

II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS

II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS

O objetivo deste estudo é a identificação e o gerenciamento dos riscos associados a produção de petróleo no Bloco BM-S-40 na Bacia de Santos, nas áreas denominadas de Tiro e Sídon. Para a produção em ambas as áreas será instalada uma única Unidade Estacionária de Produção (UEP), do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), o FPSO Cidade de Itajaí.

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 - Descrição das Instalações

O projeto de Desenvolvimento de Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon foi elaborado com base nas melhores práticas de segurança, meio ambiente e saúde, segundo as diretrizes do Sistema de Gestão implementado na PETROBRAS. O planejamento considerou, em vários aspectos, as questões ambientais relacionadas a um Projeto de Desenvolvimento de Produção de Óleo. Um exemplo é o processo de contratação da unidade de produção, onde são estabelecidas exigências contratuais que visam o completo atendimento aos requisitos legais de modo a garantir o adequado controle ambiental.

A atividade de produção de petróleo nas áreas de Tiro e Sídon têm previsão para iniciar em março de 2012 e deverá operar por até 15 anos, podendo sofrer intervenções com o objetivo de aumentar o desempenho da produção.

A produção nesses reservatórios prevê a interligação de 11 poços: 6 (seis) produtores, 4 (quatro) injetores de água e 1 (um) injetor de gás. Com esse arranjo, estima-se uma vazão máxima de produção de aproximadamente 71.872,69 bpd (11.426,50 m³/d), a ser atingida por volta de um ano e meio após o início da atividade.

Na concepção do projeto, a escolha do tipo de unidade de produção a ser utilizado foi realizada em função de fatores como a lâmina d'água das áreas, número de poços produtores, e aspectos de segurança e operacionais. Dessa forma, pretende-se minimizar o potencial de interação física da atividade com o meio ambiente, conferindo maior confiabilidade operacional. Também foram considerados os aspectos relativos ao posicionamento da Unidade Estacionária de Produção (UEP), definidos em função das características do reservatório e considerando a estabilidade do fundo marinho.

O FPSO Cidade de Itajaí possui capacidade de processamento nominal de 12.800 m³/d (80.000 bpd) de óleo, 2,0 MM Nm³/d de gás e de tratar 12.100 m³/d de água produzida. O fluido oriundo do reservatório será separado nos separadores de produção (1^o e 2^o estágios de separação) em óleo, gás e água. O óleo, depois de resfriado, é transferido para os tanques de carga do FPSO. A estocagem é realizada em até 16 tanques, dispostos 8 (oito) a bombordo e 8 (oito) a estibordo, que juntos perfazem uma capacidade total de 105.753 m³. O escoamento se dará através da transferência de óleo (*offloading*) para navios aliviadores. O gás produzido, após tratamento, será consumido como combustível na própria unidade para a geração de energia, utilizado no sistema de *gás-lift* e enviado ao poço de injeção de gás. A água produzida será tratada, em hidrociclones e unidades de flotação, para posterior descarte dentro dos parâmetros regidos pela legislação ambiental.

A operação de abastecimento do FPSO Cidade de Itajaí com óleo diesel será realizada por embarcação de forma esporádica. O armazenamento de diesel é realizado em 3 (três) tanques, que juntos perfazem uma capacidade total de 1.581 m³.

