencialmente para facilitar a consulta a qualquer hipótese de interesse. A realização da análise de risco propriamente dita foi feita através do preenchimento de uma planilha de APP utilizando o modelo apresentado na **Figura II.8.1-6**.

Análise Preliminar de Perigos - APP								
Empresa:					Folha:			
Departamento:					Revisão:			
Sistema:			Subsistema:		Data:			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese

Figura II.8.1-6 - Planilha de Análise Preliminar de Perigos - APP

A aplicação da metodologia descrita acima possibilitou a elaboração das planilhas da Análise Preliminar de Perigos (APP) apresentadas no **Anexo II.8-1**. Para facilitar a identificação dos cenários acidentais, as atividades desenvolvidas no FPSO BW Cidade de São Vicente foram divididas em processos conforme **Tabela II.8.1-13**.

Tabela II.8.1-13 – Relação dos processos avaliados com respectiva abrangência

Processo	Abrangência
Elevação de Petróleo	Do poço até a entrada do pré-aquecedor de óleo.
Separação Primária de Óleo	Do pré-aquecedor de óleo até a entrada do aquecedor de óleo.
Alívio para o Flare	Da saída do separador de produção de alta pressão e do separador de produção de baixa pressão até o flare.
Tratamento da Água Produzida	Da saída do separador de produção de alta pressão até o descarte para o mar.
Separação Secundária de Óleo	Da entrada do aquecedor de óleo até a saída do separador de produção de baixa pressão.
Tratamento de Óleo	Da saída do separador de produção de baixa pressão até a entrada dos tanques de carga.
Estocagem de Óleo	Tanques de carga.
Offloading	Dos tanques de carga até o navio aliviador.
Estocagem de Produtos Químicos	Dos tanques de produtos químicos até o ponto de injeção.
Suprimento de Diesel	Dos tanques da embarcação de suprimento até a entrada dos tanques de estocagem de diesel na plataforma.
Estocagem de Diesel	Dos tanques de estocagem de diesel até os pontos de utilização.
Ancoragem	Sistema de ancoragem.
Manutenção da Estabilidade	Sistema de lastro.
Movimentação de Cargas	Guindastes.
Abastecimento de Aeronaves	Do tanque de QAV (querosene para aviação) até a aeronave.
Estocagem de QAV	Tanques de QAV.

A **Tabela II.8.1-14** apresenta um resumo geral dos perigos identificados na APP.

Tabela II.8.1-14 - Resumo Geral dos perigos identificados.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	10 – 18 %	3 – 5 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	10 – 18 %	2 – 4 %	7 – 13 %	0 – 0 %
B	2 – 4 %	3 – 5 %	1 – 2 %	11 – 20 %
A	0 – 0 %	1 – 2 %	0 – 0 %	5 – 9 %

Legenda: vermelho (Risco Não Tolerável); amarelo (Risco Moderado); verde (Risco Tolerável)

Dos perigos identificados foram verificadas 55 (cinquenta e cinco) Hipóteses Acidentais (HAs), sendo:

- 0 (zero) HAs com Risco Não Tolerável (RNT);
- 29 (vinte e nove) HAs com Risco Moderado (RM) (52,73% do total), cujos efeitos foram vazamento de óleo para o mar;
- 26 (vinte e seis) HAs com Risco Tolerável (RT) (47,27% do total), das quais:
 - 21 (vinte e uma) (80,77%) com o efeito de vazamento de óleo para o FPSO;
 - 2 (duas) (7,69%) com vazamento de óleo para o mar;
 - 2 (duas) (7,69%) com vazamento de produto químico para o FPSO; e
 - 1 (uma) (3,85%) com vazamento de produto químico para o mar.

Da **Tabela II.8.1-15** à **Tabela II.8.1-30** são apresentados os perigos identificados, por processo.

Tabela II.8.1-15 - Resumo dos perigos identificados no processo de elevação de petróleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 17%	1 – 17%	0 – 0 %	0 – 0 %
C	1 – 17%	0 – 0 %	1 – 17%	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 17%	1 – 17%
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.1-16 - Resumo dos perigos identificados no processo de Separação Primária de Óleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	1 – 33 %	0 – 0 %	1 – 33 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.1-17 - Resumo dos perigos identificados no processo de Alívio para o Flare.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	1 – 100 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.1-18 - Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento da Água Produzida (para o eventual caso de produção desse efluente).

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	0 – 0 %	2 – 100 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.1-19 - Resumo dos perigos identificados no processo de Separação Secundária de Óleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 33 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	1 - 33 %	0 - 0 %	1 - 33 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.1-20 - Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento de Óleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 33 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	1 - 33 %	0 - 0 %	1 - 33 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.1-21 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de Óleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	1 - 14%	1 - 14%	0 - 0 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	2 - 29 %
A	0 - 0 %	1 - 14%	0 - 0 %	2 - 29%

Tabela II.8.1-22 - Resumo dos perigos identificados no processo de Offloading.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 25%	1 - 25%	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	0 - 0 %	1 - 25%	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0%	1 - 25 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.1-23 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de Produtos Químicos.

Frequência	Severidade				
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D		1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C		1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B		0 – 0 %	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.1-24 - Resumo dos perigos identificados no processo de Suprimento de Diesel.

Frequência	Severidade				
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D		1 – 25 %	1 – 25%	0 – 0 %	0 – 0 %
C		0 – 0 %	1 – 25%	0 – 0 %	0 – 0 %
B		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 25 %
A		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.1-25 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de Diesel.

Frequência	Severidade				
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D		1 – 25 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B		0 – 0 %	1 – 25 %	0 – 0 %	2 – 50 %
A		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.1-26 - Resumo dos perigos identificados no processo de Ancoragem.

Frequência	Severidade				
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 50 %
A		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 50 %

Tabela II.8.1-27 - Resumo dos perigos identificados no processo de Manutenção da Estabilidade.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	1 - 33 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	2 - 67 %

Tabela II.8.1-28 - Resumo dos perigos identificados no processo de Movimentação de Cargas.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
B	2 - 50 %	0 - 0 %	0 - 0 %	2 - 50 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.1-29 - Resumo dos perigos identificados no processo de Abastecimento de Aeronaves.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 33 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	2 - 67 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.1-30 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de QAV.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 33 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	2 - 67 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Considerações sobre os cenários acidentais passíveis de evoluir para vazamento de óleo

Capacidade de processamento da planta – 30.000 BPD = 198,73 m³/h = 3,3 m³/min

Subsistema: Elevação de Petróleo

- Cenário 1

Foi considerado o descontrole do poço por 30 (trinta) dias, totalizando um vazamento de 155.451 m³ de óleo no mar (vazão de *blowout* – 5181,7 m³/dia).

- Cenário 2

Foi considerado o derramamento de pequeno porte (não superior a 8 m³) de óleo no mar, proveniente de vazamento pelo *riser*, duto, equipamento ou conexão.

- Cenário 3

Semelhante ao Cenário 2, porém com o volume sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenários 4 e 6

Foi considerada a ruptura do *riser* por corrosão (Cenário 4) ou devido à colisão com embarcação (Cenário 6) e o tempo de 2 minutos para fechamento da DHSV e interrupção do vazamento. Considerando os dados de diâmetro do *riser* (6"); comprimento do *riser* (2.800 m); e vazão (3,3 m³/min); o volume estimado de vazamento é de 57,6 m³ de óleo para o mar.

- Cenário 5

Semelhante ao Cenário 4, mas com o vazamento no trecho interno da Unidade Marítima, sendo todo o volume de óleo contido pelo sistema de drenagem do navio-plataforma.

Subsistema: Separação primária de óleo

- Cenário 7

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 8

Foi considerado o rompimento do separador de produção de alta pressão, e o vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Considerando os dados de volume de óleo no separador de produção de alta pressão (66,7 m³); vazão (3,3 m³/min); tempo para interromper o fluxo (2 min), o volume estimado é de 73,3 m³.

- Cenário 9

Semelhante ao Cenário 8, mas com o volume sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem.

Subsistema: Alívio para o Flare

- Cenário 10

Foi considerado o arraste de líquido do vaso de *knock-out* do flare, e que este líquido não foi queimado, vazando para o mar. Em operação normal, este sistema não recebe líquido, por isso foi estimado um volume inferior a 8 m³.

Subsistema: Tratamento de água produzida

- Cenário 11 e 12

Foi considerado um problema no sistema de tratamento de água produzida, fazendo com que todo o volume de óleo do separador de produção de alta pressão fosse descartado para o mar. Considerando o volume de óleo no

separador de produção de alta pressão de 66,7 m³, a vazão de 3,3 m³/min; e o tempo para interrupção do fluxo de 2 minutos, o volume estimado é de 73,3 m³.

Subsistema: Separação Secundária de Óleo

- Cenário 13

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem.

- Cenário 14

Foi considerado o rompimento do separador de produção de baixa pressão, e vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Nesta situação, adotando o volume de óleo no separador de produção de baixa pressão de 24,4 m³; a vazão de 3,3 m³/min; e o tempo para interrupção do fluxo de 2 minutos, o volume estimado é de 31,0 m³.

- Cenário 15

Semelhante ao Cenário 14, mas com o volume vazado sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

Subsistema: Tratamento de Óleo

- Cenário 16

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³), sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 17

Foi considerada ruptura do vaso de tratamento de óleo, e o vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Considerando o volume de óleo no vaso de tratamento de óleo (80,1 m³); a vazão (3,3 m³/min); e o tempo para interrupção do fluxo (2 min), o volume estimado de vazamento nesta situação é de 86,7 m³.

- Cenário 18

Semelhante ao Cenário 17, mas com o volume sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

Subsistema: Estocagem de Óleo

- Cenário 19

Foi considerada a corrosão do tanque de carga (trinca) e o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) para o mar.

- Cenário 20

Foi considerado o transbordamento do tanque de carga, mas com o volume vazado sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima. Neste caso, considerando a vazão de 3,3 m³/min e o tempo para alinhamento de outro tanque e interrupção do vazamento de 2 minutos, o volume estimado é de 6,6 m³.

- Cenário 21

Semelhante ao Cenário 20, mas com o vazamento de todo o volume para o mar.

- Cenário 22

Foi considerado o vazamento para o mar do volume correspondente aos 2 (dois) maiores tanques de óleo da Unidade Marítima devido à colisão com embarcação. Neste caso o volume de vazamento estimado é de 33.981,5 m³.

- Cenários 23, 24 e 25

Foi considerado o afundamento do FPSO BW Cidade de São Vicente, com o vazamento do volume correspondente à capacidade total de armazenamento de óleo da plataforma, equivalente a 75.039,58 m³.

Subsistema: Offloading

- Cenário 26

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³,) em conexões, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 27

Semelhante ao Cenário 26, mas com o vazamento de todo o volume para o mar.

- Cenário 28

Foi considerado a ruptura do mangote de *offloading*, e o vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Considerando os dados de diâmetro da tubulação (16"); comprimento da tubulação (228 m); vazão (73,3 m³/min); e tempo para interrupção do fluxo (2 min), o volume estimado é de 176,2 m³.

- Cenário 29

Foi considerado o afundamento do FPSO BW Cidade de São Vicente, com o vazamento para o mar do volume correspondente à capacidade total de armazenamento de óleo da plataforma, equivalente a 75.039,58 m³.

Subsistema: Suprimento de Diesel

- Cenário 30

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 31

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume vazado totalmente para o mar.

- Cenário 32

Foi considerada a ruptura do mangote de transferência de diesel, e vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Nesta situação, com os dados de diâmetro do mangote (5"); comprimento do mangote (120 m); vazão de transferência (1,7 m³/min); tempo para parada da bomba e interrupção do vazamento (2 min), o volume de vazamento estimado é de 4,9 m³.

- Cenário 33

Foi considerada a colisão da embarcação de suprimento com o FPSO BW Cidade de São Vicente, e o vazamento de toda a estocagem de diesel da embarcação de suprimento para o mar. Neste caso o volume estimado é de 600 m³.

Subsistema: Estocagem de Diesel

- Cenário 34

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 35

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, com todo o volume vazado para o mar.

- Cenários 36 e 37

Foi considerada a ruptura do maior tanque de armazenamento de óleo combustível da Unidade Marítima, e o vazamento de todo o seu volume para o mar. Considerando a capacidade do FPSO BW Cidade de São Vicente, o maior tanque é de aproximadamente 2.719,5 m³.

Subsistema: Ancoragem

- Cenários 38 e 39

Foi considerado que a perda de posicionamento da Unidade Marítima causou a remoção da ANM, gerando um evento de *blow-out*. Neste caso, estima-se o vazamento durante 30 dias, totalizando 155.451 m³ de óleo no mar (vazão de *blowout* – 5181,7 m³/dia).

Subsistema: Manutenção da Estabilidade

- Cenários 40, 41 e 42

Foi considerado o afundamento da Unidade Marítima, com o vazamento de 75.039,58 m³ (capacidade total de armazenamento de óleo do FPSO BW Cidade de São Vicente).

Subsistema: Movimentação de cargas

- Cenários 43 e 45

Foi considerado que a carga caiu sobre a ANM danificando-a totalmente e causando o descontrole do poço por 30 (trinta) dias. Neste caso, o volume de vazamento estimado é de 155.451 m³ de óleo no mar (vazão de *blowout* – 5181,7 m³/dia).

Em relação à probabilidade de ocorrência deste evento, além da falha do guindaste ou do erro humano gerando a queda de carga, esta deverá afetar a árvore de natal molhada (ANM) para que tenha o efeito avaliado, isto é, vazamento de óleo superior a 200 m³ para o mar. Considerando que a movimentação de carga por guindaste não é realizada sobre a ANM, esta hipótese foi classificada como de probabilidade remota.

- Cenários 44 e 46

Foi considerada a queda de carga sobre o vaso separador de produção (maior equipamento), danificando-o totalmente, e a contenção de todo o volume nele contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima. Nas condições de volume de óleo no separador de produção de alta pressão (66,7 m³), vazão (3,3 m³/min); e tempo para interrupção do fluxo (2 min), o volume vazado estimado é de 73,3 m³.

Subsistema: Abastecimento de Aeronave

- Cenário 47

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 48

Foi considerada a ruptura do tanque de QAV, com volume inferior a 8 m³, e contenção de todo o volume vazado pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 49

Foi considerada a falha do operador durante o abastecimento da aeronave, causando o transbordamento do tanque da mesma. Como efeito desta hipótese considera-se o vazamento de um volume de pequeno porte (inferior a 8 m³), sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

Subsistema: Estocagem de QAV

- Cenário 50

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 51

Foi considerado o rompimento do tanque de QAV e o vazamento de um inferior a 8 m³, sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 52

Foi considerada a falha do operador, causando a abertura da válvula de fundo do tanque, e o vazamento de um volume inferior a 8 m³, sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da plataforma.

Considerações sobre os cenários acidentais de liberação de produto químico.

- Cenário 53

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8m³) de produto químico em conexões, sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 54

Foi considerado o rompimento do maior tanque de produto químico existente na unidade, com vazamento de um volume inferior a 8 m³, sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 55

Semelhante ao cenário 54, mas com o vazamento para o mar.

Como nenhum cenário acidental teve seu risco classificado como “alto”, não precisarão ser apresentados os itens II.8.3.1, II.8.4, II.8.5, II.8.6 e II.8.7 do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 025/09.

II.8.1.4 - Plano de Gerenciamento de Riscos

O termo Gerenciamento de Riscos é utilizado para caracterizar o processo de identificação, avaliação e controle de riscos. O Plano de Gerenciamento de Riscos 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 dos danos (consequências) gerados por esses eventos indesejados, a redução dos riscos numa instalação ou atividade perigosa pode ser conseguida por meio da implementação de medidas que visem reduzir tanto as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas) quanto as suas respectivas consequências (ações mitigadoras).

Assim, de modo geral, um Plano de Gerenciamento de Riscos contempla, entre outros, os seguintes tópicos:

- Informações de segurança;
- Política de análise e revisão de riscos;
- Procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento;
- Definição de atribuições;
- Garantia da integridade de sistemas críticos (Programa de Manutenção e Inspeção);
- Procedimentos operacionais incluindo partida e parada;
- Política de capacitação e treinamento;
- Gestão de contratação de terceiros;
- Registro e investigação de incidentes;
- Gerenciamento de mudanças;
- Sistema de permissão para trabalho;
- Cronograma para implantação/acompanhamento das ações propostas;
- Procedimentos de emergência.

A **Tabela II.8.1-31** apresenta as medidas preventivas e mitigadoras referentes às hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos – APP.

Tabela II.8.1-31 - Medidas preventivas e mitigadoras por hipótese acidental identificada.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras			
	Observação (O)		Recomendação (R)	
1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 24, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 34, 35, 36, 38, 40, 43, 44, 47, 48, 49, 50, 51, 53, 54, 55.	(O1)	Seguir programa de manutenção e inspeção de equipamentos	(R1)	Inserir os equipamentos estáticos (dutos, risers, vasos, tanques, conexões, etc), rotativos (bombas, compressores, etc) e instrumentos de controle no sistema de programação e controle de inspeção periódica.
1.	(O2)	Seguir programa de testes dos sistemas de segurança (DHSV / ANM)	(R2)	Realizar os testes nos sistemas de segurança (DHSV / ANM) conforme periodicidade estabelecida em procedimento, para garantir a sua funcionalidade.
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, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55.	(O3)	Acionar Plano de Emergência Individual - PEI da Unidade Marítima e, se necessário, o Plano de Área da Bacia de Santos – PEVO-BS	(R3)	Elaborar o Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade Marítima, contemplando as hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos (APP) e treinar os envolvidos.
2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 34, 35, 36, 47, 48, 49, 50, 51, 53, 54, 55.	(O4)	Seguir Procedimento de Gestão de Mudanças	(R4)	Seguir o procedimento de gestão de mudanças quando da realização de mudanças nas instalações, produtos e insumos necessários ao processo produtivo.
3, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 41, 45, 46, 47, 48, 49, 52, 53, 54, 55.	(O5)	Seguir Procedimento de treinamento e competência	(R5)	Seguir o procedimento de treinamento e competência para definir as qualificações mínimas, por função, e os treinamentos e reciclagens necessários para as funções operacionais da Unidade Marítima.
3, 5, 7, 9, 13, 15, 16, 18, 26, 30, 34, 44, 46, 47, 48, 49, 50, 51.	(O6)	Seguir o Plano SOPEP	(R6)	Seguir o Plano SOPEP, utilizando os equipamentos nele previstos para conter e recolher qualquer vazamento de óleo a bordo do FPSO.
33, 47, 48, 49.	(O7)	Seguir Procedimento de Permissão de Trabalho	(R7)	Seguir o procedimento de permissão de para trabalho para todos os serviços não cobertos pelos procedimentos operacionais existentes.
6, 22, 23, 37.	(O8)	Seguir procedimento de monitoramento das proximidades do FPSO	(R8)	Monitorar a região nas proximidades do FPSO, de forma a identificar e informar a aproximação de outras embarcações que possam colocar em risco a sua integridade.
8, 9, 14, 15, 17, 18.	(O9)	Seguir procedimento de calibração da PSV	(R9)	Calibrar, periodicamente, as PSVs (válvulas de segurança) dos equipamentos pressurizados.
30, 31, 32, 33, 45, 47, 48, 49.	(O10)	Seguir procedimento de avaliação de contratados	(R10)	Seguir o procedimento de qualificação e avaliação periódica da performance em segurança, meio ambiente e saúde ocupacional dos prestadores de serviço.
38, 39.	(O11)	Redundância do sistema de ancoragem	(R11)	Garantir que a falta de uma das linhas de ancoragem não comprometa o posicionamento do FPSO.
40.	(O12)	Redundância do sistema de lastro	(R12)	Garantir a redundância do sistema de manutenção da estabilidade do FPSO.

Segue um breve descritivo dos principais elementos do Plano de Gerenciamento de Riscos aplicável às atividades a serem realizadas pelo FPSO BW São Vicente durante os TLDs nas Áreas de Tupi, Iara e Júpiter, no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Introdução

Este documento descreve os elementos-chaves da filosofia de operações da *BW Offshore*, empresa responsável pela operação do FPSO Cidade de São Vicente, que serão utilizados durante as fases de projeto e de operações como diretriz para assegurar uma abordagem consistente às operações da unidade.

Sistema de Gestão

As diretrizes para todas as atividades da *BW Offshore*, incluindo as políticas, os procedimentos, os métodos de trabalho, os roteiros, a alocação de responsabilidade, dentre outros, serão mantidas e controladas dentro do Sistema de Gestão da empresa.

Este sistema foi desenvolvido para assegurar a conformidade com os requerimentos do ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 e o Código ISM (ISM Code) em relação aos Sistemas de Gestão.

Através do uso destas normas e do fiel cumprimento do Sistema de Gestão, a *BW Offshore* garante:

- Respeito às legislações e aos requerimentos aplicáveis;
- Entrega do produto de acordo com os contratos, assim assegurando a satisfação dos clientes;
- Trabalho mais eficiente e uniforme, através do uso de métodos e ferramentas estabelecidas;
- Condução do negócio de maneira segura, com foco na saúde e na conservação do meio ambiente e dos seus ativos;
- Melhora contínua do desempenho em todas as áreas, incluindo SMS.

A meta da empresa é assegurar que o Sistema de Gestão de cada Unidade seja tão genérico quanto possível para conseguir a uniformidade dos procedimentos e simplificar a manutenção do sistema.

Segurança, Meio Ambiente e Saúde

O lema “Segurança em primeiro lugar” tem a mais alta prioridade em todas as operações da *BW Offshore*. Todas as atividades são conduzidas com as devidas salvaguardas para evitar a exposição do pessoal envolvido nas atividades aos riscos de saúde e/ou às ameaças de segurança. Além disso, adotam-se todas as medidas necessárias para proteger o meio ambiente das consequências das operações.

O objetivo é evitar qualquer acidente e isto significa que a segurança é considerada antes de tomar qualquer decisão. Os perigos operacionais são identificados e reduzidos dentro do possível.

Para atingir este objetivo, a *BW Offshore*:

- Supervisiona o atendimento aos requerimentos de segurança, saúde e meio ambiente e responsabiliza cada empregado pelo devido cumprimento dos mesmos;
- Planeja e gere as suas operações de maneira a minimizar os impactos ao meio ambiente e à saúde e a assegurar um ambiente de trabalho livre de ameaças à segurança;
- Cumpre as leis e demais exigências aplicáveis à bandeira e à classe do corpo d’água, e baseia-se os regulamentos e padrões da indústria em relação à segurança e à proteção do meio ambiente.

A operação segura é a responsabilidade da gerência de linha da Divisão de Operações e das Unidades, mas, em última análise, a segurança de cada indivíduo e dos seus colegas depende dos seus próprios esforços. Todos os empregados da *BW Offshore* e todas as pessoas que trabalham em suas instalações são

responsáveis pela execução segura das suas tarefas e são instruídos sobre a obrigatoriedade de suspender e reportar qualquer serviço inseguro.

O método utilizado para garantir a segurança da operação é um método comum, que se baseia na abordagem “Planeje - Faça - Verifique – Aja”, descrito em diversos procedimentos do sistema de gestão. Segundo esse método deve-se:

- Planejar como será executado o serviço, incluindo a definição de requerimentos e o estabelecimento de procedimentos e roteiros. Imaginar a sequência do trabalho e tentar descobrir o que pode dar errado: em seguida, encontrar meios de reduzir os riscos.
- Fazer/implementar os métodos de trabalho (o treinamento, o uso de procedimentos, sistemas etc.)
- Verificar, medir e controlar as atividades (inspeção, reportes, análises de desvios etc.)
- Agir de acordo com os resultados das diversas atividades de controle, continuamente buscando melhorias de desempenho. O planejamento é fundamental para o processo de melhoria. O operador deve rever os procedimentos e os roteiros, implementar os requerimentos revisados, verificar o cumprimento dos mesmos, etc.

A Divisão de SMSQ apóia, controla e mede as atividades, reporta sobre desvios e encoraja melhorias.

Requerimentos

Existem três categorias de requerimentos aplicáveis às operações da *BW Offshore*: requerimentos estatutários, requerimentos do cliente e requerimentos e padrões internos da empresa.

A *BW Offshore* possui um procedimento para o tratamento e o acompanhamento destas categorias de requerimento. Cada projeto fará uma

revisão dos requerimentos pertinentes à fase operacional, incluindo o impacto de legislação nova.

Requerimentos Estatutários

- País da Bandeira: Todas as Unidades em operação tem uma bandeira e, conseqüentemente, são operadas de acordo com os requerimentos do país da bandeira. Atualmente, as Unidades da *BW Offshore* são registradas em Bermuda, onde os regulamentos são baseados na IMO, sendo portanto, aplicáveis a toda a indústria internacional de navegação. Especificamente, duas convenções da IMO (*International Convention for the Safety of Life at Sea - SOLAS e International Convention for the Prevention of Pollution from Ships -MARPOL*), em conjunto com os dois códigos associados (*International Safety Management Code - ISM Code e International Ship and Port Facility Security Code - ISPS Code*), são diretamente responsáveis pela operação segura das Unidades da empresa. Assim, todas as Unidades da *BW Offshore* seguem os relevantes regulamentos do país da bandeira e obterão os certificados exigidos por aquele país;
- Regras de Classificação: As Unidades da *BW Offshore* são classificadas, projetadas e operadas de acordo com as regras da classificação;
- Estado Costeiro: Durante a fase operacional das Unidades, a legislação estabelecida pelo relevante estado costeiro se aplicará. O conteúdo e a abrangência destes regulamentos podem variar bastante.

Requerimentos do Cliente

Normalmente, o contrato define alguns requerimentos específicos de SMA, além dos requerimentos normais relacionados com a operação.

Todos os contratos são analisados durante a fase de projeto e as medidas necessárias para cumprir os requerimentos do cliente são implementadas.

Requerimentos Internos e Normas Definidas

A *BW Offshore* tem requerimentos internos que são aplicáveis a todas as suas operações. Estes requerimentos estão em desenvolvimento contínuo e as modificações são implementadas durante a operação da Unidade. Em geral, os requerimentos da *BW Offshore* são definidos através das políticas, dos procedimentos, dos padrões e dos métodos de trabalho da Empresa.

Adicionalmente, a *BW Offshore* adota e cumpre as seguintes normas internacionais:

- ISO 9001 *Quality Management*
- ISO14001 *Environmental Management*
- OHSAS 18001 *Occupational Health Management*

Elementos para Assegurar as Operações Seguras

Gestão de Risco

Várias medidas são adotadas para identificar os diversos riscos, especialmente nas áreas de saúde, segurança e meio ambiente, e para minimizá-los durante as fases de projeto, instalação e operação das Unidades. As ferramentas de avaliação de risco foram desenvolvidas e incluídas no sistema de gestão da *BW Offshore*.

Gestão de Segurança

Vários métodos e roteiros de trabalho são adotados com o intuito de reduzir o risco operacional das atividades, incluindo:

- Práticas seguras de trabalho, tais como;
 - Sistema de Permissão para Trabalho (WPS)
 - Análise da Segurança do Serviço (JSA), incluindo a avaliação do risco das atividades definidas

- Uso de Equipamentos de Proteção Individual (EPI)
- Reuniões diárias sobre Permissões para Trabalho
- Reuniões Operacionais Diárias
- Procedimentos e métodos desenvolvidos para operações-chave, tais como:
 - Operações de suspensão de cargas;
 - Operações com helicópteros;
 - Transferência de pessoal em cestas;
 - Descarregamento;
 - Atividades entre embarcações;
 - Entrada em espaços confinados;
 - Trabalhos quentes;
 - Dentre outros.

O Oficial de Segurança de cada Unidade é especialmente responsável pelos procedimentos e práticas mencionados acima. Todavia, a empresa entende que a segurança é uma responsabilidade da gerência de linha e, em última análise, de cada empregado da *BW Offshore*.

Gestão do Meio Ambiente

A *BW Offshore* está comprometida com a minimização/prevenção de poluição, com a redução do volume de resíduos e com a diminuição do consumo de recursos tais como material, combustível e energia. As operações a bordo serão conduzidas de acordo com os regulamentos da Marpol e com os termos da Avaliação dos Impactos Ambientais, item II.6 deste EIA, que é preparada antes do início das operações.

A prevenção da poluição por petróleo é dada a máxima prioridade em todas as nossas operações. Adotam-se procedimentos e práticas detalhadas para

assegurar que cada processo seja planejado, implementado e monitorado com muito cuidado. Vazamentos de óleo não são aceitáveis. No caso improvável da ocorrência de um vazamento, o pessoal a bordo da Unidade está preparado para combater eventos de menor porte com o uso dos equipamentos presentes na plataforma. Os vazamentos de maior vulto precisam da ajuda das equipes terrestres e, normalmente, são responsabilidade do cliente, que deverá acionar o Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade Marítima e, se necessário, o Plano de Área da Bacia de Santos (PEVO-BS).

A Gestão do Meio Ambiente implementada pela *BW Offshore* em suas unidades e atividades segue as diretrizes da norma ISO 14001 e envolve:

- Gestão de Resíduos: segregação dos resíduos de forma adequada em e dedicação a reduzir esses resíduos;
- Controle e gestão de poluição através de petróleo, e adoção dos procedimentos estabelecidos nos Manuais de COW (*Crude Oil Washing*) e de SOPEP/SMPEP (*Shipboard Marine Pollution Emergency Plan*);
- Conscientização dos perigos relacionados com o manuseio de produtos químicos e dedicação a diminuir o uso de produtos nocivos;
- Manutenção de um registro de emissões de gases;
- Gases instrumentais na Depleção da Camada de Ozônio: metas de minimizar o uso dos gases de efeito estufa na Unidade.

Gestão da Saúde Ocupacional

A Gestão da Segurança e da Saúde Ocupacional será executada de acordo com a norma OHSAS 18001 e prevê:

- Estabelecimento de um Comitê de Proteção do Pessoal e do Meio Ambiente (PEC) a bordo da Unidade. O Comitê se reunirá uma vez por mês para discutir as questões de SMS pertinentes à atividade;

- Disposição a bordo de serviço médico e de médico ou paramédico especializado. A Unidade possui um hospital estocado com remédios e equipamentos de primeiros socorros;
- Disponibilidade de equipe de primeiros socorros, devidamente treinada para assistir ao paramédico / médico em situações de emergência;
- Controle de substâncias perigosas e monitoramento de seu uso. Os devidos procedimentos são seguidos em qualquer operação que envolva o amianto e sempre existem medidas projetadas para proteger a saúde dos trabalhadores;
- Estabelecimento de roteiros para assegurar a devida higiene a bordo. Serão implementados roteiros de limpeza, roteiros de lavanderia e especial ênfase será dada à manipulação e preparação de alimentos. Inspeções regulares de higiene serão conduzidas;
- Estabelecimento de um bom ambiente de trabalho, principalmente durante as operações, para proporcionar o bem-estar dos empregados. O Comitê PEC tem uma incumbência especial neste sentido;
- Treinamento dos trabalhadores no manuseio de cargas e materiais para evitar danos à coluna vertebral.

Gestão de Segurança Patrimonial

A política de segurança patrimonial das Unidades e das instalações da *BW Offshore* visa evitar o acesso não autorizado e/ou a introdução de armas e de outros dispositivos ou substâncias perigosas.

Os aspectos de segurança patrimonial de todas as Unidades são avaliados em função do planejamento de suas operações e localização, e os resultados desta avaliação servem de base para o plano de segurança patrimonial. Este plano visa informar todos a bordo sobre os eventuais riscos pessoais e materiais relacionados com atos criminais ou terroristas, e estabelecer medidas para

prevenir o acesso de estranhos e evitar a introdução de armas ou de dispositivos perigosos a bordo da Unidade.

Adicionalmente, as operações são providas de:

- Certificados de ISPS para todas as Unidades Marítimas;
- Oficial Exclusivo de Segurança a bordo de cada embarcação;
- Oficial Coordenador Exclusivo de Segurança lotado na Matriz;
- Equipe de Resposta a Emergências na Matriz;
- Procedimentos para assegurar a segurança durante viagens em áreas expostas.

As medidas de segurança estão em constante avaliação. Se ocorrer qualquer mudança significativa na situação de segurança de um país onde houver operação, será conduzida uma reunião de segurança para discutir o nível de alerta para as medidas a serem tomadas.

