

8. ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

8.1. ANÁLISE DE RISCOS AMBIENTAIS

Considerações Iniciais

Neste item são apresentados a análise e gerenciamento de riscos ambientais associados à instalação e produção de petróleo e gás natural do FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) P-54, localizado no Campo de Roncador, Módulo 2, na Bacia de Campos, a ser realizado pela empresa PETROBRAS. A unidade P-54 será convertida a partir do navio Petroleiro Barão de Mauá.

O campo de Roncador foi descoberto pela PETROBRAS, sendo inicialmente explorado pela Plataforma Semi-submersível P-36 e futuramente pela P-52. A P-54 irá operar no Módulo 2 de Roncador, enquanto a P-52 se localizará no Módulo 1.

A avaliação do Módulo 2 de Roncador demonstrou ser viável a produção de 180.000 barris de óleo por dia, ou seja, mais de 10% da produção total do Brasil. Para que esta produção seja possível, torna-se necessária a instalação de uma unidade do tipo FPSO, denominada P-54. A operação de instalação será feita pela própria Petrobras.

Na avaliação técnico-econômica do Módulo 2 de Roncador concluiu-se pela necessidade de produzir através de 11 poços, com mais 2 reservas. Todos os poços serão ligados a Árvores de Natal Molhadas (ANM), instaladas no fundo do mar. Serão ainda utilizados 6 poços injetores de água, havendo ainda 2 reservas.

Os 11 poços produtores serão diretamente conectados ao FPSO, através de *risers* flexíveis. Na embarcação ocorrerá a separação gás/óleo, a redução do teor de água e sal e o armazenamento do óleo para transferência posterior para o navio aliviador.

A apresentação da Análise e Gerenciamento de Riscos associado à presença do FPSO P-54, ao longo deste capítulo, enfocará os aspectos ambientais, dentro da área de influência do empreendimento, que possam sofrer impactos decorrentes da atividade de instalação e operação da unidade marítima.

Neste processo de análise é utilizada uma das técnicas usualmente empregada para a identificação de perigos em estudos de avaliação de riscos, denominada *Análise Preliminar de Perigos* – APP. A metodologia adotada segue o apresentado pelo *American Institute of Chemical Engineers* (AIChE) e o *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD), da Noruega.

Esta metodologia baseia-se na construção de uma Matriz Qualitativa de Perigo, cujos eixos apresentam categorias de *freqüência* versus categorias de *severidade*, possibilitando hierarquizar os riscos relativos aos cenários identificados.

Os resultados desta matriz permitem a identificação e seleção dos cenários classificados como críticos e moderados, além de possibilitar a proposição de medidas eficazes para a redução dos níveis de riscos encontrados. Tais medidas deverão ser incorporadas aos procedimentos de instalação, operação, manutenção e inspeção (conforme mostrado nas planilhas apresentadas em anexo).

As operações a serem realizadas pela PETROBRAS consistem nas seguintes atividades:

- Posicionamento, ancoragem do FPSO, além da instalação de novo Gasoduto entre a P-54 e o 2-RO-PLEM Y. O 2-RO-PLEM Y será interligado à futura plataforma prevista para o Módulo 4, para a Exportação de Gás. Estará presente no 2-RO-PLEM Y uma válvula de segurança de retenção;
- Interligação das ANM's dos 11 poços novos para a P-54, através de Risers flexíveis para Produção, Injeção de Gás e umbilicais;
- Instalação das Conexões com os 6 poços de Injeção de Água, através de Risers flexíveis;
- Início da produção de Gás e Óleo.

A seguir apresenta-se uma breve descrição das principais características do FPSO e da instalação submarina, procurando focar aspectos relativos ao Risco Ambiental. Nesta descrição, procurou-se caracterizar as principais medidas de segurança presentes, sempre que possível, avaliando-as com enfoque nos riscos ambientais e identificando eventuais melhorias que se façam necessárias.

Para facilitar a análise da instalação, a mesma foi dividida em 10 Sistemas, que serão apresentados após a descrição da instalação. Adicionalmente foram considerados os Agentes Externos que poderiam contribuir para a ocorrência de acidentes ambientais, estes agentes foram agrupados e definidos como um “11º Sistema”, denominado *Agentes Externos – Fatores Climáticos e Barcos de Apoio*.

Para cada um destes sistemas serão realizadas a identificação, classificação e análise dos perigos associados às atividades de instalação e processos de produção de óleo, do *FPSO P-54*.

A partir dos eventos (perigos) identificados e selecionados, são avaliadas suas consequências e identificadas as ações a serem implementadas através do Gerenciamento de Risco, de forma a minimizar a frequência de acidentes e suas consequências.

Para a execução destas atividades foi utilizada a técnica de *Análise Preliminar de Perigos*, segundo a metodologia adotada pelo AICHE (*American Institute of Chemical Engineers*) e NPDP (*Norwegian Petroleum Directorate*).

8.1.1. Descrição Geral das Atividades e Instalações

Processo de Instalação

O processo de instalação dos equipamentos submarinos e da unidade de produção (FPSO) é descrito no item 2.4 deste documento. Aqui é apresentada uma descrição sumária das principais atividades que caracterizam este processo, de forma a facilitar o entendimento dos critérios, considerações e resultados obtidos na Análise de Risco (AR).

- As Árvores de Natal Molhadas (ANM) são posicionadas no fundo do mar, utilizando navios especiais de instalação. A estas ANM's conectam-se as linhas hidráulicas de controle (umbilicais), através de veículos submarinos remotamente operados (ROV);
- Serão utilizados 13 poços produtores (11 previstos + 2 reservas), conectados através de linhas de produção de óleo, injeção de gás *lift* e umbilicais. Serão instalados 8 poços de injeção de água (6 previstos + 2 reservas) em Roncador;
- As linhas flexíveis de produção, injeção de gás e água e umbilicais eletro-hidráulicos são conectados às Árvores de Natal Molhadas (ANM), que serão fixadas em pontos pré-determinados, à espera da chegada do FPSO;
- Realizam-se então testes de estanqueidade das conexões e válvulas, com filmagem por ROV;
- Posteriormente será efetuada a instalação de gasoduto flexível de 9,13" de diâmetro e 2.835 m de comprimento para exportação de gás, a ser conectado ao 2-RO-PLEM Y. O 2-RO-PLEM Y conta com uma válvula de retenção, que não permitirá o fluxo no sentido da plataforma;
- O FPSO P-54 será transportado, após o término de sua conversão, para o Campo de Roncador;
- O processo de ancoragem será efetuado utilizando 20 linhas de amarração, de composição mista (amarra, cabo de poliéster e acessórios), fixadas ao fundo do mar através de estacas torpedo;
- Após a ancoragem serão conectados os *risers* de produção / injeção de gás provenientes dos poços produtores, dos poços de injeção de água, as linhas umbilicais e o gasoduto de exportação;
- Realiza-se então teste geral do conjunto e inicia-se a produção, que se encontra descrita a seguir.

Processo de Produção

O processo de produção de óleo e gás é descrito detalhadamente no item 2.4 deste documento. A seguir é apresentada uma descrição sumária das principais atividades que caracterizam este processo, de forma a facilitar o entendimento dos critérios, considerações e resultados obtidos na Análise de Risco (AR).

- O óleo oriundo do Módulo 2 do campo de Roncador é pesado (17,4° API) e encontra-se localizado em grande profundidade d'água. A injeção artificial de gás é necessária para trazer os fluidos do reservatório à superfície. A pressão do reservatório será mantida através da injeção de água sob alta pressão onde auxiliará na recuperação do óleo;
- A Petrobras explorará o Campo com 13 (11 previstos + 2 reservas) poços produtores e 8 (6 previstos + 2 reservas) poços de injeção de água;
- Quando concluída a fase de instalação, em cada poço de produção haverá uma Árvore de Natal Molhada (ANM), ligada à P-54 através de 3 linhas flexíveis: 01 de produção, 01 de injeção de gás *lift* e 01 umbilical, para controle do poço. Nos poços de injeção, a ligação com a P-54 será realizada através de 2 linhas flexíveis: 01 de injeção de água e 01 umbilical.
- A linha de produção (*riser*) é responsável pela condução do fluido óleo, gás e água que vem primeiramente misturado para o FPSO;
- Os *risers* de produção chegam na lateral da plataforma, localizados a bombordo e a meia nau. Cada *riser* possui em sua extremidade um flange, denominado conector do *riser*, que é conectado a outro flange, pertencente a linha de aço rígido. Um suporte especial, denominado *hang-off*, assegura que cada *riser* mantenha sua posição, para todas as condições ambientais e de solicitação, impedindo a transmissão de esforços para a linha rígida;
- A P-54 também receberá óleo já tratado, proveniente da P-55 (Módulo 3 de Roncador), por uma linha composta por trecho rígido e flexível. Essa linha terá sua vazão monitorada tanto na chegada da P-54 quanto na exportação da unidade P-55 por um sistema de controle que promoverá o fechamento da SDV de chegada e a interrupção da exportação de óleo em caso de diferença entre esses valores, evitando vazamento para o mar;
- A P-54, ao contrário da maioria dos FPSO's instalados atualmente na Bacia de Campos, não possui *turret*. Sua posição é mantida fixa, através de um sistema de amarras flexíveis, denominada *spread mooring*. Neste sistema, o FPSO não tem liberdade para girar em torno da ancoragem, o que elimina a necessidade de componentes complexos como o *swivel*;
- Na P-54, os *risers* estarão dispostos em configuração de catenária livre com ângulo de topo de 7° que serão guiados, verticalizados e conectados no *riser connection deck* do FPSO através das bocas de sino e do *I-tube* inferior;
- As linhas rígidas ligadas aos *risers* de produção são recebidas em 02 *headers* de processo, que concentram o óleo e gás;
- Cada *header* normalmente envia a mistura óleo, gás e água para o separador de óleo e gás de 1° estágio / separadores de produção (SG-122301 A/B). Entretanto, há a flexibilidade do óleo de cada poço ser enviado para o separador de teste (SG-121201), onde as características do poço são avaliadas;
- No separador do 1° estágio ocorre a primeira fase de separação, onde o gás é enviado para os compressores principais, a água é enviada para a planta de tratamento de água produzida e o óleo, para o tratador de óleo (TO-122301 A/B);

- O tratador de óleo recebe o óleo proveniente do separador de produção e, quando aplicável, do separador de teste. No tratador ocorre nova remoção de água e do sal dissolvido no óleo. A água com sal é enviada para o tratamento de água produzida e o óleo segue para o separador atmosférico (SG-122302 A/B);
- No separador atmosférico ocorre redução da pressão, com a separação final de gás e óleo. O gás é enviado aos compressores *booster* e o óleo segue para os tanques de carga, onde é estocado até a exportação;
- A transferência de óleo entre os tanques de carga e o navio aliviador/recebedor ocorre através de bombas dedicadas, submersas no interior de cada tanque. O óleo é bombeado através de uma estação de medição e segue, por uma linha flutuante de transferência (*offloading*), para o navio aliviador, através do qual é transportado para terra;
- O gás produzido nos 2 estágios de separação (principal e *boostre*) é comprimido em diferentes estágios de compressão e é posteriormente secado, em unidade a base de tri-etileno-glicol (TEG);
- O gás, após secagem, é utilizado como gás de injeção, como gás combustível e o excedente é exportado para terra através do gasoduto de importação / exportação;
- O gás de injeção é enviado ao *manifold* de gás *lift*, e segue pelo *risers* de gás *lift*, através dos quais é conduzido até a Árvore de Natal, onde é injetado no anular do poço, de forma a facilitar a produção de óleo;
- O gás combustível é utilizado para alimentar os turbo-geradores, gerador de gás inerte para os tanques de carga e outros fins;
- O sistema de tratamento de água produzida, utilizando hidrociclones, flotores e filtros, garante o descarte de água com teor máximo de 20 ppm de óleo. Eventuais falhas neste sistema resultam na redução da produção para enquadramento do TOG até que o problema seja sanado e a água possa ser novamente descartada;
- A água de injeção é captada diretamente no mar e enviada pelos *risers* aos poços injetores. Antes de ser injetada, a água é tratada através de unidade de dessulfatação, onde ocorre a remoção de sulfatos, especialmente o de bário.

A seguir tem-se uma descrição mais detalhada de cada uma das etapas de processamento e da unidade marítima propriamente dita.

Descrição da Unidade

Sistemas Marítimos

O FPSO P-54 é uma plataforma que ficará ancorada na Bacia de Campos, no litoral do Estado do Rio de Janeiro, durante toda a vida útil deste empreendimento. Seu casco é um petroleiro de 280.000 DWT, originariamente denominado Barão de Mauá. Será ancorado e posto em operação para a produção de óleo no Módulo 2 do campo de Roncador, que

se localiza na área Norte da Bacia de Campos. Os poços de produção serão localizados em profundidade d'água de 1500 a 2000 metros, aproximadamente, a cerca de 128 km do litoral do Estado do Rio de Janeiro.

O FPSO será ancorado através de 20 linhas de ancoragem, num sistema denominado *spread mooring*. Ao contrário da maioria dos FPSO's atualmente em operação na Bacia de Campos, a P-54 não irá girar em torno de um ponto fixo (turret). Seu aproamento será mantido fixo, devido a resultante das condições ambientais mais intensas, que, na Bacia de Campos, origina-se em Sudoeste.

Nesta concepção de ancoragem, os *risers* são conectados diretamente às linhas rígidas, eliminando a necessidade de elementos de rotação, denominado *swivel*. Na P-54, estes *risers* são fixados numa plataforma externa ao casco, em bombordo, distribuídos a meia nau. Neste arranjo, eventuais liberações de gás ocorrerão para espaço não-confinado, aberto, reduzindo o risco de ignição e explosões. Vazamentos de óleo tendem a ser facilmente detectados, inclusive visualmente, reduzindo os volumes liberados.

O FPSO P-54 tem 337,4 metros de comprimento e 54,5 metros de largura, com uma capacidade total de armazenamento de 1.900.000 (um milhão e novecentos mil) barris. Sua capacidade de processamento de óleo é de 180.000 barris por dia e 6.000.000 Nm³/d de gás. Estará localizado a aproximadamente 128 km do Cabo de São Tomé, na costa do Estado do Rio de Janeiro:

Latitude:	N: 7571119
Longitude:	L: 413810

A planta de processo será instalada em convés de produção, elevado cerca de 5 m acima do convés principal, ou convés do navio, onde está o teto dos tanques de carga. O piso do convés de produção será de chapa, de forma a conter eventuais derrames e impedir que eventuais incêndios e fontes de calor afetem os tanques de carga.

O óleo é armazenado em tanques de carga, centrais e laterais, até que os volumes para exportação sejam atingidos.

Os tanques são mantidos com atmosfera inertizada, com baixo teor de oxigênio, através da injeção de gás inerte, produzido no gerador de gás inerte. Este equipamento, dedicado aos tanques de carga, é dimensionado de forma a suprir a demanda de gás nas operações de transferência de óleo (*offloading*), garantindo a segurança da instalação.

O óleo é transferido através de bombas de carga dedicadas para cada tanque, capazes de bombear a taxas de até 7.200 metros cúbicos por hora. O óleo é descarregado para navios aliviadores/recebedores qualificados, especialmente configurados para atracarem-se à popa ou proa do FPSO. Cada navio receberá até um milhão de barris de óleo de forma similar ao carregamento em um terminal terrestre.

Considerando que a P-54 permanecerá aproada para o sudoeste, e que os ventos predominantes vêm de nordeste e norte, está previsto que, na maior parte do tempo, o navio aliviador estará posicionado à Proa do FPSO.

Os volumes de hidrocarbonetos armazenados nos principais tanques do FPSO são apresentados no Quadro 8.1-1 abaixo.

Quadro 8.1-1. Capacidade dos Tanques de Armazenagem de Hidrocarbonetos.

FUNÇÃO	DENOMINAÇÃO	VOLUME DE ARMAZENAMENTO (m ³)
Tanque de Carga de Óleo	Tanque Central 1	32209
	Tanque Central 2	18420
	Tanque Central 3A	18420
	Tanque Central 4	36839
	Tanque Central 5	17720
	Tanque Bombordo 1	8830
	Tanque Boreste 1	8830
	Tanque Bombordo 2	14718
	Tanque Boreste 2	14718
	Tanque Bombordo 3	14879
	Tanque Boreste 3	14879
	Tanque Bombordo 4	14879
	Tanque Boreste 4	14879
	Tanque Bombordo 5	14879
	Tanque Boreste 5	14879
	Tanque Bombordo 6	14870
	Tanque Boreste 6	14870
	Tanque Bombordo 7	14406
	Tanque Boreste 7	14406
Tanque Bombordo 8	8339	
Tanque Boreste 8	8339	
Tanque de Slop	Slop Sujo (Slop BB)	3775
	Slop Limpo (Slop BE)	3422
Tanque de Diesel	Tanque de Diesel 1 (BE)	1883
	Tanque de Diesel 2 (BB)	1525
Tanque de Óleo de	Tanque de Óleo Lubrificante	354
Lubrificação	Tanque de Óleo Lubrificante de Serviço	155

As acomodações localizam-se no casario de popa, afastadas do convés de produção. Possui acomodações para cerca de 160 tripulantes. O heliponto, medindo 27,40 x 24,20 m, localiza-se acima das acomodações, com capacidade para pouso de helicópteros tipo S-61N ou Super Puma.

O FPSO P-54 será certificado pelo *American Bureau of Shipping* (ABS), sendo suas especificações de conversão concebidas à operação na Bacia de Campos.

Possui geração de energia baseada em 04 (quatro) turbo-geradores (TG), 01 (um) gerador auxiliar diesel e 01 (um) gerador de emergência diesel, com capacidade total de

geração do sistema principal de 92 MW. Os TG's localizam-se no convés de produção e funcionam normalmente consumindo gás natural. Porém, em situações de emergência, podem operar com óleo diesel. O gerador auxiliar também se localiza neste convés, entrando em operação apenas quando houver falha nos TG's.

O gerador de emergência se localiza sob o casario. A este gerador encontram-se ligados os sistemas essenciais de segurança e emergência, como os de detecção e combate a incêndio, controle, válvulas de lastro, além de ventilação e iluminação de emergência.

O sistema de combate a incêndio por dilúvio é composto por 03 bombas diesel, cada uma com capacidade de atendimento de 50% da maior demanda. Há ainda sistemas de CO₂, canhões de água e espuma e extintores portáteis.

Sistemas de Produção

a) Geral

O óleo produzido através de Árvores de Natal Molhadas e encaminhado pelos *risers* flexíveis, chega ao FPSO inicialmente nos sistemas de separação de primeiro estágio, onde óleo, gás e água são separados. O óleo então é tratado na unidade de tratamento de óleo para atender às especificações de pressão de vapor e de teor de água (BSW) antes de ser encaminhado ao separador atmosférico, onde nova separação de gás e óleo é realizada. Deste separador o óleo é enviado para armazenamento nos tanques de carga.

O gás das unidades de separação de primeiro estágio e atmosférico é comprimido, em unidades de compressão, para consumo, utilização em gás *lift* e exportação. As unidades de desidratação de gás são preparadas para desidratar a corrente de gás. O sistema de gás é projetado para exportar todo o gás excedente sem o uso no *flare*, ou seja, em condições normais de operação não haverá queima de gás. A Figura 8.1-1 apresenta uma visão geral dos sistemas de produção.

Correntes

- Óleo + Gás
- Óleo
- Gás

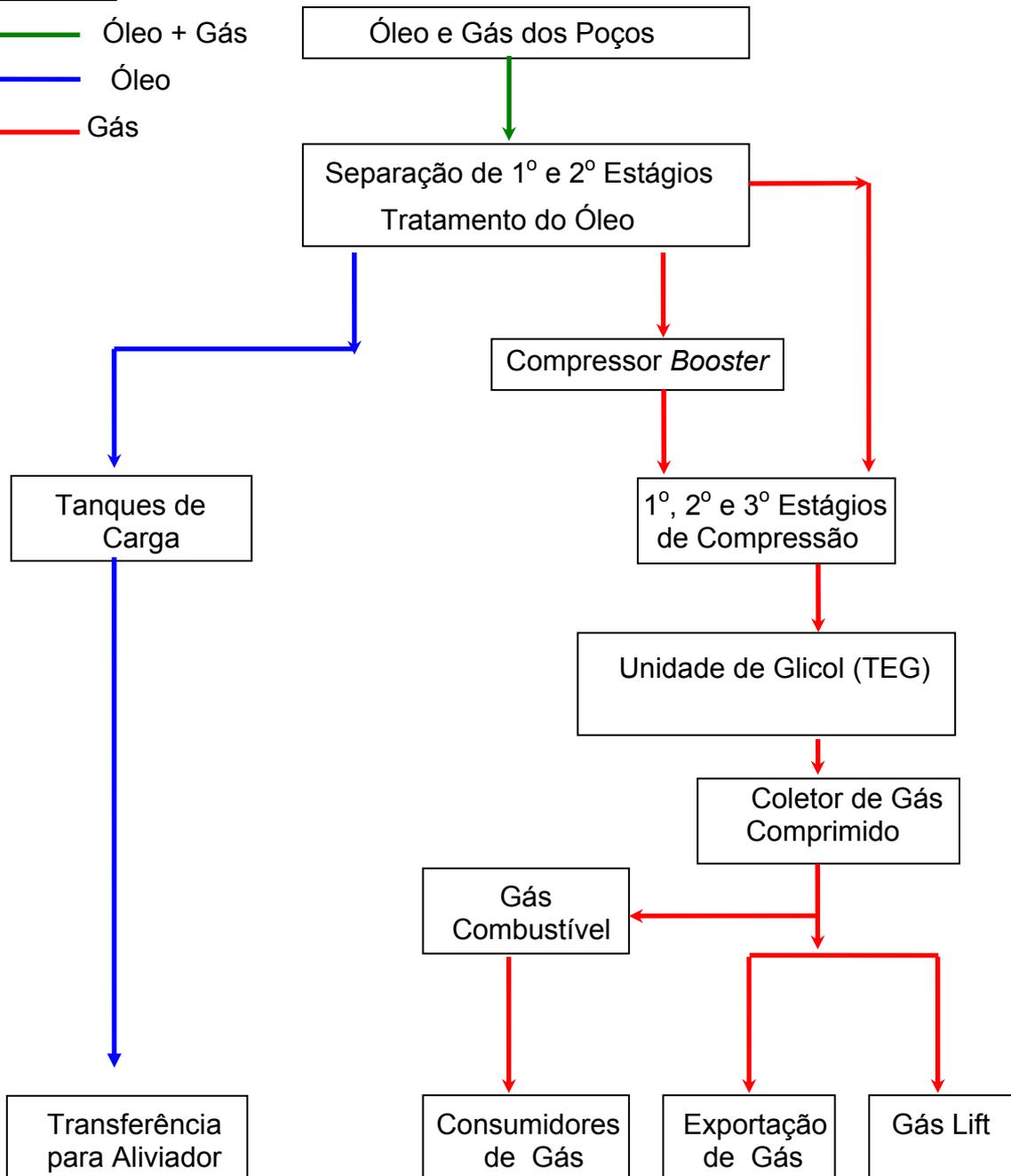


Figura 8.1-1. Visão Geral dos Sistemas de Produção.

b) Características do Fluido

A produção terá teor máximo de 0,05 mol % CO₂. As unidades são projetadas para até 100 ppm de H₂S no gás produzido, devido à possível introdução de bactérias redutoras de sulfato através do sistema de injeção de água. Cabe ressaltar que a introdução de unidade de dessulfatação remove grande parte dos sulfatos presentes na água a ser injetada.

Equipamentos para remoção de sal (Tratador Eletrostático) serão instalados, pois a água da formação tem um alto teor salino. O teor de água inicial será baixo, porém a produção de água aumentará ao longo do tempo e é esperado que chegue a 95% da corrente total de fluido. Também há possibilidade de presença de areia no petróleo produzido.

Os sistemas de separação de primeiro estágio foram projetados para suportar fluxos de areia e os sistemas de remoção para suportar até 4,5 gramas de areia por barril de fluido produzido no evento de uma falha de *gravel pack*, localizado no poço. Caso haja produção excessiva de areia, o poço será fechado até que o *gravel pack* seja reparado.

É possível a formação de hidrato nas linhas de fluxo de produção sob a condição de nenhum/baixo fluxo, devido às baixas temperaturas submarinas, de aproximadamente 4°C. Sistemas de injeção para intervenção através de produtos químicos, principalmente etanol, serão fornecidos em todos os poços produtores para prevenir a formação de hidrato.

c) Separação de Primeiro Estágio

Os poços produtores são conectados a dois *Headers* de produção, de onde seguem para o *Manifold* de Produção, localizado no Convés de processo. Cada *Header* faz parte de um trem de separação (A e B) composto por permutadores de calor, Separador de Produção, Tratador de Óleo e Separador Atmosférico, dimensionados para o pico de produção esperada. Cada um destes trens de separação tem funcionamento independente.

Os Separadores e todos os demais vasos de processo são possuem equipamentos para reduzir movimentos internos e melhorar a eficiência da separação. As correntes de óleo, gás e água são mensuradas independentemente através de medidores ultra-sônicos para líquidos e medidores de placas de orifício para gás.

O fluxo de óleo proveniente do *Manifold* de Produção são aquecidas no Pré-aquecedor Água / Óleo (P-122301 A/H), no Pré-aquecedor Óleo / Óleo (P-122302 A/H) e no Permutador de Produção (P-122303 A/B), de forma a facilitar a separação e reduzir a formação de espuma e emulsões.

Após este aquecimento, o óleo segue para os Separadores de Produção (SG-122301 A/B), onde há separação de água, óleo e gás. O gás segue para o sistema principal de compressão. A água separada flui ao sistema de tratamento de água produzida.

O óleo passa pelo aquecedor de óleo (P-122304 A/B) e é enviado ao Tratador de Óleo (TO-122301 A/B), onde ocorre nova remoção de água e sal. A água separada flui ao sistema de tratamento de água produzida, enquanto o óleo segue para o Separador Atmosférico (SG-122302 A/B), onde ocorre a remoção final de gás. O gás é enviado aos compressores *Booster* e o óleo é bombeado (B-122302 A/F) para os Tanques de Carga, sendo antes resfriado no Permutador Óleo-óleo (P-122302 A/H) e no resfriador de óleo (P-122305 A/B).

d) Separação de Teste

O Separador de Teste (SG-121201) possui equipamentos para reduzir movimentos internos e melhorar a eficiência da separação. Os fluxos de óleo, gás e água são mensurados independentemente através de medidores ultra-sônicos, para os fluidos líquidos, e através de medidores de orifício, para o fluido de gás.

O óleo oriundo do Manifold de Teste é aquecido no aquecedor de Teste (P-121201), seguindo para o Separador de Teste. Deste vaso o óleo é enviado ao aquecedor de óleo (P-122304 A/B), de onde segue para o Tratador de Óleo (TO-122301 A/B), seguindo o fluxo descrito acima. O gás recuperado é direcionado às unidades de Compressão de Gás. A água flui ao sistema de tratamento de água produzida.

e) Tratamento da Água Produzida

A unidade de tratamento de água é capaz de processar água produzida nos Separadores de Produção e nos Tratadores, através de Hidrociclones e Flotadores a gás.

A água tratada nos Hidrociclones é resfriada a 40°C nos pré-aquecedores de óleo/água (P-122301 A/H) e enviada aos Flotadores, onde a concentração de óleo é reduzida abaixo de 20 ppm. Dos Flotadores a água tratada é descartada no mar, com teor máximo de 20 ppm e temperatura máxima de 40°C. Um sistema de monitoração contínua, aferido por amostragens freqüentes, garante a qualidade da água. Caso a mesma esteja fora das especificações, a produção de óleo é reduzida, através do fechamento dos poços de maior BSW, até que as especificações sejam atingidas.

O óleo recuperado nos Flotadores e hidrociclones volta ao ciclo do sistema através do Tanque de Drenagem Fechada, de onde é enviado ao Separador de Produção.

f) Compressão de Gás

O gás proveniente da Separação de Produção é enviado para o Sistema de Compressão Principal. O gás separado no Separador Atmosférico passa pelos Compressores *Booster* (UC-122501 A/B), tipo parafuso lubrificado, de onde é enviado também para a Compressão Principal.

A compressão principal de gás (UC-122301 A/B/C) será feita através de compressores centrífugos, acionados por motor elétrico. O gás comprimido será refrigerado com água,

em ciclo fechado. Existem três conjuntos principais de compressão, instalados no Convés de Produção, sendo um normalmente reserva, embora haja condições em que os três possam operar simultaneamente. Cada compressor principal opera com 2.000.000 Nm³/d, recebendo gás a 785 kPa e comprimindo até 19.711 kPa.

Após o 3º estágio da compressão principal, o gás é seco em três unidades independentes de tri-etileno-glicol (TEG), operando a 19.711 kPa.

g) Desidratação de Gás

O sistema de desidratação de gás consiste em três Vasos *Contactores* (T-123301 A/B/C) com um sistema dedicado de regeneração do TEG (tri-etileno-glicol). Cada *Contactor* é equipado com um separador de filtro de entrada e saída. Os líquidos do separador de filtro de entrada serão descarregados no coletor de condensado. O regenerador TEG possui um aquecedor elétrico. O gás de remoção (*stripping*) é necessário para regenerar o Glicol rico a 99,8 wt%. Todos os vapores exalados pelo regenerador TEG são enviados para *vent* atmosférico.

h) Sistema de Gás Combustível

O sistema de gás combustível será abastecido pelo gás proveniente da descarga do 3º estágio do Compressor Principal, após secagem. A pressão do gás combustível será reduzida a 15 bar, para uso pelos diversos consumidores. Os líquidos condensados são redirecionados ao Separador de Produção. O gás combustível é então aquecido até 60°C através de trocador de calor.

i) Sistema de Aquecimento

Um sistema de aquecimento de ciclo fechado será usado para fornecer calor a todas as cargas de processo. O sistema recuperará calor das descargas das turbinas dos turbo-generadores. O meio de aquecimento a ser usado é a água.

j) Sistema de Flare

O sistema de Flare será dividido em sistemas de Flare de alta e baixa pressão. O Flare de alta pressão (AP) operará a 1,3 – 4,00 bar e o de baixa pressão (BP) operará a 1,1 – 1,3 bar. Cada sistema terá um Tambor de Separação de Condensado (*Scrubber*).

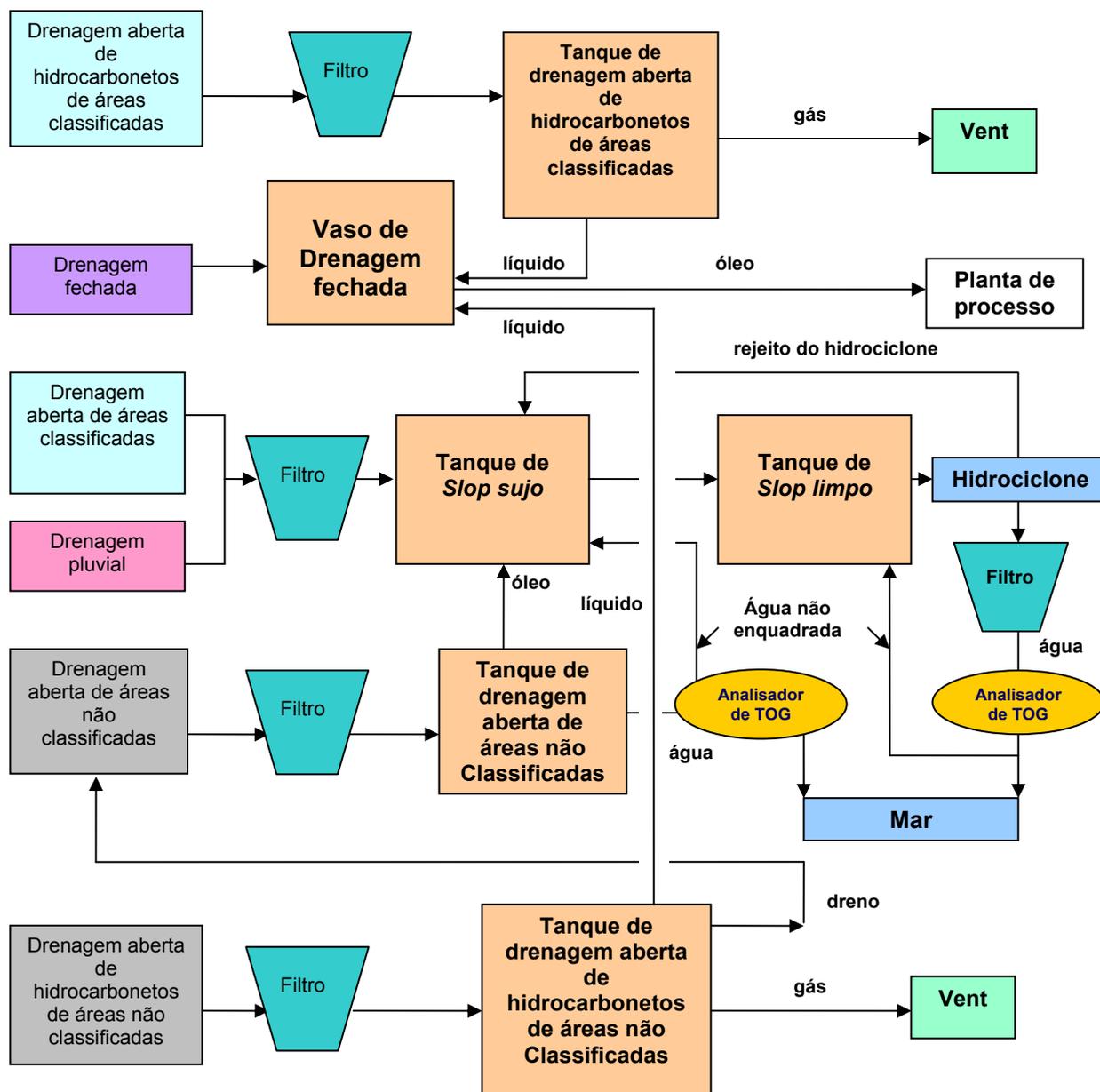
O Flare de AP é projetado para operar com taxa contínua de 3,2 x 10⁶ Nm³/d. O flare de BP é projetado para operar com taxa de 1,95 x 10⁵ Nm³/d. A operação normal do FPSO não demandará o uso do Flare, que será restrito a situações de emergência ou falha de equipamentos. Os queimadores do Flare serão montados em torre de 100 m, com inclinação de 60° com a horizontal, na região de proa do FPSO.

k) Sistema de Dreno

O FPSO P-54 será provido de sistemas independentes de drenagem para o navio, e para a planta de processamento, de acordo com as exigências da MARPOL, tais como:

- Drenagem Aberta de Área Classificada e Drenagem Pluvial;
- Drenagem Aberta de Área Não-Classificada;
- Drenagem Aberta de Hidrocarbonetos de Área Classificada;
- Drenagem Aberta de Hidrocarbonetos de Área Não-Classificada;
- Drenagem Fechada;
- Drenagem Aberta do Navio.

A Figura a seguir ilustra esquematicamente os sistemas de drenagem aberta e fechada da planta do FPSO P-54.



8.1-2. Fluxograma esquemático dos sistemas de drenagem aberta e fechada da planta.

l) Sistema de Ar de Utilidade e Instrumentação

Ar de utilidade e ar de instrumentação serão fornecidos através de três compressores de ar. O ar de utilidade e de instrumentação será seco.

m) Sistema de Injeção Química

Os sistemas de injeção química incluirão etanol, inibidor de incrustações, inibidor de corrosão, biocida, antiespumante, seqüestrante de oxigênio, quebrador de emulsão inversa e desemulsificante. Etanol e outras substâncias químicas poderão ser

continuamente injetados em cada um dos poços. Inibidor de incrustações, inibidor de corrosão, biocida, antiespumante e desemulsificante serão injetados nas unidades do convés de processo em diversos pontos. O inibidor de incrustações será injetado nas saídas do separador e do Aquecedor do TEG. O inibidor de corrosão será injetado nas saídas de gás. Antiespumante, biocida e desemulsificante serão acrescentados na corrente do separador. Etanol será armazenado para emergência caso ocorra obstrução por hidratação de uma linha de fluxo.

n) Sistema de Injeção de Água

O sistema de injeção de água é projetado para injetar continuamente 39.000 m³ por dia de água (salgada) tratada. A água é levada à plataforma por meio de moto-bombas verticais. Existem duas bombas de 100% de vazão instaladas.

Partículas sólidas são removidas pela passagem de água através de malhas auto-limpantes seguidos de um sistema de filtragem média. Malhas e filtros são equipados com uma unidade de reserva projetada para permitir limpeza / retro-lavagem sem interrupção de fluxo. Água filtrada é desoxigenada com um processo de flotação induzida a gás, na unidade de desaeração.

