

II.8 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO

II.8.1 - Objetivo

O objetivo deste estudo é a identificação e o gerenciamento dos riscos associados ao Projeto Piloto de Tupi para a produção de petróleo e gás natural na Área de Tupi, localizado na Bacia de Santos. Para a Realização do Projeto Piloto de Tupi, será utilizada uma Unidade Marítima do tipo FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading), o FPSO Cidade de Angra dos Reis.

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 - Descrição do Empreendimento

A atividade de produção (piloto) na Área de Tupi, contará com a instalação de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSO), FPSO Cidade de Angra dos Reis, e tem como objetivo principal implantar o sistema que irá testar a produção e escoamento na Área de Tupi, para fins de obtenção de dados. Esses dados serão utilizados na definição do planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo da produção da Área de Tupi e nos estudos de desenvolvimento da tecnologia de produção para as acumulações do pré-sal da Bacia de Santos.

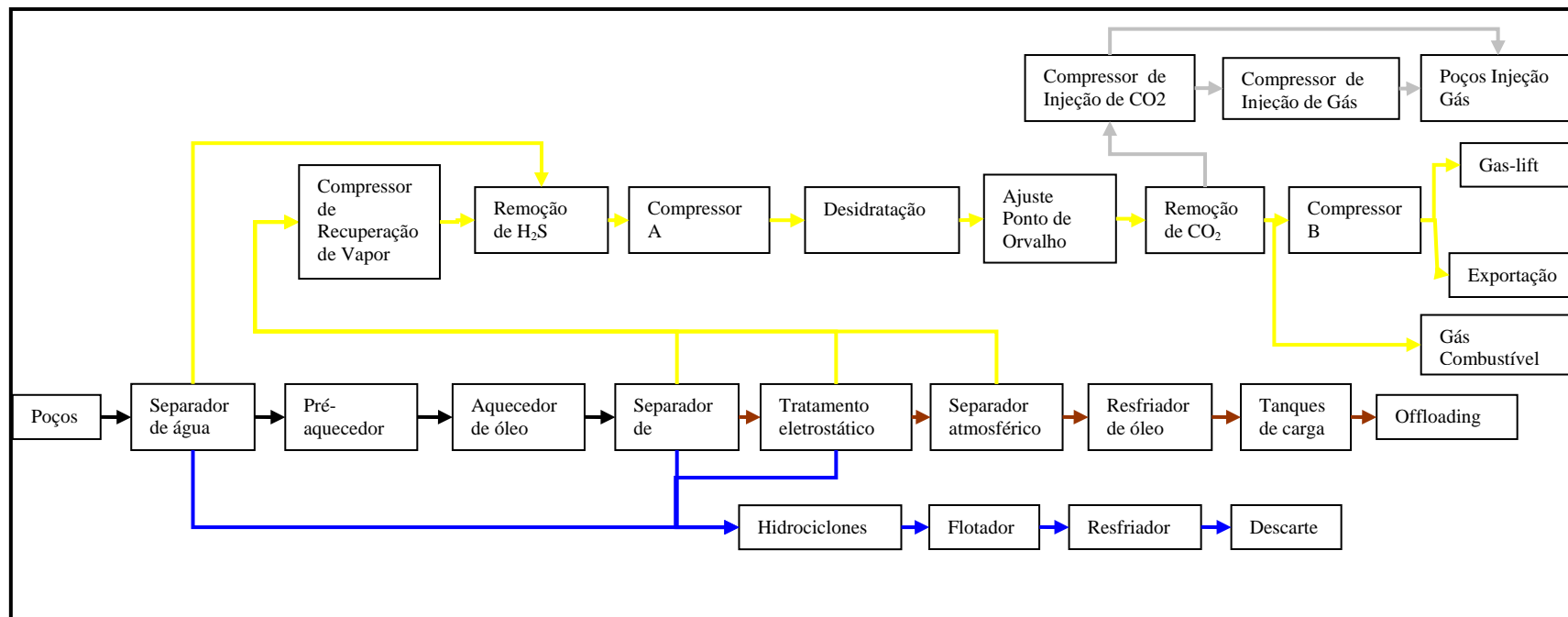
A Área de Tupi, no antigo Bloco BM-S-11, está localizada na porção central da Bacia de Santos, na direção do litoral do estado do Rio de Janeiro, a cerca de 280 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.200 metros. O FPSO Cidade de Angra dos Reis estará ancorado na Área de Tupi, nas coordenadas: 25° 32' 35.69" S e 42° 50' 28.70" W, em lâmina d'água de 2.140 metros.

O FPSO Cidade de Angra dos Reis 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 1.788.228 barris (284.297 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, por gasoduto, para a plataforma de Mexilhão. 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. O armazenamento de diesel é realizado em 7 (sete) tanques, que juntos perfazem uma capacidade total de 5.641 m³. A água produzida 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
	CO ₂		

II.8.3 - Descrição da Metodologia

II.8.3.1 - Análise Histórica de Acidentes – AHA

O principal objetivo da análise de riscos é a antecipação de falhas no sistema analisado, identificando suas causas potenciais e possíveis conseqüências, permitindo 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 freqüentes e das condições locais que favoreceram a ocorrência dos sinistros.

II.8.3.2 - 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.

Na APP são levantadas as causas de cada um dos possíveis eventos acidentais e as suas respectivas conseqüências e, em seguida é feita uma avaliação qualitativa do risco associado a cada cenário acidental, avaliando a freqüência 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.8.3.2-1**, 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 danos às instalações, aos operadores, ao público e 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: Efeitos

As possíveis conseqüências 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, bem como efeitos que possam gerar incêndios, explosões ou danos ao homem, meio ambiente e instalações.

4ª Coluna: Detecções

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

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.8.3.2-1**.

Tabela II.8.3.2-1 – Categorias de Frequência do evento acidental

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

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 conseqüências de cada um dos cenários identificados (composto pelo evento acidental e possíveis desdobramentos), conforme **Tabela II.8.3.2-2**.

Tabela II.8.3.2-2 – Categorias de Severidade do evento acidental

Categoria	Descrição
1 - Desprezível	Nenhum dano à instalação, as pessoas, ao meio ambiente e/ou nenhuma liberação no mar (direta ou resultante de escalonamento).
2 - Marginal	Danos leves as instalações, as pessoas, ao meio ambiente (os danos são controláveis, leves e/ou de baixo custo de reparo) e/ou liberação no mar inferior a 8 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).
3 - Crítica	Danos severos as instalações ou ao meio ambiente, lesões de gravidade moderada em pessoas, e/ou liberação no mar entre a 8 e 200 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).
4 – Catastrófica	Danos irreparáveis as instalações ou ao meio ambiente, morte ou lesões graves em pessoas e/ou Liberação no mar superior a 200 m ³ (direta ou resultante de escalonamento).

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.8.3.2-3**.

Tabela II.8.3.2-3 – Matriz de Riscos

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

Legenda: RC – Risco Crítico
RM – Risco Moderado
RNC – Risco Não Crítico

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 seqüencial.

9ª Coluna: Numeração da Hipótese

Esta coluna contém um número de identificação da Hipótese Acidental, sendo preenchida seqüencialmente para facilitar a consulta a qualquer hipótese de interesse. A realização da análise propriamente dita foi feita através do preenchimento de uma planilha de APP utilizando o modelo apresentado na **Figura II.8.3.2-1**.

Análise Preliminar de Perigos - APP								
Empresa:			Instalação:				Data:	
Elaborado por:					Processo:			
Perigo	Causas	Efeitos	Detecções	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese

Figura II.8.3.2-1 – Planilha de Análise Preliminar de Perigos - APP

II.8.4 - Resultados Obtidos

II.8.4.1 - Análise Histórica de Acidentes – AHA

II.8.4.1.1 - Principais Acidentes em Operações Offshore

A Tabela II.8.4.1.1-1 apresenta os principais acidentes em operações offshore, obtida de avaliações em vários bancos de dados.