Garantia de Competência e de Treinamento

A manutenção dos níveis de competência entre o pessoal terrestre e embarcado é essencial à operação segura e efetiva das Unidades. Esta manutenção é conseguida através de:

- Requerimentos definidos de competência para todas as posições, tanto terrestres quanto marítimas;
- Oficiais devidamente certificados em todas as posições marítimas que exigem responsabilidade;
- Foco não somente na formação acadêmica, como também na experiência prévia;
- Um sistema de garantia de competência de alto-nível para o pessoal *offshore*.

Além das competências, concentramos no treinamento do pessoal. Para o pessoal das Unidades, exigimos e oferecemos vários tipos de treinamento, tais como:

- Programa de indução para todos os visitantes
- Indução e treinamento de familiarização / prático para toda a tripulação
- Treinamento Baseado no Computador (CBT) com requerimentos definidos para cada posição

Gestão de Manutenção

Os processos de Gestão de Manutenção da *BW Offshore* são descritos no Sistema de Gestão BWO. A *BW Offshore* mantém um alto padrão de manutenção para assegurar uma operação segura e confiável e para proteger o valor das Unidades através da diminuição do desgaste. Cada Unidade tem o seu Sistema de Gestão de Manutenção. Os requerimentos de manutenção e o nível de estoque de sobressalentes são definidos a partir de uma análise de criticalidade, e da aplicação de conceitos genéricos de manutenção dos padrões da Classe.

Devido às localizações remotas das Unidades, coloca-se uma ênfase especial na competência e na capacidade do pessoal envolvido, nas ferramentas e nos equipamentos de medição, nas peças de reposição e nos materiais. A maioria das atividades de manutenção é executada pelo pessoal embarcado, com apenas alguns serviços especializados em áreas selecionadas sendo terceirizados. Para as atividades de manutenção que exijam a interrupção parcial ou total da planta de processamento, existe um cronograma pré-estabelecido, de modo a limitar as interrupções a uma vez por ano e reduzir ao máximo a duração de cada interrupção.

A *BW Offshore* visa minimizar a manutenção de intervenção através do uso extensivo de monitoramento das condições. Desta maneira, os problemas em potencial são identificados antes de atingir a condição crítica.

Indicadores Chave de Performance em relação à gestão de manutenção são estabelecidos para a frota com o intuito de assegurar que a manutenção seja eficiente e correta.

A *BW* garante que todos os materiais (comprados e entregues) estarão de acordo com as regras e os regulamentos de segurança e meio ambiente aplicáveis e, quando necessário, acompanhados com os respectivos certificados. As compras / entregas serão planejadas para assegurar um esquema previsível e confiável de suprimentos e reduzir os custos de transporte.

A Gestão de Manutenção de cada Unidade está definida na respectiva Filosofia de Manutenção, que engloba os seguintes elementos:

- Objetivos e requerimentos de manutenção
- Organização de manutenção
- Processo de trabalhos de manutenção
- Gestão de peças de reposição e de materiais
- Programas de inspeção

O sistema computadorizado de gestão de manutenção facilita a manutenção correta e eficiente das Unidades e o controle efetivo de inventário e de peças de reposição.

A gestão estruturada da manutenção depende da correta e adequada documentação. Os documentos chave são:

- Listas de equipamentos, índice de instrumentos, listas de válvulas e listas de equipamentos elétricos;
- Análise de criticalidade;
- SPIR – (Registro de Peças Intercambiáveis);
- Desenhos com identificações TAG em uma camada comum para facilitar a extração de dados;

- Análise de movimentação de materiais;
- Roteiros de manutenção recomendados pelos fabricantes;
- Manual de Codificação Técnica (SA-00000059);
- Programas de inspeção.

O sucesso da implementação do sistema de gestão de manutenção depende da compilação destes documentos em tempo hábil.

Resposta às Emergências

Além do Plano de Emergência Individual já existente para cada Unidade (item II.9 deste Estudo), o FPSO BW Cidade de São Vicente irá dispor de uma Organização de Resposta a Emergências a bordo, pela qual o pessoal envolvido receberá o treinamento inicial e, em seguida, participará de um exercício simulado uma vez por semana.

Caso necessário, também poderá ser acionada a Equipe de Resposta a Emergências da matriz, composta do líder e dos responsáveis pela mídia, equipes locais, seguradoras / autoridades, registro dos eventos, localidade e recursos. Além da equipe de emergência, outra equipe responsável pelos contatos / cuidados com os familiares foi estabelecida e treinada.

O pessoal da Equipe de Resposta às Emergências é treinado em gestão de emergências e participa regularmente de simulações.

Atividades de Medição e Controle

A *BW Offshore* executará os serviços de acordo com os requerimentos do cliente, do proprietário e das autoridades, através do uso de uma equipe treinada e competente, e da aplicação de soluções técnicas e métodos de trabalho de acordo com os padrões da *BW Offshore*. A manutenção dos níveis de qualidade será confirmada através de várias atividades de medição e controle.

Tratamento de Incidentes e Não-conformes

Todos os acidentes, quase-acidentes e não-conformes serão registrados no Sistema de Melhoria da *BW Offshore* (BIS). As causas imediatas e básicas do incidente serão identificadas e as medidas corretivas implementadas. Todos os reportes registrados no BIS a bordo da Unidade serão automaticamente transmitidos à Matriz para conhecimento e processamento adicional.

Relatórios

Serão preparados relatórios mensais de operações, produção e SMS, cada um com seu formato padrão. Os relatórios mensais incluirão os resultados obtidos, que serão comparados com os Indicadores Chave de Performance (KPIs).

Atividades de Supervisão

As atividades de supervisão incluem auditorias, inspeções e visitas, a serem conduzidas pela *BW Offshore* e por terceiros, visando confirmar que as operações estão sendo executadas de acordo com as normas estipuladas.

Durante as atividades dos TLDs a serem realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, a unidade será submetida a inspeções de SMS e higiene. O Coordenador da Unidade Marítima, o Oficial de Segurança e os gerentes dos departamentos a bordo conduzirão as inspeções semanais de SMS, durante as quais cada gerente apresentará a sua área e relatará sobre os incidentes, quase-acidentes e outras questões de SMS relacionadas com a sua área.

Já as inspeções semanais de higiene serão conduzidas pelo Paramédico / Médico.

A Matriz da *BW Offshore* também conduz várias auditorias, inspeções, verificações e visitas a cada uma de suas unidades. Os requerimentos mínimos anuais são estipulados em:

- 01 (uma) auditoria do sistema de gestão;

- 01 (uma) inspeção de SMS;
- 01 (uma) auditoria de Segurança Patrimonial;
- Pelo menos 01 (uma) inspeção técnica (sistemas marítimos, EIT, superfície ou manutenção);
- 04 (quatro) visitas do Gerente de Operações;
- Uma visita da Diretoria a pelo menos uma das Unidades.

As atividades de supervisão conduzidas por terceiros incluem:

- Inspeções e auditorias de Classe;
- Inspeções e auditorias do país da bandeira;
- Inspeções e auditorias do cliente;
- Inspeções e auditorias do estado costeiro.

Melhorias

Sistema de Melhorias da BW Offshore (BIS)

O BIS não é usado somente como ferramenta para reportar sobre incidentes, mas também como ferramenta para melhorias.

Depois de descobertas as causas do incidente, são definidas medidas corretivas para evitar a ocorrência de outros acidentes similares e para melhorar os padrões de excelência.

Feedback de Experiência

O *feedback* de experiências constitui uma ferramenta essencial para melhorias, cujos relatórios são disponibilizados às outras unidades através do BIS.

A partir da distribuição desses relatórios, todas as Unidades recebem informações sobre incidentes, não-conformes, e experiências ocorridas com as demais, incluindo eventos envolvendo outras empresas, classes, etc.

Boletins de segurança também serão distribuídos, mensalmente, a todas as Unidades, contendo a descrição de um incidente ou uma questão relacionada com a segurança, visando evitar que o evento se repita.

- Outro procedimento comum da *BW Offshore* é a realização de uma conferência de *feedback* de experiências após 6 (seis) a 9 (nove) meses de operação. Este seminário de transferência de experiências inclui a equipe *offshore*, representantes das Divisões Operacional e Técnica e o pessoal de projetos.

Avaliação dos Fornecedores

Será estabelecido um sistema de avaliação dos fornecedores, incluindo um banco de dados com todos os resultados, para fornecer *feedback* sistematizado em relação a entregas, tanto na fase de projeto, quanto na fase de operação, visando aprimorar a qualidade e a confiabilidade dos fornecedores.

Satisfação do Cliente

Com o intuito de melhorar a nossa performance, a *BW Offshore* estabelecerá métodos de avaliação da satisfação do cliente, incluindo mecanismos para o devido tratamento de eventuais reclamações recebidas.

Revisão pela Gerência

Uma revisão pela Gerência *Offshore* será conduzida um vez por ano a bordo de todas as Unidades. A Gerência avaliará a performance da Unidade e o potencial para melhorias nas áreas de saúde, meio ambiente, segurança e qualidade. O processo de Revisão da Gestão da *BW Offshore* também inclui uma revisão anual, a ser conduzida pela Diretoria. A Diretoria avaliará a performance

da Empresa e o potencial para melhorias nas áreas de saúde, meio ambiente, segurança e qualidade, considerando o *feedback* obtido das Unidades e Projetos.

Metas e Alvos

Uma vez por ano, a Empresa estabelece metas, planos e Indicadores Chave de Performance (KPIs) para manter o foco em melhoria contínua e em minimizar os riscos dentro do nosso negócio.

Registros de SMS

A *BW Offshore* manterá os registros de SMS e os usará para avaliar performance e para impulsionar a melhoria contínua.

Organização

Matriz

A operação das Unidades é coordenada a partir da Matriz, onde fica o Gerente de Operações com a sua equipe de apoio. Um escritório de base é estabelecido no país onde a Unidade está operando para dar apoio à Unidade com a logística doméstica, incluindo subcontratados.

O Gerente de Operações tem a responsabilidade global pela performance operacional da Unidade, incluindo o desempenho técnico, o pessoal, os custos e o orçamento, a interface com o cliente e a gestão contratual. O Gerente de Operações se reporta ao Diretor de Operações.

O Gerente de Operações coordenará os recursos internos para assegurar o máximo de apoio para a Unidade. Estes recursos serão obtidos, principalmente, do Departamento de RH *Offshore*, do Departamento de Manutenção e da Divisão Técnica.

O Gerente de Operações manterá um estreito contato com o COORDENADOR DA UNIDADE MARÍTIMA e o Gerente da Base local. Eles devem agendar uma teleconferência semanal, a ser registrada em ata. O meio de

comunicação com o Cliente será estabelecido caso a caso, porém o Gerente de Operações da *BW Offshore* agendará reuniões regulares com o Gerente de Operações do Cliente. O Gerente da Base *Onshore* também deve manter um relacionamento estreito com o escritório local do Cliente para coordenar a logística e as operações domésticas.

O organograma geral da organização das unidades da *BW Offshore* pode ser visualizado na **Figura II.8.1-7**.

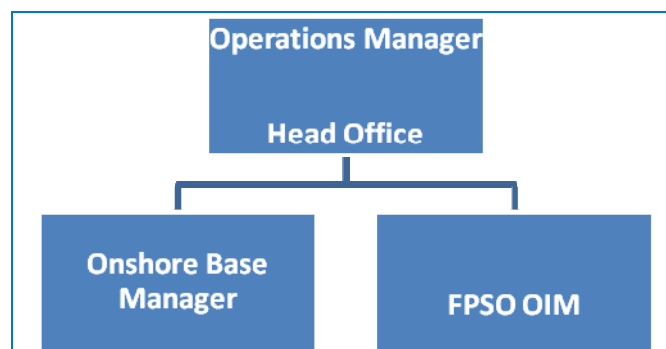


Figura II.8.1-7 - Organograma global das unidades da *BW Offshore*:

FPSO

- O COORDENADOR DA UNIDADE MARÍTIMA tem a responsabilidade global por todas as atividades a bordo;
- O Representante do Cliente é responsável pelas atividades relacionadas com as operações submarinas, a gestão do reservatório, o planejamento da produção e a injeção de produtos químicos;
- O Departamento de Operações Marítimas é responsável pelas atividades marítimas e logísticas, tais como o descarregamento para navios aliviadores, embarcações de suprimentos, helicópteros e a operação dos equipamentos marítimos;
- O Departamento de Manutenção é responsável por todas as atividades de manutenção a bordo;

- O Departamento de Operações de Processo / Utilidades é responsável pela operação de todos os equipamentos a bordo, exceto os equipamentos marítimos;
- O Departamento de Hotelaria é responsável pelas acomodações e serviços de hotelaria.

O organograma típico de FPSO está apresentado na **Figura II.8.1-8**.

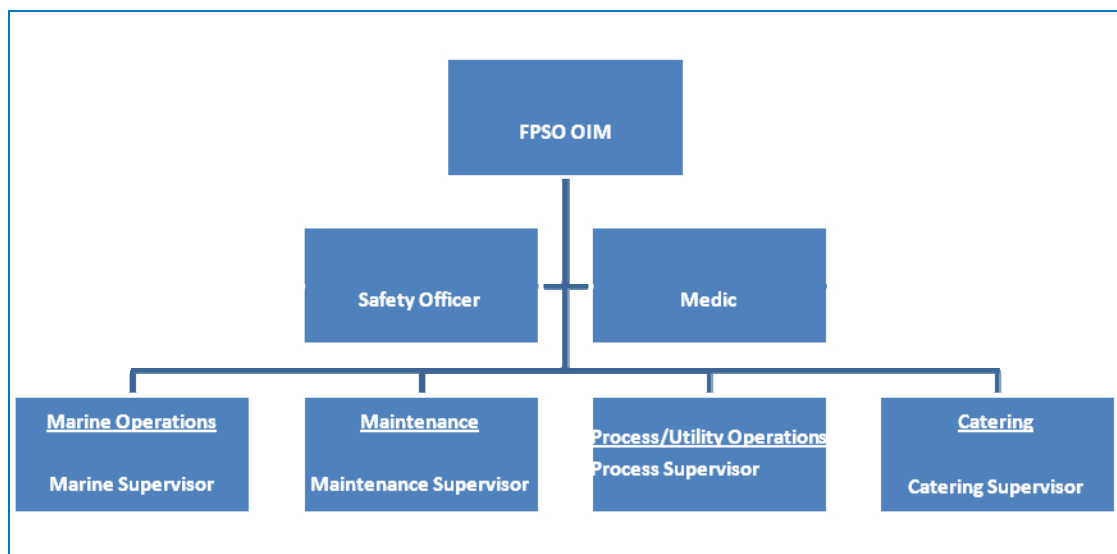


Figura II.8.1-8 - Organograma típico de FPSO.

O organograma apresentado acima pode variar de uma Unidade para outra. Por exemplo, o Departamento de Manutenção pode ser incorporado no Departamento de Operações de Processo / Utilidades em FPSOs com planta simples de processamento (ex. *BW Endeavour*). Uma das metas de longo prazo é reduzir o número de posições gerenciais a bordo e o número de tripulantes. Uma maneira de atingir esta meta é através do aumento do grau de responsabilidade do pessoal do nível hierarquicamente inferior e desenvolver mais pessoal com múltiplas habilidades. Em paralelo, pretendemos aumentar o conteúdo local a bordo, incluindo oficiais e engenheiros. A combinação destas duas metas pode representar um desafio.

O estilo de gestão das atividades de dia-a-dia a bordo, e dos roteiros repetidos, visam a tomada de decisões no menor nível hierárquico possível, e a delegação de maior responsabilidade pessoal do nível técnico / operador. Estas metas podem ser atingidas através do envolvimento dos técnicos / operadores no planejamento das suas atividades e pelo compartilhamento aberto das informações sobre as atividades em andamento. Os técnicos são encorajados a auxiliar os seus colegas de outros departamentos, para que a tripulação possa funcionar como uma só equipe, com um alto grau de cooperação, sem abrir mão da clara definição das responsabilidades por áreas e sistemas.

O COORDENADOR DA UNIDADE MARÍTIMA deve ser certificado como mestre marinho, conhecer bem as regras e regulamentos *offshore*, bem como as instalações de processamento, e possuir ampla experiência de supervisão a bordo FPSOs.

Os Supervisores dos Departamentos devem ter uma formação técnica de nível superior ou equivalente, tendo ampla experiência profissional (incluindo a posição de supervisor) dentro da sua disciplina e relacionada com as indústrias marítima ou offshore.

A composição da tripulação estará de acordo com as exigências do país da bandeira, em relação a todos os certificados marítimos.

Pessoal

A *BW Offshore* considera o pessoal a bordo como recurso chave na obtenção dos seus objetivos globais. Portanto, a gestão correta e cuidadosa dos empregados é elemento fundamental. A *BW Offshore* requer que todos os cargos sejam preenchidos por indivíduos que possam cumprir as suas obrigações de maneira eficiente e segura o tempo todo e em qualquer lugar.

Esta é a finalidade do sistema de treinamento e de garantia de competência. A *BW Offshore* sempre opta pela contratação preferencial do pessoal dos países sedes das atividades, desde que os candidatos possuam a competência

necessária. Planos de nacionalização, apoiados pelo programas de treinamento, serão desenvolvidos para cada país. Estes planos serão desenvolvidos pelo Departamento de RH *Offshore* para assegurar o treinamento uniforme para todas as operações.

Oferecemos aos empregados:

- Programas de fidelidade
- Programas de saúde, incluindo a saúde ocupacional
- Planos de carreira
- Esquemas de rotação permanente
- Programas de múltiplas habilidades

Adicionalmente, o programa da *BW Offshore* de bem-estar *offshore* inclui:

- Ginásio;
- Salas de laser com TV / Vídeo;
- Computadores com acesso à Internet;
- TV em cada cabine;
- Cartões de telefone.

O Departamento de RH *Offshore* é responsável pelo pessoal *offshore* e o seu gerenciamento será coordenado pelo Departamento de RH em conjunto com os Gerentes de Operações. A seleção e o acompanhamento do pessoal são executados em conjunto pelo Departamento de RH, o Gerente de Operações e, para o pessoal local, pela Base *Onshore*.

Aproveitando dos seus conhecimentos do país, a Base *Onshore* participará ativamente no recrutamento e no treinamento dos empregados locais. O Departamento de RH *Offshore* assegurará que o mesmo processo de recrutamento seja usado nos diversos países.

O Departamento de RH *Offshore* é responsável pelos contratos de hotelaria, trabalhando em conjunto com os Gerentes de Operações. Se as partes estiverem de acordo, estes contratos podem ser administrados pela Base *Onshore*, desde que o Departamento de RH *Offshore* possa garantir a uniformidade em termos de qualidade e das outras condições de contrato. O período padrão de rotação *offshore* é de 4 (quatro) a 8 (oito) semanas, com os prazos de trabalho / folga sendo sempre iguais. Os gerentes a bordo farão uma rotação a cada 4 (quatro) a 6 (seis) semanas, enquanto que o restante do pessoal poderá estender a sua estada na embarcação até no máximo 8 (oito) semanas. Dependendo das práticas ou regulamentos locais, o pessoal local pode gozar de períodos mais curtos de rotação.

Layout da Unidade

O layout das Unidades sempre visa aumentar a eficiência operacional, com ênfase em rotas curtas de transporte, em facilidade de acesso às oficinas, e às áreas de recebimento / estocagem de cargas, e em uma ampla cobertura das gruas e outros equipamentos de suspensão.

- Um estudo de movimento de materiais será preparado antes de congelar o layout;
- As oficinas (elétrica, instrumentos e mecânica) serão localizadas adjacentes uma à outra, no convés da planta de processamento e perto das acomodações. Uma sala com estações de trabalho do tipo Amos, e uma copa para os engenheiros, será localizada perto das oficinas;
- Armazéns com ambiente interno controlado localizados na área das acomodações, com uma rota de acesso fácil para cargas à planta de processamento, e outra igual dando acesso à área de recebimento;
- Haverá uma rota contínua de transporte através da planta de processamento no nível do convés de processamento, com acesso fácil aos equipamentos, às oficinas e à área de estocagem;

- Haverá uma rota contínua de transporte ao longo de um (ou, de preferência, ambos) dos lados do convés dos tanques, com acesso fácil à área de recebimento de cargas, às oficinas e à área de estocagem;
- A Sala de Controle deve ter acesso fácil para os técnicos, que a visitarão sempre para receber as Permissões de Trabalho;
- As operações da grua consomem muitas homens-horas, e o equipamento não será usado para suspender carga de menor porte;
- A sala de controle precisa de iluminação natural. A área de Permissões de Trabalho deve ser isolada dos operadores;
- O Centro de Resposta às Emergências estará localizado na Sala de Controle;
- Os Supervisores terão um escritório compartilhado, localizado perto da Sala de Controle;
- O módulo de produtos químicos terá a sua própria área de recebimento de cargas, com espaço para a suspensão segura e para as operações de decantação. Em algumas FPSOs, deve ser possível usar a gravidade para efetuar a transferência dos produtos químicos em tanques de uso pronto e bombas de dosagem.

Preparação para as Operações

O Gerente de Operações coordenará todas as atividades pré-operacionais durante a fase de projeto, e manterá o Gerente de Projeto informado em relação às suas atividades. Ao mesmo tempo, a cooperação estreita entre o Gerente de Projeto e a Divisão de Operações é necessária. O Gerente de Operações e a sua equipe estarão fisicamente lotados no escritório ocupado pela equipe de projeto, de forma a facilitar a sua completa integração ao projeto.

O pessoal chave das operações *offshore* será alocado ao projeto nas fases iniciais, e será importante usar os conhecimentos deste pessoal para transferir o máximo de experiência operacional ao projeto.

O pessoal das operações *offshore* é responsável por:

- Fornecer *input* ao projeto em relação a:
 - Segurança
 - Hazop/Hazid
 - Manuseio de materiais
 - Documentação para operação
 - Operabilidade e facilidade de manutenção
 - Análise da criticalidade
 - Áreas de estocagem
 - Requerimentos e localização das oficinas
 - Equipamentos / mobília do laboratório
 - Estocagem / manuseio dos produtos químicos
 - Sistemas de processamento
 - Sistemas de carga / lastro
 - Sistemas de geração de eletricidade e utilidades
 - Sistemas de segurança;
- Estabelecer a organização operacional, incluindo recrutamento e treinamento do pessoal embarcado;
- Estabelecer o plano de mobilização do pessoal e dos materiais;
- Estabelecer o plano de treinamento / familiarização para o pessoal embarcado;
- Preparar as facilidades da base *onshore*;
- Acompanhar a construção dos equipamentos e módulos;
- Fazer parte das equipes do Canteiro e do Comissionamento;

- Desenvolver o sistema de gestão e os procedimentos operacionais em conjunto com a Divisão de SMSQ;
- Desenvolver o sistema de gestão de manutenção em conjunto com o Departamento de Manutenção;
- Efetuar compras de peça de reposição, equipamentos de carga, ferramentas, etc;
- Estabelecer relacionamentos com os fornecedores;
- Preparações para zarpar.

De acordo com o sistema de gestão da *BW Offshore* e o Contrato com o Cliente, uma lista de documentos para as operações será elaborada durante as primeiras fases.

Por ser muito útil ao Gerente de Operações, normalmente, a equipe sênior da gerência *offshore*, composta de pessoal mais qualificado, como o COORDENADOR DA UNIDADE MARÍTIMA, o Supervisor de Manutenção e o Supervisor de Produção, não será alocada à equipe do Canteiro.

Por motivos de economia, as tarefas que consomem muito tempo, tais como o fornecimento de subsídios para o sistema de gestão de manutenção, podem ser executadas em Singapura.

II.8.2 - FPSO Dynamic Producer

O objetivo deste estudo é a identificação e o gerenciamento dos riscos associados aos 8 (oito) Testes de Longa Duração (TLDs), denominados de Biguá (BM-S-8), NE Carioca e Guará Norte, pertencentes ao bloco BM-S-9, Parati Loc A e Parati Loc B (BM-S-10), Iracema Norte (BM-S-11), Caramba Oeste (BM-S-21) e Bracuhi (BM-S-24), todos localizados na Bacia de Santos, que serão iniciados a partir de julho de 2011. A unidade envolvida na realização desses TLDs, para testar a produção de petróleo e gás natural, é do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), o *Dynamic Producer*.

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).

II.8.2.1 - Descrição das Instalações

A obtenção de dados através dos Testes de Longa Duração (TLDs) nas Áreas de Bem-te-vi (BM-S-8), Carioca e Guará (BM-S-9), Parati (BM-S-10), Tupi (BM-S-11), Caramba (BM-S-21) e Júpiter (BM-S-24), pelo FPSO *Dynamic Producer*, será utilizada na definição do planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo da produção da Área do Pré-Sal da Bacia de Santos.

As Áreas de Bem-te-vi (BM-S-8), Carioca e Guará (BM-S-9), Parati (BM-S-10), Tupi (BM-S-11), Caramba (BM-S-21) e Júpiter (BM-S-24) estão localizadas na porção central da Bacia de Santos, na direção do litoral dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, variando de 250 a 310 km da costa, em lâmina d'água em média de 2.179 m.

A **Tabela II.8.2-1** apresenta as coordenadas de localização do FPSO *Dynamic Producer* durante a realização dos referidos TLDs e as lâminas d'água de cada poço.

Tabela II.8.2-1 - Coordenadas em SAD-69

Localção	Área	Bloco	Latitude	Longitude	Lâmina d'água
Biguá	Bem-te-vi	BM-S-8	25° 48' 19,02" S	43° 50' 57,24" W	2.172 m
NE Carioca	Carioca	BM-S-9	25° 31' 40,23" S	43° 26' 16,81" W	2.200 m
Guará Norte	Guará	BM-S-9	25° 41' 13,25" S	43° 10' 29,60" W	2.118 m
Parati Loc A	Parati	BM-S-10	25° 12' 39,69" S	43° 19' 47,55" W	2.160 m
Parati Loc B	Parati	BM-S-10	25° 12' 46,65" S	43° 23' 54,73" W	2.160 m
Iracema Norte	Tupi	BM-S-11	25° 07' 24,83" S	42° 53' 51,74" W	2.145 m
Caramba Oeste	Caramba	BM-S-21	26° 04' 51,81" S	44° 02' 01,43" W	2.239 m
Bracuhi	Júpiter	BM-S-24	25° 20' 38,14" S	42° 13' 41,69" W	2.236 m

Fonte: PETROBRAS.

O FPSO *Dynamic Producer* possui capacidade de processamento nominal de 30.000 bpd de óleo e 1,0 MM m³/d de gás. O fluido oriundo do reservatório é aquecido e separado nos separadores de produção de alta e baixa pressão. O óleo, depois de resfriado, é transferido para os tanques de carga do FPSO. A

estocagem de óleo é realizada em até 4 (quatro) tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos com os tanques de *slop* perfazem uma capacidade total de 80.602 m³.

O escoamento se dará através da transferência de óleo (*offloading*) para navios aliviadores. O gás produzido será consumido como combustível na própria unidade para a geração de energia e o excedente enviado para o flare, com limitação de queima de 500 mil m³/d. Apesar da geração de energia ser por meio do gás produzido, o FPSO possui geradores de energia, a diesel, para uma eventual necessidade. O recebimento de diesel será por embarcação, sendo esta operação realizada de forma esporádica. O armazenamento de diesel é realizado em 5 (cinco) tanques, que juntos perfazem uma capacidade total de 1.692,9 m³. Não é esperada a produção de água, no caso de ocorrer, ela será tratada, em hidrociclones, para posterior descarte dentro dos parâmetros regidos pela legislação ambiental.

A **Figura II.8.2-1** apresenta o fluxograma simplificado do Processo.

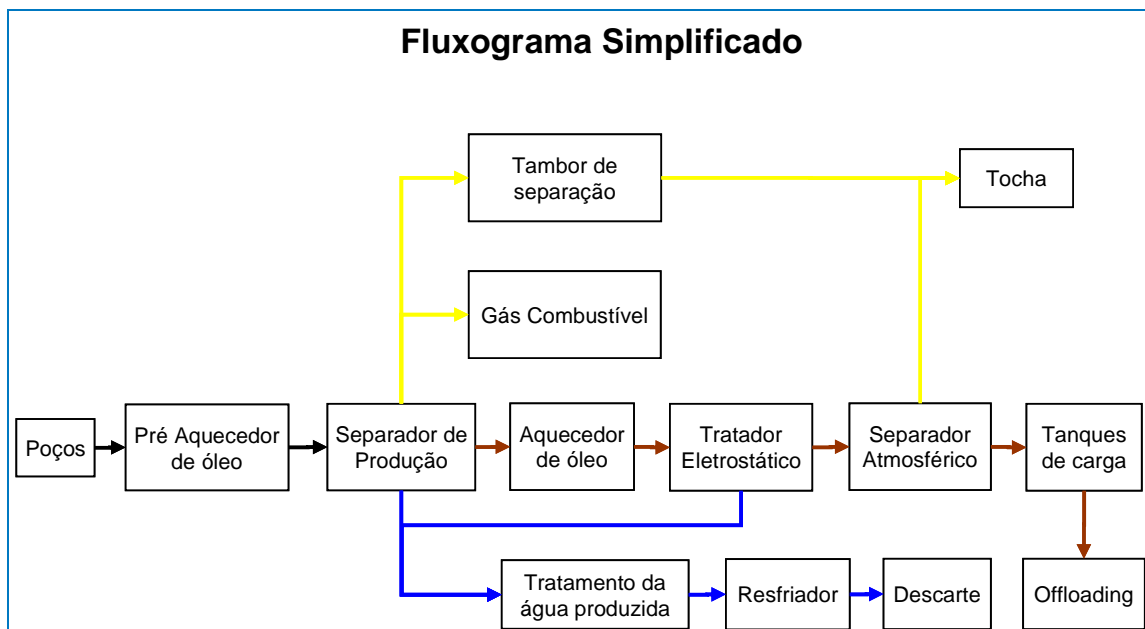


Figura II.8.2-1 - Fluxograma Simplificado do Processo

Legenda

	Óleo + Gás + Água		Gás
	Óleo		Água

II.8.2.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

O principal objetivo da análise de riscos é a antecipação de falhas no sistema analisado, identificando suas causas potenciais e possíveis consequências, de forma a permitir a adoção de medidas preventivas e mitigadoras. Tal antecipação pode ser realizada através da análise de acidentes ocorridos anteriormente, em instalações 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.

A - Principais Acidentes em Operações Offshore

A **Tabela II.8.2-2** apresenta os principais acidentes em operações *offshore*, obtida de avaliações em vários bancos de dados.

