

8. ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

8.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste item é apresentada a análise e gerenciamento de riscos ambientais associados à instalação e produção de petróleo e gás natural nos campos de Bijupirá e Salema, localizados na Bacia de Campos (Figura 2.1.3-a), a ser realizado pela empresa Enterprise Oil do Brasil. Para a produção dos campos será utilizada a FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) Fluminense, atualmente em fase de conversão, a partir de 2003.

Os campos de Bijupirá e Salema foram descobertos e inicialmente explorados pela PETROBRAS, a partir de 1994, utilizando a Plataforma Semi-submersível de produção PETROBRAS 13 (P-13). Nesta fase de produção, o gás produzido era enviado para a Plataforma PETROBRAS 15 (P-15), localizada no campo de Piraúna, através de um gasoduto de 10" e o petróleo era exportado através de oleoduto de 8" conectado a uma monobóia, de onde era transferido para navio receptor.

Em função de um acordo de cooperação definiu-se que estes campos passariam a ser operados pela Enterprise, em sociedade com a PETROBRAS e a ODEBRECHT Offshore. Neste acordo a operação dos campos foi delegada à Enterprise, que determinou a substituição da P-13 pela FPSO Fluminense e, adicionalmente, contratou a empresa norte-americana MODEC Inc. para projetar, construir e operar a FPSO.

A avaliação técnico-econômica dos campos Bijupirá & Salema concluiu pela necessidade de não utilizar os poços originais da P-13. Desta forma, novos poços estão sendo perfurados, com a instalação de árvores de natal molhadas (ANM), *manifolds* de produção/injeção de gás e *manifolds* de injeção de água. Esta etapa de perfuração e instalação das ANM's já obteve a licença ambiental do IBAMA.

Os *manifolds* a serem instalados serão diretamente conectados à FPSO, através de dutos flexíveis. Na embarcação ocorrerá a separação gás/óleo, a redução do teor de água e sal e o armazenamento do óleo para posterior transferência para o navio receptor ou aliviador.

Com relação ao gás, há dois estágios distintos durante a vida produtiva do campo:

- a) na fase inicial estima-se que a produção de gás será maior que as necessidades de consumo e injeção. Nesta fase haverá **exportação** de gás, para a P-15, utilizando o mesmo Gasoduto da P-13, porém crescendo-se 01 válvula submarina de bloqueio junto a FPSO;
- b) Posteriormente, prevê-se declínio da produção de gás, que será insuficiente para atender às necessidades de consumo e injeção. Nesta fase **possivelmente** haverá necessidade de **importação** de gás, através do mesmo Gasoduto interligado à P-15.

Ao longo deste capítulo será apresentada a Análise e Gerenciamento de Riscos associada à presença do FPSO Fluminense, onde as características gerais apresentadas nos parágrafos acima serão avaliadas enfocando-se os aspectos ambientais, dentro da área de influência do empreendimento, que possam sofrer danos decorrentes da atividade de instalação e operação da embarcação.

Neste processo de análise é utilizada uma das técnicas usualmente empregadas 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 Matriz Qualitativa de Perigo, cujos eixos apresentam categorias de *frequências* e categorias de *severidade*, de tal modo a hierarquizar os riscos relativos aos cenários identificados.

Os resultados desta matriz permitem a identificação e seleção dos cenários classificados como críticos ou moderados, além de possibilitar a proposição de medidas eficazes para a redução dos níveis de riscos encontrados. Tais medidas deverão ser incorporadas ao procedimentos de instalação, operação, manutenção e inspeção (conforme apresentado nas planilhas do Anexo X).

As operações a serem realizadas pela ENTERPRISE Oil consistem nas seguintes atividades:

- i) instalação dos *manifolds* de produção/injeção de gás;
- ii) instalação dos *manifolds* de injeção de água,
- iii) instalação dos *flowlines* entre as anm's e os *manifolds* de produção/injeção de gás;
- iv) Posicionamento, ancoragem da FPSO, além da instalação dos *risers* de ligação com os *manifolds* e do gasoduto existente para a interligação com a p-15, para a exportação/importação de gás. neste gasoduto será instalada uma válvula submarina (ssv) de bloqueio;
- v) Produção de óleo e gás na FPSO, com diversas etapas de processo, envolvendo:
 - os componentes submarinos da instalação
 - a chegada dos *risers* no *turret* da FPSO
 - a separação gás – óleo
 - a remoção de sal e água do óleo
 - o armazenamento do óleo produzido em tanques da embarcação
 - a transferência deste óleo produzido para navios aliviadores / recebedores
 - o tratamento e descarte da água produzida
 - a compressão do gás, destinado à injeção nos poços, consumo e exportação
 - a operação de sistemas de utilidades, incluindo a geração de energia elétrica
- vi) Operações de manutenção relacionadas à atividades acima

A seguir apresenta-se uma breve descrição das principais características da FPSO e da instalação submarina, procurando enfocar aspectos relativos ao Risco Ambiental. Nesta descrição, procurou-se caracterizar as principais medidas de segurança presentes, sempre que possível avaliando-as à luz dos riscos ambientais, 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. Para cada um destes sistemas será realizada a identificação, classificação e análise dos perigos associados às atividades de instalação e processos de produção de óleo, utilizando a FPSO Fluminense.

A partir dos eventos identificados e selecionados, são avaliadas suas consequências e identificadas as ações a serem implementadas no 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 NPD (*Norwegian Petroleum Directorate*).

8.2 DESCRIÇÃO GERAL DA ATIVIDADE

8.2.1. Processo de Instalação

O processo de instalação dos equipamentos submarinos e da Unidade de Produção (FPSO) é descrito no item 3.4 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).

- ☑ Os *manifolds* de produção/injeção de gás *lift* são posicionados no fundo do mar, utilizando navios especiais de instalação. A estes *manifolds* são conectadas as linhas elétrico/hidráulicas de controle (umbilicais), através de veículos submarinos remotamente operados (ROV);
- ☑ Serão utilizados 02 *manifolds* de produção / injeção em bijupirá e 01 em salema, além de 01 *manifold* de injeção de água para cada campo;
- ☑ Os *manifolds* de produção são conectados às árvores de natal molhadas (ANM), já instaladas, através de *flowlines*, que são tubulações flexíveis, dotadas de conectores especiais em suas extremidades, que se encaixam perfeitamente nas terminações das ANM's. Esta operação também é efetuada através de ROV;
- ☑ Realiza-se então testes de estanqueidade das conexões e válvulas, com filmagem por ROV;
- ☑ Os *risers* de produção e injeção, que foram instalados junto com os e *Manifolds* são fixados em ponto conhecido, à espera da chegada da FPSO;

- ☑ No gasoduto de exportação / **importação** existente, conectado à P-15, será instalada uma válvula submarina de bloqueio (SSV), que permitirá isolar a unidade de qualquer vazamento, reduzindo o inventário e aumentando as condições gerais de segurança;
- ☑ A FPSO Fluminense será transportada aos campos de Bijupira e Salema após o término de sua conversão em Singapura utilizando o sistema de propulsão original do navio;
- ☑ O processo de ancoragem será efetuado utilizando amarras de polipropileno e aço, fixadas ao fundo do mar através de estacas. Na embarcação, o ponto de amarração será a estrutura do *turret*;
- ☑ Após a ancoragem serão conectados os *risers* provenientes dos *manifolds* de produção / injeção, do *manifold* de injeção de água, as linhas umbilicais e o gasoduto de exportação/ **importação**;
- ☑ Realiza-se então um teste geral do conjunto e inicia-se a produção, que se encontra descrita a seguir.

8.2.2. Processo de Produção

O processo de produção de óleo e gás é descrito detalhadamente no item 3.2.4 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).

- ☑ Os óleos crus oriundo dos campos de Bijupirá e Salema são relativamente leves (28° API e 31° API, respectivamente) e depositado em um reservatório de arenito do eoceno da formação Carapebus. 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 no reservatório, onde auxiliará no tratamento de óleo;
- ☑ A ENTERPRISE OIL planeja desenvolver dois centros de perfuração (SDC – Single Drilling Cluster), 01 em cada campo petrolífero. Um total de 10 (dez) poços exploratórios (sete em Bijupirá e três em Salema) e seis poços de injeção de água serão utilizados para explorar os campos;
- ☑ Quando concluída a etapa de perfuração dos poços, serão instaladas as árvores de natal molhadas (ANM). haverá 02 (dois) *manifolds* submarinos de produção / injeção de gás no campo de Bijupirá e 01 (um) no campo de Salema. Os *manifolds* submarinos de produção facilitarão a produção e o teste de poços individuais, distribuição de gás *lift* e uma operação completa de *pigging* da linha de fluxo;
- ☑ O óleo produzido em cada poço passa pela ANM e chega aos *manifolds* submarinos de produção, através de linhas flexíveis denominadas *jumper*s, onde reúne-se ao óleo proveniente de outros poços;
- ☑ Dos *manifolds* de produção o petróleo é enviado à FPSO, através de linhas flexíveis, denominadas *risers* de produção;

- ☑ Cada um dos *risers* de produção é recebido na plataforma suporte da estrutura do *turret*. Cada *riser* possui em sua extremidade um flange, denominado conector do *riser*, que é conectado a outro flange, pertencente a uma linha de aço rígido. Uma suporte especial, denominada *hang-off*, assegura que cada *riser* permanecerá em sua posição, para todas as condições ambientais e de solicitação, impedindo a transmissão de esforços para a linha rígida;
- ☑ A linha rígida é conduzida ao elemento central do *turret*, denominado *swivel*. este elemento é o responsável pela conexão entre um elemento fixo ao fundo do mar, representado pela plataforma do *turret* e os *risers*, com uma estrutura móvel, representada pela FPSO propriamente dita, que tem liberdade para girar em torno do *turret*;
- ☑ Após passar pelo *swivel*, o óleo dos *manifolds* submarinos dos campos de Bijupirá e Salema é recebido em 02 *headers* de processo, que concentram o óleo de cada campo;
- ☑ Cada um dos 02 *headers* normalmente envia o óleo de cada campo para um separador de óleo e gás de 1º estágio dedicado. Entretanto, há a flexibilidade de enviar-se o óleo de cada poço para o separador de teste, onde as características do poço são avaliadas;
- ☑ Nos 2 separadores de 1º estágio ou separadores de alta pressão (AP), ocorre a 1ª separação de óleo e gás, com remoção de parte da água. O gás é enviado para os compressores principais, a água para o tratamento de água produzida e o óleo sofre queda de pressão e é enviado para o separador intermediário (IP);
- ☑ O Separador IP recebe o óleo proveniente dos dois Separadores AP e, quando aplicável, do Separador de Teste. No Separador IP ocorre nova separação de óleo, gás e água. O gás é enviado ao Compressor *Booster*, a água para o tratamento de água produzida e o óleo é novamente despressurizado, até um valor próximo à pressão atmosférica e enviado para o Tratador Eletrostático;
- ☑ No Tratador Eletrostático ocorre a separação final de gás, óleo e água, com remoção de sal. O gás é enviado ao Compressor Flash, a água com alto teor de sal para o tratamento de água produzida e o óleo segue, por gravidade, 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 3 estágios de separação 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, exportado para a Plataforma P-15, através do Gasoduto de Importação / Exportação;
- ☑ O Gás de Injeção é enviado ao *Manifold* de Gás Lift, de onde faz o caminho inverso ao do petróleo, ou seja, segue pelo *Swivel* para os *Manifolds* Submarinos Produção / Injeção, através dos *Risers* de Gás Lift. Destes *Manifolds* o gás é enviado aos poços, passa pelas ANM's e é injetado no poço, de forma a facilitar a produção de óleo;

- ☑ O gás combustível é utilizado para alimentar os Turbo-geradores e o Gerador de Gás Inerte dos Tanques de Carga;
- ☑ O sistema de tratamento de água produzido, utilizando vasos e hidrociclones, garante o descarte de água com teor máximo de 20 ppm de óleo. Eventuais falhas neste sistema resultam na interrupção do descarte e envio da água para o Tanque Central 5, até que o problema seja sanado e a água possa ser novamente descartada. A água armazenada é reinjetada no processo, no Separador IP;
- ☑ A água de injeção é captada diretamente no mar e enviada ao fundo do mar através de caminho semelhante ao Gás Lift, ou seja, segue pelo *Swivel* para os *Manifolds* Submarinos. Entretanto, são utilizados *Manifolds* específicos para injeção de água.

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

8.2.3. Descrição da Unidade

Sistemas Marítimos

A *FPSO Fluminense* é uma plataforma permanentemente ancorada na Bacia de Campos, no litoral do Estado do Rio de Janeiro, cerca de 90 km do Cabo de São Tomé. Seu casco é um petroleiro de 360.000 DWT construído em 1974, que está sendo convertido a sua presente configuração até o fim de 2002. Será ancorado e posto em operação para a produção de óleo a partir de dois campos petroleiros: Bijupirá e Salema. Os campos localizam-se na Bacia de Campos, sendo os poços de produção localizados em lâmina d'água de 480 a 880 metros, aproximadamente.

A FPSO será ancorado na metade da distância entre os campos através de *Turret* Externo. Ou seja, ao contrário da maioria dos grandes FPSO's atualmente em operação na Bacia de Campos, o *Fluminense* utilizará uma torre externa ao casco, na proa, (torre SPM) com uma combinação de correntes e amarras sintéticas para ancoragem.

Nesta concepção de *Turret*, 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.

A FPSO Fluminense tem 390 metros de comprimento e 60 metros de largura, com uma capacidade total de armazenamento de 1,3 milhão de barris. Sua capacidade de processamento de óleo é de 70.000 barris por dia. Estará localizado a aproximadamente 280 km do Rio de Janeiro a:

| | |
|------------|------------------|
| Latitude: | 22° 38' 23.01" S |
| Longitude: | 40° 25' 48.25" W |

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 afetem os Tanques de Carga.

O óleo é armazenado em Tanques de Carga internos dentro do casco até que quantidades para exportação são atingidas. Somente os tanques centrais serão utilizados para armazenar petróleo e têm capacidade total de 1,3 milhão de barris. Assim, os tanques laterais servem para proteger os tanques de armazenamento dos efeitos de colisão de alta energia e também para conter qualquer vazamento de óleo de um tanque com perda de estanqueidade.

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 hidráulicas submersas capazes de bombear a taxas de até 7.500 metros cúbicos por hora. O óleo é descarregado para Navios Aliviadores / Recebedores qualificados, especialmente configurados para atracarem-se à popa da FPSO. Cada Navio receberá até um milhão de barris de óleo de forma similar ao carregamento em um terminal terrestre.

Os volumes de hidrocarbonetos armazenados nos principais tanques da FPSO são apresentados no Quadro 8.2.3-a abaixo. Cabe destacar que os Tanques de Óleo Combustível não foram incluídos nesta Quadro, uma vez que os mesmos serão esvaziados e mantidos vazios após a chegada do navio ao ponto de ancoragem.

Quadro 8.2.3-a. Capacidade dos Tanques de Armazenagem de Hidrocarbonetos

| FUNÇÃO | DENOMINAÇÃO | VOLUME DE ARMAZENAMENTO (M ³) |
|-------------------------|--|---|
| Tanque de Carga de Óleo | Tanque Central 1 | 15604 |
| | Tanque Central 2 | 47052 |
| | Tanque Central 3 | 11724 |
| | Tanque Central 4 | 23520 |
| | Tanque Central 5 | 23520 |
| | Tanque Central 6 | 35286 |
| | Tanque Central 7 | 35286 |
| | Tanque Central 8 | 23447 |
| Tanque de Slop | Slop Sujo (Slop BE) | 9476 |
| | Slop Limpo (Slop BB) | 2368 |
| Tanque de Diesel | Tanque de Diesel | 359 |
| Tanque de Óleo de | Tanque de Óleo Lubrificante | 31 |
| Lubrificação | Tanque de Óleo Lubrificante de Serviço | 31 |

As acomodações localizam-se no casario de Popa, afastadas do Convés de Produção. Possui acomodações para cerca de 100 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.

A FPSO Fluminense será certificada 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) e 01 (um) Gerador de Emergência Diesel, com capacidade total de geração do sistema principal de 40 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 de Emergência também se localiza no Convés de Produção. 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 02 bombas diesel e 01 bomba elétrica, 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. Visão Geral

O óleo produzido é enviado à FPSO através de linhas submarinas, manifolds, risers e turret swivel para as unidades 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 (BS&W) antes de ser encaminhado à Armazenagem de Óleo (Cargo Tankers).

O gás das unidades de Separação de Primeiro Estágio e Tratamento de Óleo é transformado em gás lift e exportado em unidades de Compressão de Gás. 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 do flare, ou seja, em condições normais de operação não haverá queima de gás. A Figura 8.2.3-a apresenta uma visão geral dos Sistemas de Produção

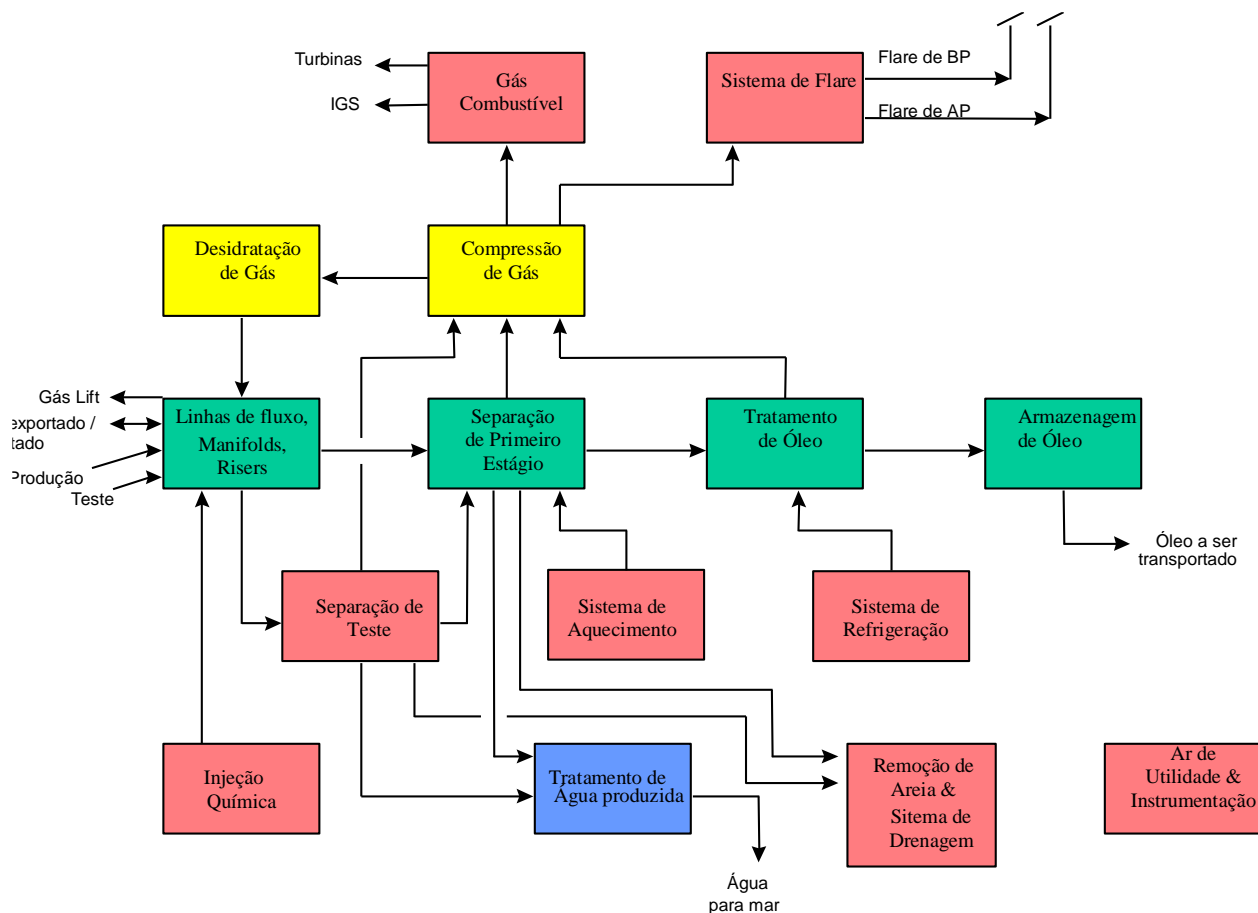


Figura 8.2.3-a. Visão Geral dos Sistemas de Produção

b. Características do Fluido

A produção terá teor máximo de 0,32 mol % CO₂. Entretanto, 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.

Equipamentos para remoção de sal (*desalting equipment*) 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 80% da corrente total de fluido. Também há possibilidade de produção de areia no petróleo produzido.

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.

A formação de hidrato é possível nas linhas de fluxo de produção, manifolds e risers sob a condição de nenhum / baixo fluxo, devido às baixas temperaturas submarinas, de aproximadamente 4°C. Sistemas de injeção de etanol serão fornecidos em todos os poços produtores para prevenir a formação de hidrato.

c. Separação de Primeiro Estágio

Cada campo é conectado a um *Header* de produção com um separador de primeiro estágio trifásico – Separador de Alta Pressão (AP), dimensionados para o pico de produção esperada para o respectivo campo. Os separadores são independentes para Bijupirá e Salema.

Os Separadores e todos os demais vasos de processo são equipados com internos / recheios 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.

As correntes de óleo provenientes dos dois separadores primários e de teste são convertida a uma pressão mais baixa e então combinadas a uma única corrente de óleo. A água separada flui ao sistema de tratamento de água produzida. Calor é adicionado à corrente para diminuir a viscosidade e melhorar a separação de água e óleo, através de trocador de calor óleo/óleo.

O fluxo é cruzado (contra-corrente) com óleo cru do sistema de Tratamento de Óleo através de um trocador de calor de placas. O fluxo entra em um segundo trocador de placas onde é aquecido até 65°C por um sistema fechado de aquecimento (água quente) antes de entrar no Separador trifásico de Pressão Intermediária (PI).

A corrente de óleo proveniente do Separador de PI flui para o Tratador Eletrostático de Óleo. Os hidrocarbonetos gasosos proveniente dos Separadores AP e de Teste são direcionado para o sistema de alta pressão das unidades de Compressão de Gás a 1,76 bar. Já os gases do Separador PI são direcionado ao sistema de baixa pressão a 0,35 bar. Com o declínio da produção de gás associado, a pressão do separador de AP será reduzida até 1,05 bar. Isto reduzirá a contra-pressão, resultando na redução da necessidade de Gás *lift* e em um desempenho melhor.

d. Separação de Teste

O Separador de Teste é equipado com internos / recheios 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 as duas correntes líquidas, e medidores de orifício, para a de gás.

O óleo oriundo do vaso será direcionado ao Separador de PI. O gás recuperado é direcionado às unidades de Compressão de Gás. A água flui ao sistema de tratamento de água produzida.