Tabela II.8.4.1.1-1 – Principais Acidentes em Operações Offshore

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
60 Yrs 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	Incêndio
Bourbon Dolphin	2007	Oceano Atlântico	Navio	Afundamento
Byford Dolphin	1983	Noruega	Semi-submersível	Explosão
Cerveza	1983	-	Plataforma	Blowout
Chevron Typhoon	2005	Golfo do México	Plataforma	Furacão
Constellation	1969	Reino Unido	Jack-up	Afundamento
Cormorant A	1989	Reino Unido	Plataforma	Explosão
C. P. Baker	1964	Golfo do México	Navio 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

(Continua)

(Continuação da Tabela II.8.4.1.1-1)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
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
Ekofisk B	1977	Noruega	Plataforma	Blowout
Ekofisk P	1989	Noruega	Plataforma	Incêndio
Enchova Central	1984	Brasil	Plataforma	Blowout
Enchova Central	1988	Brasil	Plataforma	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	Explosão
Funiwa Platform	1980	Nigéria	Plataforma	Blowout
Gatto Selvatico	1976	-	Jack-up	Afundamento
Gemini	1974	-	Jack-up	-
Getty Platform A	1984	Golfo do México	Plataforma	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	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	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	Furacão
Mighty Servant 2	1999	Indonésia	Navio	Afundamento
Mighty Servant 3	2006	Angola	Navio	Afundamento

(Continua)

(Continuação da Tabela II.8.4.1.1-1)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Mississippi Cany 311A	1987	Golfo do México	Plataforma	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	Incêndio
Nabors Dolphin 105	2002	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Nabors Rig 269	1998	Golfo do México	Plataforma	Colapso
Nabors Workhorsel X	1980	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
NFX Platform A	1999	Golfo do México	Plataforma	Blowout
Noble Max Smith	2005	Golfo do México	Jack-up	Furacão
Nowruz Platforms	1983	Golfo Pérsico	Plataforma	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	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	Blowout
Petrobras P 36	2001	Brasil	Plataforma	Afundamento
Petromar V	1981	China	Navio de Perfuração	Blowout
Petronius A	1998	Golfo do México	Plataforma	Afundamento
Piper Alpha	1988	Reino Unido	Plataforma	Incêndio
Placid L 10a	1983	Mar do Norte	Plataforma	Blowout
Pool 55	1987	Golfo do México	Jack-up	Afundamento
Pride 1001E	1997	Golfo do México	Plataforma	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

(continua)

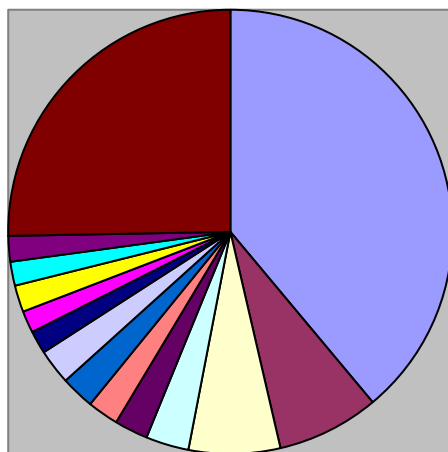
(Conclusão da Tabela II.8.4.1.1-1)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
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	Furacão
Ship Shoal 246b	1980	Golfo do México	Plataforma	Blowout
Sleipner A	1991	Noruega	Plataforma	Afundamento
Snorre A	2004	Noruega	Plataforma	Blowout
South Timbalier 26	1970	Golfo do México	Plataforma	Blowout
Stellhead Platform	1987	Alaska	Plataforma	Blowout
Sundowner 15	1996	Golfo do México	Plataforma	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
Transocean 3	1974	Reino Unido	Semi-submersível	Colapso
Treasure Seeker	1984	Noruega	Semi-submersível	Blowout
Trinimar Marine W327	1973	Venezuela	Plataforma	Blowout
Ubit Plataforma	1996	Nigéria	Plataforma	Incêndio
Union Oil Platform A	1969	Estados Unidos	Plataforma	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.

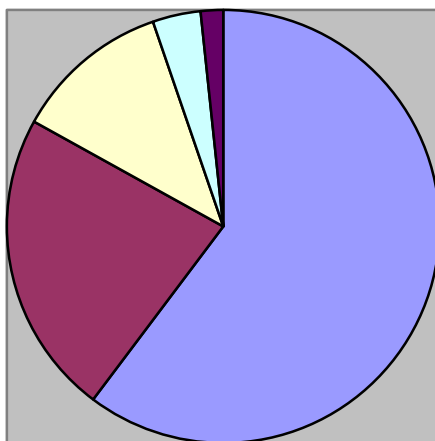
Da **tabela II.8.4.1.1-1**, obtemos:

- Acidentes por país/região



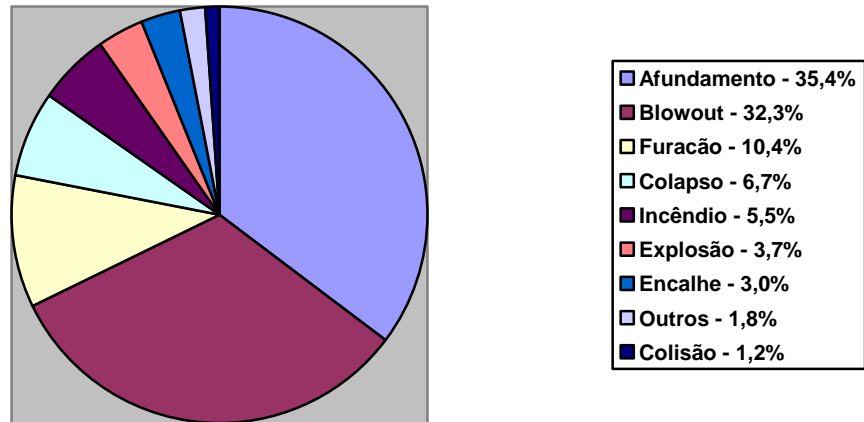
■	Golfo do México - 39%
■	Reino Unido - 7,3%
■	Noruega - 6,7%
■	Oc. Atlântico - 3,1%
■	Nigéria - 2,4%
■	Golfo Pérsico - 2,4%
■	Oc. Índico - 2,4%
■	Brasil - 2,4%
■	Angola - 1,8%
■	China - 1,8%
■	Indonésia - 1,8%
■	México - 1,8%
■	Mar do Norte - 1,8%
■	Outros - 25,3%

- Acidentes por Tipo de Unidade Marítima



■	Jack-up - 60,4%
■	Plataforma - 22,6%
■	Semi-submersível - 11,6%
■	Navio de Perfuração - 3,6%
■	Navio - 1,8%

- Acidentes por Tipo



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

II.8.4.1.2 - Acidentes em instalações fixas de produção

O Relatório “Accidente Statistics for Fixed Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980 – 2003” Preparado Pelo Det Norske Veritas – DNV, para Health and Safety Executive 2005, apresenta as seguintes informações:

Tabela II.8.4.1.2-1 – Número e Frequência de acidentes (UKCS, 1980-2003) por tipo de instalação.