Tabela II.8.2-2 - Principais Acidentes em Operações Offshore

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
60 Years of Azerbaijan	1983	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
Actinia	1993	Vietnam	Semi-submersível	Blowout
Adriatic IV	2004	Mar Mediterrâneo, Egito	Jack-up	Blowout
Adriatic VII	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Al Baz	1989	Nigéria	Jack-up	Blowout
Alexander L. Kielland	1980	Noruega	Semi-submersível	Colapso
Ali Baba	1984	Reino Unido	Semi-submersível	Encalhe
Al Mariyah	2000	Golfo Pérsico	Jack-up	Colapso
AMDP-1	1975	Golfo Pérsico	Jack-up	Afundamento
Arabdrill-19	2002	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
Baku 2	1976	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
Banzala	1982	Angola	Jack-up	Afundamento
Bigfoot 2	1987	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Blake IV	1992	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Bohai 2	1979	China	Jack-up	Afundamento
Bohai 3	1980	-	Jack-up	Blowout
Bohai 6	1981	Oceano Pacífico	Jack-up	-
Bombay High North	2005	Oceano Índico	Plataforma Fixa	Incêndio
Bourbon Dolphin	2007	Oceano Atlântico	Navio AHTS	Afundamento
Byford Dolphin	1983	Noruega	Semi-submersível	Explosão

Continua

Tabela II.8.2 2 (Continuação)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Cerveza	1983	-	Plataforma Fixa	Blowout
Chevron Typhoon	2005	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
Constellation	1969	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
Cormorant A	1989	Reino Unido	Plataforma Fixa	Explosão
C. P. Baker	1964	Golfo do México	Sonda de Perfuração	Blowout
Dan Prince	1980	Alaska	Jack-up	Afundamento
Deep Sea Driller	1976	Noruega	Semi-submersível	Encalhe
Deep Water Explorer	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 81	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 82	1985	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 83	1986	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento
Dixilyn (8) Julie Ann	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dolphin Titan 143	1977	-	Jack-up	Afundamento
Dresser 2	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
D M Saunders	1993	Golfo Árabe	Jack-up	Afundamento
Ekofisk A	1975	Noruega	Plataforma Fixa	Incêndio
Ekofisk B	1977	Noruega	Plataforma Fixa	Blowout
Ekofisk P	1989	Noruega	Plataforma Fixa	Incêndio
Enchova Central	1984	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
Enchova Central	1988	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
EnSCO 51	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
EnSCO 64	2004	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Estrellita	1969	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Five Sisters	1989	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Fulmar A	1991	Reino Unido	Plataforma Fixa	Explosão
Funiwa Platform	1980	Nigéria	Plataforma Fixa	Blowout
Gatto Selvatico	1976	-	Jack-up	Afundamento
Gemini	1974	-	Jack-up	-
Getty Platform A	1984	Golfo do México	Plataforma Fixa	Explosão
Glomar Arctic II	1985	Reino Unido	Semi-submersível	Explosão
Glomar Arctic IV	1998	-	Semi-submersível	Explosão
Glomar Baltic I	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Glomar Grand Isle	1983	Indonésia	Navio de Perfuração	Blowout
Glomar Java Sea	1983	China	Navio de Perfuração	Afundamento
Glomar Labrador I	1988	-	Jack-up	Colisão
Harvey Ward	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Hasbah Platform	1980	Golfo Pérsico	Plataforma Fixa	Blowout
Hercules 25	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
High Island III	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Interocean II	1989	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
IXTOC-1	1979	México	Jack-up	Blowout
Jalapa	1996	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Key Biscayne	1983	Austrália	Jack-up	Afundamento

Continua

Tabela II.8.2.2 (Continuação)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Keyes Marine 302	1988	Golfo do México	Jack-up	-
Keyes Marine 303	1990	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Liberacion	1974	América do Sul	Jack-up	Afundamento
Little Bob	1968	-	Jack-up	Blowout
Maersk Endurer	1980	Golfo de Suez	Jack-up	Blowout
Maersk Giant	2006	Noruega	Jack-up	Blow-out
Maersk Victory	1996	Austrália	Jack-up	Colapso
Main Pass Block 41	1970	Golfo do México	Plataforma Fixa	Incêndio
Marine IV	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Marlin 3	1992	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Marlin 4	1980	América do Sul	Jack-up	Colapso
Medusa Spar	2004	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
Mighty Servant 2	1999	Indonésia	Navio	Afundamento
Mighty Servant 3	2006	Angola	Navio	Afundamento
Mississippi Cany 311A	1987	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Mr Bice	1998	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Mr Gus 1	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Mr Louie	1963	Alemanha	Jack-up	Blowout
Mumbai High North	2005	Oceano Índico	Plataforma Fixa	Incêndio
Nabors Dolphin 105	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Nabors Rig 269	1998	Golfo do México	Plataforma Fixa	Colapso
Nabors Workhorsel X	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
NFX Platform A	1999	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Noble Max Smith	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Nowruz Platforms	1983	Golfo Pérsico	Plataforma Fixa	Incêndio
Ocean Champion	1980	Egito	Jack-up	Encalhe
Ocean Developer	1995	Angola	Semi-submersível	Afundamento
Ocean Express	1976	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Ocean King	2002	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Ocean Master II	1977	África	Jack-up	Afundamento
Ocean Odyssey	1988	Reino Unido	Semi-submersível	Blowout
Ocean Prince	1968	Reino Unido	Semi-submersível	Colapso
Ocean Ranger	1982	Atlântico Norte	Semi-submersível	Afundamento
Ocean Warwick	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Offshore Bahram	1996	Suez	Jack-up	Afundamento
Okha	1980	Oceano Ártico	Jack-up	Encalhe
Orion	1978	Reino Unido	Jack-up	Encalhe
Oseberg B	1988	Noruega	Plataforma Fixa	Colisão
Parker 14-J	2003	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Penrod 52 / Petrel	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Penrod 52	1983	Golfo do México	Jack-up	Blow-out
Penrod 61	1985	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Perforadora Zacateca	1986	México	Jack-up	Blowout

Continua

Tabela II.8.2 2 (Continuação)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Petrobras P 7	2001	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
Petrobras P 36	2001	Brasil	Plataforma Fixa	Afundamento
Petromar V	1981	China	Navio de Perfuração	Blowout
Petronius A	1998	Golfo do México	Plataforma Fixa	Afundamento
Piper Alpha	1988	Reino Unido	Plataforma Fixa	Incêndio
Placid L 10a	1983	Mar do Norte	Plataforma Fixa	Blowout
Pool 55	1987	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Pride 1001E	1997	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
PSS Chemul	2005	Golfo do México	Semi-submersível	Furacão
Qatar I	1956	Golfo Árabe	Jack-up	Afundamento
Ranger 1	1979	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Ranger 4	1997	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Rigmar 151 Trans Texas	1998	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
Roger Buttin 3	1966	África	Jack-up	Afundamento
Ron Tappmeyer	1980	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
Rowan Fort Worth	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Gorilla I	1988	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
Rowan Halifax	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Houston	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Rowan Louisiana	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan New Orleans	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Odessa	1994	Golfo do México	Jack-up	Incêndio
Rowan Odessa	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Saipem Paguro	1965	Itália	Jack-up	Blowout
Scan Sea	1977	Oceano Pacífico	Jack-up	Afundamento
Seacrest	1989	Golfo da Tailândia	Navio de Perfuração	Afundamento
Sea Gem	1965	Reino Unido	Jack-up	Colapso
Sea Quest	1980	Nigéria	Semi-submersível	Blowout
Sedco Nº 8 Rig 22	1956	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Sedco 135F	1979	México	Jack-up	Blowout
Sedco 252	1989	Índia	Jack-up	Blowout
Sedco J	1989	África do Sul	Semi-submersível	Afundamento
Shell Mars	2005	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
Ship Shoal 246b	1980	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Sleipner A	1991	Noruega	Plataforma Fixa	Afundamento
Snorre A	2004	Noruega	Plataforma Fixa	Blowout
South Timbalier 26	1970	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Stellhead Platform	1987	Alaska	Plataforma Fixa	Blowout
Sundowner 15	1996	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Teledyne Movable 16	1989	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Thunderhorse	2005	Golfo do México	Semi-submersível	Furacão
Topper 1	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Transgulf Rig 10	1959	Golfo do México	Jack-up	Afundamento

Continua

Tabela II.8.2.2 (Conclusão)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Transocean 3	1974	Reino Unido	Semi-submersível	Colapso
Treasure Seeker	1984	Noruega	Semi-submersível	Blowout
Trinimar Marine W327	1973	Venezuela	Plataforma Fixa	Blowout
Ubit Plataforma	1996	Nigéria	Plataforma Fixa	Incêndio
Union Oil Platform A	1969	Estados Unidos	Plataforma Fixa	Blowout
Viking Explorer	1988	Borneo	Navio de Perfuração	Blowout
Vinland	1984	Oceano Atlântico	Semi-submersível	Blowout
W.D. Kent	1976	Dubai	Jack-up	Afundamento
West Gamma	1990	Mar do Norte	Jack-up	Afundamento
West Vanguard	1985	Mar do Norte	Semi-submersível	Blowout
Zapata Enterprize	1985	Indonésia	Jack-up	Blowout
Zapata Lexington	1984	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Zapata Maverick I	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Zapata Scorpion	1969	Ilhas Canárias	Jack-up	Afundamento
Zapata Topper III	1975	Golfo do México	Jack-up	Blowout

Fonte: diversas fontes, até 2007.

A partir dos dados fornecidos pela **Tabela II.8.2-2**, pôde-se obter os seguintes gráficos de acidentes: separados por país/região (**Figura II.8.2-2**), por tipo de unidade marítima (**Figura II.8.2-3**) e por tipo de acidente (**Figura II.8.2-4**), conforme apresentado abaixo.

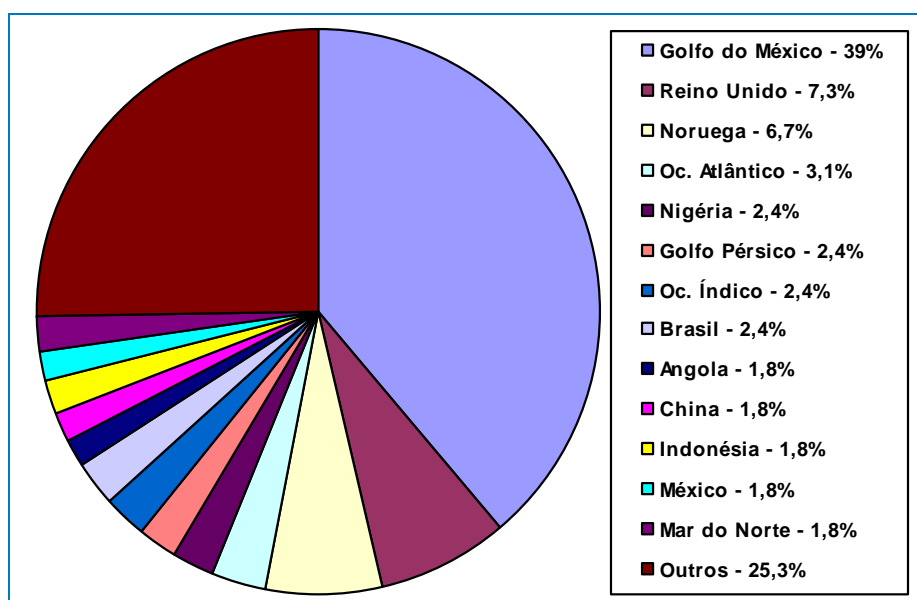


Figura II.8.2-2 - Acidentes por país/região

Observa-se que o Brasil apresenta baixo índice de acidentes, com apenas 2,4 % do total de ocorridos até 2007.

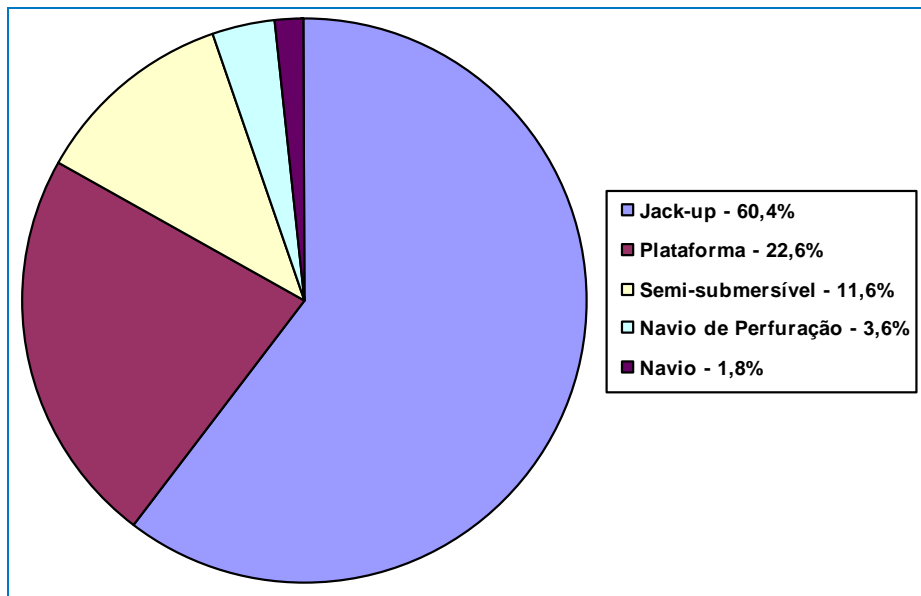


Figura II.8.2-3 - Acidentes por Tipo de Unidade Marítima

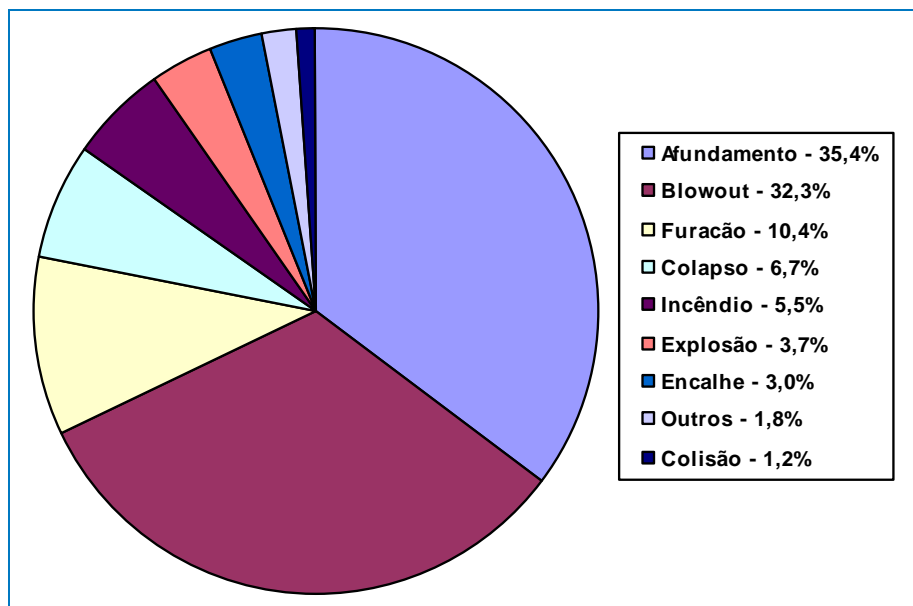


Figura II.8.2-4 - Acidentes por Tipo

OBS.: Dos 17 (dezessete) acidentes ocasionados por furacão, 14 (quatorze) 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.8.2-3 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de instalação de produção

Tipo de Instalação	1990 - 1999		2000 - 2007		1990-2007	
	N	F	N	F	N	F
Jack-up	-	-	31	1,938	31	1,422
Semi-submersível	62	1,406	195	4,875	227	2,699
TLP (<i>Tension Leg Platform</i>)	58	5,800	20	8,333	78	6,290
Total	120	2,003	246	4,212	336	2,840

Tabela II.8.2-4 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de evento, considerando Jack-ups, Semi-submersíveis e TLPs

Tipo de Evento	1990 - 1999		2000 - 2007		1990-2007	
	N	F	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	4	0,067	-	-	4	0,034
<i>Blowout</i>	1	0,017	-	-	1	0,008
Emborcamento	-	-	-	-	-	-
Colisão	-	-	-	-	-	-
Abalroamento	3	0,050	4	0,068	7	0,059
Acidente com Guindaste	50	0,835	21	0,360	71	0,600
Explosão	2	0,033	-	-	2	0,017
Queda de Objeto	56	0,935	46	0,967	102	0,862
Incêndio	14	0,234	16	0,274	30	0,254
Naufrágio	-	-	15	0,257	15	0,127
Encalhe	-	-	1	0,017	1	0,0084
Acidente com Helicóptero	1	0,017	-	-	1	0,0084
Alagamento / inundação	-	-	-	-	-	-
Adernamento	-	-	-	-	-	-
Falha de Motores	-	-	-	-	-	-
Perda de Posicionamento	-	-	-	-	-	-
Vazamento	77	1,285	117	2,003	194	1,640
Dano Estrutural	-	-	-	-	-	-
Acidente no Rebocamento	-	-	10	0,171	10	0,085
Problema de poço	2	0,033	5	0,086	7	0,059
Outros	3	0,050	4	0,068	7	0,059

Para a elaboração deste 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*

Os eventos foram classificados conforme as características descritas na **Tabela II.8.2-5**.

Tabela II.8.2-5 - Classificação dos eventos

Tipo de Evento	Características
Falha de Ancoragem	Problemas com linhas de ancoragem, sistemas de amarração ou equipamentos. Exemplos: Ruptura de linhas de amarração, perda de âncora, falha do guincho, etc.
<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 auto-propelida 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 <i>thrusters</i> , 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.

B.1) Acidentes e Vazamentos de Óleo em FPSOs

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.8.2-6 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) para FPSOs

Tipo de Instalação	1990 - 1999		2000 - 2007		1990-2007	
	N	F	N	F	N	F
FPSO	159	3,681	444	4,269	603	4,096

Tabela II.8.2-7 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de evento para FPSOs

Tipo de Evento	Tipo de Construção			
	Construído		Convertido	
	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	14	0,134	-	-
Blowout	-	-	-	-
Emborcamento	-	-	-	-
Colisão	-	-	-	-
Abalroamento	11	0,105	1	0,033
Acidente com Guindaste	44	0,421	14	0,467
Explosão	2	0,019	-	-
Queda de Objeto	61	0,584	16	0,533
Incêndio	47	0,450	12	0,400
Naufrágio	-	-	-	-
Encalhe	-	-	-	-
Acidente com Helicóptero	1	0,010	-	-
Alagamento / inundação	1	0,010	1	0,033
Adernamento	1	0,010	-	-
Falha de Motores	-	-	-	-
Perda de Posicionamento	1	0,010	-	-
Vazamento	241	2,306	100	3,333
Dano Estrutural	3	0,029	2	0,067
Acidente no Rebocamento	-	-	-	-
Problema de poço	2	0,019	-	-
Outros	19	0,182	4	0,133

O item B, anterior, cita os bancos de dados utilizados na elaboração deste relatório, além de apresentar a classificação dos tipos de eventos.

O Relatório “*Frequency Analysis of Accidental Oil Releases from FPSO Operations in the Gulf of Mexico*”, preparado pela empresa *Ecology & Environment, INC.* para o *Minerals Management Service (MMS)*, em 2001, apresenta as seguintes informações:

Tabela II.8.2-8 - Frequência de vazamentos de óleo ocasionados apenas 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	$1,6 \cdot 10^{-5}$

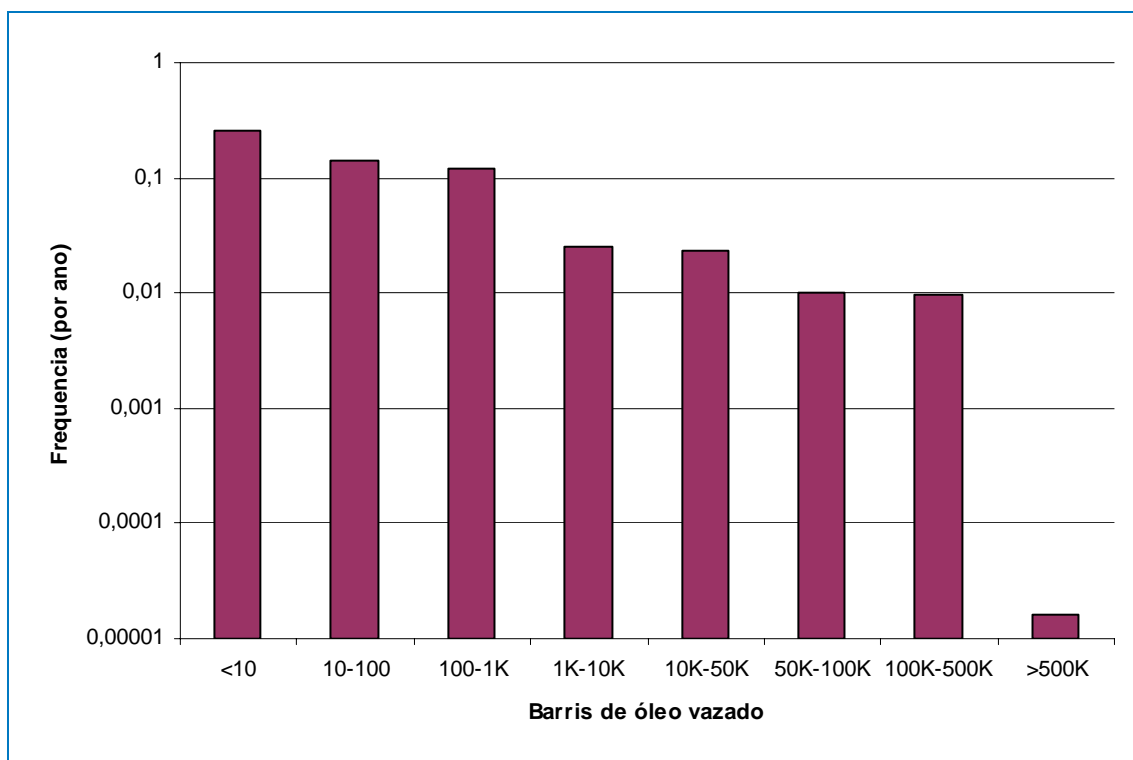


Figura II.8.2-5 - Vazamento de óleo em barris

Tabela II.8.2-9 - Frequência de vazamento de hidrocarbonetos por ano por evento acidental de um FPSO

Cenário Acidental	Número de vazamentos por ano								
	< 10	10 - 100	100 - 1K	1k - 10k	10k - 50k	50k - 100k	100k - 500k	> 500k	Total
Vaz. 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	$3,8 \times 10^{-2}$
Vaz. 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	$2,8 \times 10^{-2}$
Vaz. no processo	0	0	0	0	$4,4 \times 10^{-4}$	$4,4 \times 10^{-4}$	$3,4 \times 10^{-4}$	0	$1,2 \times 10^{-3}$
Vaz. no mangote de transf.	$2,4 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	0	0	0	0	0	$4,9 \times 10^{-1}$
Navio Mercante passando	0	0	0	$6,9 \times 10^{-5}$	$1,3 \times 10^{-4}$	$7,1 \times 10^{-5}$	$1,2 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-5}$	$4,0 \times 10^{-4}$
Vaz. 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	$8,3 \times 10^{-5}$
Vaz. 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	$1,4 \times 10^{-2}$
Vaz. 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	$9,2 \times 10^{-6}$
Vaz. 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	$4,5 \times 10^{-7}$
Vaz. 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	$3,8 \times 10^{-7}$
Vaz. 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
Vaz. 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	$2,6 \times 10^{-1}$	$1,4 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	$2,5 \times 10^{-2}$	$2,3 \times 10^{-2}$	$1,0 \times 10^{-2}$	$9,7 \times 10^{-3}$	$1,6 \times 10^{-5}$	$5,9 \times 10^{-1}$

Os dados para a elaboração do relatório supracitado 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.

O relatório da *Ecology & Environment* não contemplou as fases de construção, comissionamento e descomissionamento do FPSO bem como operações de perfuração e manutenção de poços.

II.8.2.3 - Identificação dos Cenários Acidentais

Para a identificação dos cenários acidentais, foi empregada a técnica da Análise Preliminar de Perigos – APP.

A Análise Preliminar de Perigos (APP) é uma metodologia estruturada para identificar os perigos que podem ser causados devido à ocorrência de eventos indesejáveis. Esta metodologia pode ser usada para sistemas em início de desenvolvimento ou em fase de projeto e, também, como revisão geral de segurança de sistemas já em operação.

Ressaltamos que o perigo é inerente a um equipamento ou sistema, portanto, na sua identificação, o volume é relativo ao equipamento ou sistema analisado. Isto significa que quando um perigo é identificado como de “grande liberação de líquido inflamável” quer dizer que praticamente todo o inventário do equipamento ou sistema analisado vazou, sem correlação com valores absolutos. Analogamente, quando um perigo é identificado como de “pequeno vazamento de óleo” quer dizer que somente uma parte do inventário do equipamento ou sistema analisado vazou, sem correlação com valores absolutos. A estimativa do volume absoluto vazado é apresentado na definição da severidade.

Na APP são apresentados todos os cenários passíveis de evoluir para situações com vazamento de óleo para o ambiente. Primeiramente são levantadas as causas de cada um dos possíveis eventos acidentais e as suas respectivas consequências e, em seguida, é feita uma avaliação qualitativa do risco associado a cada cenário acidental, contemplando a frequência de ocorrência do evento acidental, segundo suas causas, e a severidade do cenário de acidente. Portanto, os resultados obtidos são qualitativos, não fornecendo estimativa numérica.

A planilha utilizada neste estudo, apresentada na **Figura II.8.2-6**, contém nove colunas, as quais foram preenchidas conforme a descrição a seguir.

1ª coluna: Perigo

Esta coluna contém os perigos identificados para o módulo de análise em estudo. De uma forma geral, estes perigos estão relacionados a eventos acidentais que têm potencial para causar impactos ao meio ambiente.

2ª coluna: Causa

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

3ª Coluna: Modo de Detecção

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

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, e efeitos que possam gerar incêndios, explosões ou danos ao homem, meio ambiente e instalações.

5ª Coluna: Categorias de Frequência do Evento Acidental

No âmbito deste estudo, um evento acidental é definido como o conjunto formado pela origem do acidente (perigo) e suas possíveis causas.

De acordo com a metodologia de APP adotada neste trabalho, cada evento de acidente foi classificado em categorias de frequência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência para os eventos identificados, conforme **Tabela II.8.2-10**.

Tabela II.8.2-10 - Categorias de Frequência do evento acidental

Categoria	Denominação	Faixa (Ocorr./ano)	Descrição
A	Extremamente Remota	$F < 1$ em 10^5 anos	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável durante a vida útil da instalação. Sem referências históricas.
B	Remota	1 em 10^3 a 1 em 10^5 anos	Não esperado durante a vida útil da instalação, apesar de haver referências históricas.
C	Pouco Provável	1 em 30 a 1 em 10^3 anos	Possível de ocorrer até 1 (uma) vez durante a vida útil da instalação.
D	Provável	1 por ano a 1 em 30 anos	Esperado ocorrer mais de 1 (uma) vez durante a vida útil da instalação.
E	Frequente	$F > 1$ por ano	Esperado ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.

Fonte: Adaptado da Norma da Petrobras NT-2782.

6ª Coluna: Categoria de Severidade do Evento Acidental

Os cenários de acidente são classificados em categorias de severidade, as quais fornecem uma indicação qualitativa do grau de severidade das consequências de cada um dos cenários identificados (composto pelo evento acidental e possíveis desdobramentos), conforme **Tabela II.8.2-11**.

Tabela II.8.2-11 - Categorias de Severidade do evento acidental

Categoria	Descrição
1 - Desprezível	Nenhuma liberação no mar (direta ou resultante de escalonamento).
2 - Marginal	Liberação no mar inferior a 8 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).
3 - Crítica	Liberação no mar entre 8 e 200 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).
4 - Catastrófica	Liberação no mar superior a 200 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).

Fonte: Baseado na Resolução CONAMA nº 398/08.

7ª Coluna: Categoria de Risco

Combinando-se as categorias de frequência com as de severidade obtém-se uma Matriz de Riscos, conforme apresentado na **Tabela II.8.2-12**.

Tabela II.8.2-12 – Matriz de Riscos

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	RM	RM	RNT	RNT
D	RT	RM	RNT	RNT
C	RT	RM	RM	RNT
B	RT	RT	RM	RM
A	RT	RT	RT	RM

Fonte: Adaptado da Norma Petrobras N-2782

Legenda: RNT – Risco 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).

RM – Risco Moderado: Controles adicionais devem ser analisados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados àqueles considerados praticáveis (região ALARP).

RT – Risco Tolerável: Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos.

8ª Coluna: Recomendações/ Observações

Nesta coluna apresentam-se Recomendações ou Observações pertinentes ao cenário de acidente em estudo. As medidas são identificadas por uma numeração sequencial.

9ª Coluna: Numeração da Hipótese

Esta coluna contém um número de identificação da Hipótese Acidental, sendo preenchida sequencialmente para facilitar a consulta a qualquer hipótese de interesse. A realização da análise de risco propriamente dita foi feita através do preenchimento de uma planilha de APP utilizando o modelo apresentado na **Figura II.8.2-6**.

Figura II.8.2-6 – Planilha de Análise Preliminar de Perigos - APP

Análise Preliminar de Perigos - APP								
Empresa:					Folha:			
Departamento:					Revisão:			
Sistema:			Subsistema:		Data:			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese

A aplicação da metodologia descrita acima, possibilitou a elaboração das planilhas da Análise Preliminar de Perigos – APP, apresentadas no **Anexo II.8-1**. Para facilitar a identificação dos cenários acidentais, as atividades desenvolvidas no FPSO *Dynamic Producer* foram divididas em processos conforme **Tabela II.8.2-13**.

Tabela II.8.2-13 – Relação dos processos avaliados com respectiva abrangência

Processo	Abrangência
Elevação de Petróleo	Do poço até a entrada do pré-aquecedor de óleo.
Separação de Óleo	Do pré-aquecedor de óleo até a entrada do Tratador Eletrostático
Alívio para o Flare	Da saída do separador de produção e do separador atmosférico até o flare.
Tratamento da Água Produzida	Da saída do separador de produção e do tratador eletrostático até o descarte para o mar.
Tratamento de Óleo	Do tratador eletrostático até a entrada dos tanques de carga.
Estocagem de Óleo	Tanques de carga.
Offloading	Dos tanques de carga até o navio aliviador.
Estocagem de Produtos Químicos	Dos tanques de produtos Químicos até o ponto de injeção.
Suprimento de Diesel	Dos tanques da embarcação de suprimento até a entrada dos tanques de estocagem de diesel.
Estocagem de Diesel	Dos tanques de estocagem de diesel até os pontos de utilização.
Posicionamento	Sistema de Posicionamento Dinâmico.
Manutenção da Estabilidade	Sistema de lastro.
Movimentação de Cargas	Guindastes.
Abastecimento de Aeronaves	Do tanque de QAV até a aeronave.
Estocagem de QAV	Tanques de QAV.

A **Tabela II.8.2-14** apresenta um resumo geral dos perigos identificados na APP.

Tabela II.8.2-14 – Resumo Geral dos perigos identificados.

	Severidade				
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica	
Frequência	E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	D	9 – 17 %	3 – 6 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	C	9 – 17 %	2 – 4 %	6 – 11 %	0 – 0 %
	B	2 – 4 %	3 – 6 %	1 – 2 %	10 – 19 %
	A	0 – 0 %	1 – 2 %	0 – 0 %	6 – 12 %

Legenda: vermelho (Risco Não Tolerável); amarelo (Risco Moderado); verde (Risco Tolerável)

Dos perigos identificados foram verificadas 52 (cinquenta e dois) Hipóteses Acidentais (HAs), sendo:

- 0 (zero) Hipóteses Acidentais (HAs) com Risco Não Tolerável (RNT);
- 28 (vinte e oito) Hipóteses Acidentais (HAs) com Risco Moderado (RM) (53,84% do total), cujos efeitos foram vazamento de óleo para o mar;
- 24 (vinte e quatro) Hipóteses Acidentais (HAs) com Risco Tolerável (RT)(46,16% do total), das quais:

- 19 (dezenove) (79,17 %) com o efeito de vazamento de óleo para o FPSO;
- 2 (duas) (8,33 %) com vazamento de óleo para o mar;
- 2 (duas) (8,33 %) com vazamento de produto químico para o FPSO; e
- 1 (uma) (4,17 %) com vazamento de produto químico para o mar.

Da Tabela II.8.2-15 a Tabela II.8.2-29 são apresentados os perigos identificados por processo.

Tabela II.8.2-15 – Resumo dos perigos identificados no processo de elevação de petróleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 17 %	1 – 17 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	1 – 17 %	0 – 0 %	1 – 17 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 17 %	1 – 17 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-16 - Resumo dos perigos identificados no processo de Separação de Óleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	1 – 33 %	0 – 0 %	1 – 33 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-17 - Resumo dos perigos identificados no processo de Alívio para o Flare.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	1 – 100 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-18 – Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento da Água Produzida (para o eventual caso de produção desse efluente).

	Severidade				
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica	
Frequência	E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	D	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	C	0 – 0 %	0 – 0 %	2 – 100 %	0 – 0 %
	B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-19 – Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento de Óleo.

	Severidade				
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica	
Frequência	E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	D	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	C	1 – 33 %	0 – 0 %	1 – 33 %	0 – 0 %
	B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-20 – Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de Óleo.

	Severidade				
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica	
Frequência	E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	D	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	C	1 – 14 %	1 – 14 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	2 – 29 %
	A	0 – 0 %	1 – 14 %	0 – 0 %	2 – 29 %

Tabela II.8.2-21 – Resumo dos perigos identificados no processo de Offloading.

	Severidade				
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica	
Frequência	E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	D	1 – 25 %	1 – 25 %	0 – 0 %	0 – 0 %
	C	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 25 %	0 – 0 %
	B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 25 %
	A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-22 – Resumo dos perigos identificados no processo de Suprimento de Diesel.

Frequência	Severidade				
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D		1 – 25 %	1 – 25 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C		0 – 0 %	1 – 25 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 25 %
A		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-23 – Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de Diesel.

