

8. ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS E PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL

8.1. ANÁLISE DE RISCOS AMBIENTAIS

- CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste item é apresentada a análise e gerenciamento de riscos ambientais associados à instalação e produção de petróleo e gás natural no Campo de Roncador, localizados na Bacia de Campos (Figura 2.1-1 deste RAA), a ser realizado pela empresa PETROBRAS. Para a exploração do Campo será utilizada a Plataforma Semi-submersível PETROBRAS P-52, atualmente em fase de licitação para construção, com entrada em operação prevista para 2006.

O campo de Roncador foi descoberto e inicialmente explorado pela PETROBRAS, a partir de 2000, utilizando a plataforma Semi-submersível P-36. Com capacidade de projeto de 180,000 barris de óleo por dia, a P-36 foi vítima de um acidente, que resultou em perda total da unidade em março de 2001. A partir de 2002 a PETROBRAS voltou a produzir óleo neste campo, utilizando uma embarcação afretada, do tipo FPSO.

A qualidade do óleo de Roncador e o potencial de produção deste campo gigante motivaram a PETROBRAS a instalar nova unidade de produção, o que levou ao projeto da Plataforma Semi-submersível P-52, com capacidade 180.000 b/dia de óleo e 9,3 milhões m³/d de gás.

Recentemente a PETROBRAS finalizou a etapa de projeto básico (FEED) da embarcação. A Semi-submersível P-52 será construída utilizando projeto de casco da *Akker Marine*, responsável pelo projeto Naval. A planta de processo e utilidades foi projetada pela UTC Projetos, a partir de especificação e projeto conceitual da PETROBRAS. A empresa responsável pelo projeto executivo e construção será selecionada através de licitação internacional. A operação da instalação ficará a cargo da própria PETROBRAS.

A interligação à UEP poderá ser de forma individual ou via manifold, através de risers rígidos, de aço, do tipo SCR (*Steel Catenary Riser*). Na unidade ocorrerá a separação gás /óleo, a redução do teor de água e sal e a compressão de gás. A exportação de óleo será para a Plataforma de Rebombeio Autônoma (PRA-1), através de oleoduto, enquanto o gás será exportado para terra, através de gasoduto.

Ao longo deste capítulo será apresentada a Análise e Gerenciamento de Riscos associado à presença da Plataforma Semi-submersível P-52, 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 decorrente da atividade de instalação e operação da unidade.

Neste processo de análise é utilizada uma das técnicas usualmente empregada para a identificação de perigos em estudos de avaliação de riscos, denominada *Análise Preliminar de Perigos – APP*. A metodologia adotada segue o apresentado pelo *American Institute of Chemical Engineers (AIChE)* e o *Norwegian Petroleum Directorate (NPD)*, da Noruega. Esta metodologia baseia-se na construção de Matriz Qualitativa de Perigos, 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 aos procedimentos de instalação, operação, manutenção e inspeção (conforme mostrado nas planilhas apresentadas em anexo).

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

- I) Posicionamento e ancoragem da P-52;
- II) Interligação das ANM's dos 20 poços produtores para a P-52, através de Risers rígidos para Produção e Injeção de Gás, dos quais Apenas 5 poços produtores serão interligados direto à P-52 e os demais através de Manifolds Submarinos. Serão empregados Risers Flexíveis para as linhas de Umbilicais, sendo estas, na maior parte, elétricas;
- III) Instalação das Conexões com os 10 poços previstos de Injeção de Água, através de Risers rígidos (SCR);
- IV) Instalação de Oleoduto, interligado com a Plataforma de Rebombeio Autônoma (PRA-1);
- V) Instalação de Gasoduto, interligado com o PLAEM de Roncador, passando pelo PLEM Y, onde haverá uma válvula submarina (SSV) de bloqueio.
- VI) Início da produção de Gás e Óleo.

A seguir é apresentada uma breve descrição das principais características da P-52 e da instalação submarina, procurando focar aspectos relativos ao Risco Ambiental. Nesta descrição, procurou-se caracterizar as principais medidas de segurança presentes, sempre que possível avaliando-as 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. Adicionalmente foram considerados Agentes Externos que poderiam levar a acidentes ambientais, agrupados como um 11º Sistema, denominado Agentes Externos – Fatores Climáticos e Barcos de Apoio.

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 Plataforma Semi-submersível P-52.

A partir dos eventos identificados e selecionados, são avaliadas suas conseqüências e identificadas as ações a serem implementadas no Gerenciamento de Risco, de forma a minimizar a freqüência de acidentes e suas conseqüências.

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*).

8.1.1 DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES E DO PROCESSO

- Processo de Instalação

O processo de instalação dos equipamentos submarinos e da Unidade de Produção (P-52) é descrito no capítulo 2 deste documento. Aqui é apresentada uma descrição sumária das principais atividades que caracterizam este processo, de forma a facilitar o entendimento dos critérios, considerações e resultados obtidos na Análise de Risco (AR).

- As Árvores de Natal Molhada (ANM) são posicionadas no fundo do mar, utilizando Navios Especiais de instalação. A estas ANM's conectam-se as linhas hidráulicas de controle (umbilicais), através de veículos submarinos remotamente operados (ROV);
- Serão utilizados 20 poços produtores. Os poços serão conectados através de Linhas de Produção de Óleo, Injeção de Gás Lift e Umbilicais. Serão 14 poços de Injeção de Água (10 previstos + 4 reservas) alimentados pela P-52;
- As Árvores de Natal Molhada (ANM) são conectadas a linhas rígidas de produção e injeção de gás, que serão fixadas em pontos conhecidos, à espera da chegada da P-52;
- Realiza-se então testes de estanqueidade das conexões e válvulas, com filmagem por ROV;
- Será instalado Gasoduto de Exportação / Importação, a ser conectado ao PLAEM de Roncador. Próximo à P-52, a linha do Gasoduto será conectada ao PLEM Y, dotado de válvula submarina de bloqueio (SSV), que permitirá isolar a unidade de qualquer vazamento, reduzindo o inventário e aumentando as condições gerais de segurança;
- De forma equivalente à linha de exportação de gás, a exportação de óleo será realizada através de linha de aço rígida (SCR – *Steel Catenary Riser*), que será interligada com a Plataforma de Rebombeio Autônoma (PRA-1);
- As condições de transporte da P-52 para o Campo de Roncador dependerão da empresa que vier a ser responsável pela sua construção. Entretanto, imagina-se que haverá necessidade de alguma obra no Brasil, mesmo sendo a concorrência ganha por algum estaleiro no exterior, devendo a P-52 ser transportada ao Campo de Roncador através de rebocadores;

- O processo de ancoragem será efetuado utilizando amarras de polipropileno e aço, fixadas ao fundo do mar através de estacas do tipo torpedo. Na embarcação, haverá pontos específicos de amarração, nos quatro bordos da Unidade;
 - Após a ancoragem serão conectados os Risers de Produção / Injeção, as linhas umbilicais, o Gasoduto e o Oleoduto;
 - Realiza-se então teste geral do conjunto e inicia-se a produção, que se encontra descrita a seguir.
-
- [Processo de Produção](#)

O processo de produção de óleo e gás é descrito detalhadamente no capítulo 2 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).

- O óleo cru oriundo do Módulo 1A do campo de Roncador é do tipo mediano (28º API). 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 na manutenção da produtividade do campo;
- A PETROBRAS explorará a Fase 2 do Módulo 1A com 20 poços produtores e 14 poços de injeção de água (10 previstos + 4 reservas);
- O posicionamento da P-52 é garantido através de um sistema de amarras flexíveis, presas ao solo por estacas torpedo;
- Quando concluídos, os poços serão instalados com Árvore de Natal Molhada (ANM). Cada ANM será ligada à P-52 através de 3 linhas: 01 de produção, 01 de injeção de gás *lift* e 01 umbilical, para controle do poço. Algumas das linhas de gás *Lift* serão ligadas às ANM's indiretamente, através de 3 *Manifolds* Submarinos de Gás *Lift* (MSGL-RO-1, 2 e 3);
- A linha de produção é a responsável pela condução do petróleo à Plataforma, sendo denominada Riser de Produção ou *Flowline*;
- Cada um dos Risers de Produção será recebido na plataforma através de *hangs-off* localizados no *Pontoon*, abaixo da linha d'água;
- 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. Um suporte especial, o já mencionado *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;
- As linhas rígidas de aço conectadas aos Risers de produção suportados no *Pontoon* são encaminhadas ao *Spider Deck*, onde interligam-se ao *Header* de Produção. O encaminhamento destas linhas é realizado através de suportes especiais instalados nas faces internas das colunas de Popa;