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

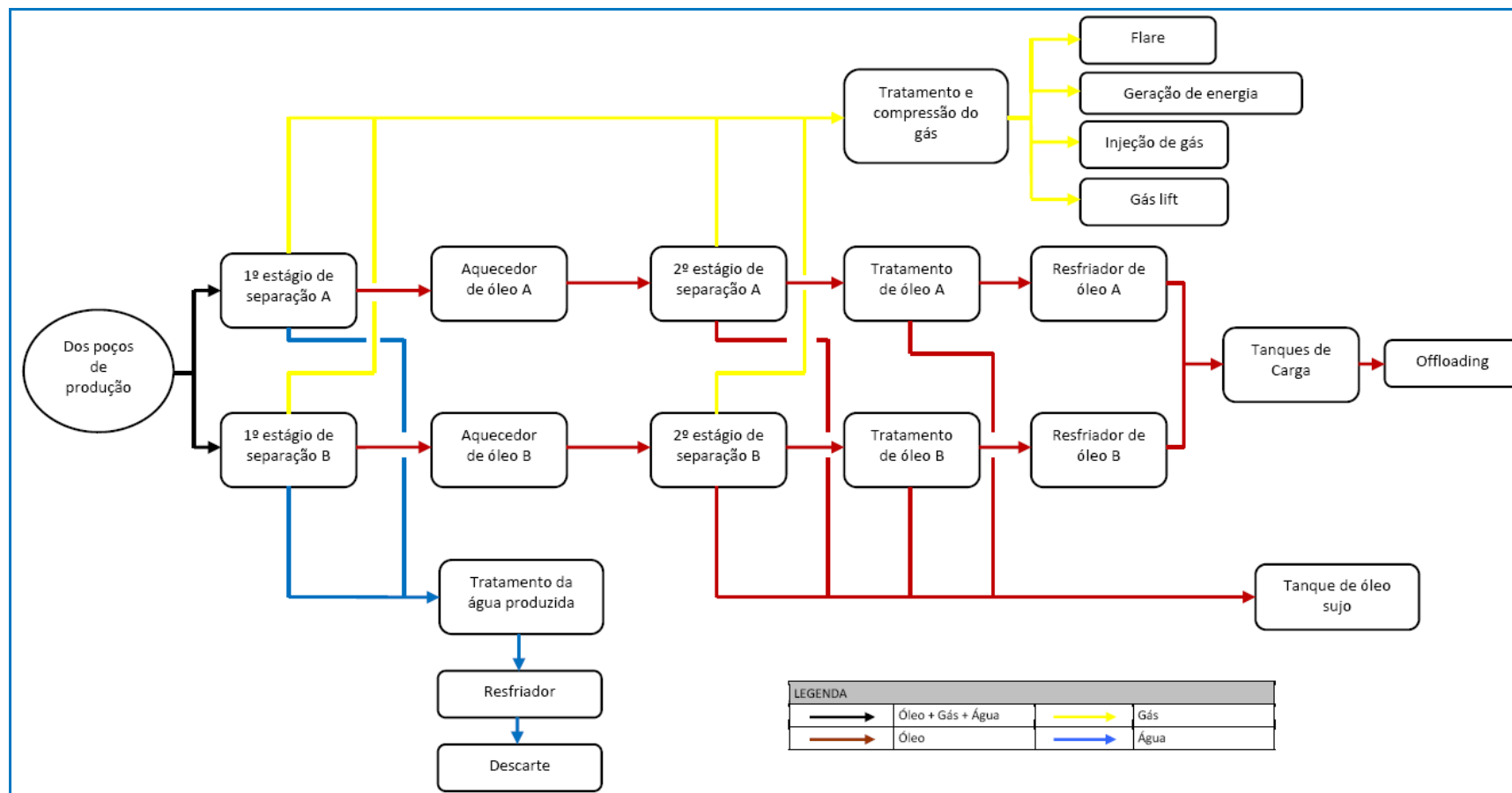


Figura II.8.1-1 - Fluxograma Simplificado do Processo

II.8.2 - Análise Histórica de Acidentes – AHA

O principal objetivo da análise de riscos é a antecipação de falhas no sistema analisado, identificando suas causas potenciais e possíveis consequências, permitindo a adoção de medidas preventivas e mitigadoras. Tal antecipação pode ser realizada através da análise de acidentes ocorridos anteriormente em instalações 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.8.2-1** apresenta os principais acidentes em operações *offshore*, obtida de avaliações em vários bancos de dados.

Tabela II.8.2-1 - 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

Continua

Tabela II.8.2-1(Continuação)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
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
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
Keys Marine 302	1988	Golfo do México	Jack-up	-
Keys 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

Continua

Tabela II.8.2-1(Continuação)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
Mighty Servant 2	1999	Indonésia	Navio	Afundamento
Mighty Servant 3	2006	Angola	Navio	Afundamento
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
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

Continua

Tabela II.8.2-1(Conclusão)

Nome da Unidade Marítima ou do Poço	Ano	Local	Tipo de Unidade Marítima	Tipo de Acidente
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
Usumacinta	2007	Golfo do México	Jack-up	Colision
Viking Explorer	1988	Borneo	Navio de Perfuração	Blowout
Vinland	1984	Oceano Atlântico	Semi-submersível	Blowout
W.D. Kent	1976	Dubai	Jack-up	Afundamento
West Atlas	2009	Austrália	Jack-up	Blow-out
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 2009.

Da Tabela II.8.2-1, obtemos:

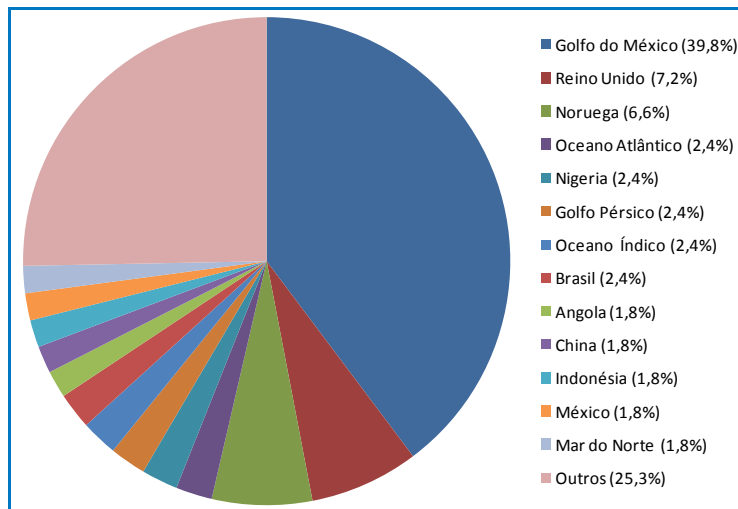


Figura II.8.2-1 - Acidentes por país/região

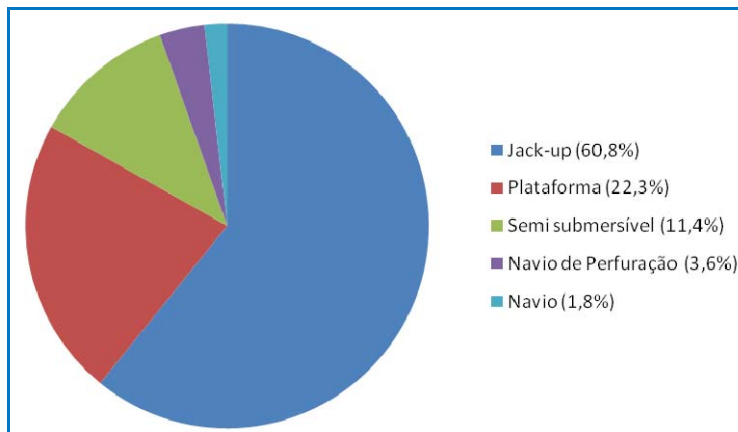


Figura II.8.2-2 - Acidentes por Tipo de Unidade Marítima

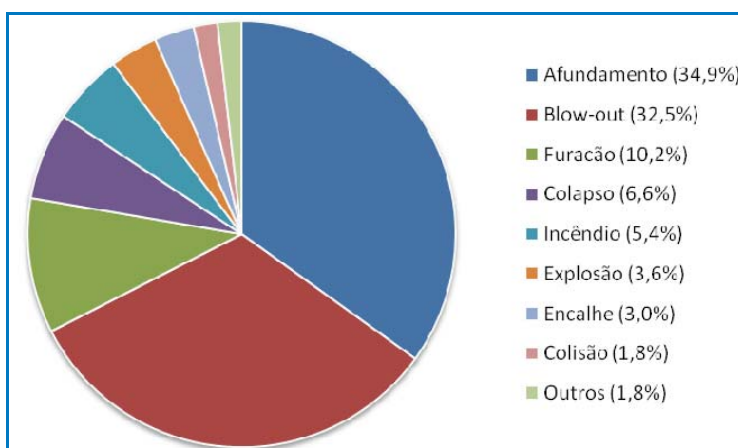


Figura II.8.2-3 - Tipos de Acidentes

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

B - Acidentes em Instalações Flutuantes de Produção

O Relatório “**Accident Statistics for Offshore Units on the UKCS 1990-2007**” Preparado Pelo Det Norske Veritas – DNV, para Health and Safety Executive 2009, apresenta as seguintes informações:

Tabela II.8.2-2 - Número e Frequência de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de instalação em Unidades Móveis de Perfuração (MODU's)

Tipo de Instalação	1990 - 1999		2000 - 2007		1990 - 2007	
	N	F	N	F	N	F
Jack-up	493	2,002	254	1,367	747	1,729
Semisub	1.070	2,666	494	1,852	1.564	2,341
Navio de Perfuração	27	6,585	11	6,471	38	6,552
Total	1.590	2,440	759	1,671	2.349	2,124

Tabela II.8.2-3 - Número e Frequência de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de instalação em Unidades Móveis de Produção (MOPU's)

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	257	2,699
TLP (<i>Tension Leg Platform</i>)	58	5,800	20	8,333	78	6,290
Total	120	2,003	246	4,212	366	2,840

Tabela II.8.2-4 - Número e Frequência de acidentes (UKCS, 1990-2007) por tipo de instalação em embarcações (FPSO's e FSO's)

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
FSO	8	0,367	16	0,693	24	0,535
Total	167	2,569	460	3,611	627	3,259

Tabela II.8.2-5 - Número e Frequência de acidentes (UKCS, 1990-2007) em todas as unidades flutuantes

Tipo de Instalação	1990 - 1999		2000 - 2007		1990 - 2007	
	N	F	N	F	N	F
MODU	1.590	2,440	759	1,671	2.349	2,124
MOPU	120	2,003	246	4,212	366	2,840
Embarcações	167	2,569	460	3,611	627	3,259
Total	1.877	2,417	1.465	2,289	3.342	2,359

Tabela II.8.2-6 - Número e Frequência de acidentes (UKCS, 1980-2007) por tipo de evento em instalações flutuantes.

Tipo de Evento	1990 - 1999		2000 - 2007		1990 - 2007	
	N	F	N	F	N	F
Falha de Ancoragem	146	0,188	20	0,031	166	0,117
Blowout	14	0,018	3	$4,7 \times 10^{-3}$	17	0,012
Emborcamento	1	$1,3 \times 10^{-3}$	-	-	1	$7,6 \times 10^{-4}$
Colisão	14	0,018	1	$1,6 \times 10^{-3}$	15	0,011
Abalroamento	119	0,153	38	0,059	157	0,111
Acidente com Guindaste	776	0,999	473	0,739	1.249	0,882
Explosão	14	0,018	-	-	14	0,010
Queda de Objeto	943	1,214	653	1,020	1.596	1,127
Incêndio	128	0,165	117	0,183	245	0,173
Naufração	1	$1,3 \times 10^{-3}$	15	0,023	16	0,011
Encalhe	1	$1,3 \times 10^{-3}$	1	$1,6 \times 10^{-3}$	2	$1,4 \times 10^{-3}$
Acidente com Helicóptero	5	$6,4 \times 10^{-3}$	-	-	5	$3,5 \times 10^{-3}$
Alagamento / inundação	16	0,021	4	$6,2 \times 10^{-3}$	20	0,014
Adernamento	10	0,013	2	$3,1 \times 10^{-3}$	12	$8,5 \times 10^{-3}$
Falha de Motores	1	$1,3 \times 10^{-3}$	4	$6,2 \times 10^{-3}$	5	$3,5 \times 10^{-3}$
Perda de Posicionamento	24	0,031	1	$1,6 \times 10^{-3}$	25	0,018
Vazamento	323	0,416	513	0,801	836	0,590
Dano Estrutural	34	0,044	5	$7,8 \times 10^{-3}$	39	0,028
Acidente no Rebocamento	13	0,017	11	0,017	24	0,017
Problema de poço	138	0,178	194	0,303	332	0,234
Outros	50	0,064	19	0,030	69	0,049

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

- COIN/ORION, UK HSE-Offshore Safety Division
- MAIB accident database, UK Marine Accidents Investigation Branch
- Offshore Blowout Database BLOWOUT, SINTEF, Norway
- Worldwide Offshore Accident Databank WOAD, Det Norske Veritas – DNV, Norway

Os eventos foram classificados conforme as características descritas na Tabela II.8.2-7.