Frequência	Severidade				
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D		1 – 25 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B		0 – 0 %	1 – 25 %	0 – 0 %	2 – 50 %
A		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-24 – Resumo dos perigos identificados no processo de Posicionamento.

Frequência	Severidade				
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	2 – 100 %

Tabela II.8.2-25 – Resumo dos perigos identificados no processo de Manutenção da Estabilidade.

Frequência	Severidade				
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 33 %
A		0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	2 – 67 %

Tabela II.8.2-26 – Resumo dos perigos identificados no processo de Movimentação de Cargas.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	2 – 50 %	0 – 0 %	0 – 0 %	2 – 50 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-27 – Resumo dos perigos identificados no processo de Abastecimento de Aeronaves.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	2 – 67 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-28 – Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de QAV.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	2 – 67 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.2-29 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de Produtos Químicos.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Considerações sobre os cenários acidentais passíveis de evoluir para vazamento de óleo

Capacidade de processamento da planta – 30.000 BPD = 198,73 m³/h = 3,3 m³/min

Subsistema: Elevação de Petróleo

- Cenário 1

Foi considerado o descontrole do poço por 30 (trinta) dias, totalizando um vazamento de 155.451 m³ de óleo no mar (vazão de *blowout* – 5181,7 m³/dia).

- Cenário 2

Foi considerado o derramamento de pequeno porte de óleo (não superior a 8 m³) no mar, proveniente de vazamento pelo *riser*, duto, equipamento ou conexão.

- Cenário 3

Semelhante ao Cenário 2, porém com o volume sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenários 4 e 6

Foi considerada a ruptura do *riser* por corrosão (Cenário 4) ou devido à colisão com embarcação (Cenário 6) e o tempo de 2 minutos para fechamento da DHSV e interrupção do vazamento. Considerando os dados de diâmetro do *riser* (5 1/8”); comprimento do *riser* (2.200 m); e vazão (3,3 m³/min); o volume estimado de vazamento é de 35,6 m³ de óleo para o mar.

- Cenário 5

Semelhante ao Cenário 4, mas com o vazamento no trecho interno da Unidade Marítima, sendo todo o volume de óleo contido pelo sistema de drenagem do navio-plataforma.

Subsistema: Separação primária de óleo

- Cenário 7

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

Cenário 8

Foi considerado o rompimento do separador de produção, e o vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Considerando os dados de volume de óleo no separador de produção (63,6 m³); vazão (3,3 m³/min); tempo para interromper o fluxo (2 min), o volume estimado é de 70,2 m³.

- Cenário 9

Semelhante ao cenário 8, mas com o volume sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem.

Subsistema: Alívio para o Flare

- Cenário 10

Foi considerado o arraste de líquido do vaso de *knock-out* do flare, e que este líquido não foi queimado, vazando para o mar. Em operação normal, este sistema não recebe líquido, por isso foi estimado um volume inferior a 8 m³.

Subsistema: Tratamento de água produzida

- Cenário 11 e 12

Foi considerado um problema no sistema de tratamento de água produzida, fazendo com que todo o volume de óleo do separador de produção de alta pressão fosse descartado para o mar. Considerando o volume de óleo no separador de produção de 63,6 m³, a vazão de 3,3 m³/min; e o tempo para interrupção do fluxo de 2 minutos, o volume estimado é de 70,2 m³.

Subsistema: Separação Secundária de Óleo

- Cenário 13

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem.

- Cenário 14

Foi considerado o rompimento do vaso de tratamento de óleo, e vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Nesta situação, adotando o volume de óleo no vaso de tratamento de 140,8 m³; a vazão de 3,3 m³/min; e o tempo para interrupção do fluxo de 2 minutos, o volume estimado é de 147,4 m³.

- Cenário 15

Semelhante ao Cenário 14, mas com o volume vazado sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem.

Subsistema: Tratamento de Óleo

- Cenário 16

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) para o mar devido à trinca no tanque de carga.

- Cenário 17

Foi considerada o transbordamento do tanque de carga, sendo o volume vazado sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima. Considerando a vazão de 3,3 m³/min; e o tempo para alinhamento de outro tanque de 2 minutos, o volume estimado de vazamento nesta situação é de 6,6 m³.

- Cenário 18

Semelhante ao Cenário 17, mas com o vazamento de todo o volume para o mar.

- Cenário 19

Foi considerado o vazamento para o mar do volume correspondente aos 2 (dois) maiores tanques adjacentes de armazenamento de óleo da Unidade Marítima devido à colisão com embarcação. Neste caso, estima-se que o vazamento seja de 45.351,9 m³.

- Cenários 20, 21 e 22

Foi considerado o afundamento do FPSO *Dynamic Producer*, com o vazamento para o mar do volume correspondente à sua capacidade total de armazenamento de óleo, mais os 2 (dois) tanques de *slop* da plataforma, que juntos perfazem 80.602 m³.

Subsistema: Offloading

- Cenário 23

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões no trecho interno ao FPSO *Dynamic Producer*, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 24

Semelhante ao Cenário 23, mas com o vazamento de todo o volume para o mar.

- Cenário 25

Foi considerado a ruptura do mangote de *offloading*, e o vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Considerando os dados de diâmetro da

tubulação (16"); comprimento da tubulação (250 m); vazão (50 m³/min); e tempo para interrupção do fluxo (2 min), o volume estimado é de 132 m³.

- Cenário 26

Foi considerado o afundamento do FPSO *Dynamic Producer*, com o vazamento para o mar do volume correspondente à capacidade total de armazenamento de óleo, mais os 2 (dois) tanques de *slop* da plataforma, que juntos perfazem 80.602 m³.

Subsistema: Suprimento de Diesel

- Cenário 27

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem.

- Cenário 28

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, no trecho externo da Unidade Marítima, sendo o volume totalmente vazado para o mar.

- Cenário 29

Foi considerado o rompimento do mangote de transferência de diesel, e o vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Adotando as condições de diâmetro do mangote (5"), comprimento do mangote (120 m), vazão (1,7 m³/min), e tempo para parada da bomba (2 min), o volume de vazamento estimado é de 4,9 m³.

- Cenário 30

Foi considerado que o volume total de diesel da embarcação de suprimento vazou para o mar. Neste caso o volume estimado é de 600 m³.

Subsistema: Estocagem de Diesel

- Cenário 31

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 32

Semelhante ao Cenário 31, mas com todo o volume vazado para o mar.

- Cenários 33 e 34

Foi considerado o rompimento do maior tanque de armazenamento de diesel da Unidade Marítima, e o vazamento de todo o seu volume para o mar. O volume estimado é de 1.202,4 m³.

Subsistema: Posicionamento Dinâmico

- Cenários 35 e 36

Foi considerado que a perda de posicionamento da Unidade Marítima causou a remoção da ANM, gerando um evento de *blowout* por 30 (trinta) dias. Neste caso o volume estimado é de 155.451 m³ de óleo no mar (vazão de *blowout* – 5181,7 m³/dia).

Subsistema: Manutenção da Estabilidade

- Cenários 37, 38 e 39

Foi considerado o afundamento da Unidade Marítima, com o vazamento do volume correspondente à capacidade total de armazenamento de óleo, mais os 2 (dois) tanques de *slop* da plataforma, que juntos perfazem 80.602 m³.

Subsistema: Movimentação de cargas

- Cenários 40 e 42

Foi considerado que a carga caiu sobre a ANM danificando-a totalmente, provocando um *blowout* Por 30 (trinta) dias. Neste caso, o volume de vazamento estimado é de 155.451 m³ de óleo no mar (vazão de *blowout* – 5181,7 m³/dia).

Em relação à probabilidade de ocorrência deste evento, além da falha do guindaste ou do erro humano gerando a queda de carga, esta deverá afetar a Árvore de Natal Molhada (ANM) para que tenha o efeito avaliado, isto é, vazamento de óleo superior a 200 m³ para o mar. Considerando que a movimentação de carga por guindaste não é realizada sobre a ANM, esta hipótese foi classificada como de probabilidade remota.

- Cenários 41 e 43

Foi considerada a queda de carga sobre o vaso separador de produção (maior equipamento), danificando-o totalmente, 2 minutos para parada do fluxo e contenção de todo o volume nele contido pelo sistema de drenagem. Nesta situação, considerando o volume de óleo no separador de produção de alta pressão de 63,6 m³, a vazão de 3,3 m³/min e o tempo para interrupção do fluxo de 2 minuto o volume estimado é de 70,2 m³.

Subsistema: Abastecimento de Aeronave

- Cenário 44

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem.

- Cenário 45

Foi considerado o rompimento do tanque de QAV, com volume vazado inferior a 8 m³, e contenção de todo esse volume pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 46

Foi considerada falha do operador durante o abastecimento da aeronave, causando o transbordamento do tanque da mesma, com vazamento de um volume inferior a 8 m³, sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

Subsistema: Estocagem de QAV

- Cenário 47

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 48

Foi considerado o rompimento do tanque de QAV e o vazamento de um volume inferior a 8 m³, sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 49

Foi considerada falha do operador, causando a abertura da válvula de fundo do tanque, e o vazamento de um volume inferior a 8 m³, sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem.

Considerações sobre os cenários acidentais de liberação de produto químico

Subsistema: Estocagem de Produtos Químicos

- Cenário 50

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) de produto químico em conexões, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 51

Foi considerado o rompimento do maior tanque de produto químico existente na unidade, com vazamento de um volume inferior a 8 m³ de produto, sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem.

- Cenário 52

Semelhante ao Cenário 51, mas com vazamento para o mar.

Como nenhum cenário acidental teve seu risco classificado como “alto”, não precisarão ser apresentados os itens II.8.3.1, II.8.4, II.8.5, II.8.6, II.8.7 e II.8.8 do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA N° 025/09.

II.8.2.4 - Plano de Gerenciamento de Riscos

O termo Gerenciamento de Riscos é utilizado para caracterizar o processo de identificação, avaliação e controle de riscos. O Plano de Gerenciamento de Riscos 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 dos danos (consequências) gerados por esses eventos indesejados, a redução dos riscos numa instalação ou atividade perigosa pode ser conseguida por meio da implementação de medidas que visem reduzir tanto as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas) quanto as suas respectivas consequências (ações mitigadoras).

Assim, de modo geral, um Plano de Gerenciamento de Riscos contempla, entre outros, os seguintes tópicos:

- Informações de segurança de processo;
- Política de análise e revisão de riscos;
- Procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento;
- Definição de atribuições;
- Garantia da integridade de sistemas críticos (Programa de Manutenção e Inspeção);
- Procedimentos operacionais incluindo partida e parada;
- Política de capacitação e treinamento;
- Gestão de contratação de terceiros;
- Registro e investigação de incidentes;
- Gerenciamento de mudanças;
- Sistema de permissão para trabalho;
- Cronograma para implantação/acompanhamento das ações propostas;
- Procedimentos de emergência.

A **Tabela II.8.2-30** apresenta as medidas preventivas e mitigadoras aplicáveis às hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos – APP.

Tabela II.8.2-30 - Medidas preventivas e mitigadoras por hipótese acidental identificada.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras			
	Observação (O)		Recomendação (R)	
1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 21, 23, 24, 25, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 35, 37, 40, 41, 44, 45, 46, 47, 48, 50, 51, 52.	(O1)	Seguir programa de manutenção e inspeção de equipamentos	(R1)	Inserir os equipamentos estáticos (dutos, risers, vasos, tanques, conexões, etc), rotativos (bombas, compressores, etc) e instrumentos de controle no sistema de programação e controle de inspeção periódica.
1.	(O2)	Seguir programa de testes dos sistemas de segurança (DHSV / ANM)	(R2)	Realizar os testes nos sistemas de segurança (DHSV / ANM) conforme periodicidade estabelecida em procedimento, para garantir a sua funcionalidade.
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, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52.	(O3)	Acionar Plano de Emergência Individual - PEI da Unidade Marítima e, se necessário, o Plano de Área da Bacia de Santos – PEVO-BS	(R3)	Elaborar o Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade Marítima, contemplando as hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos (APP) e treinar os envolvidos.
2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 13, 14, 15, 23, 24, 25, 27, 28, 29, 31, 32, 33, 44, 45, 46, 47, 48, 50, 51, 52.	(O4)	Seguir Procedimento de Gestão de Mudanças	(R4)	Seguir o procedimento de gestão de mudanças quando da realização de mudanças nas instalações, produtos e insumos necessários ao processo produtivo.
3, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 38, 42, 43, 44, 45, 46, 49, 50, 51, 52.	(O5)	Seguir Procedimento de treinamento e competência	(R5)	Seguir o procedimento de treinamento e competência para definir as qualificações mínimas, por função, e os treinamentos e reciclagens necessários para as funções operacionais da Unidade Marítima.
3, 5, 7, 9, 13, 15, 17, 23, 27, 31, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48.	(O6)	Seguir o Plano SOPEP	(R6)	Seguir o Plano SOPEP, utilizando os equipamentos nele previstos para conter e recolher qualquer vazamento de óleo a bordo do FPSO.
30, 44, 45, 46.	(O7)	Seguir Procedimento de Permissão de Trabalho	(R7)	Seguir o procedimento de permissão de para trabalho para todos os serviços não cobertos pelos procedimentos operacionais existentes.
6, 19, 20, 34.	(O8)	Seguir procedimento de monitoramento das proximidades do FPSO	(R8)	Monitorar a região nas proximidades do FPSO, de forma a identificar e informar a aproximação de outras embarcações que possam colocar em risco a sua integridade.
8, 9, 14, 15.	(O9)	Seguir procedimento de calibração da PSV	(R9)	Calibrar, periodicamente, as PSVs (válvulas de segurança) dos equipamentos pressurizados.
27, 28, 29, 30, 42, 44, 45, 46.	(O10)	Seguir procedimento de avaliação de contratados	(R10)	Seguir o procedimento de qualificação e avaliação periódica da performance em segurança, meio ambiente e saúde ocupacional dos prestadores de serviço.
35, 36.	(O11)	Redundância do sistema de Posicionamento	(R11)	Garantir que a falha de um dos sistemas de posicionamento dinâmico não comprometa o posicionamento do FPSO.
37.	(O12)	Redundância do sistema de manutenção da estabilidade	(R12)	Garantir a redundância do sistema de manutenção da estabilidade do FPSO.

Segue um breve descritivo dos principais elementos do Plano de Gerenciamento de Riscos aplicável às atividades a serem realizadas pelo FPSO *Dynamic Producer* durante os TLDs nas Áreas de Bem-te-vi, Carioca, Parati, Tupi, Caramba, Júpiter e Guará, Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Introdução

Este documento descreve os elementos-chave da filosofia de operações da PETROSERV S.A., empresa responsável pela plataforma FPSO *Dynamic Producer*. Será usado durante as fases de projeto e operações como diretriz para assegurar uma abordagem consistente às atividades desta Unidade.

Sistema de Gestão

As diretrizes para todas as atividades da PETROSERV S.A., incluindo as políticas, os procedimentos, os métodos de trabalho, os roteiros, a alocação de responsabilidade, etc. são mantidas e controladas dentro do Sistema de Gestão da empresa.

Este sistema foi desenvolvido para assegurar a conformidade com os requerimentos das normas ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001.

Através do uso destas normas e do fiel cumprimento do Sistema de Gestão, a PETROSERV garante:

- Respeito às legislações e aos requerimentos aplicáveis;
- Entrega do produto de acordo com os contratos, assegurando assim a qualidade requerida;
- Trabalho mais eficiente e uniforme, devido ao uso de métodos e ferramentas estabelecidas;
- Condução do negócio de maneira segura, com foco na saúde e na conservação do meio ambiente e dos seus ativos;
- Melhoria contínua do desempenho em todas as áreas, incluindo SMS.

A meta da PETROSERV é assegurar que o Sistema de Gestão do *Dynamic Producer* consiga a uniformidade nos procedimentos e a simplificação da manutenção do sistema.

Política de Qualidade, Segurança, Meio Ambiente, Saúde e Responsabilidade Social da PETROSERV S.A.

A Petroserv S.A. possui a política de atender aos contratos estabelecidos e aprimorar, continuamente, o seu sistema de gestão e a prestação de serviços, em exploração e produção de petróleo e/ou gás na plataforma continental brasileira. A empresa também realiza o transporte de hidrocarbonetos em águas nacionais e internacionais, provendo condições de trabalho seguras e saudáveis para seus colaboradores, prestadores de serviços e comunidades locais. Tais condições são garantidas através de uma prática de operação não poluidora que elimine ou minimize seus aspectos ambientais significativos (principalmente vazamentos de óleo), e do cumprimento de regras, leis, regulamentos nacionais e internacionais, padrões e diretrizes aplicáveis.

São objetivos da Companhia:

- Proporcionar práticas seguras nas operações de suas unidades e um ambiente de trabalho seguro;
- Estabelecer procedimentos de proteção à vida para os riscos significativos identificados;
- Priorizar o atendimento aos requisitos dos clientes com o propósito de aumentar a satisfação dos mesmos com os produtos e serviços da empresa;
- Melhorar, continuamente, as técnicas de gerenciamento de segurança do pessoal alocado na base e a bordo das unidades, incluindo a preparação para emergências que dizem respeito à segurança e ao meio ambiente.
- Ser uma empresa socialmente responsável;

- Agir preventivamente eliminando ou minimizando impactos adversos e riscos relacionados à segurança, ao meio ambiente, à saúde das pessoas e à qualidade dos seus produtos e serviços;
- Atuar administrativamente visando melhorar, continuamente, a eficácia do seu sistema de gestão de QSMS.

Para o alcance desses objetivos, a empresa:

- Mantém altos padrões de conscientização de segurança, disciplina pessoal e responsabilidade individual, através do acesso a um sistema documentado e amplo de treinamento;
- Promove a participação efetiva do colaborador em ações visando a melhoria da segurança, da proteção ao meio ambiente, da saúde e da qualidade dos seus produtos e serviços;
- Mantém os colaboradores informados sobre os riscos potenciais que possam afetá-los, ou afetar a unidade e o meio ambiente, através da divulgação de documentos pertinentes;
- Garante a consistência dos procedimentos operacionais através de um sistema de verificação interna de documentos e atividades;
- Contribui para a construção de uma sociedade mais justa e saudável;
- Verifica, continuamente, as regras, leis e regulamentos obrigatórios, códigos e diretrizes pertinentes às unidades e suas operações;
- Realiza análises críticas periódicas para verificação do grau de atendimento aos requisitos especificados pelos clientes e pela empresa, incluindo a correção dos eventuais desvios identificados.

É esperado de todos os colaboradores o cumprimento com os regulamentos e procedimentos de qualidade, segurança, prevenção à poluição e saúde.

Requerimentos

Existem três categorias de requerimentos aplicáveis às operações da PETROSERV: requerimentos estatutários, requerimentos contratuais da PETROBRAS e os procedimentos internos da companhia.

Cada projeto fará uma revisão dos requerimentos pertinentes à fase operacional, incluindo o impacto de legislação nova.

Requerimentos estatutários

- País da Bandeira: Todas as Unidades em operação tem uma bandeira e, conseqüentemente, são operadas de acordo com os requerimentos do país da bandeira. Especificamente, duas convenções da IMO (*International Convention for the Safety of Life at Sea - SOLAS* e *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships - MARPOL*), em conjunto com os dois códigos associados (*International Safety Management Code - ISM Code* e *International Ship and Port Facility Security Code - ISPS Code*), são diretamente responsáveis pela operação segura das Unidades da empresa. Assim, todas as Unidades da PETROSERV seguem os relevantes regulamentos do país da bandeira e obterão os certificados exigidos por aquele país;
- Regras de Classificação: As Unidades da PETROSERV são classificadas e operadas de acordo com as regras da classificação;
- Estado Costeiro: Durante a fase operacional da Unidade, a legislação estabelecida pela Marinha do Brasil se aplicará.

Requerimentos da PETROBRAS

Os contratos de Serviço e de Afretamento da PETROBRAS definem alguns requerimentos específicos de SMS, além dos requerimentos normais relacionados com o tipo de operação a ser realizada.

Todas as medidas necessárias para o cumprimento desses requerimentos serão implementadas.

Requerimentos Internos e Normas Definidas

A PETROSERV possuem requerimentos internos que são aplicáveis a todas as suas operações, com procedimentos continuamente atualizados durante as atividades. Os requerimentos podem ser encontrados no Sistema de Gestão da companhia, sendo definidos através das políticas, objetivos e metas e procedimentos de trabalho da Empresa.

Elementos para Assegurar as Operações Seguras

Gestão de Risco

Várias medidas são adotadas para identificar os diversos riscos existentes neste tipo de atividade, especialmente nas áreas de segurança, meio ambiente e saúde, e para minimizá-los durante a operação da Unidade. As ferramentas de avaliação de risco foram desenvolvidas e incluídas no sistema de gestão da PETROSERV.

Gestão de Segurança

Vários métodos e roteiros de trabalho são adotados com o intuito de reduzir o risco operacional nas atividades, incluindo:

- Práticas seguras de trabalho, tais como;
 - Sistema de Permissão para Trabalho (PT);
 - Análise de Risco, incluindo a avaliação do risco das atividades definidas através do levantamento de aspectos e impactos;
 - Uso de Equipamentos de Proteção Individual (EPI);
 - Diálogos de segurança, que são reuniões diárias sobre segurança, meio ambiente e saúde (DDSMS);

- Reuniões Operacionais Diárias;
- Aplicação do cartão “Evitar”, que avalia as condições comportamentais, os riscos, ferramentas e equipamentos, os procedimentos e a qualidade do meio ambiente.
- Procedimentos e métodos desenvolvidos para operações chave, tais como:
 - Operações de movimentação de carga
 - Atividades em espaços confinados
 - Trabalhos a quente
 - Trabalhos com energias remanescentes (eletricidade, pressão)
 - Trabalhos em altura;

Os Supervisores do FPSO *Dynamic Producer* são especialmente responsáveis pelos procedimentos e práticas mencionados acima. Todavia, a empresa entende que a segurança é uma responsabilidade da gerência de linha e, em última análise, de cada empregado da PETROSERV.

Gestão do Meio Ambiente

A PETROSERV está comprometida com a minimização / prevenção de poluição, com a redução do volume de resíduos e com a diminuição do consumo de recursos tais como material, combustível e energia. As operações a bordo serão conduzidas de acordo com os regulamentos da MARPOL e com os termos da Avaliação dos Impactos Ambientais, item II.6 deste EIA, que é preparada antes do início das operações.

A prevenção da poluição por petróleo é de máxima prioridade em todas as operações do FPSO *Dynamic Producer*. Desta forma, adotam-se procedimentos e práticas detalhados para assegurar que cada processo seja planejado,

implementado e monitorado. Vazamentos de óleo não são aceitáveis. No caso de ocorrência de um vazamento, o pessoal a bordo da Unidade está plenamente capacitado para combater eventos de menor porte com o uso dos equipamentos presentes na plataforma. Os vazamentos de maior vulto precisam da ajuda das equipes terrestres e, são de responsabilidade da PETROBRAS, que deverá acionar o Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade Marítima e, se necessário, o Plano de Área da Bacia de Santos (PEVO-BS).

A Gestão do Meio Ambiente implementada pela PETROSERV em suas unidades segue as diretrizes da norma ISO 14001 e contempla:

- Gestão de Resíduos: segregação dos resíduos de forma adequada e dedicação a reduzir esses resíduos;
- Conscientização dos perigos relacionados com o manuseio de produtos químicos, dispondo das fichas de segurança (FISPQs), e dedicação a diminuir o uso de produtos nocivos;
- Manutenção de um registro de emissões de gases;
- Gases instrumentais na Depleção da Camada de Ozônio: metas de minimizar o uso dos gases de efeito estufa no FPSO *Dynamic Producer*.

Gestão da Saúde Ocupacional

A Gestão da Segurança e da Saúde Ocupacional no FPSO *Dynamic Producer* será executada de acordo com OHSAS 18001 e prevê:

- Estabelecimento de uma Comissão Interna de Prevenção de Acidentes(CIPA) a bordo da Unidade. A CIPA se reunirá uma vez por mês para discutir as questões de SMS aplicáveis à atividade;
- Existência de serviço de enfermagem a bordo da unidade, e disponibilidade de médico em terra, que pode acionar, junto ao médico da PETROBRAS, o resgate aero-médico para a retirada de pessoas enfermas do FPSO *Dynamic Producer*. O FPSO *Dynamic Producer* possui uma sala com estoque de remédios e equipamentos de primeiro socorro;

- Disponibilização de equipe de primeiros socorros, devidamente treinada para assistir ao Técnico de Enfermagem em situações de emergência;
- Controle de substâncias perigosas e monitoramento de seu uso;
- Estabelecimento de roteiros e programação de limpeza de forma a assegurar a devida higienização a bordo. São implementados roteiros de limpeza, roteiros de lavanderia e especial ênfase é dada à manipulação e preparação de alimentos. Inspeções regulares de higiene são conduzidas pelo Técnico de Enfermagem;
- Estabelecimento de um bom ambiente de trabalho, principalmente durante as operações, para proporcionar o bem-estar dos empregados;
- Treinamento dos trabalhadores em manuseio de cargas e materiais, prevenindo possíveis danos à coluna vertebral.

Gestão de Segurança Patrimonial

A política de segurança patrimonial das Unidades e das instalações da PETROSERV visa evitar o acesso não autorizado e/ou a introdução de armas e de outros dispositivos ou substâncias perigosas.

Os aspectos de segurança patrimonial da Unidade são avaliados em função do planejamento de suas operações e da localização, e os resultados desta avaliação servem de base para o plano de segurança patrimonial. Este plano visa informar todos a bordo dos eventuais riscos pessoais e materiais relacionados com atos criminais ou terroristas, e estabelecer medidas no sentido de prevenir o acesso de estranhos e evitar a introdução de armas ou de dispositivos perigosos a bordo da Unidade.

Adicionalmente, o FPSO *Dynamic Producer* possui:

- Plano de Proteção de ISPS para a Unidade;
- Oficial de Segurança a bordo da embarcação;
- Oficial Coordenador Exclusivo de Segurança, lotado na Matriz;

- Equipe de Resposta às Emergências na Matriz.

As medidas de segurança estão em constante avaliação. Se ocorrer qualquer mudança significativa na situação de segurança do país onde a unidade estiver operando, será conduzida uma reunião de segurança para discutir o nível de alerta para as medidas a serem tomadas.

Garantia de Competência e de Treinamento

A manutenção dos níveis de competência entre o pessoal terrestre e marítimo é essencial à operação segura e efetiva das Unidades. Esta manutenção é conseguida através de:

- Requerimentos definidos de competência para todas as posições, tanto terrestres, quanto marítimas;
- Oficiais devidamente certificados em todas as posições marítimas que exijam responsabilidade;
- Foco não somente na formação, como também na experiência prévia.

Além das competências, concentramos no treinamento do pessoal. Para o pessoal alocado em suas Unidades, a PETROSERV oferece vários tipos de treinamento:

- Programa de treinamento no exterior para determinadas funções.
- Indução e treinamento de familiarização / prático para toda a tripulação.
- Treinamentos obrigatórios constantes dos contratos.

Gestão de Manutenção

O objetivo de um programa de manutenção é o de manter, de uma maneira econômica e consistente com as intenções declaradas pela Política de QSMS da empresa, a Unidade e sua tripulação protegidas contra todos os riscos desnecessários relacionados às suas operações..

Gestão de Equipamentos e Sistemas

De um modo geral, todos os sistemas operacionais, bem como os equipamentos de segurança são submetidos a manutenções preventivas e planejadas. Estas manutenções visam à substituição e à otimização da vida útil de determinados componentes críticos dos equipamentos, prevenindo a ocorrência de falhas operacionais inesperadas, o que poderia levar a uma situação perigosa envolvendo a segurança da tripulação e da Unidade além da poluição do meio ambiente.

O FPSO *Dynamic Producer* possui planos de manutenção que são controlados e que foram estabelecidos sobre um sistema computadorizado (*software*) denominado AMOS, o qual é configurado para assegurar que a manutenção seja realizada de maneira planejada pontual. Este sistema está instalado em todas as estações de supervisão relevantes. Manutenções Preventivas e Corretivas são controladas pelo Sistema.

O AMOS também provê um programa de planejamento (cronograma) para o teste de todos os equipamentos, inclusive dos equipamentos e sistemas de reserva que não estão em uso contínuo, de maneira a promover a confiabilidade de tais equipamentos e sistemas identificados. Isto inclui, mas não é limitado ao Gerador de Emergência, aos sistemas de baterias de reserva e às bombas de incêndio de emergência.

O sistema recebe as informações de acordo com os requisitos dos Planos, Regras, Regulamentos e Recomendações dos Fabricantes.

O sistema AMOS também é usado para controlar a disponibilidade das peças sobressalentes e controlar a emissão de Requisições de Material (MRs).

Cadastro de Planos de Manutenção

O Cadastro de Planos de Manutenção indica os tipos de manutenção desenvolvidas e o que significam, o momento em que devem ser realizadas, suas periodicidades, e como devem ser planejadas e executadas.

Manutenção Preventiva

As manutenções preventivas são imputadas no sistema AMOS de duas maneiras:

– *Para equipamentos novos:*

Toda manutenção é programada no sistema de acordo com os manuais fornecidos pelo fabricante, seguindo rigorosamente as frequências indicadas no manual.

– *Para equipamentos usados:*

Toda manutenção é programada no sistema conforme as orientações do operador do equipamento, de acordo com a experiência adquirida com a utilização do mesmo. A frequência, neste caso, é informada pelos operadores, tomando como base o desgaste do equipamento e alterando as frequências informadas no manual.

– *Manutenção Corretiva*

São manutenções que ocorrem inesperadamente e que podem ser sanadas de duas maneiras:

Manutenção existente no sistema:

Caso o problema apresentado esteja descrito no sistema, isto é, seja uma manutenção preventiva que ocorra fora do período programado, pode-se reportar esta manutenção na data de ocorrência e informar que foi uma manutenção corretiva.

Manutenção não existente no sistema:

Neste caso reporta-se diretamente ao sistema como manutenção não programada no equipamento, ficando registrada, no histórico do equipamento, esta manutenção.

Resposta às Emergências

A Unidade tem uma Organização de Resposta às Emergências a bordo, e o Plano de Emergência Individual (PEI) foi elaborado pela PETROBRAS para a Unidade. O pessoal recebe o treinamento inicial e, em seguida, participa de uma série de exercícios simulados para atender ao PEI a cada 3 (três) meses e 1 (uma) vez por semana para atender ao Cronograma de Simulados de Emergência.

Existe, também, uma Equipe de Resposta às Emergências alocada na matriz da PETROSERV, composta do líder e dos responsáveis pela mídia, equipes locais, seguradoras / autoridades, registro dos eventos, localidade e recursos. Além da equipe de emergência, outra equipe responsável pelos contatos / cuidados com os familiares foi estabelecida e treinada.

Atividades de Medição e Controle

A PETROSERV executará os serviços de acordo com o requerido pela PETROBRAS e pelas autoridades, através do uso de uma equipe treinada e competente, e da aplicação de soluções técnicas e métodos de trabalho. Tais mecanismos serão aplicados de acordo com os procedimentos da PETROSERV, sempre em conformidade com a legislação pertinente. A manutenção dos níveis de qualidade será confirmada através de várias atividades de medição e controle.

Tratamento de Acidentes, Quase-Acidentes e Não-Conformidades

Todos os acidentes, quase-acidentes e não-conformidades serão registrados na planilha de monitoramento da PETROSERV. As causas imediatas e básicas dos acidentes serão identificados e as medidas corretivas colocadas em prática.

Relatórios

Serão preparados relatórios mensais de SMS, contendo os dados estatísticos de segurança, e de disposição de resíduos, cada um com o formato padrão de acordo com a PETROBRAS. Os relatórios mensais incluirão os resultados obtidos, que são comparados com os Indicadores do Plano de Melhoria de Fornecedores (PMDF).

Atividades de Supervisão

As atividades de supervisão incluem auditorias, inspeções e visitas a serem conduzidas pela PETROSERV e por terceiros, visando confirmar que as operações estão sendo executadas de acordo com as normas estipuladas.

As atividades de supervisão executadas pela Unidade são:

- O Coordenador da Unidade Marítima, o Técnico de Segurança e os Supervisores de bordo conduzirão inspeções de SMS. Durante estas inspeções, cada Supervisor apresentará a sua área e relatará sobre os acidentes, quase-acidentes e outras questões de SMS relacionadas com a sua área;
- O Técnico de Enfermagem conduzirá inspeções quinzenais de higiene.