Tipo de Instalação	1980 - 1989		1990 - 2003		1980 - 2003	
	N	F	N	F	N	F
Perfuração	19	0,115	27	0,106	46	0,110
Produção	995	1,631	4889	3,796	5884	3,100
Sonda de interv. em poços	13	0,086	211	0,337	324	0,302
Compressão	8	0,116	51	0,345	59	0,272
Bombeamento	-	-	-	-	-	-
Injeção	1	0,022	6	0,050	7	0,042
Alojamento	7	0,171	9	0,069	16	0,093
Total	1043	0,9473	5293	1,830	6336	1,587

Tabela II.8.4.1.2-2 - Número e Frequência de acidentes (UKCS, 1980-2003) por tipo de evento

Tipo de Evento	1980 - 1989		1990 - 2003		1980 - 2003	
	N	F	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	-	-	-	-	-	-
Blowout	5	4,5*10 ⁻³	5	1,7*10 ⁻³	10	2,5*10 ⁻³
Emborcamento	-	-	-	-	-	-
Colisão	2	1,8*10 ⁻³	26	9,0*10 ⁻³	28	7,0*10 ⁻³
Abalroamento	80	0,073	100	0,035	180	0,045
Acidente com Guindaste	422	0,383	1139	0,394	1561	0,391
Explosão	35	0,032	39	0,014	74	0,019
Queda de Objeto	468	0,425	1563	0,541	2031	0,509
Incêndio	228	0,207	618	0,214	846	0,212
Naufrágio	-	-	-	-	-	-
Encalhe	-	-	-	-	-	-
Acidente com Helicóptero	6	5,4*10 ⁻³	7	2,4*10 ⁻³	13	3,3*10 ⁻³
Alagamento / Inundação	1	9,1*10 ⁻⁴	-	-	1	2,5*10 ⁻⁴
Adernamento	1	9,1*10 ⁻⁴	-	-	1	2,5*10 ⁻⁴
Falha de Motores	-	-	-	-	-	-
Perda de Posicionamento	-	-	-	-	-	-
Vazamento	216	0,196	2686	0,929	2902	0,727
Dano Estrutural	4	3,6*10 ⁻³	12	4,2*10 ⁻³	16	4,0*10 ⁻³
Acidente no Rebocamento	-	-	-	-	-	-
Problema de poço	22	0,020	346	0,120	368	0,092
Outros	6	5,4*10 ⁻³	88	0,030	94	0,024

Tabela II.8.4.1.2-3 - Número e Frequência de acidentes (UKCS, 1980-2003) por tipo de evento em instalações de produção.

Tipo de Evento	1980 - 1989		1990 - 2003		1980 - 2003	
	N	F	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	-	-	-	-	-	-
Blowout	5	8,2*10 ⁻³	4	3,1*10 ⁻³	9	4,7*10 ⁻³
Emborcamento	-	-	-	-	-	-
Colisão	2	3,3*10 ⁻³	20	0,016	22	0,012
Abalroamento	73	0,120	82	0,064	155	0,082
Acidente com Guindaste	410	0,672	1086	0,843	1496	0,788
Explosão	34	0,056	39	0,030	73	0,038
Queda de Objeto	453	0,743	1497	1,162	1950	1,027
Incêndio	218	0,357	571	0,443	789	0,416
Naufrágio	-	-	-	-	-	-
Encalhe	-	-	-	-	-	-
Acidente com Helicóptero	5	8,2*10 ⁻³	-	-	5	2,6*10 ⁻³
Alagamento / Inundação	1	1,6*10 ⁻³	-	-	1	5,3*10 ⁻⁴
Adernamento	1	1,6*10 ⁻³	-	-	1	5,3*10 ⁻⁴
Falha de Motores	-	-	-	-	-	-
Perda de Posicionamento	-	-	-	-	-	-
Vazamento	205	0,336	2439	1,894	2649	1,393
Dano Estrutural	4	6,6*10 ⁻³	11	8,5*10 ⁻³	15	7,9*10 ⁻³
Acidente no Rebocamento	-	-	-	-	-	-
Problema de poço	21	0,034	333	0,259	354	0,187
Outros	6	9,8*10 ⁻³	81	0,063	87	0,046

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

- ORION, UK HSE-Offshore Safety Division
- Offshore Blowout Database BLOWOUT, SINTEF, Norway
- Worldwide Offshore Accident Databank WOAD, Det Norske Veritas – DNV, Norway

As instalações foram classificadas conforme as características descritas na **tabela II.8.4.1.2-4**.

Tabela II.8.4.1.2-4 – Classificação das instalações

Tipo de Instalação	Características
Perfuração	Instalações que só realizam atividades de perfuração.
Produção	Unidades fixas de produção tradicionais, incluindo perfuração, produção e alojamento.
Sonda de interv. em poços	Sonda de perfuração sem unidades de processamento. Normalmente são acopladas a unidades de produção.
Compressão	Unidades de compressão de gás.
Bombeamento	Unidades de bombeamento.
Injeção	Unidades de injeção de água ou gás
Alojamento	Unidades de alojamento.

Os eventos foram classificados conforme as características descritas na **tabela II.8.4.1.2-5**.

Tabela II.8.4.1.2-5 – Classificação dos eventos

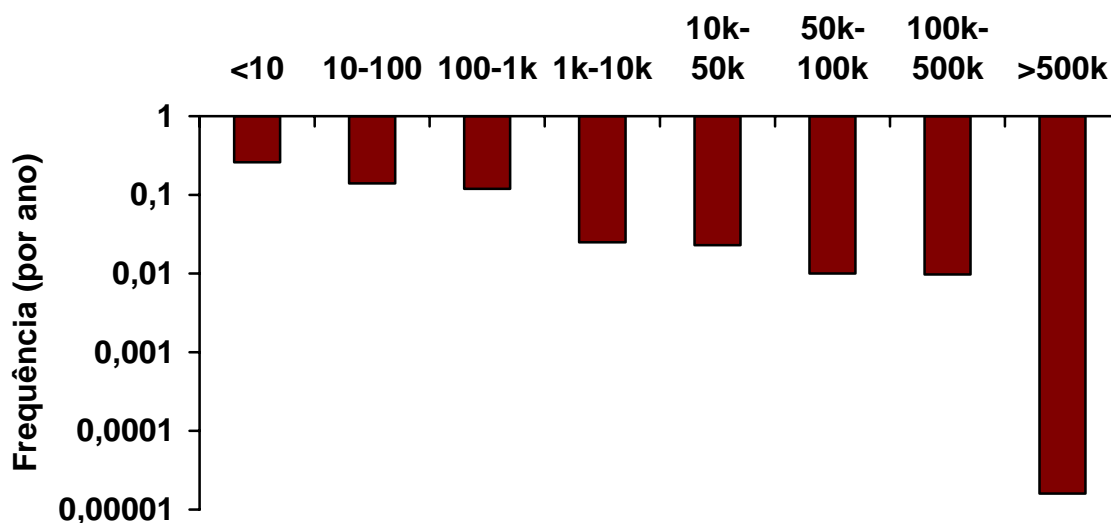
Tipo de Evento	Características
Falha de Ancoragem	Problemas com linhas de ancoragem, sistemas de amarração ou equipamentos. Exemplos: Ruptura de linhas de amarração, perda de ancora, falha do guincho, etc.
Blowout	Fluxo descontrolado de gás, petróleo ou outros fluidos do reservatório.
Emborcamento	Perda 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-propelido ou está sendo rebocada. Também se incluem colisões com pontes, cais, etc.
Abalroamento	Contato acidental entre a embarcação de apoio a 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 thruster, 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 ou outros.
Outros	Qualquer outro evento que não esteja especificado nos itens acima.

II.8.4.1.3 - Vazamentos de Óleo de FPSO

O Relatório “Frequency Analysis of Accidental Oil Releases from FPSO Operations in the Gulf of México”, preparado por Ecology & Environment, INC. para Minerals Management Service – MMS, em 2001, apresenta as seguintes informações:

Tabela II.8.4.1.3-1 – Vazamento de óleo devido a acidente em FPSO

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 - 1000	$7,9 \cdot 10^{-5}$	$1,2 \cdot 10^{-1}$	0	$1,2 \cdot 10^{-1}$
1000 - 10000	$6,9 \cdot 10^{-5}$	0	$2,5 \cdot 10^{-2}$	$2,5 \cdot 10^{-2}$
10000 - 50000	$6,7 \cdot 10^{-4}$	0	$2,3 \cdot 10^{-2}$	$2,3 \cdot 10^{-2}$
50000 - 100000	$6,1 \cdot 10^{-4}$	0	$9,7 \cdot 10^{-3}$	$1,0 \cdot 10^{-2}$
100000 - 500000	$5,9 \cdot 10^{-4}$	0	$9,1 \cdot 10^{-3}$	$9,7 \cdot 10^{-3}$
> 500000	$1,6 \cdot 10^{-5}$	0	0	$1,6 \cdot 10^{-5}$