Para uma maior segurança e flexibilidade operacional, o Separador de Teste é super dimensionado para funcionar como um Separador de Produção de AP para cada campo.

e. Tratamento de Óleo

O sistema de Tratamento de Óleo condiciona a corrente de óleo de acordo com a especificação do produto através da remoção de teor de água (BS&W) e redução da pressão de vapor cru. Dois trens de 40.000 barris foram instalados para suportar o pico da produção de óleo com capacidade de operação adequada para reprocessar o produto fora de especificação (*off-spec*).

A água para diluição é injetada através de uma válvula antes de entrar em um vaso degasseificador para facilitar a remoção de sal. O gás é extraído e a corrente de óleo flui a um Tratador Eletrostático Horizontal para remover água diluída. Óleo desidratado proveniente do Tratador de Óleo flui através de um trocador de calor de placa, onde é refrigerado até 45° C pelo óleo não-seco antes de fluir para armazenagem.

Todo o gás recuperado do vaso degasseificador é recuperado nas unidades de Compressão de Gás. A água removida no tratador de óleo (TO) é bombeada ao Separador de PI.

f. Tratamento da Água Produzida

A unidade de tratamento de água é capaz de processar 52.000 barris de água por dia. A água produzida nas unidades do Separador de AP flui a um separador hidrociclone. Para assegurar ótima eficiência do vaso, a corrente que passa através do vaso é controlada. O óleo recuperado volta ao ciclo através do Separador de PI.

A corrente de água é então tratada em uma célula de flotação a gás induzido. O vaso é projetado para um tempo de retenção de 10 minutos antes da água ser descarregada no mar. A qualidade da água é monitorada continuamente e água fora da especificação desviada ao Tanque de *Slop* Sujo para mais tratamento e / ou tempo de retenção adicional.

g. Compressão de Gás

Toda a compressão de gás será feita através de compressores alternativos acionados por motor elétrico. O gás comprimido será refrigerado com ar. Existem dois conjuntos principais nas unidades do convés de processo, como descritas abaixo:

Quadro 8.2.3-b. Conjuntos principais de compressores alternativos.

| COMPRESSORES | PRIMEIRO CAMPO SUCÇÃO / DESCARGA (BAR) | SEGUNDO CAMPO SUCÇÃO / DESCARGA (BAR) | CAPACIDADE INSTALADA |
|-------------------------|---|--|-------------------------|
| Compressor de Gás Flash | 0,01 / 1,76 | 0,035 / 1,05 | 2 @ 100% |
| Compressor Booster | 1,76 / 16,52 | 1,05 / 16,52 | 3 @ 250% |

Os Compressores de Gás Flash extraem vapor de alto peso molecular dos tratadores de óleo a 0,35 bar e o comprimem até a pressão de entrada do Compressor Booster. O gás do Separador de PI é conduzido ao segundo estágio do compressor de gás Flash. Para

maximizar a recuperação de líquidos, condensados serão extraídos em Tambores Separadores (*Scrubbers*) intermediários e então bombeados de volta ao Separador de PI.

Os Compressores de Gás Booster serão máquinas alternativas de dois estágios e removerão vapor dos separadores de AP e dos compressores de gás Flash e comprimirão o gás até a pressão de gás lift necessária para seu envio à unidade de desidratação de gás.

h. Desidratação de Gás

O sistema de desidratação de gás consiste em um Vaso *Contactor* com um sistema de regenerador TEG (tri-etileno-glicol). O *Contactor* é equipado com um separador de filtro de entrada e saída. Os líquidos do separador de filtro de entrada serão descarregados ao *header* 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 recuperados e injetados nas unidades de Compressão de Gás.

i. Sistema de Gás Combustível

O sistema de gás combustível será abastecido pelo gás proveniente da descarga do primeiro estágio do Compressor Booster a 4,22 bar. A pressão do gás combustível será reduzida a 2,46 bar acima do Tambor (*Scrubber*) de gás combustível para remover condensados e diminuir o ponto de orvalho do gás combustível a menos de 25°C. Os líquidos condensados são redirecionados ao Separador de PI. O gás combustível é então aquecido até 60°C através de um trocador de calor.

j. 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 do turbo-gerador. O meio de aquecimento a ser usado é a água.

k. 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 0,35 – 0,70 bar e o de baixa pressão (BP) operará a 0,01 – 0,04 bar. Cada sistema terá um Tambor de Separação de Condensado (*Scrubber*) e um Vaso de Drenagem Fechada comum.

O Flare de AP deverá aliviar a uma taxa contínua de $1,7 \times 10^6 \text{ m}^3$. O flare de BP deverá aliviar a uma taxa de 20 MMSCFD. A operação normal da FPSO não demandará o uso do Flare, que será restrito a situações de emergência ou falha de equipamentos.

Os queimadores do Flare serão montadas em Torre vertical de 60 m, na proa da FPSO.

I. Sistema de Dreno

Líquidos de dreno fechado e condensados escoarão ao Tanque de Despejos (*Sump Tank*) a 0,01 – 0,04 bar, onde os vapores serão separados e direcionados aos Compressores Flash. Os líquidos coletados podem ser bombeados tanto para o Separador de PI quanto para os Tanques de *Slop*, com o intuito de serem reciclados através do sistema de processo.

Drenagem aberta, ou de área, será coletada e fluirá diretamente ao Tanque de Slop Sujo. Deste Tanque o produto passa por um separador água óleo, sendo o óleo enviado ao Tanque de *Slop* Limpo, e a água recuperada é direcionada para o mar. Do Tanque de *Slop* limpo, o óleo é reciclado ao sistema de processo.

m. Sistema de Ar de Utilidade e Instrumentação

Ar de utilidade e instrumentação serão fornecidos através de dois compressores de reserva de ar de 100%. Ar de utilidade não será seco e será fornecido a partir do receptor de ar úmido. O ar de instrumentação será seco através de leitos de secagem e um receptor de ar seco.

n. Sistema de Injeção Química

Os sistemas de injeção química incluirão etanol, inibidor de incrustações, inibidor de corrosão, biocida, anti-espumante e demulsificador. Etanol e outras substâncias químicas poderão ser continuamente injetados em cada um dos poços.

Inibidor de incrustações, inibidor de corrosão, biocida, anti-espumante e demulsificador 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. Anti-espumante, biocida e demulsificador serão acrescentados na corrente do separador.

Monoetileno glicol será armazenado para emergência caso ocorra obstrução por hidratação de uma linha de fluxo. Apesar deste evento ser pouco provável, a FPSO armazenará componentes químicos suficientes para degelar um riser.

o. Sistema de Injeção de Água

O sistema de injeção de água é projetado para injetar continuamente 92.000 barris por dia de água (salgada) tratada. A água é levada à plataforma por meio de turbo-bombas verticais. Existem duas bombas de 100% de vazão instaladas.

Partículas sólidas são removidas pela passagem de água através de coadores auto-limpantes seguidos de um sistema de filtragem média. Coadores e filtros são equipados com uma unidade de reserva projetada para permitir limpeza / retro-lavagem sem interrupção de fluxo. Água filtrada é desoxigenada abaixo de 20 ppm com um processo de injeção de nitrogênio (*Minox System*). Duas bombas centrífugas bombeiam a água tratada até a pressão de entrada.

8.2.4. Inventário das Medidas de Segurança

A FPSO Fluminense e a instalação submarina dos Campos de Bijupirá e Salema foram 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:

Etapa de Instalação

- ☑ Os *Manifolds* submarinos serão testados previamente, de forma a permitir a detecção de qualquer problema ainda na superfície, minimizando os riscos de vazamentos;
- ☑ Os *Manifolds* submarinos serão posicionados através de sistemas específicos e precisos, a partir de Navio de Instalação, em locais previamente mapeados e determinados, de forma a minimizar danos ao fundo do mar;
- ☑ As linhas de ligação entre as ANM e os *Manifolds* submarinos serão previamente lavadas com etanol, e submetidas a teste de estanqueidade, de forma a verificar as ligações;
- ☑ 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 da FPSO foi projetado para as condições de tormenta 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 à FPSO, de forma a permitir o isolamento da linha em caso de vazamento de gás junto ao Turret;
- ☑ O Gasoduto foi submetido a teste hidrostático e passagem de PIG instrumentado, para medição de espessura e verificação da presença de trincas e sobre-espessura de corrosão. Desta forma, minimiza-se o risco de falhas e vazamentos de gás;

Etapa de Produção

- ☑ O *Turret* da 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 *Turret* facilita a detecção de eventuais vazamentos de óleo, proporcionando a rápida interrupção do processo e reduzindo os volumes liberados;
- ☑ O piso do Turret será de chapa, com sistema de drenos ligado a Vaso de Drenagem, de forma a conter eventuais vazamentos. Este mesmo tratamento será dado aos Lançadores e recebedores de PIG, localizados neste piso;
- ☑ 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 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;
- ☑ Será instalada proteção específica para prevenir choques de cargas suspensas, para os equipamentos localizados no raio de ação dos guindastes. Esta proteção, na forma de perfis metálicos, foi dimensionada de forma a evitar que eventuais cargas suspensas atinjam equipamentos que contenham hidrocarbonetos ou produtos químicos;
- ☑ A planta de produção tem como filosofia operar sem queima de gás, minimizando o volume de emissões atmosféricas. Adicionalmente, reduz-se o risco de derrame de óleo pelos queimadores no Flare;
- ☑ A Torre do Flare será do tipo vertical, indicando que mesmo no caso de eventuais derrames de óleo pelos queimadores, o mesmo cairá na embarcação, e não no mar;
- ☑ 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 (PCV) e de Alívio de Pressão (PSV), operando de forma redundante;
- ☑ Os Turbo-geradores operarão com Gás Natural, reduzindo o nível de emissões. A manutenção de tanques de diesel diários assegura a confiabilidade do sistema, em caso de problemas na produção ou importação de gás;
- ☑ Toda a planta de processo é protegida por detetores de fogo 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 02 bombas diesel e 01 bomba elétrica, 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;
- ☑ Apenas os Tanques de Carga Centrais serão utilizados para armazenamento de óleo, sendo os laterais usados apenas para lastro. Desta forma, eventuais colisões por outros barcos, mesmo com significativa energia de impacto, não atingirão os tanques de óleo, minimizando-se os riscos de grandes derramamentos;
- ☑ Os Tanques de Carga serão mantidos permanentemente inertizados, através de Gás Inerte produzido em Sistema dedicado;

- ☑ O óleo dos Tanques de Carga será bombeado através de bombas submersas, sendo que cada Tanque possui sua própria bomba. Desta forma, minimiza-se o risco de vazamento para espaços confinados, como as salas de Bombas ou de máquinas;
- ☑ A operação de Transferência de Óleo (*Offloading*) será realizada somente pela popa, minimizando o risco de colisões com o *Turret* e *Risers* de Produção;
- ☑ Os Tanques de Óleo Combustível, localizados na Popa, serão esvaziados após a chegada da FPSO ao ponto de ancoragem e mantidos permanentemente vazios. Desta forma, eventuais colisões com o Navio Aliviador, que tenderiam a ocorrer preferencialmente pela popa, não resultarão em derramamento de óleo;
- ☑ Haverá injeção de biocida nos Tanques de *Slop*, de forma a evitar a presença de bactérias redutoras de sulfato e a consequente formação de Sulfeto de Hidrogênio (H_2S). Além do aspecto de segurança, este procedimento reduz 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 envio da água fora de especificação para o Tanque Central 3, até que o problema seja resolvido;
- ☑ 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 necessário 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 embarcação para uma condição segura;
- ☑ Os tanques de Carga e *Slop* possuem medidores sônicos de nível, de forma a minimizar o risco de derramamento;
- ☑ 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, que se reveza com outro, posicionado ao lado da embarcação, 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 o espalhamento da mancha de óleo e facilitando seu recolhimento.

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

8.3. ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES

Esta etapa consistiu na obtenção de maiores informações sobre vazamentos de 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 juntos 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 Petrole*;
- *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.

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

Os relatórios MMS 92-0058 e MMS 95-0052 foram 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 e perfuração de gases 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 à 50 barris e ruptura de linhas.

Dentro das áreas relacionadas, vê-se pela Figura 8.3.1-a, 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 **8.3.1-b a 8.3.1-d** da análise desses relatórios mostram a variação da ocorrência de alguns tipos principais de acidentes (incêndios e explosões; rupturas e falhas de tubulações; acidentes graves mas não relacionados dentro dos casos anteriores; ocorrência de incêndios e explosões relacionados com gás, estes últimos já utilizando dados adequadamente filtrados) durante o período 1964 a 1994.

A maior parte dessas figuras 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 ação destes dois fatos explica a tendência crescente de acidentes relacionados com rupturas e falhas de tubulações.

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.

**Sumário de acidentes ocorridos, associados a operações com óleo e
(OCS Report MMS 92-0058 - Período 1956 / 1990)**

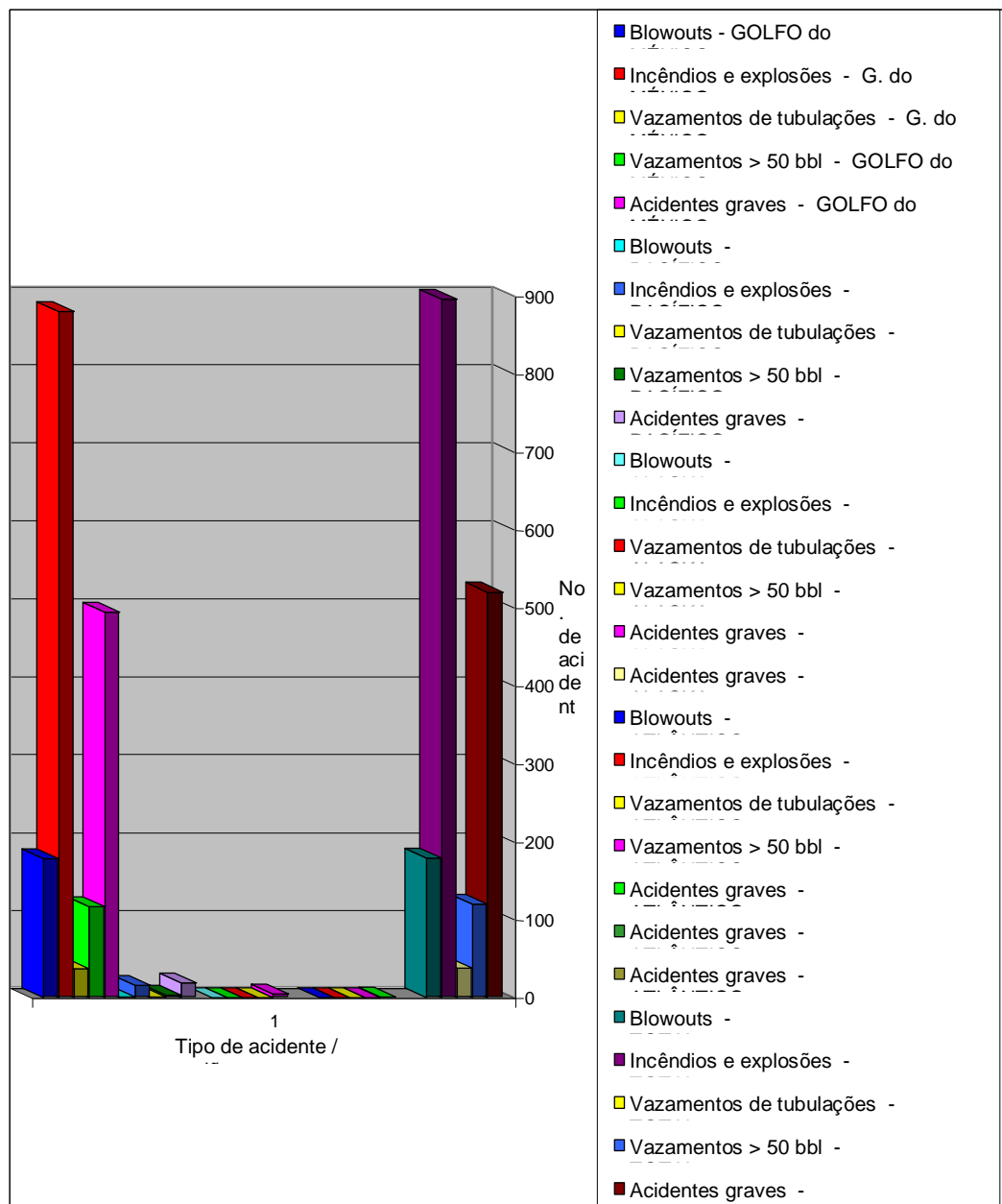


Figura 8.3.1-a Distribuição dos tipos de acidentes por região coberta pelo relatório MMS 92-0058

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

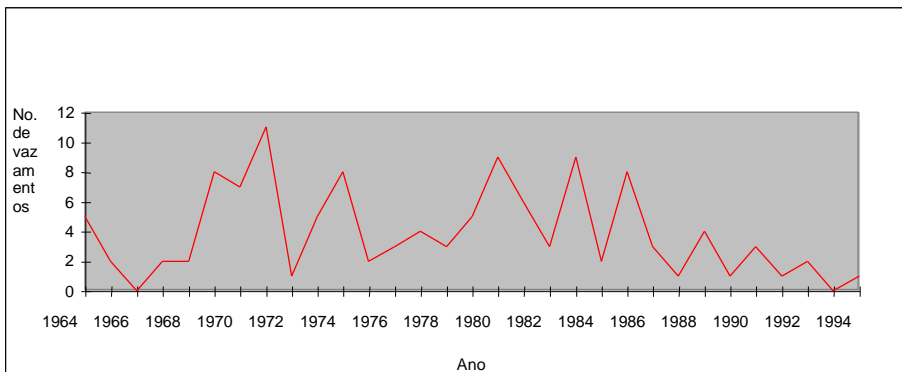


Figura. 8.3.1-b -Variação da ocorrência de vazamentos > 50 bbl no Golfo do México, de 1964 a 1994

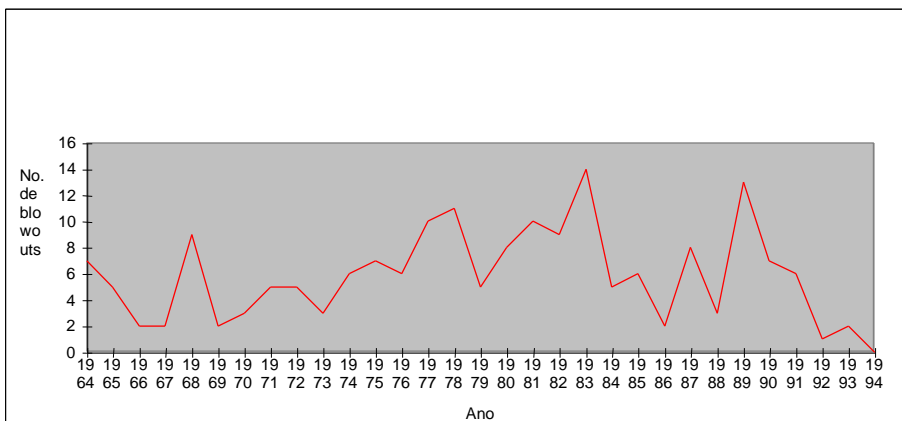


Figura 8.3.1-c - Variação da ocorrência de blowouts no Golfo do México, de 1964 a 1994

Ao direcionarmos as análises para acidentes envolvendo a presença de gases, constrói-se a Figura 8.3.1-e, que indica 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 8.3.1-f e 8.3.1-g, onde destaca-se 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 de incêndios e explosões relacionados com gás 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 TEG (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. Além disto, os acidentes com os poços dizem respeito às árvores de natal secas, não aplicáveis à FPSO Fluminense, que faz uso de linhas flexíveis conectadas a manifolds submarinos, que chegam a embarcação através do Turret.

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

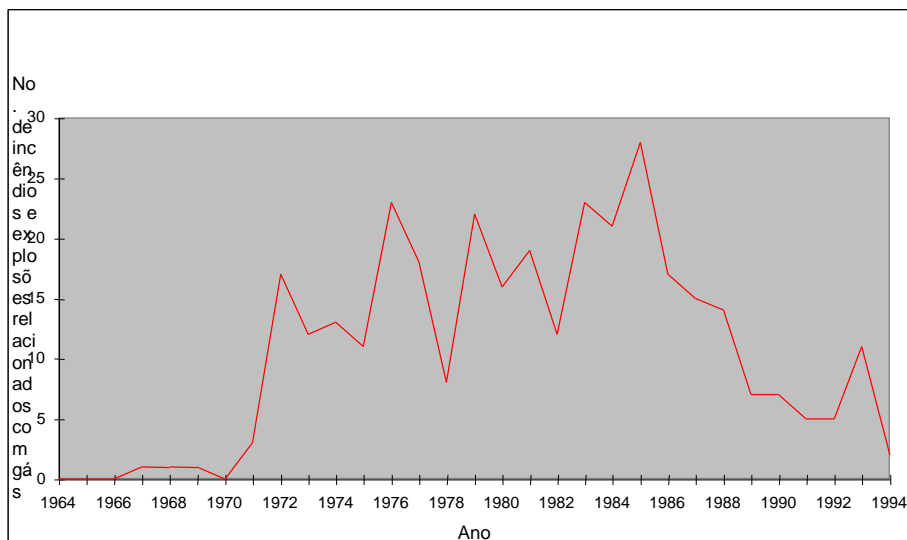


Figura. 8.3.1-d -Variação da ocorrência de incêndios e explosões relacionados com gás no Golfo do México, de 1964 a 1994

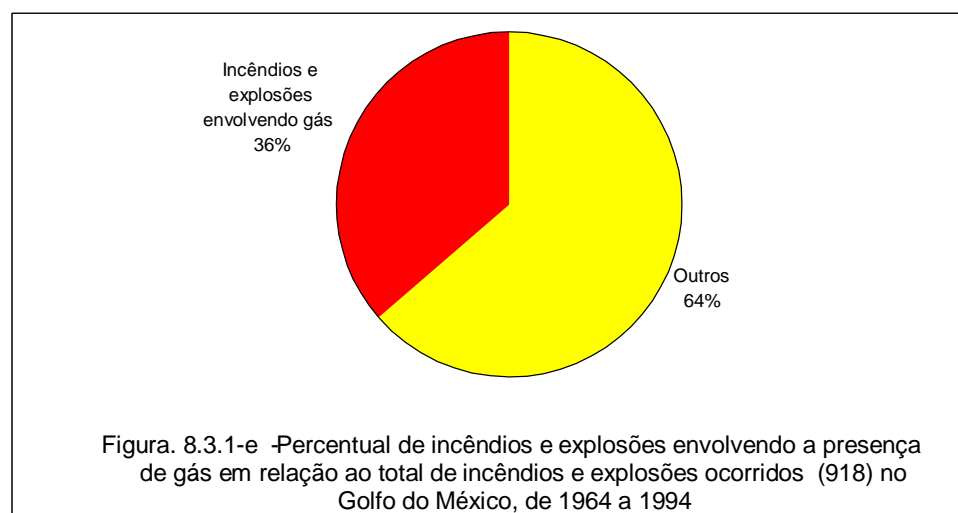
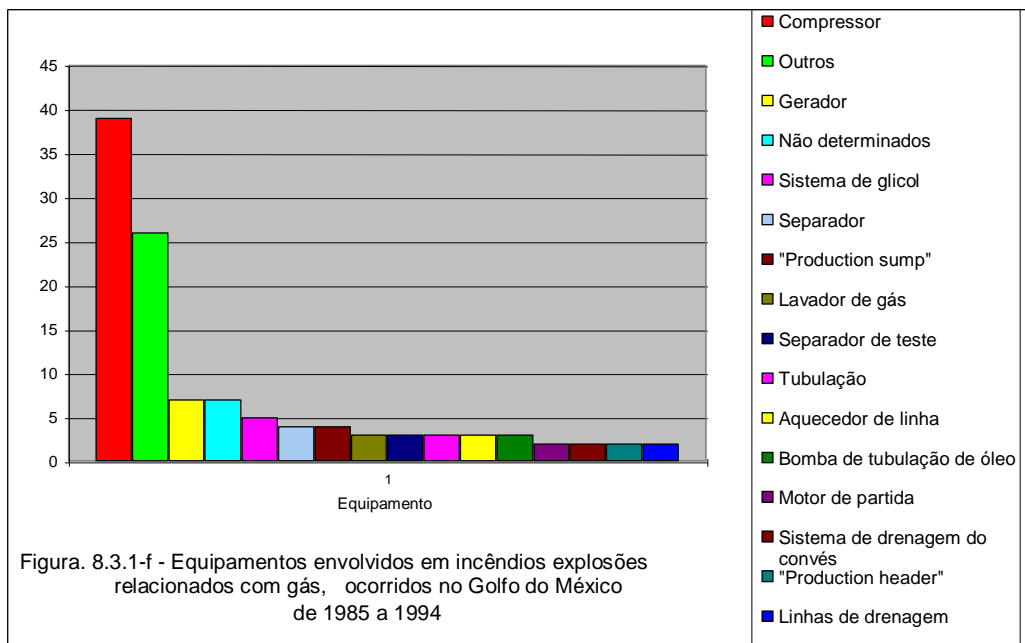


Figura. 8.3.1-e -Percentual de incêndios e explosões envolvendo a presença de gás em relação ao total de incêndios e explosões ocorridos (918) no Golfo do México, de 1964 a 1994

**Sumário de acidentes ocorridos, associados a operações com óleo e gás
(OCS Report MMS 92-0058 - Período 1985 / 1994)**



8.3.2. [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. Contem 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.