Será instalada unidade específica para remoção de sulfato, através de filtragem por osmose reversa. Esta unidade garante a redução dos teores de sulfato na água a ser injetada, diminuindo o teor de incrustações nas bombas e a posterior produção de sulfeto de hidrogênio (H₂S). Duas bombas bombeiam a água tratada até a pressão de entrada (200 kgf/cm²) no sistema de injeção.

Inventário das Medidas de Segurança

O FPSO P-54 e a instalação submarina do Módulo 2 do Campo de Roncador foram projetados e construídos a partir de rígidos critérios de segurança, de forma a atender aos requisitos de diferentes organismos internacionais e nacionais. Dentre os dispositivos de segurança, prevenção e combate a situações de emergência, podem ser citados:

Etapas de Instalação

- As ANM's serão testadas previamente, de forma a permitir a detecção de qualquer problema ainda na superfície, minimizando os riscos de vazamentos;
- As ANM's serão posicionadas através de sistemas específicos e precisos, a partir de Embarcação de Instalação, em locais previamente mapeados e determinados, de forma a minimizar impactos ao fundo do mar;
- As linhas de ligação entre as ANM's e o FPSO serão previamente lavadas com diesel/etanol, e submetidas à teste de estanqueidade, de forma a verificar as conexões;
- As válvulas de controle são do tipo normalmente fechadas, ou seja, a interrupção no fornecimento de fluido hidráulico provoca o fechamento das válvulas e interrupção da produção do poço, limitando os riscos e volumes de vazamento;

- O Sistema de ancoragem do FPSO foi projetado para as condições de tormenta centenária da Bacia de Campos minimizando o risco de rupturas e falhas;
- O gasoduto de exportação/importação será provido de válvula Submarina de Bloqueio (SSV), instalada próxima ao FPSO, de forma a permitir o isolamento da linha em caso de vazamento de gás junto à unidade marítima;
- O Gasoduto será submetido a teste hidrostático e passagem de PIG instrumentado, para medição de espessura e verificação da estanqueidade. Desta forma, minimiza-se o risco de falhas e vazamentos de gás.

Etapa de Produção

- A plataforma de chegada dos Risers no FPSO localiza-se em área aberta, não confinada, facilitando o processo de dispersão de gases provenientes de eventuais vazamentos, dificultando a ignição e reduzindo a intensidade de eventuais explosões;
- Adicionalmente, este tipo de Plataforma facilita a detecção de eventuais vazamentos de óleo, proporcionando a rápida interrupção do processo e reduzindo os volumes liberados;
- O piso da Plataforma dos Risers será de chapa, com sistema de drenos ligado a Vaso de Drenagem, de forma a conter eventuais vazamentos;
- É restrita a navegação na região dos Risers, sendo que não haverá içamento de cargas com barco de apoio posicionado em Bombordo. Desta forma, restringe-se o risco de colisão entre os Barcos de Apoio e os Risers;
- A Plataforma dos Risers receberá batente de proteção contra colisão;
- Ao lado da Plataforma dos Risers haverá proteção passiva dedicada, dimensionada para suportar incêndios em jato com incidência direta, garantindo a segurança dos Tanques de Carga mesmo em caso de incêndio em jato nos Risers;
- Os equipamentos da planta de processo serão instalados sobre piso de chapa, no Convés de Produção, provido de barreiras de contenção lateral, ligados ao Sistema de Drenagem. Desta forma, eventuais vazamentos de óleo serão coletadas e encaminhadas ao Tanque de *Slop Sujo*;
- Adicionalmente, a utilização de piso de chapa isola a Planta de Produção do teto dos Tanques de Carga, evitando que eventuais incêndios e fontes de calor na Planta atinjam os grandes depósitos de óleo;
- Os equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos serão instalados em áreas abertas, bem ventiladas, o que minimiza o risco de explosão;
- Nos locais onde haverá movimentação de carga suspensa sobre os equipamentos de processo, serão instaladas estruturas para proteção destes em caso de queda de cargas. Desta forma, minimiza-se consideravelmente o risco de vazamentos provocados por queda de materiais;
- A planta de produção tem como filosofia operar com queima mínima de gás, mantendo apenas a chama piloto acesa, de forma a responder com velocidade a

eventuais situações de emergência. Este tipo de procedimento minimiza o volume de emissões atmosféricas e, adicionalmente, reduz-se o risco de derrame de óleo pelos queimadores no Flare;

- A planta é dotada de sistema de despressurização em caso de emergência, que conduz o gás para queima no Flare. Este sistema é composto por válvulas de Controle de Pressão (BDV) e de Alívio de Pressão (PSV), operando de forma redundante;
- Os Turbo-geradores operarão com Gás Natural, reduzindo o nível de emissões. A presença de tanques de diesel diários assegura a confiabilidade do sistema, em caso de problemas na produção ou importação de gás;
- Os compressores serão acionados por motores elétricos, ao invés das tradicionais turbinas a gás. Na filosofia de projeto da P-54 aumenta-se a capacidade dos geradores, porém eliminam-se as emissões geradas nas antigas turbinas a gás dos compressores. Aumentando-se o volume de queima de gás nos turbo-geradores aumenta-se a eficiência dos mesmos, aproveita-se o calor gerado para aquecimento da água de processo e reduz-se o volume final das emissões;
- Toda a planta de processo é protegida por detectores de incêndio e gás, estes últimos do tipo infra-vermelho, visando a percepção e combate a situações de emergência ainda em seu início;
- Os equipamentos e tubulações que manuseiam hidrocarbonetos são protegidos através de sistema dedicado de combate a incêndio, dimensionado de acordo com as exigências da NFPA (*National Fire Protection Association*). Desta forma, garante-se que mesmo em caso de incêndio em um dado equipamento ou tubulação não haverá propagação para os vizinhos;
- A plataforma conta com sistema dedicado de fornecimento de água de combate a incêndio, composto por 03 bombas diesel, cada uma com capacidade de fornecer 50% da vazão total de demanda do sistema dimensionante mais 02 hidrantes;
- Além do Sistema de Dilúvio, o Sistema de Combate a Incêndio é composto por canhões de água e espuma, monitores portáteis, sistema fixo de CO₂ e extintores de água, pó químico e CO₂;
- Todos os Tanques de Carga serão utilizados para armazenamento de óleo, recebendo Injeção de Gás Inerte, produzido por gerador dedicado, com 100% de reserva. Este sistema impede a formação de atmosfera explosiva no interior dos tanques, através da redução do teor de oxigênio. Simultaneamente conduz o gás liberado durante as operações de carga dos tanques para um local seguro, no Vent, junto à lança do Flare;
- Os Tanques de Carga e Tanques de *Slop* serão mantidos permanentemente inertizados, através de Gás Inerte produzido em Sistema dedicado;
- A filosofia de segurança da P-54 prioriza a prevenção de acidentes com os Tanques de Carga, que são os de maior potencial poluidor. Dentre as medidas adotadas cita-se a incorporação, na *Matriz de Causa x Efeito*, da exigência de parada total da planta de processo em caso de falha do Sistema de Inertização;

- Outra medida de segurança relativa aos Tanques de Carga diz respeito ao uso de linhas independentes para injeção e extração de Gás Inerte, o que aumenta a eficiência do processo, reduz o risco de acúmulo de gases inflamáveis no interior dos Tanques, e proporciona maior segurança nas operações de purga e preparação para inspeção;
- A operação de Transferência de Óleo (*Offloading*) será realizada predominantemente pela proa, em função da resultante das condições ambientais. Esta situação resulta em maior proximidade do aliviador com os risers, o que poderia representar um maior risco de choque nesta região, na condição de vento Norte, Noroeste e Oeste. Este risco foi minimizado através de procedimentos explícitos de proibição à navegação neste local e acréscimo dos requisitos operacionais do Navio Aliviador;
- Com relação ao Navio Aliviador, a opção preferencial de posicionamento será à proa da P-54. A ação dos ventos predominantes indica que o Aliviador estará posicionado a Boreste, exatamente o bordo oposto à plataforma dos *Risers*;
- De forma a reduzir o risco de colisão, somente serão utilizados Aliviadores com posicionamento dinâmico (DP). Este fato reduz este risco quando houver necessidade do Aliviador posicionar-se em Proa-Bombordo ou Popa-Bombordo;
- Adicionalmente, o Aliviador não deverá se aproximar do FPSO por bombordo, mas somente por boreste, o que reduz o risco de colisão com os *Risers*;
- Ainda em relação ao Aliviador, a ação dos ventos predominantes, vindo de N e NE e das correntes, indo para Sul, tende a afastar o Aliviador da P-54, representando uma condição operacional segura;
- A manutenção do Aliviador na Proa, com posicionamento dinâmico, associado à ação dos ventos e correntes predominantes, reduzindo os riscos para os Tanques de *Slop*, localizados na Popa;
- Haverá injeção de biocida nos Tanques de *Slop*, de forma a evitar a presença de bactérias redutoras de sulfato e a conseqüente formação de Sulfeto de Hidrogênio (H_2S). Além do aspecto de segurança, este procedimento reduz o risco de vazamento por corrosão nestes Tanques;
- Adicionalmente, os Tanques de *Slop*, receberão revestimento interno, o que impedirá o contato direto entre o H_2S e a superfície metálica dos tanques, reduzindo o risco de vazamento por corrosão nestes Tanques;
- O descarte de água produzida será monitorado permanentemente por analisador de água. Qualquer desvio na qualidade da água implicará na interrupção do descarte, e a produção de óleo será reduzida, através do fechamento dos poços de maior BSW, até que as especificações sejam atingidas;
- Além do sistema automático de medição da qualidade da água, haverá processo de amostragem periódica, para verificação da qualidade da mesma e aferição do sistema automático;
- Todo o processo é protegido por válvulas de bloqueio de fluxo (SDV), sistemas de alta e baixa pressão, além de sensores de nível alto, muito alto, baixo e muito baixo;

- As válvulas de segurança utilizadas são do tipo “normalmente fechadas”, ou seja, é necessária a presença de ação externa para mantê-las abertas. Desta forma, em caso de interrupção de energia (elétrica, ar comprimido ou hidráulica) estas válvulas irão fechar, bloqueando o fluxo e levando a unidade marítima para uma condição segura;
- Os tanques de Carga e *Slop* possuem medidores sônicos de nível, de forma a facilitar a percepção de vazamentos, minimizando os volumes derramados;
- A operação de intervenção nos poços será realizada sempre utilizando equipamento de segurança denominado *Blowout Preventer* (BOP), que permite a interrupção do fluxo de produtos na coluna de perfuração, reduzindo os inventários disponíveis para derrame;
- Haverá presença permanente de Barco de Apoio dedicado na área, que se reveza com outro, com capacidade de prestação de eventual auxílio no combate a emergência. Estes barcos dispõem de recursos para contenção e recolhimento de óleo no mar, minimizando a dispersão da mancha de óleo e facilitando seu recolhimento.

O detalhamento dos recursos disponíveis, bem como toda a estratégia de resposta a derramamentos acidentais de óleo no mar encontra-se no Plano de Emergência Individual (PEI) desta unidade marítima de produção.

8.1.2. [Análise Histórica de Acidentes](#)

Esta etapa consistiu na obtenção de maiores informações sobre vazamentos de óleo e gás em instalações *offshore*, através de consulta a bancos de dados internacionais, pesquisa junto a resseguradoras, publicações técnicas e registros de acidentes da PETROBRAS. As principais informações foram obtidas junto aos seguintes órgãos:

- MMS 92-0058 & MMS 95-0052- *Accidents Associated with Oil and Gas Operations*;
- WOAD - *Worldwide Offshore Accident Databank*;
- Noble Denton - *Major Oil and Energy Technology Losses*;
- *Sedgwick Offshore Resources Ltd - Examples of fatal Accidents associated with Offshore installations and mobile drilling units*;
- *Platform Databank - Institute Français du Pétrole*;
- *Offshore Operations post Piper Alpha*
- OREDA - *Offshore Reliability Data* – 2nd Edition, 1992;
- Relato de Ocorrência de Acidentes com navios da FRONAPE.
- Relatório de Acidentes com FPSOs.

Além destes, foram consultados órgãos como a Swiss-Re (Resseguradora suíça), IRB (Instituto de Resseguros do Brasil), Munich-Re, Marsh & McLennan, PASCAL, NTIS, e EUREDATA.

Relatórios MMS 92-0058 e MMS 95-0052 - *Accidents Associated with Oil and Gas Operations Outer Continental Shelf*

Estes relatórios são publicados pelo Departamento do Interior do governo dos EUA, e analisam acidentes registrados na jurisdição do *Minerals Management Service* (MMS), em atividades *offshore* relacionadas à produção de gás e óleo. São cobertas, portanto, as áreas do Golfo do México, do Pacífico, do Alasca e do Atlântico, sob controle do governo dos EUA, abrangendo o período de 1956 a 1990 (MMS 92-0058) e 1990 a 1994 (MMS 95-0052).

Os acidentes são relatados individualmente, contendo causa, duração e danos decorrentes, estes últimos divididos em feridos, mortos e danos materiais (em dólares americanos). Os acidentes são relacionados pelo local de ocorrência e pelo tipo de acidente - *blowout*, incêndios & explosões, vazamentos superiores a 50 barris e ruptura de linhas.

Dentro das áreas relacionadas, vê-se pela Figura 8.1-3, que quase todos os casos de acidentes registrados ocorreram na região do Golfo do México, o que faz com que a análise concentrada nessa região se torne extremamente significativa e representativa. Este fato é facilmente explicável pela grande concentração de plataformas neste local. Nesta figura destaca-se ainda a predominância dos acidentes relativos à incêndios e explosões sobre os demais.

As Figuras 8.1-4 e 8.1-5 da análise desses relatórios mostram a variação da ocorrência de alguns tipos principais de acidentes (número de vazamentos e número de *blowouts*) durante o período 1964 a 1994.

A maior parte dos resultados obtidos mostra uma tendência decrescente da ocorrência dos acidentes analisados, à exceção da ocorrência de rupturas e falhas de tubulações, cuja tendência é crescente, embora o número de dados analisados relativos a esse tipo de acidente seja pequeno. De qualquer forma, deve-se levar em consideração o fato de que com o passar do tempo, as tubulações podem se tornar mais susceptíveis a falhas por fadiga e/ou corrosão, além do fato de aumentar o número de linhas submersas. A tendência decrescente da maioria dos acidentes pode ser atribuída ao aperfeiçoamento dos projetos e à tomada de medidas de segurança mais severas, ao longo do tempo.

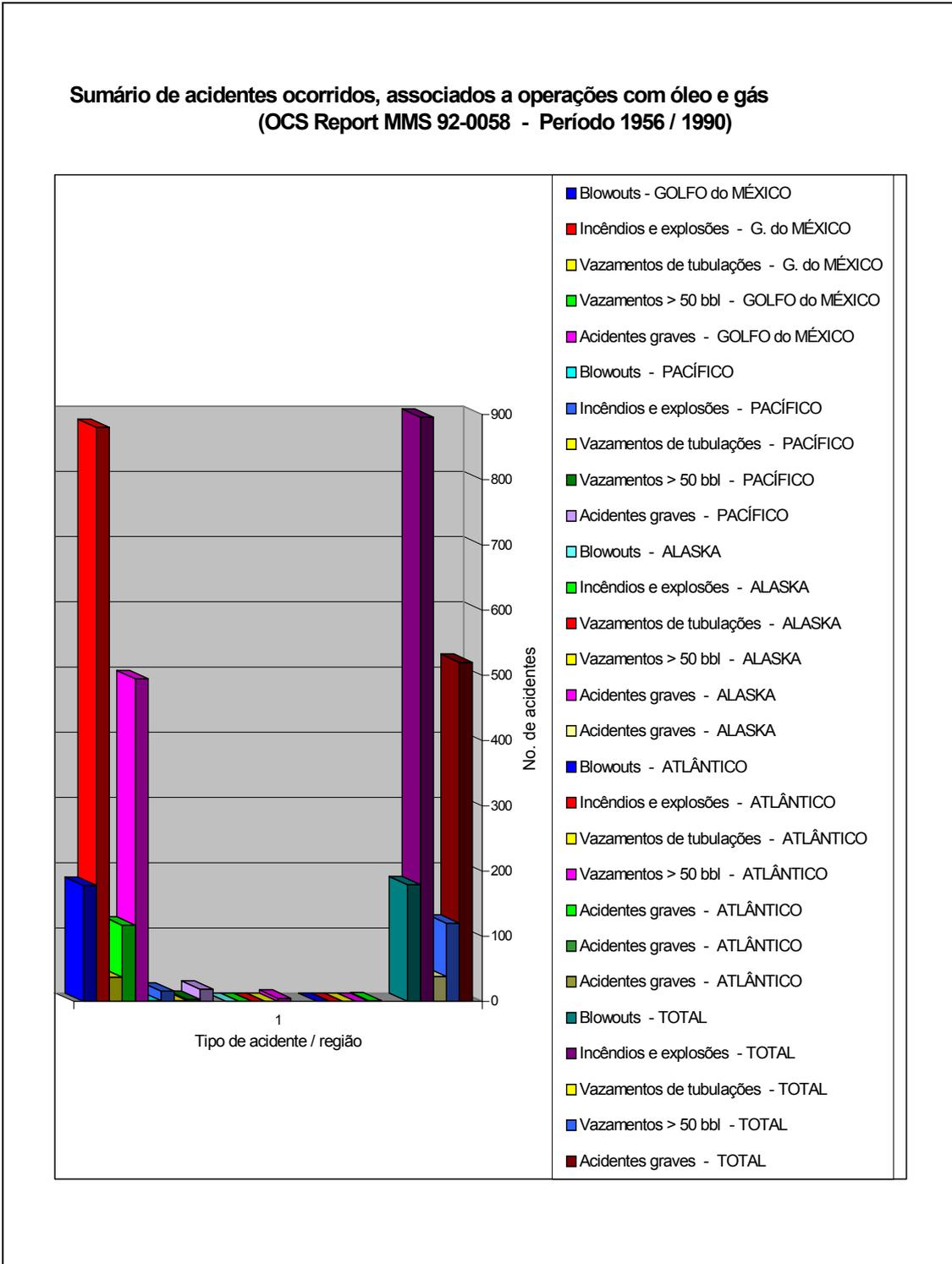


Figura 8.1-3. Distribuição dos tipos de acidentes por região coberta pelo relatório MMS 92-0058.

**Sumário de acidentes ocorridos, associados a operações com óleo e gás
(OCS Report MMS 92-0058 - Período 1964 / 1994)**

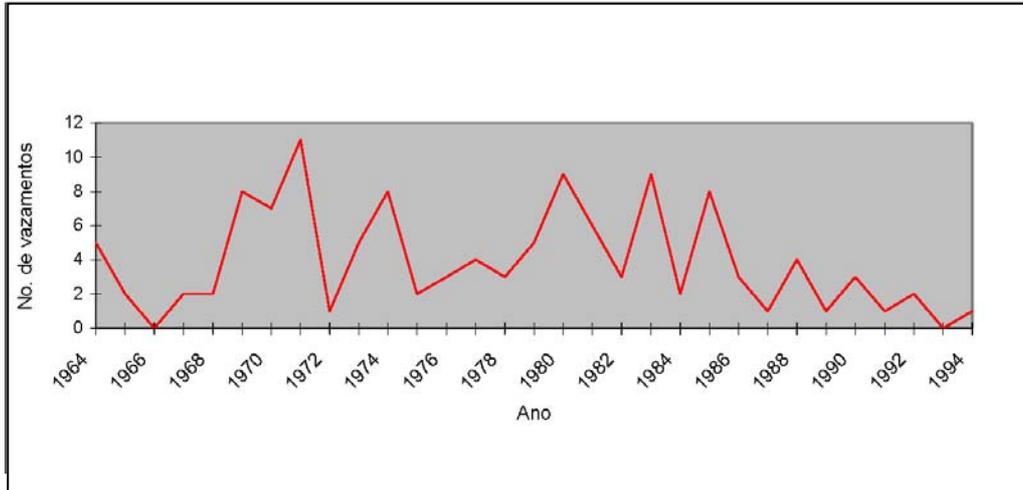


Fig. 8.1-4. Variação da ocorrência de vazamentos > 50 bbl no Golfo do México, de 1964 a 1994.

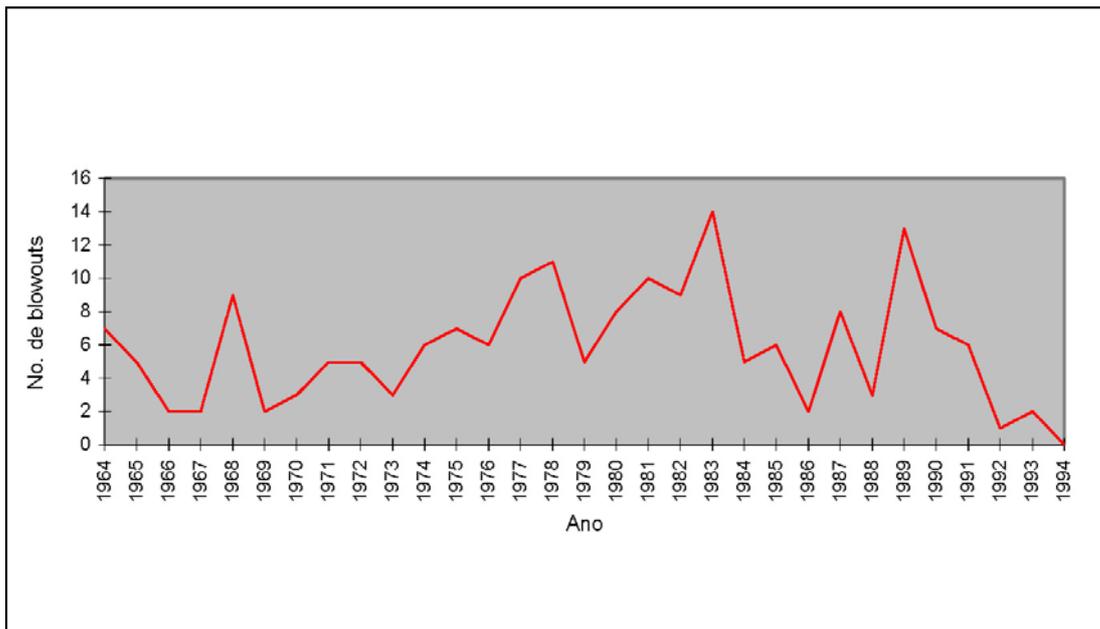


Figura 8.1-5. Variação da ocorrência de blowouts no Golfo do México, de 1964 a 1994.

Ao direcionarmos as análises para acidentes envolvendo a presença de gases, constroem-se as Figuras 8.1-6 e 8.1-7, que indicam que fração significativa (36 %) dos acidentes envolvendo incêndios e explosões está relacionada à presença de gases, em relação a 918 acidentes considerados graves.

Através dos relatos dos acidentes, procurou-se identificar os equipamentos que apareceriam com maior frequência nos acidentes ditos graves. Os resultados desta pesquisa são apresentados nas Figuras 8.1-8 e 8.1-9, onde se destaca a contribuição individual de cada grupo de equipamentos.

Nestas figuras observa-se que há uma grande diversidade de equipamentos que estão envolvidos com a ocorrência de incêndios e explosões relacionados com gás. Esse fato evidencia que a preocupação com a ocorrência desse tipo de acidente não deve ficar totalmente restrita a algumas áreas, embora alguns equipamentos sejam evidentemente mais relacionados com a ocorrência de incêndios e explosões envolvendo gases que outros.

No caso da análise feita, por exemplo, os compressores se destacaram como envolvidos em 34 % dos casos estudados. Separadores surgem com 6 % (teste + produção), seguidos de sistema de glicol (4 %) e diversos outros equipamentos com 3 e 2 %.

Esta categorização por equipamento fornece subsídios para análise de risco, especialmente como indicativo quanto às frequências de ocorrência, permitindo uma comparação “indireta” entre os diversos tipos de equipamento. Entretanto, uma vez que não há informações sobre a quantidade de cada equipamento, não é possível obter informações quantitativas sobre frequências.

**Sumário de acidentes ocorridos, associados a operações com óleo e gás
(OCS Report MMS 92-0058 - Período 1964 / 1994)**

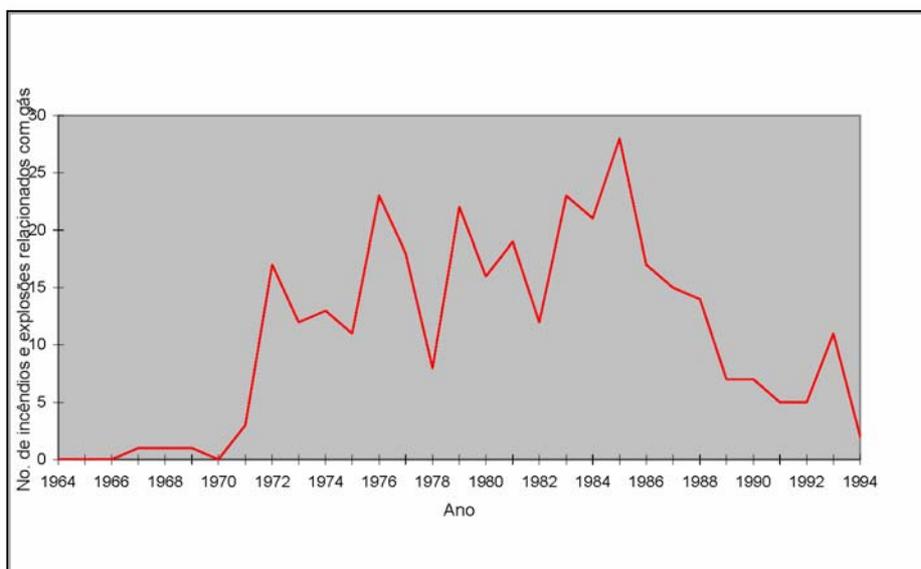


Figura 8.1-6. Variação da ocorrência de incêndios e explosões relacionadas com gás no Golfo do México, de 1964 a 1994.

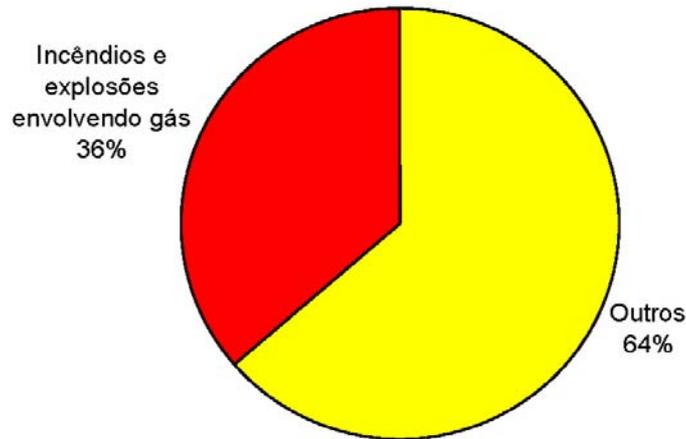


Figura 8.1-7. Percentual de incêndios e explosões envolvendo a presença de gás em relação ao total de incêndios e explosões ocorridos (918) no Golfo do México, de 1964 a 1994.

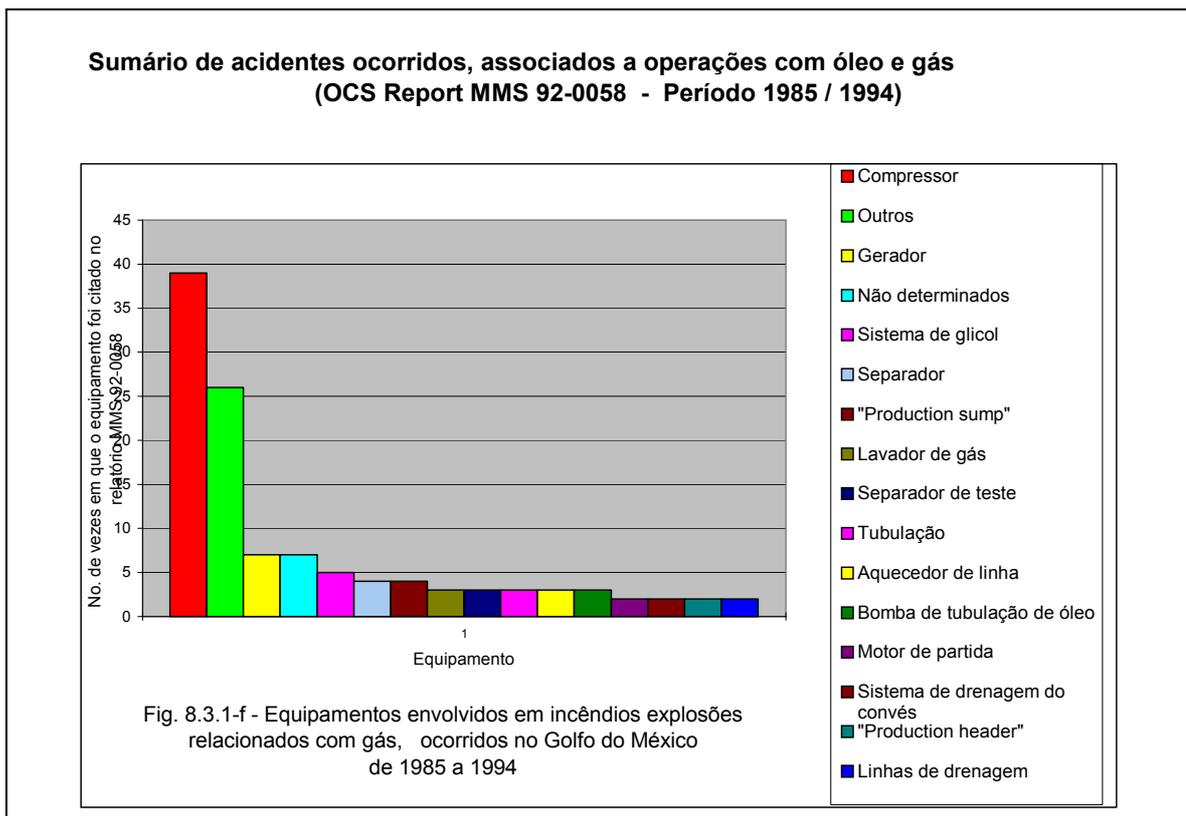


Figura 8.1-8. Participação % de equipamentos em incêndios e explosões relacionados com gás (total=110), ocorridos no Golfo do México de 1985 a 1994.

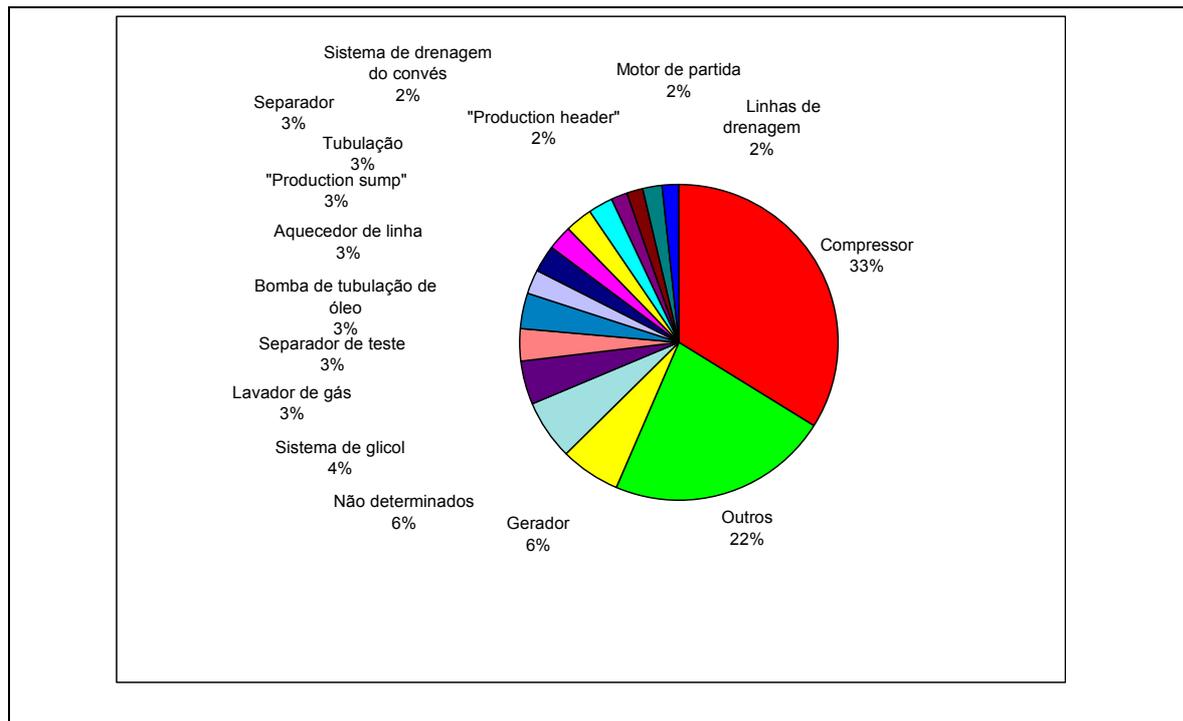


Figura 8.1-9. Equipamentos envolvidos em incêndios e explosões relacionados com gás, ocorridos no Golfo do México de 1985 a 1994.

Platform Databank - Institute Français du Petrole

Os dados apresentados no *Platform Databank* foram obtidos a partir de artigo técnico publicado por engenheiros do *Institute Français du Petrole*, no periódico *Offshore*, em setembro de 1989. Contém registro de 850 acidentes em plataformas offshore, que causaram paradas ou perdas de produção de, no mínimo, 24 horas. As plataformas analisadas efetuam atividades de perfuração, produção ou servem como acomodações.

As informações são mais restritas e menos atualizadas que o anterior, abrangendo o período de 1977 a 1988. Entretanto, algumas conclusões interessantes podem ser obtidas, especialmente por apresentar dados específicos relativos a plataformas móveis.

As Figuras 8.1-10 e 8.1-11 mostram que tanto para plataformas fixas como para plataformas móveis, o acidente de maior ocorrência é o *blowout* (28% para plataformas móveis e 39% para plataformas fixas). Entretanto o segundo acidente de maior ocorrência para plataformas móveis é o de dano estrutural (26%) e para plataformas fixas é a combinação incêndio /explosão, com 25% de ocorrências.

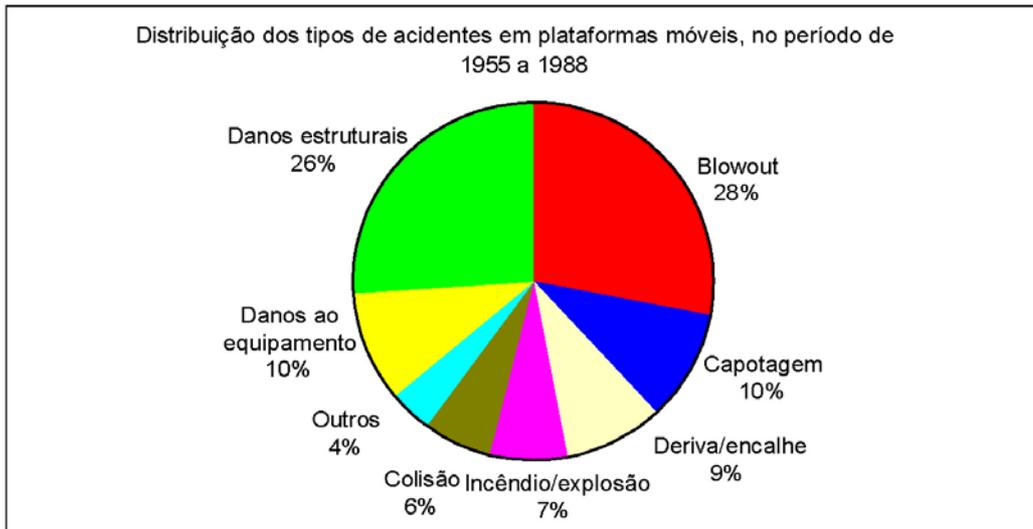
Comparando-se estas informações com as anteriores, dos relatórios MMS 92-0058 e 95-0052, nota-se que há ligeira divergência quanto à principal causa, porém confirma-se a importância de incêndios e explosões em plataformas móveis e fixas..

Platform Databank

Institute Français du Petrole

(Offshore - Setembro 1989)

Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas, no período 1955 a 1988



Nota: dos 26% de danos estruturais, 10% referem-se a pernas ou ao material.

Figura 8.1-10. Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas móveis.