- As linhas rígidas ligadas aos Risers de Produção são recebidas em 02 *Headers* de Processo, que concentram o óleo e gás. Periodicamente, cada um dos poços é interligado ao *Header* de Teste, para avaliações específicas;
- Cada um dos 02 *Headers* de Produção normalmente envia o óleo para um Separador de Óleo e Gás de 1º Estágio (SG-122301 A/B). Entretanto, quando se utiliza o *Header* de Teste há a flexibilidade de enviar-se o óleo de cada poço para o Separador de Teste (SG-122302), onde as características do poço são avaliadas;
- Nos 2 Separadores de 1º Estágio ou Separadores de Produção, 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, ainda contendo gás e água, é enviado para o Tratador de Óleo (TO-122301 A/B);
- O Tratador de óleo recebe o óleo proveniente dos dois Separadores de Produção e, quando aplicável, do Separador de Teste. No Tratador ocorre nova remoção de água e do sal dissolvido no óleo. A água com sal é enviada para o tratamento de água produzida e o óleo sofre queda de pressão e segue para o Separador Atmosférico (SG-122303 A/B);
- No Separador Atmosférico, após a redução da pressão, ocorre a separação final de gás e óleo. O gás é enviado ao Compressor *Booster* e o óleo segue para as Bombas de Transferência, responsáveis pela sua exportação, através de oleoduto feito de aço (SCR) também suportado no *Pontoon* da P-52. A linha rígida que conecta as bombas ao Conector do Oleoduto também segue pela face interna das colunas de popa;
- O oleoduto conduzirá o óleo produzido para a futura Plataforma de Rebombeio Autônoma (PRA-1), de onde será enviado para terra;
- O gás produzido nos 2 estágios de separação é comprimido em diferentes estágios de compressão e é posteriormente desidratado, 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 através do Gasoduto de Importação / Exportação, unindo-se ao PLAEM de Roncador e seguindo para a Plataforma de Namorado 1 (PNA-1), de onde segue para terra;
- O Gás de Injeção é enviado ao *Manifold* de Gás *Lift*, de onde faz o caminho inverso ao do petróleo, ou seja, segue por uma linha rígida para os risers de Gás *Lift*, através dos quais é conduzido até a *Árvore de Natal*, para 5 dos 20 poços, onde é injetado no poço, de forma a facilitar a produção de óleo. Nos demais poços o Gás *Lift*, é direcionado para o *Manifold* Submarino de Gás *Lift* (MSG-L-RO-3), de onde segue para os MSG-L-RO-1 e 2, e destes para os poços. Neste arranjo minimiza-se o número de linhas de gás que partem da plataforma, reduzindo-as para 6, alimentando os 20 poços;
- O gás combustível é utilizado para alimentar os Turbo-geradores;
- O sistema de tratamento de água produzida, 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, até que o problema seja sanado e a água possa ser novamente descartada;

- A água de injeção é captada diretamente no mar, tratada e enviada ao fundo do mar através de caminho semelhante ao Gás *Lift*, ou seja, segue por risers rígidos para os poços de injeção de água.

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

- [Descrição da Unidade](#)

Sistemas Marítimos

A Plataforma Semi-submersível P-52 é uma unidade a ser ancorada na Bacia de Campos, no litoral do Estado do Rio de Janeiro. Seu casco será inteiramente novo, a ser construído a partir do projeto da Akker Marine, desenvolvido para o Mar do Norte. Será ancorada e posta em operação para a produção de óleo no campo petrolífero de Roncador, onde atualmente já se encontra o FPSO Brasil. Este campo localiza-se na Bacia de Campos, sendo os poços de produção localizados em lâmina d'água de 1500 a 1900 metros, aproximadamente.

A P-52 será ancorada através de amarras fixas, conectadas a estacas torpedo, presas ao fundo do mar. Seu aproamento será mantido fixo, com a Proa para o Norte, de forma que os ventos predominantes, provenientes de Norte e Nordeste, soprarão da Proa para a Popa.

Ao contrário da maioria das plataformas semi-submersíveis atualmente em operação no Brasil, a P-52 terá *Pontoon* quadrado, ao invés do formado por 2 flutuadores. O uso de 2 flutuadores facilita a navegação, enquanto que o *Pontoon* quadrado, representado por 4 flutuadores, aumenta a flutuabilidade e a capacidade de carga da unidade.

Na P-52, os risers conectados aos 20 poços de produção, aos 14 (10 previstos + 4 reservas) de injeção de água e as linhas de exportação de óleo e gás serão instaladas nos 4 bordos da Plataforma. Todos os risers de produção, gás *lift*, injeção de água, exportação de óleo e gás que chegam ou partem na unidade são suportados nos *Pontoons*, abaixo da linha d'água.

Neste tipo de arranjo, a conexão entre as linhas rígidas de aço na Plataforma e as SCR's é realizada abaixo da linha d'água, sendo que linhas rígidas seguem até o *Spider Deck* da unidade. Na P-52, estas tubulações rígidas seguem pela face interna das colunas de popa, protegidas contra eventuais colisões com embarcações.

Na P-52 os guindastes localizam-se em BB e BE, onde haverá a manobra dos barcos de apoio e o risco de colisão é mais intenso. No arranjo da P-52 as linhas de gás e óleo são protegidas contra este tipo de colisão, minimizando a possibilidade de vazamentos de óleo e gás.

No *Spider Deck*, aonde chegam/partem estas linhas rígidas, há a conexão com os *Headers* de Produção e Teste. Trata-se de um convés aberto lateralmente, porém com piso de chapa. Neste convés, 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, contidos pelo piso de chapa.

A P-52 tem cerca de 95 metros de comprimento e 90 metros de largura, deslocando cerca de 80.000 toneladas. Sua capacidade de processamento de óleo é de 180.000 barris por dia e 9,3 milhões Nm³/d de gás. Estará ancorada em lâmina d'água de 1800 m, localizada a aproximadamente 128 km do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro (Quadro 8.1-1).

Quadro 8.1-1. Coordenadas geográficas e UTM da P-52.

LATITUDE	LONGITUDE	UTM Norte	UTM Leste
21:54:18,133 S	39:44:14,630 W	7577470	423830

As principais características construtivas da P-52 são as seguintes:

A Plataforma P-52 é composta por 4 *Pontoons*, com arranjo retangular, com 4 colunas retangulares em cada vértice. Esta estrutura suporta toda a plataforma;

A estrutura da plataforma é do tipo sandwich, onde os cinco conveses são construídos num bloco compacto;

Os 5 conveses, que suportam as facilidades e acomodações são os seguintes:

<i>Spider Deck</i>	– na elevação 38500
<i>Cellar Deck</i>	– na elevação 46000
<i>Convés Intermediário</i>	– na elevação 49600
<i>Convés Principal</i>	– na elevação 54000
<i>Convés Mezanino</i>	– na elevação 65000

No *Spider Deck* chegam as linhas rígidas conectadas aos risers de produção, suportados nos *Pontoons*. É um espaço aberto, bem ventilado, onde se localizam as válvulas de bloqueio (SDV) para todas as linhas de produção, gás *lift*, exportação de óleo e gás. Neste convés também estão instalados os lançadores e recebedores de PIG, *Headers* e *Manifolds* de Produção, Teste e Gás *Lift*, o Sistema de Medição de Óleo, as bombas de Exportação de Óleo e os Vasos de *Slop*.

O *Cellar Deck* é um espaço fechado que pertence ao bloco estrutural principal. Contém as Salas de Baterias, de Transformadores, Geradores Diesel Auxiliares e de Emergência e outras utilidades, como as bombas de água e os compressores de ar. Neste convés estão instalados também os vasos do Flare de Alta e Baixa Pressão, localizados numa plataforma na popa, e os dois pedestais dos guindastes de BB e BE.

Ao Gerador de Emergência 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.

Na P-52 o bloco das Acomodações é separado da estrutura principal, iniciando-se no mesmo nível do *Cellar Deck*. Neste nível estão instalados 1 bote de resgate na proa e 6 baleeiras, 2 na proa, 2 em BB e 2 em BE. As acomodações localizam-se na Proa, com acomodações para 200 tripulantes.

O *Convés Intermediário* ou *Tween Deck* é semelhante ao *Cellar Deck*, um espaço fechado, que pertence à estrutura principal. Contém utilidades como as Salas de Painéis, equipamentos de Ventilação e Ar Condicionado (VAC), ventiladores, a continuação das salas dos Geradores Diesel Auxiliares e de Emergência e unidades hidráulicas. Os dois pedestais dos guindastes de BB e BE passam por este convés;

O Segundo nível das Acomodações encontra-se no mesmo nível do *Convés Intermediário*.

O *Convés Principal* contém a planta de processo, com a maioria dos equipamentos de produção na popa e no centro. Os demais níveis das acomodações, com o Heliporto sobre elas, encontram-se na Proa deste Convés.

A popa do *Convés Principal* contém, em BB, os 6 skids dos Compressores. Na P-52 serão 3 compressores para o 1º estágio e 3 para os 2º e 3º estágios, todos com acionamento elétrico.

Na região de BE do *Convés Principal* estão a torre do Flare e o skid de gás combustível.

Na região central do *Convés Principal* estão os 2 Tratadores de Óleo e 2 Separadores Atmosféricos. Um único *Pipe-rack*, ligando BB a BE, separa a região central da popa, onde estão instalados os Turbo-compressores. Na proa localizam-se os 4 Turbo-geradores, movidos tanto à gás natural quanto à diesel, e os dois níveis de Acomodações.

Os 4 Turbo-geradores (TG), com capacidade de 25 MW cada, funcionam tanto à gás natural quanto à óleo diesel. Além de gerarem energia, o calor dos gases de exaustão é utilizado para aquecimento de água de processo.

O *Convés Mezanino*, contém 2 Separadores de Produção, localizados acima dos Tratadores de Óleo e dos Separadores Atmosféricos, 6 Trocadores de Calor, o Separador de Teste e a Unidade de TEG (tri-etileno-glicol).

O último nível do Bloco das Acomodações termina sob o Heliporto, localizado na Proa, em BB. O Heliporto, medindo 27,40 x 24,20 m, tem capacidade para pouso de helicópteros tipo S-61N ou Super Puma.