Tabela II.8.2-7 - 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.

C - Vazamentos de Óleo de FPSO

O Relatório "Frequency Analysis of Accidental Oil Releases from FPSO Operations in the Gulf of México", preparado pela DNV para a Ecology & Environment, INC sob o contrato da Minerals Management Service – MMS, em 2001, apresenta as seguintes informações:

Tabela II.8.2-8 - 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	$1,6 \cdot 10^{-5}$

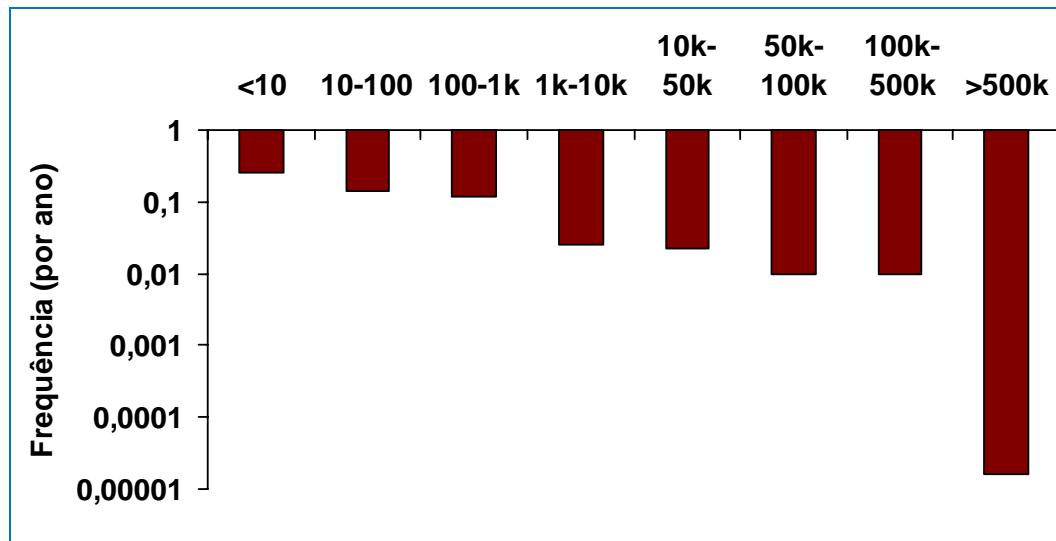


Figura II.8.2-4 - Vazamento de óleo em barris

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

Cenário Acidental	Frequência de vazamentos								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 turrete	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

Ressaltamos que este relatório possui os dados mais recentes em relação a vazamentos de óleo em operações de FPSO e FSO.

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.8.3 - Identificação dos Cenários Acidentais

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 consequências e, em seguida é feita uma avaliação qualitativa do risco associado a cada cenário acidental, avaliando 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.8.3-1**, 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: 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.

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.8.3-1**.

Tabela II.8.3-1 - 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 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 consequências de cada um dos cenários identificados (composto pelo evento acidental e possíveis desdobramentos), conforme **Tabela II.8.3-2**.

Tabela II.8.3-2 - 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.8.3-3.

Tabela II.8.3-3 - 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

Legenda: RNT – Risco Não Tolerável
RM – Risco Moderado
RT – Risco Tolerável

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 propriamente dita foi feita através do preenchimento de uma planilha de APP utilizando o modelo apresentado na Figura II.8.3-1.

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

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

A aplicação da metodologia descrita no 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 Cidade de Itajaí foram divididas em processos conforme **Tabela II.8.3-4**.

Tabela II.8.3-4 - Relação dos processos avaliados com respectiva abrangência

Processo	Abrangência
Elevação de Petróleo	Do poço até a entrada do 1º estágio de separação (A e B).
Separação de Óleo	Do 1º estágio de separação (A e B) até a entrada do tratamento de óleo (A e B).
Tratamento da Água Produzida	Da saída do 1º estágio de separação até o descarte para o mar.
Tratamento de Óleo	Do tratamento de óleo (A e B) até a entrada dos tanques de carga.
Estocagem de Óleo	Tanques de carga.
Slop	Do 2º estágio de separação (A e B) e do tratamento de óleo (A e B) até a entrada dos tanques de óleo sujo.
Estocagem de óleo sujo	Tanques de óleo sujo.
Offloading	Dos tanques de carga até o navio aliviador.
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.
Alívio para o flare	Dos vasos de separação (1º e 2º estágios) até o flare.