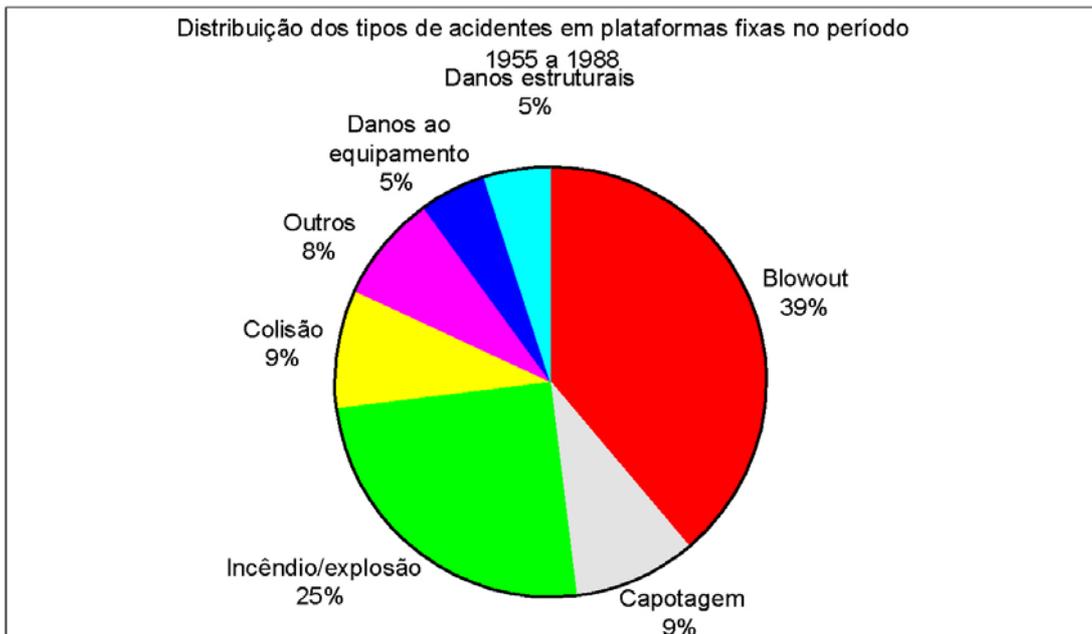


Figura 8.1-11. Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas fixas.

Relatório Major Oil and Energy Technology Losses - 1972 to 1990 e Offshore Operations post Piper Alpha (Sedgwick Offshore Resources Ltd / Noble Denton)

Essas duas referências bibliográficas relacionam dados dos maiores acidentes com equipamentos *offshore*. Entretanto, adotam enfoques diferentes para essas análises.

O relatório *Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990* (Sedgwick / Noble Denton) analisa os acidentes sob o ponto de vista de perdas monetárias. Sedgwick é um ressegurador inglês, com informações sobre os custos associados a cada acidente, inclusive por sua participação direta como agente responsável pelo ressarcimento dos prejuízos. Noble Denton é um banco de dados internacional, que contém registros sobre acidentes *offshore*.

O artigo da publicação *Offshore Operations post Piper Alpha* analisa os acidentes sob o ponto de vista das perdas de vidas humanas. Este artigo engloba uma série de exemplos e relatos de acidentes em plataformas *offshore*, com ênfase no ocorrido na plataforma inglesa de produção *Piper Alpha*.

No Quadro 8.1-2 encontram-se os acidentes relacionados no Relatório Noble Denton *Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990*, abrangendo o período de 1972 a dezembro de 1989. Associados à cada acidente tem-se o nome e tipo da instalação, a descrição do acidente, o local e o custo associado. O acidente com a Plataforma Central de Enchova, de abril de 1988, encontra-se entre os relacionados neste quadro, como exemplo de *blowout*/incêndio, gerando prejuízo de US\$ 325 milhões.

O artigo *Offshore Operations post Piper Alpha* tem seus resultados resumidos no Quadro 8.1-3 abrangendo o período de junho/64 a dez/90. A exemplo do anterior, associa à cada acidente o nome e tipo da instalação, a descrição do acidente e o local, porém ao invés do custo associado fornece o número de mortes. O acidente com a Plataforma Central de Enchova relatado neste artigo é o de agosto de 1984, proveniente da falha na baleeira, citando como 40 o número de mortes, quando informações da PETROBRAS relatam 37.

Ambas as referências abordam mais de uma centena de acidentes cada. Entretanto, a comparação das duas referências mostra apenas 15 coincidências, que estão apresentadas no Quadro 8.1-4.

Nos Quadros 8.1-5a e 8.1-5b tem-se a ordenação dos acidentes, citados nos dois artigos, por ordem de severidade em fatalidades e custo. Estes mesmos resultados são apresentados através dos Gráficos de Barras (Figuras 8.1-12 e 8.1-13).

Quadro 8.1-2. Acidentes relacionados - Relatório Noble Denton Major Oil and Energy Technology Losses from. 1972 to 1990. (continua...)

Offshore Operations post Piper Alpha:
"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units
&
Noble Denton:
"Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"

Quadro 8.3.3-a - Relatório Noble Denton / Sedgwick

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
xx/72	Rig 60	jack-up	capotagem após blowout	Burma	***	\$ 10,000,000
abr/74	Transocean III	jack-up	perda total	Mar do Norte	***	\$ 15,700,000
out/74	DP 1	plataforma de perfuração	perda total	Mar do Norte	***	\$ 20,590,000
out/75	Topper III	jack-up	capotagem após blowout	Golfo do México	***	\$ 35,000,000
mar/76	Deep Sea Driller	semi-submersível	encalhe	Mar do Norte	***	\$ 18,300,000
mar/76	Ocean Express	jack-up	navrágio durante reboque c/ tempestade	Golfo do México	***	\$ 10,000,000
mar/76	George F. Ferris	jack-up	danos durante operações de posicionamento	Baía de Cook - Alasca	***	\$ 15,000,000
mar/77	Scan Sea	jack-up	navrágio durante reboque c/ tempestade	Taiwan (Offshore)	***	\$ 14,000,000
mar/77	Interocean I	jack-up	navrágio após colisão c/ pedras dur. reboque	Japão (Offshore)	***	\$ 16,000,000
jan/79	Namorado	jaqueta	queda da balsa dur. transporte; perda total	Mar do Norte	***	\$ 26,200,000
abr/79	Salenergy II	jack-up	blowout	Golfo do México	***	\$ 22,000,000
abr/79	Sedco 135	---	blowout / incêndio	Baía de Campeche	***	\$ 60,000,000
abr/79	Milton G. Hulme	jack-up	confisco	Iran	***	\$ 20,000,000
abr/79	Bohai II	jack-up	capotagem devido a tufão	Fo Kai (China)	***	\$ 18,400,000
fev/80	Triton I	jack-up	incêndio durante reboque	Golfo de Suez	***	\$ 32,000,000
mar/80	Alexander L. Krielland	semi-submersível	perda total	Mar do Norte	***	\$ 85,000,000
ago/80	várias plataformas	---	danos causados por furacão	Golfo do México	***	\$ 35,000,000
out/80	Dan Prince	jack-up	perda total	dur. reboque Alasca/ África	***	\$ 18,000,000
out/80	Sedco 135	---	blowout/incêndio	Nigéria (Offshore)	***	\$ 25,000,000
out/80	Ocean King	jack-up	blowout/incêndio	Golfo do México	***	\$ 10,000,000
out/80	Maersk Endlurer	jack-up	blowout/incêndio	Mar Vermelho	***	\$ 82,000,000
mai/81	---	jack-up	blowout	Angola	***	\$ 8,320,000
ago/81	Ninian Northern	---	soldas c/ defeitos e projeto inadequado	Mar do Norte	***	\$ 42,000,000
ago/81	Petromar 5	jack-up	perda total durante blowout	Indonésia	***	\$ 10,760,000
set/81	North West Hutton	plataforma fixa	danos as amarrações externas e condutores	Mar do Norte	***	\$ 25,500,000
fev/82	Thistle A	plataforma fixa	colisão c/ barcaça de guindaste	Mar do Norte	***	\$ 86,500,000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	perda total	Terra Nova / Canadá	***	\$ 5,120,000
abr/82	Magnus	plataforma fixa	perda de estacas dur. posic. da jaqueta	Mar do Norte	***	\$ 25,900,000
mai/82	Pr. Nac. Dinamarquês Gás	---	assentamento de tubos defeituosos	Mar do Norte	***	\$ 37,000,000
jul/82	Transco Bloch 65	jack-up	blowout	Camarões	***	\$ 21,000,000
jul/82	Rig 52	jack-up	perda total	Golfo do México	***	\$ 54,500,000
ago/82	Sagar Vikan & SJ	jack-up & plataforma	blowout/incêndio	Bombaim / Índia	***	\$ 40,000,000
ago/82	Nurton	plataforma fixa	soldas c/ defeitos em anéis de conexão	Mar do Norte	***	\$ 21,000,000
ago/82	DP1 / DP2 / QJP	plataformas	soldas trincadas	Mar do Norte	***	\$ 23,500,000
ago/82	Permod 52	jack-up	blowout/perda total	Golfo do México	***	

Quadro 8.1-2. Acidentes relacionados no Relatório Noble Denton Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990.
(continua...)

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
set/83	Key Biscayne	jack-up	navrágio durante reboque	Austrália	***	\$ 50,000,000
set/83	Hurton	plataforma fixa	soldas c/ def. conect. peças de tam. errado	North Sea	***	\$ 116,000,000
out/83	Glomar Java Sea	navio sonda de perfuração	perda total devido a tufão	Mar da China (Sul)	***	\$ 24,500,000
fev/84	Poço Marshall A-1	---	blowout	U.S.A.	***	\$ 21,473,753
mar/84	Piper Alpha	plataforma fixa	incêndio/explosão	Mar do Norte	***	\$ 19,015,000
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Canadá (Offshore)	***	\$ 23,709,083
set/84	Poço West Venture B-91	---	blowout	Canadá (Offshore)	***	\$ 108,000,000
out/84	Bekapai	plataforma fixa	blowout	Indonésia	***	\$ 55,000,000
dez/84	Zapata Explorer	jack-up	incêndio	Perú	***	\$ 13,000,000
jan/85	Beryl A	bóia de carregamento	Ruptura	Mar do Norte	***	\$ 37,100,000
mar/85	Zapata Enterprise	jack-up	incêndio	Mar de Java	***	\$ 16,000,000
mar/85	Transworld Rig 70	semi-submersível	incêndio	Golfo do México	***	\$ 60,000,000
mai/85	Sagar Fragati	---	danos causados por tempestade	Índia (Offshore)	***	\$ 15,844,556
jul/85	Ross Well No. 2	---	blowout	Mississippi / USA	***	\$ 18,262,110
set/85	Patricia Well No. 5	---	blowout	Mar da China (Sul)	***	\$ 37,385,453
set/85	Gravel Island	---	danos causados por tempestade	Mar de Beaufort	***	\$ 92,000,000
set/85	Manhai 3	jack-up	blowout	Malásia	***	\$ 22,500,000
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	***	\$ 26,000,000
out/85	Penrod 61	plataforma fixa	perda total devido a tufão	Golfo do México	***	\$ 49,695,000
dez/85	Mexico II	jack-up	blowout	Golfo do México	***	\$ 55,000,000
mai/86	Zapata Scotian	---	blowout	Golfo do México	***	\$ 34,200,000
mai/86	Prince William Sound	---	inundação da sala de máquinas	Oceano Pacífico	***	\$ 29,000,000
set/86	Tchibouela TEM 104	---	blowout	Congo (Offshore)	***	\$ 11,977,612
out/86	Mexico II	jack-up	blowout/incêndio	Golfo do México	***	\$ 52,500,000
nov/86	Dixilyn Field 83	---	capotamento	Índia (Offshore)	***	\$ 28,821,706
nov/86	Piper/Claymore	---	"T-Spur leak"	Mar do Norte	***	\$ 57,500,000
mai/87	West Delta 109 A	plataforma de produção	blowout/incêndio	Golfo do México	***	\$ 49,200,000
jun/87	Petro Canada	"reactor vessel"	incêndio	Canadá	***	\$ 62,000,000
out/87	Poço Yum No. 2	---	blowout	México (Offshore)	***	\$ 16,500,000
nov/87	Bourbon Field Poço 2-17	plataforma de produção	blowout	Golfo do México	***	\$ 250,000,000
nov/87	Compl. Prod. Pampa	(planta - terrestre)	explosão	Texas - USA	***	\$ 350,000,000
dez/87	Pool Rig 55	---	danos causados por tempestade	Golfo do México	***	\$ 15,000,000
dez/87	Steelhead	plataforma de produção	blowout/incêndio	Baía de Cook - Alasca	***	\$ 125,000,000
jan/88	Várias embarcações	---	danos causados por tempestade	México	***	\$ 53,000,000
jan/88	Ashland Oil Corp.	(planta - terrestre)	ruptura de tanque de estocagem	Pensylvania - USA	***	\$ 70,000,000
jan/88	Lasco 3	---	danos causados por tempestade	USA	***	\$ 15,000,000

Offshore Operations post Piper Alpha:
"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units

&
Noble Denton:
"Technology Losses from 1972 to 1990"

Quadro 8.3.3-a (cont.) - Relatório Noble Denton / Sedgwick

Quadro 8.1-2. Acidentes relacionados no Relatório Noble Denton Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990. (continua...)

"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: Technology Losses from 1972 to 1990"						
Quadro 8.3-3-a (cont.) - Relatório Noble Denton / Sedgwick						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jan/88	"Flokeffe Terminal"	(planta - terrestre)	vazamento de óleo diesel	Pensylvânia - USA	***	\$ 13,730,000
mar/88	Oseberg 3	plataforma fixa	colisão causada por submarino	Mar do Norte	***	\$ 30,000,000
abr/88	PLat. Central Enchova 1	plataforma fixa	blowout/incêndio	Brasil	***	\$ 325,000,000
mai/88	Shell Oil Co.	(refinaria - terrestre)	incêndio/explosão	Louisiana - USA	***	\$ 400,000,000
mai/88	Pacific Eng. & Prod. Co.	(planta de combust. p/ foguetes)	explosão	Nevada - USA	***	\$ 100,000,000
jun/88	Refin. Port Arthur	(planta terrestre)	explosão de nuvem de vapor	Texas - USA	***	\$ 16,480,000
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	incêndio/explosão	Mar do Norte	***	\$ 2,610,000,000
set/88	Ocean Odyssey	---	blowout/incêndio	Mar do Norte	***	\$ 81,000,000
set/88	"?" Planta Quimica	(planta terrestre)	explosão de nuvem de vapor	Noruega	***	\$ 11,330,000
set/88	Viking Explorer	---	capotagem e naufrágio após blowout	Mar da China (Sul)	***	\$ 10,000,000
out/88	"Pulan Merinas"	---	incêndio nos tanques de nafta	Singapura	***	\$ 12,100,000
dez/88	Rowan Gorilla I	---	capotagem e naufrágio	Atlântico Norte	***	\$ 90,000,000
dez/88	Pulsar Field	---	"SALM and FSU broke drift"	Mar do Norte	***	\$ 392,010,400
jan/89	Treasure Saga	---	problemas de controle do poço	Mar do Norte	***	\$ 214,265,400
jan/89	Sedco 251	---	perda total	Mar de Java	***	\$ 50,000,000
jan/89	Teledyne 16	---	danos e naufrágio após atingir bolha de gás	Golfo do México	***	\$ 10,000,000
jan/89	Sasol	(planta de comb. sintético - terr.)	incêndio	USA	***	\$ 75,000,000
mar/89	South Pass 60 B + E	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	***	\$ 300,000,000
mar/89	Exxon Valdez	petroleiro	encalhe e vazamento de óleo	Alasca	***	\$ 2,000,000,000
mar/89	Ekofish 2/4 Barrier	---	falhas após tensionamento	Noruega	***	\$ 12,000,000
abr/89	Refinaria de Richmond	(planta terrestre)	explosão/incêndio	Califórnia - USA	***	\$ 175,000,000
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	vazamento de gás e explosão	Mar do Norte	***	\$ 25,530,000
abr/89	Al Baz	jack-up	capotagem após blowout	Nigéria (Offshore)	***	\$ 25,000,000
jun/89	"Joilist L.L.W.P."	---	naufrágio durante reboque	Golfo do México	***	\$ 20,030,000
jul/89	Magnus	plataforma fixa	defeitos da jaqueta	Mar do Norte	***	\$ 10,000,000
set/89	Refinaria St. Croix	(planta terrestre)	danos causados por furacão	Ilhas Virgens - USA	***	\$ 120,000,000
out/89	Houston Chem. Complex	(planta terrestre)	explosão/incêndio	Texas - USA	***	\$ 1,325,000,000
out/89	"F/W Northumberland"	---	colisão com tubulação submarina	Golfo do México	11	\$ 35,400,000
nov/89	Intercean II	---	perda total após capotamento	Mar do Norte	***	\$ 12,230,000
dez/89	Sidki 382	plataforma fixa	colisão c/ "Panay Sampaquita"	Golfo de Suez	***	\$ 251,200,000
dez/89	Vários	---	danos por congelamento	USA	***	\$ 120,000,000
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.

Quadro 8.1-2. Acidentes relacionados no Relatório Noble Denton Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990. (continuação)

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Examples of fatal accidents associated with Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Quadro 8.3.3b - Offshore Operations post Piper Alpha						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jun/64	C.P. Baker	barcaça de perfuração	capotagem durante blowout	Eugene Island - G. do México	22	***
xx/65	Sedco 135B	semi-submersível	navrágio durante reboque Japão/Bornéu	Mar da China (Sul)	13	***
xx/65	Paguero	jack-up	blowout/ incêndio	Mar Adriático	3	***
dez/65	Sea Gem	jack-up	colapso durante preparação p/ movimentação	Mar do Norte	13	***
ago/68	Little Bob	jack-up	blowout/ incêndio	West Delta - G. do México	7	***
xx/70	Stormdrill III	jack-up	blowout/ incêndio	Texas (Offshore)	1	***
dez/70	Block 26	plataforma fixa	blowout/ incêndio	S. Timbaler - G. do México	4	***
xx/71	Big John	barcaça de perfuração	blowout/ incêndio	Brunei (Offshore)	9	***
xx/71	Wodeco II	barcaça de perfuração	blowout/ incêndio	Peru (Offshore)	7	***
dez/73	Mariner I	semi-submersível	blowout	Trinidad (Offshore)	3	***
abr/74	Dresser Rig No. 70	jack-up	capotagem e naufrágio durante reboque	Texas (Offshore)	1	***
out/74	Gemini	jack-up	capotagem durante posicionamento	Golfo de Suez	14	***
xx/75	PM II	jack-up	capotagem durante reboque	Golfo do México	1	***
nov/75	Ekofisk A	plataforma fixa	acid. de evacuação + incêndio após rupt. riser	Mar do Norte	3	***
fev/76	W.D. Kent	jack-up	naufrágio após colisão c/ Wodeco III dur. temp.	Fateh - Dubai (Offshore)	1	***
mar/76	Deepsea Driller	semi-submersível	encalhe durante tempestade	Mar do Norte	6	***
abr/76	Ocean Express	jack-up	capotagem durante reboque	Golfo do México	13	***
abr/76	G-BCRU	helicóptero	colisão durante pouso em em plataforma	Mar do Norte	1	***
jun/77	Heather	plataforma fixa	queda de peça suspensa em guindaste	Mar do Norte	1	***
set/77	Bali Dolphin	jack-up	capotagem e naufrágio durante reboque	Indonésia (Offshore)	1	***
nov/77	LN-OSZ	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	12	***
fev/78	Stafford A	plataforma fixa	incêndio no setor de utilidades	Mar do Norte	5	***
jun/78	LN-OQS	helicóptero	queda durante voo p/ plataforma Stafford A	Mar do Norte	18	***
xx/79	Ocean Endeavour	semi-submersível	queda de cabeça de poço no convés	Austrália	2	***
fev/79	não conhecida	plataforma fixa	explosão	Lago Maracaibo - Venezuela	10	***
mai/79	Ranger I	jack-up	colapso e naufrágio	Golfo do México	8	***
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido tuíão	China (Offshore)	70	***
mar/80	Alexander L. Kielland	semi-submersível	capotagem durante uso c/ unid. acomodação	Mar do Norte	123	***
ago/80	Ocean King	jack-up	blowout/ incêndio	Texas (Offshore)	5	***
out/80	Ron Tappmeyer	jack-up	blowout	Arábia Saudita	19	***
out/80	Maersk Endurer	jack-up	blowout/ incêndio	Golfo de Suez	2	***
jan/81	Penrod 50	semi-submersível	blowout/ incêndio	High Island - Texas	1	***
mar/81	G-BGXY	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	4	***
jul/81	Arctic Explorer	"Seismic vessel"	naufrágio	Cape Bauld - Canadá	13	***

Quadro 8.1-3. Offshore Operations post Piper Alpha Período de junho/1964 a dezembro/1990. (continua...)

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Quadro 8.3.3-b (cont.) - Offshore Operations post Piper Alpha						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
ago/81	G-BIJF	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	1	***
ago/81	G-ASWI	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	13	***
xx/82	C202	barcaça de perfuração	incêndio	Lago Maracaibo - Venezuela	5	***
xx/82	Bull Run	"Rig tender"	blowout/incêndio	Golfo da Arábia	1	***
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	naufração durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	***
mai/82	Glomar Conception	navio sonda de perfuração	blowout/incêndio	Indonésia	2	***
mai/82	não conhecida	helicóptero	queda no mar	Golfo da Tailândia	13	***
set/82	G-BDIL	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	6	***
out/82	G-BJWS	helicóptero	queda durante simulação de falha	Aberdeen - Escócia	2	***
xx/83	"60 Anos do Azerbaijão"	jack-up	naufração	Mar Cáspio - URSS	5	***
xx/83	Eniwetok	navio sonda de perfuração	queda de vagonetes suspensos	Porto de Singapura	7	***
xx/83	Maersk Explorer	jack-up	cabo de reboque partido durante tempestade	Mar do Norte	1	***
mar/83	Cormorant A	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	2	***
mar/83	Fako	barcaça de armazenagem de óleo	explosão/incêndio	Camarões (Offshore)	2	***
mar/83	Mibale	plataforma fixa	explosão/incêndio	Costa do Marfim (Offshore)	13	***
12/83	Udang Natuna	unidade flutuante de estocagem	explosão/incêndio	Mar de Natuna - Indonésia	3	***
out/83	Glomar Java Sea	navio sonda de perfuração	naufração durante tufão	Mar da China (Sul)	81	***
jan/84	OY-HMC	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	3	***
fev/84	Vinland	semi-submersível	ataque do coração dur. evacuação p/ blowout	Canadá	1	***
mai/84	Platform A	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	1	***
jun/84	Brent B	plataforma fixa	incêndio no setor de utilidades	Mar do Norte	4	***
nov/84	Sikorsky S-76	helicóptero	queda no mar	Sul da China (Offshore)	5	***
nov/84	G-BJJR	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	2	***
ago/84	Plat. Central Enchova 1	plataforma fixa	blowout	Brasil	40	***
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Golfo do México	4	***
jan/85	Glomar Artic II	semi-submersível	explosão na sala das bombas de lastro	Mar do Norte	2	***
mar/85	não conhecida	helicóptero	queda no mar	Golfo do México	4	***
mar/85	não conhecida	helicóptero	queda no mar	Terra Nova - Canadá	6	***
mai/85	não conhecida	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	1	***
mai/85	Tonkawa	barcaça de perfuração	capotagem durante reboque	Louisiana - USA	11	***
jun/85	Wodeco IX	navio sonda de perfuração	colisão c/ supply boat	Kenia (Offshore)	4	***
set/85	Bell 412	helicóptero	colisão c/ jack-up Bohai 8	Golfo de Bohai - China	4	***
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout	Mar do Norte	1	***
out/85	DMC-1	jack-up	capotagem e naufrágio	Golfo do México	2	***

Quadro 8.1-3. Offshore Operations post Piper Alpha Período de junho/1964 a dezembro/1990. (continua...)

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Offshore Operations post Piper Alpha						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
out/85	Tritoc Atlas	barcaça bate-estacas	explosão durante reparo de tubulação de óleo	Golfo de Paria - Trinidad	14	***
out/85	Bell 222 UT	helicóptero	queda durante pouso em plataforma fixa	Golfo do México	2	***
out/85	Penrod 61	jack-up	colapso e capotagem durante furacão	Golfo do México	1	***
nov/85	Concom	barcaça de concretagem	capotagem durante a construção	Grandsford - Noruega	10	***
nov/85	Al Mansoura	barco de carga	colisão com plataforma fixa e naufrágio	Arábia Saudita (Offshore)	3	***
dez/85	Huichol	supply boat	naufrágio	Baía Campeche - México	38	***
jan/86	não conhecida	helicóptero	queda durante pouso em barcaça quindaste	Golfo do México	3	***
abr/86	não conhecida	helicóptero	queda durante pouso em plataforma fixa	Mar Báltico - Alemanha Oc.	4	***
out/86	Maersk Victory	jack-up	explosão e choque por ataque com mísseis	Abu Dhabi (Offshore)	1	***
out/86	Bell 206	helicóptero	queda no mar	Califórnia - Pacífico	2	***
nov/86	G-BWFC	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	45	***
nov/86	West King Fish	plataforma fixa	explosão/incêndio	Austrália	1	***
nov/86	Plataforma 12	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	2	***
dez/86	Griffin Alexander II	jack-up	ademada e parcialmente inundada	Golfo do México	2	***
dez/86	SA 330J Puma	helicóptero	queda no mar	Austrália Ocid. (Offshore)	2	***
jan/87	Bell 212	helicóptero	acid. provocado p/ prender patins no helideck	Baía de Campeche - México	5	***
jan/87	Big Foot II	jack-up	queda no mar da cesta de transp. pessoal	Golfo do México	1	***
fev/87	não conhecida	helicóptero	queda no mar	Golfo do México	2	***
out/87	linha submarina	tubulação	colisão com supply boat	Arábia Saudita	1	***
dez/87	SA 330J Puma	helicóptero	queda durante decolagem de jack-up	Golfo do México	15	***
jan/88	Lago Gasá I	plataforma fixa	explosão/incêndio	Lago Maracaibo - Venezuela	2	***
jan/88	plataforma WC	plataforma fixa	queda de guindaste sobre supply boat	Mar do Norte	2	***
jun/88	plataforma R	plataforma fixa	colisão de reboque c/ riser caus. expl/incêndio	Pena Negra - Peru	2	***
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	***
jul/88	N 47307	helicóptero	queda no mar	Golfo do México	1	***
ago/88	VT-ELH	helicóptero	queda no mar	Baía de Bengala - Índia	10	***
ago/88	Holkán	jack-up	blowout/incêndio	México (Offshore)	3	***
set/88	Viking Explorer	navio sonda de perfuração	capotagem e naufrágio após blowout	Mar da China (Sul)	1	***
set/88	Ocean Odyssey	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	1	***
nov/88	N 355EH	helicóptero	queda no mar	Golfo do México	4	***
jan/89	Sedco 252	jack-up	blowout/incêndio	Índia	2	***
nov/88	SA 365N Dauphin 2	helicóptero	queda no Rio Ganges	Índia	7	***
mar/89	Baker	plataforma fixa	explosão/incêndio durante corte de riser	Golfo do México	7	***
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	acidente durante montagem de cabeça de poço	Mar do Norte	1	***

Quadro 8.1-4. Acidentes relacionados simultaneamente nas duas tabelas anteriores.

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Acidentes relacionados simultaneamente nas duas Tabelas anteriores"						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
mar/76	Deepsea Driller	semi-submersível	encalhe durante tempestade	Mar do Norte	6	\$ 18,300,000
abr/76	Ocean Express	jack-up	capotagem durante reboque	Golfo do México	13	\$ 15,000,000
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido tufão	China (Offshore)	70	\$ 20,000,000
mar/80	Alexander L. Kielland	semi-submersível	capotagem durante uso c/ unid. acomodação	Mar do Norte	123	\$ 32,000,000
ago/80	Ocean King	jack-up	blowout/incêndio	Texas (Offshore)	5	\$ 25,000,000
out/80	Maersk Endurer	jack-up	blowout/incêndio	Golfo de Suez	2	\$ 10,000,000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	navrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	\$ 86,500,000
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Golfo do México4	4	\$ 23,709,083
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout	Mar do Norte	1	\$ 26,000,000
out/85	Penrod 61	jack-up	colapso e capotagem durante furacão	Golfo do México	1	\$ 49,695,000
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	\$ 2,610,000,000
set/88	Viking Explorer	navio sonda de perfuração	capotagem e naufrágio após blowout	Mar da China (Sul)	1	\$ 10,000,000
set/88	Ocean Odissey	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	1	\$ 81,000,000
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	acidente durante montagem de cabeça de poço	Mar do Norte	1	\$ 25,530,000
abr/89	Al Baz	jack-up	capotagem após blowout/incêndio	Nigéria (Offshore)	4	\$ 25,000,000

Quadro 8.1-5a. Ordenação dos acidentes comuns quanto ao Aspecto Monetário.

Offshore Operations post Piper Alpha:
"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units
&
Noble Denton:
"Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"

Ordenação dos acidentes comuns quanto ao Aspecto Monetário						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	\$ 2.610.000,000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	navrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	\$ 86.500,000
set/88	Ocean Odyssey	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	1	\$ 81.000,000
out/85	Penrod 61	jack-up	colapso e capotagem durante furacão	Golfo do México	1	\$ 49.695,000
mar/80	Alexander L. Kielland	semi-submersível	capotagem durante uso c/ unid. acomodação	Mar do Norte	123	\$ 32.000,000
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout	Mar do Norte	1	\$ 26.000,000
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	acidente durante montagem de cabeça de poço	Mar do Norte	1	\$ 25.530,000
ago/80	Ocean King	jack-up	blowout/incêndio	Texas (Offshore)	5	\$ 25.000,000
abr/89	Al Baz	jack-up	capotagem após blowout/incêndio	Nigéria (Offshore)	4	\$ 25.000,000
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Golfo do México	4	\$ 23.709,083
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido tuíão	China (Offshore)	70	\$ 20.000,000
mar/76	Deepsea Driller	semi-submersível	encalhe durante tempestade	Mar do Norte	6	\$ 18.300,000
abr/76	Ocean Express	jack-up	capotagem durante reboque	Golfo do México	13	\$ 15.000,000
out/80	Maersk Endurer	jack-up	blowout/incêndio	Golfo de Suez	2	\$ 10.000,000
set/88	Viking Explorer	navio sonda de perfuração	capotagem e naufrágio após blowout	Mar da China (Sul)	1	\$ 10.000,000

Quadro 8.1-5b. Ordenação dos acidentes comuns quanto à gravidade por fatalidades.

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	\$ 2.610.000,000
mar/80	Alexander L. Kielland	semi-submersível	capotagem durante uso c/ unid. acomodação	Mar do Norte	123	\$ 32.000,000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	navrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	\$ 86.500,000
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido tuíão	China (Offshore)	70	\$ 20.000,000
ago/84	Plat. Central Enchova 1	plataforma fixa	blowout	Brasil	40	\$ 325.000,000
abr/76	Ocean Express	jack-up	capotagem durante reboque	Golfo do México	13	\$ 15.000,000
mar/76	Deepsea Driller	semi-submersível	encalhe durante tempestade	Mar do Norte	6	\$ 18.300,000
ago/80	Ocean King	jack-up	blowout/incêndio	Texas (Offshore)	5	\$ 25.000,000
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Golfo do México	4	\$ 23.709,083
abr/89	Al Baz	jack-up	capotagem após blowout/incêndio	Nigéria (Offshore)	4	\$ 25.000,000
out/80	Maersk Endurer	jack-up	blowout/incêndio	Golfo de Suez	2	\$ 10.000,000
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout	Mar do Norte	1	\$ 26.000,000
out/85	Penrod 61	jack-up	colapso e capotagem durante furacão	Golfo do México	1	\$ 49.695,000
set/88	Viking Explorer	navio sonda de perfuração	capotagem e naufrágio após blowout	Golfo do México	1	\$ 10.000,000
set/88	Ocean Odyssey	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	1	\$ 81.000,000
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	acidente durante montagem de cabeça de poço	Mar do Norte	1	\$ 25.530,000

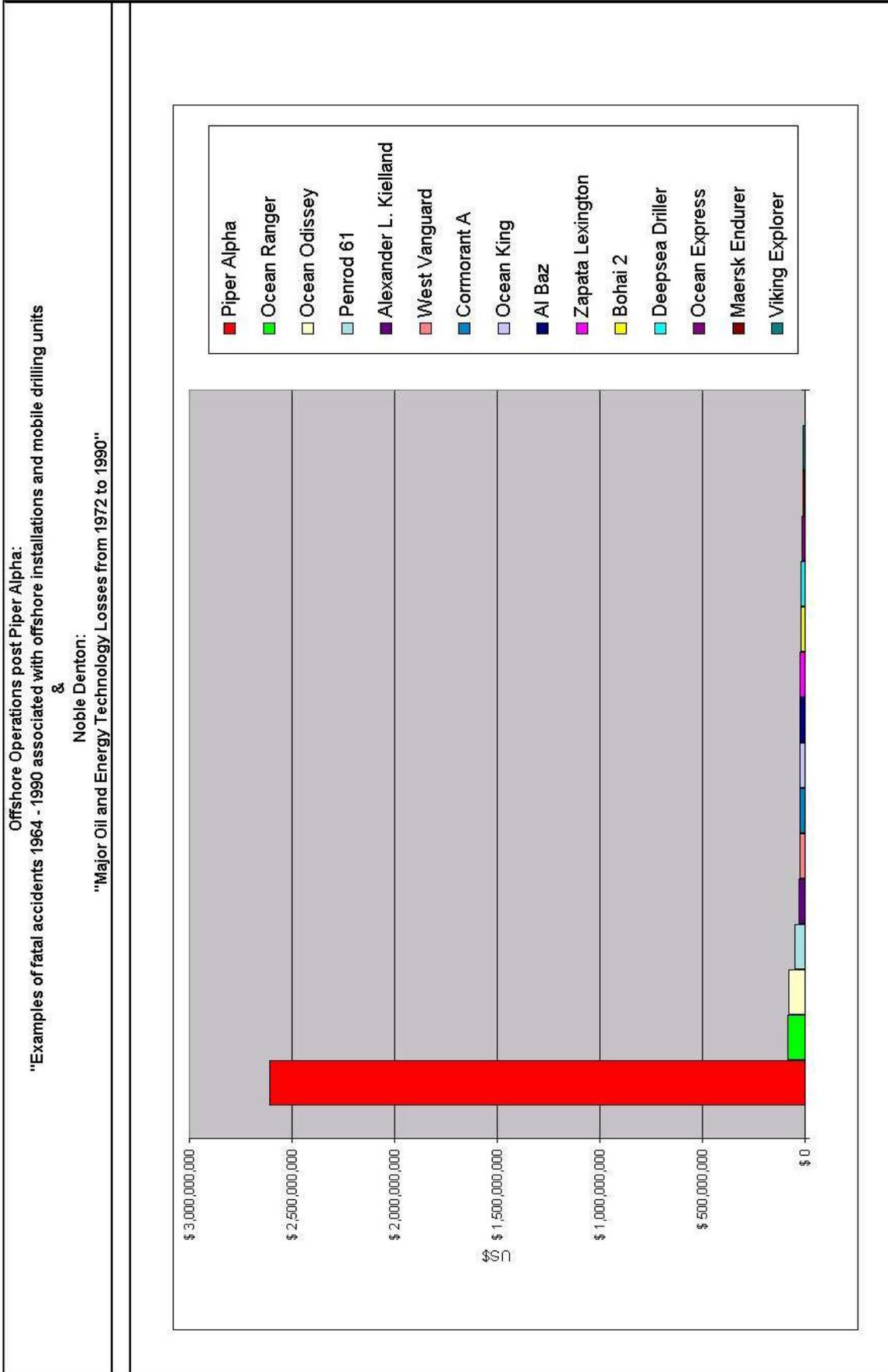


Figura 8.1-12. Ordenação dos acidentes comuns quanto à gravidade monetária.