A P-52 é atendida por dois guindastes, instalados em BB e BE. Ambos podem alcançar além da região central da plataforma, significando que grande parte dos Conveses Principal e Mezanino pode ser atendida por ambos os guindastes.

A P-52 será instalada com a proa alinhada para o Norte. Os ventos predominantes, provenientes de Norte e Nordeste na Bacia de Campos, soprarão da Proa para a Popa, conduzindo eventuais vazamentos de gás na planta de processo para fora da plataforma, para longe das acomodações.

A P-52 é certificada pelo *Det Norske Veritas* (DNV), sendo o projeto do Casco concebido à operação no Mar do Norte, ou seja, em condições ambientais mais severas que as observadas na Bacia de Campos.

O sistema de Combate a Incêndio por dilúvio é composto por 04 bombas diesel, cada uma com capacidade de atendimento de 50% da maior demanda. Há ainda sistemas de CO₂, canhões de água e espuma e extintores portáteis.

Sistemas de Produção

- **Geral**

O óleo produzido é enviado à P-52 através de Árvores de Natal Molhadas (ANM) e risers rígidos 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 exportado para a Plataforma PRA-1.

O gás proveniente das unidades de Separação de Produção e Atmosférica é transformado em gás *lift*, combustível e de exportação 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 operação normal, ele funciona com uma vazão de gás o suficiente para manter as chamas piloto acesas. A Figura 8.1-1 apresenta uma visão geral dos Sistemas de Produção.

Correntes

- Óleo + Gás
- Óleo
- Gás

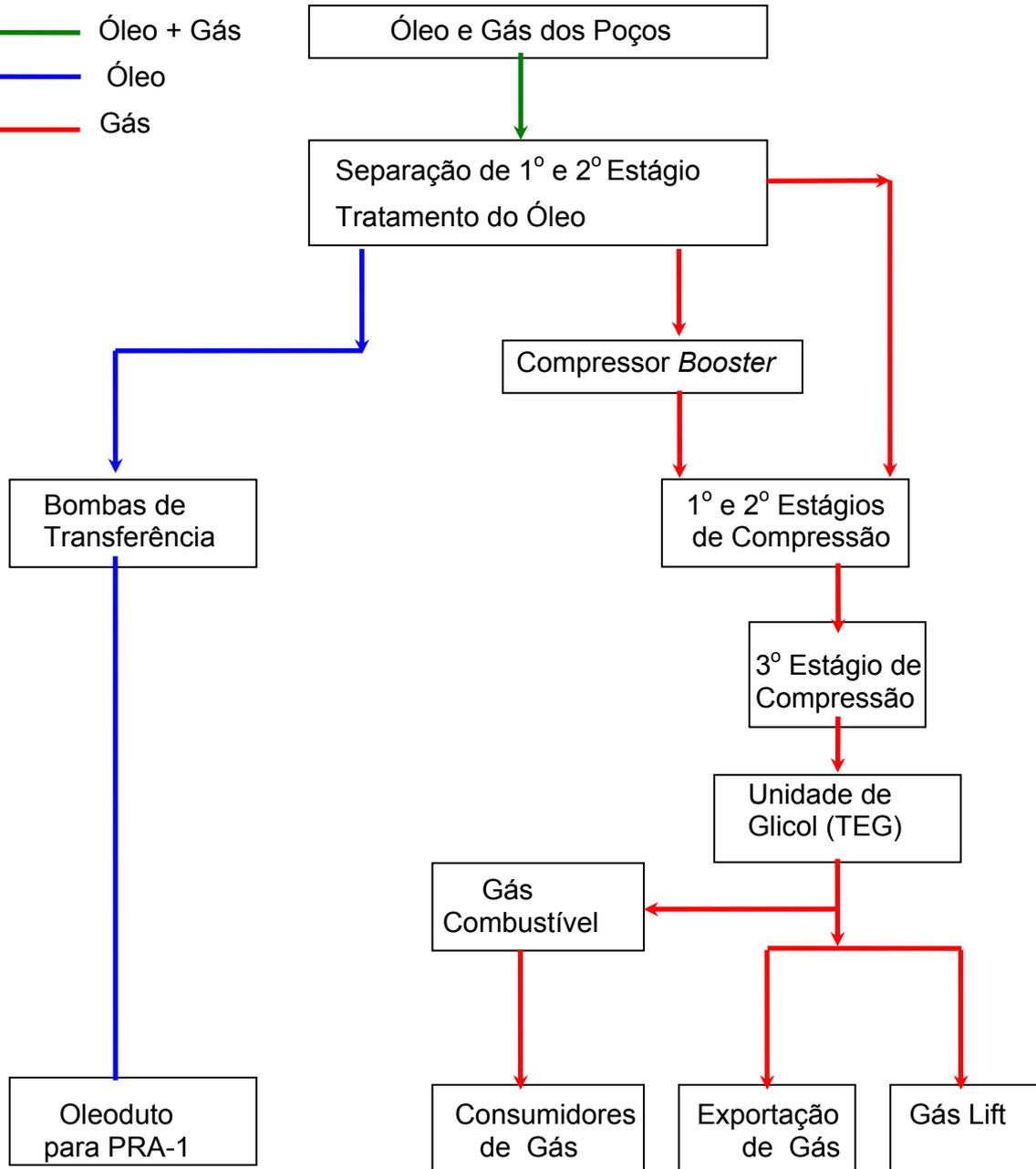


Figura 8.1-1. – Visão Geral dos Sistemas de Produção.

- **Características do Fluido**

A produção terá teor máximo de 0.02 mol % CO₂, na saída do Separador de Produção. 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.

Haverá remoção de sal nos Tratadores de Óleo, 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 sob a condição de nenhum / baixo fluxo, devido às baixas temperaturas submarinas, de aproximadamente 4°C. Sistemas de injeção de produtos químicos, principalmente etanol, serão fornecidos em todos os poços produtores para prevenir a formação de hidrato.

- **Separação de Primeiro Estágio**

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

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.

A correntes de óleo provenientes do *Manifold* de Produção são aquecidas no pré-aquecedor (P-122301 A/B) e no Permutador óleo – óleo (P-122302 A/B), de forma a facilitar a separação e reduzir a formação de espuma e emulsões.

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

O óleo é enviado ao Tratador de Óleo (TO-122301 A/B), onde ocorre nova remoção de água e sal. A água separada flui ao sistema de tratamento de água produzida, enquanto o óleo segue para o Separador Atmosférico (SG-122302 A/B), onde ocorre a remoção final

de gás. O gás é enviado ao compressor *Booster* e o óleo segue, para as bombas de transferência *Booster* (B-122301 A/F) e Principal (B-122302 A/F) . O óleo bombeado passa pela estação de medição e é enviado através de oleoduto tipo SCR (*Steel Catenary Riser*) para a Plataforma PRA-1.

- **Separação de Teste**

O Separador de Teste (SG-121201) 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 e a água oriundos deste vaso são bombeados para a entrada do Separador de Produção A, de onde segue o fluxo descrito no item anterior. O gás recuperado é direcionado às unidades de Compressão de Gás.

- **Tratamento da Água Produzida**

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

Os Hidrociclones (CI-533101 A/B e CI-533102 A/B) recebem a água produzida nos Separadores de Produção e nos Tratadores de Óleo, respectivamente. Por centrifugação promovem uma nova separação água – óleo, sendo a água tratada nos Hidrociclones enviada aos Flotadores (FL-533101 A/B), onde a concentração de óleo é reduzida de forma a atender a legislação específica. A água tratada nos Flotadores passa pelo analisador de TOG, é resfriada nos Pré-aquecedores (P-122301 A/B), enviada ao Tubo de Despejo (TD-533601), de onde é descartada no mar, com teor máximo de 20 ppm e temperatura máxima de 40°C.

O sistema de monitoração contínua, aferido por amostragens freqüentes, garante a qualidade da água. Caso a mesma esteja fora das especificações, ela é bombeada para o Vaso *Slop*, ao invés de descartada. Este bombeamento é mantido até que a causa da falha no tratamento da água seja solucionada.

O óleo recuperado nos Flotadores e hidrociclones é bombeado para o Vaso *Slop*, de onde é bombeado de volta ao ciclo através do Separador de Produção.

- **Compressão de Gás**

O gás proveniente da Separação de Produção é enviado para o Sistema de Compressão Principal. O gás separado no Separador Atmosférico passa pelo Compressor *Booster*, alternativo, de onde é enviado também para a Compressão Principal.

A compressão principal de gás será feita através de compressores centrífugos, acionados por motor elétrico. O gás comprimido será refrigerado com água, em ciclo fechado. Existem seis conjuntos principais de compressão, 3 para o 1º estágio e 3 para o 2º e 3º estágios, havendo a possibilidade de combinação entre os conjuntos de estágios distintos. Todos os compressores serão instalados no Convés Principal, sendo normalmente um conjunto mantido como reserva, embora haja condições em que os 6 possam operar simultaneamente. Cada compressor principal opera com 3,1 milhões Nm³/d, recebendo gás a 981 kPa e comprimindo até 19,643 kPa.

Após a compressão principal o gás é seco em duas unidades independentes de tri-etileno-glicol (TEG), localizada após o 3º estágio de compressão.

- **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.

Após a secagem, o gás pode ser utilizado como gás combustível, injetado nos poços (Gás *lift*) ou exportado pelo Gasoduto de Exportação.