A Figura 8.3.2-a desta análise mostra que, após um pico na ocorrência de acidentes em plataformas móveis verificado no biênio 1981/1982, o número de ocorrências de acidentes com plataformas móveis vem decrescendo ao longo do tempo. A Figura 8.3.2-b apresenta o número de plataformas móveis, no período 77 a 83.

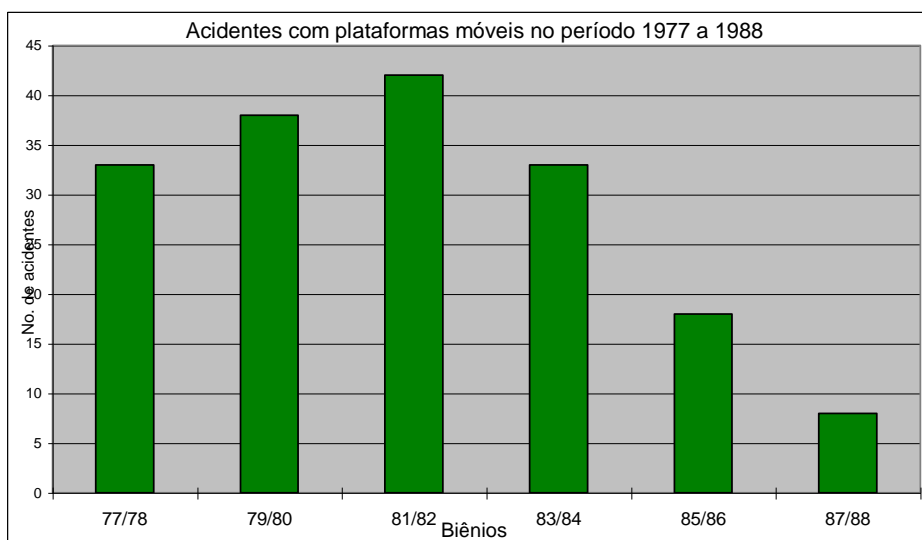
As Figuras 8.3.2-c e 8.3.2-d mostram que tanto para plataformas fixas como para plataformas móveis, o acidente de maior ocorrência é o blowout (28% para plataformas fixas e 38% para plataformas móveis). Entretanto o segundo acidente de maior ocorrência para plataformas fixas é o de dano estrutural (26%) e para plataformas móveis 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. Se extrapolarmos a mesma participação de gases em acidentes por explosões e incêndios, fica mais uma vez ressaltada a importância desse tipo de acidente envolvendo gás, para plataformas móveis.

Platform Databank

Institute Français du Pétrole

(Offshore - Setembro 1989)



Nota 1: Acidentes em geral, incluindo acidentes durante transporte das plataformas.

Nota 2: Acidentes que provocaram paradas não previstas de no mínimo 24 horas.

Figura 8.3.2-a - Acidentes com plataformas móveis, a cada dois anos no período 1977 a 1988

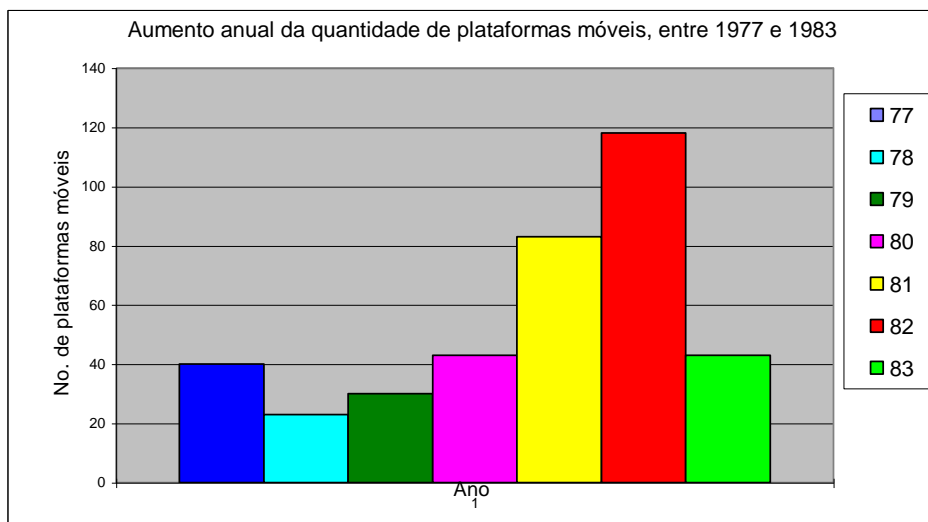
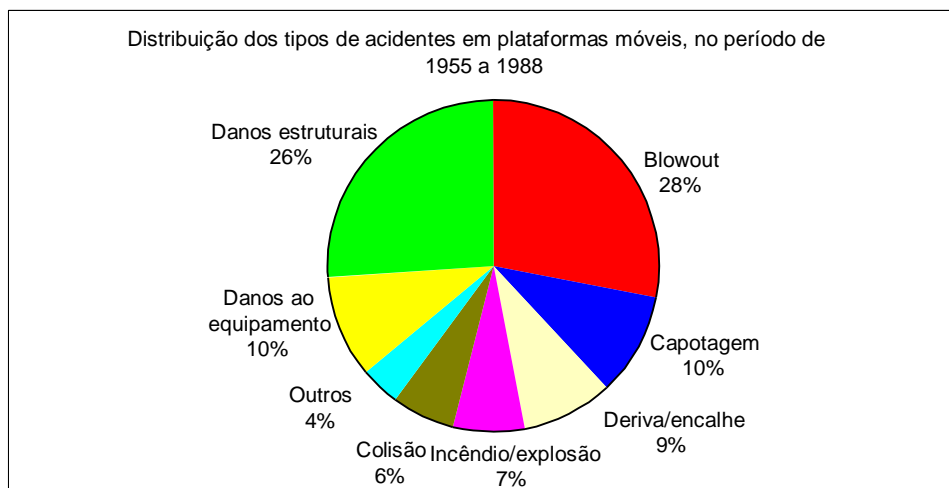


Figura 8.3.2-b - Aumento anual da frota de plataformas móveis, no período 1977 a 1983

Platform Databank

Institute Français du Pétrole

(Offshore - Setembro 1989)



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

Figura 8.3.2-c - Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas móveis

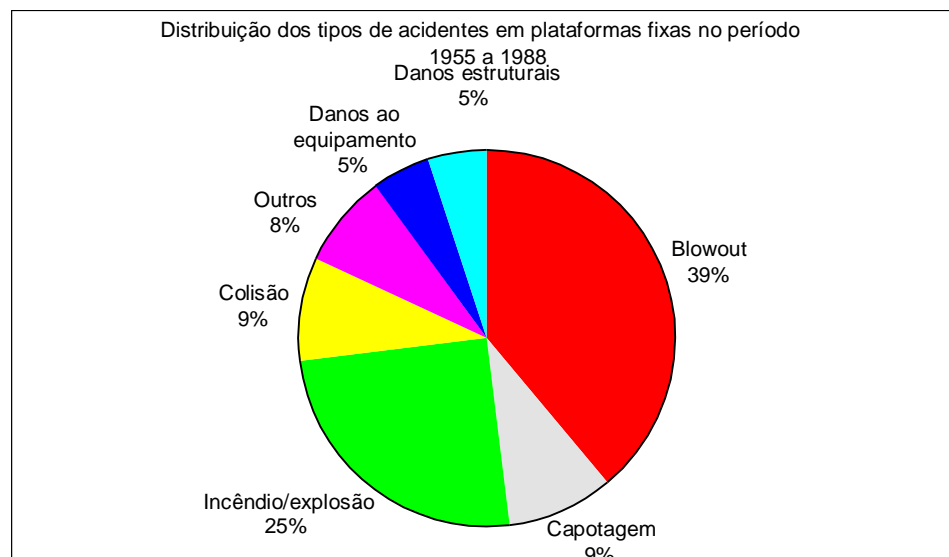


Figura 8.3.2-d - Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas fixas.

8.3.3. [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. 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 8.3.3-a 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 nesta 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 8.3.3-b, 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 8.3.3-c.

Nos Quadros 8.3.3-d1 e 8.3.3-d2 tem-se a ordenação dos acidentes, citados nos dois artigos, por ordem de severidade em fatalidades e custo. Estes mesmos resultados são apresentados através das Figuras 8.3.3-a e 8.3.3-b.

| 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 | *** | \$ 15,000,000 |
| mar/77 | George F. Ferris | jack-up | danos durante operações de posicionamento | Baía de Cook - Alasca | *** | \$ 10,000,000 |
| 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 | *** | \$ 26,200,000 |
| abr/79 | Sedco 135 | --- | blowout / incêndio | Baía de Campeche | *** | \$ 22,000,000 |
| abr/79 | Milton G. Hulme | jack-up | confisco | Irã | *** | \$ 60,000,000 |
| abr/79 | Bohai II | jack-up | capotagem devido a tufão | Fo Kai (China) | *** | \$ 20,000,000 |
| fev/80 | Triton I | jack-up | incêndio durante reboque | Golfo de Suez | *** | \$ 18,400,000 |
| mar/80 | Alexander L. Kieiland | semi-submersível | perda total | Mar do Norte | *** | \$ 32,000,000 |
| ago/80 | várias plataformas | --- | danos causados por furacão | Golfo do México | *** | \$ 85,000,000 |
| out/80 | Dan Prince | jack-up | perda total | dur. reboque Alasca/ África | *** | \$ 35,000,000 |
| out/80 | Sedco 135 | --- | blowout/incêndio | Nigéria (Offshore) | *** | \$ 18,000,000 |
| out/80 | Ocean King | jack-up | blowout/incêndio | Golfo do México | *** | \$ 25,000,000 |
| out/80 | Maersk Endurer | jack-up | blowout/incêndio | Mar Vermelho | *** | \$ 10,000,000 |
| mai/81 | --- | jack-up | blowout | Angola | *** | \$ 82,000,000 |
| jul/81 | Ninian Northern | --- | soldas c/ defeitos e projeto inadequado | Mar do Norte | *** | \$ 8,320,000 |
| ago/81 | Petromar 5 | jack-up | perda total durante blowout | Indonésia | *** | \$ 42,000,000 |
| set/81 | North West Hutton | plataforma fixa | danos às amarrações externas e condutores | Mar do Norte | *** | \$ 10,760,000 |
| fev/82 | Thistle A | plataforma fixa | colisão c/ barcaça de guindaste | Mar do Norte | *** | \$ 25,500,000 |
| fev/82 | Ocean Ranger | semi-submersível | perda total | Terra Nova / Canadá | *** | \$ 86,500,000 |
| abr/82 | Magnus | plataforma fixa | perda de estacas dur. posic. da jaqueta | Mar do Norte | *** | \$ 5,120,000 |
| mai/82 | Pr. Nac. Dinamarquês Gás | --- | assentamento de tubos defeituosos | Mar do Norte | *** | \$ 25,900,000 |
| jul/82 | Transco Bloch 65 | jack-up | blowout | Camarões | *** | \$ 37,000,000 |
| jul/82 | Rig 52 | jack-up | perda total | Golfo do México | *** | \$ 21,000,000 |
| jul/82 | Sagar Vikan & SJ | jack-up & plataforma | blowout/incêndio | Bombaim / Índia | *** | \$ 54,500,000 |
| ago/82 | Nurton | plataforma fixa | soldas c/ defeitos em anéis de conexão | Mar do Norte | *** | \$ 40,000,000 |
| ago/82 | DP1 / DP2 / QP | plataformas | soldas trincadas | Mar do Norte | *** | \$ 21,000,000 |
| jul/83 | Permod 52 | jack-up | blowout/perda total | Golfo do México | *** | \$ 23,500,000 |

| 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 (cont.) - Relatório Noble Denton / Sedgwick | | | | | | |
| Data | Unidade / Estrutura | Tipo | Incidente / acidente | Local | No. de mortes | US\$ |
| set/83 | Key Biscayne | jack-up | navifrágio durante rebouque | 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 | Bekepai | 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 | *** | \$ 32,000,000 |
| 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 | Perrod 61 | plataforma fixa | perda total devido a tufão | Golfo do México | *** | \$ 49,695,000 |
| out/85 | Mexico II | jack-up | blowout | Golfo do México | *** | \$ 55,000,000 |
| dez/85 | 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 | Dixlva 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 | Bala 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: "Major Oil and Energy 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 | California - 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 | "Jollist T.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 | "FV Northumberland" | --- | colisão com tubulação submarina | Golfo do México | 11 | \$ 35,400,000 |
| nov/89 | Interocean II | --- | perda total após capotamento | Mar do Norte | *** | \$ 12,230,000 |
| dez/89 | Sidki 382 | plataforma fixa | colisão c/ "Panay Sampaguita" | 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. |

| 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 8.3.3b - 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 | Paguro | 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 | Perú (Offshore) | 7 | *** |
| dez/73 | Mariner I | semi-submersível | blowout | Trinidad (Offshore) | 3 | *** |
| abr/74 | Dresser Rig No. 70 | jack-up | capotagem e navrágio 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 | navrágio 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 plataforma | Mar do Norte | 1 | *** |
| jun/77 | Heather | plataforma fixa | queda de peça suspensa em guindaste | Mar do Norte | 1 | *** |
| set/77 | Ball Dolphin | jack-up | capotagem e navrágio 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 navrágio | Golfo do México | 8 | *** |
| nov/79 | Bohai 2 | jack-up | capotagem durante reboque devido tufão | 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" | navrágio | Cape Bauld - Canadá | 13 | *** |

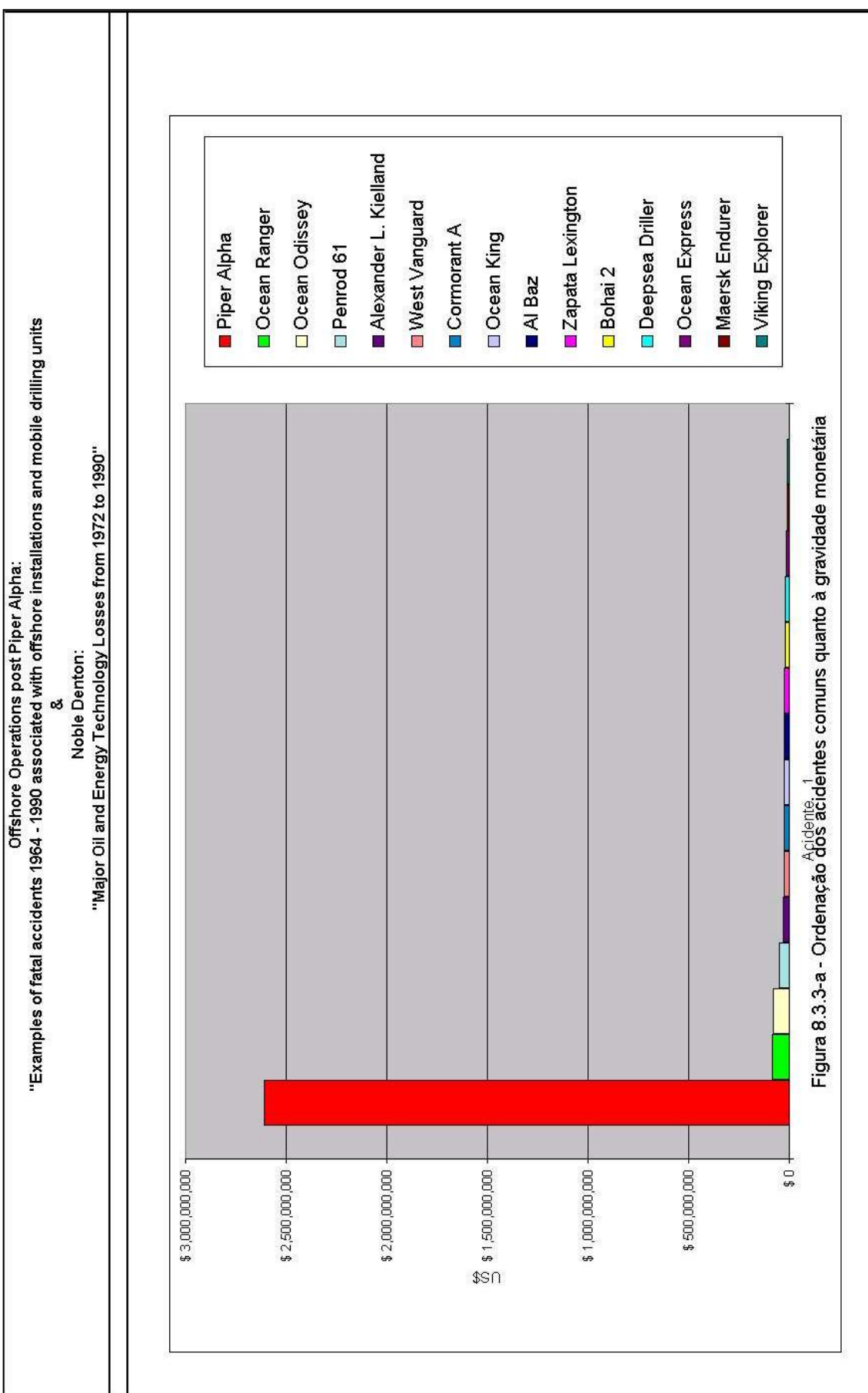
| "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990" | | | | | | |
|---|-------------------------|--------------------------------|---|----------------------------|---------------|------|
| 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-BUJF | helicóptero | queda no mar | Mar do Norte | 1 | *** |
| ago/81 | G-ASWI | helicóptero | queda no mar | Mar do Norte | 13 | *** |
| xx/82 | C-202 | 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 | naviário 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 | naviário | 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 | naviário 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-BUJR | 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 naviário | Golfo do México | 2 | *** |

| 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\$ |
| out/85 | Trintoc 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 furção | 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 | Bala Campeche - México | 38 | *** |
| jan/86 | não conhecida | helicóptero | queda durante pouso em barcaça guindaste | Golfo do México | 3 | *** |
| abr/86 | não conhecida | helicóptero | queda durante pouso em plataforma fixa | Mar Báltico - Alemanha Or. | 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 | adernada e parcialmente inundada | Golfo do México | 2 | *** |
| dez/86 | SA 330J Puma | helicóptero | queda no mar | Austrália Ocd. (Offshore) | 2 | *** |
| jan/87 | Bell 212 | helicóptero | acid. provocado p/ prender patins no helideck | Bala 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 Gasal | 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 | Bala de Bengala - Índia | 10 | *** |
| ago/88 | Holkar | 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 | *** |

8.34

| 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-c - 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 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 |
| abr/89 | Al Baz | jack-up | capotagem após blowout/incêndio | Nigéria (Offshore) | 4 | \$ 25,000,000 |

| 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-d1 -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 | navio 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 tufão | 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 8.3.3-d2 -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 | navio durante tempestade | Terra Nova - Canadá | 84 | \$ 86,500,000 |
| nov/79 | Bohai 2 | jack-up | capotagem durante reboque devido tufão | 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 | Mar da China (Sul) | 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 |



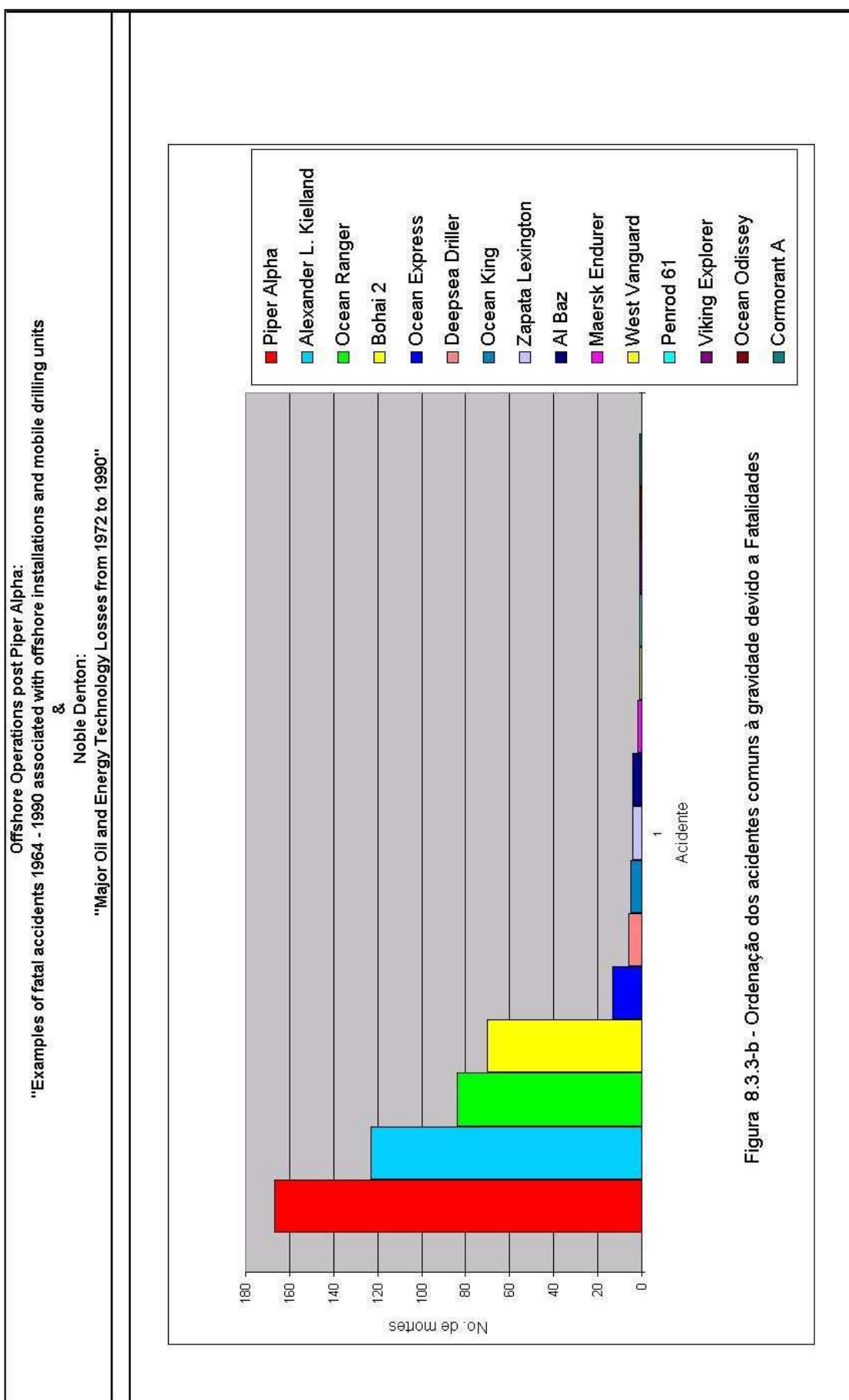


Figura 8.3.3-b - Ordenação dos acidentes comuns à gravidade devido a Fatalidades

Observando-se estas figuras 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 consequências de tal magnitude que deve-se tomar todas as medidas possíveis para evitá-lo.