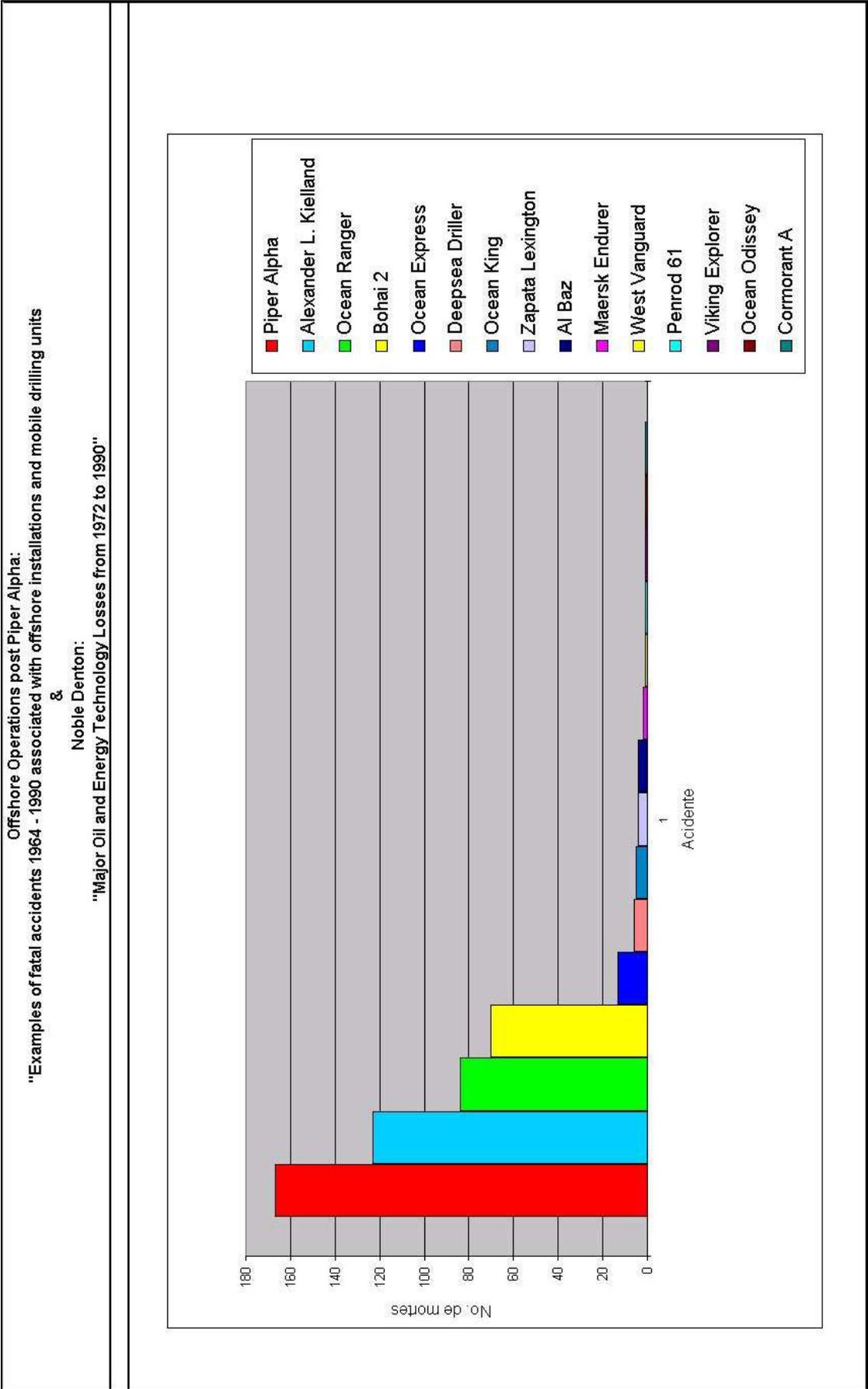


Figura 8.1-13. Ordenação dos acidentes á gravidade devido a Facilidades.

Observando-se estes gráficos nota-se claramente que acidentes como o de *Piper Alpha* são, estatisticamente, um evento atípico, tanto sob o ponto de vista monetário quanto sob o ponto de vista perdas de vidas humanas. Entretanto, a sua ocorrência gera conseqüências de tal magnitude que devem ser tomadas todas as medidas possíveis para evitá-lo.

O Quadro 8.1-6 ordena os acidentes mais severos em termos monetários, relacionados com hidrocarbonetos, incluindo aqueles não citados simultaneamente nos dois artigos. A representação deste quadro, através do Gráfico de Barras da Figura 8.1-14 demonstra claramente a excessiva predominância de *Piper Alpha* sobre os demais, especialmente se considerarmos exclusivamente plataformas *offshore*. É interessante notar que Enchova surge em terceiro lugar em termos *offshore*, representando cerca de 12 % do custo total de *Piper*. Outro fato significativo é que os maiores acidentes com Plataforma, excluindo *Piper*, situam-se na faixa de 86 a 325 milhões de dólares.

Analogamente à anterior, o Quadro 8.1-7 a Figura 8.1-9 ordenam os 20 acidentes mais severos, porém sob a ótica do número de fatalidades. Neste caso tem-se que a maioria dos acidentes é representada por plataformas, sendo naufrágio a causa mais comum.

Se forem analisados todos os acidentes, podem-se construir os gráficos de pizza das Figuras 8.1-15 e 8.1-16. Na primeira, contemplando o aspecto monetário, podem-se agrupar todos os casos de incêndio e explosões, obtendo 21 % do total, contra 25% de *blowout*. No segundo tem-se novamente 21 % para incêndios e explosões contra 13 % de *blowout*.

Finalmente, nas Figuras 8.1-16 e 8.1-17 têm-se os acidentes por tipo de plataforma, onde se percebe que as Plataformas Semi-submersíveis, que seriam os tipos com características mais semelhantes aos FPSO's, contribuíram entre 6 e 10% do total, incluindo barcaças e helicópteros nestas análises. Cabe destacar que nem todas as Semi-submersíveis citadas são de produção, podendo exercer ainda atividades de hotelaria e perfuração, não sendo possível precisar sua natureza nestes artigos.

Quadro 8.1-6. 20 maiores acidentes conforme critério monetário – Relatório “Noble Denton”.

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jul/88	Piper Alpha	plataforma	explosão/incêndio	Mar do Norte	***	\$ 2,610,000,000
mar/89	Exxon Valdez	petroleiro	encalhe e vazamento de óleo	Alasca	***	\$ 2,000,000,000
out/89	Houston Chem. Complex	(planta terrestre)	explosão/incêndio	Texas - USA	***	\$ 1,325,000,000
mai/88	Shell Oil Co.	(refinaria - terrestre)	explosão/incêndio	Louisiana - USA	***	\$ 400,000,000
dez/88	Pulsar Field	---	"SALM and FSU broke drift"	Mar do Norte	***	\$ 392,010,400
nov/87	Compl. Prod. Pampa	(planta - terrestre)	explosão	Texas - USA	***	\$ 350,000,000
abr/88	PLat. Central Enchova 1	plataforma	blowout/incêndio	Brasil	***	\$ 325,000,000
mar/89	South Pass 60 B + E	plataforma	explosão/incêndio	Golfo do México	***	\$ 300,000,000
dez/89	Sidki 382	plataforma	colisão c/ "Panay Sampaguaita"	Golfo de Suez	***	\$ 251,200,000
nov/87	Bourbon Field Poço 2-17	plataforma de produção	blowout	Golfo do México	***	\$ 250,000,000
jan/89	Treasure Saga	---	problemas de controle do poço	Mar do Norte	***	\$ 214,265,400
abr/89	Refinaria de Richmond	(planta terrestre)	explosão/incêndio	Califórnia - USA	***	\$ 175,000,000
dez/87	Steelhead	plataforma de produção	blowout/incêndio	Baía de Cook - Alasca	***	\$ 125,000,000
set/89	Refinaria St. Croix	(planta terrestre)	danos causados por furacão	Ilhas Virgens - USA	***	\$ 120,000,000
dez/89	Vários	---	danos por congelamento	USA	***	\$ 120,000,000
set/83	Hurton	plataforma	soldas c/ def. conect. peças de tam. errado	North Sea	***	\$ 116,000,000
set/84	Poço West Venture B-91	---	blowout	Canadá (Offshore)	***	\$ 108,000,000
mai/88	Pacific Eng. & Prod. Co.	(planta de combust. p/ foguetes)	explosão/incêndio	Nevada - USA	***	\$ 100,000,000
dez/88	Rowan Gorilla I	---	capotagem e naufrágio	Atlântico Norte	***	\$ 90,000,000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	perda total	Terra Nova / Canadá	***	\$ 86,500,000

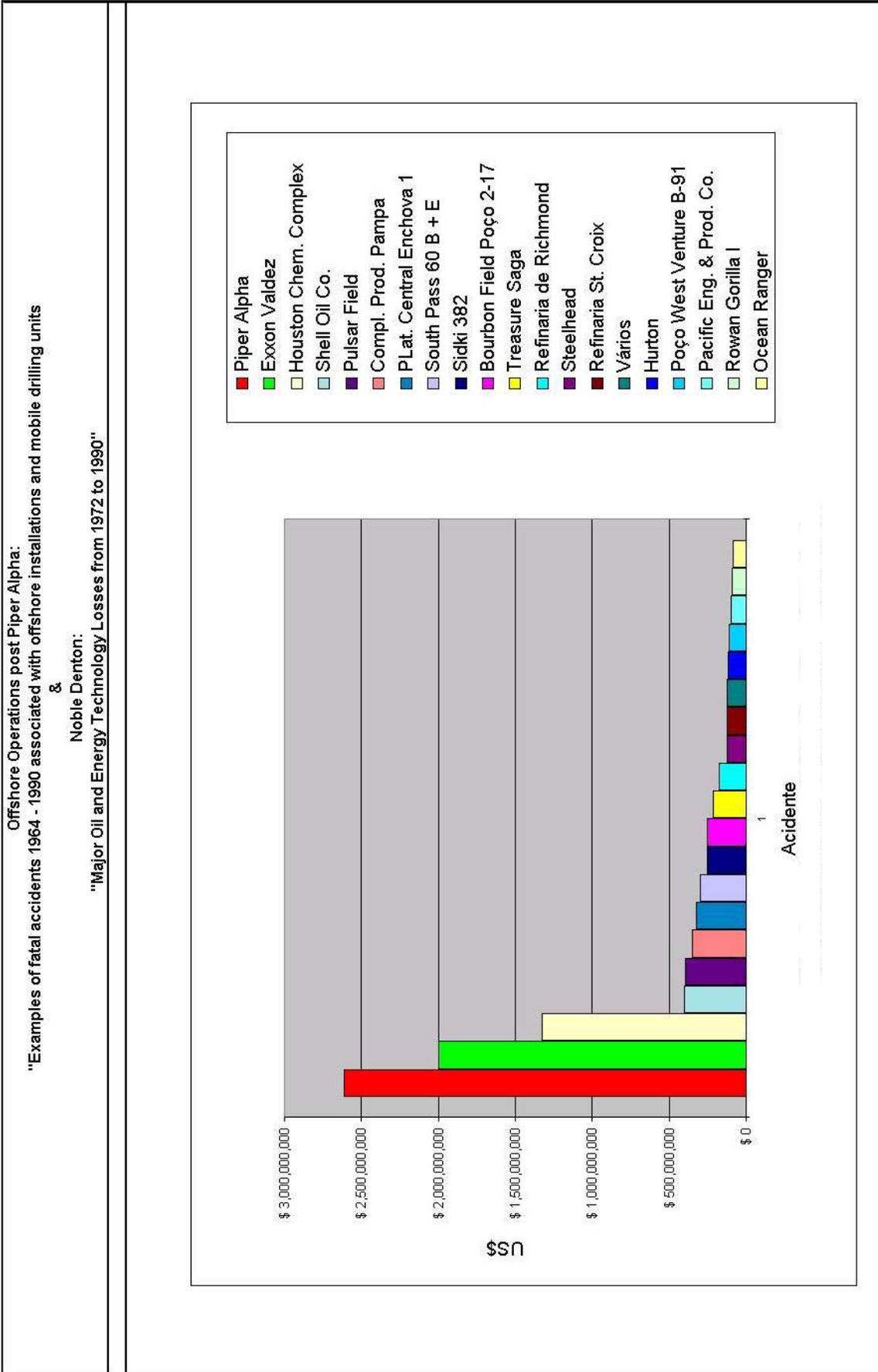


Figura 8.1-14. 20 maiores acidentes – Critério Monetário – Noble Denton.

Quadro 8.1-7. 20 acidentes mais graves por fatalidades (Offshore Operations post Piper Alpha).

Offshore Operations post Piper Alpha:
"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units
&
Noble Denton:
"Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes
Jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167
mar/80	Alexander L. Kielland	semi-submersível	capotagem durante uso c/ unid. acomodação	Mar do Norte	123
nov/89	Seacrest	navio sonda de perfuração	capotagem devido tufão	Golfo da Tailândia	91
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	navifrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84
out/83	Glomar Java Sea	navio sonda de perfuração	navifrágio durante tufão	Mar da China (Sul)	81
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido tufão	China (Offshore)	70
ago/84	Plat. Central Enchova 1	plataforma fixa	blowout	Brasil	40
dez/85	Huichol	supply boat	navifrágio	Baía Campeche - México	38
jun/64	C.P. Baker	barcaça de perfuração	capotagem durante blowout	Eugene Island - G. do México	22
out/80	Ron Tappmeyer	jack-up	blowout	Arábia Saudita	19
out/74	Gemini	jack-up	capotagem durante posicionamento	Golfo de Suez	14
out/85	Trintoc Atlas	barcaça bate-estacas	explosão durante reparo de tubulação de óleo	Golfo de Patia - Trinidad	14
xx/65	Sedco 135B	semi-submersível	navifrágio durante reboque Japão/Bornéu	Mar da China (Sul)	13
dez/65	Sea Gem	jack-up	colapso durante preparação p/ movimentação	Mar do Norte	13
abr/76	Ocean Express	jack-up	capotagem durante reboque	Golfo do México	13
Jul/81	Arctic Explorer	"Seismic vessel"	navifrágio	Cape Bauld - Canadá	13
mar/83	Mibale	plataforma fixa	explosão/incêndio	Costa do Marfim (Offshore)	13
mai/85	Tonkawa	barcaça de perfuração	capotagem durante reboque	Louisiana - USA	11
out/89	linha NGPCA	gasoduto	explosão por colisão c/ barco de pesca	Golfo do México	11
fev/79	não determinada	plataforma fixa	explosão	Lago Maracaibo - Venezuela	10

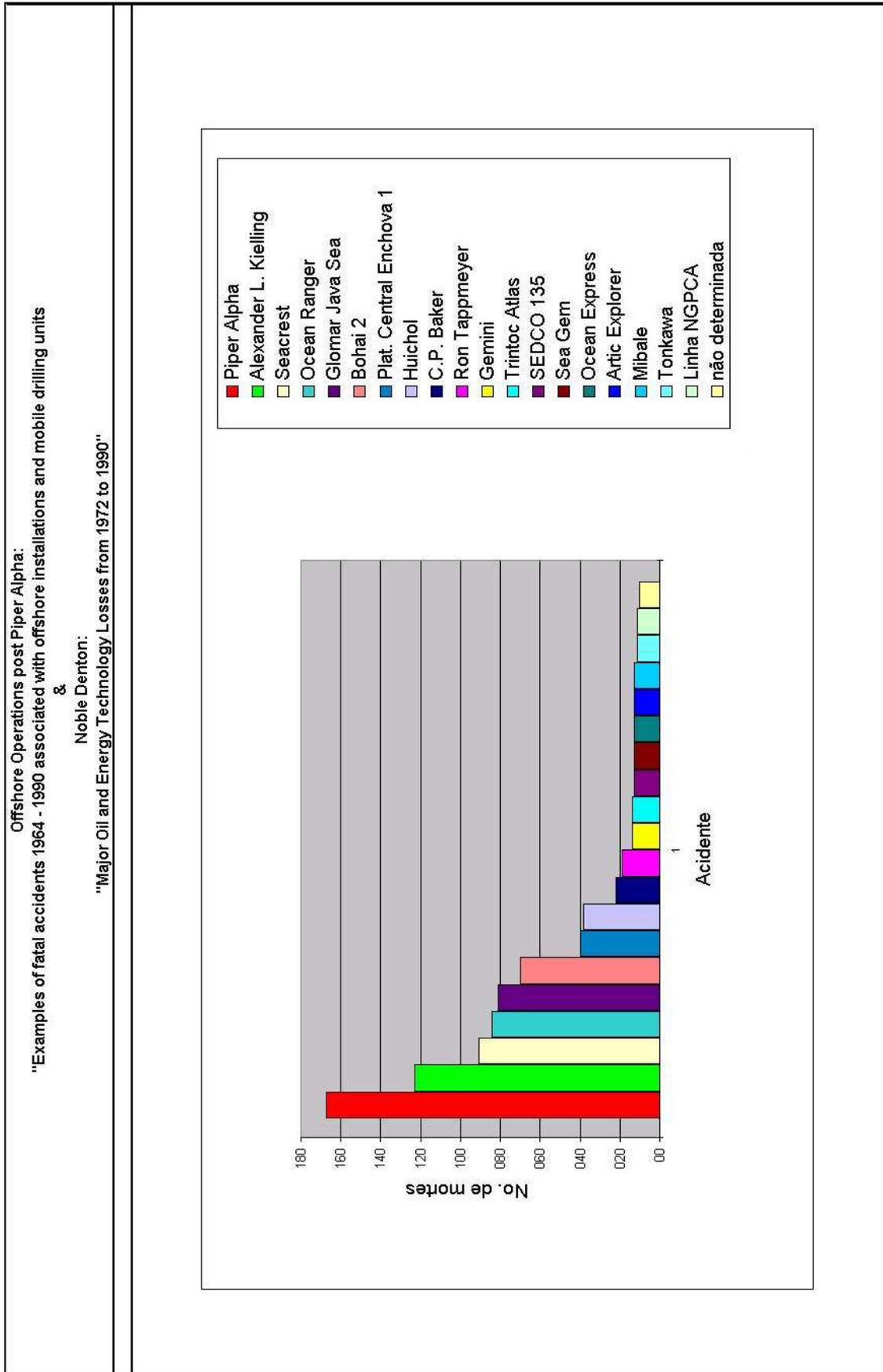


Figura 8.1-15. 20 acidentes mais graves devido a fatalidades (Off. Op. Post Piper Alpha).

Offshore Operations post Piper Alpha:
"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units
&
Noble Denton:
"Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"

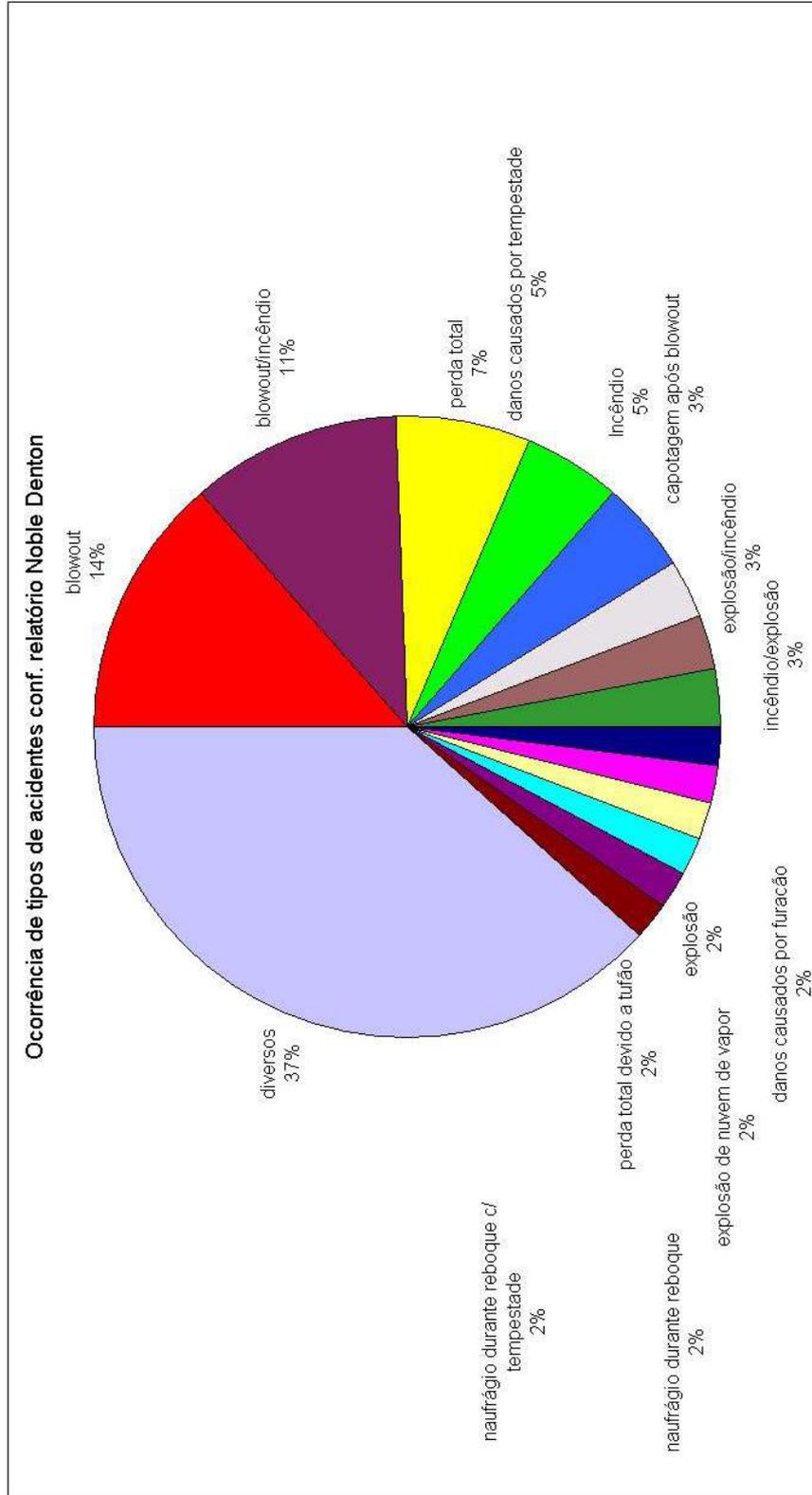


Figura 8.1-16. Frequência de acidentes conforme relatório "Noble Denton".

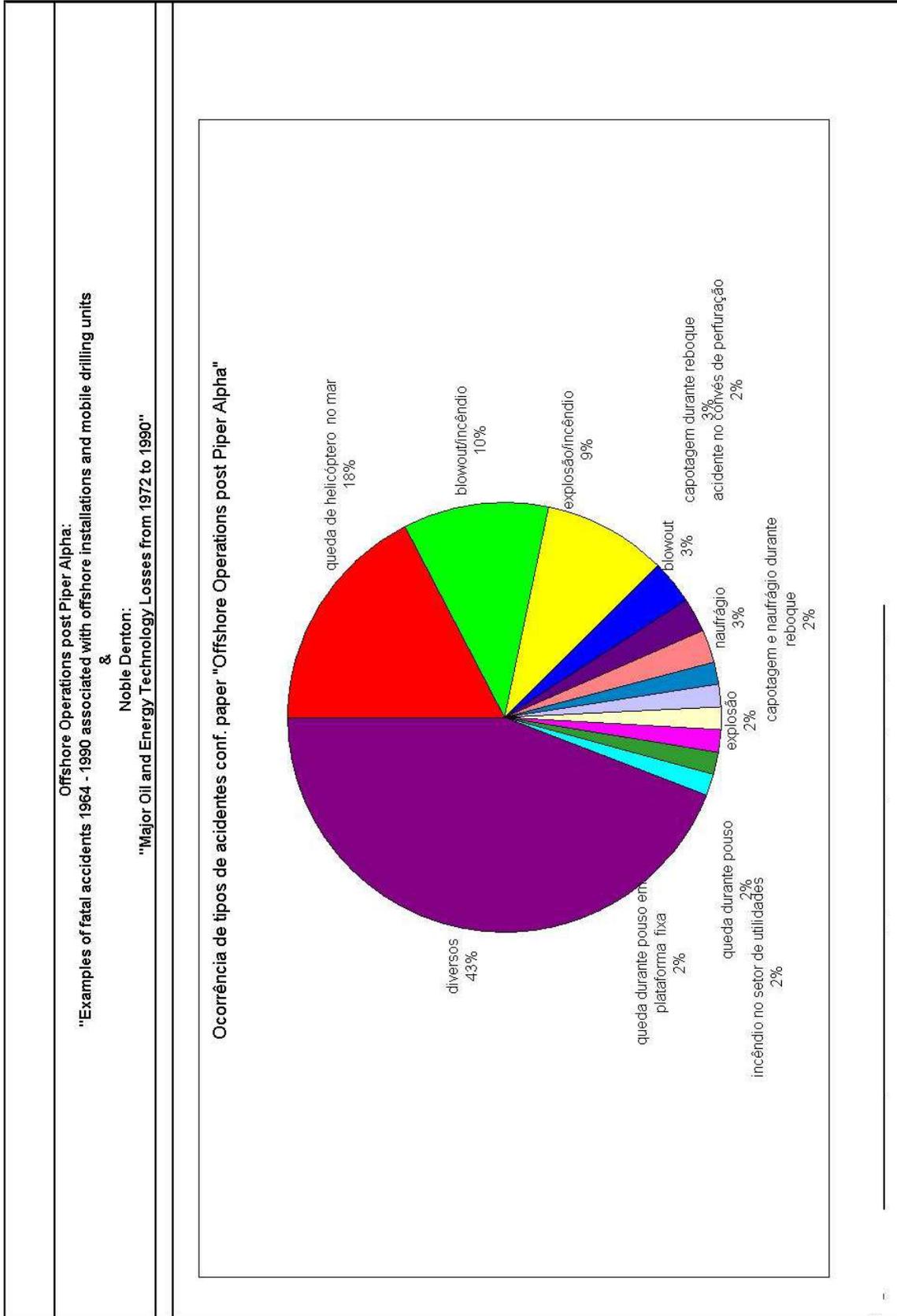


Figura 8.1-17. Ocorrência de tipos de acidentes conf paper "Offshore Operations post Piper Alpha".

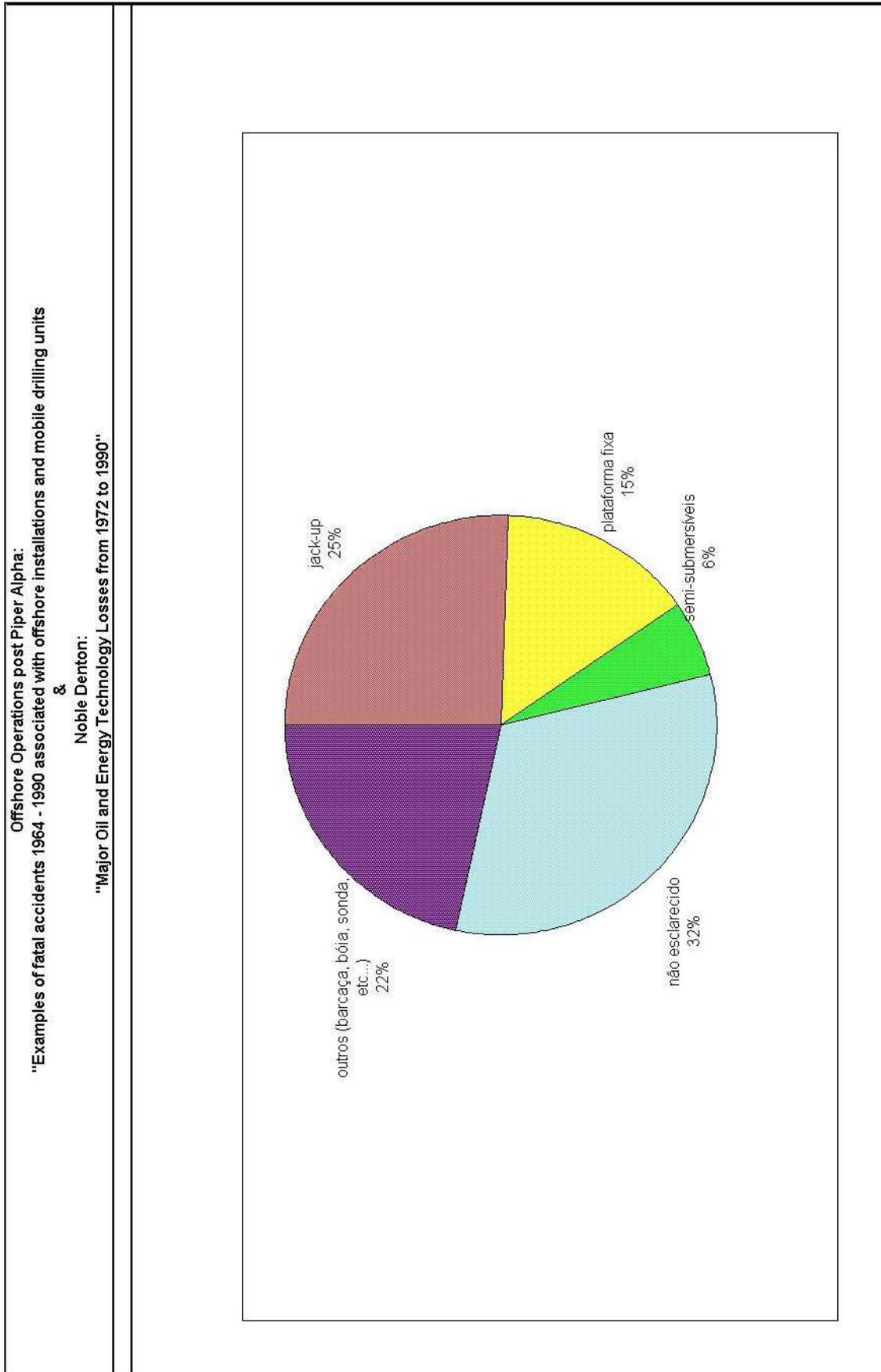


Figura 8.1-18. Tipos de estruturas mais frequentes – Relatório Noble Denton.

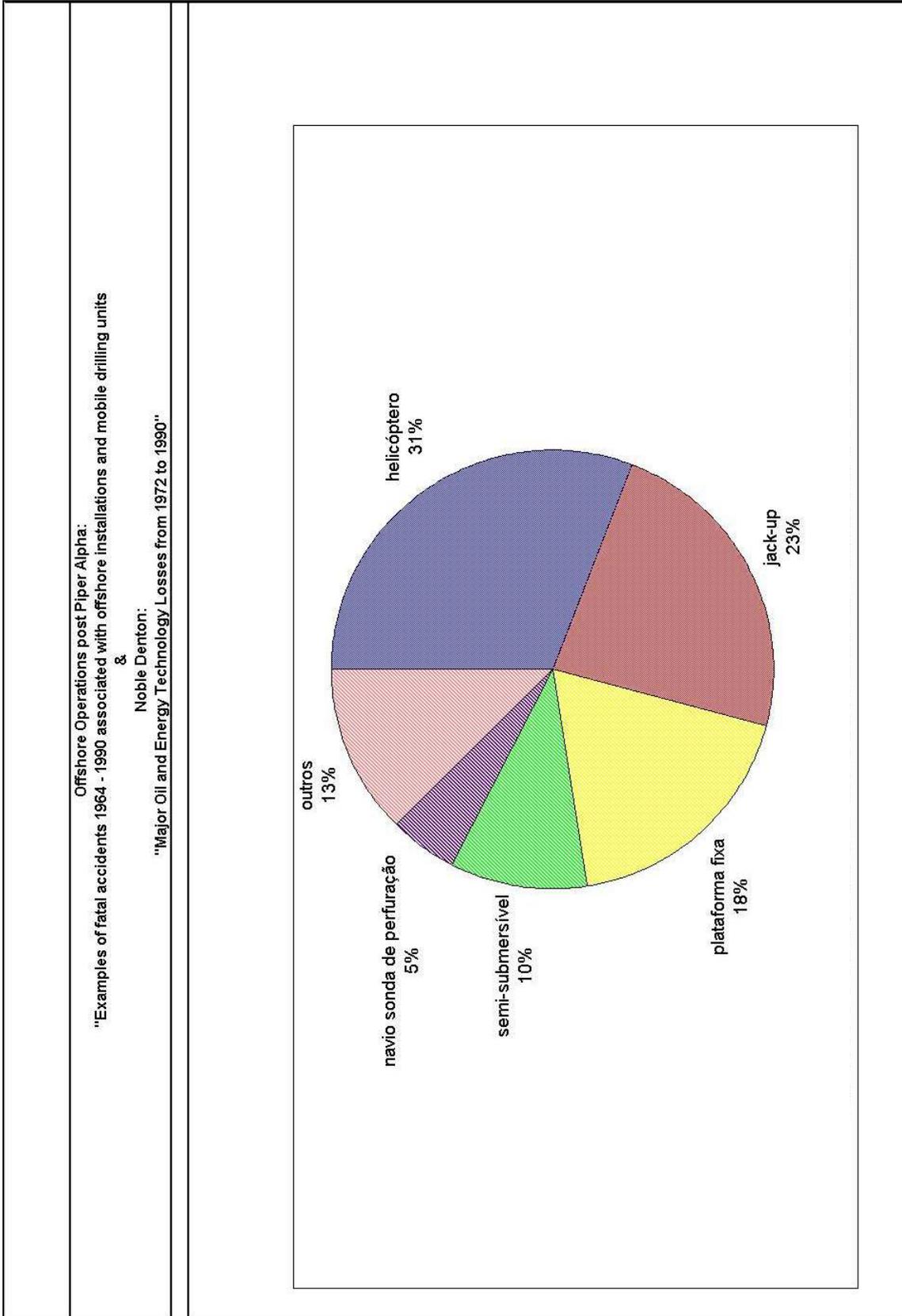


Figura 8.1-19. Distribuição dos acidentes por tipo de plataforma / estrutura, conf. "Off. Op. Post Piper Alpha".

Loss Control Newsletter (Sedgwick Energy Ltd)

Estas informações foram obtidas diretamente de publicações da própria Sedgwick, abrangendo o período de jan/92 a ago/95, de forma a complementar os dados do artigo anterior. O levantamento dos acidentes com plataformas *offshore* está relacionado em periódicos trimestrais e inclui eventos ocorridos em quaisquer partes do Mundo.

Os resultados obtidos são apresentados no Quadro 8.1-8, contendo data, tipo de instalação, tipo de acidente, local e, em alguns casos, número de mortos, feridos e custo do sinistro.

Analisando-se estes resultados na Figura 8.1-20, pode-se observar o seguinte:

Estes resultados correspondem às mais atualizadas informações disponíveis, sendo apresentados propositadamente em separado dos demais. Através deles é possível observar a situação atual das plataformas, sem sofrer influência de problemas já corrigidos no passado;

Lamentavelmente não é possível obter informações exclusivamente dos projetos novos, nem especificamente de FPSOs, que seria de utilidade no projeto da P-54. Desta forma, os resultados apresentados mesclam problemas de plataformas novas com antigas. Entretanto, muitas plataformas incorporam modificações de segurança, decorrentes inclusive do acidente de *Piper Alpha*, representando, dentro de certos limites, o que há de mais atual;

A predominância das ocorrências de incêndios, com 33% do total de acidentes supera em grande parte os outros tipos de acidente. Seguem-se colisões, vazamentos, explosões e *blowouts*, o que representa sensível alteração em relação à ordem citada no MMS e PLATFORM. Este comportamento pode refletir alterações nos procedimentos / equipamentos associados às operações de intervenção nos poços;

Analisando as informações tabeladas, percebem-se falhas em compressores, trocadores de calor, *Flare*, bombas, turbinas e vasos. Podem-se associar vazamentos de gás com 16% dos casos totais relatados.

Quadro 8.1-8. Relação de acidentes segundo Sedgwich Energy Ltd – Janeiro/1992 a Agosto/ 1995. (continua...)