Vazamento de óleo em barris

Tabela II.8.4.1.3-2 – Frequência de vazamento de óleo 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*10 ⁻²	1,3*10 ⁻²	5,6*10 ⁻³	5,3*10 ⁻³	0	3,8*10 ⁻²
Vaz. do navio aliviador no mar	0	0	0	1,0*10 ⁻²	9,5*10 ⁻³	4,1*10 ⁻³	3,8*10 ⁻³	0	2,8*10 ⁻²
Vaz. no processo	0	0	0	0	4,4*10 ⁻⁴	4,4*10 ⁻⁴	3,4*10 ⁻⁴	0	1,2*10 ⁻³
Vaz. no mangote de transf.	2,4*10 ⁻¹	1,2*10 ⁻¹	1,2*10 ⁻¹	0	0	0	0	0	4,9*10 ⁻¹
Navio Mercante passando	0	0	0	6,9*10 ⁻⁵	1,3*10 ⁻⁴	7,1*10 ⁻⁵	1,2*10 ⁻⁴	1,1*10 ⁻⁵	4,0*10 ⁻⁴
Vaz. pelo riser de produção	0	0	0	0	5,4*10 ⁻⁵	5,4*10 ⁻⁵	4,3*10 ⁻⁵	0	1,5*10 ⁻⁴
Afundamento	0	0	0	0	4,5*10 ⁻⁶	4,5*10 ⁻⁶	3,6*10 ⁻⁵	5,0*10 ⁻⁶	5,0*10 ⁻⁵
Explosão no tanque de carga	0	0	0	0	3,0*10 ⁻⁵	3,0*10 ⁻⁵	2,3*10 ⁻⁵	0	8,3*10 ⁻⁵
Vaz. pelo "swivel"	1,0*10 ⁻³	1,3*10 ⁻²	0	0	2,3*10 ⁻⁵	2,3*10 ⁻⁵	1,8*10 ⁻⁵	0	1,4*10 ⁻²
Vaz. pela tubulação de carga no deck	1,2*10 ⁻²	3,4*10 ⁻³	7,9*10 ⁻⁵	0	3,6*10 ⁻⁶	3,6*10 ⁻⁶	2,8*10 ⁻⁶	0	1,6*10 ⁻²
Rompimento no processo de gás	0	0	0	0	3,3*10 ⁻⁶	3,3*10 ⁻⁶	2,6*10 ⁻⁶	0	9,2*10 ⁻⁶
Vaz. pela tubulação	0	0	0	0	1,1*10 ⁻⁶	1,1*10 ⁻⁶	9,1*10 ⁻⁷	0	3,2*10 ⁻⁶
Falha na amarração	0	0	0	0	8,3*10 ⁻⁷	8,3*10 ⁻⁷	7,0*10 ⁻⁷	0	2,3*10 ⁻⁶
Explosão no turret	0	0	0	0	2,3*10 ⁻⁷	2,3*10 ⁻⁷	1,8*10 ⁻⁷	0	6,4*10 ⁻⁷
Explosão no tanque de lastro	0	0	0	0	1,6*10 ⁻⁷	1,6*10 ⁻⁷	1,3*10 ⁻⁷	0	4,5*10 ⁻⁷
Vaz. pelo riser de exportação de gás	0	0	0	0	1,4*10 ⁻⁷	1,4*10 ⁻⁷	1,1*10 ⁻⁷	0	3,8*10 ⁻⁷
Vaz. pela tubulação de exportação de gás	0	0	0	0	1,3*10 ⁻⁸	1,3*10 ⁻⁸	9,9*10 ⁻⁹	0	3,5*10 ⁻⁸
Navio aliviador	0	0	0	5,0*10 ⁻⁹	7,8*10 ⁻⁹	3,5*10 ⁻⁹	5,8*10 ⁻⁹	5,2*10 ⁻¹⁰	2,3*10 ⁻⁸
Incêndio no sistema de metanol	0	0	0	0	3,0*10 ⁻⁹	3,0*10 ⁻⁹	2,3*10 ⁻⁹	0	8,3*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
	2,6*10 ⁻¹	1,4*10 ⁻¹	1,2*10 ⁻¹	2,5*10 ⁻²	2,3*10 ⁻²	1,0*10 ⁻²	9,7*10 ⁻³	1,6*10 ⁻⁵	5,9*10 ⁻¹

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

- Operações de transporte de navio aliviadores – MMS's tanker oil spill database for tankers operating in US waters by Anderson and LaBelle e DNV's ARF Technical Note;
- Operações de offloading de FPSO para navio aliviador – Marine Board's tanker lightering study commissioned by Coast Guard, MMS' lease sale EISs (MMS1997b and MMS1998a) e DNV study for an existing FPSO operating in the North Sea;
- Operações do FPSO – DNV's ARF manual.

O escopo do trabalho inclui:

- Todos os aspectos da operação de um FPSO, desde os poços, a produção de petróleo e gás até a exportação do óleo por navio aliviador e do gás por gasodutos à 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 trabalho não contemplou as fases de construção, comissionamento e descomissionamento do FPSO bem como operações de perfuração e manutenção de poços.

II.8.4.1.4 - Acidentes em Dutos

II.8.4.1.4.1 - Causas Iniciadoras

As principais causas iniciadoras de acidentes em dutos submarinos podem ser de origem: (i) Naturais, (ii) Técnicas e (iii) Operacionais.

As causas naturais são essencialmente ocasionadas devido à:

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

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. Esses são relacionados a transporte de sedimentos, erosão e correntezas e provocam um grande número de efeitos, como por exemplo:

- Perda da cobertura de proteção dos dutos;
- Aparecimento de zonas livres, ou seja, trechos de dutos que ficam sem sustentação como resultado da ação das correntes marítimas. Isto provoca esforços mecânicos que podem levar à ruptura e provocar o fenômeno da formação de vórtices causados por correntes marítimas transversais;
- Mudança na tipologia no assoalho oceânico devido à erosão, correntes marítimas e o movimento dos sedimentos no fundo marinho. O mais crítico desses fenômenos é o aparecimento de zonas livres.

Foram identificadas as seguintes falhas técnicas que podem ocasionar acidentes com dutos submarinos.

- Falha Mecânica de Projeto e Construção

Os vazamentos atribuídos a essa causa são relativamente raros. Algumas falhas de corrosão podem ser mais apropriadamente definidas como procedimento de construção de má qualidade onde a superfície dos dutos foi inadequadamente preparada ou técnicas de revestimento aplicadas de forma inadequada.

As falhas da estrutura ocorrem quando suportes não adequados são colocados em uma seção que necessitavam de controle de esforço. O projeto e a construção de baixa qualidade das sustentações dos dutos e contenções para os dutos sujeitos a uma grande faixa de variações de temperatura de operação levam a perfuração da parede do duto devido à abrasão ou deformação da linha.

O excesso de tensão em flanges ou o emprego de material impróprio em gaxetas resultaram em vazamentos. Grandes impactos durante a construção também resultam em corrosão por stress e falha eventual.

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

Esse tipo de causa de vazamento 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 conseqüências 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

Esse tipo de falha ocorre em linhas onde os níveis de proteção são inadequados. Podem ocorrer interferências das estruturas de condutores adjacentes ou de outros sistemas de proteção catódica.

Com relação às causas operacionais, foram identificadas as seguintes possíveis causas:

- Danos por Forças Externas

Foi observado que a maior parte das causas dos vazamentos provocados por forças externas foram 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 freqüentes nas proximidades de plataformas ou terminais.

Os danos causados por âncoras de navio têm sua intensidade dependente do peso da âncora e da velocidade com que essa é lançada e enterrada no fundo do mar.

- Corrosão

Pode ocorrer de forma externa ou interna. No caso da corrosão externa, técnicas modernas de preparação e cobertura da linha e complementar proteção catódica 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.