O Quadro 8.3.3-e ordena os acidentes com hidrocarbonetos mais severos em termos monetários, incluindo aqueles não citados simultaneamente nos dois artigos. A representação desta Quadro, através da Figura 8.3.3-c 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 8.3.3-f e a Figura 8.3.3-d 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. Excluindo-se *Piper Alpha* e o Flotel *Alexander Kielland*, pode-se dividir a Figura 8.3.3-d em três grupos distintos:

O primeiro, com número de fatalidades entre 70 e 91 ocorrências, onde a causa predominante é o mau tempo;

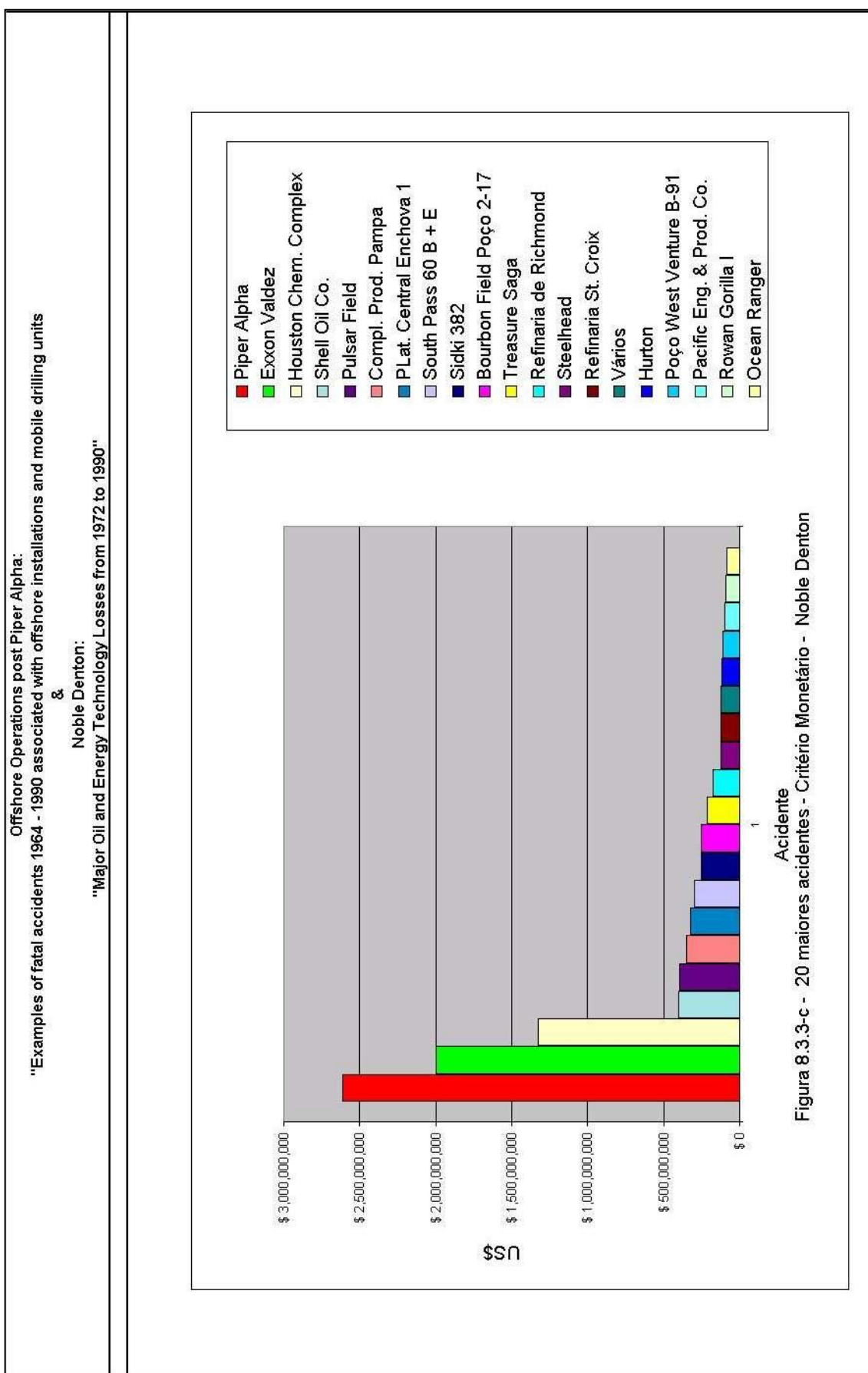
O segundo, entre 38-40, onde surge Enchova, devido à problemas com embarcações;

O terceiro, indo de 10 a 22 mortes, onde explosão e incêndio (incluindo *blowout*) aparecem em frequências elevadas como agentes causadores.

Se forem analisados todos os acidentes, pode-se construir os gráficos de pizza das Figuras 8.3.3-e e 8.3.3-f. Na primeira, contemplando o aspecto monetário, pode-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 8.3.3-g e 8.3.3-h tem-se os acidentes por tipo de plataforma, onde percebe-se que as Plataformas Semi-submersíveis, que seriam os tipos com características mais semelhantes às FPSO's, contribuíram entre 6 e 10% do total, incluindo barcas e helicópteros nestas análises. Cabe destacar que nem todas as Semi-submersíveis citadas são de operação, podendo exercer ainda atividades de hotelaria e perfuração, não sendo possível precisar sua natureza nestes artigos.

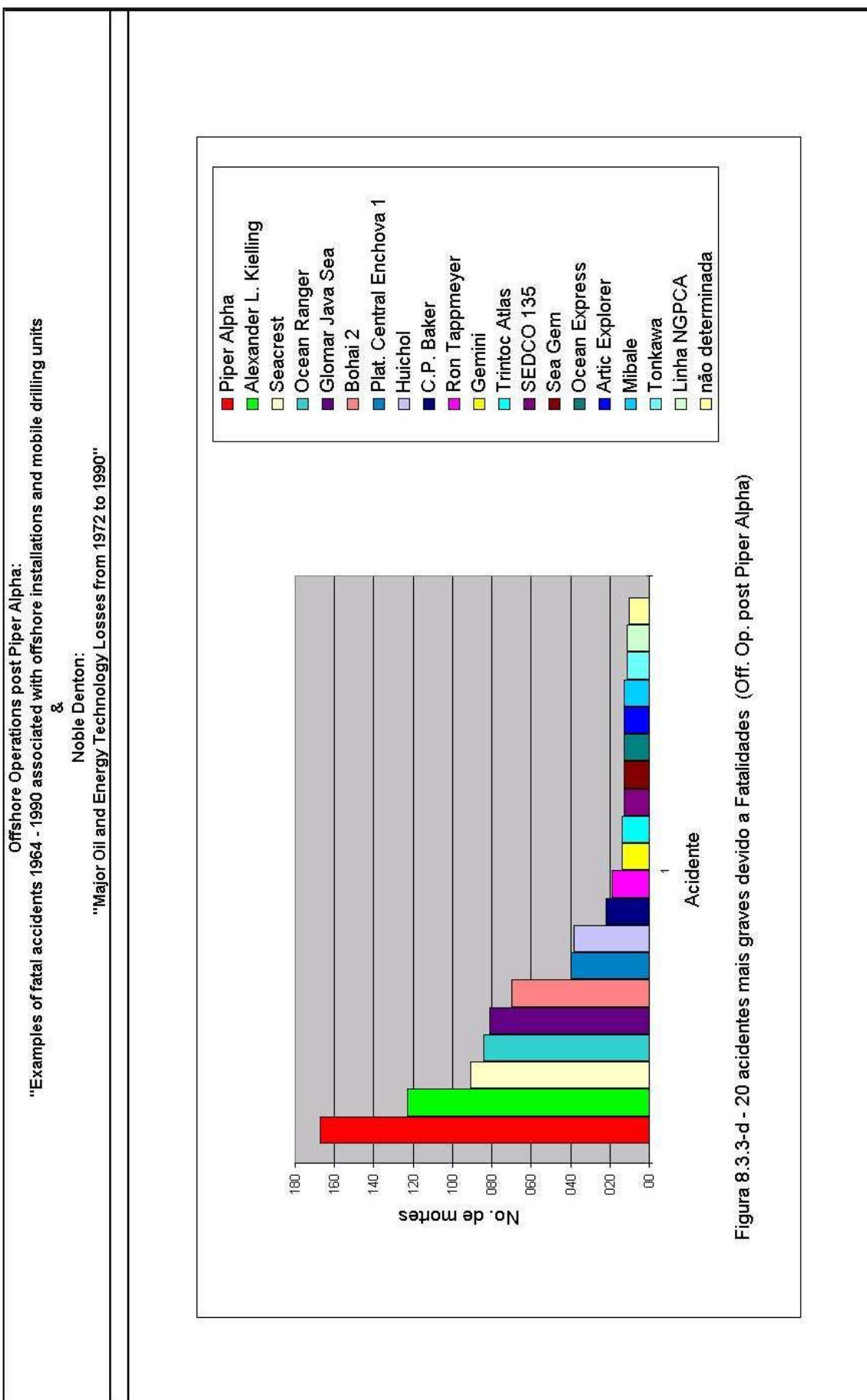
| Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990" | | | | | | |
|--|--------------------------|----------------------------------|---|-----------------------|---------------|------------------|
| Quadro 8.3.3-e - 20 maiores acidentes conforme critério monetário - Relatório "Noble Denton" | | | | | | |
| 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 Sampaguita" | 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 | Huron | 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 |



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-f - 20 acidentes mais graves por Fatalidades (Offshore Operations post Piper Alpha)

| 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 | navrágio durante tempestade | Terra Nova - Canadá | 84 |
| out/83 | Glomar Java Sea | navio sonda de perfuração | navrágio 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 | navrágio | 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 Paria - Trinidad | 14 |
| xx/65 | Sedco 135B | semi-submersível | navrágio 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" | navrágio | 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 |



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"

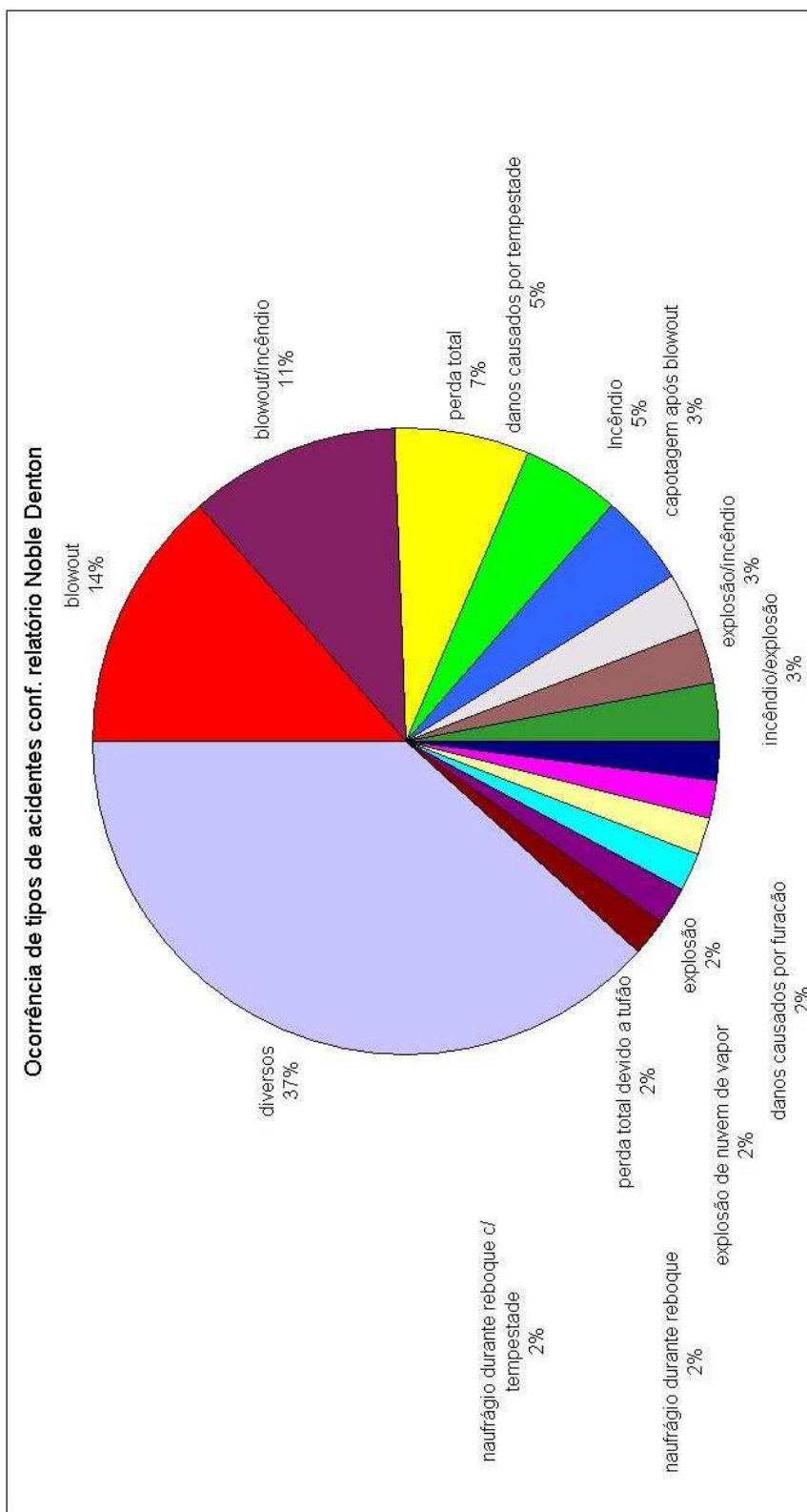


Figura 8.3.3-e - Frequência de ocorrência de acidentes conforme relatório "Noble Denton"

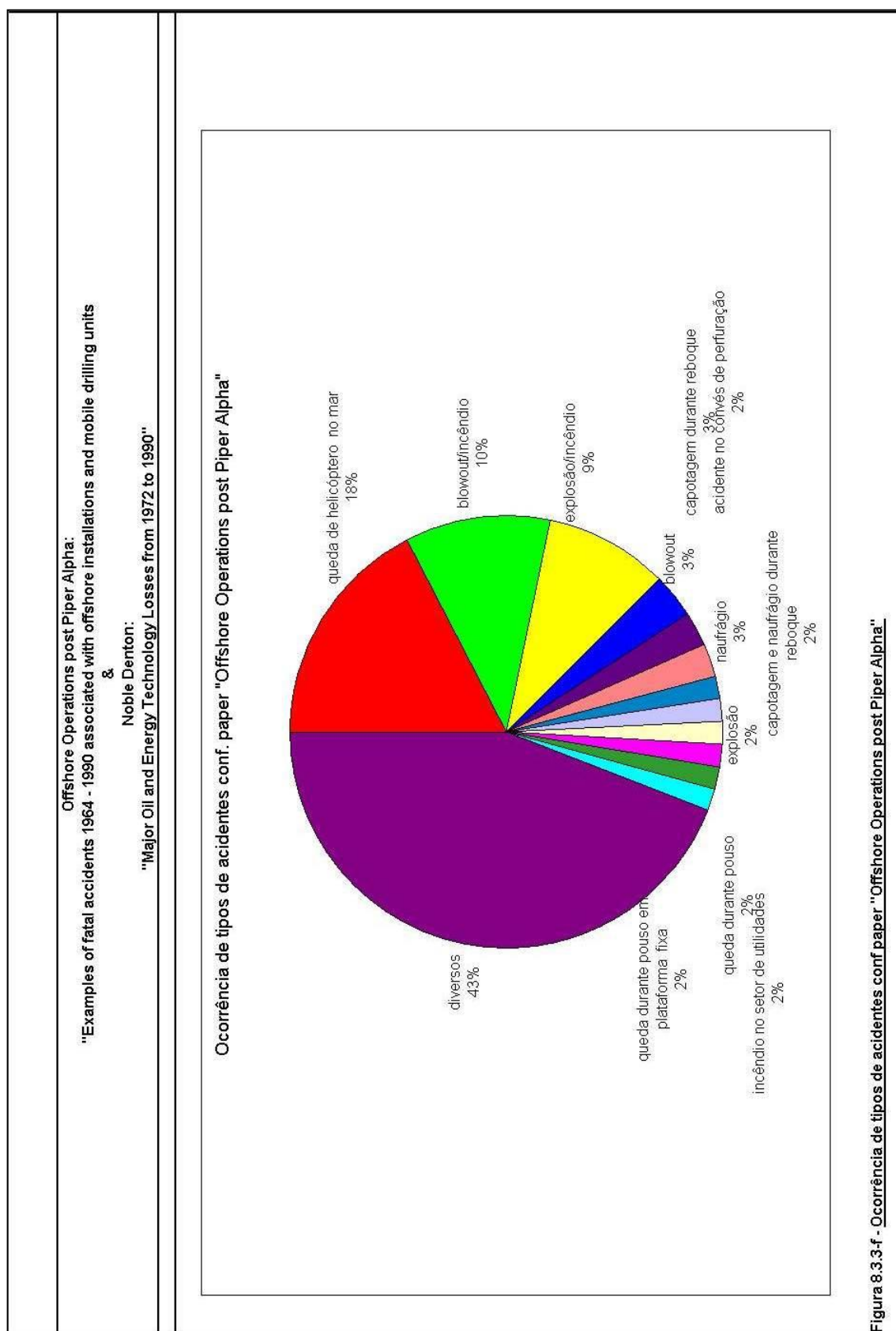


Figura 8.3.3-f - Ocorrência de tipos de acidentes conf paper "Offshore Operations post Piper Alpha"