Quadro 8.3.4-a - Relação de Acidentes segundo Sedgwich Energy Ltd - 1992 a 1995

Data	Unidade	Equipamento	Incidente/Acidente	Local	No de Mortes	No de Feridos	US\$
jan/92	Perfuração	plataforma	Incêndio e Explosão	Marseille		028	
fev/92	Produção	tubulação	Incêndio	Mar de Java			
fev/92	Produção	Plataforma	Colisão	Alaska			
mar/92	Produção	Plataforma	Colisão	Mar do Norte	011		
mar/92	Produção	Plataforma	Colisão	Golfo do México			
abr/92	Perfuração	Barcaça	Naufrágio	Venezuela			
mai/92	Produção	plataforma	Incêndio e Explosão	Noruega			
jul/92	Carregamento	Plataforma	Vazamento e Poluição	Mar do Norte			
jul/92	Tubulação	Tubulação	Colisão	Reino Unido			
jul/92	Carregamento	Navio-Tanque	Vazamento e Poluição	Texas			
ago/92	Produção	Plataforma	Incêndio	Mar do Norte			
ago/92	Plataformas	Estruturas	Furacão Andrew	Golfo do México			\$ 10,000,000,000.00
ago/92	Produção	Plataforma	Incêndio	Golfo do México			
out/92	Perfuração	Plataforma	Incêndio	Noruega			
out/92	Produção	Cabeça de Poço	Explosão, Inêndio e Poluição	Golfo do México		001	
nov/92	Produção	Suporte de perna	Incêndio	Mar do Norte			
nov/92	Produção de Gás	Plataforma	Incêndio	Mar do Norte			
nov/92	Plataforma	compressor	Incêndio	Noruega		003	
jan/93	Perfuração	motor	Incêndio	Mar do Norte			
jan/93	Produção	Tubulação	Vazamento	Mar do Norte			
jan/93	Perfuração	Torre de Refrigeração	Colapso	Mar do Norte			
jan/93	Plataforma		Explosão	Peru		008	
fev/93	Plataforma		Vazamento	Mar do Norte			
fev/93	Perfuração	Plataforma de Perfuração	Blow-out	Vietnam			
mar/93	Plataforma	Trocador	Explosão	Venezuela	011		\$ 100,000,000.00
abr/93	Produção		Incêndio	USA			
jul/93	Produção	Turbo-gerador	Incêndio	Reino Unido			
nov/93	Plataforma	Plataforma de Perfuração	Blow-out	Angola			
nov/93	Plataforma	Tubulação	Vazamento e Poluição	Mar do Norte			
nov/93	Plataforma	Silo	Vazamento e Poluição	Mar do Norte			
nov/93	Plataforma	Plataforma de Perfuração	Impacto	Mar do Norte			

Quadro 8.1-8. Relação de acidentes segundo Sedgwick Energy Ltd Janeiro/1992 a Agosto/ 1995. (continuação)

Quadro 8.3.4-a (cont.) - Relação de Acidentes segundo Sedgwick Energy Ltd 1992 a 1995

Data	Unidade	Equipamento	Incidente/Acidente	Local	No de Mortes	No de Feridos	US\$
nov/93	Tubulação	Tubo	Impacto/Vazamento/Polição	Bahrain			
nov/93	Plataforma		Vendaval	Mar do Norte			
dez/93	Plataforma	Cabo de Atracação	Colisão de helicóptero	Mar Cáspio	001	005	
dez/93	Produção	Flare	Incêndio	Mar do Norte			
jan/94	Plataforma	Bomba	incêndio	Venezuela	004		\$ 10,500,000.00
fev/94	Plataforma		Vazamento	Mar do Norte			
mar/94	Plataforma		Incêndio	Reino Unido			
mar/94	Plataforma	Vaso	Vazamento	Reino Unido			
abr/94	Plataforma		Colisão seguida de Incêndio	Egito			
mai/94	Produção	Poço	Falha mecânica	Reino Unido			
mai/94	Plataforma	tubulação de produção	Vazamento de gás e Explosão	Mar do Norte			
jun/94	Produção	Tubulação	Vazamento	Reino Unido			
nov/94	Tubulação de gás	(Riser)	Colisão	Vietnam			\$ 3,000,000.00
nov/94	Plataforma	Turbina a gás	Incêndio	Reino Unido			
nov/94	Tubulação	Tubo	(anchor Drag)	USA			
nov/94	Plataforma	Sistema de ventilação	Incêndio	Noruega			
nov/94	Produção	Sump	Explosão	New Orleans - USA	001	003	
dez/94	Plataforma	tubulação	Explosão	Golfo do México - USA	001	007	
dez/94	Produção	Plataforma	Vendaval seguido de Incêndio	Mar do Norte			
jan/95	Produção	Plataforma	Incêndio	Ubit - Nigéria	010	019	
jan/95	Produção	Válvula	Vazamento	USA			
mar/95	Plataforma	Subestação	Incêndio	Reino Unido		001	
abr/95	Plataforma	Plataforma	Incêndio	Indonésia			
mai/95	Plataforma	Trocador de Calor	Incêndio	Reino Unido		001	
ago/95	Produção	Tanque de Estocagem	Falha de Equipamento	Indonésia			

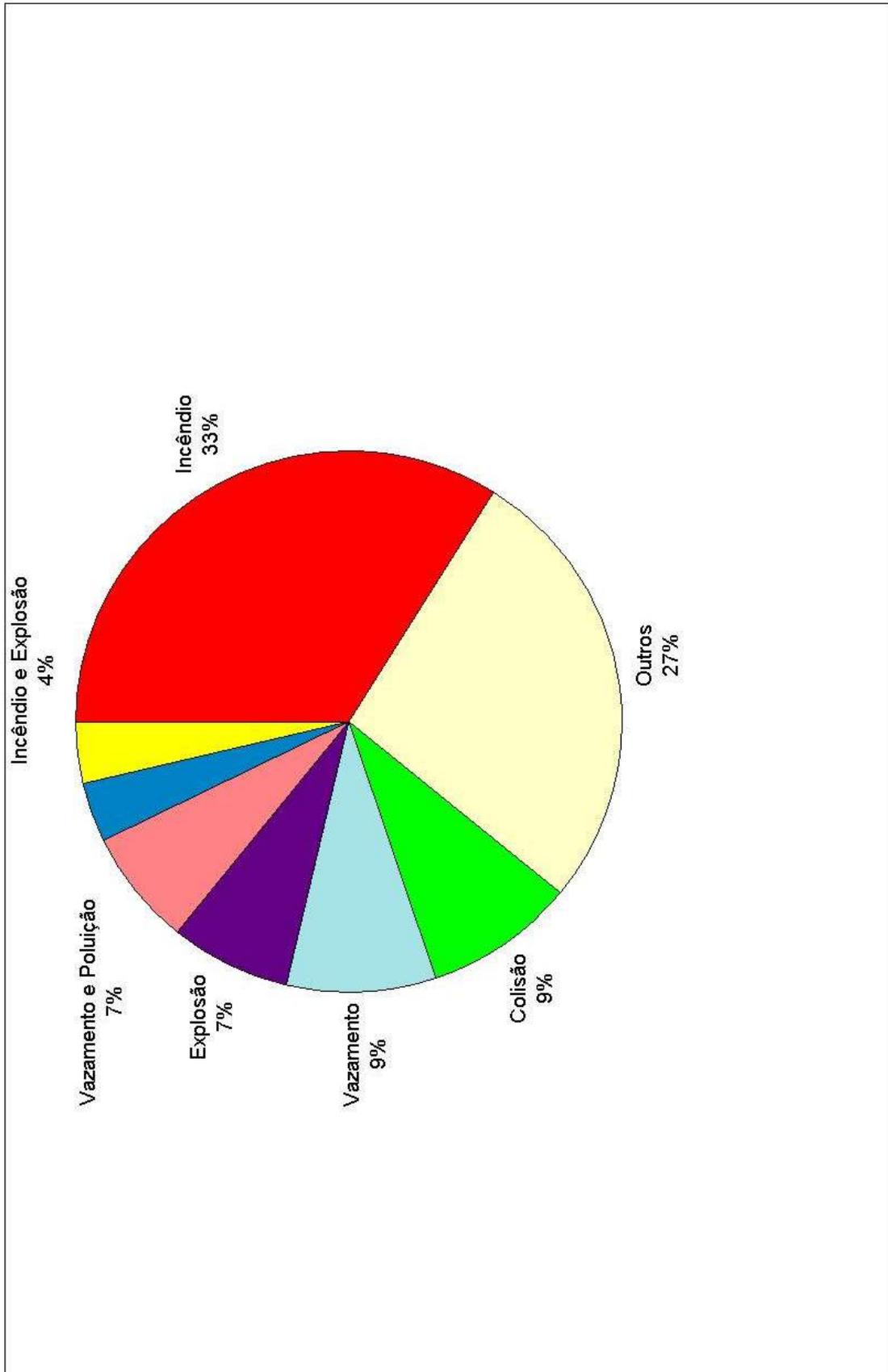


Figura 8.1-20. Principais ocorrências (%) de acidentes em instalações offshore, de 1992 a 1995.

Worldwide Offshore Accident Databank (WOAD)

O WOAD é um banco de dados estatístico, publicado pela DNV Technica, relacionando acidentes em unidades *offshore* envolvidas com atividades de óleo e gás, e tradicionalmente utilizado em análises de plataformas. A versão utilizada neste trabalho, publicada em 1994, abrange o período de 1970-93.

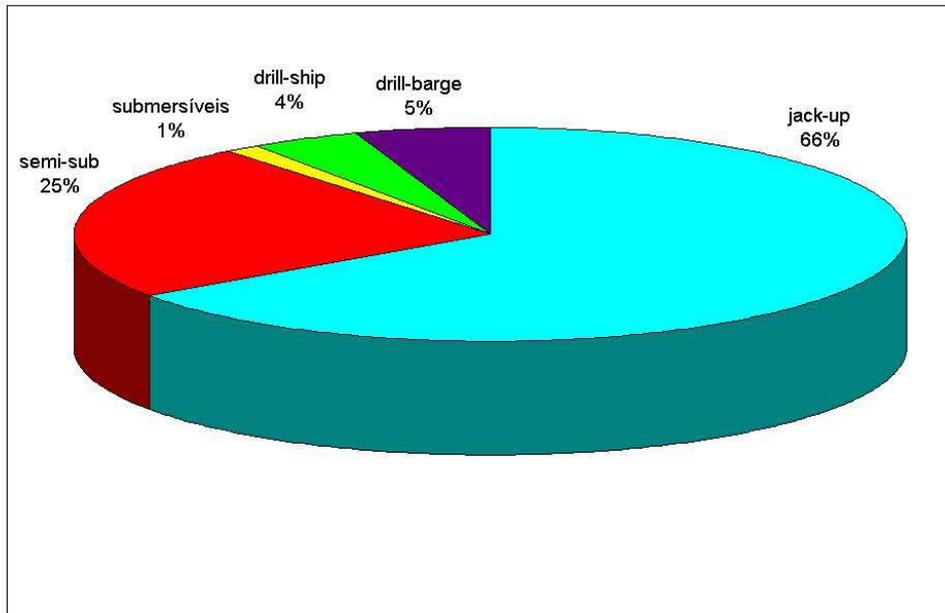
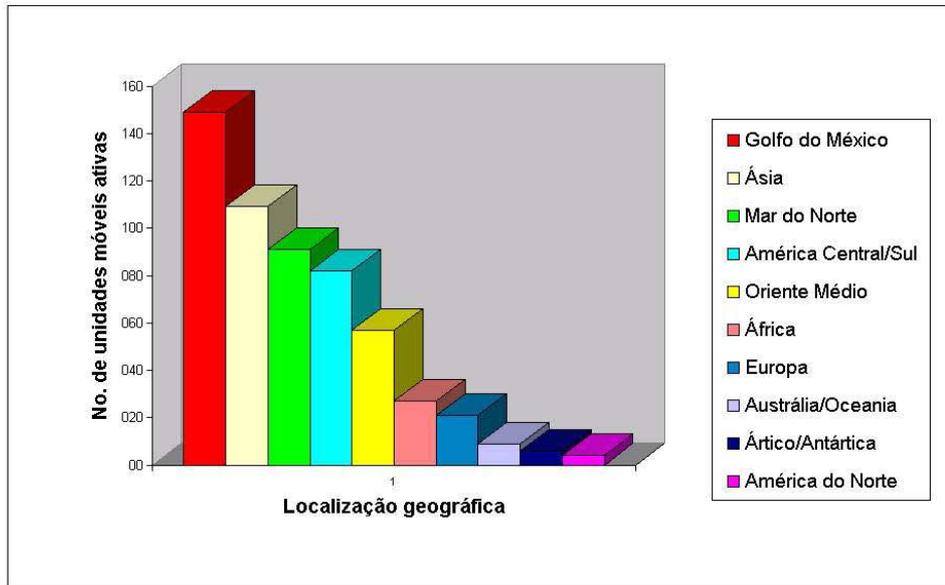
As Figuras 8.1-21 e 8.1-22 apresentam a distribuição e tipos das unidades móveis pelo Mundo, onde se percebe que o Golfo do México exibe a maior concentração de unidades móveis, vindo a região das Américas Central e do Sul em 4ª posição, após Ásia e Mar do Norte. Do total de unidades móveis, as plataformas semi-submersíveis são 25% do total. Se analisada apenas a situação das Américas Central e do Sul (Figura 8.1-23), vê-se que as plataformas semi-submersíveis são 32% do total de unidades móveis utilizadas.

O Quadro 8.1-9 resume o número de ocorrências por plataformas móveis, que são apresentados na Figura 8.1-24, sem associá-los com a severidade. A Figura 8.1-25 apresenta os acidentes ocorridos exclusivamente com as semi-submersíveis, no período de 1980-93, onde se nota a ligeira predominância de *blowouts* sobre incêndios.

O Quadro 8.1-10 fornece a freqüência de ocorrência de acidentes por tipo de Unidade, contadas por 1000 unidades-ano.

A classificação dos acidentes obedece ao seguinte critério:

- **Perda Total:** perda total da unidade, inclusive do ponto de vista de seguro. Entretanto, a plataforma pode ser reparada e retornar à operação;
- **Danos Severos:** danos severos a um ou mais módulos da unidade; danos grandes/médios a estruturas que suportam cargas; danos grandes a equipamentos essenciais;
- **Danos Significativos** - danos significativos/sérios a módulos e área local da unidade; danos a equipamentos mais essenciais; danos significativos a equipamentos essenciais únicos; danos menores a estruturas que suportam cargas;



Nota: dados de 1993.

Figura 8.1-21. Distribuição por tipo de unidades móveis ativas pelo mundo.

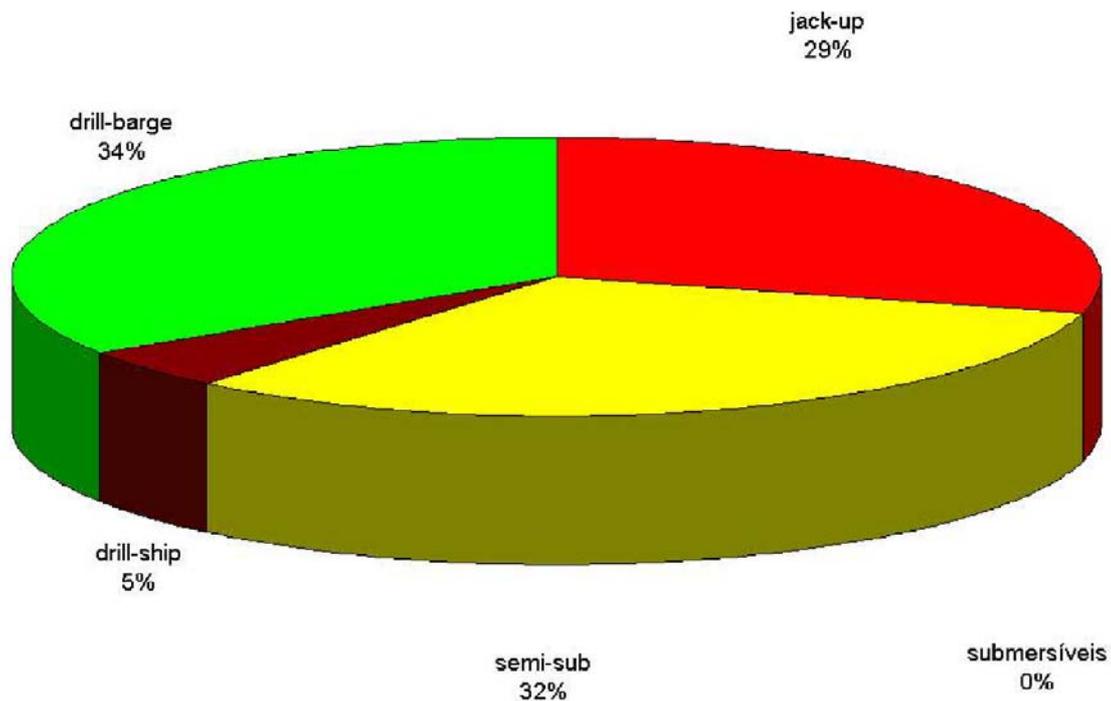


Figura 8.1-22. Distribuição por tipo de unidades móveis ativas na América Central e Sul.

Quadro 8.1-9. Número de ocorrências de acidentes por tipo X tipo de unidade.

Tipo de Acidente	Tipo de Unidade Móvel					TOTAL
	jack-up	semi-sub	submersível	drill-ship	drill-barge	
Falha de ancoragem	10	58	3	4	0	75
Blowout	50	32	2	6	6	96
Capotagem	51	3	1	5	4	64
Colisão	8	8	1	2	3	22
Contato	54	31	2	10	4	101
Acidente com guindaste	9	15	1	0	0	25
Explosão	6	8	2	1	2	19
Queda de carga	17	21	0	1	0	39
Incêndio	31	27	4	8	9	79
Naufágio	36	3	1	4	4	48
Encalhe	11	13	1	1	1	27
Acidente c/ helicóptero	3	2	0	0	0	5
Alagamento / inundação	12	14	1	2	2	31
Ademamento	39	10	1	4	1	55
Falha de motores	3	3	0	7	1	14
Desposicionamento	46	52	1	5	2	106
Liberação de fluido/gás	14	19	2	2	3	40
Dano estrutural	120	16	2	9	4	151
Acid. rebocamento	26	25	0	1	1	53
Problemas de poço	47	38	1	7	4	97
Outros	8	11	0	1	0	20
TOTAL	601	409	26	80	51	1167

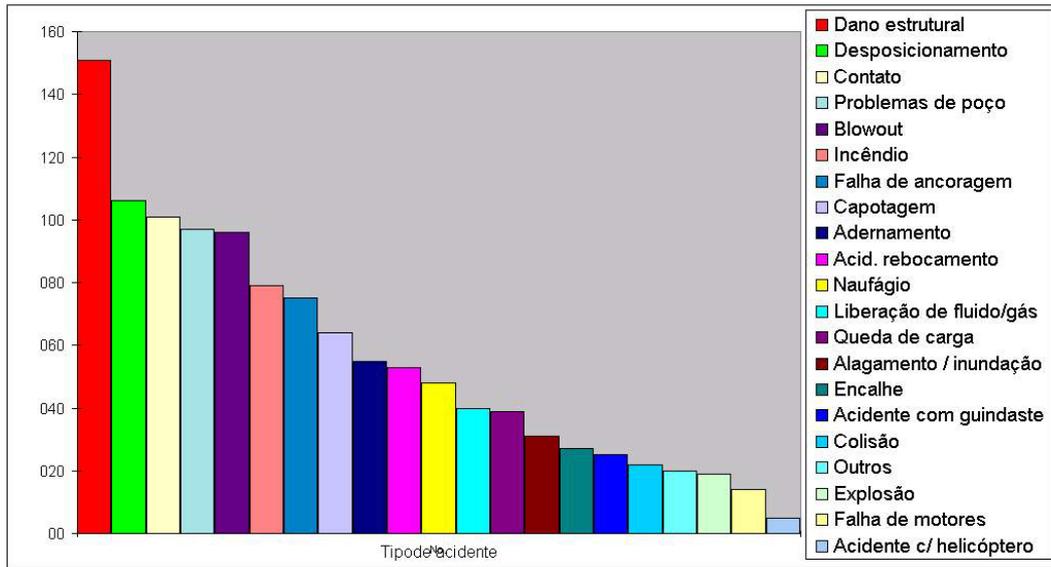


Figura 8.1-23. Distribuição da ocorrência de tipos de acidentes em unidades móveis ativas no mundo, período 1980/1993.

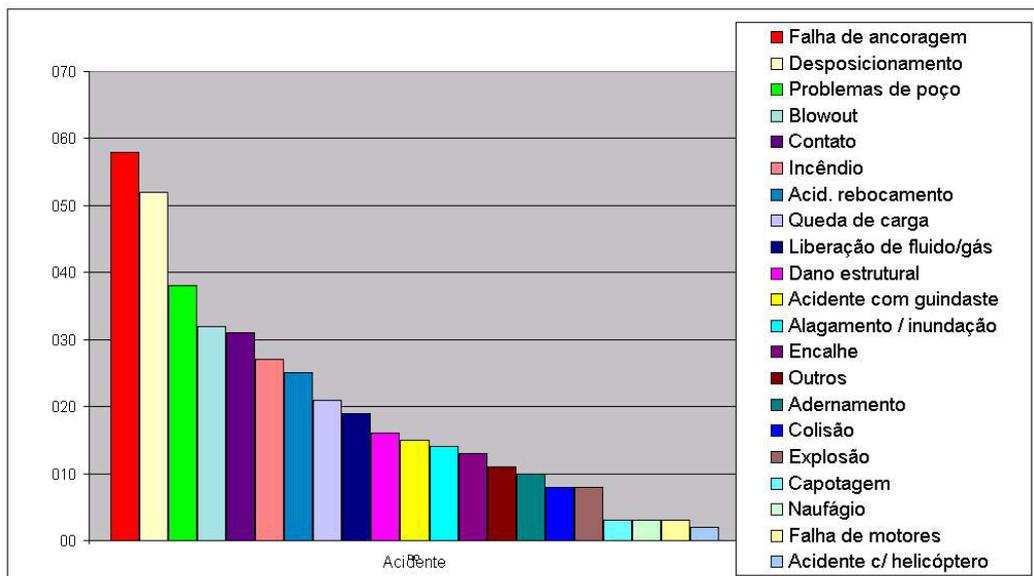


Figura 8.1-24. Distribuição da ocorrência de tipos de acidentes em unidades móveis semi-submersíveis ativas no mundo, período 1980/1993.

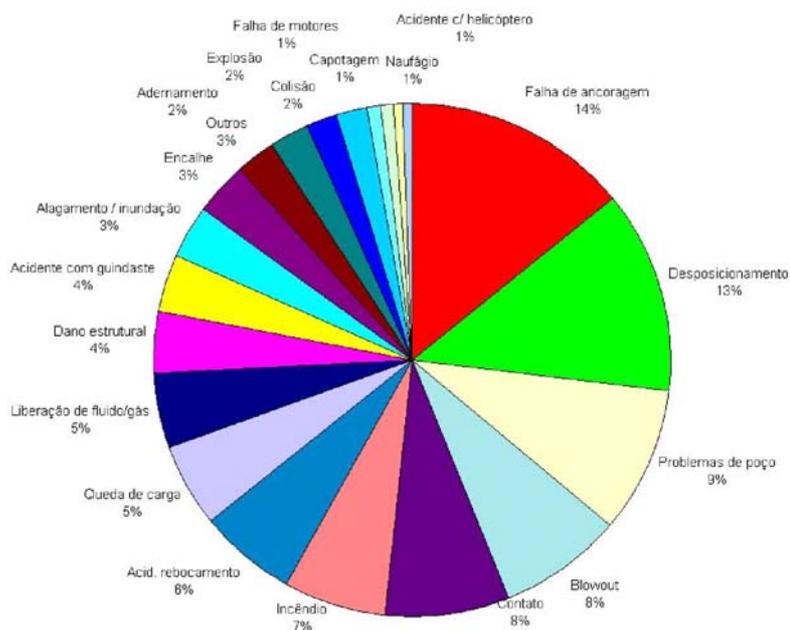


Figura 8.1-25. Acidentes com plataformas semi-submersíveis.

Quadro 8.1-10. Freqüência da ocorrência de acidentes por tipo X tipo de unidade.

Tipo de Acidente	Tipo de Unidade Móvel					TOTAL	Unidade
	jack-up	semi-sub	submersível	drill-ship	drill-barge		Fixa Plat. fixa
Falha de ancoragem	2,13	30,05	15,31	7,95	0	9,74	0
Blowout	10,65	16,58	10,20	11,93	16,00	12,47	1,08
Capotagem	10,87	1,55	5,10	9,94	10,67	8,31	0,60
Colisão	1,70	4,15	5,10	3,98	8,00	2,86	0,51
Contato	11,51	16,06	10,20	19,88	10,67	13,12	0,55
Acidente com guindaste	1,92	7,77	5,10	0	0	3,25	0,40
Explosão	1,28	4,15	10,20	1,99	5,33	2,47	0,94
Queda de carga	3,62	10,88	0	1,99	0	5,07	0,60
Incêndio	6,61	13,99	20,41	15,90	24,00	10,26	3,41
Naufágio	7,67	1,55	5,10	7,95	10,67	6,24	0,21
Encalhe	2,34	6,74	5,10	1,99	2,67	3,51	0
Acidente c/ helicóptero	0,64	1,04	0	0	0	0,65	0,11
Alagamento / inundação	2,56	7,25	5,10	3,98	5,33	4,03	0,05
Adermamento	8,31	5,18	5,10	7,95	2,67	7,15	0,10
Falha de motores	0,64	1,55	0	13,92	2,67	1,82	0
Desposicionamento	9,80	26,94	5,10	9,94	5,33	13,77	0
Liberação de fluido/gás	2,98	9,84	10,20	3,98	8,00	5,20	5,74
Dano estrutural	25,57	8,29	10,20	17,89	10,67	19,62	0,68
Acid. rebocamento	5,54	12,95	0	1,99	2,67	6,89	0
Problemas de poço	10,01	19,69	5,10	13,92	10,67	12,60	0,96
Outros	1,70	5,70	0	1,99	0	2,60	0,34

- **Danos Pequenos:** danos a equipamentos não tão essenciais;
danos menores a equipamentos essenciais únicos;
danos a estruturas que não suportam cargas;
- **Danos insignificantes:** danos insignificantes ou nenhum dano;
danos a peças de equipamentos essenciais;
danos a cabos de reboque, propulsores, geradores e acionadores.

Neste quadro nota-se que há acidentes que caracteristicamente impingem danos severos às unidades móveis, podendo chegar até à perda total (ex.: capotagem e naufrágio). Entretanto, há tipos de acidentes que tanto podem causar danos severos como insignificantes (ex. *blowout*). Isto porque a severidade dos danos sofridos por uma unidade móvel é função da intensidade do acidente ocorrido e da eficácia das medidas preventivas adotadas.

As Figuras 8.1-26 até 8.1-29 apresentam a ordenação dos acidentes para cada classe de dano, onde se nota que *blowouts* e incêndios respondem pelos principais problemas operacionais que causam danos significativos a perda total. É interessante notar a concordância destas informações com as anteriores, além da pequena contribuição de explosões no total.

O Quadro 8.1-11 relaciona os acidentes com o número de fatalidades produzidas, considerando ainda as classes de danos da Figura 8.1-28. Nota-se que alguns acidentes classificados como insignificantes resultam em mortes. Tem-se ainda que explosões contribuem com 4 mortes, incêndios com 27 e *blowout* com 20. A Figura 8.1-28 resume o número de mortes por acidente, exclusivamente para plataformas semi-submersíveis. Nota-se o elevado peso de acidentes como capotagem, especialmente das Plataformas Alexander L. Kielland, Ocean Ranger, Glomar Java Sea e Seacrest.

Outra informação extraída do WOAD é a de que tipo de operação em unidades móveis está mais sujeita a acidentes graves sob o ponto de vista de perdas de vidas humanas, conforme apresentado na Figura 8.1-29 e no Quadro 8.1-12. Nota-se que não há registro de mortes nas plataformas semi-submersíveis de produção, e mais uma vez deve-se considerar o peso de grandes acidentes como o da plataforma Alexander L. Kielland, ocorrido quando essa unidade era utilizada como alojamento, ou seja, atividade característica de suporte (ou apoio). O peso deste acidente faz com que a atividade de suporte apareça como segunda colocada nas atividades mais sujeitas a acidentes graves, sob o ponto de vista de perdas de vidas humanas, após a atividade de perfuração.

Finalmente, o Quadro 8.1-13 apresenta as seqüências em que ocorreram os acidentes mais graves em plataformas semi-submersíveis. Em 16 acidentes relacionados, 05 começaram com problemas de poço e 03 por problemas estruturais da plataforma. Em 07 acidentes, independentemente da ordem dos eventos, ocorreu incêndio, sendo que em 05 destes, associado à explosão (independente da ordem dos eventos).

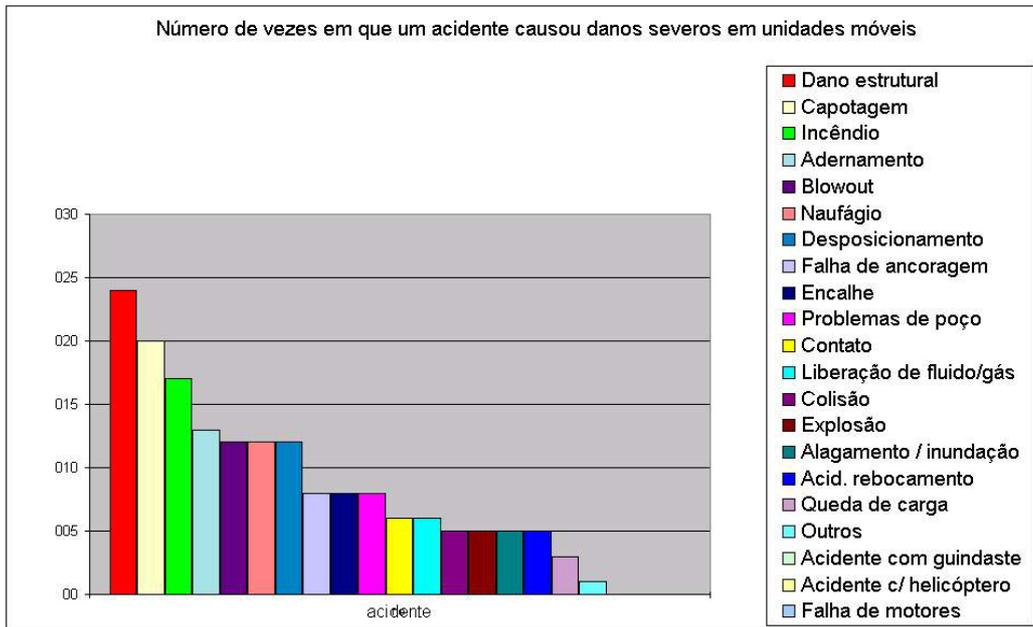


Figura 8.1-26. Ocorrência de danos severos X tipo de acidente – dados mundiais p/ unidades móveis. Período 1980/1993.

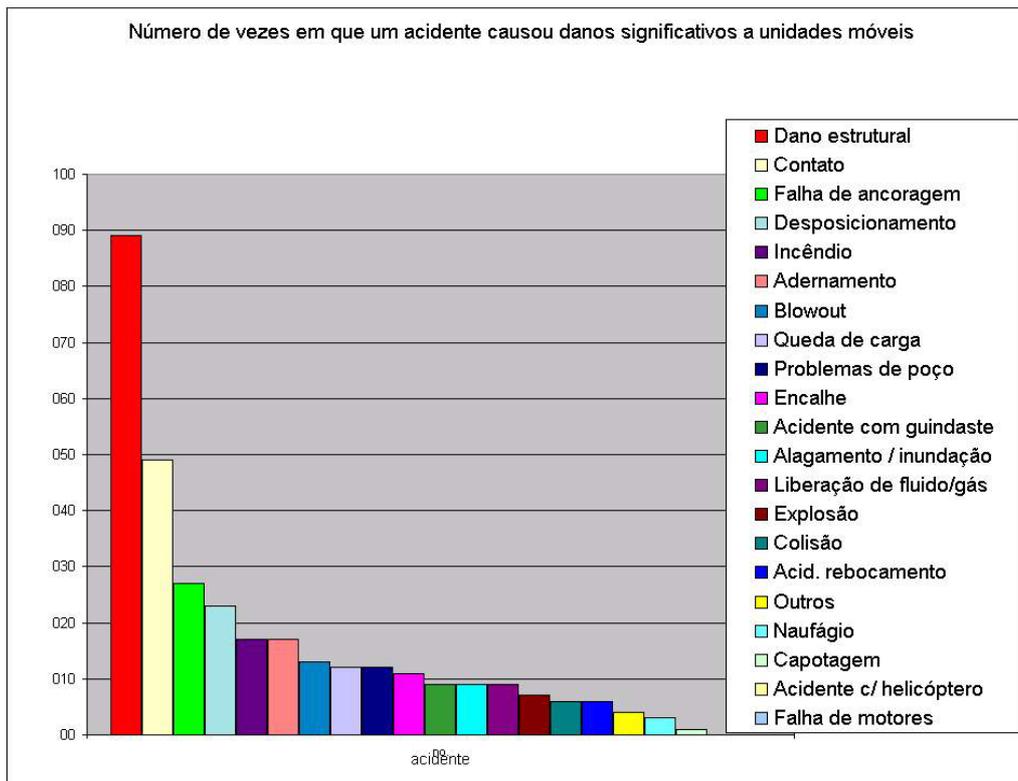


Figura 8.1-27. Ocorrência de danos significativos X tipo de acidente – dados mundiais p/ unidades móveis. Período 1980/1993.

Quadro 8.1-11. Frequência da ocorrência de acidentes com mortes X severidade dos danos.

(No. de ocorrências - período 1980 / 1993 - dados de todo o Mundo para unidades móveis)

Tipo de Acidente	Severidade dos danos					TOTAL
	perda total	danos severos	danos signific.	danos pequenos	danos insignif.	
Falha de ancoragem	00	00	00	00	001	001
Blowout	00	00	001	019	00	020
Capotagem	306 (1)	117(2)	001	00	00	424
Colisão	00	00	00	00	007	007
Contato	00	00	00	00	00	00
Acidente com guindaste	00	00	00	00	00	00
Explosão	00	00	002	001	001	004
Queda de carga	00	00	00	007	010	017
Incêndio	001	020	001	005	00	027
Naufágio	002	00	00	00	00	002
Encalhe	00	00	00	00	00	00
Acidente c/ helicóptero	00	00	00	024	00	024
Alagamento / inundação	00	001	00	00	00	001
Adernamento	00	00	004	00	00	004
Falha de motores	00	00	00	00	00	00
Desposicionamento	00	00	00	00	00	00
Liberção de fluido/gás	00	00	00	00	00	00
Dano estrutural	00	00	00	00	00	00
Acid. rebocamento	00	00	00	00	001	001
Problemas de poço	00	00	00	00	00	00
Outros	00	00	00	00	012	012
TOTAL	309	138	009	056	032	544

(1) - Alexander L. Kielland - 123 mortes
Ocean Ranger - 84 mortes
Glomar Java Sea - 81 mortes
(2) Seacrest - 91 mortes

Mortes ocorridas em consequência de acidentes em unidades móveis

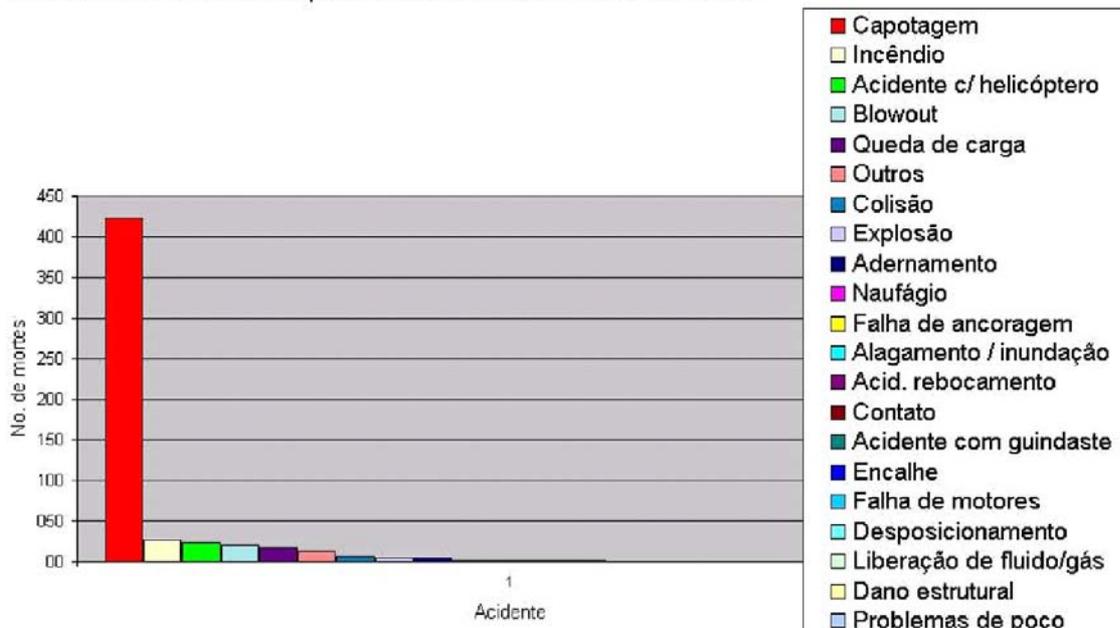


Figura 8.1-28. Ocorrência de mortes X tipo de acidente – dados mundiais p/ unidade móveis. Período 1980/1993.

Quadro 8.1-12. Frequência da ocorrência de acidentes com mortes X modo de operação.