Além do pessoal alocado na própria Unidade, a Matriz também conduz várias auditorias, inspeções, verificações e visitas à Unidade. Os requerimentos mínimos anuais são estipulados em:

- 01 (uma) auditoria do sistema de gestão interna;
- 01 (uma) inspeção de SMS a cada 3 (três) meses;
- 01 (uma) auditoria de Segurança Patrimonial;
- 01 (uma) inspeção técnica (sistemas marítimos, superfície ou manutenção);
- 02 (duas) visitas do Gerente de Operações da PETROSERV.

As atividades de supervisão conduzidas por terceiros incluem:

- Inspeções e auditorias de Classe;
- Inspeções e auditorias do país da bandeira;
- Inspeções e auditorias da PETROBRAS;
- Inspeções e auditorias da Marinha;
- Inspeções de órgão competente, ligadas à operação de heliponto;
- Auditoria de re-certificação.

Melhorias

Sistema de Melhorias da PETROSERV

No Sistema de Gestão existe um procedimento de comunicação e investigação de acidentes que, além de permitir o reporte de acidentes, serve como ferramenta para melhorias e recebe os Relatórios de Anomalias emitidos pela PETROBRAS.

Depois de descobertas as causas do acidente, são definidas medidas corretivas para evitar a ocorrência de outros acidentes similares e para melhorar os padrões de excelência.

Avaliação dos fornecedores

A PETROSERV dispõe de um sistema de avaliação dos principais fornecedores, com registro em banco de dados, para fornecer um *feedback* sistematizado em relação a entregas, e aprimorar a qualidade e a confiabilidade dos fornecedores.

Satisfação do Cliente

Com o intuito de melhorar o seu desempenho, a PETROSERV realiza o acompanhamento dos Boletins de Avaliação de Desempenho do Cliente e busca oferecer o devido tratamento aos itens informados pela PETROBRAS.

Revisão pela Gerência

A alta administração da empresa anualmente tem a responsabilidade de acompanhar e analisar criticamente o sistema, para assegurar sua contínua adequação e eficácia.

O Gerente de QSMS / RA apresenta as informações relativas ao SMS (indicadores, necessidades e etc) em reuniões gerenciais, para avaliá-las, tomar as decisões pertinentes, e verificar se os objetivos iniciais foram atingidos (Política, Objetivos e Metas, Programas, etc).

A reunião de análise crítica é presidida pela gerência geral com a participação das demais gerências das bases, podendo o gerente da base Itajaí (escritório local da PETROBRAS) participar da mesma através de *conference call* ou e-mail ou fax.

A análise crítica pela administração indica a possível necessidade de mudanças na política, objetivos, metas e outros elementos do Sistema, à luz dos resultados das auditorias de SMS, mudanças de circunstâncias e o compromisso com a melhoria contínua. Recomenda-se que as reuniões de análise crítica incluam os seguintes tópicos de entrada e saída:

Análise Crítica pela Direção – Entradas

- Resultados de auditorias (internas e externas) e das avaliações do atendimento aos requisitos legais e outros subscritos pela empresa;
- *Feedback* das partes interessadas, internas e externas, incluindo reclamações;
- Desempenho de SMS (nível de atendimento aos objetivos e metas);
- Situação das investigações de acidentes/incidentes, ações corretivas e preventivas;
- Acompanhamento das ações preventivas e corretivas e de reuniões de análise crítica anteriores;

- Mudanças que possam afetar o SMS (garantia da contínua adequação do SMS em relação às mudanças de condições e informações, incluindo desenvolvimentos em requisitos legais e outros relacionados aos aspectos de SMS);
- Recomendações para melhoria.

Análise Crítica pela Direção – Saídas

Registro de ações relativas a quaisquer decisões e ações relacionadas à:

- Melhoria da eficácia do SMS e seus processos;
- Melhoria do produto / processo relacionadas aos requisitos do cliente;
- Melhoria na Política de QSMS, objetivos e metas;
- Necessidade de recursos.

Objetivos e Metas

Para o controle e monitoramento dos impactos significativos destes processos foram estabelecidos Objetivos e Metas de SMS. Estes são monitorados através de indicadores de desempenho visando implementar as ações necessárias para atingir os resultados planejados e a melhoria contínua dos processos.

A PETROSERV mantém uma planilha de objetivos e metas em SMS, com o seguinte conteúdo mínimo:

- Objetivo: propósito global decorrente da Política de QSMS que a empresa se propõe a atingir, sendo quantificada sempre que possível;
- Meta: requisito de desempenho detalhado e mensurável, resultante dos objetivos;
- Indicadores;
- Responsável;
- Prazos.

Registros de SMS

O objetivo principal dos Registros de SMS é assegurar que todas as informações necessárias para evidenciar a conformidade dos produtos e processos com os requisitos de SMS especificados, sejam registradas, arquivadas, prontamente acessíveis e recuperáveis. A metodologia para arquivamento e manutenção dos registros de SMS, bem como as responsabilidades referentes a esses registros, estão definidas em procedimento interno da empresa. A sistemática para controle dos registros de SMS inclui a determinação dos prazos durante os quais os diferentes registros devem ser mantidos em arquivo no setor, bem como o controle de acesso e a proteção destes registros.

Organização da PETROSERV

A operação do FPSO *Dynamic Producer* é coordenada por um gerente de operações a partir do escritório de base, do qual a Unidade recebe apoio administrativo e de logística.

O Coordenador da Unidade Marítima mantém um estreito contato com o Gerente de Operações, que, por sua vez, possui interface com o Gerente de Operação da PETROBRAS responsável pela atividade. A comunicação entre a PETROSERV e a PETROBRAS é realizada através da fiscalização do contrato e através de reuniões periódicas entre o Gerente de Operação da PETROSERV e o Gerente de Operações da PETROBRAS, em Itajaí. O escritório da PETROSERV também mantém um relacionamento estreito com o escritório local da PETROBRAS, em Itajaí, para fazer a programação logística do projeto.

O organograma geral da PETROSERV está apresentado na **Figura II.8.2-7**.

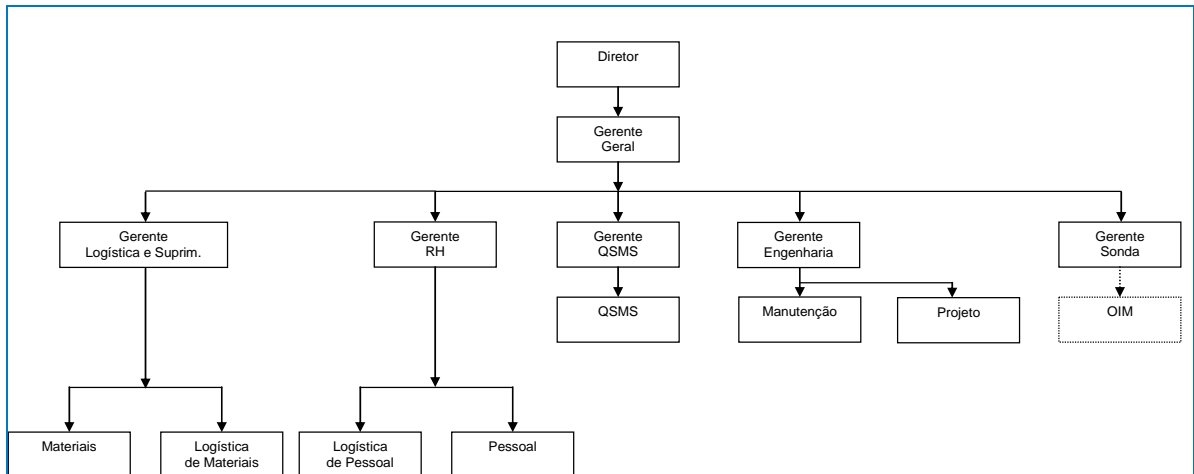


Figura II.8.2-7 - Organograma geral da PETROSERV.

✓ *Diretor*

O Diretor é o nível mais alto da gerência da PETROSERV, com autoridade para tomar qualquer decisão sobre o Sistema de Gestão de SMS, em respeito à Política da Empresa.

Em termos gerais, o Diretor é responsável por:

- Cumprir e fazer aplicar a Política da PETROSERV e os requerimentos de SMS;
- Definir o nível de competência, responsabilidades e autoridades de todos os gerentes;
- Avaliar, criticar e aprovar a Política de Qualidade, Segurança, Meio Ambiente, Saúde e Responsabilidade Social da empresa;
- Estabelecer as metas de SMS a serem alcançadas por todos os membros da estrutura.

✓ *Gerente Geral*

O Gerente Geral é designado pela Alta Direção para se familiarizar com todos os assuntos relacionados às operações SMS da PETROSERV, inclusive aquelas

relacionadas à implementação e a providência dos recursos adequados e apoio da base como requerido.

O Gerente Geral é responsável por:

- Cumprir e fazer aplicar a política da PETROSERV e os requerimentos de SMS;
- Definir o nível de competência, responsabilidades e autoridades de todo o pessoal que está diretamente sob sua responsabilidade;
- Aprovar as Atas da reunião de Avaliação do Gerenciamento;
- Assumir a presidência das reuniões de análise crítica e aprovar a edição e a revisão da documentação controlada do SMS;
- Aprovar os recursos necessários para implementação, manutenção e controle no SMS abrangendo recursos humanos, tecnológicos e financeiros.

✓ *Gerente de Engenharia*

O Gerente de Engenharia é designado pela Alta Direção como responsável pelo apoio técnico da PETROSERV.

O Gerente da Engenharia interage com os outros gerentes sobre qualquer assunto relacionado com as operações das embarcações e a prevenção da poluição.

Suas autoridades e responsabilidades são:

- Cumprir e fazer aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a aplicação de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS pelo pessoal sob o seu gerenciamento;

- Assegurar que as vistorias estatutárias e de classificação da embarcação sejam realizadas dentro do prazo previsto;
 - Fazer a ligação entre a PETROSERV e as autoridades de classe e estatutárias referentes às modificações das embarcações;
 - Controlar os documentos de SMS e os registros sob a sua responsabilidade;
 - Tratar as não-conformidades, ações corretivas e preventivas relacionadas às suas atividades.
- ✓ *Gerente da Unidade*

O Gerente da Unidade é designado pela Alta Direção para apoiar e atender a todas as necessidades operacionais da Embarcação, bem como providenciar todos os recursos necessários para a realização de suas atividades, inclusive aqueles relevantes ao atendimento aos requisitos da ISO 14001:2004 e OHSAS 18001:2007.

Suas autoridades e responsabilidades são as seguintes:

- Cumprir e fazer aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Monitorar a operação diária da Embarcação;
- Assegurar que a embarcação esteja tripulada de acordo com os regulamentos internacionais e os procedimentos da PETROSERV e que os tripulantes sejam adequadamente treinados e familiarizados com os requisitos do STCW;
- Providenciar o material e os recursos humanos necessários para as operações da Embarcação e apoiar as outras áreas de gerenciamento como requerido;

- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a aplicação de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS pelo pessoal sob o seu gerenciamento;
- Tratar as não-conformidades e adotar ações corretivas e preventivas relacionadas com suas atividades;
- No caso da ausência do RA (Representante de Administração), o Gerente da Unidade assume as funções do mesmo nos assuntos relacionados à SMS;
- Controlar a contratação de empresas prestadoras de serviço conforme os requisitos da Empresa.

✓ *Gerente de Logística e Suprimentos*

O Gerente Administrativo é designado pela Alta Direção como responsável por monitorar as operações diárias relacionadas às compras de materiais e a administração de materiais da embarcação.

Suas autoridades e responsabilidades são:

- Gerenciar os departamentos de Compras, Materiais e Logística de material de maneira a cumprir os requisitos da empresa;
- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a aplicação de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS pelo pessoal sob o seu gerenciamento;
- Tratar as não conformidades e adotar ações corretivas e preventivas relacionadas com suas atividades.

✓ *Gerente de Recursos Humanos*

O Gerente de Recursos Humanos é designado pela Alta Direção como responsável por monitorar as operações diárias relacionadas à administração do pessoal e logística de pessoal.

Suas autoridades e responsabilidades são:

- Gerenciar o recrutamento de estrangeiros para a realização das atividades conforme os requisitos da empresa;
- Gerenciar o processo de recrutamento dos empregados da PETROSERV;
- Manter os registros atualizados de qualificação, treinamento, certificados e experiência dos empregados embarcados e da base;
- Garantir que a qualificação, certificação e exames de saúde dos empregados da PETROSERV estejam de acordo com os requisitos da Bandeira, da Marinha e da Empresa;
- Gerenciar o departamento de logística de maneira a realizar e cumprir com os requisitos de SMS;
- Identificar as necessidades de treinamento para o pessoal sob sua responsabilidade, estabelecer o programa de treinamento para os cursos de todo o pessoal e providenciar os recursos para os treinamentos requeridos.

✓ *Gerente Financeiro*

O Gerente Financeiro é designado pela Alta Direção para o monitoramento das operações diárias usuais relacionadas com o controle financeiro da PETROSERV.

Suas autoridades e responsabilidades são:

- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requerimentos de SMS;

- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a aplicação de todos os requerimentos cobertos no Manual de SMS pelo pessoal sob seu gerenciamento;
- Gerenciar os recursos financeiros da companhia de forma a garantir um apoio total para realização dos requisitos de SMS;
- Tratar as não-conformidades e adotar ações corretivas e preventivas relacionadas com suas atividades.

✓ *Gerente de QSMS / RA*

O Representante da Administração (RA) para os assuntos ligados ao SMS das atividades e serviços realizados pela Empresa é nomeado pela Alta Direção através de uma comunicação interna. A este cargo ficam delegados a autoridade e responsabilidades como apresentado a seguir.

É responsabilidade do Representante da Administração:

- Monitorar permanentemente o Sistema de Gestão de SMS, para assegurar que todos os procedimentos, instruções e medidas estabelecidas no mesmo estejam sendo observados tais como descrito no Manual e nos procedimentos documentados de SMS.
- Controlar, revisar e verificar tudo o que estiver relacionado com o Sistema de Gestão de SMS, com poder para intervir, deter ou rejeitar qualquer processo ou atividade interna que não se ajuste ao que está estabelecido no Manual de SMS;
- Coordenar o Sistema de Gestão de SMS na Empresa;
- Coordenar as auditorias internas na empresa, encaminhando os resultados ao Gerente Geral;
- Realizar os contatos referentes às Auditorias Externas de SMS (clientes e organismos de certificação);

- Acompanhar a implementação das medidas corretivas provenientes das auditorias internas realizadas;
- Revisar e atualizar o Manual de SMS, sempre que for necessário;
- Coordenar a elaboração, revisão, distribuição e substituição de documentos do Sistema de Gestão de SMS;
- Avaliar as Reclamações de Clientes quanto aos assuntos relacionados a SMS;
- Relatar à alta administração o desempenho no sistema de SMS;
- Preparar a Análise Crítica do Sistema de Gestão de SMS da empresa feita pela Direção, documentar e acompanhar a eficácia das ações corretivas estabelecidas;
- Manter e aumentar o nível de atualização e conscientização dos empregados para que as atividades sejam cada vez mais bem realizadas nos itens referentes à SMS, realizando treinamentos ou propondo a inclusão de atividades específicas sobre o assunto, no planejamento anual de treinamento da Empresa;
- Solicitar à Gerência Geral, no mínimo a cada 6 (seis) meses, a aprovação dos recursos necessários para a implementação e controle no Sistema de Gestão de SMS;
- Comunicar ao órgão competente qualquer irregularidade observada com relação aos EPI's.

O organograma do FPSO *Dynamic Producer* pode ser visualizado na **Figura II.8.2-8**.

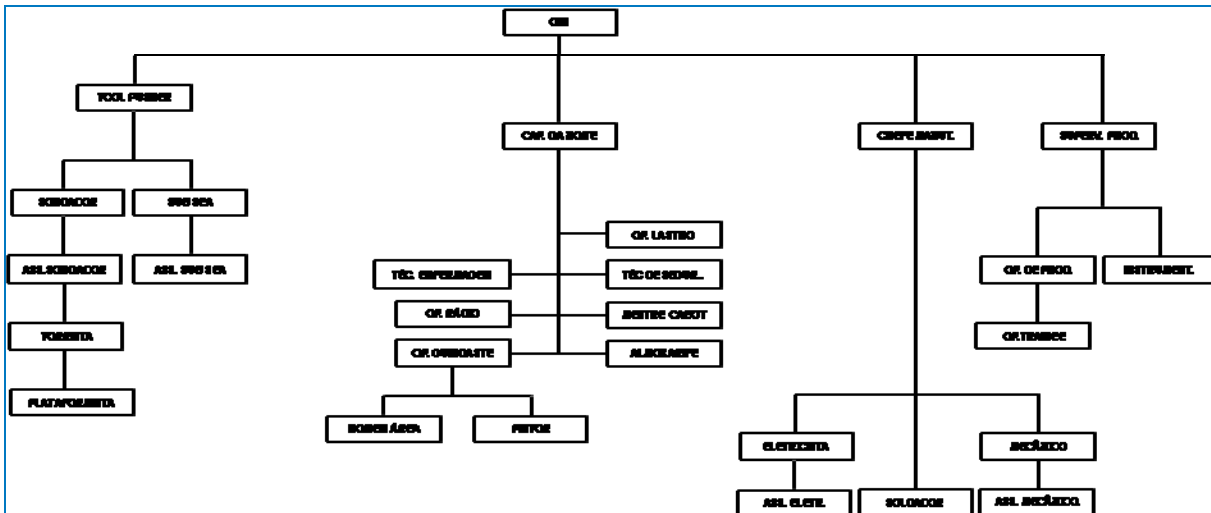


Figura II.8.2-8 - Organograma do FPSO Dynamic Producer.

✓ *Offshore Installation Manager (Coordenador da Unidade Marítima)*

O Coordenador da Unidade Marítima tem a autoridade suprema para realizar todas as ações necessárias para assegurar a segurança e a prevenção da Poluição de sua Embarcação, e também para requerer a assistência da Companhia, se for necessário.

Em certas situações isto pode significar um desvio dos procedimentos documentados.

Em todos os assuntos que afetam ou podem afetar a segurança e o meio ambiente, o Coordenador da Unidade Marítima responderá diretamente ao Gerente da Unidade e ao RA.

Cabe ao Coordenador da Unidade Marítima:

- Emitir as ordens de uma maneira clara e concisa e revisar, regularmente, as atividades relacionadas ao Sistema de Gestão de SMS;
- Controlar o uso e a distribuição da documentação controlada a bordo;

- Identificar as necessidades de treinamento do pessoal de bordo e assegurar que tais necessidades sejam atendidas de acordo com os supervisores da área;
- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Motivar a tripulação na execução desta Política;
- Relatar, ao Gerente da Unidade e ao RA, os defeitos e outros assuntos com implicação para a operação segura ou risco de poluição ao meio ambiente, que requeiram a assistência da base;
- Designar os papéis para os supervisores da tripulação referentes à realização dos requisitos de SMS;
- Relatar, ao Gerente da Unidade e ao RA, as não-conformidades e as ações corretivas e preventivas;
- Assegurar que toda a documentação controlada esteja atualizada e seja emitida de acordo com os procedimentos da PETROSERV;
- Assegurar que todos os registros relevantes de SMS definidos nos procedimentos estejam atualizados e disponíveis nos locais apropriados a bordo;
- Revisar o SMS e relatar as suas deficiências e as possibilidades de melhoria para o Gerente da Unidade e para o RA;
- Requerer a assistência da Empresa, se necessário, para assegurar a operação segura e livre de poluição;
- Programar e registrar os treinamentos simulados como definido nos procedimentos da empresa.

✓ *Encarregado / Tool Pusher*

O *Encarregado / Tool Pusher* é a pessoa designada pelo Gerente da Unidade para monitorar as operações a bordo.

Suas autoridades e responsabilidades dentro do escopo do SMS são:

- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Identificar as necessidades de treinamento do pessoal sob a sua responsabilidade e notificar ao Coordenador da Unidade Marítima;
- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a adoção de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS, pelo pessoal sob o seu gerenciamento;
- Assegurar que o pessoal do Departamento de Perfuração esteja familiarizado com os procedimentos relevantes;
- Assegurar uma operação e manutenção eficiente para os equipamentos de perfuração associados com a segurança e a prevenção de poluição;
- Notificar ao Coordenador da Unidade Marítima, imediatamente, quaisquer defeitos que possam por em risco a embarcação, as pessoas ou o meio ambiente;
- Assegurar que toda a documentação controlada esteja atualizada e tenha sido emitida de acordo com os procedimentos da PETROSERV;
- Assegurar que todos os registros relevantes de SMS definidos nos procedimentos estejam atualizados e disponíveis nos locais apropriados a bordo;
- Relatar as não-conformidades e as ações corretivas e preventivas para o Coordenador da Unidade Marítima.

✓ *Capitão da Noite*

O Capitão da Noite tem a autoridade para realizar as ações necessárias de forma a assegurar a segurança e a prevenção da poluição de sua Embarcação.

Em todos os assuntos que afetam ou que possam afetar a segurança e o meio ambiente, o Capitão da Noite responderá diretamente ao Coordenador da Unidade Marítima e ao Gerente da Plataforma.

Suas autoridades e responsabilidades dentro do escopo do SMS são:

- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
 - Emitir as ordens de uma maneira clara e concisa e revisar, regularmente, as atividades relacionadas ao Sistema de Gestão de SMS;
 - Motivar a tripulação na execução desta Política;
 - Relatar para o Coordenador da Unidade Marítima e para o Gerente da Unidade, os defeitos e outros assuntos com implicação na operação segura ou risco de poluição ao meio ambiente;
 - Relatar, para o Coordenador da Unidade Marítima e para o Gerente de Sonda as não-conformidades e as ações corretivas e preventivas a serem implementadas.
- ✓ *Chefe de Manutenção*

O Chefe de Manutenção é a pessoa designada pelo Gerente da Unidade para monitorar as operações de manutenção a bordo.

Suas autoridades e responsabilidades dentro do escopo do SMS são:

- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Motivar a tripulação na execução desta Política;
- Identificar as necessidades de treinamento do pessoal sob a sua responsabilidade e avisar ao Coordenador da Unidade Marítima;
- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a aplicabilidade de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS, para o pessoal sob o seu gerenciamento;
- Realizar a manutenção dos sistemas e equipamentos da embarcação, preencher os relatórios adequados de manutenção e avisar o Coordenador da Unidade Marítima de qualquer não conformidade de manutenção encontrada.

✓ *Sondador*

O Sondador é a pessoa designada pelo Gerente da Unidade para supervisionar as operações a bordo.

Suas autoridades e responsabilidades dentro do escopo do SMS são:

- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Identificar as necessidades de treinamento do pessoal sob a sua responsabilidade e notificar ao *Tool Pusher*;
- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a adoção de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS, pelo pessoal sob o seu gerenciamento;
- Assegurar uma operação e manutenção eficiente para os equipamentos de perfuração associados com a segurança e a prevenção da poluição;
- Notificar ao *Tool Pusher*, imediatamente, quaisquer defeitos que possam por em risco a embarcação ou o meio ambiente;
- Assegurar que toda a documentação controlada esteja atualizada e tenha sido emitida de acordo com os procedimentos da PETROSERV;
- Assegurar que todos os registros relevantes de SMS definidos nos procedimentos estejam atualizados e disponíveis nos locais apropriados a bordo;
- Relatar, ao *Tool Pusher*, as não-conformidades, e as ações corretivas e preventivas a serem implementadas.

✓ *Subsea*

O *Subsea* é a pessoa designada pelo Gerente da Unidade para supervisionar as operações de *subsea* a bordo.

Suas autoridades e responsabilidades dentro do escopo do SMS são:

- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;

- Identificar as necessidades de treinamento do pessoal sob a sua responsabilidade e notificar ao *Tool Pusher*;
 - Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a adoção de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS, pelo pessoal sob o seu gerenciamento;
 - Assegurar uma operação e manutenção eficiente para os equipamentos submarinos associados com a segurança e a prevenção da poluição;
 - Notificar ao *Tool Pusher*, imediatamente quaisquer defeitos que possam por em risco a embarcação ou o meio ambiente;
 - Assegurar que toda a documentação controlada esteja atualizada e tenha sido emitida de acordo com os procedimentos da PETROSERV;
 - Assegurar que todos os registros relevantes de SMS definidos nos procedimentos estejam atualizados e disponíveis nos locais apropriados a bordo;
 - Relatar ao *Tool Pusher* as não-conformidades, bem como as ações corretivas e preventivas a serem implementadas.
- ✓ *Controlador de Lastro*

O Controlador de Lastro é a pessoa designada pelo Gerente da Unidade para manter a estabilidade, monitorar, registrar e implementar as operações marítimas conforme necessário.

Suas autoridades e responsabilidades dentro do escopo do SMS são:

- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Identificar as necessidades de treinamento do pessoal sob a sua responsabilidade e notificar ao Coordenador da Unidade Marítima;
- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a adoção de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS, pelo pessoal sob o seu gerenciamento;

- Assegurar uma operação e manutenção eficiente para os equipamentos de lastro associados com a segurança e a prevenção da poluição;
- Notificar ao Coordenador da Unidade Marítima imediatamente quaisquer defeitos que possam por em risco a embarcação ou o meio ambiente;
- Assegurar que toda a documentação controlada esteja atualizada e tenha sido emitida de acordo com os procedimentos da PETROSERV;
- Assegurar que todos os registros relevantes de SMS definidos nos procedimentos estejam atualizados e disponíveis nos locais apropriados a bordo;
- Relatar ao Coordenador da Unidade Marítima as não conformidades e as ações corretivas e preventivas.

✓ *Supervisor de Produção*

O Supervisor de Produção é a pessoa designada pelo Gerente da Unidade para supervisionar as operações de produção a bordo.

Suas autoridades e responsabilidades dentro do escopo do SMS são:

- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Identificar as necessidades de treinamento do pessoal sob a sua responsabilidade e notificar ao Coordenador da Unidade Marítima;
- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a adoção de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS, pelo pessoal sob o seu gerenciamento;
- Assegurar uma operação e manutenção eficiente para os equipamentos de produção associados com a segurança e a prevenção da poluição;
- Notificar ao Coordenador da Unidade Marítima imediatamente quaisquer defeitos que possam por em risco a embarcação ou o meio ambiente;
- Assegurar que toda a documentação controlada esteja atualizada e tenha sido emitida de acordo com os procedimentos da PETROSERV;

- Assegurar que todos os registros relevantes de SMS definidos nos procedimentos estejam atualizados e disponíveis nos locais apropriados a bordo;
- Relatar ao Coordenador da Unidade Marítima as não conformidades e as ações corretivas e preventivas.

✓ *Técnico de Segurança*

O Técnico de Segurança é a pessoa designada pelo Gerente da Unidade para assessorar e orientar toda a tripulação nas operações a bordo.

Suas autoridades e responsabilidades dentro do escopo do SMS são:

- Cumprir e aplicar a Política da PETROSERV e os requisitos de SMS;
- Identificar qualquer deficiência nos treinamentos da tripulação e avisar ao Coordenador da Unidade Marítima;
- Acompanhar a implementação do SMS e apoiar a adoção de todos os procedimentos cobertos no Manual de SMS;
- Notificar ao Coordenador da Unidade Marítima, imediatamente, quaisquer defeitos que possam por em risco a embarcação, as pessoas ou o meio ambiente;
- Assegurar que toda a documentação controlada esteja atualizada e tenha sido emitida de acordo com os procedimentos da PETROSERV;
- Assegurar que todos os registros relevantes de SMS definidos nos procedimentos estejam atualizados e disponíveis nos locais apropriados a bordo;
- Coordenar as reuniões de SMS a bordo;
- Assegurar que todos os equipamentos de segurança e prevenção de poluição existentes a bordo estejam em perfeito estado para utilização;
- Relatar ao Coordenador da Unidade Marítima as não conformidades e as ações corretivas e preventivas.

✓ *Pessoal de Bordo*

Requer-se de todos os empregados da PETROSERV cumprir totalmente com os itens do Sistema de Gestão de SMS que são relevantes e pertinentes a suas funções.

Treinamento

A PETROSERV, através de seus gerentes/supervisores, identifica continuamente os treinamentos que podem ser requeridos tanto para o pessoal de base quanto de bordo, em apoio do SMS, e realiza cursos regulares de reciclagem quando necessário.

A PETROSERV também realiza exercícios/simulados de acordo com os procedimentos e requisitos estabelecidos no cronograma de treinamento de SMS, que é elaborado e revisado anualmente. Estes simulados cobrem situações de emergência passíveis de ocorrerem a bordo e visam assegurar que os tripulantes atendam aos padrões de SMS da Empresa. Também ajuda os tripulantes a obterem confiança no controle de tais situações no evento de sua ocorrência.

Os resultados das auditorias de SMS, simulados e da análise de acidentes e de não-conformidades auxiliam a identificar requisitos adicionais de treinamento da Empresa e mudanças necessárias nos procedimentos de SMS.

Os novos empregados e sub-contratados receberão instruções específicas relacionadas aos aspectos de SMS, objetivos e metas e a Política de QSMS e Responsabilidade Social da PETROSERV.

II.8.3 - FPSO Genérico

O objetivo deste estudo é a identificação e o gerenciamento dos riscos associados aos Pilotos de Produção, de Guará (BM-S-9) e Tupi NE (BM-S-11), e ao Desenvolvimento da Produção (DP) de Iracema (BM-S-11), todos localizados na Bacia de Santos, que serão iniciados a partir de dezembro de 2012.

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).

II.8.3.1 - Descrição das Instalações

Os Pilotos de Produção e Escoamento de Guará (BM-S-9) e Tupi NE (BM-S-11) tem como objetivo principal avaliar o comportamento da produção e da injeção de água e gás (de forma alternada) nessas áreas. Tal finalidade garante maior confiabilidade para elaboração do planejamento de um projeto de desenvolvimento definitivo, como o projeto de Desenvolvimento de Produção de Iracema (DP de Iracema), que irá desenvolver a produção e o escoamento de óleo e gás de Iracema (Área de Tupi, BM-S-11), na Bacia de Santos.

As Áreas de Guará (BM-S-9) e Tupi (BM-S-11) estão localizadas na porção central da Bacia de Santos, na direção do litoral dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, variando de 300 a 310 km da costa, em lâmina d'água em média de 2.152 metros.

A **Tabela II.8.3-1** apresenta as coordenadas de localização dos FPSOs a serem contratados para a realização dos referidos Pilotos e DP e as lâminas d'água de cada poço.

Tabela II.8.3-1 - Coordenadas em SAD-69

Localção	Área	Bloco	Latitude	Longitude	Lâmina d'água
Guará	Guará	BM-S-9	25° 49' 00,55" S	43° 16' 34,93" W	2.141 m
Tupi NE	Tupi	BM-S-11	25° 22' 04,48" S	42° 45' 29,70" W	2.115 m
Iracema	Tupi	BM-S-11	25° 10' 40,14" S	42° 53' 04,11" W	2.200 m

Fonte: PETROBRAS.

As unidades de produção envolvidas na realização desses projetos são do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*). Devido ao fato destes FPSOs estarem em processo de contratação, e considerando que eles são semelhantes ao FPSO Cidade de Angra dos Reis, este último foi tomado como base para a descrição de um FPSO Genérico. Esta descrição está apresentada

no item II.2 deste estudo e foi utilizada como base para a elaboração desta análise de riscos.

O FPSO Genérico possui capacidade de processamento nominal de 100.000 bpd de óleo e 5,0 MM m³/d de gás. O fluido oriundo do reservatório sofre uma primeira separação, no separador de água livre, para, depois de aquecido, ser separado no separador de produção. O óleo, depois de tratado para retirada do sal e da água, é resfriado e transferido para os tanques de carga do FPSO. A estocagem é realizada em 11 (onze) tanques que, juntos, perfazem uma capacidade total de 1.752.463 barris (278.611 m³).

O escoamento da produção de óleo se dará através da transferência (*offloading*) para navios aliviadores. O gás produzido será consumido como combustível na própria unidade para a geração de energia e o excedente enviado, via gasoduto, para unidade de tratamento de gás em terra. Apesar da geração de energia ser por meio do gás produzido, o FPSO possui geradores de energia, movidos a diesel, para uma eventual necessidade. O recebimento de diesel será por embarcação, sendo esta operação realizada de forma esporádica. O armazenamento de óleo combustível/diesel é realizado em 7 (sete) tanques, que juntos perfazem uma capacidade total de 5.528 m³. A água produzida será tratada, em hidrociclones, para posterior descarte dentro dos parâmetros regidos pela legislação ambiental.