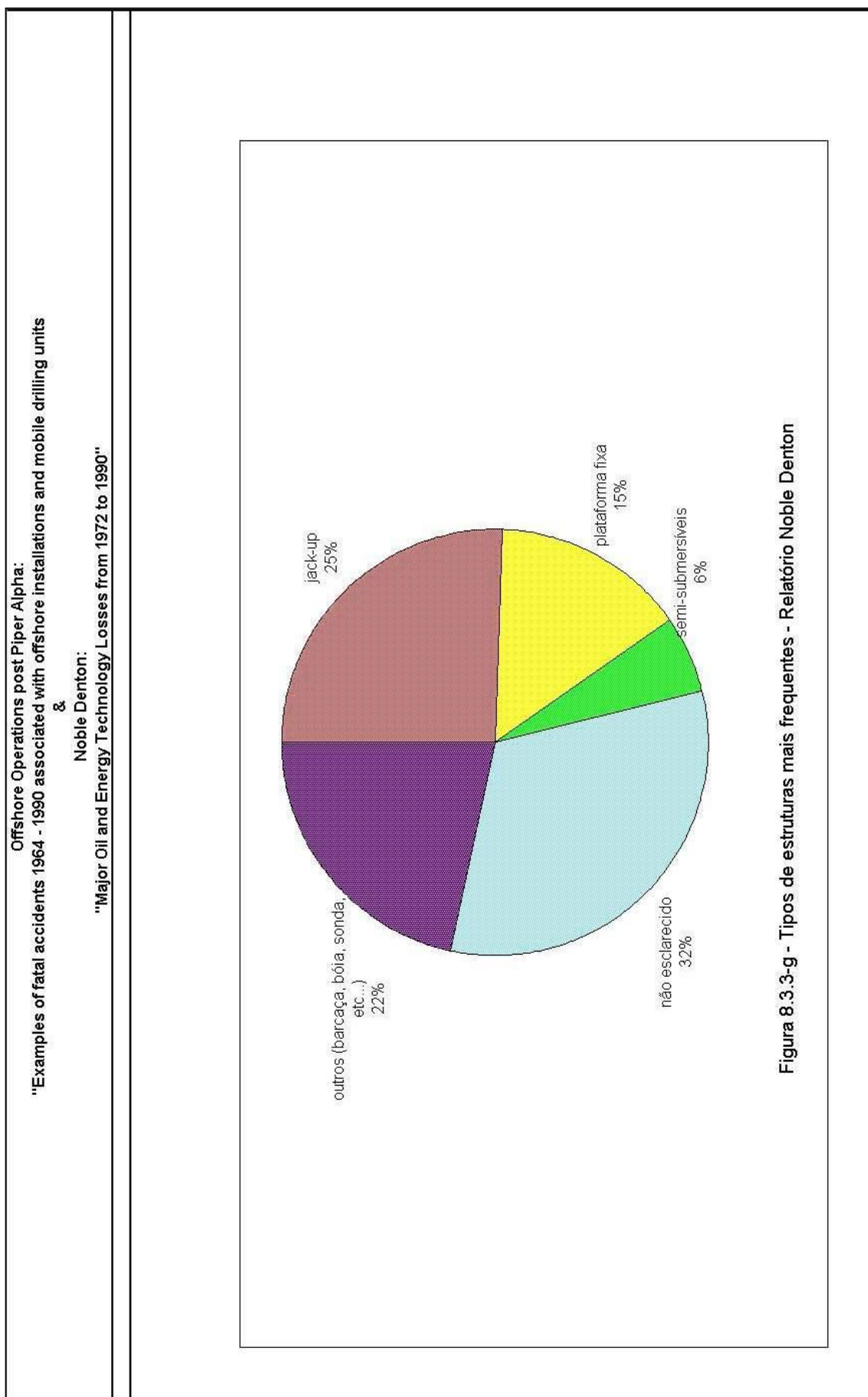
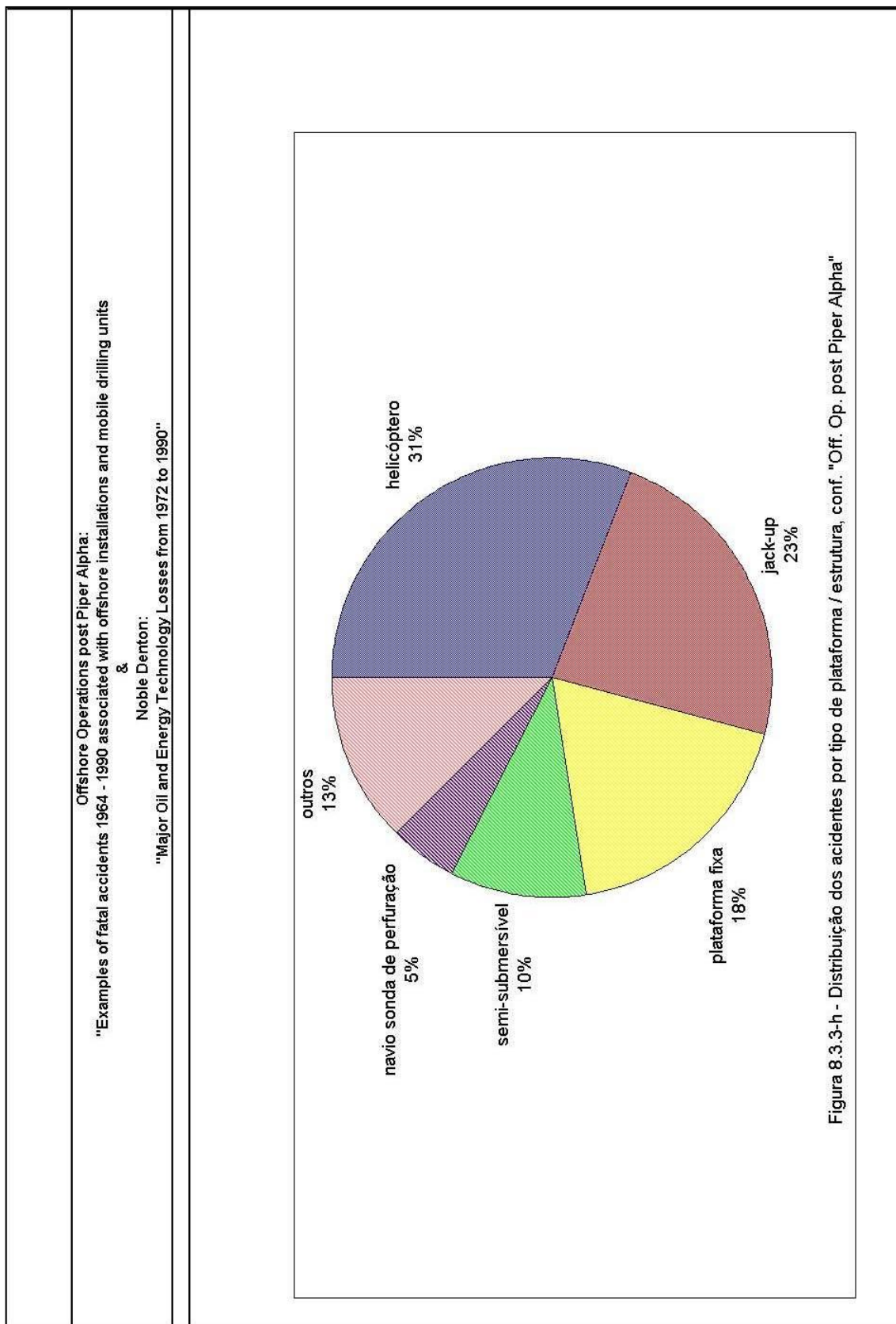


Figura 8.3.3-g - Tipos de estruturas mais frequentes - Relatório Noble Denton



8.3.4. [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 relacionados em periódicos trimestrais e inclui eventos ocorridos em quaisquer partes do Mundo.

Os resultados obtidos são apresentados no Quadro 8.3.4-a, 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 8.3.4-a, pode-se observar o seguinte:

1. 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;
2. Lamentavelmente não é possível obter informações exclusivamente dos projetos novos, nem especificamente de FPSOs, que seria de utilidade no projeto da FPSO Fluminense. 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;
3. 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;
4. Analisando as dos Quadros, percebe-se falhas em compressores, trocadores de calor, Flare, bombas, turbinas e vasos. Pode-se associar vazamentos de gás com 16 % dos casos totais relatados.

Quadro 8.3.4-a - Relação de Acidentes segundo Sedgwick 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 | Naufração | 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 | Plataforma | 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 8.3.4-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/Poliuição | Bahrain | | | |
| nov/93 | Plataforma | Cabo de Atracação | Vendaval | Mar do Norte | | | |
| dez/93 | Plataforma | | 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 | | | |
| abr/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 | Produção | tubulação | Explosão | Golfo do México - USA | 001 | 007 | |
| dez/94 | Produção | tubulação | 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 | | | |

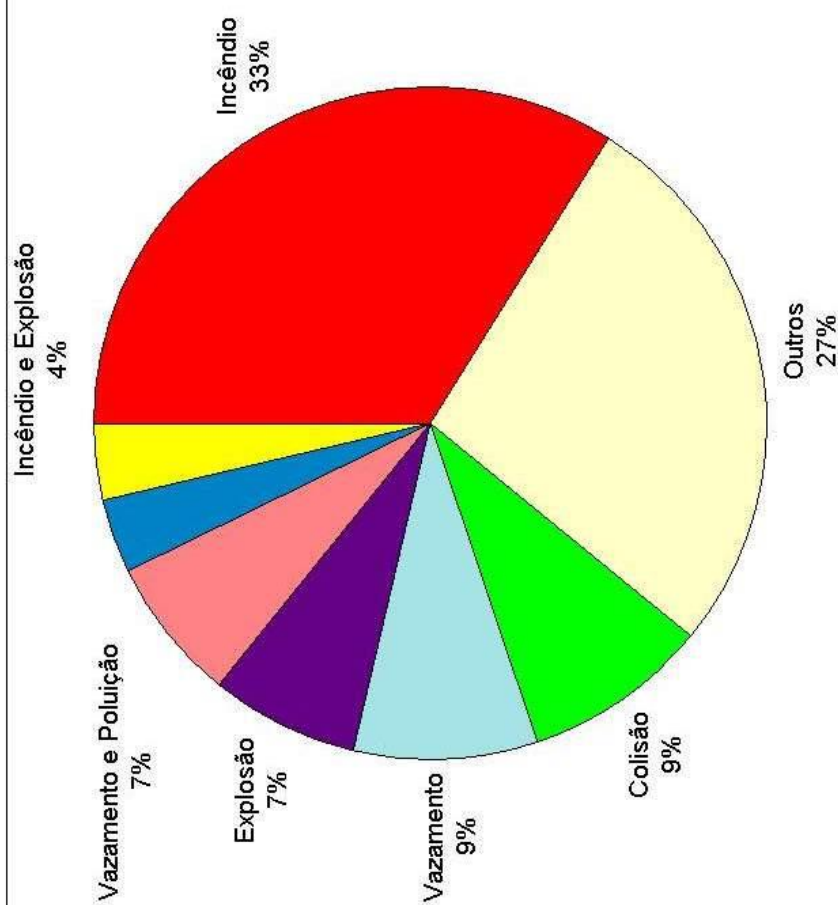


Fig. 8.3.4-a - Principais Ocorrências (%) de Acidentes em Instalações Offshore, de 1992 a 1995
(Sedgwick Energy)

8.3.5. [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 8.3.5-a e 8.3.5-b 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 8.3.5-c) vê-se que as plataformas semi-submersíveis são 32% do total de unidades móveis utilizadas.

O Quadro 8.3.5-a resume o número de ocorrências por plataformas móveis, que são apresentados na Figura 8.3.5-d, sem associá-los com a severidade. A Figura 8.3.5-e apresenta os acidentes ocorridos exclusivamente com as semi-submersíveis, no período de 1980-93, onde nota-se a ligeira predominância de *blowouts* sobre incêndios.

O Quadro 8.3.5-b fornece a frequência de ocorrência de acidentes para cada tipo, contadas por 1000 unidades-ano. O Quadro 8.3.5-c apresenta a severidade dos danos impingidos às unidades móveis quando da ocorrência de acidentes. 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;

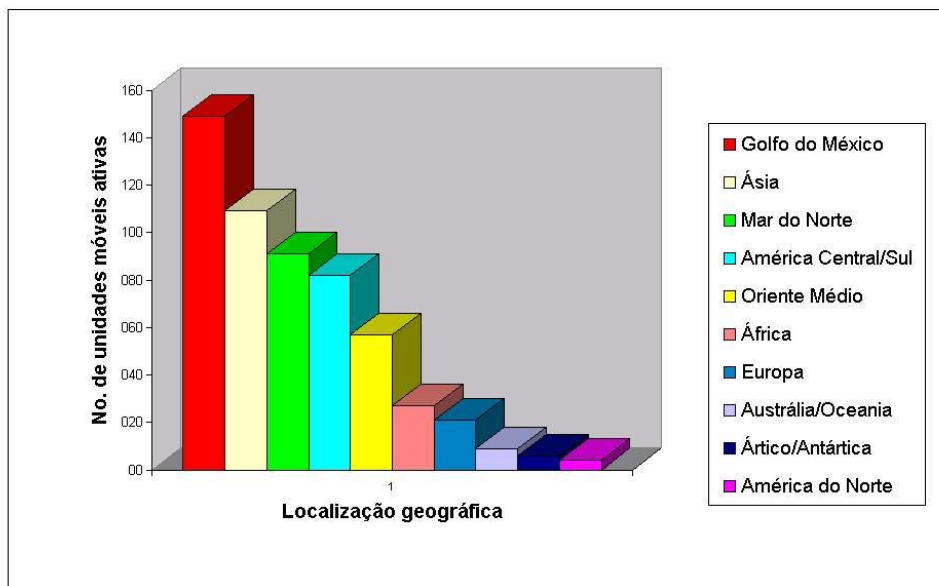


Figura 8.3.5-a- Distribuição das unidades móveis ativas pelo Mundo

Nota: dados de 1993.

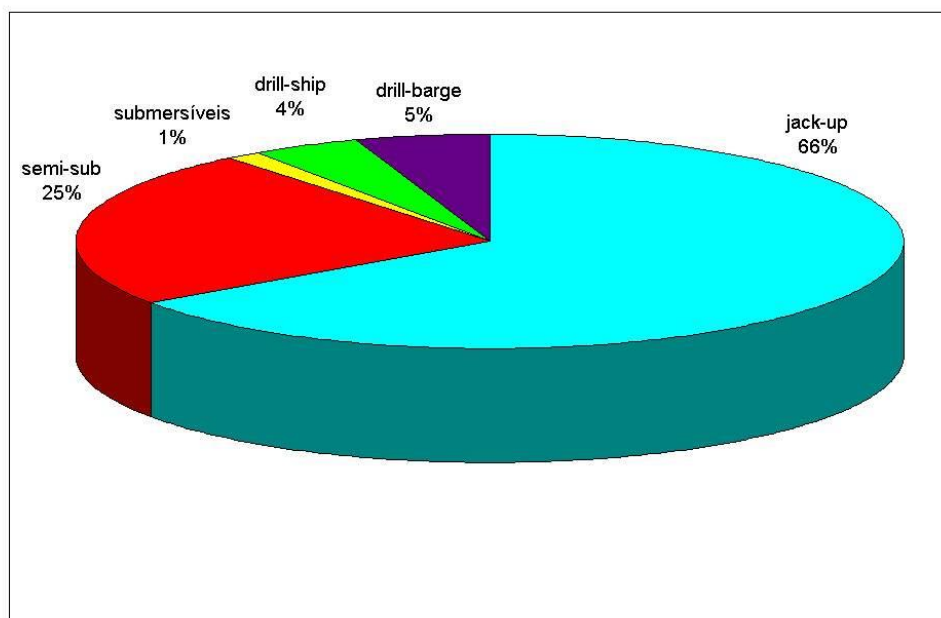


Figura 8.3.5-b - Distribuição por tipo de unidades móveis ativas pelo Mundo

Nota: dados de 1993.

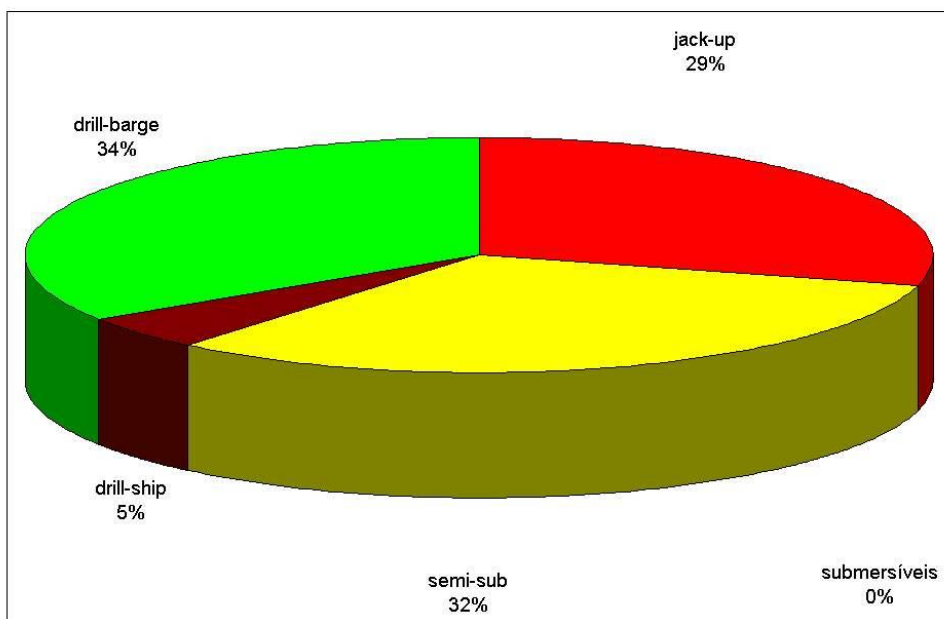


Figura 8.3.5-c - Distribuição por tipo, de unidades móveis ativas pelas Américas Central e do Sul

Nota: dados de 1993.

Quadro 8.3.5-a - Número de ocorrências de acidentes por tipo x tipo de unidade

* Dados de todo o Mundo, para unidades móveis, do período 1980 / 1993.

| 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 |
| Adernamento | 39 | 10 | 1 | 4 | 1 | 55 |
| Falha de motores | 3 | 3 | 0 | 7 | 1 | 14 |
| Desposicionamento | 46 | 52 | 1 | 5 | 2 | 106 |
| Liberção 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 |

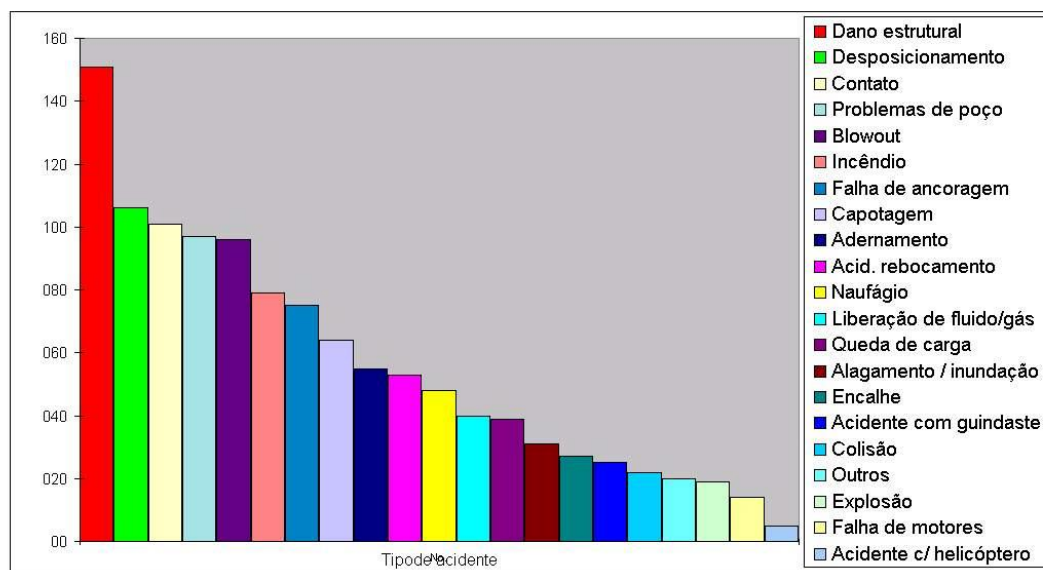


Figura 8.3.5-d - Distribuição da ocorrência de tipos de acidentes em unidades móveis ativas no Mundo, período 1980 / 1993

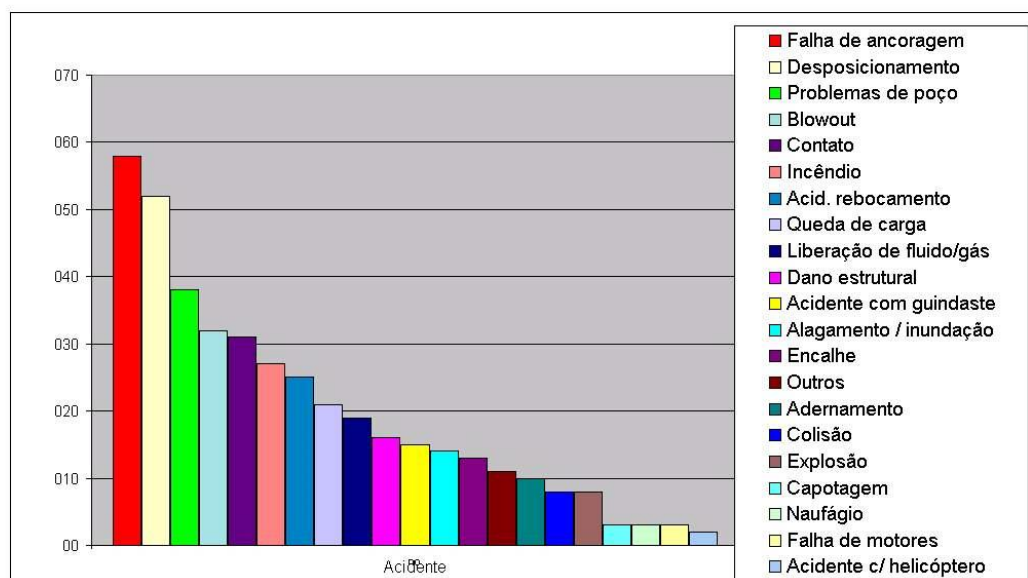


Figura 8.3.5-e - Distribuição da ocorrência de tipos de acidentes em unidades móveis semi-submersíveis ativas no Mundo, período 1980 / 1993

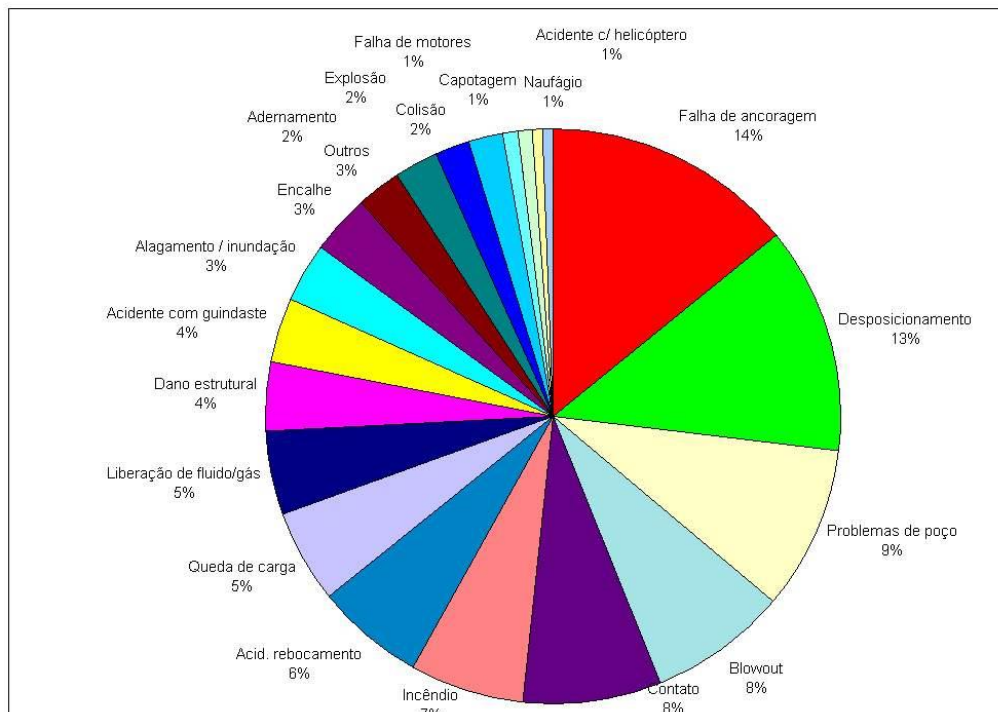


Figura 8.3.6-e1. Percentual de distribuição de cada tipo de acidente em unidades móveis semi-submersíveis ativas no mundo.