(No. de ocorrências - período 1980 / 1993 - dados de todo o Mundo para unidades móveis)

Tipo de Acidente	MODO DE OPERAÇÃO								TOTAL
	Perfuração	Ociosidade	Operação	Produção	Construção	Suporte	Transferência	Outros	
Falha de ancoragem	00	00	001	00	00	00	00	00	001
Blowout	019	00	001	00	00	00	00	00	020
Capotagem	271	003	001	00	00	128	021	00	424
Colisão	00	00	00	00	00	00	007	00	007
Contato	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Acidente com guindaste	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Explosão	002	00	00	00	001	001	00	00	004
Queda de carga	009	003	003	00	00	002	00	00	017
Incêndio	019	00	001	00	005	00	00	002	027
Navágio	002	00	00	00	00	00	00	00	002
Encalhe	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Acidente c/ helicóptero	009	015	00	00	00	00	00	00	024
Alagamento / inundação	001	00	00	00	00	00	00	00	001
Adernamento	002	00	002	00	00	00	00	00	004
Falha de motores	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Desposicionamento	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Liberção de fluido/gás	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Dano estrutural	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Acid. rebocamento	00	00	00	00	00	00	001	00	001
Problemas de poço	00	00	00	00	00	00	00	00	00
Outros	009	00	00	00	00	00	003	00	012
TOTAL	343	021	009	00	006	131	032	002	544

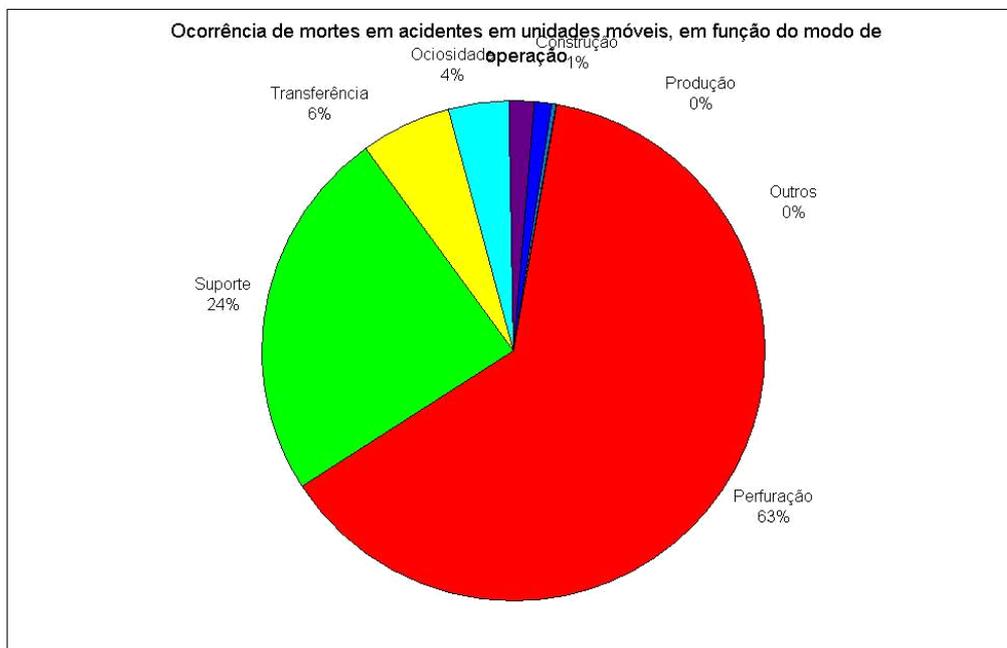


Figura 8.1-29. Ocorrência de mortes X modo de operação – dados mundiais p/ unidade móveis. Período 1980/1993.

Quadro 8.1-13. Seqüência dos eventos que ocorrem nos piores acidentes em unidades semi-submersíveis (período 1970/1993 – dados de todo o Mundo).

Nome da Unidade	Área	Seqüência do acidente	No. de mortes	Data
Transocean 3	Mar do Norte	ST CA FO	00	jan/74
Deep Sea Driller	Mar do Norte	PO GR LE FO	006	mar/76
SEDCO 135 A	Golfo do México	WP BL FI	00	jun/79
SEDCO 135 C	Costa Oeste África	WP BL FI	00	jan/80
Ocean Ranger	Costa Leste Am. N.	ST LE LI CA	084	fev/82
Ocean Odissey	Mar do Norte	WP LG BL EX FI	001	set/88
SEDCO J	África do Sul	CA FO	00	abr/89
Alexander L. Kielland	Mar do Norte	ST LI CA	123	mar/80
Zapata Lexington	Golfo do México	WP LG FI EX LI	004	set/84
Santa Fe Mariner I	Mar do Caribe	WP BL EX FI	003	dez/73
Borgsten Dolphin	Mar do Norte	CR FA	002	mar/85
Glomar Artic 2	Mar do Norte	EX FI	002	jan/85
PENROD 74	Índia	LG EX FI	002	set/74
Byford Dolphin	Mar do Norte	OT	005	nov/83
Haakon Magnus	Índia	HE	004	jan/76
Zapata Concord	Golfo do México	OT	002	abr/80

ST - dano estrutural
CA - capotagem
FO - naufrágio
PO - desposicionamento
GR - encalhe
LE - inundação

WP - problema acidental com poço
BL - blowout
FI - incêndio
LI - adernamento
LG - vazamento de fluido ou gás

EX - explosão
CR - acidente com guindaste
FA - queda de carga
OT - outros
HE - acidente com helicóptero

Análise dos ROA's da FRONAPE

A PETROBRAS/ CENPES forneceu o resumo dos Relatórios de Ocorrência de Acidentes (ROA) relacionados a navios tanques de sua frota. No Quadro 8.1-14 tem-se o resumo de alguns acidentes relativos a incêndios e explosões ocorridos com Petroleiros da própria FRONAPE, de forma a orientar a execução da APP.

Quadro 8.1-14. Dados de Acidentes da FRONAPE. (continua...)

NAVIO	DATA	LOCAL	DESCRIÇÃO	CAUSA
Quixadá	10/01/89	Houston (EUA)	Explosão nos tanques	Excesso de pressão durante a nitrogação
José Bonifácio	29/01/91	Kimitsu (Japão)	Explosão no tanque lateral 7 BE	Fagulha de solda, em linha de gás inerte do convés, atingiu o gás contido no tanque
Alina P	30/12/91	São Sebastião	Explosão	Faisca atingiu gases durante a descida da âncora
Quixadá	21/08/92	Rio Janeiro de	Incêndio durante reparos	Curto-circuito na troca de fusíveis no painel
Amazonas	28/04/93	São Sebastião	Explosão com vítimas fatais	Não disponível.
Candeias	14/07/73	Rio Janeiro de	Explosão no interior do TQ-3C	Não disponível.

Quadro 8.1-14. Dados de Acidentes da FRONAPE. (continuação)

NAVIO	DATA	LOCAL	DESCRIÇÃO	CAUSA
Candeias	01/11/75	Rio de Janeiro	Explosão no tanque lateral	Fagulha de solda elétrica em contato com gases
Badagry	20/09/77	Cabo Frio	Incêndio no convés	Indeterminada
Jari	02/04/81	Rio de Janeiro	Explosão e incêndio	Fagulha de solda atingiu gás contido no tanque
Baba Gurgur	30/01/85	Belém	Incêndio durante transbordo para o navio Liliana	Indeterminada
Jatobá	12/05/85	Recife	Explosão e incêndio	Dupla explosão no painel de controle
Petrobras Nordeste	15/05/86	Madre de Deus	Incêndio com vítima fatal	Não determinada

Registros de Acidentes com FPSO's

A análise histórica relativa a acidentes com FPSO foi desenvolvida utilizando o MHIDAS editado pela UKAEA e o WOAD editado pela DNV. Como o MHIDAS não registra nenhum acidente com FPSO enquanto que o WOAD descreve com detalhes 4 acidentes envolvendo este tipo específico de instalação *offshore*, a análise foi preferencialmente desenvolvida utilizando esta segunda fonte de dados.

O WOAD 1996 coleta dados de acidentes *offshore* desde 1970 até 1996. A classificação dos acidentes permite selecioná-los de acordo com o tipo de unidade envolvida. Considerando a categoria contendo FPSO, são descritos onze acidentes, quatro deles envolvendo unidades FPSO. Estes quatro acidentes são descritos serão descritos mais adiante.

Os sete acidentes restantes são relacionados a diferentes tipos de unidades, ou seja: FSU (*Floating Storage Unit*), FPU (*Floating Production Unit*), *Barge* (barcaças) e *Diving* (sistemas de mergulho). Segue uma descrição resumida de cada um dos sete acidentes:

- **Wilchief Diving (1985):** Explosão na câmara hiperbárica de sobrevivência. O técnico da manutenção que estava no interior da câmara morreu. A explosão provavelmente foi causada pela mistura hidrogênio / oxigênio, liberada pelas baterias, e ignitada por um contactor/interruptor defeituoso. Sem liberação externa, sem lesões, uma fatalidade.
- **Fulmar FSU (1986):** Vazamento de óleo devido a quatro trincas no tanque lateral dianteiro. A produção não foi interrompida, mas foram necessários três meses sucessivos para serviços de manutenção. Sem lesões ou fatalidades.
- **Lan Shui Processing Vessel (1990):** Incêndio na sala de máquinas e na área de acomodação devido à liberação de óleo diesel. A área foi evacuada. A produção foi interrompida por dois meses. Sem lesões ou fatalidades.

- **Jabiru FPU (1991):** Vazamento de óleo durante preparativos para desconexão do *Riser*, devido à aproximação de um ciclone tropical. O óleo foi disperso devido às condições severas do mar. Sem lesões ou fatalidades.
- **Jabiru FPU (1993):** Problemas mecânicos com a linha que controla o fluxo de condensado. A produção foi reduzida por dois meses. Sem liberação, sem lesões ou fatalidades.
- **Alba 16/26 FSU (1994):** Falha na rede elétrica do navio causada pelas condições adversas do tempo e intervenção do sistema de desligamento automático de emergência (*emergency shut-down system*). A Produção foi interrompida por 6 dias. Sem liberações externas, sem lesões ou fatalidades.
- **Titan 2 Barge (1994):** Danos estruturais na lança do guindaste devido às condições adversas do tempo. Sem liberações, lesões ou fatalidades.

Descrição dos Acidentes com FPSO:

Neste item estão descritos os 4 acidentes registrados no banco de dados e que envolvem unidades do tipo FPSO. Foram transcritas, para cada acidente, toda a descrição disponível no WOAD bem como o quadro resumo com as principais características do evento.

FPSO Petrojarl 1 (21/11/1986)

O navio aliviador *Petroskald* perdeu um de seus motores principais durante o carregamento de óleo do *Petrojarl 1*, fazendo com que o mesmo navegasse rumo ao FPSO. A colisão foi evitada (um “quase” acidente). Com a falha de um dos motores principais, seguiu-se o procedimento de emergência.

Data do Acidente	21/11/1986
Área Geográfica	Mar do Norte
Campo / Bloco	Oseberg
Nome da Unidade	<i>Petrojarl 1</i>
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	1986
Proprietário	GOLNOR
Contratante	GOLNOR
Operador	HYDRO
Evento Principal	Colisão ou contato entre navios e instalações <i>offshore</i> durante atividades com óleo.
Causas	Falha de máquina: perda do motor principal
Causas Humanas	

Tempo de Duração	
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Irrelevante
Liberação	Nenhuma
Reparo	Não necessário
Condições do Tempo	
Vento	
Altura da Onda	
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Desconhecida
Temperatura Ambiente	

FPSO Petrojarl 1 (27/10/1994)

O navio com 44 pessoas a bordo, usado para produção e estocagem de óleo, no campo de *Hudson*, perdeu a amarra nº 7 (oito amarras no total) numa tempestade severa. A produção foi interrompida. O navio estava impossibilitado de substituir a amarrara devido às péssimas condições do tempo. Em 30 de janeiro às 13:58h, o navio foi atingido por uma onda de 20-25m causando perda das amarras nº 2 e 3. Condições do tempo: ventos de 50-55 nós (com rajada de 65 nós) e ondas de 10-12m em média (máximo 15-18m). O navio manteve a posição utilizando as cinco amarras remanescentes (ventos de 30-40 nós, ondas 7-8m em média e máximo de 12-13 m). O navio foi mantido na posição e os *Riser* não foram liberados. Não foi feita a evacuação da unidade. Às 17:55h de 02 de fevereiro todas as amarras foram conferidas e testadas e a produção reiniciada.

Data do Acidente	27/10/1994
Área Geográfica	Mar do Norte
Campo / Bloco	Campo de Hudson
Nome da Unidade	Petrojarl 1
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	1986
Proprietário	GOLNOR
Contratante	GOLNOR
Operador	AMHESS
Evento Principal	Perda de ancoragem (amarras)
Causas	Condições climáticas adversas

Causas Humanas	
Tempo de Duração	03 dias
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Danos severos
Liberação	Nenhuma
Reparo	
Condições do Tempo	
Vento	27 m/s
Altura da Onda	10 m
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Irrelevante
Temperatura Ambiente	0 a +5°C

FPSO Griffin Venture (03/01/1996)

Uma válvula falhou resultando numa liberação substancial de gás no FPSO. O Governo Australiano iniciou uma grande investigação sobre o acidente em Abril de 1996. A BP (*British Petroleum*) argumentou que a liberação do gás foi causada pela falha do Técnico por não seguir os procedimentos estabelecidos. Não há nenhuma informação adicional disponível.

Data do Acidente	03/01/1996
Área Geográfica	Oeste da Austrália
Campo / Bloco	
Nome da Unidade	Griffin Venture
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	
Proprietário	<i>British Petroleum</i> (BP)
Contratante	
Operador	<i>British Petroleum</i> (BP)
Evento Principal	Liberação de óleo e gás na área em volta da unidade: poluição ambiental e risco de incêndio e explosões.
Causas	
Causas Humanas	Ação perigosa, desrespeito a procedimentos estabelecidos
Tempo de Duração	

Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Irrelevante
Liberação	Gás
Reparo	Reparo não necessário
Condições do Tempo	
Vento	Calmo
Altura da Onda	0 m
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Irrelevante
Temperatura Ambiente	+10 a +20 °C

FPSO Nanhai Sheng Li (10/1996)

A unidade de propriedade da AMOCO, instalada no campo de *Ljuhua* no Mar da China, sofreu apenas algumas avarias quando o tufão *Sally* varreu toda a região. A monobóia permanentemente ancorada foi projetada para permanecer conectada para as condições da “onda centenária”. O centro da tempestade com ventos e ondas, que excediam 57 m/s (111 nós) e 27m (88 pés), respectivamente, passou a 16 km de distância do navio. Estas condições superam em muito o critério da onda centenária. Os danos ao navio foram limitados a duas estruturas para antenas VHF e alguma isolação nas tubulações de processo.

Data do Acidente	<i>??/10/1996</i>
Área Geográfica	<i>Sul da Ásia</i>
Campo / Bloco	<i>Campo de Ljuhua</i>
Nome da Unidade	<i>Nanhai Sheng Li</i>
Tipo da Unidade	<i>FPSO</i>
Função	<i>Produção</i>
Ano de Construção	
Proprietário	<i>AMOCO</i>
Contratante	
Operador	<i>AMOCO</i>
Evento Principal	<i>Ruptura das estruturas principal ou secundárias</i>
Causas	<i>Condições climáticas adversas</i>
Causas Humanas	

Tempo de Duração	
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Irrelevante
Liberação	Nenhuma
Reparo	Local
Condições do Tempo	
Vento	57 m/s
Altura da Onda	27 m
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Irrelevante
Temperatura Ambiente	+10 a +20 °C

Acidentes durante Transferência de Óleo Diesel e Produtos Líquidos

Os bancos de dados consultados não mencionam explicitamente ou não permitem a extração de dados específicos sobre liberações durante operações de transferência de óleo diesel para plataformas ou FPSO's. O WOAD (*World Offshore Accident Database*) apresenta dados genéricos sobre liberações, onde determinados tipos de produtos são relacionados com o tamanho das liberações, conforme o Quadro 8.1-15 a seguir.

Quadro 8.1-15. Tipo de Produto Liberado versus Volume Liberado Unidades Móveis (1980 a 1993).

TIPO DE PRODUTO	VOLUME LIBERADO						
	PEQUENO	MENOR	SIGNIF.	GRANDE	MUITO GRANDE	DESCONHECIDO	TOTAL
Óleo cru	1	-	2	-	-	3	6
Óleo + gás	1	-	2	2	5	13	23
Gás	23	-	3	1	1	58	86
Óleo leve	6	1	3	-	-	4	14
Produtos Químicos	1	-	-	-	-	1	2
Outros	1	-	-	-	-	-	1
TOTAL	33	1	10	3	6	79	132

Legenda:

Produtos:

Óleo cru Petróleo e óleo lubrificante.

Óleo + gás Óleo e gás associados para a atmosfera.

Gás Gases em geral, incluindo hidrocarbonetos e gás sulfídrico (H₂S).

Óleo leve	Óleo combustível , condensados, diesel , metanol, glicol ou lama com base oleosa.
Produtos Químicos	Produtos químicos em geral, lama com base aquosa.
Outros	Água salgada, água doce, etc.

Volumes:

Pequeno	0 a 9 toneladas
Menor	10 a 100 toneladas
Signif.	101 a 1000 toneladas
Grande	1001 a 10.000 toneladas
Muito Grande	Maior que 10.001 toneladas
Desconhecido	Não precisado

Observa-se então que há 14 acidentes associados à liberação de óleo combustível/diesel em instalações flutuantes, dos quais três classificados como liberações envolvendo volumes significativos, ou seja, cujos volumes situam-se entre 101 e 1000 toneladas, ou seja, entre cerca de 120 e 1250 m³.

Os dados fornecidos não permitem relacionar os vazamentos com óleo diesel ou combustível associados especificamente ao transbordo. Portanto, são apresentados para possibilitar uma visão geral, dos tipos de acidentes e grandezas envolvidas.

Entretanto, a Análise de Risco relativa ao Campo de Girassol, na África, cuja produção também utiliza um FPSO, relaciona os seguintes valores históricos, obtidos com base na experiência:

Quadro 8.1-16. Valores Históricos de Vazamentos durante Transbordo – Campo de Girassol.

CAUSA	TIPO DE LIBERAÇÃO	FREQÜÊNCIA (EVENTOS ANO/UNIDADE)	TAMANHO PROVÁVEL DA LIBERAÇÃO
- Derrame durante a transferência entre o barco de apoio e a plataforma - Vazamento ou ruptura do mangote flexível	Óleo diesel ou lubrificante	0,66	0.25 m ³ (Tier 1)

Fonte: Dados estatísticos da TotalFinaElf– Projeto Girassol, Angola

Verifica-se destes dados históricos que os potenciais volumes de diesel a serem liberados tendem a ser de pequeno porte, limitados a TIER 1.

Dados da PETROBRAS

Com relação a dados históricos da PETROBRAS, há alguns registros esparsos de vazamento de diesel durante o transbordo, porém sem permitir o cálculo da frequência de vazamento. Portanto, sua validade limita-se ao aspecto qualitativo, de forma a proporcionar uma visualização das causas e do desenvolvimento do processo de prevenção.

Na Bacia de Campos há registros de acidentes nas seguintes condições:

- Por falhas operacionais, do equipamento ou humanas, levando à perda de posição da embarcação, com dano ao mangote;
- Por falha de manobra, quando o piloto atinge acidentalmente o mangote com a hélice da embarcação, levando a furos ou mesmo à ruptura desta;
- Em condições de mar ou atmosféricas extremas, onde houve tensionamento excessivo do cabo e do mangote de diesel, levando à ruptura deste.
- Por defeitos observados na conexão ou no próprio mangote, que levaram a vazamentos no mar.

Como forma de minimização das causas destes acidentes, foram adotadas as seguintes medidas, já implementadas nas unidades atualmente em operação:

- Utilização de **mangote com armadura metálica**, o que aumenta a resistência mecânica ao tracionamento e dificulta o corte pela hélice da embarcação;
- **Acompanhamento por rádio da operação**, com aviso ao piloto em caso de risco de dano ao mangote;
- Utilização preferencial de embarcações com **Posicionamento Dinâmico**, limitando as amplitudes dos movimentos relativos entre o Barco e a Unidade e, por conseqüência, os esforços sobre os mangotes e os riscos de falha humana.

8.1.3. [Metodologia de Análise](#)

A identificação dos eventos iniciadores de acidentes de forma organizada e sistemática foi efetuada através de planilhas usualmente empregadas na Análise de Perigos, conforme apresentadas no Anexo 8-I deste relatório.

A partir destas planilhas, foram identificados, para cada subsistema, as Hipóteses Acidentais (HA), suas causas e efeitos. Neste trabalho, cada Hipótese Acidental (conforme numerado nas planilhas) é definida como um conjunto formado pelo perigo identificado, por suas causas, e todos os efeitos físicos possíveis respectivamente decorrentes. Os efeitos físicos foram listados de maneira aglutinada, sem atribuição de probabilidades específicas de ocorrência a cada um deles.

Nesta análise não foram consideradas apenas aquelas HA's que causassem uma emissão direta para o meio-ambiente, dado que a maioria dos acidentes resulta de uma seqüência de eventos, cuja causa inicial pode ser insignificante para o meio ambiente, porém seu processo de desdobramento pode levar a outros impactos mais sérios.

Foram então considerados os pequenos e grandes vazamentos, que possam resultar em evolução do acidente, num escalonamento, estando os efeitos resumidos no Quadro 8.1-17 Os efeitos foram estimados em função das dimensões do acidente e do ambiente onde ocorrem, com base em análise de instalações similares e na experiência dos componentes do grupo de trabalho.

Quadro 8.1-17. Avaliação da Possibilidade de Evolução de Acidentes.

INTENSIDADE DO VAZAMENTO	ÁREA	POSSÍVEIS EFEITOS
Pequeno	Aberta	Nenhum
Pequeno	Fechada	Efeitos físicos (ex. incêndios, explosões, etc.) com possibilidade de propagação.
Grande	Aberta ou fechada	Efeitos físicos com possibilidade de propagação.

Para a avaliação dos efeitos físicos foi considerada a existência de possíveis fontes de ignição e, para uma possível propagação dos efeitos para outros locais da unidade/embarcação, foi considerada a existência ou não de um inventário significativo de material inflamável nas proximidades dos pontos de vazamento.

Ou seja, existindo possíveis fontes de ignição, supõe-se que haverá ignição do material liberado, que dependendo do ambiente ser fechado ou não e de haver uma quantidade significativa de material inflamável ou não, implicará em determinada severidade de conseqüências.

Foi considerado neste estudo que todos os grandes vazamentos poderão sofrer ignição, dada a presença de diversas fontes de ignição em embarcações deste tipo, podendo levar à máxima severidade de efeitos físicos. Porém, para os pequenos vazamentos, apenas aqueles que ocorram em áreas fechadas estarão sujeitos a propagarem-se para outros focos.

Para fins de avaliação das freqüências de ocorrências dos eventos iniciadores identificados, foram utilizadas diversas fontes de dados, como por exemplo: OREDA, AIChE, Technica, WOAD, conforme mostrado no Quadro 8.1-18 abaixo. Outras freqüências de ocorrências foram estimadas qualitativamente.

Quadro 8.1-18. Freqüências anuais de falhas. (continua...)

COMPONENTE	PEQUENO VAZAMENTO	GRANDE VAZAMENTO
Estrutura/embarcação		3,2E-03 (ruptura devido à colisão)
Estrutura/tubulações/equipamentos		5,0E-03 (ruptura devido à queda de carga)
<i>Riser</i>	9,0E-06/m	6,0E-07/m
Tubulação	2,8E-07 L/C	2,2E-08 L/C
Juntas de expansão	3,0E-02	5,0E-04
Filtro	1,0E-02	-
Flange/Conexões	8,80E-05	-
Válvula esfera	1,0E-02	3,0E-05
Válvula globo/agulha	3,0E-03	3,0E-05
Válvula de retenção	5,0E-04	2,0E-05

Quadro 8.1-18. Frequências anuais de falhas. (continuação)

COMPONENTE	PEQUENO VAZAMENTO	GRANDE VAZAMENTO
Válvula de alívio	3,0E-02	2,0E-04
Tomada de instrumento	5,0E-04	2,0E-05
Trocador de calor	3,0E-03	2,0E-05
Vasos	1,0E-04	1,0E-05
Bombas (selo)	5,0E-03	2,0E-05

Para fins de avaliação das frequências de ocorrência de determinados cenários e de classificação e ordenação quanto a criticidade destes, onde foram considerados possíveis desdobramentos e propagação dos efeitos iniciais, foram adotadas as probabilidades de ignição e desdobramentos relacionadas no Quadro 8.1-19.

Quadro 8.1-19. Possibilidade de desdobramento de vazamentos.

VAZAMENTO	POSSIBILIDADE DE DESDOBRAMENTO
Pequeno	0,01
Grande	0,1

Ou seja, dada a ocorrência de pequenos (em áreas confinadas ou semi-confinadas) ou grandes vazamentos, na presença de fontes de ignição, e de um inventário significativo de substância inflamável nas proximidades, considerou-se que, para os grandes vazamentos, a probabilidade de ignição e de escalonamento, resultando em determinados efeitos físicos seria de 10%. Para pequenos vazamentos esta seria de 1%.

Tais fatores foram baseados em alguns valores retirados da literatura concernente à área, tais como *HSE* e *E&P Forum*, e, embora imprecisos, visam à hierarquização ao nível qualitativo, dos vários cenários identificados no estudo.

Categorias de Frequência e de Severidade

A classificação de uma dada Hipótese Acidental é função de dois parâmetros básicos: *frequência* e *severidade*. Estes dois parâmetros são combinados através da Matriz de Risco, seguindo os critérios apresentados a seguir.

Categorias de Frequência

As Hipóteses Acidentais são classificadas em categorias de frequência, as quais fornecem uma indicação qualitativa, da frequência esperada de ocorrência, para cada uma das HA's identificadas, conforme mostrado no Quadro 8.1-20, a seguir:

Quadro 8.1-20. Categoria de Frequência.

CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	FAIXA (OCORR./ANO)	DESCRIÇÃO
A	Extremamente Remota	$F < 10^{-5}$	Não deverá ocorrer durante a vida útil da instalação. Não há registro anterior de ocorrência
B	Remota	$10^{-5} \leq F < 10^{-3}$	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação
C	Improvável	$10^{-3} \leq F < 10^{-2}$	Improvável de ocorrer durante a vida útil
D	Provável	$10^{-2} \leq F \leq 10^{-1}$	Provável de ocorrer durante a vida útil da instalação
E	Frequente	$F > 10^{-1}$	Esperado ocorrer pelo menos uma vez durante a vida útil da instalação

Categorias de Severidade

A *severidade* representa uma mensuração do impacto esperado associado a um determinado cenário. É o resultado da combinação de diversos elementos, tais como o produto envolvido, o inventário (ou capacidade da fonte) disponível para liberação, a possibilidade de propagação, confinamento, e outros. São consideradas 05 (cinco) categorias de severidade, conforme representadas no Quadro 8.1-21.

Quadro 8.1-21. Categoria de Severidade.

CATEGORIA	DESCRIÇÃO
1	Nenhum impacto à plataforma ou ao meio ambiente.
2	Impacto restrito à plataforma: eventos cujos efeitos se restrinjam ao módulo/compartimen-to em que ocorrem, ou se restrinjam aos limites da plataforma após a ocorrência de escalonamento devido à presença de pequeno inventário de substância inflamável em suas proximidades.
3	Impacto ao meio ambiente devido a emissões diretas até 8m^3 de óleo ao mar.
4	Impacto ao meio ambiente devido a emissões diretas acima de 8 até 200m^3 de óleo ao mar.
5	Impacto ao meio ambiente: aqueles eventos cujos efeitos resultem em emissão diretas ao mar (maiores de que 200m^3) ou decorram do escalonamento de eventos devido à presença de grandes inventários de substância inflamável em suas proximidades.

Categorias de Risco

Combinando-se as categorias de frequências com as de *severidade*, obtém-se uma indicação qualitativa do nível de risco de cada um dos cenários identificados. A matriz de

risco (Quadro 8.1-22) apresentada a seguir, classifica os cenários de Risco Crítico (RC), Risco Moderado (RM) e Risco Não-crítico (RNC).

Após as planilhas com os perigos identificados para cada um dos sistemas analisados, são apresentadas matrizes, onde os números dos cenários são classificados de acordo com as respectivas categorias de riscos.

Quadro 8.1-22. Categoria de Risco.

		SEVERIDADE				
		1	2	3	4	5
FREQÜÊNCIA	E	RNC	RNC	RC	RC	RC
	D	RNC	RNC	RM	RC	RC
	C	RNC	RNC	RM	RM	RC
	B	RNC	RNC	RM	RM	RC
	A	RNC	RNC	RNC	RM	RM

Legenda:

Freqüência:

A = Extremamente Remota
B = Remota
C = Improvável
D = Provável
E = Freqüente

Severidade:

1 = Nenhum impacto ao meio ambiente
2 = Impacto restrito à plataforma.
3 = Vazamento de óleo de até 8 m³
4 = Vazamento de óleo entre 8 m³ e 200 m³
5 = Vazamento de óleo maior que 200 m³

Risco:

RC = Risco Crítico
RM = Risco Moderado
RNC = Risco Não-Crítico

8.1.4 Identificação dos Eventos Perigosos

Subsistemas Considerados

Com o objetivo de facilitar o estudo, cada subsistema foi dividido em trechos distintos e cada trecho foi estudado separadamente.

A – Subsistema de Instalação

As atividades relativas à instalação dos equipamentos submarinos e da instalação da Unidade de Superfície foram agrupadas em um Subsistema único denominado Subsistema S.

Subsistema S – compreende a atividade de instalação dos equipamentos submarinos e da Unidade de Superfície. Inclui ainda as operações de lançamento.

B – Subsistema de Produção

As atividades previstas relacionadas à Atividade de Produção do FPSO P-54, serão utilizados onze (11) subsistemas, cuja função básica encontra-se descrita a seguir:

Subsistema 1 – Linhas Submarinas - compreende todas as linhas de escoamento de fluido relacionadas com a produção, incluindo as linhas de produção de óleo, linhas de injeção de gás *lift* e água e umbilicais;

Subsistema 2 – Plataforma de Chegada dos Risers - compreende a região de chegada dos *Risers* na embarcação, na Plataforma localizada a Bombordo. Inclui a conexão entre as linhas flexíveis e rígidas e os trechos de linha rígida desde esta conexão até os *Manifolds* de Produção e Injeção, localizados no Convés de Processo;

Subsistema 3 – Sistema de Separação e Processamento de Óleo – compreende todos os equipamentos associados ao processamento e separação de óleo, gás e água, até o envio do óleo para os Tanques de Carga;

Subsistema 4 – Compressão e Tratamento de Gás – compreende todos os equipamentos associados à compressão e secagem do gás produzido, até o encaminhamento para o *header* de exportação, gás *lift* e gás combustível;

Subsistema 5 – Sistema de Flare – compreende todos os equipamentos associados ao envio e queima de gás no *Flare*;

Subsistema 6 – Utilidades – compreende todos os equipamentos associados a Geração de energia, estocagem de Óleo Diesel e de Produtos Químicos;

Subsistema 7 – Tratamento de Água Produzida e Drenagem Fechada – compreende todos os equipamentos associados ao recebimento e tratamento de água produzida e coletada no Sistema de Drenagem Fechada;

Subsistema 8 – Tratamento de Água de Drenagem Aberta – compreende todos os equipamentos associados ao recebimento e tratamento de produtos coletados no Sistema de Drenagem Aberta;

Subsistema 9 – Tanques de Óleo e Lastro – compreende todos os equipamentos associados a tancagem de óleo produzido e eventual contaminação da água dos tanques de lastro;

Subsistema 10 – Importação e Exportação de Gás, Óleo e Outros – compreende todos as linhas associadas ao envio e recebimento de produtos no FPSO;

Subsistema 11 – Agentes Externos – contempla outros tipos de acidentes que não estão diretamente relacionados ao processo em si, incluindo fatores climáticos, movimentos excessivos do navio, tais como emborcamento e adernamento, queda de aeronaves, colisões com embarcações e vazamentos no Barco de Apoio durante transbordo para o FPSO.

a) Subsistema 01 – Linhas Submarinas – Produção / Injeção / Umbilicais)

Trecho 1.1 – Linhas de Produção, da Árvore de Natal Molhada (ANM) até o Conector do *Riser*, na Plataforma de Chegada dos *Risers*, localizada em Bombordo.

Trecho 1.2 – Linha de Injeção de Gás *Lift*, na Plataforma de Chegada dos *Risers* à Árvore de Natal Molhada (ANM).

Trecho 1.3 – Linhas Umbilicais dos Poços de Produção.

Trecho 1.4 – Linhas Umbilicais dos Poços de Injeção.

b) Subsistema 02 – Plataforma de Chegada dos *Risers*

Trecho 2.1 – Linha de Produção, do Conector do *Riser* na Plataforma dos *Risers* à SDV no Convés.

Trecho 2.2 – Linha de Produção, da SDV no Convés Principal ao *Manifold*, no Convés de Produção.

Trecho 2.3 – Linha de Gás *Lift*, do *Manifold* de Gás *Lift*, no Convés de Produção à SDV no Convés Principal.

Trecho 2.4 – Linha de Gás *Lift*, da SDV no Convés Principal ao Conector de Gás *Lift*, na Plataforma dos *Risers*.

c) Subsistema 03 – Sistema de Separação e Processamento de Óleo

Trecho 3.1 – Linha de óleo produzido, do Conector de saída do *Manifold* ao Separador de 1º Estágio / Teste (SG-122301 A/B, SG-121201).

Trecho 3.2 – Linha de óleo produzido, do Separador de 1º Estágio / Teste ao Tratador de Óleo (TO-122301 A/B).

Trecho 3.3 – Linha de óleo produzido, do Tratador de Óleo ao Separador Atmosférico (SG-122302 A/B).

Trecho 3.4 – Linha de óleo produzido, do Separador Atmosférico aos Tanques de Carga.

d) Subsistema 04 – Compressão e Tratamento de Gás

Trecho 4.1 – Do Separador de 1º Estágio ao Compressor Principal (UC-123101 A/B/C).

Trecho 4.2 – Do Tratador de Óleo ao Separador Atmosférico.

Trecho 4.3 – Do Separador Atmosférico ao Compressor Principal, passando pelo Compressor *Booster* (UC-122501A/B).

Trecho 4.4 – Do Compressor Principal ao *header* de Exportação de Gás, passando pelo Sistema de Desidratação.

Trecho 4.5 – Glicol em circuito fechado, da Torre de Glicol ao Sistema de regeneração de glicol, retornando à Torre de Glicol.

Trecho 4.6 – Linha de Gás *Lift*, do *Header* de Exportação de Gás até o manifold de Gás *Lift*.

Trecho 4.7 – Linha de Exportação de Gás, do *Header* de Exportação de Gás até o Conector de Exportação.

Trecho 4.8 – Linha de Gás Combustível, do 3º Estágio do Compressor Principal até os consumidores.

e) Subsistema 05 – Sistema do *Flare*

Trecho 5.1 – Dos vasos de processo aos queimadores de Alta Pressão.

Trecho 5.2 – Dos vasos de processo aos queimadores de Baixa Pressão.

f) Subsistema 06 – Utilidades (Geração de Energia, Diesel, Produtos Químicos)

Trecho 6.1 – Armazenamento e Injeção de Produtos Químicos.

Trecho 6.2 – Armazenamento e Injeção de Óleo Diesel.

g) Subsistema 07 – Tratamento de Água Produzida e Drenagem Fechada

Trecho 7.1 – Linha de água oleosa, dos Separadores de 1º Estágio, Teste e Tratadores de Óleo aos Hidrociclones.

Trecho 7.2 – Linha de óleo, dos Hidrociclones e pontos de drenagem fechada ao Vaso de Drenagem Fechada.

Trecho 7.3 – Linha de água oleosa, dos Hidrociclones ao mar, passando pelo Flotador.

Trecho 7.4 – Linha de óleo, dos vasos de drenagem fechada à entrada dos pré-quecedores.

h) Subsistema 08 – Tratamento de Água de Drenagem Aberta

Trecho 8.1 – Linha de água oleosa, dos drenos abertos ao Tanque de *Slop* “Sujo”.

Trecho 8.2 – Linha de água oleosa, do Tanque de *Slop* “Sujo” ao mar, passando pelo Tanque de *Slop* Limpo e Hidrociclone (CI-527101).

Trecho 8.3 – Linha de óleo, do Hidrociclone ao Tanque de *Slop* “Sujo”.