- **Sistema de Gás Combustível**

O sistema de gás combustível será abastecido pelo gás proveniente da descarga do 3º estágio do Compressor Principal, após secagem. A pressão do gás combustível será reduzida para valores entre 9 e 40 bar, para uso pelos diversos consumidores. Os líquidos condensados são redirecionados ao Separador de Produção. O gás combustível é então aquecido até 60°C através de um trocador de calor.

- **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.

- **Sistema de Flare**

O sistema de Flare será dividido em sistemas de Flare de alta e baixa pressão. O Flare de alta pressão (AP) operará a 1,3 – 4,00 bar e o de baixa pressão (BP) operará a 1,1 – 1,3

bar. Cada sistema terá um Vaso de Separação de Condensado (*Scrubber*), após o qual o gás é enviado para queima, nos sistemas de alta e baixa pressão.

O Flare de AP poderá aliviar a uma taxa contínua de $5,8 \times 10^6 \text{ Nm}^3/\text{d}$. O flare de BP deverá aliviar a uma taxa de $5,3 \times 10^5 \text{ Nm}^3/\text{d}$. Em operação normal, ele funciona com uma vazão de gás suficiente para manter as chamas piloto acesas.

Os queimadores do Flare serão montadas em torre vertical de 120 m, localizada na popa, em Boreste, inclinada para fora da unidade, com ângulo de 60° .

- **Sistema de Dreno**

Líquidos de dreno fechado e condensados escoarão ao Vaso *Slop* a cerca de 108 bar, onde os vapores de hidrocarbonetos serão separados e direcionados ao Vent Atmosférico. Os líquidos coletados serão bombeados para o Separador de Produção, com o intuito de serem reciclados através do sistema de processo.

Drenagem aberta, ou de área, será coletada, filtrada e fluirá ao Tubo de despejo. (TD-533601). Neste equipamento há separação da água e dos traços de óleo. O óleo separado é enviado para o Flotador, enquanto a água é descartada para o mar.

- **Sistema de Ar de Utilidade e Instrumentação**

Ar de utilidade e instrumentação serão fornecidos através de dois compressores de reserva de ar de 100%. O Ar de utilidade não será seco e será fornecido a pontos consumidores na planta de processo. O ar de instrumentação será seco.

- **Sistema de Injeção Química**

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

Inibidor de incrustações, inibidor de corrosão, biocida, anti-espumante e desemulsificante serão injetados nas unidades do convés de processo em diversos pontos. O inibidor de incrustações será injetado nas saídas do separador e do Aquecedor do TEG. O inibidor de corrosão será injetado nas saídas de gás. Anti-espumante, biocida e desemulsificante serão acrescentados na corrente do separador.

- **Sistema de Injeção de Água**

O sistema de injeção de água é projetado para injetar continuamente água (salgada) tratada. A água é captada no mar e conduzida à plataforma, onde é filtrada e ocorre a remoção de oxigênio e sulfato, para posterior injeção nos poços, através de risers rígidos.

As partículas sólidas são removidas pela passagem de água através de malhas filtrantes auto-limpantes. Malhas e filtros são equipados com uma unidade de reserva projetada para permitir limpeza / retro-lavagem sem interrupção de fluxo. A água filtrada é desoxigenada abaixo de 20 ppm e, na torre desaeradora, a concentração de O₂ é reduzida de 7,00 para 0,5ppm, através de 2 Desaeradoras (D-UT-125101-01 A/B) a vácuo. Uma unidade de remoção de sulfato remove os sais dissolvidos, após o qual a água é bombeada e injetada nos poços de água.

- [Inventário das Medidas de Segurança](#)

A P-52 e a instalação submarina do Campo de Roncador foram projetados e construídos a partir de rígidos critérios de segurança, de forma a atender aos requisitos de diferentes organismos internacionais e nacionais. Dentre os dispositivos de segurança, prevenção e combate a situações de emergência, podem ser citados:

Etapa de Instalação

- ☑ As ANM's serão testadas previamente, de forma a permitir a detecção de qualquer problema ainda na superfície, minimizando os riscos de vazamentos;
- ☑ As ANM's serão posicionadas através de sistemas específicos e precisos, a partir de 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 a P-52 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 P-52 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 P-52, de forma a permitir o isolamento da linha em caso de vazamento de gás junto à embarcação;
- ☑ O Gasoduto e o Oleoduto, construídos especificamente para este projeto, serão submetidos a teste hidrostático. Desta forma, minimiza-se o risco de falhas e vazamentos de gás e óleo;

Etapa de Produção

- ☑ Os risers de produção, gás *lift*, exportação de óleo e gás chegam na P-52 e são suportados nos *Pontoons*, subindo ao *Spider Deck* através de linhas de aço rígido, suportadas na face interna das colunas de popa. Este tipo de arranjo protege as linhas contra colisão com embarcação, e minimiza a possibilidade de incêndios e explosões, reduzindo o risco de derrames no mar;

- ☑ O *Spider Deck* é uma 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 arranjo dos Risers facilita a detecção de eventuais vazamentos de óleo, proporcionando a rápida interrupção do processo e reduzindo os volumes liberados;
- ☑ O piso do *Spider Deck* será de chapa, com sistema de drenos ligado a Vaso de Drenagem, de forma a conter eventuais vazamentos;
- ☑ A P-52 fará uso de dois guindastes, localizados em Bombordo e Boreste. A posição de subida dos Risers minimiza o risco de colisão com os barcos de apoio e outras embarcações;
- ☑ Os conectores dos risers e SDV's localizados no *Spider Deck* receberam proteção passiva dedicada, para incêndios, minimizando o risco de danos à unidade;
- ☑ Os equipamentos da planta de processo serão instalados sobre piso de chapa, nos vários conveses, providos de barreiras de contenção lateral, ligados ao Sistema de Drenagem. Desta forma, eventuais vazamentos de óleo serão coletados e encaminhados ao Sistema de Drenagem;
- ☑ Os equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos serão instalados em áreas abertas, ventiladas, o que minimiza o risco de explosão;
- ☑ A movimentação de carga suspensa sobre os equipamentos de processo será minimizada, assim como haverá procedimento para içamento e abaixamento das cargas, a ser feita sobre o mar. Adicionalmente, está definida área específica de passagem de cargas suspensa, que receberá proteção específica. Desta forma, minimiza-se consideravelmente o risco de vazamentos provocados por queda de objetos;
- ☑ A planta de produção tem como filosofia operar com queima mínima de gás, mantendo apenas a chama piloto acesa, de forma a responder com velocidade a eventuais situações de emergência. Este tipo de procedimento minimiza o volume de emissões atmosféricas e, adicionalmente, reduz-se o risco de derrame de óleo pelos queimadores no Flare;
- ☑ A planta é dotada de sistema de despressurização em caso de emergência, que conduz o gás para queima no Flare. Este sistema é composto por válvulas de Controle de Pressão (BDV) e de Alívio de Pressão (PSV), operando de forma redundante;
- ☑ Os Turbo-geradores operarão com Gás Natural, reduzindo o nível de emissões. A manutenção de tanques de diesel diários assegura a confiabilidade do sistema, em caso de problemas na produção ou importação de gás;
- ☑ Os compressores serão acionados por motores elétricos, ao invés das tradicionais turbinas a gás. Na filosofia de projeto da P-52 aumenta-se a capacidade dos geradores, porém elimina-se as emissões geradas nas antigas turbinas a gás dos compressores. Aumentando-se o volume de queima de gás nos Turbo-geradores aumenta-se a eficiência dos mesmos, aproveita-se o calor gerado para aquecimento da água de processo e reduz-se o volume final das emissões;

- ☑ Toda a planta de processo é protegida por detectores de fogo e gás, este último 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 conjuntos de 2 bombas diesel cada, onde cada conjunto é capaz de fornecer 100% 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;
- ☑ A exportação de óleo será realizada de forma contínua, havendo medição simultânea da vazão de óleo na saída da P-52 e na chegada na PRA-1, de forma a permitir a detecção de eventuais vazamentos neste duto;
- ☑ O descarte de água produzida será monitorado permanentemente por analisador de TOG. Qualquer desvio na qualidade da água implicará na interrupção do descarte, 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;
- ☑ A operação de intervenção nos poços será realizada sempre utilizando unidades externas, com 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 perfuração.

8.1.2 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;

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.

Em função do grande impacto gerado foi incorporado à presente análise o acidente com a Plataforma Semi-submersível PETROBRAS 36, recentemente naufragada na Bacia de Campos. A inclusão deste acidente na Análise Histórica, utilizando as informações provenientes do Relatório de Investigação elaborado pela PETROBRAS, deve-se pela ligeira semelhança entre as embarcações, com quatro colunas, operarem em lâminas d'água profundas, em atividade de produção de óleo e gás.

- [Relatórios MMS 92-0058 e MMS 95-0052 - Accidents Associated with Oil and Gas Operations Outer Continental Shelf](#)

Estes relatórios são publicados pelo Departamento do Interior do governo dos EUA, e analisam acidentes registrados na jurisdição do *Minerals Management Service* (MMS), em atividades offshore relacionadas à produção de gás e óleo e perfuração de poços. 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 8.1-2, que quase todos os casos de acidentes registrados ocorreram na região do Golfo do México, o que faz com que a análise concentrada nessa região se torne extremamente significativa e representativa. Este fato é facilmente explicável pela grande concentração de plataformas neste local. Nesta figura destaca-se ainda a predominância dos acidentes relativos à incêndios e explosões sobre os demais.