A **Figura II.8.3-1** apresenta o fluxograma simplificado do Processo.

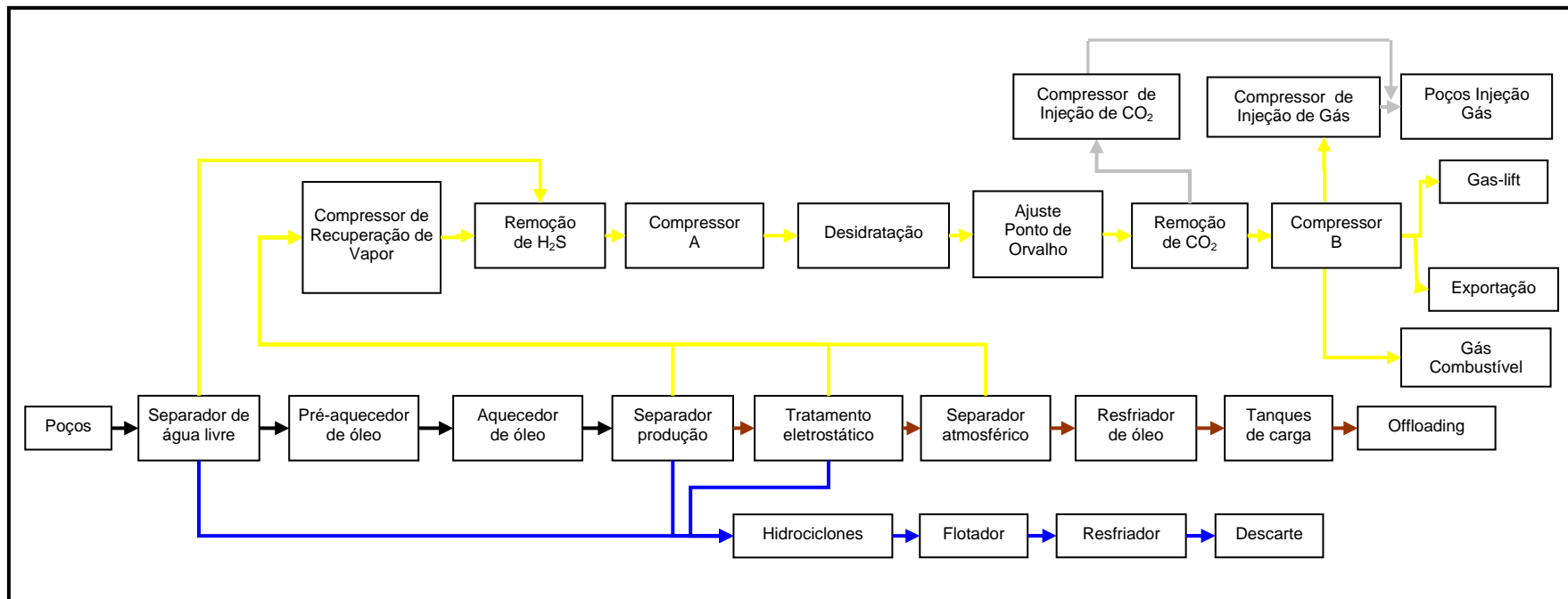


Figura II.8.3-1 - Fluxograma Simplificado do Processo

Legenda			
	Óleo + Gás + Água		Gás
	Óleo		Água
	CO ₂		

II.8.3.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

O principal objetivo da análise de riscos é a antecipação de falhas no sistema analisado, identificando suas causas potenciais e possíveis consequências, de forma a permitir a adoção de medidas preventivas e mitigadoras. Tal antecipação pode ser realizada através da análise de acidentes ocorridos anteriormente, em instalações 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.

A - Principais Acidentes em Operações Offshore

A **Tabela II.8.3-2** apresenta os principais acidentes em operações *offshore*, obtida de avaliações em vários bancos de dados.

Tabela II.8.3-2 - Principais Acidentes em Operações Offshore

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
60 Years of Azerbaijan	1983	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
Actinia	1993	Vietnam	Semissubmersível	Blowout
Adriatic IV	2004	Mar Mediterrâneo, Egito	Jack-up	Blowout
Adriatic VII	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Al Baz	1989	Nigéria	Jack-up	Blowout
Alexander L. Kielland	1980	Noruega	Semissubmersível	Colapso
Ali Baba	1984	Reino Unido	Semissubmersível	Encalhe
Al Mariyah	2000	Golfo Pérsico	Jack-up	Colapso
AMDP-1	1975	Golfo Pérsico	Jack-up	Afundamento
Arabdrill-19	2002	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
Baku 2	1976	Mar Cáspio	Jack-up	Afundamento
Banzala	1982	Angola	Jack-up	Afundamento
Bigfoot 2	1987	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Blake IV	1992	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Bohai 2	1979	China	Jack-up	Afundamento
Bohai 3	1980	-	Jack-up	Blowout
Bohai 6	1981	Oceano Pacífico	Jack-up	-
Bombay High North	2005	Oceano Índico	Plataforma Fixa	Incêndio
Bourbon Dolphin	2007	Oceano Atlântico	Navio AHTS	Afundamento
Byford Dolphin	1983	Noruega	Semissubmersível	Explosão

Continua

Tabela II.8.2-1 (Continuação)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Cerveza	1983	-	Plataforma Fixa	Blowout
Chevron Typhoon	2005	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
Constellation	1969	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
Cormorant A	1989	Reino Unido	Plataforma Fixa	Explosão
C. P. Baker	1964	Golfo do México	Sonda de Perfuração	Blowout
Dan Prince	1980	Alaska	Jack-up	Afundamento
Deep Sea Driller	1976	Noruega	Semissubmersível	Encalhe
Deep Water Explorer	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 81	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 82	1985	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento
Dixilyn Field 83	1986	Oceano Índico	Jack-up	Afundamento
Dixilyn (8) Julie Ann	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Dolphin Titan 143	1977	-	Jack-up	Afundamento
Dresser 2	1968	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
D M Saunders	1993	Golfo Árabe	Jack-up	Afundamento
Ekofisk A	1975	Noruega	Plataforma Fixa	Incêndio
Ekofisk B	1977	Noruega	Plataforma Fixa	Blowout
Ekofisk P	1989	Noruega	Plataforma Fixa	Incêndio
Enchova Central	1984	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
Enchova Central	1988	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
EnSCO 51	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
EnSCO 64	2004	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Estrellita	1969	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Five Sisters	1989	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Fulmar A	1991	Reino Unido	Plataforma Fixa	Explosão
Funiwa Platform	1980	Nigéria	Plataforma Fixa	Blowout
Gatto Selvatico	1976	-	Jack-up	Afundamento
Gemini	1974	-	Jack-up	-
Getty Platform A	1984	Golfo do México	Plataforma Fixa	Explosão
Glomar Arctic II	1985	Reino Unido	Semissubmersível	Explosão
Glomar Arctic IV	1998	-	Semissubmersível	Explosão
Glomar Baltic I	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Glomar Grand Isle	1983	Indonésia	Navio de Perfuração	Blowout
Glomar Java Sea	1983	China	Navio de Perfuração	Afundamento
Glomar Labrador I	1988	-	Jack-up	Colisão
Harvey Ward	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Hasbah Platform	1980	Golfo Pérsico	Plataforma Fixa	Blowout
Hercules 25	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
High Island III	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Interocean II	1989	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
IXTOC-1	1979	México	Jack-up	Blowout
Jalapa	1996	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Key Biscayne	1983	Austrália	Jack-up	Afundamento

Continua

Tabela II.8.2-1 (Continuação)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Keyes Marine 302	1988	Golfo do México	Jack-up	-
Keyes Marine 303	1990	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Liberacion	1974	América do Sul	Jack-up	Afundamento
Little Bob	1968	-	Jack-up	Blowout
Maersk Endurer	1980	Golfo de Suez	Jack-up	Blowout
Maersk Giant	2006	Noruega	Jack-up	Blow-out
Maersk Victory	1996	Austrália	Jack-up	Colapso
Main Pass Block 41	1970	Golfo do México	Plataforma Fixa	Incêndio
Marine IV	2001	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Marlin 3	1992	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Marlin 4	1980	América do Sul	Jack-up	Colapso
Medusa Spar	2004	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
Mighty Servant 2	1999	Indonésia	Navio	Afundamento
Mighty Servant 3	2006	Angola	Navio	Afundamento
Mississippi Cany 311A	1987	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Mr Bice	1998	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Mr Gus 1	1957	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Mr Louie	1963	Alemanha	Jack-up	Blowout
Mumbai High North	2005	Oceano Índico	Plataforma Fixa	Incêndio
Nabors Dolphin 105	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Nabors Rig 269	1998	Golfo do México	Plataforma Fixa	Colapso
Nabors Workhorse X	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
NFX Platform A	1999	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Noble Max Smith	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Nowruz Platforms	1983	Golfo Pérsico	Plataforma Fixa	Incêndio
Ocean Champion	1980	Egito	Jack-up	Encalhe
Ocean Developer	1995	Angola	Semissubmersível	Afundamento
Ocean Express	1976	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Ocean King	2002	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Ocean Master II	1977	África	Jack-up	Afundamento
Ocean Odyssey	1988	Reino Unido	Semissubmersível	Blowout
Ocean Prince	1968	Reino Unido	Semissubmersível	Colapso
Ocean Ranger	1982	Atlântico Norte	Semissubmersível	Afundamento
Ocean Warwick	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Offshore Bahram	1996	Suez	Jack-up	Afundamento
Okha	1980	Oceano Ártico	Jack-up	Encalhe
Orion	1978	Reino Unido	Jack-up	Encalhe
Oseberg B	1988	Noruega	Plataforma Fixa	Colisão
Parker 14-J	2003	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Penrod 52 / Petrel	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Penrod 52	1983	Golfo do México	Jack-up	Blow-out
Penrod 61	1985	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Perforadora Zacateca	1986	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
Petrobras P 7	2001	Brasil	Plataforma Fixa	Blowout
Petrobras P 36	2001	Brasil	Plataforma Fixa	Afundamento
Petromar V	1981	China	Navio de Perfuração	Blowout
Petronius A	1998	Golfo do México	Plataforma Fixa	Afundamento
Piper Alpha	1988	Reino Unido	Plataforma Fixa	Incêndio
Placid L 10a	1983	Mar do Norte	Plataforma Fixa	Blowout
Pool 55	1987	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Pride 1001E	1997	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
PSS Chemul	2005	Golfo do México	Semissubmersível	Furacão
Qatar I	1956	Golfo Árabe	Jack-up	Afundamento
Ranger 1	1979	Golfo do México	Jack-up	Colapso
Ranger 4	1997	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Rigmar 151 Trans Texas	1998	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
Roger Buttin 3	1966	África	Jack-up	Afundamento
Ron Tappmeyer	1980	Arábia Saudita	Jack-up	Blowout
Rowan Fort Worth	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Gorilla I	1988	Oceano Atlântico	Jack-up	Afundamento
Rowan Halifax	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Houston	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Rowan Louisiana	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan New Orleans	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Rowan Odessa	1994	Golfo do México	Jack-up	Incêndio
Rowan Odessa	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Saipem Paguro	1965	Itália	Jack-up	Blowout
Scan Sea	1977	Oceano Pacífico	Jack-up	Afundamento
Seacrest	1989	Golfo da Tailândia	Navio de Perfuração	Afundamento
Sea Gem	1965	Reino Unido	Jack-up	Colapso
Sea Quest	1980	Nigéria	Semissubmersível	Blowout
Sedco Nº 8 Rig 22	1956	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Sedco 135F	1979	México	Jack-up	Blowout
Sedco 252	1989	Índia	Jack-up	Blowout
Sedco J	1989	África do Sul	Semissubmersível	Afundamento
Shell Mars	2005	Golfo do México	Plataforma Fixa	Furacão
Ship Shoal 246b	1980	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Sleipner A	1991	Noruega	Plataforma Fixa	Afundamento
Snorre A	2004	Noruega	Plataforma Fixa	Blowout
South Timbalier 26	1970	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Stellhead Platform	1987	Alaska	Plataforma Fixa	Blowout
Sundowner 15	1996	Golfo do México	Plataforma Fixa	Blowout
Teledyne Movable 16	1989	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Thunderhorse	2005	Golfo do México	Semissubmersível	Furacão
Topper 1	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Transgulf Rig 10	1959	Golfo do México	Jack-up	Afundamento

Continua

Tabela II.8.2-1 (Conclusão)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Transocean 3	1974	Reino Unido	Semissubmersível	Colapso
Treasure Seeker	1984	Noruega	Semissubmersível	Blowout
Trinimar Marine W327	1973	Venezuela	Plataforma Fixa	Blowout
Ubit Plataforma	1996	Nigéria	Plataforma Fixa	Incêndio
Union Oil Platform A	1969	Estados Unidos	Plataforma Fixa	Blowout
Viking Explorer	1988	Borneo	Navio de Perfuração	Blowout
Vinland	1984	Oceano Atlântico	Semissubmersível	Blowout
W.D. Kent	1976	Dubai	Jack-up	Afundamento
West Gamma	1990	Mar do Norte	Jack-up	Afundamento
West Vanguard	1985	Mar do Norte	Semissubmersível	Blowout
Zapata Enterprize	1985	Indonésia	Jack-up	Blowout
Zapata Lexington	1984	Golfo do México	Jack-up	Blowout
Zapata Maverick I	1965	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Zapata Scorpion	1969	Ilhas Canárias	Jack-up	Afundamento
Zapata Topper III	1975	Golfo do México	Jack-up	Blowout

Fonte: Diversas Fontes, até 2007.

A partir dos dados fornecidos pela **Tabela II.8.3-2**, pôde-se obter os seguintes gráficos de acidentes: separados por país/região (**Figura II.8.3-2**), por tipo de unidade marítima (**Figura II.8.3-3**) e por tipo de acidente (**Figura II.8.3-4**), conforme apresentado abaixo.

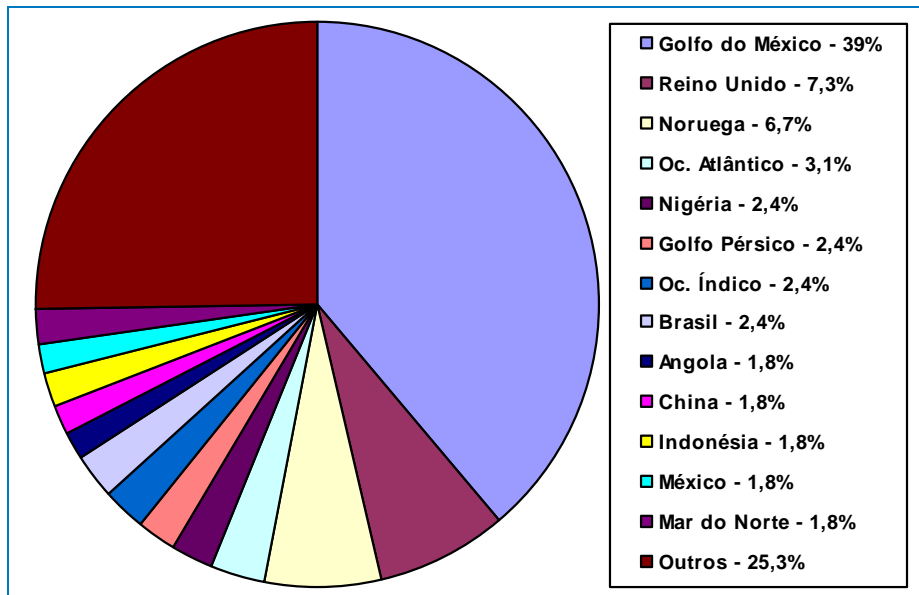


Figura II.8.3-2 - Acidentes por país/região

Observa-se que o Brasil apresenta baixo índice de acidentes, com apenas 2,4 % do total de ocorridos até 2007.

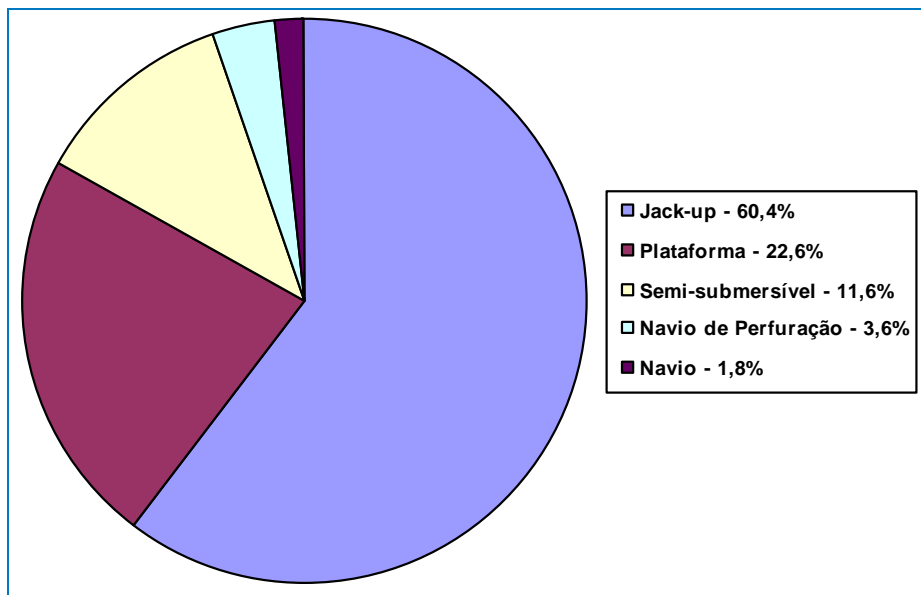


Figura II.8.3-3 - Acidentes por Tipo de Unidade Marítima

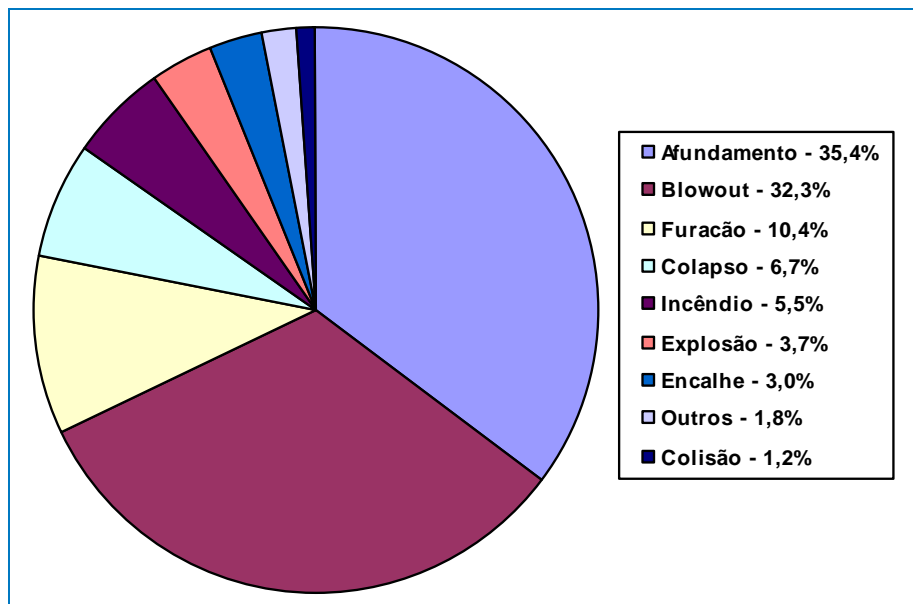


Figura II.8.3-4 - Acidentes por Tipo

OBS. Dos 17 (dezesete) acidentes ocasionados por furacão, 14 (quatorze) 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.8.3-3 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de instalação de produção

Tipo de Instalação	1990 - 1999		2000 - 2007		1990-2007	
	N	F	N	F	N	F
Jack-up	-	-	31	1,938	31	1,422
Semissubmersível	62	1,406	195	4,875	227	2,699
TLP (<i>Tension Leg Platform</i>)	58	5,800	20	8,333	78	6,290
Total	120	2,003	246	4,212	336	2,840

Tabela II.8.3-4 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de evento, considerando Jack-ups, Semi-submersíveis e TLPs

Tipo de Evento	1990 - 1999		2000 - 2007		1990-2007	
	N	F	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	4	0,067	-	-	4	0,034
<i>Blowout</i>	1	0,017	-	-	1	0,008
Emborcamento	-	-	-	-	-	-
Colisão	-	-	-	-	-	-
Abalroamento	3	0,050	4	0,068	7	0,059
Acidente com Guindaste	50	0,835	21	0,360	71	0,600
Explosão	2	0,033	-	-	2	0,017
Queda de Objeto	56	0,935	46	0,967	102	0,862
Incêndio	14	0,234	16	0,274	30	0,254
Naufrágio	-	-	15	0,257	15	0,127
Encalhe	-	-	1	0,017	1	0,0084
Acidente com Helicóptero	1	0,017	-	-	1	0,0084
Alagamento / inundação	-	-	-	-	-	-
Adernamento	-	-	-	-	-	-
Falha de Motores	-	-	-	-	-	-
Perda de Posicionamento	-	-	-	-	-	-
Vazamento	77	1,285	117	2,003	194	1,640
Dano Estrutural	-	-	-	-	-	-
Acidente no Rebocamento	-	-	10	0,171	10	0,085
Problema de poço	2	0,033	5	0,086	7	0,059
Outros	3	0,050	4	0,068	7	0,059

Para a elaboração deste 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

Os eventos foram classificados conforme as características descritas na **Tabela II.8.3-5**.

Tabela II.8.3-5 - Classificação dos eventos

Tipo de Evento	Características
Falha de Ancoragem	Problemas com linhas de ancoragem, sistemas de amarração ou equipamentos. Exemplos: Ruptura de linhas de amarração, perda de âncora, falha do guincho, etc.
<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.
Naufração	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 <i>thrusters</i> , 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.

B.1 - Acidentes e Vazamentos de Óleo em FPSOs

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.8.3-6 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) para FPSOs

Tipo de Instalação	1990 - 1999		2000 - 2007		1990-2007	
	N	F	N	F	N	F
FPSO	159	3,681	444	4,269	603	4,096

Tabela II.8.3-7 - Número (N) e Frequência (F) de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de evento para FPSOs

Tipo de Evento	Tipo de Construção			
	Construído		Convertido	
	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	14	0,134	-	-
<i>Blowout</i>	-	-	-	-
Emborcamento	-	-	-	-
Colisão	-	-	-	-
Abalroamento	11	0,105	1	0,033
Acidente com Guindaste	44	0,421	14	0,467
Explosão	2	0,019	-	-
Queda de Objeto	61	0,584	16	0,533
Incêndio	47	0,450	12	0,400
Naufrágio	-	-	-	-
Encalhe	-	-	-	-
Acidente com Helicóptero	1	0,010	-	-
Alagamento / inundação	1	0,010	1	0,033
Adernamento	1	0,010	-	-
Falha de Motores	-	-	-	-
Perda de Posicionamento	1	0,010	-	-
Vazamento	241	2,306	100	3,333
Dano Estrutural	3	0,029	2	0,067
Acidente no Rebocamento	-	-	-	-
Problema de poço	2	0,019	-	-
Outros	19	0,182	4	0,133

O item B, anterior, cita os bancos de dados utilizados na elaboração deste relatório, além de apresentar a classificação dos tipos de eventos.

O Relatório “*Frequency Analysis of Accidental Oil Releases from FPSO Operations in the Gulf of Mexico*”, preparado pela empresa *Ecology & Environment, INC.* para o *Minerals Management Service (MMS)*, em 2001, apresenta as seguintes informações:

Tabela II.8.3-8 - Frequência de vazamentos de óleo ocasionados apenas 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	$1,6 \cdot 10^{-5}$

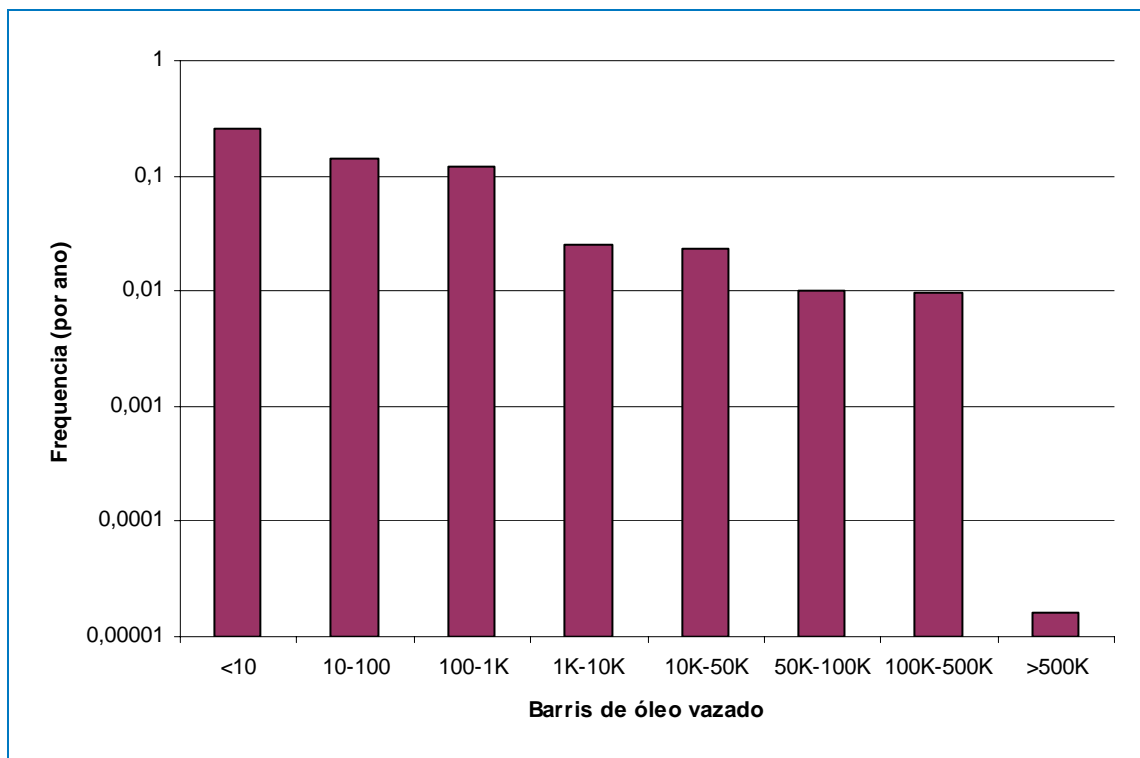


Figura II.8.3-5 - Vazamento de óleo em barris

Tabela II.8.3-9 - Frequência de vazamento de hidrocarbonetos por ano por evento acidental de um FPSO

Cenário Acidental	Número de vazamentos por ano								
	< 10	10 - 100	100 - 1K	1k - 10k	10k - 50k	50k - 100k	100k - 500k	> 500k	Total
Vaz. 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	$3,8 \times 10^{-2}$
Vaz. 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	$2,8 \times 10^{-2}$
Vaz. no processo	0	0	0	0	$4,4 \times 10^{-4}$	$4,4 \times 10^{-4}$	$3,4 \times 10^{-4}$	0	$1,2 \times 10^{-3}$
Vaz. no mangote de transf.	$2,4 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	0	0	0	0	0	$4,9 \times 10^{-1}$
Navio Mercante passando	0	0	0	$6,9 \times 10^{-5}$	$1,3 \times 10^{-4}$	$7,1 \times 10^{-5}$	$1,2 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-5}$	$4,0 \times 10^{-4}$
Vaz. 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	$8,3 \times 10^{-5}$
Vaz. 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	$1,4 \times 10^{-2}$
Vaz. 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	$9,2 \times 10^{-6}$
Vaz. 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	$4,5 \times 10^{-7}$
Vaz. 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	$3,8 \times 10^{-7}$
Vaz. 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
Vaz. 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	$2,6 \times 10^{-1}$	$1,4 \times 10^{-1}$	$1,2 \times 10^{-1}$	$2,5 \times 10^{-2}$	$2,3 \times 10^{-2}$	$1,0 \times 10^{-2}$	$9,7 \times 10^{-3}$	$1,6 \times 10^{-5}$	$5,9 \times 10^{-1}$

Os dados para a elaboração do relatório supracitado 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 - DNV's 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.

O relatório da *Ecology & Environment* não contemplou as fases de construção, comissionamento e descomissionamento do FPSO bem como operações de perfuração e manutenção de poços.

C - Vazamentos de Óleo a partir de Dutos

Como o escoamento do gás excedente produzido pelo FPSO será realizado através de gasoduto, vale ressaltar as principais causas e registros de vazamentos de óleo provenientes de dutos.

Causas Iniciadoras

As principais causas iniciadoras de acidentes em dutos submarinos podem ser de origem: (i) Naturais, (ii) Técnicas e (iii) Operacionais, conforme apresentado na **Tabela II.8.3-10**.

Tabela II.8.3-10 - Classificação das causas iniciadoras

Origem da Causa	Características
Natural	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.
Técnica	Falha Mecânica de Projeto de Construção:
	Ruptura de Solda
	Defeito de Material
	Perda de Cobertura de Proteção
Operacional	Falha de Proteção Catódica
	Danos por Forças Externas
	Corrosão (interna ou externa).

As condições meteoceanográficas locais e características físicas do assoalho oceânico da região do empreendimento devem ser consideradas mesmo que ocorram com pouca frequência.

Outros fenômenos naturais podem ser classificados como permanentes ou contínuos, os quais estão relacionados a transporte de sedimentos, erosão e correntezas. Tais fenômenos provocam um grande número de efeitos, como por exemplo: perda da cobertura de proteção dos dutos; aparecimento de zonas livres (trechos sem sustentação) podendo levar à ruptura e provocar o fenômeno da formação de vórtices; e mudança na tipologia no assoalho oceânico devido à erosão, correntes marítimas e ao movimento dos sedimentos no fundo marinho. O mais crítico desses fenômenos é o aparecimento de zonas livres.

Em relação às falhas técnicas que podem ocasionar acidentes com dutos submarinos, as principais características estão apresentadas a seguir:

- Falha Mecânica de Projeto e Construção: os vazamentos atribuídos a essa causa são relativamente raros, pois são provenientes de

procedimentos de construção de má qualidade ou de técnicas de revestimento aplicadas de forma inadequada. Assim, a maioria das falhas, se não detectadas durante a construção, serão notadas nos testes hidráulicos e nas inspeções durante a operação;

- Ruptura da Solda: falhas nas soldas acontecem ocasionalmente em algumas redes de dutos mais antigas, mas o alto padrão de solda e as técnicas modernas praticamente eliminaram essa fonte de problema.
- Defeito do Material: tipo de causa de vazamento que está declinando 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 da 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 de vários tipos de agressão, 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 provadores de corrosão, que podem causar a fratura da linha;
- Falha na Proteção Catódica: ocorre em linhas onde os níveis de proteção são inadequados, podendo gerar interferências das estruturas de condutores adjacentes ou de outros sistemas de proteção catódica.

Tratando-se das causas operacionais, as principais características estão descritas em seguida.

- Danos por Forças Externas: a maior parte das causas dos vazamentos são provocados por perfurações, dragagens, ancoragens, pesca, descarga de rejeitos, entre outros. Podem existir danos devido à sabotagem, porém, além de ocorrerem em menor número, o fato do duto ser submerso dificulta esse tipo de ação. O principal risco é devido à dragagem do duto e impacto causado pelas redes de pesca. Os danos

causados pelas âncoras são mais frequentes nas proximidades de plataformas ou terminais;

- Corrosão (externa ou interna): no caso da corrosão externa, técnicas modernas de preparação e cobertura da linha e de proteção catódica complementar reduziram o problema a proporções gerenciáveis. A corrosão já foi uma das maiores causas de vazamentos em dutos submarinos e, apesar da proporção ter diminuído nos últimos anos em função das novas tecnologias, os problemas de corrosão poderão influenciar nas estatísticas ainda por algum tempo. Em termos dos volumes, a quantidade vazada resultante de corrosão provoca pequenos vazamentos de impacto ambiental praticamente desprezível.

Dados Históricos

PARLOC (Pipeline and Riser Loss of Containment) - 2001

O Relatório PARLOC-2001: *The Update Of Loss Containment Data For Offshore Pipelines*, foi publicado em 2003, e preparado para o *Health and Safety Executive - HSE, Institute of Petroleum - IP e United Kingdom Offshore Operators Association - UKOOA*.