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

Tabela II.8.3-5 - 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	7 (16%)	4 (9%)	0 (0%)	0 (0%)
C	6 (13%)	1 (2%)	9 (20%)	0 (0%)
B	0 (0%)	3 (7%)	1 (2%)	12 (27%)
A	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	2 (4%)

Dos perigos identificados, verificamos:

- 28 (62%) Hipóteses Acidentais (HAs) com Risco Moderado (RM);
- 17 (38%) Hipóteses Acidentais (HAs) com Risco Tolerável (RT).

Da Tabela II.8.3-6 a Tabela II.8.3-18 são apresentados os perigos identificados por processo.

Tabela II.8.3-6 - Resumo dos perigos identificados no processo de elevação de petróleo.

Frequencia	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.8.3-7 - Resumo dos perigos identificados no processo de Separação de Óleo.

Frequencia	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.8.3-8 - Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento de água produzida.

Frequencia	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.8.3-9 - Resumo dos perigos identificados no processo de Tratamento de óleo.

Frequencia	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.8.3-10 – Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de óleo.

Frequencia	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%)	0 (0%)	1 (14%)	0 (0%)
B	0 (0%)	1 (14%)	0 (0%)	4 (58%)
A	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)

Tabela II.8.3-11 - Resumo dos perigos identificados no processo de Slop.

Frequencia	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.8.3-12 - Resumo dos perigos identificados no processo de Estocagem de óleo sujo.

Frequencia	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 (33%)	0 (0%)	1 (33%)	0 (0%)
B	0 (0%)	1 (33%)	0 (0%)	0 (0%)
A	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)

Tabela II.8.3-13 - Resumo dos perigos identificados no processo de Offloading.

Frequencia	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.8.3-14 - 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.8.3-15 - 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.8.3-16 - 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.8.3-17 - 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%)	2 (67%)
A	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	1 (33%)

Tabela II.8.3-18 - 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%)	1(100%)	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%)	0 (0%)

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

- Capacidade de processamento da planta – 80.000 bpd = 12.800 m³/d = 533 m³/h = 8,9 m³/min
- Capacidade de processamento por linha de produção (A ou B) – 40.000 bpd = 6.400 m³/d = 267 m³/h = 4,4 m³/min

1) Subsistema: Elevação de Petróleo

1.1) H.A. 1

- Considerações:
 - Descontrole do poço por 30 (trinta) dias
 - Vazão de *blowout* – 3.869 m³/d
- Volume estimado – 116.076 m³

1.2) H.A. 2 e 3

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³, no trecho externo a Unidade Marítima (H.A.2) e no trecho interno a Unidade Marítima, totalmente contido pelo sistema de drenagem (H.A.3)

1.3) H.A. 4 e 6

- Considerações
 - Diâmetro do riser: 6"
 - Comprimento do riser: 7.980 m
 - Vazão: 8,9 m³/min
 - Tempo para fechar a DHSV: 2 minutos
- Volume estimado: 163,4 m³.

1.4) H.A. 5

- Considerações:
 - Ruptura do riser, semelhante a H.A. 4, no trecho interno a Unidade Marítima, totalmente contido pelo sistema de drenagem.

2) Subsistema: Separação de Petróleo

2.1) H.A. 7

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³, totalmente contido pelo sistema de drenagem

2.2) H.A. 8

- Considerações
 - Ruptura do separador de produção
 - Volume do separador de produção: 112,1 m³
 - Vazão: 4,4 m³/min
 - Tempo para interromper o fluxo: 2 minutos
- Volume estimado: 120,9 m³.

2.3) H.A. 9

- Considerações:
 - Ruptura do separador de produção, semelhante a H.A. 8, totalmente contido pelo sistema de drenagem do FPSO.

3) Subsistema: Tratamento de água produzida

3.1) H.A. 10 e 11

- Considerações:
 - Volume do separador de produção “drenado” para o sistema de tratamento de água de produção e descartado para o mar
 - Volume do separador de produção: 112,1 m³
 - Vazão: 4,4 m³/min
 - Tempo para interromper o fluxo: 2 minutos
- Volume estimado: 120,9 m³.

4) Subsistema: Tratamento de óleo

4.1) H.A. 12

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³, totalmente contido pelo sistema de drenagem

4.2) H.A. 13

- Considerações
 - Ruptura do coalescedor eletrostático
 - Volume do coalescedor eletrostático: 93,4 m³

- Vazão: 4,4 m³/min
- Tempo para interromper o fluxo: 2 minutos
- Volume estimado: 102,2 m³.

4.3) H.A. 14

- Considerações:
 - Ruptura do coalescedor eletrostático, semelhante a H.A. 13, totalmente contido pelo sistema de drenagem do FPSO.

5) Subsistema: Estocagem de óleo

5.1) H.A. 15

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³.

5.2) H.A. 16

- Considerações:
 - Transbordamento do tanque de carga, totalmente contido pelo sistema de drenagem do FPSO.

5.3) H.A. 17

- Considerações
 - Transbordamento do tanque de carga
 - Tempo para alinhar outro tanque: 2 minutos
 - Vazão: 8,9 m³/min
- Volume estimado: 17,8 m³.

5.4) H.A. 18

- Considerações
 - Rompimento dos 2 maiores tanques de carga adjacentes
- Volume estimado: 13.806,4 m³.

5.5) H.A. 19, 20 e 21

- Considerações
 - Afundamento da Unidade Marítima
- Volume estimado: 115.029 m³.