As figuras 8.1-3 a 8.1-4 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 desses gráficos 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 gás
(OCS Report MMS 92-0058 - Período 1956 / 1990)**

Distribuição dos tipos de acidentes por região coberta pelo relatório MMS 92-0058
(Período 1956 / 1990)

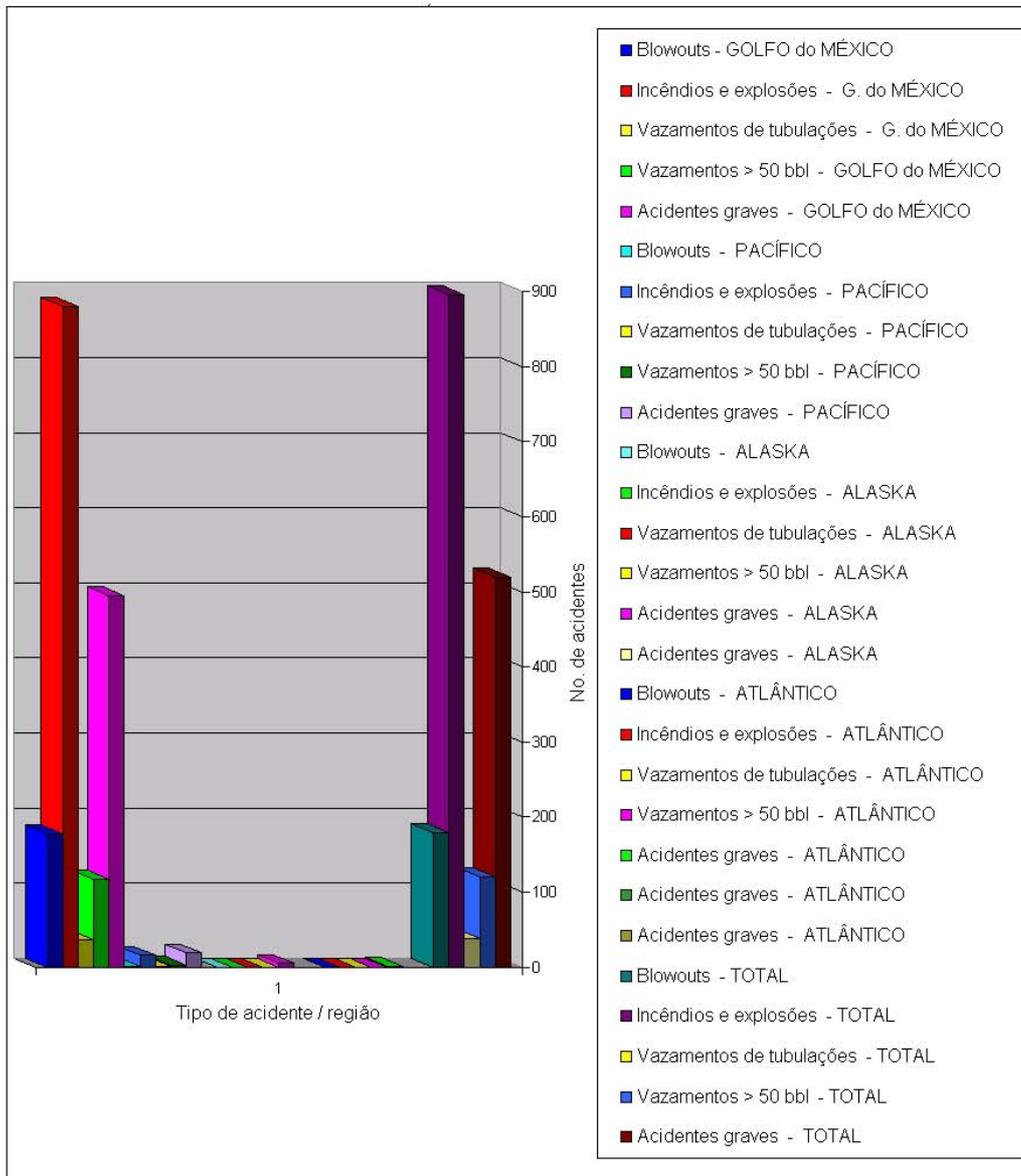


Figura 8.1-2. Distribuição dos tipos de acidentes por região coberta pelo relatório MMS 92-0058

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

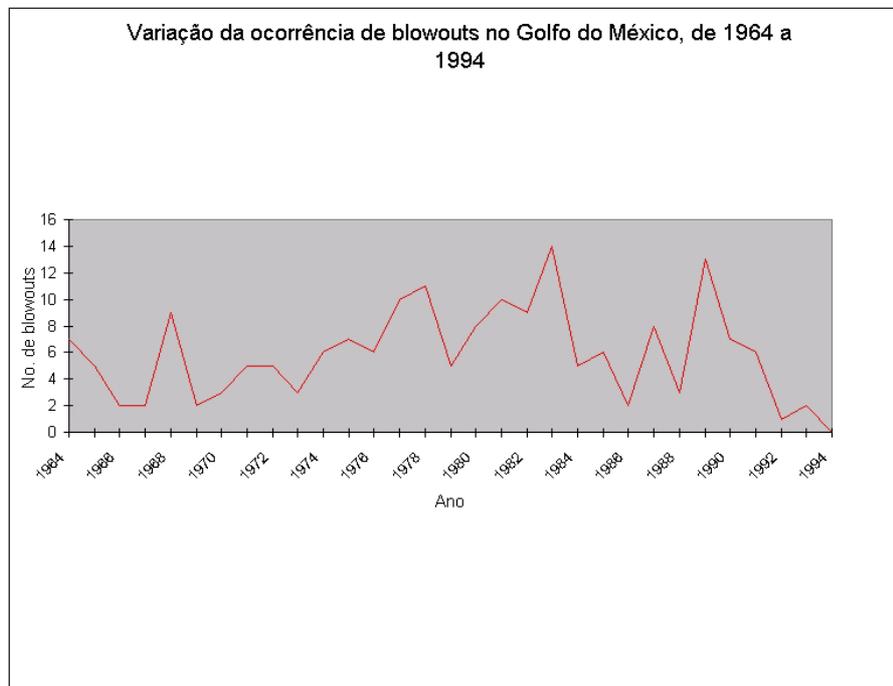
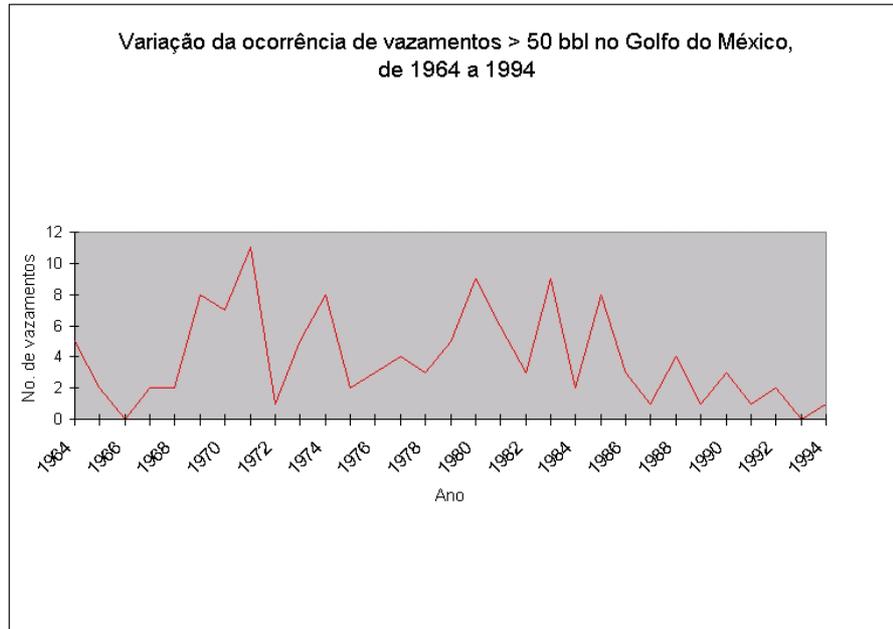


Figura 8.1-3. Variação de ocorrência de vazamentos
Figura. 8.1-4. Variação de ocorrência de *blowouts*

Ao direcionarmos as análises para acidentes envolvendo a presença de gases, constrói-se a Figura 8.1-5, 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 8.1-6 e 8.1-7, 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 glicol (4 %) e diversos outros equipamentos com 3 e 2 %.

Esta categorização por equipamento fornece subsídios para análise de risco, especialmente como indicativo quanto às frequências de ocorrência, permitindo uma comparação “indireta” entre os diversos tipos de equipamentos. 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 P-52, que faz uso de linhas flexíveis conectadas a Árvores de Natal Molhadas (ANM), localizadas no fundo do mar e que chegam à embarcação através de Risers Flexíveis, suportados no *Pontoon* ou no *Spider Deck*.