II.8.4.1.4.2 - Dados Históricos

PARLOC-94

O banco de dados do PARLOC-94 apresenta uma lista de 401 ocorrências acidentais em dutos submarinos, sendo 154 dessas relacionadas a dutos de aço. Desses, 39 acidentes resultaram em perdas de contenção, os quais 22 foram causados por corrosão ou defeito do material do duto, conforme **Figura II.8.4.1.4.2-1**. Essa figura apresenta a distribuição dos tipos de acidentes para dutos de aço que resultaram em perdas de contenção, onde é possível verificar que a maioria dos acidentes ocorreu por corrosão interna.

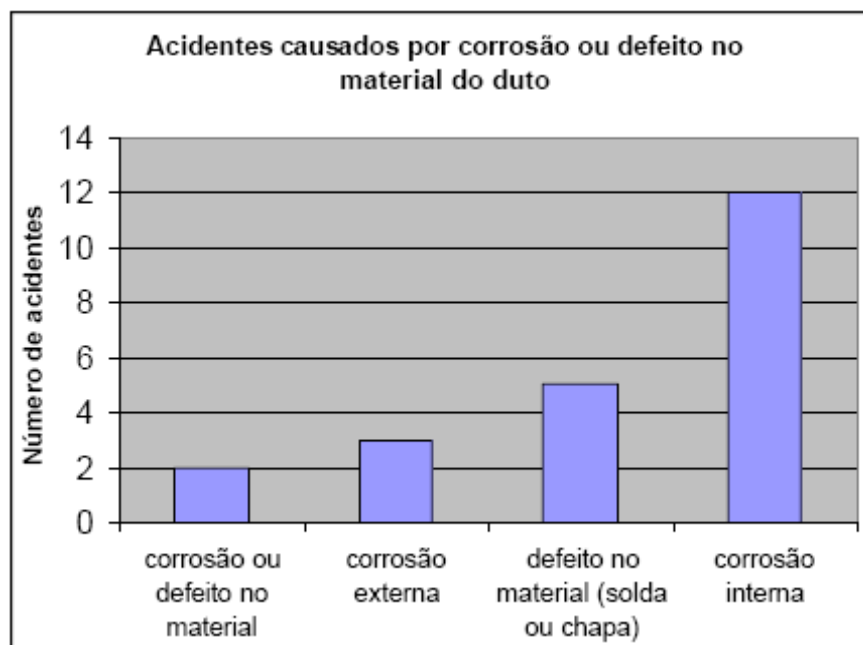


Figura II.8.4.1.4.2-1 - Acidentes causados por corrosão ou defeito do material de dutos de aço.

Fonte: PARLOC 94.

Dos 39 acidentes que resultaram em perdas de contenção, 09 acidentes ocorreram por forças externas, sendo classificados em: (05) por impacto de navio ancorado na zona de segurança da plataforma; (02) por pesca de arraste; (01) por navio afundado sobre duto; (01) por atividades de construção e montagem. A **Figura II.8.4.1.4.2-2** apresenta a distribuição em porcentagem das causas classificadas como forças externas.

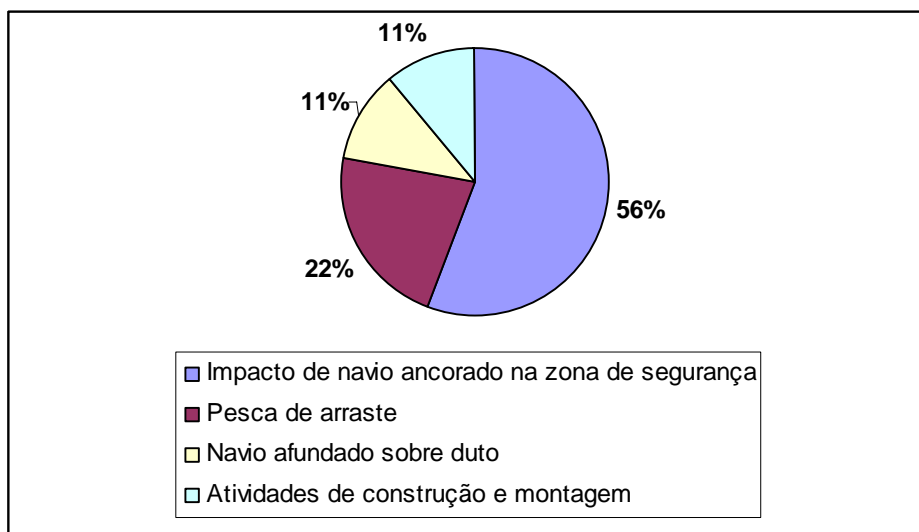


Figura II.8.4.1.4.2-2 - Acidentes causados por forças externas.

O PARLOC-94 não discrimina as causas básicas dos acidentes e as taxas de frequência de acidentes associadas ao grau de magnitude de vazamento, exceto para as válvulas, flanges e bombas, sendo considerado, para efeito de simplificação da análise, eventos originados através de falhas no material, corrosão e de equipamentos que resultaram em um único conjunto de dados para gerar os eventos acidentais finais.

PARLOC-2001

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

No final do ano 2000, o número de dutos instalados no Mar do Norte era de 1.567 dutos, o comprimento total de dutos instalados de 24.837 km e uma experiência operacional de 315.401 km-ano.

A maior parte dos dutos foi instalada entre os períodos de 1971-1975 e de 1981-1985 sendo que entre 1995-2000, 564 dutos foram instalados.

Observa-se na **tabela II.8.4.1.4.2-1** que existiam, no ano 2000, aproximadamente, o mesmo número de oleodutos, gasodutos, bem como de dutos que transportam outros produtos como água e produtos químicos.

Tabela II.8.4.1.4.2-1 - Número de Dutos no Mar do Norte em 2000

Tipos de Linha / Diâmetro em Polegada	Produto Transportado			Total
	Óleo	Gás	Outros*	
Linhas Flexíveis	181	105	212	498
Dutos de Aço	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.
Fonte: PARLOC 2001.

Com relação aos comprimentos de dutos instalados, pode ser observado na **tabela II.8.4.1.4.2-2** que os gasodutos têm maior comprimento.

Tabela II.8.4.1.4.2-2 - Comprimento Instalado por Km - Dutos no Mar do Norte em 2000.

Tipos de Linha / diâmetro em polegada	Produto Transportado			Total em Km
	Óleo	Gás	Outros	
Linhas Flexíveis	365	600	1.024	1.989
Dutos de Aço	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

Fonte: PARLOC,2001.

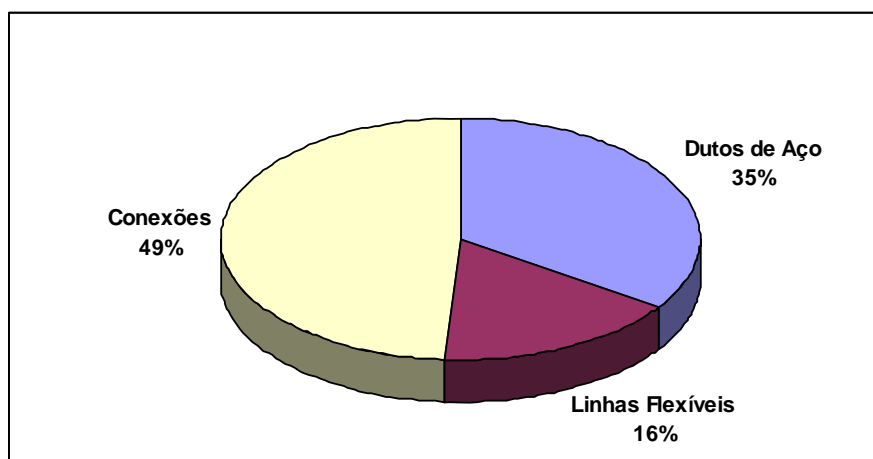
Tabela II.8.4.1.4.2-3- Experiência Operacional - Dutos no Mar do Norte em 2000

Tipos de Linha / diâmetro em polegada	Produto Transportado (Km/ano)			Total (Km/ano)
	Óleo	Gás	Outros	
Linhas Flexíveis	2.576	1.959	3.620	8.155
Dutos de Aço	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

Fonte: PARLOC,2001.