6) Subsistema: Slop

6.1) H.A. 22

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³, totalmente contido pelo sistema de drenagem

6.2) H.A. 23

- Considerações
 - Ruptura do coalescedor eletrostático
 - Volume do coalescedor eletrostático: 93,4 m³
 - Vazão: 4,4 m³/min
 - Tempo para interromper o fluxo: 2 minutos
- Volume estimado: 102,2 m³

6.3) H.A. 24

- Considerações:
 - Ruptura do coalescedor eletrostático, semelhante a H.A. 23, totalmente contido pelo sistema de drenagem do FPSO.

7) Subsistema: Estocagem de óleo sujo

7.1) H.A. 25

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³.

7.2) H.A. 26

- Considerações:
 - Transbordamento do tanque de óleo sujo, totalmente contido pelo sistema de drenagem do FPSO.

7.3) H.A. 27

- Considerações
 - Transbordamento do tanque de óleo sujo e toda a vazão alinhada para este
 - Tempo para alinhar outro tanque: 2 minutos
 - Vazão: 8,9 m³/min
- Volume estimado: 17,8 m³.

8) Subsistema: Offloading

8.1) H.A. 28 e 29

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³, no trecho externo a Unidade Marítima (H.A.29) e no trecho interno a Unidade Marítima, totalmente contido pelo sistema de drenagem (H.A.28)

8.2) H.A. 30

- Considerações
 - Rompimento do mangote de offloading
 - Diâmetro do mangote: 20"
 - Comprimento do mangote: 230 m
 - Vazão: 4.800 m³/h
 - Tempo para interromper o fluxo: 30 segundos
- Volume estimado: 86,6 m³

8.3) H.A. 31

- Considerações
 - Afundamento da Unidade Marítima
- Volume estimado: 115.029 m³.

9) Subsistema: Suprimento de diesel

9.1) H.A. 32 e 33

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³, no trecho externo a Unidade Marítima (H.A.33) e no trecho interno a Unidade Marítima, totalmente contido pelo sistema de drenagem (H.A.32)

9.2) H.A. 34

- Considerações
 - Rompimento do mangote de transferência de diesel
 - Diâmetro do mangote: 4"
 - Comprimento do mangote: 100 m
 - Vazão: 100 m³/h
 - Tempo para interromper o fluxo: 2 minutos
- Volume estimado: 4,1 m³

9.3) H.A. 35

- Considerações
 - Afundamento da embarcação de apoio
- Volume estimado: 500 m³.

10) Subsistema: Estocagem de diesel

10.1) H.A. 36 e 37

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³, no trecho externo a Unidade Marítima (H.A.37) e no trecho interno a Unidade Marítima, totalmente contido pelo sistema de drenagem (H.A.36)

10.2) H.A. 38 e 39

- Considerações
 - Rompimento do maior tanque de diesel
- Volume estimado: 1.324,2 m³.

11) Subsistema: Ancoragem

11.1) H.A. 40 e 41

- Considerações:
 - Perda de posicionamento
 - Descontrole do poço por 30 (trinta) dias devido a perda da ANM
 - Vazão de *blowout* – 3.869 m³/d
- Volume estimado – 116.076 m³

12) Subsistema: Manutenção da Estabilidade

12.1) H.A. 42, 43 e 44

- Considerações
 - Afundamento da Unidade Marítima
- Volume estimado: 115.029 m³.

13) Subsistema: Alívio para o flare

13.1) H.A. 45

- Considerações:
 - Vazamento de pequeno porte, não superior a 8 m³

II.8.4 - 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 (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 tanto reduzir as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas), como as suas respectivas consequências (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;
- Investigação de incidentes;
- Plano de emergência;
- Auditorias

A **Tabela II.8.4-1** apresenta as medidas preventivas e mitigadoras para as hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos – APP.

Tabela II.8.4-1 - Medidas preventivas e mitigadoras por hipótese acidental identificada.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 20, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 36, 37, 38, 40, 42, 45.	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.	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, 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.	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, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 22, 23, 24, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 36, 37, 38.	R4	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.
3, 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 21, 22, 23, 24, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 43.	R5	Procedimento de treinamento e competência.	Seguir o procedimento de treinamento e competência para definir as qualificações mínimas por função e os treinamentos e reciclagens necessárias para as funções operacionais da Unidade Marítima.
3, 5, 7, 9, 12, 14, 16, 22, 24, 26, 28, 32, 36.	R6	SOPEP.	Seguir o Plano SOPEP utilizando os equipamentos nele previstos para conter e recolher qualquer vazamento de óleo a bordo da UM.

Continua

Tabela II.8.4-1 (Conclusão)

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
6, 18, 19, 39.	R7	Procedimento de monitoramento das proximidades da UM	Monitorar a região nas proximidades da UM de forma a identificar e informar a aproximação de outras embarcações que possam colocar em risco a sua integridade.
8, 9, 13, 14.	R8	Procedimento de calibração da PSV.	Calibrar periodicamente as PSVs dos equipamentos pressurizados.
32, 33, 34, 35.	R9	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.
35.	R10	Procedimento de Permissão de Trabalho.	Seguir o procedimento de permissão de trabalho para todos os serviços não cobertos pelos procedimentos operacionais existentes.
40, 41.	R11	Redundância do sistema de ancoragem	Garantir que a falta de uma das linhas de ancoragem não compromete o posicionamento da UM.
42.	R12	Redundância do sistema de manutenção da estabilidade.	Garantir a redundância do sistema de manutenção da estabilidade da UM.