Este relatório trata da perda da capacidade de confinamento de dutos que operam no Mar do Norte e inclui informações coletadas até o fim do ano 2000.

O conteúdo desse relatório pode ser considerado como o ponto de partida na identificação de perigos potenciais, e pode fornecer indicações iniciais dos níveis prováveis de perda de capacidade de confinamento mais frequentes para um duto individual. É importante ressaltar, no entanto, que dutos individuais possuem seus históricos e propriedades, características e funções distintas, muitas das quais não foram consideradas na presente análise do relatório supracitado.

De acordo com o banco de dados sobre dutos, o número total de dutos, incluindo tanto os rígidos quanto os flexíveis, instalados no Mar do Norte até o final de 2000, era de 1.567 (mil quinhentos e sessenta e sete). O comprimento

total de dutos instalados era de 24.837 km e uma experiência operacional de 328.858 km-ano.

Observa-se na **Tabela II.8.3-11** que existiam, até o final do ano 2000, aproximadamente, o mesmo número de oleodutos, gasodutos, bem como de dutos que transportavam outros produtos, como água e produtos químicos.

Tabela II.8.3-11 - Número de Dutos no Mar do Norte em 2000

Tipos de Linha / Diâmetro (Polegada)	Produto Transportado			Total
	Óleo	Gás	Outros*	
Linhas Flexíveis	181	105	212	498
Linhas rígidas	319	451	299	1.069
0 a 9	161	142	249	552
10 a 16	79	145	42	266
18 a 24	37	84	5	126
26 a 40	25	57	2	84
Desconhecido	17	23	1	41
Total	500	556	511	1.567

* Outros: refere-se ao transporte de fluidos como água e produtos químicos.

Em relação aos comprimentos de dutos instalados, pode ser observado, na **Tabela II.8.3-12** e na **Tabela II.8.3-13**, que os gasodutos possuem a maior extensão e a maior taxa de produto exportado (km/ano) dentre os dutos no mar do Norte, até o final de 2000.

Tabela II.8.3-12 - Comprimento instalado por km - Dutos no Mar do Norte até o final de 2000

Tipos de Linha / Diâmetro (Polegada)	Produto Transportado			Total (km)
	Óleo	Gás	Outros	
Linhas Flexíveis	365	600	1.024	1.989
Linhas rígidas	5.388	13.866	3.594	22.848
0 a 9	925	1.085	3.024	5.034
10 a 16	1.217	2.274	398	3.889
18 a 24	1.419	2.880	53	4.352
26 a 40	1.725	6.598	118	8.441
Desconhecido	102	1.029	0	1.131
Total	5.753	14.466	4.618	24.837

Tabela II.8.3-13 - Experiência Operacional - Dutos no Mar do Norte até o final de 2000

Tipos de Linha / Diâmetro (Polegada)	Produto Transportado (km/ano)			Total (km/ano)
	Óleo	Gás	Outros	
Linhas Flexíveis	2.576	1.959	3.620	8.155
Linhas rígidas	79.380	188.194	39.672	307.246
0 a 9	10.364	8.907	33.702	52.973
10 a 16	16.566	27.861	3.109	47.536
18 a 24	20.292	37.989	562	58.843
26 a 40	31.862	113.412	2.297	147.571
Desconhecido	296	24	2	322
Total	81.956	190.153	43.292	315.401

São identificados nesse relatório um total de 542 incidentes, os quais 396 ocorreram em linhas em operação e o restante para linhas em construção ou em fase de testes. Dos 396 incidentes, 248 ocorreram propriamente nos dutos (209 em dutos rígidos e 39 em dutos flexíveis), enquanto os 148 restantes ocorreram nas ligações / encaixes entre os mesmos. Dos 248 incidentes ocorridos nos dutos, 96 resultaram em vazamentos (65 em dutos rígidos e 31 em dutos flexíveis).

Já dos 148 incidentes ocorridos nas ligações dos dutos, 92 resultaram em vazamentos. Com isso, percebe-se que há um total de 188 incidentes que ocasionaram vazamentos (96 + 92).

O esquema abaixo apresenta um resumo dos tipos de incidentes ocorridos em dutos no Mar do Norte, até o fim do ano 2000.

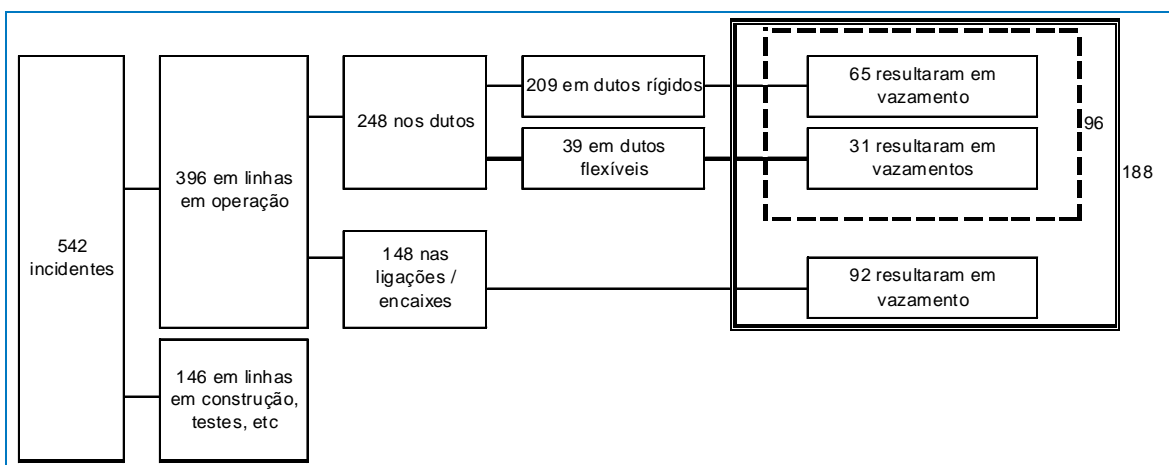


Figura II.8.3-6 - Resumo dos tipos de incidentes ocorridos em dutos no Mar do Norte, até o fim do ano 2000

As informações utilizadas no relatório PARLOC-2001, foram obtidas de:

- Autoridades regulatórias;
- Operadoras nos setores do Reino Unido, Holanda, Noruega e Dinamarca;
- PARLOC-96.

Taxa de Falhas de Equipamentos

A identificação das falhas operacionais de dispositivos mecânicos e componentes pode ocorrer de diversas formas durante a operação dos equipamentos. A taxa de falha de qualquer componente permite uma avaliação da frequência da ocorrência de um evento por unidade de tempo. Esse evento é o desvio operacional da função específica de projeto do componente avaliado.

As taxas de falhas anuais de equipamentos estão disponibilizadas em bancos de dados como o *Health & Safety Executive* e da própria PETROBRAS. As tabelas a seguir apresentam dados desses bancos.

Tabela II.8.3-14 - Frequência de falhas de equipamentos em processos de lançamento de linhas da Health & Safety Executive, 2007

Componente	Taxa de Falhas
<i>Lançadores de pigs (por diâmetro):</i>	
D ≤ 8"	1.44×10^{-2} /equipamento
8" < D ≤ 12"	3.53×10^{-3} /equipamento
12" < D ≤ 16"	Sem informação disponível
D > 16"	6.77×10^{-3} /equipamento
<i>Recebedores de pigs (por diâmetro):</i>	
D ≤ 8"	1.01×10^{-2} /equipamento
8" < D ≤ 12"	4.76×10^{-3} /equipamento
12" < D ≤ 16"	7.63×10^{-3} /equipamento
D > 16"	6.70×10^{-3} /equipamento
<i>Dutos (por diâmetro):</i>	
Duto de Aço	
D ≤ 4"	1.26×10^{-5} / m
4" < D ≤ 8"	2.69×10^{-6} / m
8" < D ≤ 12"	1.92×10^{-6} / m
12" < D ≤ 16"	3.21×10^{-6} / m
D > 16"	1.07×10^{-6} / m
Flexíveis:	
D ≤ 4"	1.76×10^{-5} /m
4" < D ≤ 8"	4.40×10^{-6} / m
8" < D ≤ 12"	Sem informação disponível
12" < D ≤ 16"	4.00×10^{-4} / m
D > 16"	Sem informação disponível

Continua

Tabela II.8.2-13 (Conclusão)

Componente	Taxa de Falhas
Válvulas (por diâmetro):	
ESDV (Shut Down Valve)	
D≤4"	1.16 x 10 ⁻³ / válvula
4"<D≤8"	1.87 x 10 ⁻³ / válvula
8"<D≤12"	8.85 x 10 ⁻⁴ / válvula
12"<D≤16"	1.37 x 10 ⁻³ / válvula
D>16"	1.18 x 10 ⁻³ / válvula
SSIV Assembly (subsea isolation valve)	
D≤4"	Sem informação disponível
4"<D≤8"	Sem informação disponível
8"<D≤12"	Sem informação disponível
12"<D≤16"	6.25 x 10 ⁻³ / válvula
D>16"	Sem informação disponível
Risers (por diâmetro):	
Riser de Aço	
D≤4"	Sem informação disponível
4"<D≤8"	2.58 x 10 ⁻⁶ / riser
8"<D≤12"	Sem informação disponível
12"<D≤16"	1.37 x 10 ⁻⁵ / riser
D>16"	1.15 x 10 ⁻⁵ / riser
Flexível	
D≤4"	3.20 x 10 ⁻⁵ / riser
4"<D≤8"	1.17 x 10 ⁻⁵ / riser
8"<D≤12"	Sem informação disponível
12"<D≤16"	Sem informação disponível
D>16"	Sem informação disponível

Fonte: HSE, 2007

Tabela II.8.3-15 - Frequência anual de falhas para dutos offshore

Causa	Oleoduto	Região	Frequência
Corrosão e Material Defeituoso	Entre plataformas	Todas	1x 10 ⁻³ km/ano
	Linha tronco no mar	Zona de Segurança da Plataforma	2x 10 ⁻⁵ km/ano
		Mar Aberto	7x 10 ⁻⁶ km/ano
		Zona de Praia	2x 10 ⁻⁴ km/ano
Ancoramento e Impacto	Entre plataformas	Zona de Segurança da plataforma	7x 10 ⁻⁴ km/ano
		Zona de Segurança da área Submarina	6x 10 ⁻⁴ km/ano

Fonte: PETROBRAS, 2005.

II.8.3.3 - Identificação dos Cenários Acidentais

Para a identificação dos cenários acidentais, foi empregada a técnica da Análise Preliminar de Perigos – APP.

A Análise Preliminar de Perigos (APP) é uma metodologia estruturada para identificar os perigos que podem ser causados devido à ocorrência de eventos indesejáveis. Esta metodologia pode ser usada para sistemas em início de desenvolvimento ou em fase de projeto e, também, como revisão geral de segurança de sistemas já em operação.

Ressaltamos que o perigo é inerente a um equipamento ou sistema, portanto, na sua identificação, o volume é relativo ao equipamento ou sistema analisado. Isto significa que quando um perigo é identificado como de “grande liberação de líquido inflamável” quer dizer que praticamente todo o inventário do equipamento ou sistema analisado vazou, sem correlação com valores absolutos. Analogamente, quando um perigo é identificado como de “pequeno vazamento de óleo” quer dizer que somente uma parte do inventário do equipamento ou sistema analisado vazou, sem correlação com valores absolutos. A estimativa do volume absoluto vazado é apresentado na definição da severidade.

Na APP são apresentados todos os cenários passíveis de evoluir para situações com vazamento de óleo de óleo para o ambiente. São levantadas as causas de cada um dos possíveis eventos acidentais e as suas respectivas consequências e, em seguida é feita uma avaliação qualitativa do risco associado a cada cenário acidental, contemplando a frequência de ocorrência do evento acidental, segundo suas causas e avaliando a severidade do cenário de acidente. Portanto, os resultados obtidos são qualitativos, não fornecendo estimativa numérica.

A planilha utilizada neste estudo, apresentada na **Figura II.8.3-7**, contém nove colunas, as quais foram preenchidas conforme a descrição a seguir.

1ª coluna: Perigo

Esta coluna contém os perigos identificados para o módulo de análise em estudo. De uma forma geral, estes perigos estão relacionados a eventos acidentais que têm potencial para causar impactos ao meio ambiente.

2ª coluna: Causa

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: Modo de Detecção

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

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, e efeitos que possam gerar incêndios, explosões ou danos ao homem, meio ambiente e instalações.

5ª Coluna: Categorias de Frequência do Evento Acidental

No âmbito deste estudo, um evento acidental é definido como o conjunto formado pela origem do acidente (perigo) e suas possíveis causas.

De acordo com a metodologia de APP adotada neste trabalho, cada evento de acidente foi classificado em categorias de frequência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência para os eventos identificados, conforme **Tabela II.8.3-16**.

Tabela II.8.3-16 - Categorias de Frequência do evento acidental

Categoria	Denominação	Faixa (Ocorr./ano)	Descrição
A	Extremamente Remota	$F < 1$ em 10^5 anos	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável durante a vida útil da instalação. Sem referências históricas.
B	Remota	1 em 10^3 a 1 em 10^5 anos	Não esperado durante a vida útil da instalação, apesar de haver referências históricas.
C	Pouco Provável	1 em 30 a 1 em 10^3 anos	Possível de ocorrer até 1 (uma) vez durante a vida útil da instalação.
D	Provável	1 por ano a 1 em 30 anos	Esperado ocorrer mais de 1 (uma) vez durante a vida útil da instalação.
E	Frequente	$F > 1$ por ano	Esperado ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.

Fonte: adaptado da Norma da Petrobras NT-2782.

6ª Coluna: Categoria de Severidade do Evento Acidental

Os cenários de acidente são classificados em categorias de severidade, as quais fornecem uma indicação qualitativa do grau de severidade das consequências de cada um dos cenários identificados (composto pelo evento acidental e possíveis desdobramentos), conforme **Tabela II.8.3-17**.

Tabela II.8.3-17 - Categorias de Severidade do evento acidental

Categoria	Descrição
1 - Desprezível	Nenhuma liberação no mar (direta ou resultante de escalonamento).
2 - Marginal	Liberação no mar inferior a 8 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).
3 - Crítica	Liberação no mar entre 8 e 200 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).
4 - Catastrófica	Liberação no mar superior a 200 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).

Fonte: Baseado na Resolução CONAMA nº 398/08.

7ª Coluna: Categoria de Risco

Combinando-se as categorias de frequência com as de severidade obtém-se uma Matriz de Riscos, conforme apresentado na **Tabela II.8.3-18**.

Tabela II.8.3-18 - Matriz de Riscos

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	RM	RM	RNT	RNT
D	RT	RM	RNT	RNT
C	RT	RM	RM	RNT
B	RT	RT	RM	RM
A	RT	RT	RT	RM

Fonte: Adaptado da Norma Petrobras N-2782

Legenda: RNT – Risco 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).
RM – Risco Moderado: Controles adicionais devem ser analisados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados àqueles considerados praticáveis (região ALARP).
RT – Risco Tolerável: Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos.

8ª Coluna: Recomendações/ Observações

Nesta coluna apresentam-se Recomendações ou Observações pertinentes ao cenário de acidente em estudo. As medidas são identificadas por uma numeração sequencial.

9ª Coluna: Numeração da Hipótese

Esta coluna contém um número de identificação da Hipótese Acidental, sendo preenchida sequencialmente para facilitar a consulta a qualquer hipótese de interesse. A realização da análise de risco propriamente dita foi feita através do preenchimento de uma planilha de APP utilizando o modelo apresentado na **Figura II.8.3-7**.

Figura II.8.3-7 - Planilha de Análise Preliminar de Perigos - APP

Análise Preliminar de Perigos - APP								
Empresa:					Folha:			
Departamento:					Revisão:			
Sistema:			Subsistema:		Data:			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese

A aplicação da metodologia descrita acima, possibilitou a elaboração das planilhas da Análise Preliminar de Perigos – APP, apresentadas no **Anexo II.8-1**. Para facilitar a identificação dos cenários acidentais, as atividades desenvolvidas no FPSO Genérico foram divididas em processos conforme **Tabela II.8.3-19**.

Tabela II.8.3-19 - Relação dos processos avaliados com respectiva abrangência

Processo	Abrangência
Elevação de Petróleo	Do poço até a entrada do separador de água livre.
Separação de Óleo	Do separador de água livre até a entrada do tratador eletrostático
Tratamento da Água Produzida	Da saída do separador de água livre e do separador de produção até o descarte para o mar.
Tratamento de Óleo	Do tratador eletrostático até a entrada dos tanques de carga.
Estocagem de Óleo	Tanques de carga.
Offloading	Dos tanques de carga até o navio aliviador.
Estocagem de Produtos Químicos	Dos tanques de produtos químicos até o ponto de injeção.
Suprimento de Diesel	Dos tanques da embarcação de suprimento até a entrada dos tanques de estocagem de diesel.
Estocagem de Diesel	Dos tanques de estocagem de diesel até os pontos de utilização.
Ancoragem	Sistema de ancoragem
Manutenção da Estabilidade	Sistema de lastro.
Movimentação de Cargas	Guindastes.
Abastecimento de Aeronaves	Do tanque de QAV até a aeronave.
Estocagem de QAV	Tanques de QAV.

A **Tabela II.8.3-20** apresenta um resumo geral dos perigos identificados na APP.

Tabela II.8.3-20 - Resumo Geral dos perigos identificados.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	9 – 16,67 %	3 – 5,56 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	9 – 16,67 %	1 – 1,85 %	7 – 12,96 %	0 – 0 %
B	2 – 3,70 %	2 – 3,70 %	4 – 7,41 %	11 – 20,37 %
A	0 – 0 %	1 – 1,85 %	0 – 0 %	5 – 9,26 %

Dos perigos identificados, verificamos 54 (cinquenta e quatro) Hipóteses Acidentais (HAs), sendo:

- 0 (zero) HAs com Risco Não Tolerável (RNT);
- 29 (vinte e nove) HAs com Risco Moderado (RM) (53,70% do total), com vazamento de óleo para o mar.
- 25 (vinte e cinco) HAs com Risco Tolerável (RT) (46,30 % do total), das quais:
 - 20 (vinte) (80,00%) com o efeito de vazamento de óleo para o FPSO;
 - 2 (duas) (8,00 %) com vazamento de óleo para o mar;
 - 2 (duas) (8,00 %) com vazamento de produto químico no FPSO; e
 - 1 (uma) (4,00 %) com vazamento de produto químico para o mar.

Da **Tabela II.8.3-21** a **Tabela II.8.3-35** são apresentados os perigos identificados por processo.

Tabela II.8.3-21 - Resumo dos perigos identificados no processo de Elevação de Petróleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 20 %	1 - 20 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	1 - 20 %	0 - 0 %	1 - 20 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	1 - 20 %	1 - 20 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.3-22 - Resumo dos perigos identificados no processo de Separação Primária de Óleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 33,33 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	1 - 33,33 %	0 - 0 %	1 - 33,33 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.3-23 - Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento da Água Produzida.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	0 - 0 %	2 - 100 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.3-24 - Resumo dos perigos identificados no processo de Separação Secundária de Óleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 33,33 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	1 - 33,33 %	0 - 0 %	1 - 33,33 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.3-25 - Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento de Óleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 33,33 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	1 - 33,33 %	0 - 0 %	1 - 33,33 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.3-26 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de Óleo.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	1 - 14,29 %	0 - 0 %	1 - 14,29 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	2 - 28,57 %
A	0 - 0 %	1 - 14,29 %	0 - 0 %	2 - 28,57 %

Tabela II.8.3-27 - Resumo dos perigos identificados no processo de Offloading.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 25 %	1 - 25 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	0 - 0 %	1 - 25 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	1 - 25 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.3-28 - Resumo dos perigos identificados no processo de Suprimento de Diesel.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 25 %	1 - 25 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	1 - 25 %	0 - 0 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	1 - 25 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.3-29 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de Diesel.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	1 - 25 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	1 - 25 %	0 - 0 %	2 - 50 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.3-30 - Resumo dos perigos identificados no processo de Ancoragem.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	1 - 50 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	1 - 50 %

Tabela II.8.3-31 - Resumo dos perigos identificados no processo de Manutenção da Estabilidade.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
B	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	1 - 33,33 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	2 - 66,66%

Tabela II.8.3-32 - Resumo dos perigos identificados no processo de Movimentação de Cargas.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
D	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
C	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %
B	2 - 50 %	0 - 0 %	0 - 0 %	2 - 50 %
A	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %	0 - 0 %

Tabela II.8.3-33 - Resumo dos perigos identificados no processo de Abastecimento de Aeronaves.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 33,33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	2 – 66,66%	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.3-34 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de QAV.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 16,67 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	2 – 33,33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	3 – 50,00 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.3-35 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de Produtos Químicos.

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	1 – 33,33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	1 – 33,33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	1 – 33,33 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Considerações sobre os cenários acidentais passíveis de evoluir para vazamento de óleo

Capacidade de processamento da planta – 100.000 bpd = 662,43 m³/h = 11,04 m³/min

Subsistema: Elevação de Petróleo

- Cenário 1

Foi considerado o descontrole do poço por 30 (trinta) dias, totalizando um vazamento de 155.451 m³ de óleo no mar (vazão de *blowout* – 5181,7 m³/dia).

- Cenário 2

Foi considerado o derramamento de pequeno porte de óleo (não superior a 8 m³) no mar, proveniente de vazamento pelo *riser*, duto, equipamento ou conexão.

- Cenário 3

Idem ao Cenário 2, porém, com o vazamento no trecho interno da Unidade Marítima, sendo todo o volume de óleo contido pelo sistema de drenagem do navio-plataforma.

- Cenários 4 e 6

Foi considerada a ruptura do *riser* por corrosão (Cenário 4) ou devido à colisão com embarcação (Cenário 6) e o tempo de 2 minutos para fechamento da DHSV e interrupção do vazamento. Considerando os dados de diâmetro do *riser* (6"); comprimento do *riser* (2.200 m); e vazão (11,04 m³/min); o volume estimado de vazamento é de 62,21 m³ de óleo para o mar.

- Cenário 5

Semelhante ao Cenário 4, mas com o vazamento no trecho interno da Unidade Marítima, sendo todo o volume de óleo contido pelo sistema de drenagem do navio-plataforma.

Subsistema: Separação primária de óleo

- Cenário 7

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 8

Foi considerado o rompimento do separador de água livre e o vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Considerando o volume de óleo no separador de água livre de 66,7 m³, a vazão de 11,04 m³/min, e o tempo para interromper o vazamento de 2 minutos, o volume estimado é de 88,78 m³.

- Cenário 9

Semelhante ao Cenário 8, mas com o volume vazado sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

Subsistema: Tratamento de água produzida

- Cenários 10 e 11

Foi considerada uma falha no sistema de tratamento de água produzida devido a erro humano (Cenário 10) ou problema em equipamento (Cenário 11), fazendo com que todo o volume de óleo do separador de produção fosse descartado para o mar. Considerando o volume de óleo no separador de produção (66,7m³); a vazão (11,04 m³/min); e o tempo para interrupção do fluxo (2 min), o volume estimado é de 88,78 m³.

Subsistema: Separação Secundária de Óleo

- Cenário 12

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 13

Foi considerado o rompimento do separador de produção e o vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Considerando o volume no separador de produção de 66,7 m³, a vazão de 11,08 m³, e o tempo de 2 minutos para interrupção do vazamento, o volume estimado é de 88,78 m³.

- Cenário 14

Semelhante ao Cenário 13, mas com o volume vazado sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

Subsistema: Tratamento de Óleo

- Cenário 15

Foi considerado o vazamento de óleo de pequeno porte (inferior a 8 m³) devido à trinca no tanque de carga ou conexões, sendo o volume vazado totalmente contido pelo sistema de drenagem da Unidade Marítima.

- Cenário 16

Foi considerada a ruptura do tanque de carga, com o volume de óleo vazado para o mar. Considerando a vazão de 11,04 m³ e o tempo estimado de 2 minutos para o alinhamento de outro tanque e a interrupção do vazamento, estima-se que o volume vazado seja de 22,08 m³.

- Cenário 17

Semelhante ao Cenário 16, mas com o volume vazado sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade marítima.

Subsistema: Estocagem de Óleo

- Cenário 18

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) pelo tanque de carga devido à corrosão, com o volume vazado para o mar.

- Cenário 19

Foi considerado o transbordamento do tanque de carga, com o volume vazado sendo totalmente contido pelo sistema de drenagem. Considerando a vazão de 11,04 m³ e o tempo estimado de 2 minutos para alinhamento de outro tanque e interrupção do vazamento, estima-se que o volume vazado seja de 22,08 m³.

- Cenário 20

Semelhante ao Cenário 19, mas com o volume vazado para o mar.

- Cenário 21

Foi considerado o vazamento dos 2 (dois) maiores tanques de óleo do navio-plataforma devido à colisão com embarcação. Neste caso o volume vazado para o mar é estimado em 70.687,4 m³ (soma dos 2 (dois) maiores tanques de óleo do FPSO Genérico).

- Cenários 22, 23 e 24

Foi considerado o adernamento do navio-plataforma devido à colisão com embarcação (Cenário 22), falha do sistema de lastro (Cenário 23) ou devido a erro humano (Cenário 24). Neste caso, estima-se que o volume vazado seja de 278.611,1 m³ de óleo para o mar (referente à capacidade total de armazenamento de óleo do FPSO Genérico).

Subsistema: Offloading

- Cenário 25

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) proveniente de equipamentos ou conexões, dentro da Unidade Marítima, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem.

- Cenário 26

Semelhante ao Cenário 25, mas com o volume vazado para o mar.

- Cenário 27

Foi considerado o rompimento do mangote de *offloading*, com vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Considerando os dados de diâmetro da tubulação (20"), comprimento da tubulação (230 m), vazão de transferência (110,42 m³/min), e o tempo para interrupção do vazamento (2 min), o volume estimado é de 267,46 m³.

- Cenário 28

Foi considerado o adernamento do navio-plataforma devido à colisão com navio aliviador. Neste caso, estima-se que o volume vazado seja de 278.611,1 m³ de óleo para o mar (referente à capacidade total de armazenamento de óleo do FPSO Genérico).

Subsistema: Suprimento de Diesel

- Cenário 29

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) de óleo diesel em equipamentos ou conexões, no trecho interno do navio-plataforma, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 30

Semelhante ao Cenário 29, mas com o volume vazado para o mar.

- Cenário 31

Foi considerado o rompimento do mangote de transferência de diesel, e vazamento de todo o volume nele contido para o mar. Considerando os dados de diâmetro do mangote (5"), comprimento do mangote (120 m); vazão (1,7 m³/min), e tempo para parada da bomba (2 min), o volume estimado é de 4,9 m³.

- Cenário 32

Foi considerada a colisão da embarcação de suprimento com o FPSO, com o efeito de vazamento para o mar de todo o volume de diesel presente na embarcação de suprimento. Neste caso o volume de vazamento estimado é de 600 m³ de óleo diesel (capacidade de armazenamento de óleo diesel da embarcação).

Subsistema: Estocagem de Diesel

- Cenário 33

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) proveniente de equipamentos ou conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 34

Semelhante ao Cenário 33, mas com o vazamento de diesel para o mar.

- Cenário 35

Foi considerado o rompimento do maior tanque de armazenamento de óleo combustível / diesel da Unidade Marítima, e o vazamento de todo o seu volume para o mar. Neste caso, estima-se que o volume seja de aproximadamente 2.697,0 m³ (maior tanque de armazenamento de óleo diesel do FPSO Genérico).

- Cenário 36

Foi considerada a colisão de embarcação com o navio-plataforma e o vazamento do maior tanque de armazenamento de óleo combustível / diesel do FPSO para o mar. Neste caso, estima-se que o volume seja de aproximadamente 2.697,0 m³ (maior tanque de armazenamento de óleo diesel do FPSO Genérico).

Subsistema: Ancoragem

- Cenários 37 e 38

Foi considerada a perda de posicionamento da Unidade Marítima devido a uma falha no sistema de ancoragem (Cenário 37) ou a condições ambientais adversas (Cenário 38), causando a remoção da ANM, com o efeito de descontrolado do poço por 30 (trinta) dias. Neste caso estima-se que o volume vazado seja de 155.451 m³ de óleo no mar (vazão de *blowout* – 5.181,7 m³/dia).

Subsistema: Manutenção da Estabilidade

- Cenários 39, 40 e 41

Foi considerado o afundamento da Unidade Marítima devido a falha no sistema de lastro (Cenário 39) ou erro humano (Cenário 40) ou condições ambientais adversas (Cenário 41), com o vazamento da capacidade total de armazenamento de óleo da plataforma. Neste caso, estima-se que o volume vazado seja de 278.611,1 m³ de óleo para o mar (referente à capacidade total de armazenamento de óleo do FPSO Genérico).

Subsistema: Movimentação de cargas

- Cenários 42 e 44

Foi considerado que a carga caiu sobre a ANM danificando-a totalmente e provocando o descontrolado do poço. Neste caso, o volume de vazamento estimado é de 155.451 m³ de óleo no mar (vazão de *blowout* – 5.181,7 m³/dia).

Em relação à probabilidade de ocorrência deste evento, além da falha do guindaste (Cenário 42) ou do erro humano (Cenário 44) gerando a queda de carga, esta deverá afetar a árvore de natal molhada (ANM) para que tenha o efeito avaliado, isto é, vazamento de óleo superior a 200 m³ para o mar. Considerando que a movimentação de carga por guindaste não é realizada sobre a ANM, esta hipótese foi classificada como de probabilidade remota.

- Cenários 43e 45

Foi considerada a queda de carga sobre o vaso separador de produção (maior equipamento) devido à falha no guindaste (Cenário 43) ou erro humano (Cenário 45), danificando-o totalmente, 2 minutos para parada do fluxo e contenção de todo o volume nele contido pelo sistema de drenagem. Considerando o volume de óleo no separador de produção de 66,7 m³; a vazão de 11,04 m³/min, e o tempo para interrupção do fluxo de 2 minutos, o volume estimado é de 88,78 m³.

Subsistema: Abastecimento de Aeronave

- Cenários 46

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) em equipamentos ou conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 47

Foi considerado o rompimento do tanque de QAV, com o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) e contenção de todo o volume vazado pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 48

Foi considerada a falha do operador durante o abastecimento da aeronave, causando o transbordamento do tanque da mesma e o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³), sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

Subsistema: Estocagem de QAV

- Cenário 49

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) proveniente do tanque de QAV ou conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 50

Foi considerada a ruptura do tanque de QAV, com o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³), e contenção de todo o volume vazado pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 51

Foi considerada uma falha do operador, causando a abertura da válvula de fundo do tanque de QAV, e o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) do produto, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

Considerações sobre os cenários acidentais de liberação de produto químico.

Subsistema: Estocagem de Produtos Químicos

- Cenário 52

Foi considerado o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³) de produto químico proveniente de dutos, equipamentos ou conexões, sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem do navio-plataforma.

- Cenário 53

Foi considerado o rompimento do maior tanque de produto químico existente na unidade e o vazamento de pequeno porte (inferior a 8 m³), sendo o volume totalmente contido pelo sistema de drenagem da unidade.

- Cenário 54

Semelhante ao Cenário 53, mas com o vazamento para o mar.

Como nenhum cenário acidental teve seu risco classificado como “alto”, não precisarão ser apresentados os itens II.8.3.1, II.8.4, II.8.5, II.8.6, II.8.7 e II.8.8 do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA N° 025/09.

II.8.3.4 - 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 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 dos danos (consequências) gerados por esses eventos indesejados, a redução dos riscos numa instalação ou atividade perigosa pode ser conseguida por meio da implementação de medidas que visem reduzir tanto as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas) quanto as suas respectivas consequências (ações mitigadoras).

Assim, de modo geral, um Plano de Gerenciamento de Riscos contempla, entre outros, os seguintes tópicos:

- Informações de segurança;
- Política de análise e revisão de riscos;
- Procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento;
- Definição de atribuições;
- 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;
- Procedimentos de investigação de incidentes;
- Gerenciamento de mudanças;
- Sistema de permissão para trabalho;
- Cronograma para implantação / acompanhamento das ações propostas;
- Procedimentos de emergência.

A **Tabela II.8.3-36** apresenta as medidas preventivas e mitigadoras aplicáveis às hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos – APP.