O Relatório PARLOC-2001 avalia um total de 483 incidentes, desses 346 são relativos a dutos em operação. Desses 346 incidentes, 188 resultaram em vazamentos distribuídos da seguinte forma:

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

**Figura II.8.4.1.4.2-3 - Distribuição Percentual dos Vazamentos**

II.8.4.1.4.3 - 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 II.8.4.1.4.3-1 e II.8.4.1.4.3-2 a seguir apresentam dados desses bancos.

Tabela II.8.4.1.4.3-1- 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 x 10 ⁻² /equipamento
8"<D≤12"	3.53 x 10 ⁻³ /equipamento
12"<D≤16"	Sem informação disponível
D>16"	6.77 x 10 ⁻³ /equipamento
<i>Recebedores de pigs (por diâmetro):</i>	
D≤8"	1.01 x 10 ⁻² /equipamento
8"<D≤12"	4.76 x 10 ⁻³ /equipamento
12"<D≤16"	7.63 x 10 ⁻³ /equipamento
D>16"	6.70 x 10 ⁻³ /equipamento
<i>Dutos (por diâmetro):</i>	
Duto de Aço	
D≤4"	1.26 x 10 ⁻⁵ / m
4"<D≤8"	2.69 x 10 ⁻⁶ / m
8"<D≤12"	1.92 x 10 ⁻⁶ / m
12"<D≤16"	3.21 x 10 ⁻⁶ / m
D>16"	1.07 x 10 ⁻⁶ / m
Flexíveis:	
D≤4"	1.76 x 10 ⁻⁵ /m
4"<D≤8"	4.40 x 10 ⁻⁶ / m
8"<D≤12"	Sem informação disponível
12"<D≤16"	4.00 x 10 ⁻⁴ / m
D>16"	Sem informação disponível

Continua

Conclusão da Tabela II.8.4.1.4.3-1

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
Componente	Taxa de Falhas
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.8.4.1.4.3-2 - 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, 2002 em PETROBRAS, 2005.

II.8.4.2 - Análise Preliminar de Perigos – APP

A aplicação da metodologia descrita no item 3.2, possibilitou a elaboração das planilhas da Análise Preliminar de Perigos – APP, apresentadas no Anexo I. Para facilitar a identificação dos cenários acidentais, as atividades desenvolvidas no FPSO Cidade de Angra dos Reis foi dividida em processos conforme **tabela II.8.4.2-1**.

Tabela II.8.4.2-1 – 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 Tratamento Eletrostático.
Tratamento de óleo	Da entrada do Tratamento Eletrostático até entrada dos Tanques de Carga.
Tratamento da Água Produzida	Da saída do separador de água livre e do separador de produção até o descarte para o mar.
Estocagem de Óleo	Tanques de carga.
Offloading	Dos tanques de carga até o navio aliviador.
Tratamento do Gás	Do Separador de água livre e do separador de produção até entrada da Remoção de CO ₂
Injeção de CO ₂	Da Remoção de CO ₂ até os poços
Geração de Energia	Da Remoção de CO ₂ até Geradores de energia
Exportação de Gás	Da Remoção de CO ₂ até Plataforma de Mexilhão
Gás Lift	Da Remoção de CO ₂ até os poços
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.
Operação com Aeronaves	Heliponto.
Abastecimento de Aeronaves	Do tanque de QAV até a aeronave.
Estocagem de QAV	Tanques de QAV.

A **tabela II.8.4.2-2** apresenta um resumo geral dos perigos identificados.

Tabela II.8.4.2-2 – 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	14 – 14 %	11 – 11 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	8 – 8 %	7 – 7 %	12 – 12 %	4 – 4 %
B	2 – 2 %	4 – 4 %	9 – 9 %	22 – 22 %
A	0 – 0 %	1 – 1 %	0 – 0 %	6 – 6 %

Dos perigos identificados, verificamos:

- 04 Hipóteses Acidentais (HAs) com Risco Crítico (RC), cujo efeito foram incêndio / Explosão;
- 67 Hipóteses Acidentais (HAs) com Risco Moderado (RM), cujos efeitos foram:
 - Incêndio / Explosão – 33 HAs (49 %);
 - Vazamento de óleo para o mar – 28 HAs (42 %);
 - Emissão para a atmosfera – 5 HAs (7 %);
 - Vazamento de produto químico para o FPSO – 1 HA (2 %).
- 29 Hipóteses Acidentais (HAs) com Risco Não Crítico (RNC), cujos efeitos foram:
 - Vazamento de óleo para o FPSO – 19 HAs (66 %);
 - Emissão para a atmosfera – 7 HAs (24 %);
 - Vazamento de óleo para o mar – 2 HAs (7 %);
 - Vazamento de produto químico para o mar – 1 HA (3 %).

As tabelas II.8.4.2-3 a II.8.4.2-22 apresentam os perigos identificados por processo.

Tabela II.8.4.2-3 – 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 – 11 %	2 – 22 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	1 – 11 %	0 – 0 %	2 – 22 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 11 %	2 – 22 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-4 – 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 – 20 %	1 – 20 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	1 – 20 %	0 – 0 %	2 – 40 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-5 – 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 – 20 %	1 – 20 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	1 – 20 %	0 – 0 %	2 – 40 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-6 – Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento de 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.8.4.2-7 – 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 – 11 %	1 – 11 %	1 – 11 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	2 – 22 %
A	0 – 0 %	1 – 11 %	0 – 0 %	3 – 33 %

Tabela II.8.4.2-8 – 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 – 14 %	1 – 14 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	0 – 0 %	2 – 29 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 14 %	2 – 29 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-9 – Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento de Gás.

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 %	1 – 25 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-10 – Resumo dos perigos identificados no processo de Injeção de CO₂.

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

Tabela II.8.4.2-11 – Resumo dos perigos identificados no processo de Geração de Energia Elétrica.

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 %	1 – 25 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-12 – Resumo dos perigos identificados no processo de Exportação de Gás.

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 %	1 – 25 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-13 – Resumo dos perigos identificados no processo de Gás Lift.

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 %	1 – 25 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-14 – 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	0 – 0 %	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	1 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-15 – 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 – 14 %	1 – 14 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	1 – 14 %	1 – 14 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	2 – 29 %	1 – 14 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-16 – 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 – 14 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	1 – 14 %	2 – 29 %	3 – 43 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-17 – 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.8.4.2-18 – 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.8.4.2-19 – 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	1 – 25 %	1 – 25 %	0 – 0 %	4 – 50 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-20 – Resumo dos perigos identificados no processo de Operação com Aeronaves.

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 %	3 – 100%
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-21 – 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 – 17 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	2 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	3 – 50 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

Tabela II.8.4.2-22 – 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 – 17 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	2 – 33 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	3 – 50 %	0 – 0 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

II.8.5 - Programa de Gerenciamento de Riscos

O termo Gerenciamento de Riscos é utilizado para caracterizar o processo de identificação, avaliação e controle de riscos. Um Programa 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 (conseqüências) 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 tanto reduzir as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas), como as suas respectivas conseqüências (ações mitigadoras).

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

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

A **tabela II.8.5-1** apresenta as medidas preventivas e mitigadoras para as hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos – APP.