Trecho 8.4 – Linha de óleo, do Tanque de *Slop* “Sujo” ao Tanque de Carga.

i) Subsistema 09 – Tanques de Óleo, *Slop* e Lastro

Trecho 9.1 – Tanque de Carga.

Trecho 9.2 – Linha de água de lastro, dos Tanques de Lastro para o Mar.

Trecho 9.3 – Tanque de *Slop*.

Trecho 9.4 – Tanque de diesel da embarcação.

j) Subsistema 10 – Importação e Exportação de Gás, Óleo e Outros

Trecho 10.1 – Linha de Óleo, do Tanque de carga até o Carretel de *Offloading*.

Trecho 10.2 – Linha de óleo, do Carretel de *Offloading* até o Navio Aliviador.

Trecho 10.3 – Linha de exportação de Gás, do Conector de Exportação no Convés Principal até a chegada no PLEM.

Trecho 10.4 – Linhas Umbilicais do 2RO PLEM-Y.

Trecho 10.5 – Mangote Flexível para carga de Diesel.

l) Subsistema 11 – Agentes Externos – Fatores Climáticos e Barcos de Apoio

11.1 – Adernamento Excessivo.

11.2 – Emborcamento.

11.3 – Afundamento.

11.4 – Perda de Ancoragem.

11.5 – Colisão com Helicópteros.

11.6 – Colisão com barcos de Apoio.

11.7 – Colisão com Navio Aliviador.

11.8 – Vazamento no barco de Apoio no Transbordo para FPSO.

11.9 – *Blowout*.

8.1.4.1. Eventos Identificados

a) Atividades de Instalação

A aplicação da metodologia apresentada nos itens anteriores possibilitou a construção das planilhas de Análise Preliminar de Perigos, que se encontram no Anexo 8-I. Especificamente em relação às atividades de instalação das linhas e do FPSO foram identificadas 05 Hipóteses Acidentais (HA), das quais todas foram classificadas como Risco Não-crítico (100%).

Estes resultados indicam que, na fase de instalação, nenhuma HA necessitará de medidas mitigadoras adicionais, uma vez que não apresentam risco de impacto significativo ao ambiente ou à instalação.

O Quadro 8.1-23 apresenta a distribuição das HA's em função da combinação de *freqüência e severidade*.

Quadro 8.1-23. Distribuição das Hipóteses Acidentais – Atividade de Instalação.

		SEVERIDADE					TOTAL
		1	2	3	4	5	
FREQÜÊNCIA	E						0 (0,0%)
	D						0 (0,0%)
	C	2					2 (40,0%)
	B	1					1 (20,0%)
	A	2					2 (40,0%)
TOTAL		5 (100,0%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	0 (0,0%)	5 (100%)

Legenda

Freqüência:

A = Extremamente Remota
B = Remota
C = Improvável
D = Provável
E = Freqüente

Severidade:

1 = Nenhum impacto ao meio ambiente
2 = Impacto restrito à plataforma.
3 = Vazamento de óleo de até 8 m³
4 = Vazamento de óleo entre 8 m³ e 200 m³
5 = Vazamento de óleo maior que 200 m³

Risco:

RC=Risco Crítico
RM=Risco Moderado
RNC= Risco Não-Crítico

b) Atividades de Produção

As planilhas de Análise Preliminar de Perigos, relativas às atividades de produção também se encontram no Anexo 8-I. Através destas planilhas, foram identificadas 108 Hipóteses Acidentais (HA), das quais 14 foram caracterizadas como Risco Crítico (13,0%) e 52 como Risco Moderado (48,1%).

Estes resultados indicam que 38,9% das HA's, classificadas como Risco Não-crítico, não necessitam de medidas mitigadoras adicionais, uma vez que não apresentam risco de impacto significativo ao ambiente ou instalação.

O Quadro 8.1-24 apresenta a distribuição das HA's em função da combinação de *freqüência e severidade*.

Quadro 8.1-24. Distribuição das Hipóteses Acidentais.

		SEVERIDADE					TOTAL
		1	2	3	4	5	
FREQÜÊNCIA	E			1			1 (0,9%)
	D	9	9	5	1		24 (22,2%)
	C	7	8	17	1	1	34 (31,5%)
	B	2	7	13	12	11	45 (41,7%)
	A					4	4 (3,7%)
TOTAL		18 (16,7%)	24 (22,2%)	36 (33,3%)	14 (13,0%)	16 (14,8%)	108 (100%)

Legenda

Freqüência:

A = Extremamente Remota
B = Remota
C = Improvável
D = Provável
E = Freqüente

Severidade:

1 = Nenhum impacto ao meio ambiente
2 = Impacto restrito à plataforma.
3 = Vazamento de óleo de até 8 m³
4 = Vazamento de óleo entre 8 m³ e 200 m³
5 = Vazamento de óleo maior que 200 m³

Risco:

RC=Risco Crítico
RM=Risco Moderado
RNC= Risco Não-Crítico

Análise e Avaliação dos Eventos Identificados

a) Atividade de Instalação

Analisando-se os resultados do Quadro 8.1-23, relativo aos riscos presentes na atividade de instalação, observa-se que todos riscos identificados foram classificados como Não-crítico.

b) Atividade de Produção

Analisando-se os resultados do Quadro 8.1-24, pode-se observar que, dentre os *Riscos* classificados como *Críticos*, há doze (12) ocorrências de Severidade 5, sendo 11 associadas à Frequência *B* e apenas 1 à Frequência *C*. Há ainda 4 Hipóteses acidentais associadas à Severidade 5, porém classificados como Riscos Moderados, por estarem associados à Frequência *A*

Avaliando-se estes resultados observa-se que:

- A HA 2 foi a classificada como Severidade 5 e Frequência *C*, representando o Risco mais crítico dentre os identificados, por apresentar a frequência mais elevada dentre as HA's pertencentes à maior classe de severidade. Esta HA é relativa a um grande vazamento de óleo nas linhas flexíveis, sendo que o principal fator gerador deste risco deve -se à possibilidade de colisão com embarcações na região exposta dos *Risers*, o que poderia levar à ruptura de uma ou mais linhas, com derrame de seu conteúdo no mar;
- As 11 HA's associadas à Severidade 5 e Frequência *B*, são as de número 4, 16, 18, 47, 49, 83, 90, 103, 104, 105 e 107. Elas encontram-se distribuídas nos Subistemas 1 (HA 4), 2 (HA's 16 e 18), 4 (HA's 47 e 49), 9 (HA 83), 10 (HA 90) e 11 (HA's 103, 104, 105 e 107). Esta distribuição indica que diferentes subsistemas podem resultar em liberações significativas de óleo;
- Avaliando-se a HA 4, observa-se que, a exemplo da HA 2, esta também está relacionada à colisões com embarcações nas linhas flexíveis, porém neste cenário ocorreria a liberação de gás que, entrando em ignição, afetaria as linhas de óleo, provocando uma grande liberação deste último;
- As HA's 16 e 18 dizem respeito a grandes liberações de gás nas linhas de gás de injeção (*lift*), sendo que a 16 afetaria os Tanques de Carga e a 18 as linhas flexíveis;
- As HA's 47 e 49 dizem respeito a grandes liberações de gás nas linhas de gás de alta pressão, injeção (*lift*) e exportação, sendo que ambas se tornam críticas pelo potencial de impacto aos Tanques de Carga. Porém, cabe ressaltar que a ação do Sistema de Inertização, a presença de proteção passiva ao redor da linha e a facilidade de dispersão dos gases liberados reduzem a severidade dos impactos associados, além de dificultar a ignição de eventuais vazamentos;
- A HA 83 diz respeito a grande vazamento de óleo devido à ruptura de um dos Tanques de Carga. Este tipo de ocorrência seria possível em caso de colisão de grande energia, capaz de romper a parede de um dos Tanques laterais ou estaria associado a uma explosão no próprio Tanque. Entretanto, a restrição e cuidados impostos ao sistema de navegação fornecem proteção efetiva e significativa contra colisões. Adicionalmente, o uso de diversos dispositivos de segurança, como o de Inertização, que possui intertravamento com a operação da embarcação e a proteção, proporcionada pelo Piso de Chapa no Convés de Produção, tornam bastante improvável a ocorrência de explosões nos Tanques de Carga. A opção pelo intertravamento entre o Sistema de Inertização e o

funcionamento da Planta de Processo significa que em caso de falha deste sistema, a plataforma P-54 interromperá sua produção;

Analisando-se os dados da Análise Histórica proveniente dos petroleiros da FRONAPE, tem-se que os acidentes associados a Tanques de Carga ocorrem devido a reparos, quando há presença de fontes quentes como soldas, maçaricos, arcos elétricos e fagulhas no interior dos Tanques. No FPSO em análise, este tipo de reparo será precedido de cuidados na limpeza e inspeção, além de procedimentos especiais de segurança para os tanques vizinhos. Desta forma, mesmo a ocorrência de explosão durante reparo não resultará em emissão para o mar;

- A HA 90 diz respeito a grande vazamento de óleo devido à ruptura da Linha de Transferência de Óleo (*Offloading*). Esta ruptura poderia estar associada a um choque com outra embarcação, a problemas na própria linha/flanges, como corrosão ou fadiga, ou a um movimento excessivo entre o FPSO e o Navio Aliviador. Serão utilizados Navios Aliviadores com posicionamento dinâmico, mantendo o Aliviador na posição correta e minimizando o último tipo de ocorrência, enquanto que os cuidados e testes usuais de inspeção e manutenção manteriam sob controle a segunda causa. Resta, portanto, agir sobre os barcos de apoio e pesqueiros, que eventualmente possam se aproximar do local, o que já faz parte das restrições impostas à navegação no local;
- As HA's 103, 104 e 105 abordam explicitamente os impactos e riscos associados às colisões com os Barcos de Apoio e Navio Aliviador, que já foram abordados em muitas das hipóteses anteriores. Uma vez mais, ressalta-se que a característica da P-54, onde as linhas flexíveis encontram-se expostas a este tipo de acidente, demanda o cumprimento estrito aos procedimentos de navegação, incluindo a proibição de navegação próxima, utilização de Navios Aliviadores com Posicionamento Dinâmico e as restrições para aproximação deste último. Cabem as ressalvas de que será construído batente para proteger as linhas flexíveis contra colisões do Barco de Apoio e que as condições predominantes de mar e corrente tendem a afastar o Aliviador da P-54, ao invés de aproximá-lo. Adicionalmente, não haverá embarque ou desembarque de carga por bombordo, onde se encontram as linhas flexíveis;
- A HA 107 avalia eventuais contaminações ambientais provenientes dos Barcos de Apoio próximos ao FPSO. A causa possível de contaminação ambiental seria a liberação de óleo diesel, associada ou não a colisão entre Barco e FPSO ou a falhas nos tanques. O uso predominante de barcos com posicionamento dinâmico (DP) associados ao sistema de ancoragem do FPSO limitam a possibilidade de choques e impactos ao Barco de Apoio. Desta forma, a frequência esperada deste tipo de grande liberação receberia a classificação B, uma vez que há precedentes no mundo, enquanto a severidade estaria associada aos volumes disponíveis para liberação;
- Com relação aos demais cenários classificados como Risco Crítico (HA's 96 e 97), estes dizem respeito ao derrame de óleo diesel no mar, durante operação de recebimento do produto (principalmente óleo diesel), a partir do barco de apoio. Neste tipo de operação, a manutenção da qualidade operacional dos equipamentos envolvidos, além da obediência aos procedimentos, permite reduzir a possibilidade de ocorrência;

Com relação aos *Riscos* classificados como *Moderados*, observa-se que as 52 HA's identificadas distribuem-se ao longo de todas as atividades produtivas, da produção no fundo do mar à transferência para o Navio Aliviador. Entretanto, a grande quantidade de dispositivos e procedimentos de segurança tendem a restringir ambas as componentes do risco, severidade e frequência.

Dentre estas 50 HA's, destaca-se o seguinte:

As HA's 99, 100 e 101 estão associadas a acidentes de dimensões catastróficas, que poderiam levar à perda total da P-54, por afundamento ou emborcamento ou à ruptura de todas as linhas, devido à perda de ancoragem. Estas Hipóteses Acidentais, apesar de associadas à Severidade 5, foram classificadas como **Risco Moderado** pois estão associadas à Frequência A. Portanto, considerou-se que estas HA's não deverão ocorrer durante a operação da P-54.

Nota-se que os critérios de projeto adotados, a redundância nos sistemas de ancoragem e de segurança, a inexistência de fatores climáticos extremos na Bacia de Campos, como maremotos e furacões, tornam extremamente amenas as condições operacionais neste local, o que torna praticamente impossível a ocorrência de qualquer uma destas três hipóteses acidentais;

A HA 108 também foi classificada como **Risco Moderado**, apesar de estar associado à Severidade 5. Esta HA avalia eventuais contaminações ambientais provenientes de *blowout* de um dos poços da P-54. Neste FPSO os poços podem ser surgentes, ou seja, após a interrupção da injeção de gás *lift* poderia haver o risco de manter-se o fluxo de óleo. Nesta HA admite-se a ruptura de um dos risers de produção e a falha simultânea das duas válvulas de bloqueio da Árvore de Natal Molhada (ANM). Uma vez que estas válvulas são do tipo normalmente fechadas, ou seja, é necessário que haja atuação externa para que permaneçam abertas e são válvulas de segurança de alta confiabilidade, a possibilidade de falha simultânea das 2 válvulas é extremamente remota.

- Ainda com relação à HA 101, relativa à Perda de Ancoragem, observa-se que há registro de rupturas de uma ou duas linhas de ancoragem das embarcações, mas nunca de todas elas simultaneamente. Na P-54 há ainda o monitoramento do tensionamento das linhas de ancoragem, permitindo a antecipação e correção de eventuais problemas.
- Com relação ao Subsistema 1, relativo às *Instalações Submarinas*, as HA's 01, 03, 06, 07, 09 e 10 foram classificadas como Risco Moderado. Neste caso, observa-se que é fundamental a manutenção da operação assistida e dos sensores de baixa pressão, de forma a minimizar o tempo necessário para detecção do vazamento. Uma vez mais ressalta-se a importância de proteção às linhas flexíveis nos trechos emersos, com a adoção de procedimentos específicos de navegação e transferência de óleo.
- Com relação ao Subsistema 2, *Plataforma de Chegada dos Risers*, tem-se as HA's 12, 14, e 15 classificadas como Risco Moderado, estando associadas a liberações de óleo e gás. Observa-se que os vazamentos de óleo que ocorrem

na plataforma foram classificados como menos severo que os de gás (HA 12 comparada à HA 18, por exemplo), uma vez que se considerou que um grande vazamento de óleo liberaria parte do volume de uma linha de produção (4,5m³) enquanto que o vazamento de gás poderá gerar um incêndio capaz de afetar todas ou grande número de linhas de óleo.

- No Subsistema 3, *Separação e Processamento de Óleo*, as HA's 20, 22, 24, 26, 28, 31 e 32 foram classificadas como Risco Moderado. Entretanto, a presença do piso de chapa no convés, associada ao sistema de drenagem e bacias de contenção, permitem a drenagem do óleo derramado, impedindo que o mesmo venha a atingir o mar.
- No Subsistema 4, *Compressão e Tratamento de Gás*, as HA's 34, 36, 41, 46 e 48 foram classificadas como Risco Moderado, sob a ótica ambiental. Embora manuseiem apenas gás, há o risco de um grande vazamento vir a resultar em grande liberação de óleo nos Separadores e Tratadores de óleo, além das tubulações. Todavia, cabe destacar que a distância entre as plantas de compressão e separação reduz a intensidade das ondas de choque e, adicionalmente, os vasos de óleo foram projetados para suportar sobrepressões de até 0,5 bar, valor este compatível com a composição química do gás em questão, onde mais de 70% é Metano. Adicionalmente, a ação do sistema de combate a incêndio por dilúvio promove o resfriamento adequado e suficiente dos vasos e tubulações, impedindo a propagação de incêndios.

Outro risco significativo associado ao Subsistema 4 diz respeito a vazamentos na Linha de Exportação de Gás (HA 48), que deixa o FPSO pela plataforma lateral. Neste caso, a ocorrência de incêndios poderia levar a impactos nas linhas próximas e os Tanques de Carga Laterais poderiam ser impactados. Porém, a ação do Sistema de Inertização, a presença de proteção passiva ao redor das linhas vizinhas do Tanque de Carga e a facilidade de dispersão dos gases reduzem a severidade dos impactos associados.

- No Subsistema 5, *Flare*, apenas as HAs 52, 55 e 56 foram classificadas como Risco Moderado, uma vez que a frequência esperada de operação é reduzida e aplicam-se as mesmas considerações feitas ao Subsistema 4. No caso da HA 55, uma grande liberação de gás poderia resultar em incêndio ou explosão e afetar um dos vasos que processam óleo. Porém, conforme já avaliado no sistema 4, os sistemas de segurança e critérios de projeto adotados no que diz respeito a explosão e incêndios protegem adequadamente os demais equipamentos. No caso das HAs 52 e 56 há o risco de descontrole operacional gerar arraste de condensado com queda de óleo no mar.
- No Subsistema 6, *Utilidades*, as HA's 61 e 63 foram classificadas como Risco Moderado. Todas dizem respeito a grandes liberações de produto, que tendem a ser contidos pelo piso e pelo sistema de drenagem, de forma análoga ao observado no Subsistema 3.
- O Subsistema 7, *Tratamento de Água Produzida e Drenagem Fechada*, contem as HA's 65, 67, 69, 70, 71 e 72 classificadas como Risco Moderado. Na HA 70 há o risco de falha do Analisador de Água, que resultaria em descarte de água com teor de óleo acima de 20 ppm além do risco de vazamentos ou ruptura das linhas. Entretanto, a realização de amostragem freqüente para análise da

qualidade da água, além dos sistemas de controle existente tende a limitar o volume a ser descartado, restringindo a severidade associada.

- No Subsistema 8, *Tratamento de Água de Drenagem Aberta*, apenas as HA's 74, 77, 79 e 81 foram classificadas como Risco Moderado. As HA's 74 e 81 estão associadas ao risco de ruptura da tubulação exposta no Convés Principal, onde o sistema de drenagem conteria o vazamento ou parte do costado do Tanque de *Slop*, com derrame no mar. Neste último caso, este Tanque tende a ser mantido apenas parcialmente cheio, na maior parte do tempo com água, apresentando teor reduzido de óleo. Portanto, seria necessário um grande derrame para que quantidade significativa de óleo fosse liberada. Adicionalmente estes tanques recebem revestimento contra corrosão e injeção de biocida, o que reduz a ação de bactérias reductoras de sulfato e presença de H₂S nos tanques. A HA 77 diz respeito à falhas no Analisador de água descartada, a exemplo da HA 70;
- O Subsistema 9, Tancagem, concentra os maiores volumes de óleo. Além da HA 83, classificada como Risco Crítico, todas as demais HA's (82, 84, 85 e 86) estão associadas a Risco Moderado. Portanto, este sistema demanda acompanhamento e cuidados especiais, ainda que os critérios de projeto privilegiem a segurança ambiental.

Dentre estes cuidados cita-se a amostragem da água dos Tanques de Lastro, para detecção de eventual comunicação com os Tanques de Carga. Outro fator importante é a interrupção da operação em caso de falha no sistema de injeção de gás inerte.

- O Subsistema 10, *Importação e Exportação de Gás, Óleo e Outros*, tem como risco moderado as HA's 87, 88, 89, 94 e 95. Este Subsistema apresenta o maior potencial de criticidade dentre os sistemas da embarcação, especialmente associado às linhas de *Offloading* e de Recebimento de Diesel. Merece especial destaque o fato da linha de Diesel ser classificada como Risco Crítico, enquanto que o pequeno derrame associado à linha de *Offloading*, na HA 89, recebe a classificação de Risco Moderado, apesar da maior vazão da segunda. Este fato deve-se ao grau de proteção que esta recebe, com a presença de sensores de baixa pressão, acompanhamento freqüente e automático nas duas embarcações, o que não ocorre na linha de Diesel. Adicionalmente, a linha de *Offloading* possui maior resistência a impactos mecânicos, como choques de outras embarcações.

Desta forma, considerou-se que a probabilidade de ocorrência e o tempo de detecção de um vazamento na linha de diesel tende a ser consideravelmente maior que na de *Offloading*, razão pela qual a o fator de risco foi majorado no caso do Diesel. Esta majoração implica na necessidade de acompanhamento criterioso da operação de recebimento de diesel.

- No Subsistema 11, Agentes Externos – Fatores Climáticos e Barcos de Apoio, foram classificadas como Risco Moderado as HA's 99, 100 e 101, já analisadas no início da Análise dos Riscos Moderados, e a HA 103, avaliada na Seção dos Riscos Críticos, quando da análise dos Acidentes com Barcos de Apoio.

Portanto, a partir da análise destes resultados, observa-se que a freqüência esperada de acidentes tende a ser reduzida quando da aplicação dos dispositivos e procedimentos normais de operação e segurança. A própria distribuição dos cenários de risco, com

grande número de riscos classificados como Não-críticos, apresenta-se como reveladora do grau de segurança obtido na instalação.

Finalmente, cabe destacar que, a idade da concepção e execução do projeto de conversão da embarcação tornou necessária a incorporação de dispositivos de segurança e controle próximos do estado da arte da engenharia atual, quer seja pelo aprimoramento da legislação mundial, pela crescente importância atribuída a impactos de imagem da companhia ou pela pressão dos órgãos ambientais e governamentais.

A exigência de estudos como as Análises de Incêndio e Explosão, de Colisão, de Quedas de Objeto, de Dispersão dos Gases no *Flare* e na Planta e da Análise Quantitativa de Riscos, incorporando critérios de risco baseados em metodologia ALARP (*As Low as Reasonable Practicable*), a existência de Sistema de Gerenciamento de Riscos (SMS - *Safety Management System*) desde o projeto e a verificação dos sistemas chave através de estudos de HAZOP (*Hazard and Operability Study*) são resultados desta política.

Através destes estudos os principais riscos foram identificados e tratados na fase de projeto, facilitando sua incorporação à filosofia e reduzindo a severidade e frequência residuais.

Riscos Originais e Riscos Residuais

a) Atividade de Instalação

Os *Riscos Originais* relativos à Atividade de Instalação, identificados e analisados no item 8.5.3, tendem a ser minorados pela adoção das medidas mitigadoras recomendadas, resultando em *Riscos Residuais* cuja severidade e frequência associadas resultam em novas classes de Risco. O Quadro 8.1-25 apresenta a nova classificação destes riscos, para cada uma das Hipóteses Acidentais identificadas.

A adoção das medidas propostas não altera a classificação final dos riscos, uma vez que todas as HA's foram originariamente classificadas como Risco Não-crítico. O Quadro 8.1-26 resume a classificação final dos riscos, relativos às atividades de instalação do FPSO e suas linhas.

Quadro 8.1-25. Classificação dos Riscos Residuais – Atividade de Instalação.

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÕES
		ORIGINAL	F	S	R	
1	Queda Da Árvore de Natal Molhada (ANM)	RNC	A	1	RNC	Mantêm-se as classes de frequência e severidade.
2	Liberação de produto durante teste	RNC	B	1	RNC	A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência associada.
3	Impacto às linhas submarinas, durante período de espera do FPSO	RNC	B	1	RNC	A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência associada.
4	Impacto ao gasoduto na instalação da linha.	RNC	B	1	RNC	Reduz-se o valor da Frequência, porém sem alteração de sua classe final, mantendo-se a classe do Risco.
5	Desposicionamento do FPSO na fase de instalação	RNC	A	1	RNC	Mantêm-se as classes de frequência e severidade.

Quadro 8.1-26. Distribuição dos Riscos Residuais – Atividade de Instalação.

		SEVERIDADE					TOTAL
		1	2	3	4	5	
FREQUÊNCIA	E						0 (0,0%)
	D						0 (0,0%)
	C						0 (0,0%)
	B	3					3 (60,0%)
	A	2					2 (40,0%)
TOTAL		5 (100,0%)	0 (0,00%)	0 (0,00%)	0 (0,00%)	0 (0,00%)	5 (100%)

Legenda

Frequência:

A = Extremamente Remota
B = Remota
C = Improvável
D = Provável
E = Frequente

Severidade:

1 = Nenhum impacto ao meio ambiente
2 = Impacto restrito à plataforma.
3 = Vazamento de óleo de até 8 m³
4 = Vazamento de óleo entre 8 m³ e 200 m³
5 = Vazamento de óleo maior que 200 m³

Risco:

RC=Risco Crítico
RM=Risco Moderado
RNC= Risco Não-Crítico

b) Atividade de Produção

Os *Riscos Originais* identificados e analisados anteriormente tendem a ser minorados pela adoção das medidas mitigadoras recomendadas, resultando em *Riscos Residuais* cuja severidade e frequência associadas resultam em novas classes de Risco. O

Quadro 8.1-27 apresenta a nova classificação destes riscos, para cada uma das Hipóteses Acidentais identificadas.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÕES
		ORIGINAL	F	S	R	
1	Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 1.1)	RM	C	3	RM	Reduz-se a classe de Frequência, porém mantém-se a classe do Risco
2	Grande liberação de óleo produzido (Trecho 1.1)	RC	B	5	RC	A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência associada, porém não reduz a severidade em caso de ruptura de componentes, o que mantém a classe do risco.
3	Pequena liberação de gás de injeção (Trecho 1.2)	RM	C	3	RM	Reduz-se a classe de Frequência, porém mantém-se a classe do Risco.
4	Grande liberação de gás de injeção (Trecho 1.2)	RC	B	5	RC	Embora a adoção de procedimentos mais restritivos para a navegação reduza o valor da frequência, esta ainda mantém a classificação original, mantendo-se a classe de risco.
5	Liberação de fluido de Controle Hidráulico (Trecho 1.3)	RNC	C	1	RNC	Reduz-se a classe de frequência, porém mantém-se a classe do Risco
6	Pequena liberação de produtos químicos (Trecho 1.3)	RM	B	3	RM	Reduz-se a classe de frequência, porém ainda há liberação no mar, mantendo a classe do Risco
7	Grande liberação de produtos químicos (Trecho 1.3)	RM	B	4	RM	Embora a adoção de procedimentos mais restritivos para a navegação reduza o valor da frequência, esta ainda mantém a classificação original, mantendo-se a classe de risco.
8	Liberação de fluido de Controle Hidráulico (Trecho 1.4)	RNC	C	1	RNC	Reduz-se a classe de frequência, porém mantém-se a classe do Risco
9	Pequena liberação de produtos químicos (Trecho 1.4)	RM	B	3	RM	Reduz-se a classe de frequência, porém ainda há liberação no mar, mantendo a classe do Risco
10	Grande liberação de produtos químicos (Trecho 1.4)	RM	B	4	RM	Embora a adoção de procedimentos mais restritivos para a navegação reduza o valor da frequência, esta ainda mantém a classificação original, mantendo-se a classe de risco.
11	Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 2.1)	RNC	C	2	RNC	Reduz-se a classe de Frequência, porém mantém-se a classe do Risco

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÕES
		ORIGINAL	F	S	R	
12	Grande liberação de óleo produzido (Trecho 2.1)	RM	B	3	RM	O dimensionamento adequado do sistema de drenagem poderá impedir o derrame de óleo no mar ou limitá-lo a quantidades reduzidas. Porém, especialmente em caso de colisão, é possível que determinados volumes de óleo ainda cheguem ao mar, o que mantém a classe de severidade e, conseqüentemente, a de Risco.
13	Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 2.2)	RNC	C	2	RNC	Reduz-se a classe de freqüência, porém mantém-se a classe do risco.
14	Grande liberação de óleo produzido (Trecho 2.2)	RM	B	2	RNC	A visualização precoce do vazamento, através das câmeras de TV (CCTV), possibilita o controle do vazamento, impedindo-o de atingir o mar. Desta forma, reduz-se a classe de severidade e também a classe de risco.
15	Pequena liberação de gás de injeção (<i>Lift</i>) (Trecho 2.3)	RM	B	2	RNC	O aumento do grau de proteção dos tanques de Carga, associado às restrições de trabalho a quente no convés reduz a probabilidade de ocorrência de incêndios e evita impacto aos tanques, reduzindo, simultaneamente, as classes de Freqüência e Severidade. Portanto, reduz-se a classe de risco.
16	Grande liberação de gás de injeção (<i>Lift</i>) (Trecho 2.3)	RC	B	4	RM	O aumento do grau de proteção dos Tanques de Carga, a detecção precoce dos vazamentos através das CCTV e detectores tendem a reduzir a severidade associada aos vazamentos, reduzindo a classe de risco.
17	Pequena liberação de gás de injeção (<i>Lift</i>) (Trecho 2.4)	RNC	C	2	RNC	As restrições à navegação e a manutenção de políticas rígidas de inspeção e manutenção reduzem a freqüência esperada, embora a classe final de freqüência seja mantida.
18	Grande liberação de gás de injeção (<i>Lift</i>) (Trecho 2.4)	RC	B	5	RC	Embora as medidas propostas tendam a reduzir a freqüência associada, este novo valor ainda se enquadra na Classe inicial. Os dispositivos de proteção contra incêndio reduzem a possibilidade de impacto às linhas vizinhas, porém não diminui a classe de severidade associada, o que mantém a Classe de Risco.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
19	Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 3.1)	RNC	C	2	RNC	Reduz-se a classe de Freqüência.
20	Grande liberação de óleo produzido (Trecho 3.1)	RM	B	3	RM	O dimensionamento e manutenção adequada do sistema de drenagem reduzirão ou poderão até mesmo impedir o derrame de óleo no mar, reduzindo a Classe de severidade. Porém a classe de Risco se mantém
21	Pequena liberação de gás produzido (Trecho 3.1)	RNC	C	2	RNC	A manutenção e/ou intensificação dos procedimentos associados à detecção de pequenos vazamentos reduzem a freqüência associada, porém sem alterar sua classificação.
22	Grande liberação de gás produzido (Trecho 3.1)	RM	B	2	RNC	A redução nos valores esperados de freqüência não é suficiente para alterar sua classe. Porém, a detecção precoce do vazamento associado à eliminação de fontes de ignição e ao bloqueio do vazamento pode evitar o incêndio / explosão e os impactos associados, limitando-se à liberação do gás e reduzindo a Classe de Risco.
23	Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 3.2)	RNC	C	2	RNC	Reduz-se a classe de Freqüência.
24	Grande liberação de óleo produzido (Trecho 3.2)	RM	B	3	RM	O dimensionamento e manutenção adequada do sistema de drenagem reduzirão ou poderão até mesmo impedir o derrame de óleo no mar, reduzindo a Classe de severidade. Porém a classe de Risco se mantém
25	Pequena liberação de gás produzido (Trecho 3.2)	RNC	C	2	RNC	A manutenção e/ou intensificação dos procedimentos associados à detecção de pequenos vazamentos reduzem a freqüência associada, porém sem alterar sua classificação.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
26	Grande liberação de gás produzido (Trecho 3.2)	RM	B	2	RNC	A detecção precoce do vazamento associado à redução de fontes de ignição e ao bloqueio do vazamento pode evitar o incêndio / explosão e os danos associados, limitando-se à liberação do gás.
27	Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 3.3)	RNC	C	2	RNC	Reduz-se a classe de Frequência.
28	Grande liberação de óleo produzido (Trecho 3.3)	RM	B	3	RM	O dimensionamento e manutenção adequada do sistema de drenagem reduzirão ou poderão até mesmo impedir o derrame de óleo no mar, reduzindo a classe de Severidade. Porém a classe de Risco se mantém
29	Pequena liberação de gás produzido (Trecho 3.3)	RNC	B	1	RNC	A pressão do gás neste trecho é muito baixa. As medidas propostas reduzem a Classe de Frequência.
30	Grande liberação de gás produzido (Trecho 3.3)	RNC	B	2	RNC	A pressão do gás neste trecho é muito baixa e existem poucos pontos de confinamento na área. As medidas propostas reduzem o valor da Frequência esperada, porém este novo valor ainda se enquadra na classificação original.
31	Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 3.4)	RM	C	2	RNC	A percepção do vazamento na fase inicial é fundamental para evitar que o óleo atinja o mar, reduzindo a Severidade.
32	Grande liberação de óleo produzido (Trecho 3.4)	RM	B	3	RM	Uma vez que o Convés Principal dispõe de sistema de drenagem, a grande maioria dos derramamentos, mesmo de grande porte, será contida no Convés. Entretanto, é possível que, com o movimento do navio, ocorram algumas liberações. Desta forma, reduz-se a classe de Severidade, porém mantém-se a de risco.
33	Pequena liberação de gás (Trecho 4.1)	RNC	C	1	RNC	Reduz-se a classe de Frequência.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HÁ	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
34	Grande liberação de gás (Trecho 4.1)	RM	B	2	RNC	A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduzem a severidade associada ao vazamento.
35	Pequena liberação de gás (Trecho 4.2)	RNC	C	1	RNC	Reduz-se a classe de Frequência.
36	Grande liberação de gás (Trecho 4.2)	RM	B	2	RNC	A detecção precoce do vazamento, associada à redução das fontes de ignição reduzem a severidade associada ao vazamento.
37	Pequena liberação de gás (Trecho 4.3)	RNC	C	1	RNC	Reduz-se a classe de Frequência.
38	Grande liberação de gás (Trecho 4.3)	RNC	B	2	RNC	A detecção precoce do vazamento, associada à redução das fontes de ignição reduzem a severidade, porém sem alterar a sua classificação original.
39	Liberação de condensado (Trecho 4.3)	RNC	C	1	RNC	O condensado tende a vaporizar-se com facilidade e é mais leve que o ar. As medidas propostas reduzem a frequência, porém sem alterar sua classificação.
40	Pequena liberação de gás (Trecho 4.4)	RNC	C	1	RNC	Reduz-se a classe de Frequência.
41	Grande liberação de gás (Trecho 4.4)	RM	B	2	RNC	A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduzem a classe de severidade.
42	Liberação de condensado (Trecho 4.4)	RNC	C	1	RNC	O condensado tende a vaporizar-se com facilidade e é mais leve que o ar. As medidas propostas reduzem a frequência, porém sem alterar sua classificação.
43	Pequena liberação de Glicol (Trecho 4.5)	RNC	C	1	RNC	Reduz-se a classe de Frequência.
44	Grande liberação de Glicol (Trecho 4.5)	RNC	B	2	RNC	Atuação do Sistema de Drenagem evita o derrame no mar. As medidas propostas reduzem o valor da frequência, porém sem alterar sua classificação.
45	Liberação de Gás em baixa pressão (Trecho 4.5)	RNC	B	1	RNC	A detecção precoce, a ausência de fontes de ignição evitam a ocorrência de incêndios e explosões neste gás de baixa pressão, reduzindo a classe de severidade.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HÁ	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
46	Pequena liberação de gás (Trecho 4.6)	RM	C	3	RM	Reduz-se a classe de Freqüência, porém a classe do risco se mantém.
47	Grande liberação de gás (Trecho 4.6)	RC	B	4	RM	A detecção precoce do vazamento, associada à redução das fontes de ignição e a garantia de continuidade operacional do sistema de gás inerte reduzem a classe de Severidade.
48	Pequena liberação de gás (Trecho 4.7)	RM	C	3	RM	Reduz-se a classe de Freqüência.
49	Grande liberação de gás (Trecho 4.7)	RC	B	4	RM	A detecção precoce do vazamento, associada à redução das fontes de ignição, a localização das linhas, em área aberta, com proteção passiva ao redor e a garantia de continuidade operacional do sistema de gás inerte reduzem a classe de severidade.
50	Pequena liberação de gás combustível (Trecho 4.8)	RNC	C	1	RNC	Reduz-se a classe de Freqüência.
51	Grande liberação de gás combustível (Trecho 4.8)	RNC	B	2	RNC	A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduz a severidade associada, porém sem altera sua classificação.
52	Presença de Hidrocarbonetos líquidos nos queimadores (Trecho 5.1)	RM	C	3	RM	Operação adequada do Vaso do Flare tende a evitar derrame no mar. Medidas propostas reduzem a classe de freqüência, mas não alteram a classificação do risco.
53	Falha do processo de queima (Trecho 5.1)	RNC	C	1	RNC	Altura da lança é projetada de forma a facilitar a dispersão da nuvem gasosa, sem atingir a planta de processo.
54	Pequena liberação de gás combustível (Trecho 5.1)	RNC	C	2	RNC	Reduz-se a classe de Freqüência.
55	Grande liberação de gás combustível (Trecho 5.1)	RM	B	2	RNC	A detecção precoce do vazamento, associada à redução das fontes de ignição reduzem a classe de Severidade.
56	Presença de Hidrocarbonetos líquidos nos queimadores (Trecho 5.2)	RM	B	3	RM	Operação adequada do Vaso do Flare tende a evitar derrame no mar. Medidas propostas reduzem a classe de freqüência, mas não se altera a classificação do risco.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	r	
57	Falha do processo de queima (Trecho 5.2)	RNC	C	1	RNC	Altura da lança é projetada de forma a facilitar a dispersão da nuvem gasosa, sem atingir a planta de processo.
58	Pequena liberação de gás combustível (Trecho 5.2)	RNC	C	2	RNC	Reduz-se a classe de frequência.
59	Grande liberação de gás combustível (Trecho 5.2)	RNC	B	2	RNC	A detecção precoce do vazamento, associada à redução das fontes de ignição reduzem a severidade, porém sem alterar sua classificação.
60	Pequena liberação de produtos químicos (Trecho 6.1)	RNC	C	2	RNC	Reduz-se a classe de Frequência.
61	Grande liberação de produtos químicos (Trecho 6.1)	RM	B	2	RNC	Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar. Medidas propostas reduzem a classe de frequência e severidade, alterando a classe do risco.
62	Pequena liberação de óleo diesel (Trecho 6.2)	RNC	C	2	RNC	Reduz-se a classe de Frequência.
63	Grande liberação de óleo diesel (Trecho 6.2)	RM	B	2	RNC	Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar. Medidas propostas reduzem a classe de Frequência, de Severidade e do Risco
64	Pequena liberação de água oleosa (Trecho 7.1)	RNC	C	2	RNC	Atuação do Sistema de Drenagem evita derrame no mar.
65	Grande liberação de água oleosa (Trecho 7.1)	RM	B	2	RNC	Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar, reduzindo a classe de Severidade e do Risco.
66	Pequena liberação de óleo (Trecho 7.2)	RNC	B	2	RNC	Reduz-se a classe de Frequência.
67	Grande liberação de óleo (Trecho 7.2)	RM	B	2	RNC	Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar, reduzindo a classe de Severidade e do Risco.
68	Pequena liberação de água oleosa (Trecho 7.3)	RNC	B	2	RNC	Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar. Reduz-se a classe de Frequência.
69	Grande liberação de água oleosa (Trecho 7.3)	RM	B	2	RNC	Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar, reduzindo a classe de Severidade e do Risco.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
70	Descarte de água com teor de óleo acima do permitido	RM	B	3	RM	Amostragem freqüente tende a reduzir o volume de óleo liberado, reduzindo a freqüência e mantendo a severidade, porém sem alterar a classe de risco.
71	Pequena liberação de óleo (Trecho 7.4)	RM	B	2	RNC	A manutenção de todas as aberturas fechadas contém o óleo no navio, reduzindo a classe de Freqüência, Severidade e do Risco.
72	Grande liberação de óleo (Trecho 7.4)	RM	B	2	RNC	A manutenção de todas as aberturas fechadas contém o óleo no navio, reduzindo a classe de Severidade e do Risco.
73	Pequena liberação de água oleosa (Trecho 8.1)	RNC	B	2	RNC	Reduz-se a classe de freqüência.
74	Grande liberação de água oleosa (Trecho 8.1)	RM	B	2	RNC	Com possibilidade de bloqueio e interrupção do bombeio, mesmo no caso de ruptura das linhas, apenas parte da água vazaria para o convés, sendo contida pelas paredes laterais, com as aberturas fechadas. Reduzindo a classe de severidade e do risco.
75	Pequena liberação de água oleosa (Trecho 8.2)	RNC	B	1	RNC	Vazamentos serão contidos no interior da Praça de Máquinas. Medidas reduzem a freqüência.
76	Grande liberação de água oleosa (Trecho 8.2)	RNC	B	1	RNC	Vazamentos serão contidos no interior da Sala de Máquinas.
77	Descarte de água com teor de óleo acima do permitido	RM	B	3	RM	Amostragem freqüente tende a reduzir o volume de óleo liberado, reduzindo a freqüência, porém sem alterar a classe de risco.
78	Pequena liberação de óleo (Trecho 8.3)	RNC	B	2	RNC	Reduz-se a classe de Freqüência.
79	Grande liberação de óleo (Trecho 8.3)	RM	B	2	RNC	Com possibilidade de bloqueio e interrupção do bombeio, mesmo no caso de ruptura das linhas, apenas parte da água vazaria para o convés, sendo contida pelas trincações, com as aberturas fechadas, reduzindo a classe de Severidade e do Risco.
80	Pequena liberação de óleo (Trecho 8.4)	RNC	B	2	RNC	A baixa periodicidade de utilização desta linha, associada às medidas mitigadoras reduzem a classe de freqüência.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
81	Grande liberação de óleo (Trecho 8.4)	RM	B	3	RM	Apesar da adoção das medidas mitigadoras resultar em redução nos valores de frequência e severidade, sua classe original é mantida. Adicionalmente, em caso de colisão com embarcação, não há como reduzir a severidade, o que mantém o valor do risco. Ressalta-se que este tanque ocupa uma pequena porção do costado, o que torna bastante improvável uma colisão diretamente sobre ele.
82	Pequena liberação de óleo (Trecho 9.1)	RM	B	3	RM	Reduz-se a classe de Frequência.
83	Grande liberação de óleo (Trecho 9.1)	RC	B	5	RC	As medidas mitigadoras atuam sobre a frequência, porém não alteram a classe original. Observa-se que não há redução da severidade no caso de ruptura de um dos Tanques de Carga.
84	Contaminação dos tanques de Lastro (Trecho 9.2)	RM	B	3	RM	A monitoração rotineira permitirá a detecção de trincas, reduzindo a frequência associada à liberação, porém mesmo assim é possível que quantidade significativa de óleo seja liberada para o Tanque de Lastro.
85	Liberação de Óleo no Tanque de Slop (Trecho 9.3)	RM	B	3	RM	Reduz-se a classe de Frequência.
86	Liberação do Diesel no tanque de Diesel (trecho 9.4)	RM	B	4	RM	Apesar da adoção das medidas mitigadoras resultar em redução nos valores de frequência, suas classes originais são mantidas, mantendo-se o valor do risco. Observa-se que, com esta linha corre sobre o convés, no caso de grande liberação há o risco de queda de óleo no mar.
87	Pequena liberação de óleo (Trecho 10.1)	RM	B	2	RNC	Reduz-se a classe de Frequência. A manutenção das aberturas fechadas permitirá conter todo o óleo no Convés, impedindo o derrame no mar, reduzindo a severidade e a classe do risco.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
88	Grande liberação de óleo (Trecho 10.1)	RM	B	3	RM	As medidas mitigadoras atuam sobre a frequência (porém sem alterar sua classificação), e a severidade. Porém mesmo com a possibilidade de conter o óleo no Convés, ainda poderá haver óleo no mar.
89	Pequena liberação de óleo (Trecho 10.2)	RM	B	3	RM	Reduz-se a classe de Frequência. Porém, como este trecho encontra-se no mar, mesmo a interrupção imediata do bombeio não impediria o derrame de óleo.
90	Grande liberação de óleo (Trecho 10.2)	RC	B	5	RC	As medidas mitigadoras atuam sobre a frequência (porém sem alterar sua classificação) e severidade, porém em caso de ruptura da linha haverá grande derramamento de óleo no mar.
91	Pequena liberação de gás no gasoduto (Trecho 10.3)	RM	B	2	RNC	A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência associada. A redução na severidade é garantida pela restrição às fontes de ignição pela proteção passiva e pela detecção precoce do vazamento.
92	Grande liberação gás no gasoduto (Trecho 10.3)	RM	B	4	RM	A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência associada. A ação sobre a componente severidade é efetuada pela restrição às fontes de ignição pela proteção passiva e pela detecção precoce do vazamento. Porém, no caso de grandes vazamentos, ainda haverá risco de derrame de óleo no mar nos Risers vizinhos, mantendo-se inalteradas as classificações da Frequência e Severidade.
93	Liberação de fluido de Controle Hidráulico (Trecho 10.4)	RNC	C	1	RNC	Reduz-se a classe de frequência, porém mantém-se a classe do Risco
94	Pequena liberação de produtos químicos (Trecho 10.4)	RM	B	3	RM	Reduz-se a classe de frequência, porém ainda há liberação no mar, mantendo a classe do Risco