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

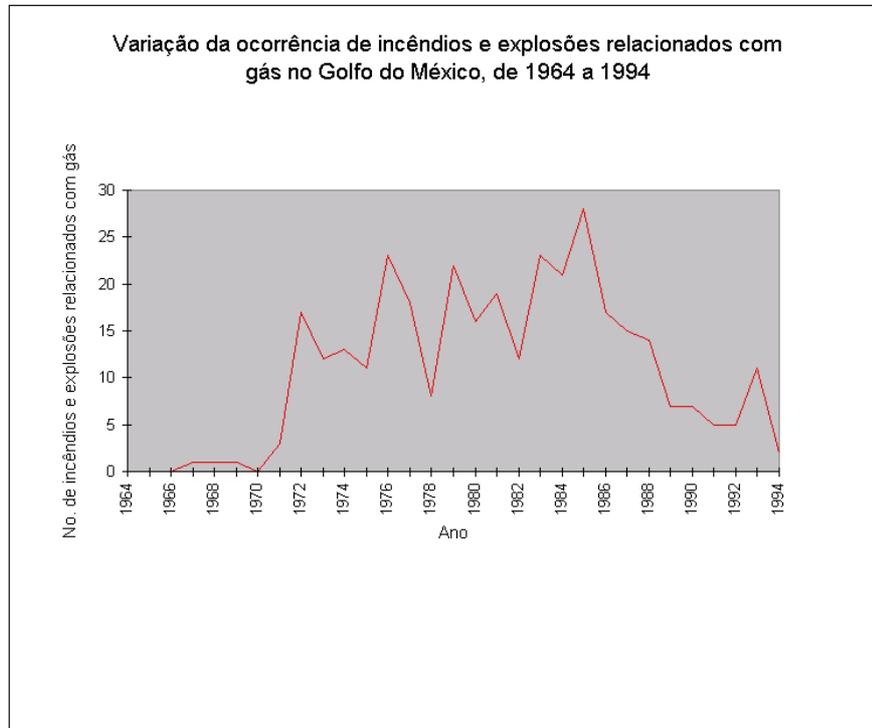


Figura 8.1-5. Variação de ocorrência de incêndio e explosões.

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

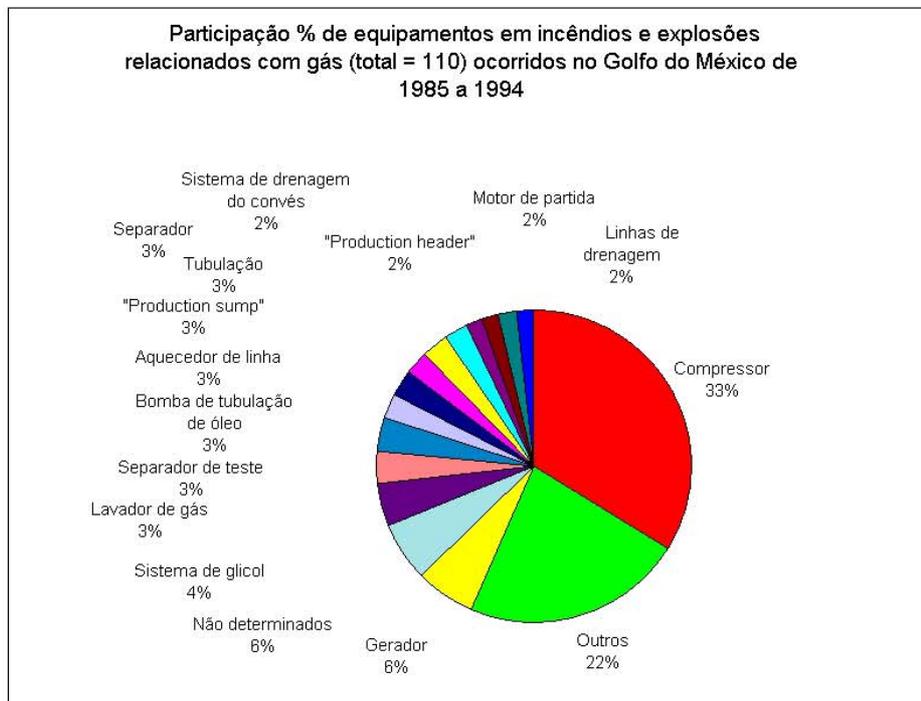
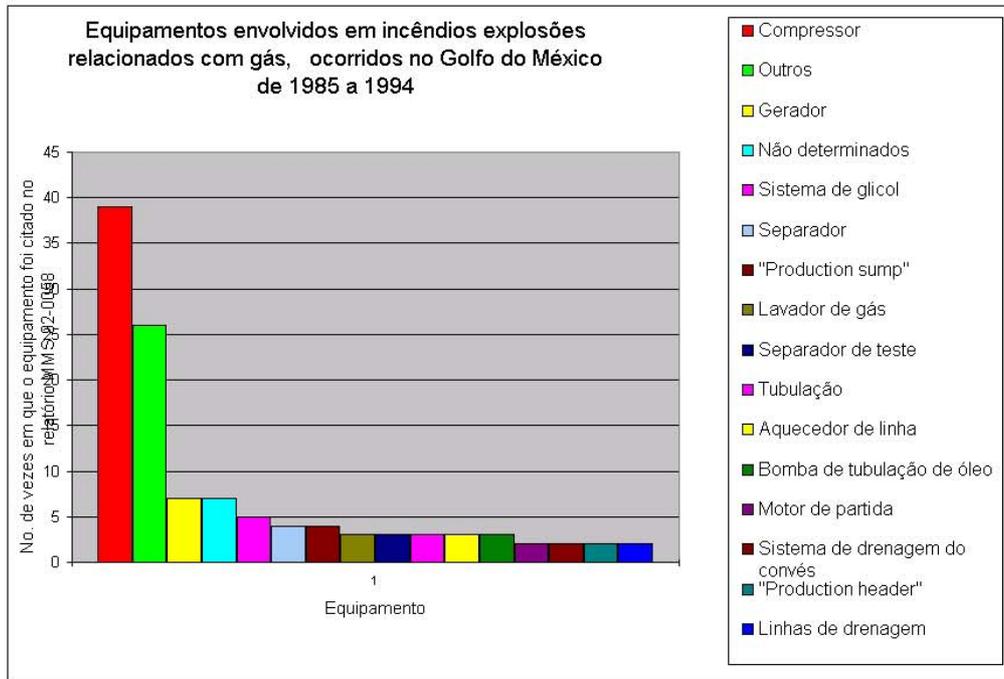


Figura 8.1-6: Equipamentos envolvidos em incêndios / explosões

Figura 8.1-7 Participação % de equipamentos em incêndios / explosões relacionados com gás

- Platform Databank - Institute Français du Petrole

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

As informações são mais restritas e menos atualizadas que o estudo anteriormente apresentado, abrangendo o período de 1977 a 1988. Entretanto, algumas conclusões interessantes podem ser obtidas, especialmente por apresentar dados específicos relativos a plataformas móveis, incluindo unidades de produção, como a P-52 e de perfuração. Os dados disponíveis não permitem identificar a contribuição de cada tipo classificado como unidade móvel, especificando os acidentes com Plataformas de Produção.

A Figura 8.1-8 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 esse tipo de Unidade vem decrescendo ao longo do tempo. A Figura 8.1-9 apresenta o número de plataformas móveis, incluindo as de produção e perfuração, no período 77 a 83.

As Figuras 8.1-10 e 8.1-11 mostram que tanto para plataformas fixas como para plataformas móveis, o acidente de maior ocorrência é o *blowout* (28% para plataformas fixas e 38% para plataformas móveis, incluindo atividades de produção e perfuração). 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.

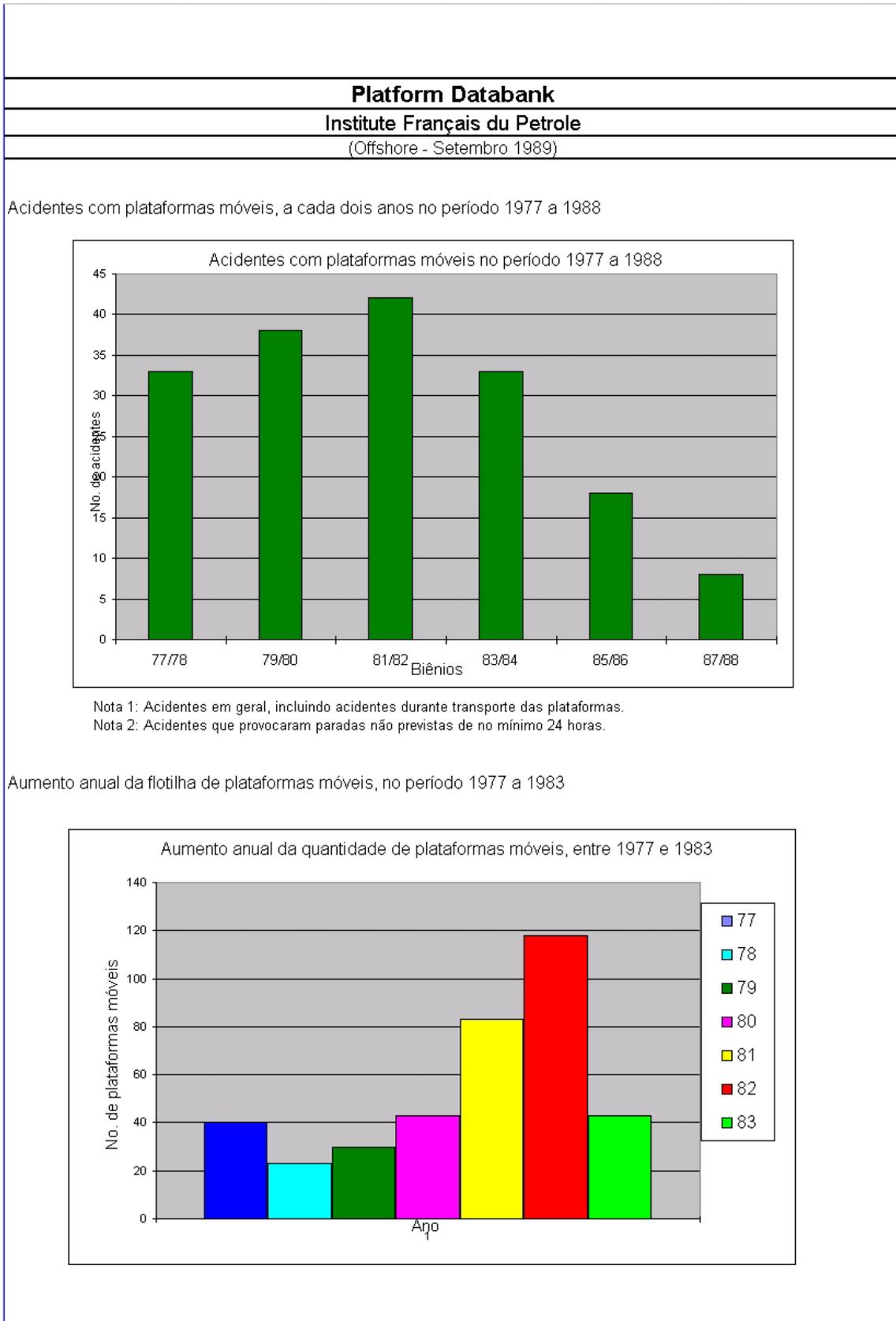


Figura 8.1-8. Acidentes com plataformas móveis
Figura 8.1-9. Aumento da quantidade de plataformas móveis