Tabela II.8.5-1 – Medidas preventivas e mitigadoras por hipótese acidental identificada.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 29, 31, 32, 33, 34, 35, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 73, 75, 78, 79, 80, 81, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98.	R1	Programa de manutenção e inspeção de equipamentos.	Inserir os equipamentos estáticos (dutos, risers, vasos, tanques, conexões, etc) no sistema de programação e controle de inspeção periódica. Inserir os equipamentos rotativos (bombas, compressores, etc) e instrumentos de controle no sistema de programação e controle de manutenção preventiva.
1, 2.	R2	Programa de testes dos sistemas de segurança (DHSV / ANM).	Realizar os testes nos sistemas de segurança (DHSV / ANM) conforme periodicidade estabelecida em procedimento para garantir a sua funcionalidade.
1, 3, 4, 6, 7, 9, 10, 12, 13, 15, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 24, 26, 28, 29, 31, 32, 34, 36, 59, 60, 62, 64, 66, 67, 69, 71, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 82, 83, 89, 90, 93, 95, 97, 99.	R3	Plano de Emergência Individual - PEI da Unidade Marítima.	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, 5, 8, 11, 14, 16, 19, 25, 27, 33, 35, 37, 38, 39, 40, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 61, 63, 65, 68, 70, 72, 80, 81, 84, 85, 86, 87, 88, 91, 92, 94, 96, 98, 100.	R4	Plano de Emergência da Unidade Marítima.	Elaborar o Plano de Emergência da Unidade Marítima contemplando as hipóteses acidentais identificadas na análise preliminar de perigos APP e treinar os envolvidos.
3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 31, 32, 34, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 62, 66, 67, 69, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98.	R5	Procedimento de Gestão de Mudanças.	Seguir o procedimento de gestão de mudanças quando da realização de mudanças nas instalações, produtos e insumos necessários ao processo produtivo.

(Continua)

(conclusão da Tabela II.8.5-1)

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
4, 7, 10, 13, 15, 18, 23, 31, 59, 66, 79, 83, 89, 90, 93, 95, 97, 99.	R7	SOPEP.	Seguir o Plano SOPEP utilizando os equipamentos nele previstos para conter e recolher qualquer vazamento de óleo a bordo do FPSO.
5, 8, 11, 14, 16, 19, 25, 33, 35, 39, 41, 45, 47, 49, 51, 53, 55, 61, 63, 64, 65, 68, 70, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 96, 98, 100.	R8	Procedimento de Permissão de Trabalho.	Seguir o procedimento de permissão de trabalho para todos os serviços não cobertos pelos procedimentos operacionais existentes.
9, 26, 27, 28, 71, 72.	R9	Procedimento de monitoramento das proximidades do FPSO.	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.
12, 13, 17, 18, 40, 41, 46, 47, 50, 51, 54, 55.	R10	Procedimento de calibração da PSV.	Calibrar periodicamente as PSVs dos equipamentos pressurizados.
59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 82, 84, 85, 89, 90, 91, 92, 93, 94.	R11	Procedimento de avaliação de contratados.	Seguir o procedimento de qualificação e avaliação periódica da performance em segurança, meio ambiente e saúde ocupacional dos prestadores de serviço.
73, 74.	R12	Redundância do sistema de ancoragem	Garantir que a falta de uma das linhas de ancoragem não compromete o posicionamento do FPSO.
75.	R13	Redundância do sistema de manutenção da estabilidade.	Garantir a redundância do sistema de manutenção da estabilidade do FPSO.
43, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55.	R14	Informar as embarcações nas imediações.	Informar o ocorrido as embarcações nas imediações para que se afastem da área.

Segue um breve descritivo dos principais elementos do Programa de Gerenciamento de Riscos.

II.8.5.1 - Introdução

II.8.5.1.1 - Premissas

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

II.8.5.1.2 - Escopo

Estas normas de Saúde, Segurança e Meio Ambiente são aplicáveis a todas as atividades e operações da MODEC 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 MODEC;
- Atividade de sub-contratados em instalações da MODEC ou sob o seu gerenciamento.

II.8.5.1.3 - Objetivos

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

- Implementar a Política MODEC HSEQ;
- 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 MODEC pode ser medido;
- Direciona 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.

II.8.5.1.4 - Função HSE e Responsabilidades dos Gerentes de Linha

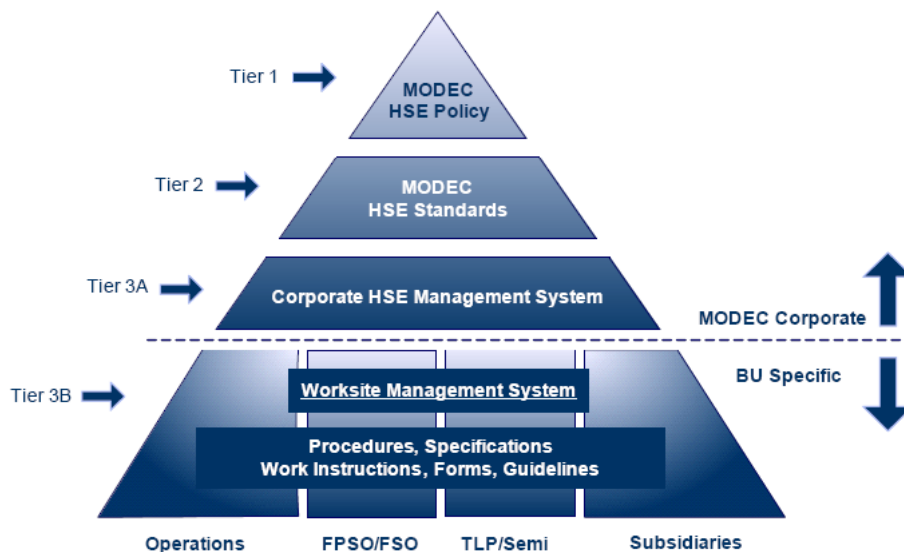
O Grupo de HSE da MODEC é responsável pela elaboração das normas, sistemas, processos e procedimentos que permitam que as exigências do presente documento sejam cumpridas. Além disso, o Grupo HSE presta apoio e orientação para a linha de gestão em sua execução. A Linha de gestão é responsável pela implementação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

II.8.5.1.5 - Revisão e Controle de Documentos

Estas normas de HSE devem ser revistas pelo menos de três em três anos pelo Departamento de HSE em colaboração com o Presidente e CEO e atualizadas de acordo com o MODEC HSE procedimento de controle de documentos.

II.8.5.2 - 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 MODEC é descrito na **Figura II.8.5.2-1**

Figura II.8.5.2-1 – Hierarquia de Documentos

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

- Política de HSEQ da MODEC (Nível 1)
A Política de HSEQ da MODEC define as expectativas e as necessidades da empresa, a fim de cumprir os objetivos estratégicos da organização.
- NORMAS MODEC de HSE (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 MODEC.
- SISTEMA DE GESTÃO INSTITUCIONAL (tier 3A)
O Sistema de Gestão Corporativa compreende procedimentos e processos da MODEC que define atividades específicas (de acordo com as Normas de HSE) que são aplicáveis em todas as operações da MODEC. Estes documentos abordam temas específicos onde é importante que as atividades sejam realizadas de forma consistente em toda MODEC.

- SISTEMA DE GESTÃO DA INSTALAÇÃO (tier 3B)

A Instalação descreve o sistema de gestão de processos e atividades de gestão de um projeto específico ou instalação e que se destina a apoiar as Políticas e Normas de HSEQ. Eles aplicam-se apenas no 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.

II.8.5.2.1 - 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?

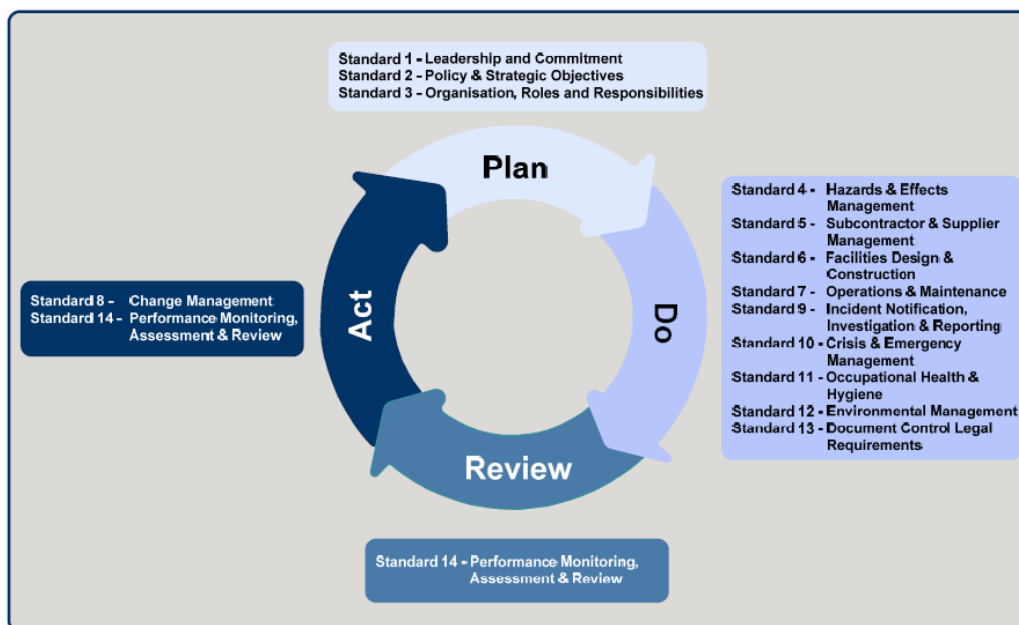
Especificações – Definem os requisitos mínimos que devem ser atendidos por um processo, produto ou serviço.