Vale ressaltar que conforme já mencionado anteriormente em outras análises efetuadas a outras AGRs dos TLD's as recomendações constantes nas APR's (APP), não podem ser genéricas, visto "seguir procedimento/ plano não é uma recomendação, pois este já existe e deve ser seguido. O texto referido deve constar como uma observação.

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

II.8.4.1 - Programa de Gerenciamento de Riscos do FPSO Cidade de Itajaí

II.8.4.1.1 - Elementos de Gestão

De uma forma geral, a responsabilidade final pela segurança das operações do FPSO PETROJARL Cidade de Itajaí compete à administração da PETROJARL. No entanto, em cada nível da organização, as pessoas precisam estar conscientes de suas atribuições e responsabilidades quanto à condução da política de segurança da empresa e à implementação dos vários elementos do Programa de Gerenciamento de Riscos.

II.8.4.1.2 - Definição de Atribuições

As funções responsáveis pelos elementos do Programa de Gerenciamento de Riscos estão definidas no Quadro abaixo:

Elementos	Responsável
Definição de Atribuições	<ul style="list-style-type: none"> • GIO – Gerente de Instalação <i>Offshore</i>
Inspeções Periódicas	<ul style="list-style-type: none"> • GIO – Gerente de Instalação <i>Offshore</i>
Programas de Manutenção e Inspeções Periódicas	<ul style="list-style-type: none"> • GIO – Gerente de Instalação <i>Offshore</i>
Capacitação Técnica	<ul style="list-style-type: none"> • Gerente de Operações • Gerente de Pessoal <i>Offshore</i> • GIO – Gerente de Instalação <i>Offshore</i>
Processo de Contratação de Terceiros	<ul style="list-style-type: none"> • Gerente de Qualidade • Gerente de Compras • Compradores
Registro e Investigação de Acidentes	<ul style="list-style-type: none"> • GIO – Gerente de Instalação <i>Offshore</i>
Gerenciamento de Mudanças	<ul style="list-style-type: none"> • GIO – Gerente de Instalação <i>Offshore</i>
Sistema de Permissão de Trabalho	<ul style="list-style-type: none"> • GIO – Gerente de Instalação <i>Offshore</i>