Quadro 8.3.5-b - Frequência da ocorrência de acidentes por tipo x tipo de unidade

(No. de ocorrências / 1000 unidades-ano - período 1980 / 1993 - dados de todo o Mundo)

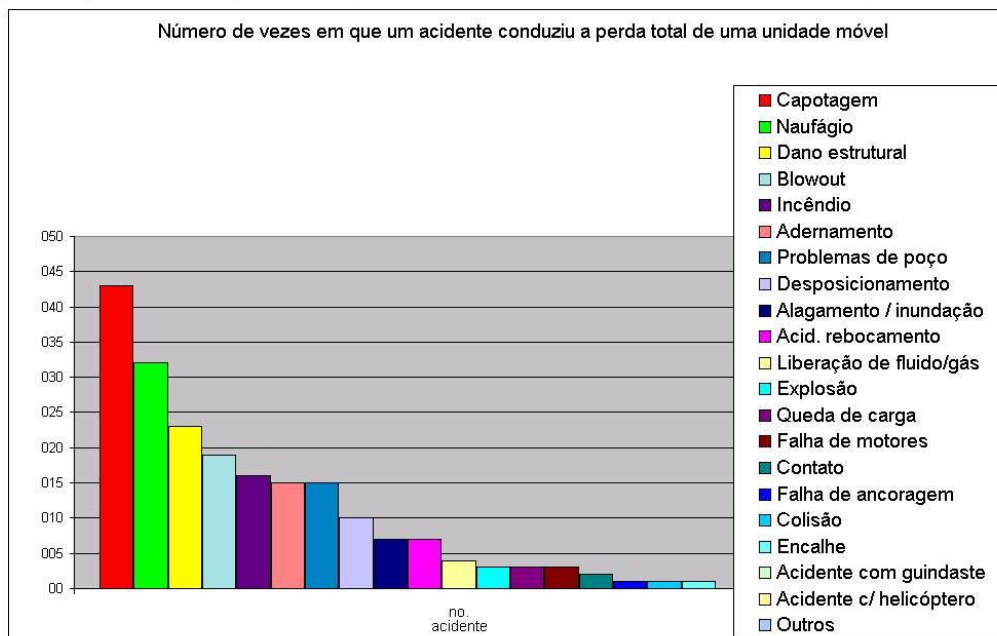
| Tipo de Acidente | Tipo de Unidade Móvel | | | | | | Unidade Fixa Plat. fixa |
|-------------------------|-----------------------|----------|-------------|------------|-------------|-------|-------------------------|
| | jack-up | semi-sub | submersível | drill-ship | drill-barge | TOTAL | |
| Falha 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 |
| Naufrágio | 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 |
| Adernamento | 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 |

Quadro 8.3.5-d - Frequência da ocorrência de acidentes 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 | 001 | 008 | 027 | 030 | 009 | 075 |
| Blowout | 019 | 012 | 013 | 009 | 043 | 096 |
| Capotagem | 043 | 020 | 001 | 00 | 00 | 064 |
| Colisão | 001 | 005 | 006 | 007 | 003 | 022 |
| Contato | 002 | 006 | 049 | 038 | 006 | 101 |
| Acidente com guindaste | 00 | 00 | 009 | 007 | 009 | 025 |
| Explosão | 003 | 005 | 007 | 001 | 003 | 019 |
| Queda de carga | 003 | 003 | 012 | 007 | 014 | 039 |
| Incêndio | 016 | 017 | 017 | 018 | 011 | 079 |
| Naufágio | 032 | 012 | 003 | 001 | 00 | 048 |
| Encalhe | 001 | 008 | 011 | 006 | 001 | 027 |
| Acidente c/ helicóptero | 00 | 00 | 00 | 005 | 00 | 005 |
| Alagamento / inundação | 007 | 005 | 009 | 008 | 002 | 031 |
| Adernamento | 015 | 013 | 017 | 006 | 004 | 055 |
| Falha de motores | 003 | 00 | 00 | 006 | 005 | 014 |
| Desposicionamento | 010 | 012 | 023 | 018 | 043 | 106 |
| Liberção de fluido/gás | 004 | 006 | 009 | 005 | 016 | 040 |
| Dano estrutural | 023 | 024 | 089 | 013 | 002 | 151 |
| Acid. rebocamento | 007 | 005 | 006 | 003 | 032 | 053 |
| Problemas de poço | 015 | 008 | 012 | 009 | 053 | 097 |
| Outros | 00 | 001 | 004 | 007 | 008 | 020 |
| TOTAL | 205 | 170 | 324 | 204 | 264 | 1167 |

Figura 8.3.5-j - Ocorrência de perda total X tipo de acidente - dados Mundiais p/ unidades móveis - período 1980 / 1993



- **Danos Menores** - 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.

Observa-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 8.3.5-f a 8.3.5-j apresentam a ordenação dos acidentes para cada classe de dano, onde nota-se 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 8.3.5-d relaciona os acidentes com o número de fatalidades produzidas, considerando ainda as classes de danos da Figura 8.3.5-j. 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 8.3.5-k 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 8.3.5-l e no Quadro 8.3.5-e. 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, acontecido 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 8.3.5-f apresenta as sequências 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 8.3.5-g Ocorrência de danos severos X tipo de acidente - dados mundiais p/ unidades móveis -
- período 1980 / 1993

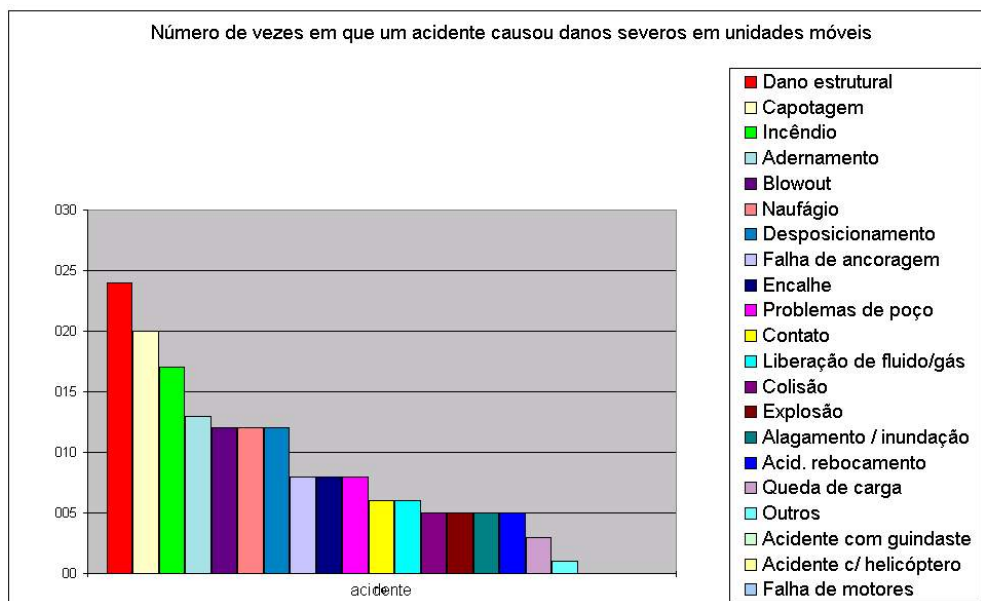
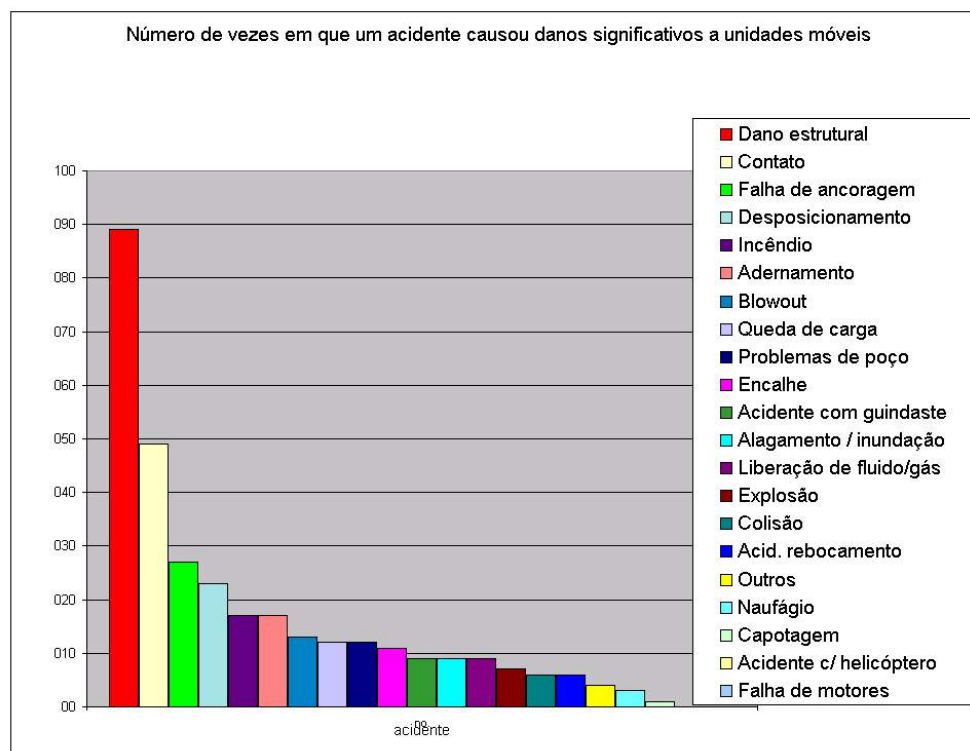


Figura 8.3.5-h -Ocorrência de danos significativos X tipo de acidente - dados mundiais p/ unidades móveis -
- período 1980 / 1993



Quadro 8.3.5-d - 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)

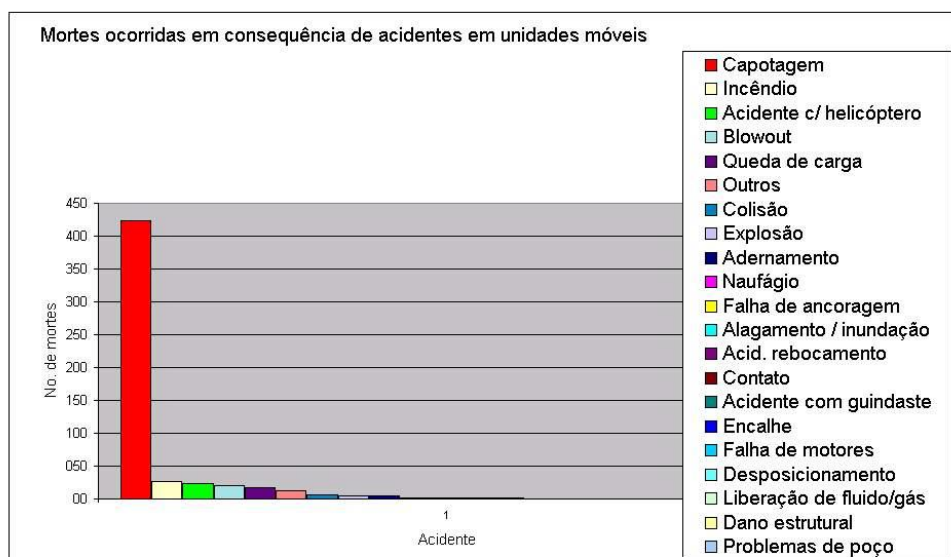
| Tipo de Acidente | Severidade dos danos | | | | | TOTAL |
|-------------------------|----------------------|---------------|-----------------|----------------|-----------------|-------|
| | perda total | danos severos | danos signific. | danos pequenos | danos insignif. | |
| Falha de ancoragem | 00 | 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

 Figura 8.3.5-j Ocorrência de mortes X tipo de acidente - dados mundiais p/ unidades móveis -
 - período 1980 / 1993


Quadro 8.3.5-e - 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 | | | | | | | | |
|-------------------------|------------------|------------|------------|-----------|------------|------------|---------------|------------|------------|
| | Perfuração | Ociosidade | Operação | Produção | Construção | Suporte | Transferência | Outros | TOTAL |
| 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 |
| Naufágio | 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 8.3.5-m - Ocorrência de mortes X modo de operação - dados mundiais p/ unidades móveis - período 1980 / 1993



Quadro 8.3.5-f Seqüência dos eventos que ocorrem nos piores acidentes em unidades semi-submersíveis (Período 1970 / 1993 – dados e todo o Mundo)

| NOME DA UNIDADE | ÁREA | SEQUÊNCIA DO ACIDENTE | Nº DE MORTOS | 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 – deposicionamento

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

8.3.6. 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 8.3.6-a 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 APR.

Quadro 8.3.6-a - Dados de Acidentes da Fronape

| NAVIO | DATA | LOCAL | DESCRIÇÃO | CAUSA |
|--------------------|----------|-----------------|--|---|
| Quixadá | 10/01/89 | Houston (EUA) | Explosão nos tanques | Excesso de pressão durante a nitrogenação |
| 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 de Janeiro | Incêndio durante reparos | Curto-circuito na troca de fusíveis no painel |
| Amazonas | 28/04/93 | São Sebastião | Explosão com vítimas fatais | |
| Candeias | 14/07/73 | Rio de Janeiro | Explosão no interior do TQ-3C | |
| 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 |

8.3.7.. 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 11 acidentes, 4 deles envolvendo unidades FPSO. Estes 4 acidentes são descritos em detalhes a seguir.

Os 7 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 7 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, 1 fatalidade.

Fulmar FSU (1986) – Vazamento de óleo devido a 4 trincas no tanque lateral dianteiro. A produção não foi interrompida, mas foram necessários 3 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 a liberação de óleo diesel. A área foi evacuada. A produção foi interrompida por 2 meses. Sem lesões ou fatalidades.

Jabiru FPU (1991) – Vazamento de óleo durante preparativos para desconexão do riser, devido a aproximação de um ciclone tropical. O óleo foi dispersado devido as 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 2 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 as 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, seguiram 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 à bordo, usado para produção e estocagem de óleo, no campo de Hudson, perdeu a amarra nº 7 (são 8 amarras no total) numa tempestade severa. A produção foi interrompida. O navio estava impossibilitado de substituir a amarra devido as 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 5 amarras remanescentes (ventos de 30-40 nós, ondas 7-8m em média e máximo de 12-13m). 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 *Ljehua* 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 16km 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 | ??/10/1996 |
| Área Geográfica | Sul da Ásia |
| Campo / Bloco | Campo de <i>Ljehua</i> |
| Nome da Unidade | Nanhai Sheng Li |
| Tipo da Unidade | FPSO |
| Função | Produção |
| Ano de Construção | |
| Proprietário | AMOCO |
| Contratante | |
| Operador | AMOCO |
| Evento Principal | Ruptura das estruturas principal ou secundárias |
| Causas | Condições climáticas adversas |
| 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 |

8.4. 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 X 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 resultam de uma seqüência de eventos, cuja causa inicial pode ser insignificante para o meio ambiente, porém seu processo de desdobramento pode levar a outros danos 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 8.4-a. 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 8.4-a. 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 a máxima severidade de efeitos físicos. Porém apenas os pequenos vazamentos que ocorram em áreas fechadas estarão sujeitos a propagarem-se para outros focos.

Para fins de avaliação das frequências de ocorrências dos eventos iniciadores identificados, foram utilizadas diversas fontes de dados, como pôr exemplo: OREDA, AIChE, Technica, WOAD, conforme mostrado no Quadro 8.4-b a seguir. Outras frequências de ocorrências foram estimadas qualitativamente.

Quadro 8.4-b. Frequências anuais de falhas

| 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) |
| Riser | 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 |
| 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 à criticalidade destes, onde foram considerados possíveis desdobramentos e propagação dos efeitos iniciais, adotou-se as probabilidades de ignição e desdobramentos relacionadas no Quadro 8.4-c.

Quadro 8.4-c. 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 a hierarquização ao nível qualitativo, dos vários cenários identificados no estudo.

8.4.1. 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 8.4.1-a abaixo:

Quadro 8.4.1-a. Categoria de Frequências

| CATEGORIA | DENOMINAÇÃO | FAIXA (OC./ANO) | DESCRIÇÃO |
|-----------|-------------|-------------------------------|---|
| A | Remota | $F < 10^{-3}$ | Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação |
| B | Improvável | $10^{-3} \leq F < 10^{-2}$ | Improvável de ocorrer durante a vida útil |
| C | Provável | $10^{-2} \leq F \leq 10^{-1}$ | Provável de ocorrer durante a vida útil da instalação |
| D | 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 dano 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 04 (quatro) categorias de severidade, conforme representadas no Quadro 8.4.1-b.

Quadro 8.4.1-b. Categoria de Severidade

| CATEGORIA | DESCRIÇÃO |
|-----------|--|
| 1 | Nenhum dano à plataforma ou ao meio ambiente. |
| 2 | Dano restrito à plataforma: eventos cujos efeitos se restrinjam ao módulo/compartimento 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 | Dano ao meio ambiente devido a emissões diretas até 8 m ³ de óleo ao mar. |
| 4 | Dano ao meio ambiente devido a emissões diretas acima de 8 até 200 m ³ de óleo ao mar. |
| 5 | Dano ao meio ambiente: aqueles eventos cujos efeitos resultem em emissão diretas ao mar (maiores de que 200 m 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*, obtêm-se uma indicação qualitativa do nível de risco de cada um dos cenários identificados. A matriz de risco (Quadro 8.4.1-c) 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 8.4.1-c. Categoria de Risco

| | | Severidade | | | | |
|--------------------|---|---|-----|----|------------------------|----|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Frequência | D | RNC | RNC | RC | RC | RC |
| | C | RNC | RNC | RM | RC | RC |
| | B | RNC | RNC | RM | RM | RC |
| | A | RNC | RNC | RM | RM | RC |
| Frequência: | | Severidade: | | | Risco: | |
| A = Remota | | 1 = Nenhum dano ao meio ambiente | | | RC=Risco Crítico | |
| B = Improvável | | 2 = Dano restrito à plataforma. | | | RM=Risco Moderado | |
| C = Provável | | 3 = Vazamento de óleo de até 8 m ³ | | | RNC= Risco Não-Crítico | |
| D = Frequente | | 4 = Vazamento de óleo entre 8 m ³ e 200 m ³ | | | | |
| | | 5 = Vazamento de óleo maior que 200 m ³ | | | | |

8.5. IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS PERIGOSOS

8.5.1. Subsistemas Considerados

Com o objetivo de facilitar o estudo, cada subsistema foi dividido em trechos distintos e estudados separadamente, cada trecho citado nas planilhas em anexo, conforme relacionado a seguir. No **Anexo X** encontram-se indicados os sistemas e trechos citados.

Desta forma, especificamente para as atividades previstas pela FPSO Fluminense, serão utilizados os seguintes dez (10) subsistemas, cuja função básica encontra-se descrita ao lado:

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 – Turret & Swivel– compreende todos os equipamentos associados ao recebimento das linhas submarinas na chegada à embarcação, na região do *Turret*.

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, Produto Fora de Especificação e Lastro – compreende todos os equipamentos associados a Tancagem de óleo produzido, produtos fora de especificação e eventual contaminação da água dos Tanques de lastro.

Subsistema 10 – Linhas de Importação e Exportação de Gás, Óleo e Outros – compreende todos as linhas associadas ao envio e recebimento de produtos na FPSO.

Subsistema 01 – Linhas Submarinas – Produção / Injeção / Umbelicais)

Trecho 1.1 – Linha de Produção, da Árvore de Natal Molhada (ANM) até o Manifold Submarino (SSM)

Trecho 1.2 – Linha de Injeção de Gás Lift, do Manifold Submarino (SSM) à Árvore de Natal Molhada (ANM)

Trecho 1.3 – Riser de produção, do Manifold Submarino ao Conector do Riser no Turret

Trecho 1.4 – Riser de Gás Lift, do Conector do Riser no Turret ao Manifold Submarino

Trecho 1.5 – Linhas Umbelicais

Subsistema 02 - Turret & Swivel

Trecho 2.1 – Linha de Produção, do Conector do Riser no Turret ao Swivel

Trecho 2.2 – Linha de Gás Lift, do Swivel ao Conector do Riser no Turret

Subsistema 03 – Sistema de Separação e Processamento de Óleo

Trecho 3.1 – Linha de óleo produzido, do Conector de saída do Swivel ao Separador de 1º Estágio / Teste (MBD-1015, MBD-1020 e MBD-1010)

Trecho 3.2 – Linha de óleo produzido, do Separador de 1º Estágio ao Separador de Pressão Intermediária (PI) (MBD-1125)

Trecho 3.3 – Linha de óleo produzido, do Separador Intermediário ao Tratador de Óleo

Trecho 3.4 – Linha de óleo produzido, do Tratador de Óleo aos Tanques de Carga

Trecho 3.5 – Linha de dreno fechado, dos drenos ao Separador PI, passando pelo Tanque de Sump (Closed Drain Sump Tank)

Subsistema 04 – Compressão e Tratamento de Gás

Trecho 4.1. – Do Separador de 1º Estágio ao Compressor Principal (Booster)

Trecho 4.2. – Do Separador PI ao Compressor Principal, passando pelo 2º Estágio do Compressor de Gás Flash

Trecho 4.3. – Do Tratador de Óleo ao Compressor Principal, passando pelo Compressor de Gás Flash

Trecho 4.4. – Do Sistema de regeneração de glicol, ao Compressor Principal, passando pelo Compressor de Gás Flash

Trecho 4.5. – Do Compressor Principal ao Header de Exportação de Gás, passando pelo Sistema de Desidratação

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

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

Trecho 4.8. – Linha de Gás Combustível, do 1º Estágio do Compressor Principal até os consumidores

Trecho 4.9. – Linha de Glicol, do Vaso de TEG ao vaso de reposição

Subsistema 05 - Sistema de 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

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

Subsistema 07– Tratamento de Água Produzida e Drenagem Fechada

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

Trecho 7.2. – Linha de óleo, dos Hidrociclones ao Tanque de Sump

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

Trecho 7.4. – Linha de água fora de especificação, do Flotador ao Tanque de Slop Oil

Subsistema 08– Tratamento de Água de Drenagem Aberta

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

Trecho 8.2. – Linha de água oleosa, do Slop Tank “Sujo” ao Slop Tank Limpo, passando pelo Separador água/óleo

Trecho 8.3. – Linha de óleo, do Separador Água /óleo ao Separador IP

Subsistema 09 – Tanques de Óleo, Produto Fora de Especificação 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. – Slop Tank

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 Turret até a chegada na Plataforma P-15

Trecho 10.4. – Mangote Flexível para carga de Diesel

8.5.2. Eventos Identificados

A aplicação da metodologia apresentada nos itens anteriores possibilitou a construção das planilhas de Análise Preliminar de Perigos, que se encontram no **Anexo X**. Através destas planilhas, foram identificadas 86 Hipóteses Acidentais (HA), das quais 4 foram caracterizadas como Risco Crítico (4.655%) e 35 como Risco Moderado (40.70%).

Estes resultados indicam que cerca de 54 % das HA's não necessitam de medidas mitigadoras adicionais, uma vez que não apresentam risco de impacto significativo ao ambiente ou instalação. O Quadro 8.5.2-a apresenta a distribuição das HA's em função da combinação de *frequência* e *severidade*.

Quadro 8.5.2-a. Distribuição das Hipóteses Acidentais

| | | SEVERIDADE | | | | | |
|--------------------|---|---|-------------|-------------|-------------|------------------------|-------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | Total |
| FREQUÊNCIA | D | | | 1 | | | 1 (1.16%) |
| | C | 9 | 8 | 1 | 1 | | 19 (22.10%) |
| | B | 9 | 8 | 14 | 1 | | 32 (37.21%) |
| | A | 4 | 9 | 8 | 11 | 3 | 34 (39.53%) |
| Total | | 22 (25.58%) | 25 (29.07%) | 24 (27.91%) | 13 (15.12%) | 2 (2.33%) | 86 (100%) |
| Frequência: | | Severidade: | | | | Risco: | |
| A = Remota | | 1 = Nenhum dano ao meio ambiente | | | | RC=Risco Crítico | |
| B = Improvável | | 2 = Dano restrito à plataforma. | | | | RM=Risco Moderado | |
| C = Provável | | 3 = Vazamento de óleo de até 8 m ³ | | | | RNC= Risco Não-Crítico | |
| D = Frequente | | 4 = Vazamento de óleo entre 8 m ³ e 200 m ³ | | | | | |
| | | 5 = Vazamento de óleo maior que 200 m ³ | | | | | |

8.5.3. Análise e Avaliação dos Eventos Identificados

Analisando-se os resultados do item 8.5.2, pode-se observar que, dentre os *Riscos* classificados como *Críticos*, há duas ocorrências de Severidade 5, ambas associadas à Frequência A. Ou seja, as Hipóteses Acidentais classificadas como Severidade 5 (HA's 76 e 82) não são esperadas de ocorrer durante a operação do *FPSO Fluminense*.