Tabela II.8.3-36 - Medidas preventivas e mitigadoras por hipótese acidental identificada.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras			
	Observação (O)		Recomendação (R)	
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 23, 25, 26, 27, 29, 30, 31, 33, 34, 35, 37, 39, 42, 43, 46, 47, 48, 49, 50, 52, 53, 54	(O1)	Seguir programa de manutenção e inspeção de equipamentos	(R1)	Inserir os equipamentos estáticos (dutos, risers, vasos, tanques, conexões, etc), rotativos (bombas, compressores, etc) e instrumentos de controle no sistema de programação e controle de inspeção periódica.
1	(O2)	Seguir programa de testes dos sistemas de segurança (DHSV / ANM)	(R2)	Realizar os testes nos sistemas de segurança (DHSV / ANM) conforme periodicidade estabelecida em procedimento, para garantir a sua funcionalidade.
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, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54	(O3)	Acionar Plano de Emergência Individual - PEI da Unidade Marítima e, se necessário, o Plano de Área da Bacia de Santos – PEVO-BS	(R3)	Elaborar o Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade Marítima, contemplando as hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos (APP) e treinar os envolvidos.
2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 25, 26, 27, 29, 30, 31, 33, 34, 35, 46, 47, 48, 49, 50, 52, 53, 54	(O4)	Seguir Procedimento de Gestão de Mudanças	(R4)	Seguir o procedimento de gestão de mudanças quando da realização de mudanças nas instalações, produtos e insumos necessários ao processo produtivo.
3, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 40, 44, 45, 46, 47, 48, 51, 52, 53, 54	(O5)	Seguir Procedimento de treinamento e competência	(R5)	Seguir o procedimento de treinamento e competência para definir as qualificações mínimas, por função, e os treinamentos e reciclagens necessários para as funções operacionais da Unidade Marítima.
3, 5, 7, 9, 12, 14, 15, 17, 19, 25, 29, 33, 43, 45, 46, 47, 48, 49, 50	(O6)	Seguir o Plano SOPEP	(R6)	Seguir o Plano SOPEP, utilizando os equipamentos nele previstos para conter e recolher qualquer vazamento de óleo a bordo do FPSO.
32, 46, 47, 48	(O7)	Seguir Procedimento de Permissão de Trabalho	(R7)	Seguir o procedimento de permissão de para trabalho para todos os serviços não cobertos pelos procedimentos operacionais existentes.
6, 21, 22, 36	(O8)	Seguir procedimento de monitoramento das proximidades do FPSO	(R8)	Monitorar a região nas proximidades do FPSO, de forma a identificar e informar a aproximação de outras embarcações que possam colocar em risco a sua integridade.
8, 9, 13, 14, 16, 17	(O9)	Seguir procedimento de calibração da PSV	(R9)	Calibrar, periodicamente, as PSVs (válvulas de segurança) dos equipamentos pressurizados.
29, 30, 31, 32, 44, 46, 47, 48	(O10)	Seguir procedimento de avaliação de contratados	(R10)	Seguir o procedimento de qualificação e avaliação periódica da performance em segurança, meio ambiente e saúde ocupacional dos prestadores de serviço.
37, 38	(O11)	Redundância do sistema de ancoragem	(R11)	Garantir que a falta de uma das linhas de ancoragem ou a falha de um dos sistemas de posicionamento dinâmico não comprometa o posicionamento do FPSO.
39	(O12)	Redundância do sistema de lastro.	(R12)	Garantir a redundância do sistema de manutenção da estabilidade do FPSO.

Segue um breve descritivo dos principais elementos do Plano de Gerenciamento de Riscos aplicável às atividades a serem realizadas pelo FPSO Genérico durante os Pilotos e Desenvolvimento de Produção nas Áreas de Guará (BM-S-9) e Tupi (BM-S-11), no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Introdução

Premissas

A Política de Saúde, Segurança e Meio Ambiente (SMS) da AFRETADA expressa o comprometimento na realização de seus negócios de uma forma responsável melhorando continuamente o seu desempenho. Os procedimentos de SMS estabelece os requisitos e os objetivos que torna possível este comprometimento da AFRETADA e assegura que as atividades sejam realizadas de forma coerente. Esses procedimentos dão suporte à Política de Saúde, Segurança e Meio Ambiente e são a base do Sistema de Gestão de HSE da AFRETADA.

Escopo

Estas normas de SMS são aplicáveis a todas as atividades e operações da AFRETADA em todo o mundo. As normas cobrem todo o ciclo de vida, desde o seu planejamento até o seu descomissionamento de:

- Instalações próprias ou operadas pela AFRETADA;
- Atividade de subcontratados em instalações da AFRETADA ou sob o seu gerenciamento.

Objetivos

Este documento oferece um quadro e descreve as normas exigidas para o desempenho dos sistemas, processos e procedimentos para gerir eficazmente e executar o HSE dentro da AFRETADA. Os objetivos específicos destas Normas são os seguintes:

- Implementar a Política de HSEQ da AFRETADA;
- Formalizar as expectativas para o desenvolvimento e aplicação de medidas específicas e detalhadas do sistema de gestão de HSE;
- Fornecer uma base de risco de HSE coerente com a norma ISO 14001, OHSAS 18001, e ISM;
- Fornecer critérios fiscalizáveis de HSE contra o qual os sistemas de gestão em toda AFRETADA pode ser medido;
- Direcionar para a melhoria contínua e da liderança da indústria em conformidade com a prática OGP Orientações para o desenvolvimento e aplicação de Saúde, Segurança e Ambiente Sistemas de Gestão, OGP Relatório Nº 6.36/210.

Função HSE e Responsabilidades dos Gerentes de Linha

O Grupo de HSE da AFRETADA é responsável pela elaboração das normas, sistemas, processos e procedimentos que permitam que as exigências do presente documento sejam cumpridas. Além disso, o Grupo HSE presta apoio e orientação para a linha de gestão em sua execução. A linha de gestão é responsável pela implementação dos requisitos dentro da sua área de responsabilidade.

Revisão e Controle de Documentos

As normas de HSE devem ser revistas pelo menos de 3 (três) em 3 (três) anos pelo Departamento de HSE em colaboração com o Presidente e o CEO, e atualizadas de acordo com o procedimento de controle de documentos da AFRETADA.

Sistema de Gestão de HSE e Hierarquia de Documentos

O Manual de HSE inclui uma disposição hierárquica dos documentos e segue uma abordagem estruturada de HSE para a gestão de riscos. Os níveis mais baixos dentro da hierarquia de documento deve cumprir e apoiar os requisitos de nível superior da documentação. Uma visão geral da Hierarquia de documentos do Manual de HSE da AFRETADA é descrito na **Figura II.8.3-8**.

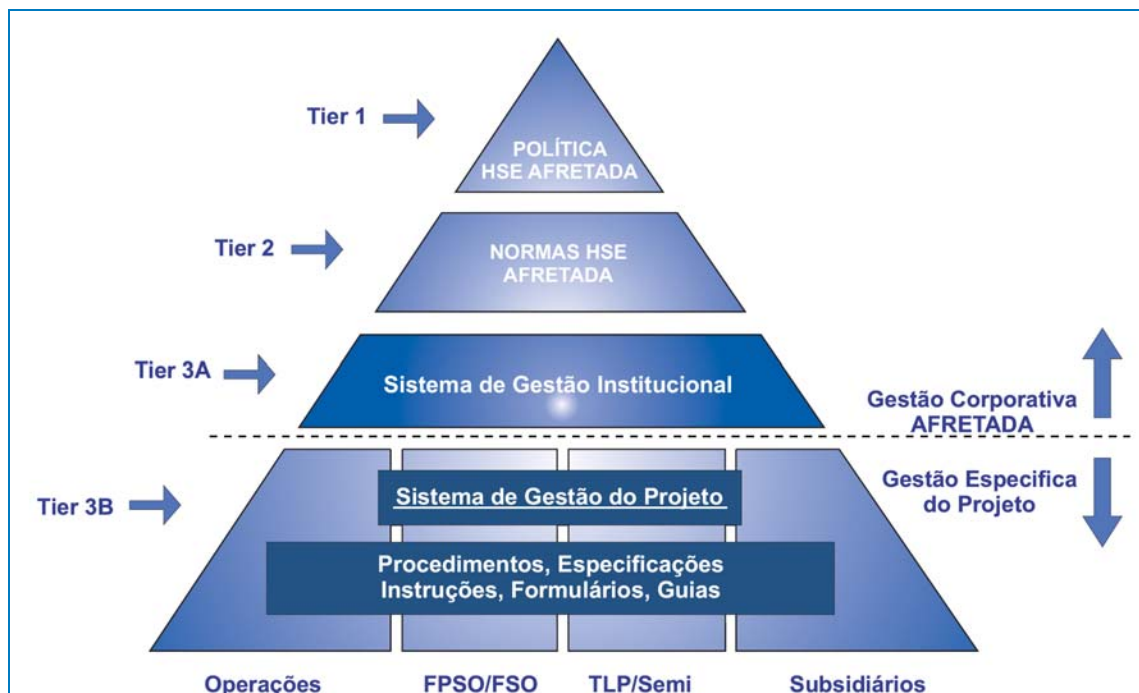


Figura II.8.3-8 - Hierarquia de Documentos

A seguir é descrito um resumo dos diversos níveis de hierarquia dentro do Manual de HSE.

- **POLÍTICA de HSE da AFRETADA (Nível 1):**
A Política de HSE da AFRETADA define as expectativas e as necessidades da empresa, a fim de cumprir os objetivos estratégicos da organização.
- **NORMAS de HSE da AFRETADA (Nível 2):**
O HSE *Standards* (este documento) estabelece as expectativas da sociedade e o desempenho mínimo exigido de gestão de HSE. As normas são obrigatórias para todas as atividades e operações da AFRETADA.
- **SISTEMA de GESTÃO INSTITUCIONAL (Tier 3A):**
O Sistema de Gestão Corporativa compreende procedimentos e processos da AFRETADA, que define atividades específicas (de acordo com as Normas de HSE) aplicáveis em todas as operações da AFRETADA. Estes documentos abordam temas específicos, onde é

importante que as atividades sejam realizadas de forma consistente em toda a AFRETADA.

- **SISTEMA de GESTÃO do PROJETO (Tier 3B):**
A instalação descreve o sistema de gestão de processos e atividades de gestão de um projeto específico ou instalação, o qual se destina a apoiar as Políticas e Normas de HSE. Aplicam-se apenas ao interior da instalação ou projeto em que foram emitidos. O sistema de gestão prevê os requisitos específicos do cliente e de cada país, e devem ser incorporados no sistema de gestão de HSE. Quando o sistema de gestão corporativa satisfaz os requisitos do país e do cliente, pode ser utilizada a documentação do sistema de gestão corporativa.

Definições

As definições do sistema de gerenciamento são fornecidas a seguir:

Procedimentos - Detalham as etapas que precisam ser executadas, aplicáveis a uma determinada atividade.

Eles definem:

- O que deve ser feito?
- Como deve ser feito?
- Quem é responsável por fazê-lo?
- Quando este deve ser feito?

Especificações – Definem os requisitos mínimos que devem ser atendidos por um processo, produto ou serviço.

Instruções de trabalho – Detalham as instruções para a realização de uma tarefa.

Guias - Fornecem orientações na interpretação das exigências dos procedimentos ou Especificações.

Normas de HSE

As Normas de HSE são baseadas na metodologia PDCA (Plan-Do-Check-Act), conforme ilustrado na **Figura II.8.3-9**.

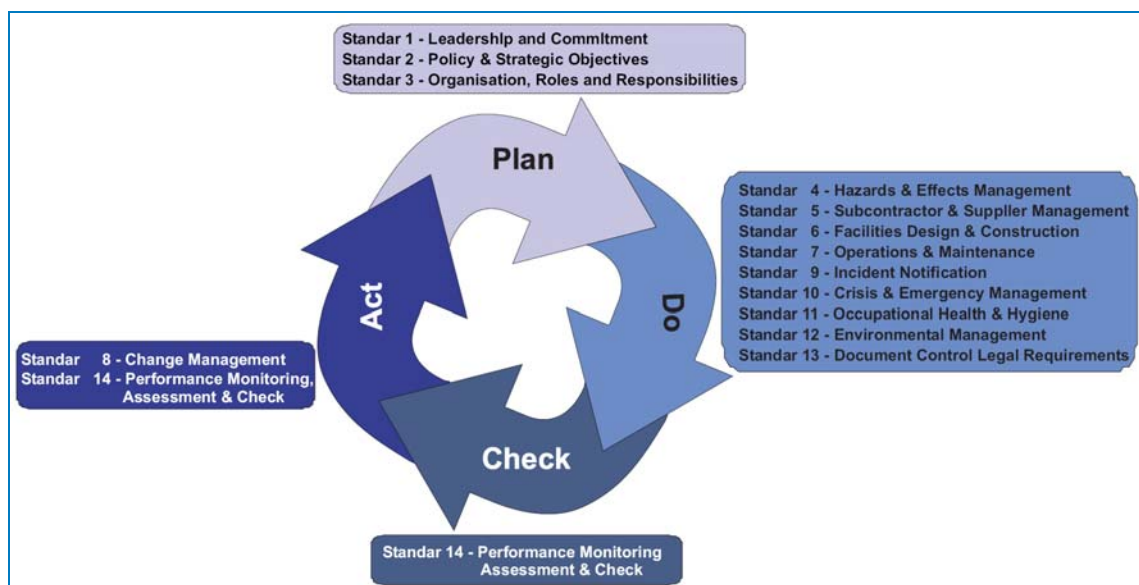


Figura II.8.3-9 - Estrutura das Normas de HSE

A seguir são apresentados a expectativa e os objetivos de cada norma de HSE da AFRETADA.

NORMA 1 – Liderança e Comprometimento

Expectativa:

O executivo de gestão, os gestores, os agentes e os sub-empregados devem compreender as suas responsabilidades de HSE e são responsáveis pela liderança e pela prática da reunião HSEQ, normas, objetivos e metas.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

1.1. Os executivos são responsáveis pelo desempenho de HSE do Negócio, na aplicação e comunicação da Política de HSEQ, e pelo atendimento aos objetivos de HSE.

1.2. Os gerentes devem prover recursos adequados e suficientes para a implementação efetiva e operação do Sistema de Gestão de Saúde, Segurança e Meio Ambiente e provisão de consultores especializados.

1.3. Os gerentes devem demonstrar liderança e visível comprometimento pró-ativo em alcançar a excelência em HSE e a melhoria contínua, através de exemplo pessoal, iniciativas e inspeções frequentes no site.

1.4. Os gerentes devem incluir metas individuais e específicas de HSE e sistemas de avaliação de seu atendimento, para todo o pessoal.

1.5. Os gerentes devem assegurar que o pessoal próprio e contratado entendam que eles possuem o direito e a responsabilidade de não realizar uma atividade até que as condições sejam seguras para a sua realização, bem como comunicar à Gestão.

1.6. Os gerentes devem atender a toda a legislação aplicável a todas as operações da AFRETADA.

NORMA 2 – Política e Objetivos Estratégicos

Expectativa:

A Política do Sistema de Gestão de HSEQ é estabelecida e define as expectativas de desempenho de HSE.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

2.1. Os executivos aprovam a Política de Gestão de HSEQ e garantem o cumprimento de forma sistemática e regular do desempenho de HSE.

- 2.2. Os executivos são responsáveis pela aplicação e comunicação dos requisitos da Política e pelo desempenho de HSE estabelecido.
- 2.3. Os executivos estabelecem e documentam os objetivos de HSE mensuráveis, metas e indicadores de performance.
- 2.4. Os planos e programas de HSE incluem responsáveis, recursos e prazos para o atendimento dos objetivos e metas.
- 2.5. Os riscos e os requisitos legais são considerados quando do estabelecimento dos objetivos, metas e indicadores de performance de HSE.
- 2.6. Os resultados de HSE são utilizados para redefinir planos, objetivos, metas e indicadores de performance de melhoria de HSE.
- 2.7. Iniciativas e resultados positivos de HSE são reconhecidos e recompensados.
- 2.8. Os gerentes reportam os progressos dos objetivos, metas e indicadores de performance para o gerente executivo, no mínimo a cada 4 (quatro) meses.

NORMA 3 – Organização, Regras e Responsabilidades

Expectativa:

A organização é definida e as responsabilidades são claramente identificadas com os recursos estabelecidos para a implementação dos requisitos da Política de HSEQ. O pessoal é competente para a realização de suas atribuições e atividades, sendo suas aptidões e competências mantidas através de treinamentos e avaliações regulares.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

- 3.1. As responsabilidades de HSE do pessoal próprio e contratados são identificadas, definidas, documentadas, mantidas, compreendidas e aplicadas.

3.2. O recrutamento de pessoal inclui uma avaliação de conscientização, competência e performance em HSE.

3.3. O pessoal próprio e contratado é consultado sobre HSE e suas opiniões são consideradas, conforme o caso.

3.4. Induções abordando objetivos de HSE, riscos, controles e comportamento são conduzidas para o pessoal próprio, contratados e visitantes.

3.5. Competências de HSE para todas as funções são identificadas, documentadas e periodicamente revisadas.

3.6. Existe sistemática para identificar, priorizar, planejar, documentar e monitorar as necessidades de treinamento e performance para o pessoal próprio e contratado.

3.7. Programas de observação do comportamento no trabalho ajudam a corrigir comportamentos de risco e reforçar o comportamento positivo.

3.8. Programas de treinamento baseados em competência e avaliações são realizados para as funções e atividades críticas de HSE.

3.9. Questões de HSE são comunicadas regularmente a toda a organização com informações relevantes.

3.10. Todas as reclamações de HSE, internas e externas, são registradas, reconhecidas e investigadas como incidentes.

NORMA 4 – Gerenciamento de Aspectos e Impactos

Expectativa:

Os perigos são identificados e os respectivos riscos avaliados. Os processos de gerenciamento de aspectos e impactos são partes integrantes na tomada de decisão, enquanto ações são adotadas de forma a tornar os riscos tão baixo quanto possíveis (ALARP).

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

- 4.1. Perigos e riscos são identificados, avaliados, priorizados e controlados por uma estrutura de processos, incluindo atividades usuais e não rotineiras.
- 4.2. Avaliações formais de riscos são planejadas e executadas durante todas as fases do empreendimento.
- 4.3. Elementos críticos de HSE são identificados (ex.: equipamentos, processos, funções, procedimentos, etc).
- 4.4. O pessoal próprio e contratado envolvidos na identificação, avaliação e controle, e na auditoria formal de riscos, são treinados e qualificados.
- 4.5. O registro e a documentação da identificação de perigos, a avaliação e o controle, e a auditoria formal de riscos e gerenciamento de riscos são definidos e executados efetivamente em tempo adequado.
- 4.6. Os riscos são comunicados às partes interessadas, quando apropriado.
- 4.7. Responsabilidades e prazos para as ações corretivas são estabelecidos para assegurar o encerramento e as ações de acompanhamento.
- 4.8. Os resultados da identificação dos perigos, avaliação e controle, e da auditoria formal de riscos são considerados na preparação e revisão dos planos de resposta a emergências e procedimentos.

NORMA 5 – Gerenciamento de Fornecedores e Contratados

Expectativa:

A contratação de serviços e a aquisição ou locação de equipamentos e materiais, são realizadas de forma a assegurar que as expectativas de HSE estejam alinhadas, de modo a maximizar o desempenho e minimizar os efeitos adversos sobre HSE.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

- 5.1. Fornecedores e contratados são submetidos à avaliação de HSE antes do acerto contratual.
- 5.2. Os contratos estabelecem requisitos específicos para os fornecedores de implementação de sistemas e provimento de recursos para o atendimento a Política de HSE, objetivos e metas.
- 5.3. As interfaces com os fornecedores de serviços e produtos são identificadas e efetivamente gerenciadas.
- 5.4. A performance de HSE dos fornecedores e contratados são especificadas e o atendimento às obrigações é definido em contrato e periodicamente monitorado e registrado.
- 5.5. As exigências de HSE relativas aos serviços, equipamentos e materiais são especificados antes da compra e o cumprimento desses requisitos são verificados antes da entrega, incluindo a documentação de HSE necessária (ex.: Procedimentos operacionais e de manutenção, MSDS, etc).
- 5.6. Os fornecedores e contratados fornecem informações relativas aos riscos, perigos, aspectos e impactos associados aos seus equipamentos, produtos e serviços.

NORMA 6 – Projeto e Construção

Expectativa:

Novas instalações e modificações nas existentes devem ser projetadas, adquiridas e construídas, gerenciando os riscos ao longo de todo o seu ciclo de vida.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

- 6.1. Os perigos potenciais de HSE são identificados enquanto os riscos associados e seus impactos são avaliados e gerenciados, utilizando ferramentas apropriadas durante o projeto e a construção.
- 6.2. Os equipamentos, sistemas, procedimentos e as atividades críticas são identificados e documentados, enquanto a performance das normas são verificadas.
- 6.3. Revisões de pré e pós partida são realizadas e documentadas para garantir que a construção ou as modificações estejam em conformidade com o projeto e que todas as verificações requeridas, documentação e treinamento foram realizados.
- 6.4. Os códigos, normas, processos e os procedimentos aplicáveis ao projeto e à construção devem assegurar a integridade da instalação durante todo o seu ciclo de vida.
- 6.5. As responsabilidades de HSE durante a execução do projeto são documentadas e os Planos de HSE são bem entendidos.
- 6.6. Revisão formal do projeto, verificações e estudos de validação são realizados com base em avaliações de risco.
- 6.7. Desvios das normas de projeto são identificados e gerenciados com as justificativas documentadas.
- 6.8. As normas de projeto, instalação e aquisição são aprovadas para satisfazer ou exceder a todos os requisitos e padrões da empresa.

NORMA 7 – Operação e Manutenção

Expectativa:

Todas as plantas e equipamentos são submetidos a manutenção adequada e são operados, inspecionados e testados, utilizando sistemas e procedimentos de gerenciamento de riscos, de forma a atingir a melhoria contínua.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

7.1. Identificar pontos críticos de HSE (equipamentos, processos e procedimentos), o seu desempenho, as normas de funcionamento seguro, a manutenção e o gerenciamento dos riscos das atividades.

7.2. Definir claramente a partida, operação, manutenção e *shut-down*, e estabelecer as responsabilidades e autoridades através da gerência dos procedimentos de operação.

7.3. Parâmetros chaves de operação e indicadores de performance são definidos, documentados e regularmente monitorados.

7.4. A confiabilidade e a disponibilidade de itens ou equipamentos críticos de segurança são asseguradas através de programas de testes e manutenção.

7.5. Procedimentos de Gestão de Mudanças existem para desativação temporária referentes a itens ou equipamentos críticos de segurança.

7.6. Os riscos são avaliados e gerenciados considerando operações simultâneas.

7.7. Existem procedimentos de garantia da qualidade a fim de assegurar que a substituição ou modificação de equipamentos mantenha a integridade do projeto e da operação.

7.8. As atividades de operação e manutenção são realizadas por pessoas competentes e treinadas, capazes de realizar as atividades e tarefas.

NORMA 8 – Gestão de Mudança

Expectativa:

Mudanças no projeto, operação, procedimentos, normas, instalações, equipamentos ou pessoal são avaliadas e gerenciadas para assegurar que os riscos de HSE decorrentes destas mudanças mantenham um nível aceitável.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

- 8.1. Os riscos e os impactos de HSE de mudanças temporárias ou permanentes, planejadas ou não planejadas, são formalmente avaliadas, gerenciadas, documentadas e aprovadas.
- 8.2. Mudanças associadas à execução do projeto, à operação ou instalação, a equipamentos, procedimentos, leis, regulamentos, normas, materiais, sistemas, serviços, organizações, apoio e contratados são identificados, avaliados e gerenciados.
- 8.3. Mudanças são comunicadas a todos os envolvidos e treinamentos são providenciados, quando aplicável.
- 8.4. Ações de Gestão de Mudança são gerenciadas e a documentação é atualizada, incluindo a preparação de “*as built*”, para refletir apropriadamente a mudança.
- 8.5. O escopo original e a duração de mudanças temporárias não são modificados sem revisão e aprovação.

NORMA 9 – Investigação e Registro de Incidentes

Expectativa:

Incidentes devem ser comunicados em tempo oportuno como parte do relatório de rendimento mensal. Também devem ser investigados para que as

causas e as ações corretivas sejam analisadas através de avaliações de tendências. Ações corretivas e preventivas eficazes, com base na causa raiz, são implementadas, enquanto as lições são compartilhadas para evitar perdas futuras.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

- 9.1. Manutenção de procedimentos para registro, investigação, mitigação e comunicação apropriada de incidentes de HSE.
- 9.2. Investigação de incidentes, incluindo identificação da causa raiz e ações preventivas, são documentadas e efetivadas.
- 9.3. Investigações de acidentes são realizadas para identificar e priorizar ações corretivas e preventivas, de forma a evitar ou reduzir os riscos de incidentes.
- 9.4. Em caso de um incidente grave, o serviço não deve ser continuado enquanto não forem tomadas ações para reduzir o risco de reincidência, e a devida autorização para tal.
- 9.5. O conhecimento gerado na investigação de incidentes são analisados para garantir a melhoria das normas, sistemas e práticas.
- 9.6. Lições aprendidas são compartilhadas por toda a organização e outras partes interessadas, quando apropriado.
- 9.7. Incidentes maiores são investigados por equipes multidisciplinares com a participação de níveis gerenciais adequados de outras instalações.

NORMA 10 – Gerenciamento de Crise a Emergências

Expectativa:

Procedimentos e recursos estão disponíveis para atender a situações de crise e emergência, e para proteger o pessoal, as partes interessadas e o meio ambiente. Ameaças e riscos para o pessoal, bens, operações e ao meio ambiente

são identificadas, e ações de salvaguardas implementadas para o seu gerenciamento.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

10.1 Identificar potenciais incidentes, situações de emergência e ameaças de segurança, juntamente com os impactos de HSE, incluindo as associadas a atividades externas.

10.2 Implementar controles apropriados a todos os riscos avaliados das atividades.

10.3 Planos para definir respostas e possíveis cenários são documentados, disponibilizados e comunicados.

10.4 Responsabilidades e autoridades para o pessoal próprio e contratado para responder a emergências, são documentadas, comunicadas e entendidas.

10.5 Recursos e centros de comando para resposta a emergências são identificados, mantidos, testados e prontamente disponibilizados.

10.6 Planos de emergência são mantidos e revisados anualmente, enquanto simulados e treinamentos são realizados para validar os controles e medidas preventivas, incluindo a participação de suporte externo.

10.7 Pessoas são adequadamente treinadas para entender os requisitos legais e aplicar os controles a medidas preventivas descritas nos planos de emergência.

10.8 Lições aprendidas em emergências, simulados, treinamentos e incidentes, são documentadas, comunicados e incorporados nos planos e recursos.

10.9 Conformidade com todos os requisitos governamentais e marítimos aplicáveis.

NORMA 11 – Segurança e Saúde Ocupacional

Expectativa:

Pessoal próprio e contratado, quando aplicável, estão aptos a exercer suas funções, com os controles adequados, de modo a proteger sua segurança e saúde dos perigos associados às atividades da empresa.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

11.1. Requisitos de segurança e saúde ocupacional são identificados, documentados, comunicados, monitorados e atendidos por todas as funções.

11.2. Quando necessário, o pessoal próprio e contratado são submetidos a avaliação para assegurar suas aptidões, incluindo tópicos relacionados a álcool e drogas.

11.3. Avaliações de segurança e saúde ocupacional são realizadas para atividades rotineiras e não rotineiras, em postos de trabalho e ambientes onde há exposição ao risco para o pessoal próprio e contratado.

11.4. Onde existir risco de segurança e saúde ocupacional, implementam-se controles e os mantém de forma a proteger o pessoal próprio e contratado dos riscos associados as suas atividades.

11.5. Onde a aplicação de controles não reduzir a exposição a níveis adequados, EPIs são disponibilizados e treinamento apropriado realizado.

11.6. Manutenção apropriada dos EPIs, quando requerida, é realizada para o pessoal próprio e contratado.

11.7. Conformidade e efetividade dos EPI são regularmente avaliados.

11.8. Pessoal próprio, contratados e visitantes tem acesso a recursos médicos adequados e serviços de primeiros socorros, conforme o caso, adequados a natureza das atividades.

11.9. As doenças e lesões relacionadas ao trabalho são registradas, relatadas, avaliadas e revisadas.

11.10. O estilo de vida seguro e saudável é encorajado.

NORMA 12 – Gerenciamento Ambiental

Expectativa:

Os aspectos e impactos ao meio ambiente relacionados às atividades e operações são identificados e monitorados para assegurar que estão minimizados e adequadamente gerenciados.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

12.1. Procedimentos são adotados para identificar e determinar os aspectos e impactos significativos ao meio ambiente para todas as operações, projetos, bens, equipamentos e serviços.

12.2. Programas de monitoramento são estabelecidos e iniciativas desenvolvidas para gerenciar e melhorar a performance ambiental dos aspectos significativos.

12.3. Programas de prevenção da poluição e minimização de resíduos são desenvolvidos, implementados e mantidos de forma a eliminar, reduzir reutilizar reciclar, tratar ou dispor os resíduos de forma adequada.

12.4. Evidência documental é mantida para demonstrar que os resíduos perigosos são gerenciados de maneira apropriada e responsável.

12.5. Resíduos, efluentes e emissões são identificados, monitorados e registrados, quando aplicável, para assegurar a conformidade com os requisitos legais.

12.6. Prioritariamente, para a seleção e a utilização de um novo produto químico ou material, realiza-se uma avaliação para verificar a performance e os impactos potenciais adversos de HSE.

12.7. Análises são realizadas anualmente nos registros de aspectos, impactos e perigos ao meio ambiente.

NORMA 13 – Documentação e Requisitos Legais

Expectativa:

Identifica-se toda a legislação aplicável, verificando a sua conformidade, e gerencia-se formalmente a documentação para controlar o processo. Registros são mantidos acessíveis e prontos para serem avaliados.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

13.1. Identificar, criar, manter e controlar os documentos do Sistema de Gerenciamento de HSE, desenhos, dados de projetos e outros documentos relevantes.

13.2. Conhecimento pertinente, documentos legais e registros são identificados, armazenados e retidos, quando necessário. Documentos obsoletos são identificados e guardados para evitar o uso inadequado.

13.3. Documentação crítica do gerenciamento de HSE é identificada e avaliações para verificar a performance das normas são desenvolvidas e implementadas.

13.4. Registros médicos, de exposição ocupacional e de saúde dos trabalhadores são mantidos confidencialmente e retidos quando aplicável.

13.5. Leis aplicáveis, regulamentos, licenças, códigos, normas, práticas e outros requisitos são identificados, monitorados, documentados, e comunicados à alta administração e às partes interessadas.

NORMA 14 – Monitoramento, Avaliação, Análise e Melhoria da Performance.

Expectativa:

O sistema e a performance de HSE passam por manutenção e auditorias, de modo a identificar tendências, progressos e conformidades, assegurando a melhoria contínua e a efetividade do processo de gerenciamento.

Objetivos:

Os processos devem atender aos seguintes requisitos:

14.1. A alta administração realiza autoavaliações periódicas da efetividade dos processos e procedimentos, com o objetivo de atingir os objetivos de performance de HSE.

14.2. Indicadores de performance são estabelecidos, comunicados e entendidos por toda a organização.

14.3. Programas de medição e monitoramento dos indicadores de performance chave de HSE são estabelecidos, documentados, implementados e mantidos.

14.4. Indicadores de performance de HSE são utilizados para definir quando e o que deve ser mudado no sistema de gestão.

14.5. Procedimentos são implementados para o processo de auditoria baseada em risco, para avaliação periódica dos objetivos e metas de HSE, conformidade legal, e efetividade do sistema de gestão de HSE.

14.6. Auditorias internas e externas, sistemáticas e objetivas, são planejadas e realizadas.

14.7. Não-conformidades dos processos de avaliações (ex.: auditorias, programas de monitoramento, inspeções, etc) são priorizadas e rastreadas, através de programas de ações corretivas e preventivas, com ações aplicadas para a melhoria do sistema de gestão.

14.8. Dados de performance de HSE são relatados e tratados igualmente a outros indicadores chave do negócio.

14.9. Inspeções e auditorias são realizadas com frequência apropriada ao risco da instalação.

14.10. Análise crítica pela administração do sistema de gestão de HSE assegura uma performance consistente e desejada.

Objetivos, metas e indicadores de performance são revisados, no mínimo, anualmente.