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

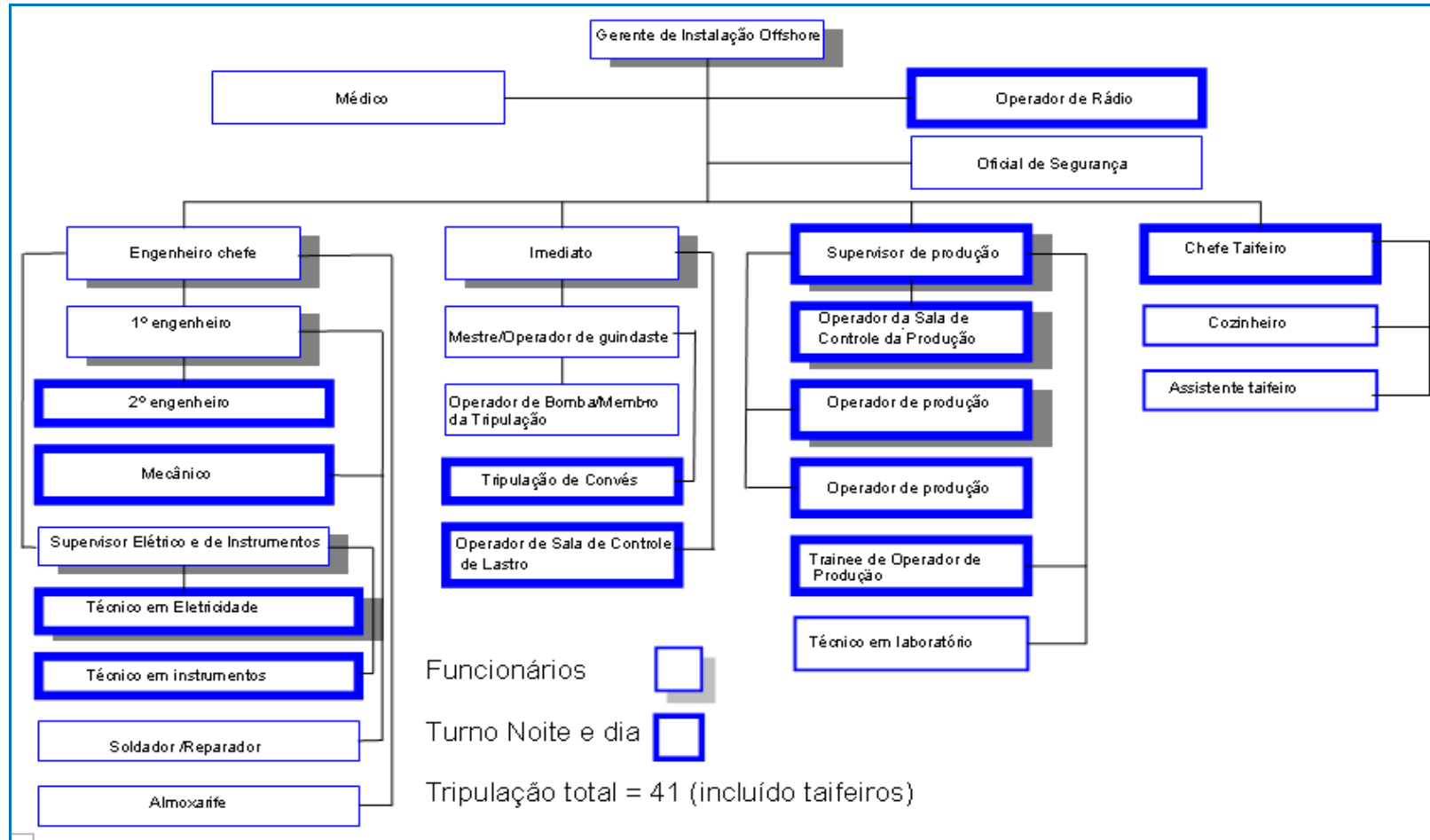


Figura II.8.4-1 - Organograma de Ordem Hierárquica

As qualificações funcionais necessárias ao exercício das funções constam do Procedimento Administrativo DOC nº 8750-G-DO-001 rev.5 / AP-203: Descrição de Atividades *Offshore*.

II.8.4.1.3 - Plano de Inspeções Periódicas

O manual para elaboração de planejamento e manutenção, incluindo inspeções, está no documento PETROJARL Manual de Operações Part. 6 – Manutenção DOC nº 9404-G-DO-006 rev. 1 / Manual de Planejamento e Manutenção. O objetivo deste manual é prover diretrizes para elaboração do planejamento, realizando uma combinação de manutenção preventiva e corretiva, inspeções, modificações e revisões. A Estratégia é criar uma programação diária de tarefas baseada em informações dadas pelos líderes de setores, a organização em terra e o cliente.

Para auxiliar nas inspeções dos equipamentos serão utilizados *Checklists*.

Para a elaboração destas inspeções a PETROJARL adota os procedimentos recomendados pelos fabricantes, porém conhecimentos adquiridos durante utilização do equipamento e em outras plataformas da PETROJARL podem e deverão revisá-los.

O gerenciamento destas inspeções bem como da manutenção preventiva será realizado pelo Software STAR IPS, que conta com um banco de dados das manutenções, inspeções e falhas. As informações referentes a esse sistema podem ser encontradas no documento DOC nº 9404-G-DO-006 rev. 1 / Manual de Planejamento e Manutenção, capítulo 2.5.

II.8.4.1.4 - Programas de Manutenção

As diretrizes para manutenção estão apresentadas no manual para elaboração de planejamento e manutenção, PETROJARL Manual de Operações Part. 6 – Manutenção DOC nº 9404-G-DO-006 rev. 1 / Manual de Planejamento e Manutenção.

O gerenciamento destas manutenções preventivas e corretivas também será realizado pelo software STAR IPS.

As falhas serão prevenidas com uma estratégia de inspeção, manutenção preventiva e corretiva. Informações dos fabricantes serão fundamentais para planejamento destas manutenções. Todas as manutenções e eventuais falhas dos equipamentos são registradas em um banco de dados digital no sistema STAR IPS, esse banco permitirá que melhorias as manutenções sejam realizadas, evitando assim novas falhas.

A PETROJARL considera fundamental reportar ao fabricante sobre eventuais falhas para que ele possa ajudar na solução do problema e melhorar os equipamentos, ajudando assim toda a indústria do petróleo.

II.8.4.1.5 - Plano para Capacitação Técnica dos Funcionários/treinamento

Este item tem como objetivo principal apresentar a política de capacitação técnica dos trabalhadores das plataformas, isto é, os programas de treinamentos atualmente existentes na *PETROJARL* para o exercício das suas atividades com segurança.

O Procedimento Administrativo DOC nº 8750-G-DO-001 rev.2 / AP-202: Competência e Treinamento mostra como serão realizados os treinamentos a bordo.

II.8.4.1.6 - Processo de Contratação de Terceiros

O Procedimento Administrativo DOC nº 8750-G-DO-001 rev.0 / AP-301: Pré-Qualificação de Fornecedores e Contratados contém a metodologia de qualificação e contratação dos fornecedores de produtos e serviços da *PETROJARL*.

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

II.8.4.1.7 - Registro e Investigação de Acidentes

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

A metodologia e o procedimento para esse registro estão no Procedimento Administrativo da PETROJARL DOC nº 8750-G-DO-001 rev.3 / PA-501: Relatório, Investigação e Acompanhamento de Não-Conformidades, Eventos Indesejáveis e Cartões de Segurança.

II.8.4.1.8 - Gerenciamento de Mudanças

Será realizado de acordo com o item 5 – Proposta de Modificação / Mudança do documento PETROJARL Manual de Operações – Manutenção DOC nº 9404-G-DO-006 rev. 1 / Manual de Planejamento e Manutenção.

Tal documento estabelece que as modificações sejam tratadas de acordo com o procedimento PETROJARL AP 601.

II.8.4.1.9 - Permissão para Trabalho

O documento - PETROJARL WP-01: Sistema de Permissão de Trabalho, contém a metodologia adotada nas plataformas da PETROJARL e que será adotada na operação da plataforma PETROJARL CIDADE DE ITAJAÍ.