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

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

II.8.5.3 - Normas de HSE

As Normas de HSE são baseadas na metodologia PDCA, conforme ilustrado na figura 3-1.

Figura II.8.5.3-1 – Estrutura das Normas de HSE

NORMA 1 – Liderança e Comprometimento

Expectativa:

Executivo de gestão, gestores, agentes, sub-empresários devem compreender as suas responsabilidades de HSE e são responsáveis pela liderança e em praticar a reunião HSEQ, normas, objetivos e metas.

Objetivos:

Os processos devem atender os seguintes requisitos:

- 1.1 Os executivos são responsáveis pelo desempenho de HSE do Negócio, na aplicação e comunicação da Política de HSEQ e atender aos objetivos de HSE.
- 1.2 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 tem 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 MODEC.

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 os 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 o 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 quatro meses.

NORMA 3 – Organização, Regras e Responsabilidades

Expectativa:

A organização é definida, as responsabilidades são claramente identificadas, com recursos estabelecidos para a implementação dos requisitos da Política de HSEQ. O pessoal é competente para a realização de suas atribuições e atividades, treinamentos são realizados para a manutenção de suas aptidões e competências, e suas competências são regularmente avaliadas.

Objetivos:

Os processos devem atender os seguintes requisitos:

- 3.1 As responsabilidades de HSE do pessoal próprio e contratados são identificadas, definidas, documentadas, mantidas, compreendidas e aplicadas.
- 3.2 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 conduzidos 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 são encorajados corrigir comportamentos de risco e reforçar o comportamento positivo.
- 3.8 Programas de treinamento baseados em competência e avaliações são realizadas para as funções e atividades críticas de HSE.
- 3.9 Questões de HSE são efetivamente comunicadas a toda a organização com informações relevantes regularmente.
- 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 riscos associados avaliados. Os processos de gerenciamento de aspectos e impactos são partes integrantes na tomada de decisão e ações são adotadas de forma a tornar os riscos tão baixo quanto possíveis (ALARP).

Objetivos:

Os processos devem atender os seguintes requisitos:

- 4.1 Perigos e riscos são identificados, avaliados, priorizados e controlados por uma estrutura de processos, incluindo atividades normais 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 Pessoal próprio e contratado envolvidos na identificação, avaliação e controle, e auditoria formal de riscos, são treinados e qualificados.
- 4.5 Registro e documentação da identificação de perigos, avaliação e controle, e auditoria formal de riscos e gerenciamento de riscos são definidas e executadas efetivamente e em tempo adequado.
- 4.6 Os riscos são comunicados as 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 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 estão alinhadas, de modo a maximizar o desempenho e minimizar efeitos adversos sobre HSE.

Objetivos:

Os processos devem atender os 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 implementar sistemas e prover 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 as obrigações são definidos em contrato e são periodicamente monitorados e registrados.
- 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 os seguintes requisitos:

- 6.1 Os perigos potenciais de HSE são identificados e os riscos associados e seus impactos avaliados e gerenciados utilizando ferramentas apropriadas durante o projeto e construção.
- 6.2 O equipamentos, sistemas, procedimentos e atividades críticas são identificadas e documentadas, e a performance das normas verificadas.
- 6.3 Revisões de pré e pós partida são realizadas e documentadas para garantir que a construção ou as modificações estão em conformidade com o projeto e todas as verificações requeridas, documentação e treinamento foram realizados.
- 6.4 Os códigos, normas, processos e procedimentos aplicáveis ao projeto e construção deve 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 baseados 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, 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 operados, mantidos, inspecionados e testados utilizando sistemas e procedimentos de gerenciamento de riscos de forma a atingir a melhoria contínua.

Objetivos:

Os processos devem atender os 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, *shut-down*, e o gerenciamento dos procedimentos de operação devem estabelecer as responsabilidades e autoridades.
- 7.3 Parâmetros chaves de operação e indicadores de performance são definidos, documentados e regularmente monitorados.
- 7.4 A confiabilidade e 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 para 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 mantém a integridade do projeto e 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 mantém um nível aceitável.

Objetivos:

Os processos devem atender os 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 a execução do projeto, operação, instalação, 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, 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. Incidentes 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 a as lições compartilhadas para evitar perdas futuras.

Objetivos:

Os processos devem atender os seguintes requisitos:

9.1 Manutenção de procedimentos para registro, investigação, mitigação e apropriada comunicação 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, proteger o pessoal, as partes interessadas e o meio ambiente. Ameaças e riscos para o pessoal, bens, operações e meio ambiente são identificadas e ações de salvaguardas implementadas para o seu gerenciamento.

Objetivos:

Os processos devem atender os 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, acessíveis e comunicados.
- 10.4 Responsabilidades e autoridades para o pessoal próprio e contratado para responder a emergências, são documentados, comunicados e entendidos.
- 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, 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, comunicadas e incorporadas 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 para proteger sua segurança e saúde dos perigos associados às atividades da empresa.

Objetivos:

Os processos devem atender os 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 álcool e drogas.
- 11.3 Avaliações de segurança e saúde ocupacional são realizadas para atividades rotineiras e não rotineiras, 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, controles são implementados e mantidos para proteger o pessoal próprio e contratado dos riscos associados às suas atividades.
- 11.5 Onde a aplicação de controles não reduzir a exposição a níveis adequados, EPI são disponibilizados e treinamento apropriado realizado.
- 11.6 Manutenção apropriada dos EPI, quando requerido, são realizadas 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 as atividades e operações são identificados e monitorados para assegurar que estão minimizados e adequadamente gerenciados.

Objetivos:

Os processos devem atender os seguintes requisitos:

- 12.1 Procedimentos são adotados para identificar a 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 para eliminar, reduzir reutilizar reciclar, tratar ou dispor os resíduos de forma adequada.
- 12.4 Evidencia 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 a seleção e utilização de novo produto químico ou material, uma avaliação é realizada para verificar a performance e 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:

Toda a legislação aplicável é identificada e verificada a sua conformidade, e a documentação é gerenciada formalmente para controlar o processo. Registros são mantidos acessíveis e prontos para serem avaliados.

Objetivos:

Os processos devem atender os 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 são desenvolvidos e implementados avaliações para verificar a performance das normas.
- 13.4 Registros médicos, de exposição ocupacional e de saúde dos trabalhadores são mantidos com confidencialidade e retidos quando aplicável.
- 13.5 Leis aplicáveis, regulamentos, licenças, códigos, normas, práticas e outros requisitos são identificados, monitorados e documentados, e comunicados a alta administração e as partes interessadas.

NORMA 14 – Monitoramento, Avaliação, Análise e Melhoria da Performance.

Expectativa:

O sistema e a performance de HSE são monitoradas, auditadas e analisadas para identificar tendências, progressos, conformidade e melhoria contínua e assegura que o processo de gerenciamento é efetivo.

Objetivos:

Os processos devem atender os seguintes requisitos:

- 14.1 A alta administração realiza auto-avaliações periódicas da efetividade dos processos e procedimentos para 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 aprendidas 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.
- 14.11 Objetivos, metas e indicadores de performance são revisados, no mínimo, anualmente.