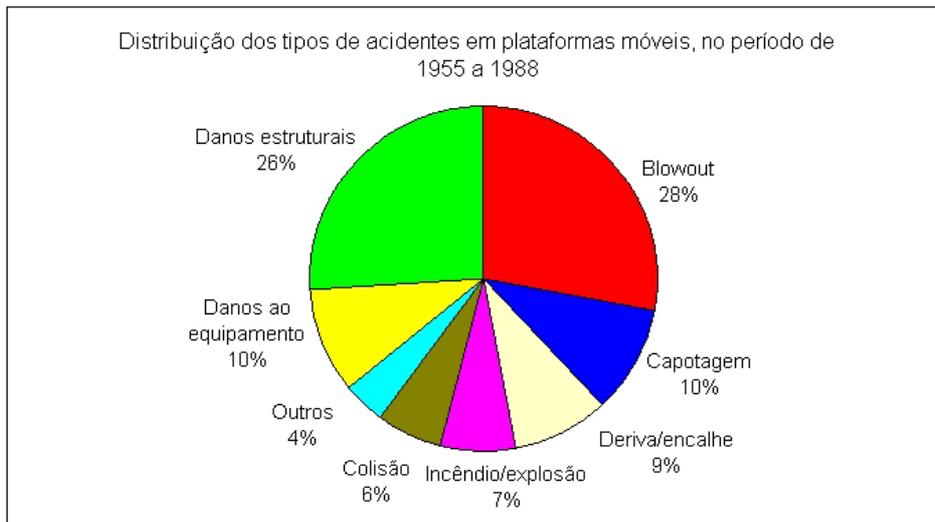
Platform Databank

Institute Français du Petrole

(Offshore - Setembro 1989)

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

Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas móveis



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

Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas fixas.

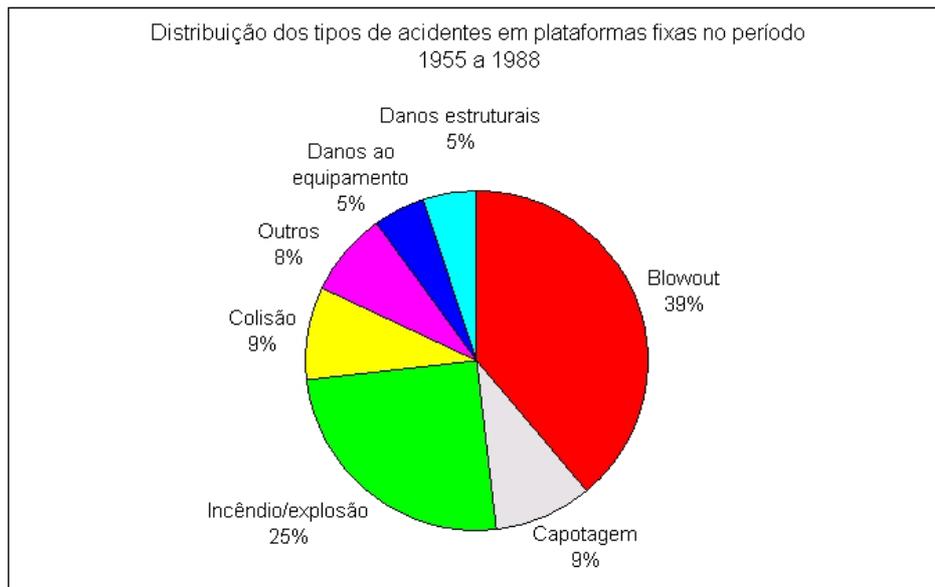


Figura 8.1-10: Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas móveis
Figura 8.1-11: Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas fixas

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

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

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

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

No quadro 8.1-1 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 a cada acidente tem-se o nome e tipo da instalação, a descrição do acidente, o local e o custo associado. O acidente com a Plataforma Central de Enchova, de abril de 1988, encontra-se entre os relacionados neste quadro, como exemplo de *blowout/incêndio*, gerando prejuízo de US\$ 325 milhões.

O artigo *Offshore Operations post Piper Alpha* tem seus resultados resumidos no quadro 8.1-2 abrangendo o período de junho/64 a dez/90. A exemplo do anterior, associa a cada acidente o nome e tipo da instalação, a descrição do acidente e o local, porém ao invés do custo associado fornece o número de mortes. O acidente com a Plataforma Central de Enchova relatado neste artigo é o de agosto de 1984, proveniente da falha na baleeira, citando como 40 o número de mortes, quando informações da PETROBRAS relatam 37.

Ambas as referências abordam mais de uma centena de acidentes cada. Entretanto, a comparação das duas referências mostra apenas 15 coincidências, que estão apresentadas no quadro 8.1-3.

Nos quadros 8.1-4 e 8.1-5 tem-se a ordenação dos acidentes, citados nos dois artigos, por ordem de severidade em fatalidades e custo. Estes mesmos resultados são apresentados através dos Gráficos de Barras presentes nas Figuras 8.1-12 e 8.1-13.

Quadro 8.1-1. Acidentes relacionados no Relatório Noble Denton *Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990*

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/76	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	Niamorado	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	Iran	***	\$ 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. Kielland	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	Nimian 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. Mac. 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	Perrod 52	jack-up	blowout/perda total	Golfo do México	***	\$ 23.500.000

"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"

Relatório Noble Denton / Sedgwick

Quadro 8.1-1. Acidentes relacionados no Relatório Noble Denton *Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990* (Cont.) Parte 1

**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"**

Relatório Noble Denton / Sedgwick

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
set/83	Key Biscayne	jack-up	naviário 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	Bekepal	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	Penrod 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	Dixiyla Field 83	---	capotamento	Índia (Offshore)	***	\$ 28.821.706
nov/86	Piper/Claymore	---	"T-Spur leak"	Mar do Norte	***	\$ 57.500.000
mai/87	West Delta 109 A	plataforma de produção	blowout/incêndio	Golfo do México	***	\$ 49.200.000
jun/87	Petro Canada	"reactor vessel"	incêndio	Canadá	***	\$ 62.000.000
out/87	Poço Yum No. 2	---	blowout	México (Offshore)	***	\$ 16.500.000
nov/87	Bourbon Field Poço 2-17	plataforma de produção	blowout	Golfo do México	***	\$ 250.000.000
nov/87	Compl. Prod. Pampa	(planta - terrestre)	explosão	Texas - USA	***	\$ 350.000.000
dez/87	Pool Rig 55	---	danos causados por tempestade	Golfo do México	***	\$ 15.000.000
dez/87	Steelhead	plataforma de produção	blowout/incêndio	Baía de Cook - Alasca	***	\$ 125.000.000
jan/88	Várias embarcações	---	danos causados por tempestade	México	***	\$ 53.000.000
jan/88	Ashland Oil Corp.	(planta - terrestre)	ruptura de tanque de estocagem	Pensylvania - USA	***	\$ 70.000.000
jan/88	Lasco 3	---	danos causados por tempestade	USA	***	\$ 15.000.000

Quadro 8.1-1. Acidentes relacionados no Relatório Noble Denton *Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990* Parte 2

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
Jan/88	"Flokoffe Terminal"	(planta - terrestre)	vazamento de óleo diesel	Pensilvânia - 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 Química	(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 Merlimas"	----	incêndio nos tanques de nafta	Singapura	***	\$ 12.100.000
dez/88	Rowan Gortila 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	"Jolliet 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	"F/V 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"