A HA 76 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 os Tanques laterais e atingir os Tanques de Carga ou estaria associado à uma explosão no próprio Tanque. Entretanto, a restrição do uso dos tanques Centrais

para armazenar óleo, enquanto os laterais são apenas preenchidos com água, fornece uma proteção efetiva e significativa contra colisões. Adicionalmente, o uso de diversos dispositivos de segurança, como o de Inertização, e a proteção proporcionada pelo Piso de Chapa no Convés de Produção, tornam bastante improvável a ocorrência de explosões nos Tanques de Carga.

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 fonte quentes como soldas, maçaricos, arcos elétricos e fagulhas no interior dos Tanques. Na FPSO em análise este tipo de reparo será precedido de cuidadosa limpeza e inspeção, além do esvaziamento dos tanques vizinhos. Desta forma, mesmo a ocorrência de explosão durante reparo não resultará em emissão para o mar.

A HA 82 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, à problemas na própria linha/flanges, como corrosão ou fadiga, ou a um movimento excessivo entre o FPSO e o Navio Recebedor. A presença de um Rebocador mantendo o Aliviador na posição correta minimizaria o último tipo de ocorrência, enquanto que os cuidados e testes usuais de manutenção manteriam sob controle a segunda causa. Resta portanto agir sobre os barcos de apoio e pesqueiros, que eventualmente possam se aproximar do local.

As outras 2 hipóteses classificadas como críticas, as HA's 85 e 86, dizem respeito ao derrame de óleo diesel no mar, durante operação de recebimento do produto, a partir do Navio de Suprimentos. 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 35 HA's identificadas distribuem-se ao longo de todas as atividades produtivas, da produção no fundo do mar à transferência para o navio Recebedor. Entretanto, a grande quantidade de dispositivos e procedimentos de segurança tende a restringir ambas as componentes do risco, severidade e frequência.

Dentre as HA's classificadas como Risco Moderado, encontram-se as 01, 02, 05 a 08, associadas às instalações submarinas. 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. Outro ponto merecedor de destaque é a necessidade de restringir a presença de embarcações próximas ao *Turret*, em função do risco de colisão com as linhas de produção.

Com relação ao Subsistema 2, *Turret* e *Swivel*, tem-se as HA's 11 e 13 classificadas como Risco Moderada, ambas associadas a grandes liberações de óleo devido a ruptura de componentes do subsistema em análise. neste caso, além das recomendações acima, sugere-se a instalação de sistema de drenagem específico.

No Subsistema 3, Separação e Tratamento de Óleo, as HA's 15, 17, 19, 21, 23 e 26 a 29 foram classificadas como Risco Moderado. Entretanto, a presença do piso de chapa no

convés, associado ao dispositivo de contenção restringe e permite a drenagem do óleo derramado, impedindo que o mesmo venha a atingir o mar.

No Subsistema 4, Compressão e Tratamento de Gás, apenas as HA's 31 e 42 foram classificadas como Risco Moderado, sob a ótica ambiental. Embora manuseiem apenas gás, há o risco de uma grande liberação vir a resultar em grande liberação de óleo nos Separadores. 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.

No Subsistema 5, Flare, não foi observado Risco Moderado, uma vez que a frequência esperada de operação é reduzida e aplicam-se as mesmas considerações feitas ao Subsistema 4.

No Subsistema 6, Utilidades, as HA's 57, 59 e 61 foram classificadas como Risco Moderado. Ambas 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 Sistema 3.

O Subsistema 7, Tratamento de Água Produzida e Drenagem Fechada, contem as HA's 61 e 66 a 68 classificadas como Risco Moderado. Neste caso 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 frequente da qualidade da água, além dos sistemas de controle existente limitariam o volume a ser descartado, restringindo a severidade associada.

No Subsistema 8, Tratamento de Drenagem Aberta, apenas as HA's 70 e 74 foram classificadas como Risco Moderado. Ambos os casos estão associados ao risco de ruptura da tubulação exposta no Convés Principal ou parte do costado do Tanque de *Slop*, com derrame no mar. Neste caso, este Tanque tende a ser mantido apenas parcialmente cheio, na maior parte do tempo com água com teor reduzido de óleo. Portanto, seria necessário um grande derrame para que quantidade significativa de óleo fosse liberada.

O Subsistema 9, Tancagem, concentra os maiores volumes de óleo. Além da HA 76, classificada como Risco Crítico, todas as demais HA's (74, 77 e 78) 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 necessidade de interromper a operação em caso de falta de gás inerte.

O Subsistema 10, Importação e Exportação de Gás, Óleo e Outros, apresenta o maior potencial de criticidade, 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 81, 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 frequente, 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 o fator de risco foi majorado no caso do Diesel. Esta majoração implica na necessidade de acompanhamento criterioso da operação de recebimento de diesel.

Portanto, a partir da análise destes resultados, observa-se que a frequência 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 danos de imagem da companhia ou pela pressão dos Contratantes das atividades de perfuração e completação.

A exigência de estudos como o *Safety Case Study*, 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, a verificação dos sistemas chave através de estudos de HAZOP (*Hazard and Operability study*), e SAFOP (*Safety 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 reduzindo a severidade e frequência residuais.

8.5.4. Riscos Originais e Riscos Residuais

Os *Riscos Originais* 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 8.5.4-a apresenta a nova classificação destes riscos, para cada uma das Hipóteses Acidentais identificadas.

Quadro 8.5.4-a. Classificação dos Riscos Residuais (continua...)

| HA | Descrição | Risco Original | Risco Residual | | | Observações |
|----|--|----------------|----------------|---|-----|--|
| | | | F | S | R | |
| 1 | Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 1.1) | RM | A | 3 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 2 | Grande liberação de óleo produzido (Trecho 1.1) | RM | A | 4 | RM | A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência associada, porém não há como atuar sobre 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) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a frequência esperada, porém sem alteração na classe. |
| 4 | Grande liberação de gás de injeção (Trecho 1.2) | RNC | A | 1 | RNC | Reduz-se a frequência esperada, porém sem alteração na classe. |
| 5 | Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 1.3) | RM | A | 3 | RM | Reduz-se a classe de Frequência, porém sem alterar a classificação do risco. |
| 6 | Grande liberação de óleo produzido (Trecho 1.3) | RM | A | 4 | RM | Reduz-se a classe de Frequência, porém sem alterar a classificação do risco. |
| 7 | Pequena liberação de gás de injeção. (Trecho 1.4) | RM | A | 3 | RM | A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência associada, porém não há como atuar sobre a severidade em caso de propagação para os Risers de produção, o que mantém a classe do risco. |
| 8 | Grande liberação de gás de injeção. (Trecho 1.4) | RM | A | 4 | RM | A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência associada, porém não há como atuar sobre a severidade em caso de propagação para os Risers de produção, o que mantém a classe do risco. |
| 9 | Pequena liberação de fluido de Controle Hidráulico | RNC | B | 1 | RNC | |

Quadro 8.5.4-a. Classificação dos Riscos Residuais (continua...)

| HA | Descrição | Risco Original | Risco Residual | | | Observações |
|----|--|----------------|----------------|---|-----|--|
| | | | F | S | R | |
| 10 | Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 2.1) | RNC | B | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 11 | Grande liberação de óleo produzido (Trecho 2.1) | RM | A | 2 | RNC | O dimensionamento adequado do sistema de drenagem poderá impedir o derrame de óleo no mar ou limitá-lo a quantidades reduzidas. |
| 12 | Pequena liberação de gás de injeção (Trecho 2.2) | RNC | A | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 13 | Grande liberação de gás de injeção (Trecho 2.2) | RM | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento associado à eliminação de fontes de ignição e ao bloqueio do vazamento pode evitar o incêndio e os danos associados, limitando-se à liberação do gás. |
| 14 | Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 3.1) | RNC | B | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 15 | Grande liberação de óleo produzido (Trecho 3.1) | RM | A | 3 | RM | O dimensionamento e manutenção adequada do sistema de drenagem reduzirá ou poderá até mesmo impedir o derrame de óleo no mar. |
| 16 | Pequena liberação de gás produzido (Trecho 3.1) | RNC | B | 2 | RNC | |
| 17 | Grande liberação de gás produzido (Trecho 3.1) | RM | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento associado à eliminação de fontes de ignição e ao bloqueio do vazamento pode evitar o incêndio / explosão e os danos associados, limitando-se à liberação do gás. |
| 18 | Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 3.2) | RNC | B | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 19 | Grande liberação de óleo produzido (Trecho 3.2) | RM | A | 3 | RM | O dimensionamento e manutenção adequada do sistema de drenagem reduzirá ou poderá até mesmo impedir o derrame de óleo no mar. |
| 20 | Pequena liberação de gás produzido (Trecho 3.2) | RNC | B | 2 | RNC | |
| 21 | Grande liberação de gás produzido (Trecho 3.2) | RM | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento associado à eliminação de fontes de ignição e ao bloqueio do vazamento pode evitar o incêndio / explosão e os danos associados, limitando-se à liberação do gás. |

Quadro 8.5.4-a. Classificação dos Riscos Residuais (continua...)

| HA | Descrição | Risco Original | Risco Residual | | | Observações |
|----|--|----------------|----------------|---|-----|---|
| | | | F | S | R | |
| 22 | Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 3.3) | RNC | B | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 23 | Grande liberação de óleo produzido (Trecho 3.3) | RM | A | 3 | RM | O dimensionamento e manutenção adequada do sistema de drenagem reduzirá ou poderá até mesmo impedir o derrame de óleo no mar. |
| 24 | Pequena liberação de gás produzido (Trecho 3.1) | RNC | B | 1 | RNC | A pressão do gás neste trecho é muito baixa e a há poucos pontos de confinamento na área. |
| 25 | Grande liberação de gás produzido (Trecho 3.2) | RNC | A | 1 | RNC | A pressão do gás neste trecho é muito baixa e a há poucos pontos de confinamento na área. |
| 26 | Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 3.4) | RM | B | 2 | RNC | A percepção do vazamento na fase inicial é fundamental para evitar que o óleo atinja o mar. |
| 27 | Grande liberação de óleo produzido (Trecho 3.4) | RM | A | 4 | RM | Uma vez que o Convés Principal não dispõe de sistema de drenagem, associado às aberturas laterais, a classe de severidade não se altera, apesar da frequência ser reduzida. |
| 28 | Pequena liberação de óleo produzido (Trecho 3.5) | RM | B | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. A percepção do vazamento na fase inicial é fundamental para evitar que o óleo atinja o mar. |
| 29 | Grande liberação de óleo produzido (Trecho 3.5) | RM | A | 4 | RM | Uma vez que o Convés Principal não dispõe de sistema de drenagem, associado às aberturas laterais, a classe de severidade não se altera, apesar da frequência ser reduzida. |
| 30 | Pequena liberação de gás (Trecho 4.1) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 31 | Grande liberação de gás (Trecho 4.1) | RM | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduz a severidade associada ao vazamento. |
| 32 | Pequena liberação de gás (Trecho 4.2) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 33 | Grande liberação de gás (Trecho 4.2) | RNC | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduz a severidade associada ao vazamento. |

Quadro 8.5.4-a. Classificação dos Riscos Residuais (continua...)

| HA | Descrição | Risco | Risco Residual | | | Observações |
|----|---|-------|----------------|---|-----|---|
| 34 | Liberação de condensado (Trecho 4.2) | RNC | B | 1 | RNC | O condensado tende a vaporizar-se com facilidade e é mais leve que o ar |
| 35 | Pequena liberação de gás (Trecho 4.3) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 36 | Grande liberação de gás (Trecho 4.3) | RNC | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduz a severidade. |
| 37 | Liberação de condensado (Trecho 4.3) | RNC | B | 1 | RNC | O condensado tende a vaporizar-se com facilidade e é mais leve que o ar |
| 38 | Pequena liberação de gás (Trecho 4.4) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 39 | Grande liberação de gás (Trecho 4.4) | RNC | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduz a severidade. |
| 40 | Liberação de condensado (Trecho 4.4) | RNC | B | 1 | RNC | O condensado tende a vaporizar-se com facilidade e é mais leve que o ar |
| 41 | Pequena liberação de gás (Trecho 4.5) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 42 | Grande liberação de gás (Trecho 4.5) | RM | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduz a classe de severidade. |
| 43 | Liberação de condensado (Trecho 4.5) | RNC | B | 1 | RNC | O condensado tende a vaporizar-se com facilidade e é mais leve que o ar |
| 44 | Pequena liberação de gás (Trecho 4.6) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 45 | Grande liberação de gás (Trecho 4.6) | RNC | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduz a classe de severidade. |
| 46 | Pequena liberação de gás (Trecho 4.7) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 47 | Grande liberação de gás (Trecho 4.7) | RNC | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduz a classe de severidade. |
| 48 | Pequena liberação de gás combustível (Trecho 4.8) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |

Quadro 8.5.4-a. Classificação dos Riscos Residuais (continua...)

| HA | Descrição | Risco Original | Risco Residual | | | Observações |
|----|---|----------------|----------------|---|-----|---|
| | | | F | S | R | |
| 49 | Grande liberação de gás combustível (Trecho 4.8) | RNC | A | 2 | RNC | A detecção precoce do vazamento, associada à eliminação das fontes de ignição reduz a classe de severidade. |
| 50 | Pequena liberação de Glicol (Trecho 4.9) | RNC | B | 1 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 51 | Grande liberação de Glicol (Trecho 4.9) | RNC | A | 2 | RNC | Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar |
| 52 | Presença de Hidrocarbonetos líquidos nos queimadores (Trecho 5.1) | RNC | C | 2 | RNC | Torre do Flare vertical tende a evitar derrame no mar. |
| 53 | Falha do processo de queima (Trecho 5.1) | RNC | B | 1 | RNC | Altura da lança é projetada de forma a facilitar |
| 54 | Presença de Hidrocarbonetos líquidos nos queimadores (Trecho 5.2) | RNC | C | 2 | RNC | Torre do Flare vertical tende a evitar derrame no mar. |
| 55 | Falha do processo de queima (Trecho 5.2) | RNC | B | 1 | RNC | Altura da lança é projetada de forma a facilitar |
| 56 | Pequena liberação de produtos químicos (Trecho 6.1) | RNC | B | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 57 | Grande liberação de produtos químicos (Trecho 6.1) | RM | A | 2 | RNC | Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar |
| 58 | Pequena liberação de óleo diesel (Trecho 6.2) | RNC | B | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 59 | Grande liberação de óleo diesel (Trecho 6.2) | RM | B | 2 | RNC | Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar. |
| 60 | Pequena liberação de água oleosa (Trecho 7.1) | RNC | B | 2 | RNC | . |
| 61 | Grande liberação de água oleosa (Trecho 7.1) | RM | A | 2 | RNC | Atuação do Sistema de Drenagem tende a evitar derrame no mar. |
| 62 | Pequena liberação de óleo (Trecho 7.2) | RNC | A | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 63 | Grande liberação de óleo (Trecho 7.2) | RNC | A | 2 | RNC | . |
| 64 | Pequena liberação de água oleosa (Trecho 7.3) | RNC | B | 2 | RNC | . |
| 65 | Grande liberação de água oleosa (Trecho 7.3) | RNC | A | 2 | RNC | . |
| 66 | Descarte de água com teor de óleo acima do permitido | RM | B | 2 | RNC | Amostragem frequente tende a reduzir o volume de óleo liberado, reduzindo a severidade. |

Quadro 8.5.4-a. Classificação dos Riscos Residuais (continua...)

| HA | Descrição | Risco Original | Risco Residual | | | Observações |
|----|---|----------------|----------------|---|-----|--|
| | | | F | S | R | |
| 67 | Pequena liberação de água oleosa (Trecho 7.4) | RM | B | 2 | RNC | Possibilidade de bloqueio do derrame, contendo o óleo no navio. |
| 68 | Grande liberação de água oleosa (Trecho 7.4) | RM | A | 3 | RM | Mesmo com possibilidade de bloqueio, no caso de ruptura das linhas parte da água atingirá o mar. |
| 69 | Pequena liberação de água oleosa (Trecho 8.1) | RNC | B | 2 | RNC | Possibilidade de bloqueio do derrame, contendo o óleo no navio. |
| 70 | Grande liberação de água oleosa (Trecho 8.1) | RM | A | 2 | RNC | Com possibilidade de bloqueio e interrupção do bombeio, mesmo no caso de ruptura das linhas, apenas parte da água atingirá o mar, com quantidade reduzida de óleo. |
| 71 | Pequena liberação de água oleosa (Trecho 8.2) | RNC | B | 1 | RNC | |
| 72 | Grande liberação de água oleosa (Trecho 8.2) | RNC | A | 1 | RNC | |
| 73 | Pequena liberação de óleo (Trecho 8.3) | RNC | A | 2 | RNC | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 74 | Grande liberação de óleo (Trecho 8.3) | RM | A | 2 | RNC | Com possibilidade de bloqueio e interrupção do bombeio, mesmo no caso de ruptura das linhas, apenas parte da água atingirá o mar, com quantidade reduzida de óleo. |
| 75 | Pequena liberação de óleo (Trecho 9.1) | RM | A | 3 | RM | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 76 | Grande liberação de óleo (Trecho 9.1) | RC | A | 5 | RC | As medidas mitigadoras atuam sobre a frequência, porém não há como atuar sobre a severidade no caso de ruptura de um dos Tanques de Carga. |
| 77 | Contaminação dos tanques de Lastro (Trecho 9.2) | RM | B | 3 | RM | A monitoração rotineira permitirá a detecção de trincas, porém mesmo assim é possível que quantidade significativa de óleo seja liberada para o Tanque de Lastro. |
| 78 | Vazamento de Óleo no Tanque de <i>Slop</i> (Trecho 9.3) | RM | A | 4 | RM | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 79 | Pequena liberação de óleo (Trecho 10.1) | RM | A | 3 | RM | Reduz-se a classe de Frequência. |

Quadro 8.5.4-a. Classificação dos Riscos Residuais (continua...)

| HA | Descrição | Risco Original | Risco Residual | | | Observações |
|----|--|----------------|----------------|---|----|--|
| | | | F | S | R | |
| 80 | Grande liberação de óleo (Trecho 10.1) | RM | A | 4 | RM | As medidas mitigadoras atuam sobre a frequência, porém mesmo com a possibilidade de conter o óleo no Convés, ainda poderá haver óleo no mar. |
| 81 | Pequena liberação de óleo (Trecho 10.2) | RM | A | 3 | RM | Reduz-se a classe de Frequência. |
| 82 | Grande liberação de óleo (Trecho 10.2) | RC | A | 5 | RC | As medidas mitigadoras atuam sobre a frequência e severidade, porém em caso de ruptura da linha poderá haver grande derramamento de óleo no mar. |
| 83 | Pequena liberação de gás no gasoduto (Trecho 10.3) | RM | A | 3 | RM | A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência associada, porém não há como atuar sobre a severidade em caso de propagação para os Risers de produção, o que mantém a classe do risco. |
| 84 | Grande liberação gás no gasoduto (Trecho 10.3) | RM | A | 4 | RM | A adoção das medidas mitigadoras atua no sentido de reduzir a frequência, porém não há como atuar sobre a severidade em caso de propagação para os Risers de produção, o que mantém a classe do risco. |
| 85 | Pequena liberação de óleo (Trecho 10.4) | RC | B | 3 | RM | Reduz-se a classe de Frequência, alterando-se a classificação do Risco |
| 86 | Grande liberação de óleo (Trecho 10.4) | RC | B | 3 | RM | Reduzem-se as classes de Frequência e Severidade, alterando-se a classificação do Risco |

A partir do apresentado no Quadro 8.5.4-a, pode-se observar que a adoção das medidas mitigadoras propostas atua principalmente sobre a componente Frequência associada ao Risco.

Das 4 HAs que foram classificadas originalmente como Risco Crítico (RC), observa-se que em duas delas (85 e 86), houve modificação na classificação do risco, reduzindo-se para Risco Moderado (RM). Em ambas houve redução da frequência esperada de ocorrência do vazamento, sendo que na HA 86 houve ainda redução na 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 às HAs 76 e 82, observa-se que não houve redução na Classe do Risco, permanecendo como Risco Crítico (RC). 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 associada à menor classificação de frequência. No caso da linha de *Offloading*, onde a vazão de óleo é elevada, uma demora de 15 minutos para detectar e bloquear o vazamento pode resultar na liberação de cerca de 900 m³ de óleo.

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 8.5.4-b resume a distribuição das HA's para o *Risco Residual*, em função da nova combinação de *frequência e severidade*.

Quadro 8.5.4-b. Distribuição das Hipóteses Acidentais – Risco Residual

| | | SEVERIDADE | | | | | Total |
|---|---|---|-------------|-------------|-----------|--|-------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | |
| FREQUÊNCIA | D | | | | | | 0 (0,00%) |
| | C | | 2 | | | | 2 (2,33%) |
| | B | 19 | 16 | 3 | | | 38 (44,19%) |
| | A | 3 | 22 | 11 | 8 | 2 | 46 (53,49%) |
| Total | | 22 (25.58%) | 40 (46.51%) | 14 (16.28%) | 8 (9.30%) | 2 (2.33%) | 86 (100%) |
| Frequência: A = Remota B = Improvável C = Provável D = Frequente | | Severidade: 1 = Nenhum dano ao meio ambiente 2 = Dano restrito à plataforma. 3 = Vazamento de óleo de até 8 m ³ 4 = Vazamento de óleo entre 8 m ³ e 200 m ³ 5 = Vazamento de óleo maior que 200 m ³ | | | | Risco: RC=Risco Crítico RM=Risco Moderado RNC= Risco Não-Crítico | |

8.6. CONCLUSÃO

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

- i) A aplicação das técnicas de avaliação de riscos permite identificar e caracterizar os riscos mais significantes, 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 consequências destes;
- iii) Deve-se considerar que a unidade, como qualquer instalação industrial, não apresenta risco zero. Porém que a experiência adquirida pela ENTERPRISE Oil e pela MODEC Inc. na operação de plataformas de produção e FPSO tem sido por 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, a MODEC Inc. é uma empresa mundial, operando instalações de produção de terceiros, como a ENTERPRISE Oil, em várias regiões do globo. Neste tipo de Companhia, a necessidade intrínseca à sua reputação de manter um registro isento de acidentes é vital, diferentemente de uma empresa exclusivamente produtora de petróleo, onde eventuais danos ao meio ambiente ou outros acidentes, apesar de resultarem em danos à imagem, não tenderiam a refletir-se tão intensamente no *Core Business*, como é o caso de uma prestadora de serviços como a MODEC;
- v) O FPSO *Fluminense* será o resultado de uma conversão recente, a ser concluída em 2003. Seu projeto incorpora uma série de medidas de proteção ativa e passiva, projetadas para operar em condições de emergência de forma a permitir a mitigação de acidentes;
- vi) As medidas de proteção ativa, tais como, detetores de gás e incêndio, vinculadas a atuação de sistemas de combate a incêndio por dilúvio, sistemas de bloqueio, sistema de *shut-down*, sistemas de alívio e sistemas para prevenir a ocorrência de *blowout* (BOP – *blowout preventer*) vêm em muito contribuir para a redução do inventário vazado, bem como minimizar a magnitude de consequências decorrentes de possíveis acidentes;
- vii) Determinados procedimentos operacionais, como operar com queima zero, 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 além de utilizar-se apenas os Tanques de Carga Centrais para armazenamento de óleo, refletem a preocupação e o cuidado com que as questões ambientais foram abordadas no projeto;

- viii) Algumas destas medidas refletem-se diretamente nos Riscos associados à operação do FPSO. O baixo nível de risco associado à colisão nos Tanques de Carga é o resultado da proteção resultante do uso dos Tanques Laterais como Tanques de Lastro. De forma semelhante, a reduzida frequência associada a eventual derrame de óleo no Flare está relacionada à política de queima zero;
- ix) Além destes dispositivos e procedimentos ativos, a utilização de proteção passiva, tal como o 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;
- x) 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 as estruturas proteção contra choques de cargas suspensas;
- xi) Os resultados obtidos na Análise Preliminar de Perigos indicam que, das 86 hipóteses acidentais (HA) identificadas, 4 foram classificadas como *Riscos Originais* considerados *Críticos* e 35 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;
- xii) 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* transferência de diesel para a Unidade;
- xiii) 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 erros em manobras ou o desrespeito as normas e procedimentos previamente determinados;
- xiv) O Quadro 7.23 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;
- xv) 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 Fluminense* nos Campos de Bijupirá e Salema, na Bacia de Campos.