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
95	Grande liberação de produtos químicos (Trecho 10.4)	RM	B	4	RM	Embora a adoção de procedimentos mais restritivos para a navegação reduza o valor da frequência, esta ainda mantém a classificação original, mantendo-se a classe de risco.
96	Pequena liberação de óleo diesel marítimo (Trecho 10.5)	RC	D	3	RM	Reduz-se a classe de Frequência, alterando-se a classificação do Risco
97	Grande liberação de óleo diesel marítimo (Trecho 10.5)	RC	C	3	RM	Reduzem-se as classes de Frequência e Severidade, alterando-se a classificação do Risco
98	Adernamento Excessivo	RNC	B	2	RNC	O Sistema de Controle de Lastro, aliado ao sistema de ancoragem e às condições climáticas da Bacia de Campos tornam esta hipótese remota.
99	Emborcamento do FPSO	RM	A	5	RM	A adoção das medidas preventivas e mitigadoras reduz o valor da frequência associada, embora sem alterar sua categoria, que já havia recebido o menor valor dentre as classes adotadas (Categoria A). Entretanto, não reduz a severidade em caso de falha dos dispositivos de operação e controle, o que mantém a classe do risco. Deve-se destacar que não há registros anteriores de emborcamento de FPSO.
100	Afundamento	RM	A	5	RM	A adoção das medidas preventivas e mitigadoras reduz o valor da frequência associada, embora sem alterar sua categoria, que já havia recebido o menor valor dentre as classes adotadas (Categoria A). Entretanto, não diminui a severidade em caso de falha dos dispositivos de operação e controle, o que mantém a classe do risco. Deve-se destacar que não há registros anteriores de afundamento de FPSO

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continua...)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
101	Perda de Ancoragem	RM	A	5	RM	<p>A adoção das medidas preventivas e mitigadoras reduz o valor da frequência associada, embora sem alterar sua categoria, que já havia recebido o menor valor dentre as classes adotadas (Categoria A). Entretanto, não diminui a severidade em caso de falha dos dispositivos de operação e controle, o que mantém a classe do risco.</p> <p>Deve-se destacar que não há registros anteriores de PERDA TOTAL DO Sistema de Ancoragem em FPSOs, embora haja relato de rompimento de alguma das amarras, em condições climáticas extremas, como furacões e tornados.</p>
102	Colisão com Helicópteros	RM	B	3	RM	As normas restritivas de voo de helicópteros, especialmente na aproximação do FPSO, tornam esta hipótese remota.
103	Colisão com Barcos de Apoio	RC	B	5	RC	O principal risco deste tipo de colisão diz respeito às linhas flexíveis na plataforma dos <i>Risers</i> , já analisadas nas HA's 1 a 11, 16 e 17, além de impacto aos Tanques de Carga e Slop, HA's 82 e 84. Conforme já mencionado na análise destas HA's, não há como reduzir a severidade associada a grandes liberações, especialmente no caso das linhas flexíveis, o que mantém a classe do risco.
104	Colisão com Navio Aliviador durante aproximação	RC	B	5	RC	A proibição de aproximação do Aliviador por Bombordo tende a proteger as linhas flexíveis, porém poderá haver impacto aos Tanques de Carga, em caso de colisão. Desta forma, mantém-se as classes de Frequência e Severidade.
105	Colisão com Navio Aliviador durante exportação de óleo (<i>Offloading</i>)	RC	B	5	RC	A utilização de Aliviador com Posicionamento Dinâmico reduz a frequência de colisão, porém sem alterar sua classificação.

Quadro 8.1-27. Classificação dos Riscos Residuais. (continuação)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÃO
		ORIGINAL	F	S	R	
106	Pequena liberação de óleo no Barco de Apoio, no transbordo para o FPSO	RM	B	3	RM	A adoção das medidas preventivas e mitigadoras reduz o valor da frequência associada. Adicionalmente, não diminui a severidade em caso de falha dos dispositivos de operação e controle, o que mantém a classe do risco.
107	Grande liberação de óleo no Barco de Apoio, no transbordo para o FPSO	RC	B	5	RC	A adoção das medidas preventivas e mitigadoras reduz o valor da frequência associada, embora sem alterar sua categoria. Adicionalmente, não diminui a severidade em caso de falha dos dispositivos de operação e controle, o que mantém a classe do risco.
108	Blowout	RM	A	5	RM	A adoção das medidas preventivas e mitigadoras reduz o valor da frequência associada, embora sem alterar sua categoria, que já havia recebido o menor valor dentre as classes adotadas (Categoria A). Entretanto, não diminui a severidade em caso de falha dos dispositivos de operação e controle, o que mantém a classe do risco.

A partir do apresentado no Quadro 8.1-27, pode-se observar que a adoção das medidas mitigadoras propostas atua principalmente sobre a componente Frequência associada ao Risco.

Das 14 HA's que foram classificadas originalmente como Risco Crítico (RC), observa-se que em cinco delas (16, 47, 49, 96 e 97), houve modificação na classificação do risco, reduzindo-se para Risco Moderado (RM). Em três delas (16, 47 e 49) houve redução de severidade, na HA 96 houve redução da frequência esperada de ocorrência do vazamento, e na HA 97 houve redução na frequência e severidade associada, uma vez que a percepção imediata da liberação de diesel resulta em interrupção na operação de bombeio e, por consequência, do volume derramado.

Com relação ao Risco de maior criticidade, representado na HA 02, observa-se que houve redução na categoria de frequência, porém, manteve-se a classe de risco, permanecendo como Risco Crítico (RC). Nas demais HA's não houve redução nas classificações de frequência ou severidade. Isto se deve pela impossibilidade de limitar o volume a ser liberado em caso de Ruptura do Tanque e pelo grande volume que pode ser liberado na Linha de *Offloading*, desde o início do vazamento até a sua detecção, aliado ao fato

destas Hipóteses Acidentais estarem associadas à uma classificação reduzida de frequência. No caso da linha de *Offloading* a vazão de óleo é elevada, (7200 m³/h). Entretanto, a adoção das medidas propostas tenderia a reduzir ainda mais a frequência esperada deste tipo de acidente, aumentando simultaneamente a disponibilidade das ferramentas de controle.

O Quadro 8.1-28 resume a distribuição das HA's para o *Risco Residual* para a Atividade de Produção, em função da nova combinação de *frequência* e *severidade*. Neste quadro observa-se que os Riscos Críticos estão representados por 9 hipóteses acidentais (8,3%), 37 (34,3%) foram classificados como Risco Moderado e 62 (57,4%) receberam a classificação de Risco Não crítico.

Quadro 8.1-28. Distribuição dos Riscos Residuais – Atividade de Produção.

		SEVERIDADE					TOTAL
		1	2	3	4	5	
FREQUÊNCIA	E						0 (0,0%)
	D			1			1 (0,9%)
	C	13	15	5			33 (30,6%)
	B	4	30	19	8	9	70 (64,8%)
	A					4	4 (3,7%)
TOTAL		17 (15,7%)	45 (41,7%)	25 (23,1%)	8 (7,4%)	13 (12,0%)	108 (100%)

Legenda

Frequência:

A = Extremamente Remota
B = Remota
C = Improvável
D = Provável
E = Frequente

Severidade:

1 = Nenhum impacto ao meio ambiente
2 = Impacto restrito à plataforma.
3 = Vazamento de óleo de até 8 m³
4 = Vazamento de óleo entre 8 m³ e 200 m³
5 = Vazamento de óleo maior que 200 m³

Risco:

RC=Risco Crítico

RM=Risco Moderado

RNC= Risco Não-Crítico

8.1.5 Conclusão

A partir dos procedimentos e resultados obtidos, pode-se concluir que:

- i. A aplicação das técnicas de avaliação de riscos permite identificar e caracterizar os riscos mais significativos, respeitando-se as características reais da instalação;
- ii. A obtenção destes resultados permite que sejam identificadas medidas para a redução da frequência de ocorrência de eventos iniciadores de acidentes, ou para a redução da magnitude das conseqüências destes;
- iii. Deve-se considerar que a unidade, como qualquer instalação industrial, não apresenta risco zero. Porém a experiência adquirida pela PETROBRAS na operação de plataformas de produção e FPSO's tem sido incorporada continuamente em suas

unidades, assim como na filosofia de segurança que neles tem sido adotada, visando reduzir os riscos envolvidos na operação destas;

iv. Adicionalmente, o projeto e a construção da P-54 será executado por empresa cadastrada pela PETROBRAS, onde são exigidas capacitação técnica e experiência dedicada neste tipo de instalação. As companhias que fazem parte deste cadastro mantêm necessidade intrínseca à sua reputação de manter um registro isento de acidentes;

v. No Projeto da P-54, estão ainda incorporadas exigências relativas à novas análises de segurança, já aplicadas nos projetos recentes da P-43, P-48 e P-50, como análise de queda de objetos nos *Risers*, de explosão e outras;

vi. O FPSO P-54 será o resultado de uma conversão recente, a ser concluída em 2006. Seu projeto incorpora uma série de medidas de proteção ativa e passiva, resultado da aplicação da filosofia de segurança prescritiva, comum às melhores práticas adotadas nas instalações do Mar do Norte. Os sistemas de segurança foram projetados para operar em condições de emergência de forma a permitir a mitigação de acidentes;

vii. As medidas de proteção ativa, tais como, detectores de gás e incêndio, vinculadas a atuação de sistemas de combate a incêndio por dilúvio, sistemas de bloqueio, sistema de *shut-down* e sistemas de alívio vêm em muito contribuir para a redução do inventário vazado, bem como minimizar a magnitude de conseqüências decorrentes de possíveis acidentes;

viii. Determinados procedimentos operacionais, como operar com queima reduzida de gás, monitoração contínua da água descartada com amostragem periódica, utilização prioritária de gás natural em todos os processos de combustão de processo, incluindo a geração de energia com recuperação de calor e a geração de gás inerte, restrição e procedimentos específicos de navegação, aproximação e permanência de embarcações, refletem a preocupação e o cuidado com que as questões ambientais foram abordadas no projeto;

ix. Algumas destas medidas refletem-se diretamente nos Riscos associados à operação do FPSO. Entretanto, a concepção do projeto adotado, onde as linhas flexíveis estão instaladas numa plataforma no costado de Bombordo da embarcação, sujeitas a impactos por colisões com outras embarcações, resultou em número elevado de hipóteses acidentais classificadas como Risco Crítico, do ponto de vista ambiental;

x. Estes riscos foram explicitamente abordados no projeto, recebendo medidas de segurança adicionais, tais como as restrições à navegação, aproximação e operação de Navios Aliviadores e Barcos de Apoio. Estes procedimentos ativos de segurança são complementados pela proibição de uso do Guindaste de Bombordo para transferência de carga e a instalação de batente contra choques na Plataforma dos *Risers*;

xi. Além destes dispositivos e procedimentos ativos, o projeto de estruturas e suportes de tubulação contra cargas de explosão e a utilização de proteção passiva contra fogo, no revestimento de estruturas, paredes corta-fogo segregando áreas de processo e

acomodações, minimizam os riscos de fatalidades, sendo implementadas neste FPSO segundo as rígidas exigências de normas internacionais;

xii. Exemplo típico destas medidas de proteção passiva, com reflexo positivo nos riscos ambientais são o dimensionamento dos suportes dos equipamentos para sobrepressão de explosão até 0,5 bar, o afastamento das plantas de gás e óleo e a minimização da passagem de cargas suspensas sobre a planta de processo;

xiii. Os resultados obtidos na Análise Preliminar de Perigos indicam que, das 108 hipóteses acidentais (HA) identificadas, 14 foram classificadas como *Riscos Originais* considerados *Críticos* e 52 como *Riscos Moderados*. A fim de reduzi-los, foram propostas diversas medidas mitigadoras, implementadas a nível de projeto e ou a nível de adequação de procedimentos;

xiv. Estas HA's estão associadas a possíveis acidentes durante diferentes estágios da operação, tais como vazamentos e rupturas de linhas submarinas, incêndios, explosões e vazamentos na planta de processo e colisões afetando os Tanques de Carga, de *Slop* e as linhas de *Offloading* e transferência de diesel para a Unidade;

xv. Deve-se destacar a importância da aplicação e manutenção de programa de treinamento de pessoal, de forma a proporcionar a necessária reciclagem técnica, evitando a ocorrência de falhas humanas, e minimizando a probabilidade de erros em manobras ou o desrespeito às normas e procedimentos previamente determinados;

xvi. O Quadro 8.1-26 apresenta a distribuição dos cenários identificados por categorias de risco. Os valores obtidos estão compatíveis com os observados em outras unidades *offshore* que atualmente operam nas bacias brasileiras;

xvii. Finalizando, a avaliação dos Riscos Residuais, resultante da consideração da adoção das medidas mitigadoras recomendadas, indicou redução significativa dos riscos envolvidos com a operação do FPSO P-54 no campo de Roncador, na bacia de Campos. Esta avaliação indicou a redução para 9 Hipóteses Acidentais classificadas como *Risco Crítico* e 37 como *Risco Moderado*.

8.2. GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

8.2.1. Introdução

O processo de Gerenciamento dos Riscos Ambientais visa a ação planejada para o combate as eventuais situações de emergência consideradas como significativas a partir da Análise de Risco. Este planejamento engloba não só a identificação das medidas e ações, como incorpora a locação e verificação dos recursos necessários, treinamentos específicos e auditorias de todo o processo.

A partir dos procedimentos e resultados obtidos, os aspectos que sustentam o Plano de Gerenciamento de Riscos podem ser identificados. A aplicação das técnicas de avaliação

de riscos permite identificar e caracterizar os riscos mais significativos, respeitando-se as características reais da instalação;

A obtenção destes resultados faz com que sejam identificadas medidas para a redução da frequência de ocorrência de eventos iniciadores de acidentes, ou para a redução da magnitude das conseqüências destes;

As medidas de proteção ativa, tais como, detectores de gás e incêndio, vinculadas a atuação de outros dispositivos, tais como equipamentos de combate a incêndio e sistemas de bloqueio, vem em muito contribuir para a redução do inventário vazado, bem como minimizar a magnitude de conseqüências decorrentes de possíveis acidentes; e utilização de proteção passiva, tal como o revestimento de estruturas e paredes corta-fogo segregando salas de controle e acomodações, minimizam os riscos de fatalidades.

Deve-se destacar, ainda, a importância da aplicação e manutenção de programa de treinamento de pessoal, de forma a proporcionar a necessária reciclagem técnica, evitando a ocorrência de falhas humanas, e minimizando a probabilidade de erros em manobras ou o desrespeito as normas e procedimentos previamente determinados.

O Quadro 8.2-1 a seguir sintetiza as medidas preventivas e mitigadoras previstas para os cenários definidos anteriormente.

Quadro 8.2-1. Plano de gerenciamento de riscos do FPSO P-54. (continua...)

CENÁRIOS	MEDIDAS PREVENTIVAS E MITIGADORAS		
	Nº.	DESCRIÇÃO	SITUAÇÃO
Todos	R1	Manter operação assistida.	Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade.
Todos	R2	Rotina de inspeção	Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade.
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 14, 16, 17, 18, 93, 94, 95, 103, 104	R3	Restringir a passagem / presença de embarcações na região de Bombordo do FPSO	Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade.
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 17, 18, 93, 94, 95, 103	R4	Utilizar somente Barcos de Apoio com Posicionamento Dinâmico no uso do Guindaste de Bombordo	
11, 12	R5	Prever sistema de drenagem do óleo derramado na Plataforma de Chegada dos Riser	
13, 14, 15, 16, 31, 32	R6	Manter supervisão constante por câmeras de Circuito fechado de TV (CCTV)	Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade.
43, 44, 45, 46, 47, 50, 51, 82, 83	R7	Em caso de falha no Sistema de Gás Inerte, interromper a produção.	Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade.

Quadro 8.2-1. Plano de gerenciamento de riscos do FPSO P-54. (continua...)

CENÁRIOS	MEDIDAS PREVENTIVAS E MITIGADORAS		
	Nº.	DESCRIÇÃO	SITUAÇÃO
19, 20, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 43, 44, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 78, 79, 80, 81	R8	Manter Sistema de Drenagem desobstruído	19, 20, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 43, 44, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 78, 79, 80, 81
19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 54, 55, 58, 59, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 75, 76, 78, 79	R9	Seguir procedimentos da NR-13 para inspeção de vasos de pressão	Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade.
21, 22, 25, 26, 29, 30, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 40, 41, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 54, 55, 58, 59, 91, 92	R10	Manter operacional o Sistema de detecção de gás	Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade.
21, 22, 25, 26, 29, 30, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 40, 38, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 54, 55, 58, 59, 91, 92	R11	Condicionar a realização de trabalhos a quente à medição prévia da concentração de gás	
31, 32	R12	Prever contenção no Convés Principal, de forma a conter o óleo derramado	
41	R13	Suportes das linhas de alta pressão de gás deverão suportar carga de sobrepressão por explosão	
53, 57	R14	Manter operacional sistema de monitoração da chama do Flare	Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade.
70, 77	R15	Manter rotina periódica de amostragem e teste da água descartada	Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade.
71, 72, 73, 74, 75, 76, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 87, 88	R16	Manter permanentemente fechadas todas as aberturas do Convés Principal para o Mar	
82, 83, 85, 86, 91, 92	R17	Minimizar o tráfego de embarcações próximo ao FPSO	
82, 83, 104	R18	Manter rebocador para acompanhar aproximação do Aliviador	
82, 83, 89, 90, 105	R19	Operar somente com Navio Aliviador dotado de Posicionamento Dinâmico	

Quadro 8.2-1. Plano de gerenciamento de riscos do FPSO P-54. (continuação)

CENÁRIOS	MEDIDAS PREVENTIVAS E MITIGADORAS		
	Nº.	DESCRIÇÃO	SITUAÇÃO
84	R20	Prever rotina de amostragem da água dos Tanques de Lastro	Incluído no Plano de Operação/Manutenção da Unidade.
85	R21	Manter rotina de adição de biocida nos Tanques de Slop	Incluído no Plano de Operação/Manutenção da Unidade.
89, 90	R22	Manter rotina de inspeção e teste da linha de <i>Offloading</i>	Incluído no Plano de Operação/Manutenção da Unidade.
89, 90	R23	Impedir o tráfego de embarcações na área próxima ao Aliviador, durante o <i>Offloading</i>	
96, 97	R24	Seguir programa de inspeção e manutenção preventiva dos mangotes e conexões.	Incluído no Plano de Operação/Manutenção da Unidade.
96, 97	R25	Durante operação de transbordo, manter comunicação com rádio entre o operador da plataforma e da embarcação, de forma a interromper o bombeio em caso de vazamento	
96, 97	R26	Não carregar óleo diesel durante a noite ou em condições de mar adversas. Caso necessário, direcionar iluminação direta sobre os magotes	
103, 104, 105	R27	Durante operação de aproximação e transbordo, manter comunicação com rádio entre o operador do FPSO e a embarcação, de forma a reportar eventuais falhas.	
104, 105	R28	Manter rotina de inspeção e teste dos Navios Aliviadores	
104	R29	Restringir a aproximação do Navio Aliviador por Bombordo	
71, 72	R30	A operação de drenagem para liberação dos vasos dever	

Este plano de gerenciamento contempla todas as medidas mitigadoras (denominadas de recomendações na planilha) necessárias para reduzir o risco a uma categoria imediatamente abaixo.

Aspectos Relevantes do Gerenciamento

Os procedimentos estabelecidos para a redução das frequências de ocorrências e de suas conseqüências abordam questões relativas à:

- Segurança e meio ambiente
- Operações
- Recursos humanos e treinamento
- Regulamentos e requisitos
- Formulários

Entre esses procedimentos ressaltam-se alguns aspectos relevantes que, pela sua natureza são descritos com mais detalhes a seguir:

a) Inspeção e manutenção

Com base nas instruções de operação e manutenção dos manuais dos fabricantes dos equipamentos e experiência operacional das PETROBRAS, são elaboradas as Listas de Tarefas de Manutenção (LTM), definidas as demandas de sobressalentes e níveis mínimos de estoque dos sobressalentes e insumos.

Esses dados são cadastrados em um sistema informatizado, específico de programação e controle de manutenção (SAP-R3 Módulo PM), que emite as relações de serviços a serem executados e controla a sua execução, registra histórico dos eventos ocorridos com os equipamentos e programa a aquisição de sobressalente e controla o estoque destes. Esse sistema é auditado semestralmente.

Os equipamentos relacionados na NORMAN 1 como essenciais são caracterizados como críticos para a priorização das ações de inspeção e manutenção. Dentre esses estão relacionados todos os equipamentos relacionados com segurança industrial, saúde ocupacional e prevenção e controle de poluição e estabilidade das embarcações.

b) Capacitação técnica

A PETROBRAS possui um Plano de Classificação e Avaliação de Cargos (PCAC) no qual são definidos escolaridade, atribuições e conhecimentos específicos para cada cargo de cada carreira.

Os processos seletivos para contratação de novos empregados são desenvolvidos por concurso público nos quais são definidos as exigências de escolaridade e os conhecimentos estabelecidos para o cargo a ser preenchido no Plano de Classificação de Cargos.

c) Plano de Treinamento das Unidades Marítimas

O plano de treinamento das Unidades Marítimas é estabelecido como se segue:

Treinamento Modulado:

I - PÚBLICO ALVO

- Empregados da Petrobras
- Empregados das Empresas Contratadas

II - PERIODICIDADE

- BSI-C: Básico de Segurança Industrial para Contratadas - Reciclagem 04 anos.
- BSI: Básico de Segurança Industrial para Empregados da Petrobras – Reciclagem 03 anos.

III - CONTEÚDO PROGRAMÁTICO/CARGA HORÁRIA

- TÓPICO.1: Prevenção e Combate a Incêndios – 03:30 horas
- TÓPICO.2: Prevenção de Acidentes – 02:00 horas
- TÓPICO.3: Segurança Industrial – 06:00 horas
- TÓPICO.4: Salvatagem – 12:00 horas

Treinamento de Segurança para Empregados da Petrobras:

TIPOS/DENOMINAÇÃO DOS TREINAMENTOS:

- **RSI-P – Reciclagem em Segurança Industrial – PETROBRAS:** para todo empregado que trabalha em regime *onshore*, os que embarcam eventualmente ou os transferidos para a UN-RIO para trabalhar em terra. Reciclagem: 05 anos.
- **RCI – Reciclagem em Combate a Incêndio:** para todo empregado que trabalha em regime *offshore*. Reciclagem: 03 anos.
- **Brigada de Combate a Incêndio: todos os componentes de brigadas. IMPORTANTE:** Para que se possa atender ao objetivo deste treinamento, é necessário que toda a brigada seja treinada em conjunto, incluindo o Técnico de Segurança e os empregados contratados. Reciclagem: 01 ano.
- **BSI-P – BÁSICO DE SEGURANÇA INDUSTRIAL – PETROBRAS:** para todos os empregados *onshore*, recém admitidos e transferidos que passarão a trabalhar em regime *offshore*. Validade: 04 anos (após o prazo, o empregado fará o curso de acordo com o local de trabalho).

d) Plano de Gerenciamento de Simulados da UN-RIO

Este Plano, detalhado no Quadro 8.2-2, determina a programação dos exercícios simulados baseado nas hipóteses acidentais.

Quadro 8.2-2. Programação dos exercícios simulados baseado nas hipóteses acidentais.

ESCOPO DO CURSO	PERIODICIDADE
Realizar exercício simulado de “Combate a Incêndio” nas Unidades Marítimas.	No máximo a cada duas semanas. (ver obs. 4)
Realizar exercício simulado de “Evacuação da Unidade Marítima “	Trimestralmente
Realizar exercício simulado de “Abandono da Unidade Marítima	No máximo a cada duas semanas. (ver obs. 4)
Realizar exercício simulado de “Controle de Poluição por Óleo ou Produto Químico na Unidade Marítima com acionamento da Gerência imediata em terra (conforme SOPEP)	Anual
Realizar exercício simulado de “Vazamento em Fonte Radioativa”	Anual
Realizar exercício simulado para casos de Morte, Doença, ou Lesão Grave à Bordo	Bienal
Realizar exercício simulado de “Colisão de Aeronave contra a Unidade Marítima”	Anual
Realizar exercício simulado de “Abalroamento de Embarcação contra a Unidade Marítima”	Semestral
Realizar exercício simulado de Homem ao Mar	Mensal
Realizar exercício Simulado de “Adernamento da U.M.	Anual
Realizar exercício simulado de “Avaria por Mau Tempo, “Falha Estrutural e Rompimento de Linha de Ancoragem”	Anual
Realizar exercício simulado de “Alagamento da Unidade Marítima”	Anual

Os exercícios da tabela acima deverão ser realizados nas unidades.

OBS 1: Simulados de Avaria por mau tempo, Falha estrutural, Rompimento de linha de ancoragem, Abalroamento de embarcação com Unidade marítima, Adernamento e Alagamento poderão ser realizados, sempre que possível, em um mesmo evento.

OBS 2: Simulados de Combate a Incêndio, Evacuação e Abandono poderão ser realizados, sempre que possível, em um mesmo evento.

OBS 3: Simulados de Morte e lesão grave poderão ser realizados junto com qualquer outro exercício, sempre que possível.

OBS 4: Cada unidade deverá definir a periodicidade deste treinamento (Não superior a duas semanas) de forma a que todas as pessoas que trabalham permanentemente na unidade sejam treinadas pelo menos uma vez durante o seu período de embarque (14 dias).

e) Processo de contratação de terceiros

A contratação de serviços a terceiros é desenvolvida com base em procedimentos internos de contratação que são reunidos no Manual de Procedimentos Contratuais. Em todos os contratos firmados são estabelecidas exigências, em anexos específicos, quanto à capacitação profissional para a atividade a ser exercida, e em casos específicos são exigidas certificações, treinamentos em combate a incêndio e salvatagem, para todos que trabalham em instalações marítimas.

Quando da apresentação das equipes para desenvolvimento dos trabalhos, a fiscalização da PETROBRAS verifica o atendimento das exigências das contratuais, rejeitando aqueles que não as atenderem.

Em particular para os treinamentos de combate a incêndio e salvatagem, existe um sistema informatizado – Sistema de Qualificação Ampla – que, entre outros itens, controla o atendimento e o período de validade desses treinamentos, impedindo o embarque daqueles que não satisfaçam as exigências estabelecidas.

f) Registro e investigação de acidentes

Considerando a importância e necessidade de melhoria contínua em relação às Funções Segurança, Meio Ambiente e Saúde, a Petrobras/UN-Rio possui integrando o seu sistema de gerenciamento de riscos, diversos procedimentos de Comunicação de Acidentes e Ocorrências Anormais e Tratamento de Anomalias. Esses procedimentos estão inseridos no Sistema Integrado de Padronização Eletrônica da Petrobras – SINPEP.

O Padrão de Comunicação de Acidentes e Ocorrências Anormais recebe no SINPEP da UN-RIO o número PP-2A-00336 e o de Tratamento de Anomalias PP-2A-00030.

Os procedimentos PP-2A-00336 – COMUNICAÇÃO DE ACIDENTES E OCORRÊNCIAS ANORMAIS NO ÂMBITO DA UN-RIO e o PG-2A-00030 - TRATAMENTO DE ANOMALIAS NA UN-RIO.

g) Sistema de gerenciamento de mudanças

Qualquer modificação nos sistemas e estruturas da Unidade de Produção P-54 é precedida de estudo de engenharia que se inicia com a emissão pelas equipes de operação das Unidades de Solicitação de Estudos e Projetos (SEP), documento numerado de seqüência cronológica anual.

Em seqüência a emissão da SEP, o órgão de engenharia desenvolve estudos de viabilidade técnica e projeto executivo. Este é submetido à Sociedade Classificadora, cuja aprovação é condição obrigatória para execução da modificação.

Executada a modificação, os documentos da nova situação são submetidos a Sociedade Classificadora para certificação e atualização da documentação da Unidade.

h) Sistema de permissão para trabalho

Dentro do Sistema de Gerenciamento de Risco, a PETROBRAS/UN-RIO possui um procedimento no Sistema Integrado de Padronização Eletrônica da PETROBRAS – SINPEP, identificado com o número PP-2A-00056, que padroniza em todas as suas unidades operacionais a Sistemática de Permissão para Trabalho. Desta forma, esse procedimento se constitui num dos principais instrumentos na prevenção de acidentes nos trabalhos de manutenção, construção e montagem.

8.3. PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL

O Plano de Emergência Individual (PEI), para as atividades de produção e escoamento de óleo e gás do Módulo 2 de Roncador (P-54), é apresentado no Anexo 8-II deste documento.