8.7. GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

8.7.1. 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 do Resultado 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, pode-se identificar os seguintes aspectos, que sustentam o Plano de Gerenciamento de Riscos. 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 permite que sejam identificadas medidas para a redução da frequência de ocorrência de eventos iniciadores de acidentes, ou para a redução da magnitude das consequências destes;

As medidas de proteção ativa, tais como, detetores de gás e incêndio, vinculadas a atuação de outros dispositivos, tais como equipamentos de combate a incêndio e sistemas de bloqueio, vêm em muito contribuir para a redução do inventário vazado, bem como minimizar a magnitude de consequências 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 a seguir sintetiza as medidas preventivas e mitigadoras previstas para os cenários definidos anteriormente.

Quadro 8.7-a. Plano de gerenciamento de riscos do FPSO Fluminense (continua...)

| CENÁRIOS | MEDIDAS PREVENTIVAS E MITIGADORAS | | |
|---|-----------------------------------|--|---|
| | Nº. | DESCRIÇÃO | SITUAÇÃO |
| TODOS | R1 | Manter operação assistida | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| TODOS | R2 | Manter rotina de inspeção | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| 5,6,7,8,10,11, 12,13,83,84 | R3 | Minimizar / Restringir a presença de embarcações junto à proa do FPSO | |
| 10,11 | R4 | Prever sistema de drenagem de óleo derramado na Plataforma do Turret | |
| 12,13,83,84 | R5 | Prever detetores de gás na região do Turret | |
| 14,15,18,19,2 2,23,28,29,56 ,57,58,59,60, 61,62,63,64,6 5 | R6 | Manter Sistema de Drenagem Aberta desobstruído | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| 16,17,20,24,2 5,30,31,32,33 ,35,36,38,39, 41,42,44,45,4 6,47,48,50,51 ,83,84 | R7 | Manter operacional Sistema de detecção de Gás | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| 16,17,20,24,2 5,30,31,32,33 ,35,36,38,39, 41,42,44,45,4 6,47,48,50,51 ,83,84 | R8 | Condicionar a realização de trabalhos a quente à medição prévia da concentração de gás | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| 26,27,28,29,4 1,42,44,45,46 ,47,48,49,50, 51 | R9 | Manter supervisão constante das câmeras de CCTV | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| 26,27,28,29,6 7,68,69,70,71 ,72,73,74,75, 76,79,80 | R10 | Avaliar a possibilidade de manter disponíveis no Convés tampões para as aberturas laterais do Convés Principal, de forma a conter o óleo derramado | |

Quadro 8.7-a. Plano de gerenciamento de riscos do FPSO Fluminense (continua...)

| CENÁRIOS | MEDIDAS PREVENTIVAS E MITIGADORAS | | |
|-------------|-----------------------------------|--|---|
| | Nº. | DESCRIÇÃO | SITUAÇÃO |
| | R11 | Suportes das tubulações de alta pressão de gás deverão ser projetadas para suportar sobrepressão por explosão | |
| 66 | R12 | Manter rotina periódica de amostragem e teste da água descartada | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| 76 | R13 | Interromper a produção em caso de falha no sistema de gás inerte | |
| 77 | R14 | Prever rotina periódica de amostragem e teste da água dos Tanques de Lastro | |
| 81,82,85,86 | R15 | Manter rotina de inspeção e teste da linha de <i>Offloading</i> | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| 81,82,85,86 | R16 | Impedir tráfego de embarcações na área próxima à popa, durante <i>Offloading</i> | |
| 81,82,85,86 | R17 | Operar Navio Aliviador com Rebocador permanentemente amarrado à ré | |
| 85,86 | R18 | Seguir programa de inspeção e manutenção preventiva dos mangotes e conexões. | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| 85,86 | R19 | 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 | |
| 85,86 | R20 | Não carregar óleo diesel durante a noite, ou, caso necessário, direcionar iluminação direta sobre os magotes | |
| 53,55 | R21 | Dimensionamento da Lança do Flare deverá contemplar a dispersão de gases não queimados no Flare | |
| 78 | R22 | Manter rotina de adição de biocida nos Tanques de Slop | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |

Quadro 8.7-a. Plano de gerenciamento de riscos do FPSO Fluminense (continuação)

| CENÁRIOS | MEDIDAS PREVENTIVAS E MITIGADORAS | | |
|--|-----------------------------------|--|---|
| | Nº. | DESCRIÇÃO | SITUAÇÃO |
| 14,15,16,17,18,19,20,22,23,24,25,30,31,32,33,34,35,36,37,38,39,40,41,42,43,44,45,46,47,48,49,50,51,60,61,62,63,64,65,71,72 | R23 | Seguir procedimentos da NR-13 para inspeção em vasos de pressão | Incluído no Plano de Operação/ Manutenção da Unidade. |
| 78 | R24 | Minimizar o tráfego de embarcações próximo ao Tanque de Slop, especialmente ao Slop "Sujo" | |

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

8.7.2 Aspectos Relevantes do Gerenciamento

Os procedimentos estabelecidos para a redução das frequências de ocorrências e de suas consequências 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. Definição de responsabilidades

De acordo com o Contrato de Concessão da ANP, a Enterprise Oil do Brasil como operador da concessão tem total responsabilidade em:

“....conduzir todas as operações de uma maneira diligente, segura e eficiente, de acordo com as boas e prudentes práticas em campos de petróleo e os princípios conservacionistas geralmente seguidos pela indústria internacional de petróleo sob circunstâncias similares”

e:

“....tomar todas as medidas necessárias e apropriadas para a proteção da vida, da saúde, do meio-ambiente e da propriedade, no caso de uma emergência ...”.

Cada pessoa envolvida no Projeto Bijupira & Salema deve identificar todos os requisitos de HS&E relacionados ao seu trabalho. As atribuições específicas são:

- O Gerente Geral do Projeto é responsável por assegurar que sejam cumpridas as legislações brasileiras e internacionais.
- O Diretor do Projeto é, em última análise, responsável por atingir os objetivos de HS&E, e que as atividades de HS&E sejam conduzidas como planejadas.
- O Gerente de Engenharia e Instalações deve assegurar que os subcontratados sigam os procedimentos de HS&E dos contratos e a Política Corporativa de HS&E da Enterprise Oil.
- Os Representantes Técnicos monitorarão a performance de HS&E dos subcontratados e levantar questionamentos e preocupações junto ao Engenheiro de HSE.
- O Consultor de Operações deve facilitar e monitorar a implantação do Plano de HS&E e os progressos feitos em busca de um projeto seguro.
- O Gerente de HS&E é responsável pela implementação de procedimentos, agendamento e implementação de auditorias, e pelo registro dos indicadores de performance e inspeções. Além disso deve garantir que toda a equipe disponha de especialistas em segurança, risco, saúde e proteção ambiental ao longo de toda a duração da atividade.
- O Engenheiro de HS&E é responsável pelo desenvolvimento do Plano de HS&E, pela coordenação e monitoramento das atividades programadas e por fornecer assistência nas questões relativas a HS&E.
- O OIM (*Offshore Installation Manager*) é responsável pela segurança de todo o pessoal sob seu comando à bordo da FPSO.
- O *Safety advisor* é responsável pela realização dos *briefings* de segurança quando do embarque de pessoal novo na FPSO e pelas reuniões de segurança, além das rondas diárias.
- O Supervisor de Equipamentos (*Utilities Supervisor*) é a pessoa responsável pela verificação e manutenção dos sistemas de segurança.

Os subcontratados devem desenvolver, implementar e manter um Sistema de Gerenciamento de HS&E, que deve descrever, de forma integrada, todas as características organizacionais e atividades necessárias para gerenciar satisfatoriamente a saúde, a segurança e os riscos ambientais da atividade e seus impactos sobre o meio-ambiente. Esse sistema deve ser consistente com as Políticas, Sistemas, Padrões e

Diretrizes de HS&E da Enterprise Oil, fornecendo documentação que comprove tal compatibilidade.

As companhias contratadas irão reportar mensalmente o progresso de suas atividades ao Consultor de Operações da Enterprise Oil, confrontando-as com os objetivos do projeto, resumindo as metas alcançadas e destacando os incidentes e as não-conformidades.

b. Inspeção e manutenção

Será implementado um Sistema de Gerenciamento para a manutenção das facilidades, englobando:

- i) Inspeções e testes - realizados regularmente a fim de garantir o funcionamento adequado dos sistemas e procedimentos;
- ii) reparos e reformas – efetuados prontamente quando detectados quaisquer avarias ou deficiências no funcionamento dos equipamentos;
- iii) diagnóstico dos defeitos – que servirão de subsídios para a minimização dos riscos de recorrência;
- iv) manutenção preventiva e assistência técnica – a fim de garantir o perfeito funcionamento dos equipamentos, sem interrupções que possam levar a problemas operacionais ou incidentes.

Todas as atividades de manutenção serão estabelecidas por procedimentos escritos detalhados, específicos e em conformidade com o estabelecido pelo Sistema de Gerenciamento de Manutenção.

A frequência e o tipo das atividades de manutenção serão determinados pelas instruções dos fabricantes dos equipamentos, pelas análises de confiabilidade realizadas pela central de manutenção e pela análise das condições de conservação. Os procedimentos irão identificar as tarefas críticas associadas com a segurança das operações e a proteção ambiental.

A FPSO contará com um sistema informatizado para a geração de ordens de serviço. Por meio desse sistema será possível identificar, de forma rápida e inequívoca, os recursos necessários, equipamentos e ferramentas requeridas, registros históricos e outras informações sobre os equipamentos, além de materiais, componentes e partes sobressalentes a serem substituídas.

Pessoal treinado e especializado executará, contando com recursos de ROV, realizará inspeções periódicas ao longo dos cabos de amarração, *flowlines*, manifolds e árvores de natal.

Todas as informações relativas à manutenção serão registradas e analisadas por equipes técnicas, de forma a verificar e avaliar a integridade estrutural da unidade como um todo,

os sistemas elétricos, os conjuntos mecânicos e os recursos dos sistemas operacionais informatizados.

A Enterprise realizará inspeções e auditorias periódicas para identificar deficiências e verificar o atendimento aos aspectos do Sistema de Gerenciamento de Saúde, Segurança e Meio-Ambiente.

Inspeções visuais serão realizadas diariamente nas áreas de trabalho e a observação de quaisquer anormalidades são formalmente documentadas. É emitido um relatório semanal, de responsabilidade do Gerente de HSE, detalhando as observações das inspeções diárias realizadas na semana. Tais tópicos são discutidos em reuniões do comitê de segurança

Além das inspeções visuais nas áreas de trabalho, são realizadas auditorias de segurança a cada seis meses. Essas auditorias estão focadas na implementação do Sistema de Saúde, Segurança e Meio-Ambiente, na verificação e o cumprimento dos planos de segurança dos subcontratados, e no entendimento desses planos, sistemas e procedimentos pelo pessoal envolvido.

c. Capacitação técnica

A segurança de qualquer operação é diretamente afetada pela competência do pessoal envolvido e, na maioria das vezes, os acidentes ou incidentes são decorrentes de erro humano. Muitos incidentes podem ser evitados através de projetos, procedimentos, supervisão e treinamento adequados.

Sempre que possível, será selecionado pessoal que já tenha tido experiência na função ou em função semelhante, com o mesmo nível de responsabilidade. A seleção deve levar em conta, além da experiência prévia, a qualificação e os requisitos de treinamento. Detalhes sobre tais requisitos e capacitação são apresentados na descrição de cada uma das posições.

Todos os empregados e subcontratados receberão um abrangente treinamento prévio antes de começar qualquer trabalho dentro da atividade. Este programa deve incluir, no mínimo, os seguintes tópicos:

Noções gerais sobre a atividade;

Política de HSE;

Segurança: gerenciamento e responsabilidades;

Registro de incidentes;

Sistemas de comunicação;

Planos de emergência;

Danos ambientais.

Os profissionais a serviço da Enterprise Oil, são treinados, a nível mundial, através de um sistema de treinamento corporativo para capacitá-los para trabalho em alto-mar. Este treinamento se estende a todos os integrantes da tripulação, de acordo com suas funções específicas, existindo diversos cursos que enfocam as capacitações exigidas para o exercício de atividades offshore de produção.

Nesse contexto apresentamos um sumário dos principais cursos:

Combate a incêndio – curso teórico e prático sobre técnicas apropriadas de combate a incêndio e utilização de extintores, caixas de incêndio e mangueiras da plataforma.

Equipamento de proteção individual – curso prático sobre como manter e utilizar os EPIs.

Sobrevivência no mar – treinamento teórico e prático sobre sobrevivência no mar e emprego dos diferentes tipos de embarcações salva-vidas, vestes e coletes individuais.

Segurança marítima internacional – Curso prático sobre legislação marítima internacional, abordando comunicação via rádio e por satélite.

Permanência em área confinada – apresentação de procedimentos para ingresso em um espaço confinado.

Análise de Segurança do Trabalho (“Job Safety Analysis – JSA”) – treinamento sobre como e quando utilizar o formulário de análise de segurança do trabalho.

Sistema de permissão para trabalho – procedimento para fins de controle de riscos e danos, em consonância com outros elementos do sistema de gerenciamento de risco.

Operadores de equipamentos conduzindo serviços na plataforma devem ser apropriadamente treinados e qualificados, de acordo com os padrões da indústria e os requisitos regulatórios locais.

Os indicadores de performance relativos a seleção, competência e treinamento de empregados são a descrição do trabalho para todas as posições incluídas no projeto e a verificação do percentual de pessoal treinado, ação de responsabilidade do gerente de HSE.

d. Processo de contratação de terceiros

Para garantir que as empresas terceirizadas possuam as qualificações exigidas, é adotado um programa de avaliação que envolve os seguintes critérios:

Histórico prévio;

Qualidade dos bens e serviços fornecidos;

Questionário de avaliação dos programas de segurança;

Revisão de não-conformidades;

Existência de programa de qualidade e certificação;
Requisitos de responsabilidade e seguros adequados;
Possuir ou exceder os requisitos de qualificações e equipamentos;
Disponibilidade e confiabilidade de suprimento;
Aprovação em auditoria e/ou observação;
Fornecedor exclusivo;
Preço competitivo.

Empresas contratadas para fornecimento de equipamentos, sistemas ou serviços considerados críticos do ponto de vista de segurança são submetidas a auditorias, antes e após a concessão do contrato. As companhias contratadas devem completar questionários de avaliação sobre o estágio de evolução dos serviços, os quais formarão a base para futuras auditorias.

Entre os contratos incluídos nessa categoria podemos citar:

1. Reforma da embarcação e modificações associadas à FPSO, incluindo a instalação e o comissionamento dos equipamentos da planta de processo;
2. Fabricação desses equipamentos;
3. Fabricação do sistema do *turret*

Para contratos onde possam ocorrer danos significativos como resultado do escopo do trabalho, as companhias devem apresentar um plano de Saúde, Segurança & Meio-Ambiente (HSE) e submetê-lo para aprovação. Nesses casos, a consistência com os planos torna-se uma condição para a efetivação da contratação. Serão realizadas auditorias para verificar-se o cumprimento dos planos de HSE.

O Gerente de HSE é responsável pela aprovação dos planos de HSE dos subcontratados e por assegurar que auditorias sejam realizadas, a fim de verificar a observância das diretrizes do plano.

e. Registro e investigação de acidentes

O registro e investigação de acidentes tem por objetivo:

- * *Identificar as causas dos acidentes a fim de que possam ser realizadas ações para evitar recorrência;*
- * *estabelecer os fatos envolvidos no acidente;*
- * *cumprir com os requerimentos de registro estatutários e da companhia e;*
- * *determinar a mudança que causou o erro, levando ao acidente.*

O Gerente da Plataforma (OIM) é responsável por garantir que todos os acidentes sejam registrados e investigados de maneira apropriada. As medidas a serem tomadas após o resultado da investigação devem ser propostas pelo Gerente de Segurança.

Os registros de acidentes devem conter informações sobre a operação em progresso, o lugar, hora e natureza do acidente, o número de pessoas feridas e equipamentos danificados, a natureza dos danos e a estimativa da severidade, além da assistência necessária.

A abrangência da investigação irá variar de acordo com a natureza do incidente. Incidentes pequenos requerem uma investigação pouco detalhada, considerando que as causas tenham sido completa e claramente compreendidas. Incidentes mais sérios serão investigados primeiramente pelo supervisor senior.

Quando ocorre um incidente de alta magnitude, uma junta de investigação é reunida. Esta junta deve reunir os empregados envolvidos, um representante da equipe de segurança, o supervisor das operações que levaram ao acidente, o chefe de área e especialistas. A junta de investigação deve entender que o objetivo da investigação é prevenir a recorrência do evento, e não procurar bases para procedimentos disciplinares.

Todos os acidentes devem ser registrados. Mesmo os acidentes que não resultem em ferimentos ou danos a propriedade, mas que apresentem potencial para tal devem ser considerados. Os formulários ficam à disposição de todos os empregados.

Relatórios de tendência devem ser produzidos todos os meses e apresentados nas reuniões do Comitê de Segurança. Os registros também serão discutidos em reuniões com os empregados a fim de explicar as causas dos acidentes e encorajá-los a participar ativamente do processo de gerenciamento de riscos. Os subcontratados também devem reportar estatísticas de incidentes mensalmente, podendo utilizar seus próprios formulários de registro.

Podemos considerar como indicadores desse processo os relatórios de investigação, as estatísticas mensais e as ações recomendadas para a minimização dos riscos e prevenção da recorrência dos incidentes.

f. Sistema de gerenciamento de mudanças

O sistema de gerenciamento de mudanças tem por objetivo estabelecer métodos para identificar riscos associados às modificações que venham a ser executadas nas instalações, nos procedimentos ou na equipe de pessoal a bordo.

O impacto dessas mudanças pode afetar a segurança do pessoal, a proteção ao meio-ambiente, os procedimentos e processos operacionais e até mesmo a integridade estrutural da plataforma.

Portanto, os riscos envolvidos devem ser conhecidos antecipadamente, e um plano para eliminar os danos ou mitigar os efeitos deve ser elaborado.

O gerenciamento do processo de mudança terá os seguintes passos:

Iniciar o pedido de mudança;
Analisar os riscos envolvidos;
Definir o escopo do trabalho;
Planejamento e preparação;
Finalização do projeto.

Os detalhes da mudança devem ser documentados para comunicação ao pessoal envolvido e incorporação no Manual de Operação da FPSO. Para essa finalidade, um formulário de procedimentos para gerenciamento de mudanças, apresentado deve ser preenchido de forma correta.

g. **Análise de Segurança de Trabalho (Job Safety Analysis – JSA)**

Quaisquer atividades especiais, cujos danos não tenham sido previamente avaliados, ou atividades que tenham sofrido mudanças nas operações ou procedimentos planejados serão submetidas a uma JSA. Riscos identificados nessa análise têm suas consequências avaliadas e serão consideradas as medidas para sua minimização (*as low as reasonably practicable* – ALARP).

O encarregado pela segurança da instalação (Safety Officer) é responsável pela elaboração da lista dos trabalhos que devem ser submetidos à JSA e pela verificação de sua realização.

h. **Sistema de permissão para trabalho**

O Sistema de Permissão para Trabalho é um sistema formal utilizado para controlar a execução de tarefas potencialmente perigosas. Age também como meio de comunicação entre o Gerente da Instalação, os Supervisores e os responsáveis pela condução do trabalho.

As tarefas que requerem o controle do Sistema de Permissão para Trabalho são listadas abaixo:

Trabalho a quente: soldas ou outras atividades que utilizem ou gerem calor, ignição ou queima, além de trabalhos que envolvam eletricidade em áreas perigosas.

Trabalho em espaços confinados: áreas com ventilação inadequada, presença de gases tóxicos ou inflamáveis ou níveis anormais de oxigênio, como tanques.

Trabalho elétrico que possa oferecer risco à vida.

Trabalho realizado além da borda da plataforma, acima da água.

Carregamento de Combustível / Óleo Base / Lama Base Óleo.

Trabalho com explosivos.

Trabalho com material radioativo.

Mergulho: operações com ROV também podem requerer permissão.

Testes de pressão.

Outros: trabalhos não cobertos pelos acima mencionados, quando o Gerente da Plataforma considerar que existem riscos potenciais.

A qualidade e a eficácia das informações contidas nas permissões devem ser verificadas com atenção, e todas as pessoas envolvidas no trabalho devem compreender claramente o sistema, bem como seus papéis na condução do mesmo. Não só a tripulação da plataforma, mas todos os sub-contratados devem ser treinados.

O Gerente da Plataforma (OIM) deve garantir que todo trabalho que necessite de permissão seja claramente identificado e descrito, incluindo local, início e duração, e os Chefes de Área devem ser informados sobre os trabalhos que estão sendo realizados, completados ou suspensos em suas áreas. As permissões devem ser arquivadas à bordo por pelo menos 1 ano.

As permissões para trabalho são válidas por um máximo de 12 horas, expirando automaticamente com a mudança de turno do profissional responsável pelo trabalho.

Para que seja aplicado o Sistema de Permissão para Trabalho são necessárias as assinaturas, no mínimo, dos seguintes profissionais: Gerente da Plataforma (OIM), o responsável e o encarregado do serviço.