Relatório Noble Denton / Sedgwick

Quadro 8.1-2 Resultado do relatório *Offshore Operations post Piper Alpha*

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jun/64 xx/65	C.P. Baker Sedco 135B	barcaça de perfuração semi-submersível	capotagem durante blowout naufrágio durante reboque Japão/Bornéu	Eugene Island - G. do México Mar da China (Sul)	22 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. Timbalier - G. do México	4	***
xx/71	Big John	barcaça de perfuração	blowout/incêndio	Brunei (Offshore)	9	***
xx/71	Wodeco II	barcaça de perfuração	blowout/incêndio	Peru (Offshore)	7	***
dez/73	Mariner I	semi-submersível	blowout	Trinidad (Offshore)	3	***
abr/74	Dresser Rig No. 70	jack-up	capotagem e naufrágio durante reboque	Texas (Offshore)	1	***
out/74	Gemini	jack-up	capotagem durante posicionamento	Golfo de Suez	14	***
xx/75	PM II	jack-up	capotagem durante reboque	Golfo do México	1	***
nov/75	Ekofisk A	plataforma fixa	acid. de evacuação + incêndio após rupt. riser	Mar do Norte	3	***
fev/76	W.D. Kent	jack-up	naufrágio após colisão c/ Wodeco III dur. temp.	Fateh - Dubai (Offshore)	1	***
mar/76	Deepsea Driller	semi-submersível	encalhe durante tempestade	Mar do Norte	6	***
abr/76	Ocean Express	jack-up	capotagem durante reboque	Golfo do México	13	***
abr/76	G-BCRU	helicóptero	colisão durante pouso em plataforma	Mar do Norte	1	***
jun/77	Heather	plataforma fixa	queda de peça suspensa em guindaste	Mar do Norte	1	***
set/77	Bali Dolphin	jack-up	capotagem e naufrágio durante reboque	Indonésia (Offshore)	1	***
nov/77	LN-OSZ	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	12	***
fev/78	Stafford A	plataforma fixa	incêndio no setor de utilidades	Mar do Norte	5	***
jun/78	LN-OQS	helicóptero	queda durante voo p/ plataforma Stafford A	Mar do Norte	18	***
fev/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	***
mar/79	Ranger I	jack-up	colapso e naufrágio	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"	naufrágio	Cape Bauld - Canadá	13	***

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

Offshore Operations post Piper Alpha

Quadro 8.1-2 Resultado do relatório *Offshore Operations post Piper Alpha*
(Cont) Parte 1

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

Offshore Operations post Piper Alpha

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
ago/81	G-BLUF	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 reboque partido durante tempestade	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 túrio	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-BJUR	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	***

Quadro 8.1-2 Resultado do relatório *Offshore Operations post Piper Alpha*
(Cont) Parte 2

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
out/85	Tritoc Atlas	barcaça bate-estacas	explosão durante reparo de tubulação de óleo	Golfo de Paria - Trinidad	14	***
out/85	Bell 222 UT	helicóptero	queda durante pouso em plataforma fixa	Golfo do México	2	***
out/85	Penrod 61	jack-up	colapso e capotagem durante furacão	Golfo do México	1	***
nov/85	Concorn	barcaça de concretagem	capotagem durante a construção	Grandsjord - Noruega	10	***
nov/85	Al Mansoura	barcaça de carga	colisão com plataforma fixa e naufrágio	Arábia Saudita (Offshore)	3	***
dez/85	Huichol	supply boat	naufrágio	Baía Campeche - México	38	***
jan/86	não conhecida	helicóptero	queda durante pouso em barcaça 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 T2	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	2	***
dez/86	Griffin Alexander II	jack-up	ademada e parcialmente inundada	Golfo do México	2	***
dez/86	SA 330J/Puma	helicóptero	queda no mar	Austrália Ocid. (Offshore)	2	***
jan/87	Bell 212	helicóptero	acid. provocado p/ prender patins no helideck	Baía de Campeche - México	5	***
jan/87	Big Foot II	jack-up	queda no mar	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 - Perú	2	***
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	***
jul/88	N 47307	helicóptero	queda no mar	Mar do México	1	***
ago/88	VT-ELH	helicóptero	queda no mar	Golfo do México	10	***
ago/88	Holkon	jack-up	blowout/incêndio	Baía de Bengala - Índia	3	***
set/88	Viking Explorer	navio sonda de perfuração	capotagem e naufrágio após blowout	México (Offshore)	1	***
set/88	Ocean Odyssey	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar da China (Sul)	1	***
nov/88	N 355EH	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	1	***
jan/89	Sedco 252	jack-up	blowout/incêndio	Golfo do México	4	***
nov/88	SA 365N/Dauphin 2	helicóptero	blowout/incêndio	Índia	2	***
mar/89	Baker	plataforma fixa	queda no Rio Ganges	Índia	7	***
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	explosão/incêndio durante corte de riser	Golfo do México	7	***
			acidente durante montagem de cabeça de poço	Mar do Norte	1	***

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

Offshore Operations post Piper Alpha

Quadro 8.1-3. Comparação entre as referências apresentadas anteriormente

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
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	Petrod 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

Acidentes relacionados simultaneamente nas duas Tabelas anteriores"

Quadros 8.1-4: Acidentes ordenados pelo grau de severidade
8.1-5. Acidentes ordenados pelo custo

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
Jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	\$ 2.610.000.000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	navrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	\$ 86.500.000
set/88	Ocean Odyssey	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	1	\$ 81.000.000
out/85	Penrod 61	jack-up	colapso e capotagem durante furacão	Golfo do México	1	\$ 49.695.000
mar/80	Alexander L. Kielland	semi-submersível	capotagem durante uso c/ unid. acomodação	Mar do Norte	123	\$ 32.000.000
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout	Mar do Norte	1	\$ 26.000.000
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	acidente durante montagem de cabeça de poço	Mar do Norte	1	\$ 25.530.000
ago/80	Ocean King	jack-up	blowout/incêndio	Texas (Offshore)	5	\$ 25.000.000
abr/89	Al Baz	jack-up	capotagem após blowout/incêndio	Nigéria (Offshore)	4	\$ 25.000.000
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Golfo do México	4	\$ 23.709.083
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido 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

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
mar/80	Alexander L. Kielland	semi-submersível	capotagem durante uso c/ unid. acomodação	Mar do Norte	123	\$ 32.000.000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	navrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	\$ 86.500.000
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido 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

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

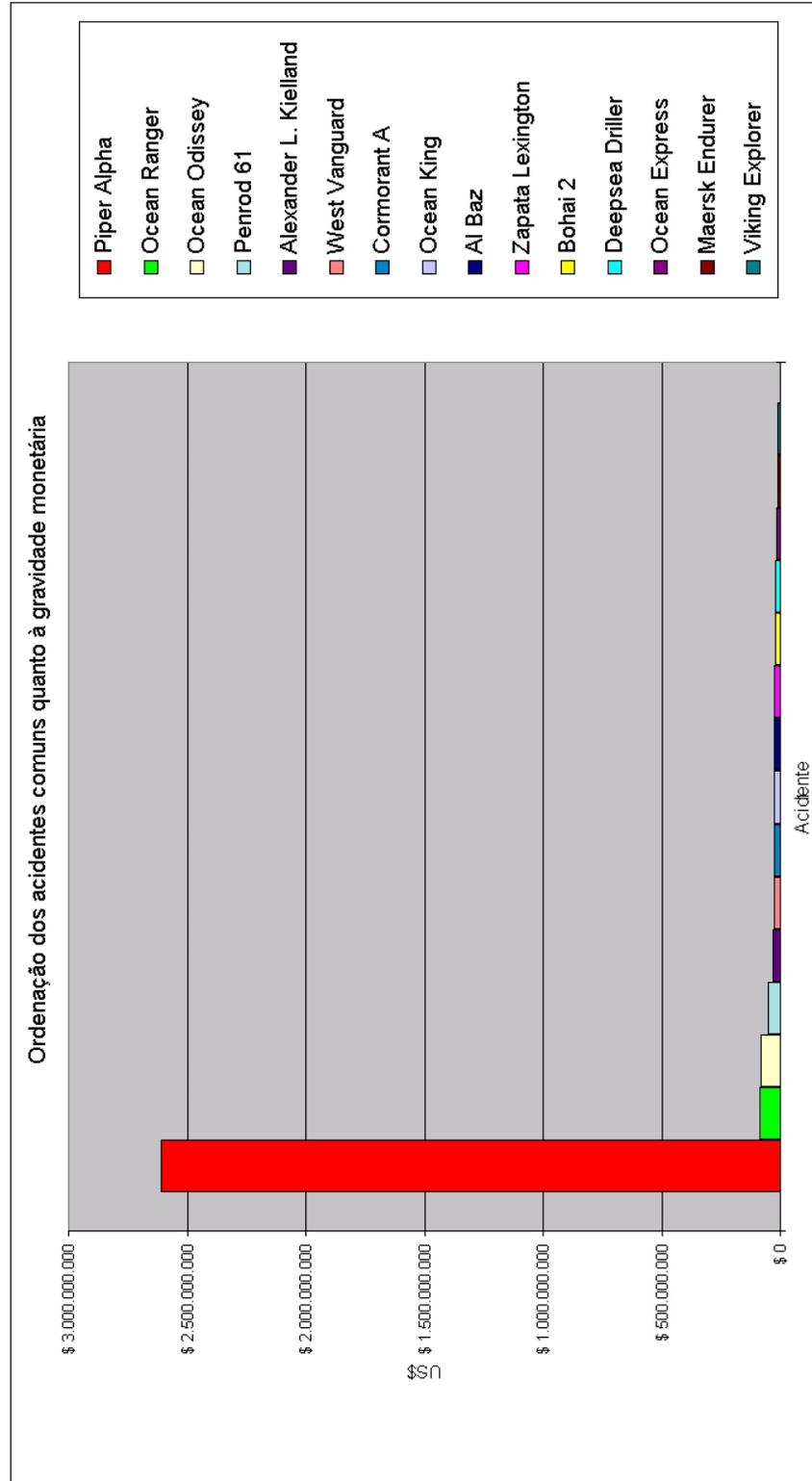


Figura 8.1-12 Acidentes ordenados pelo grau de severidade

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

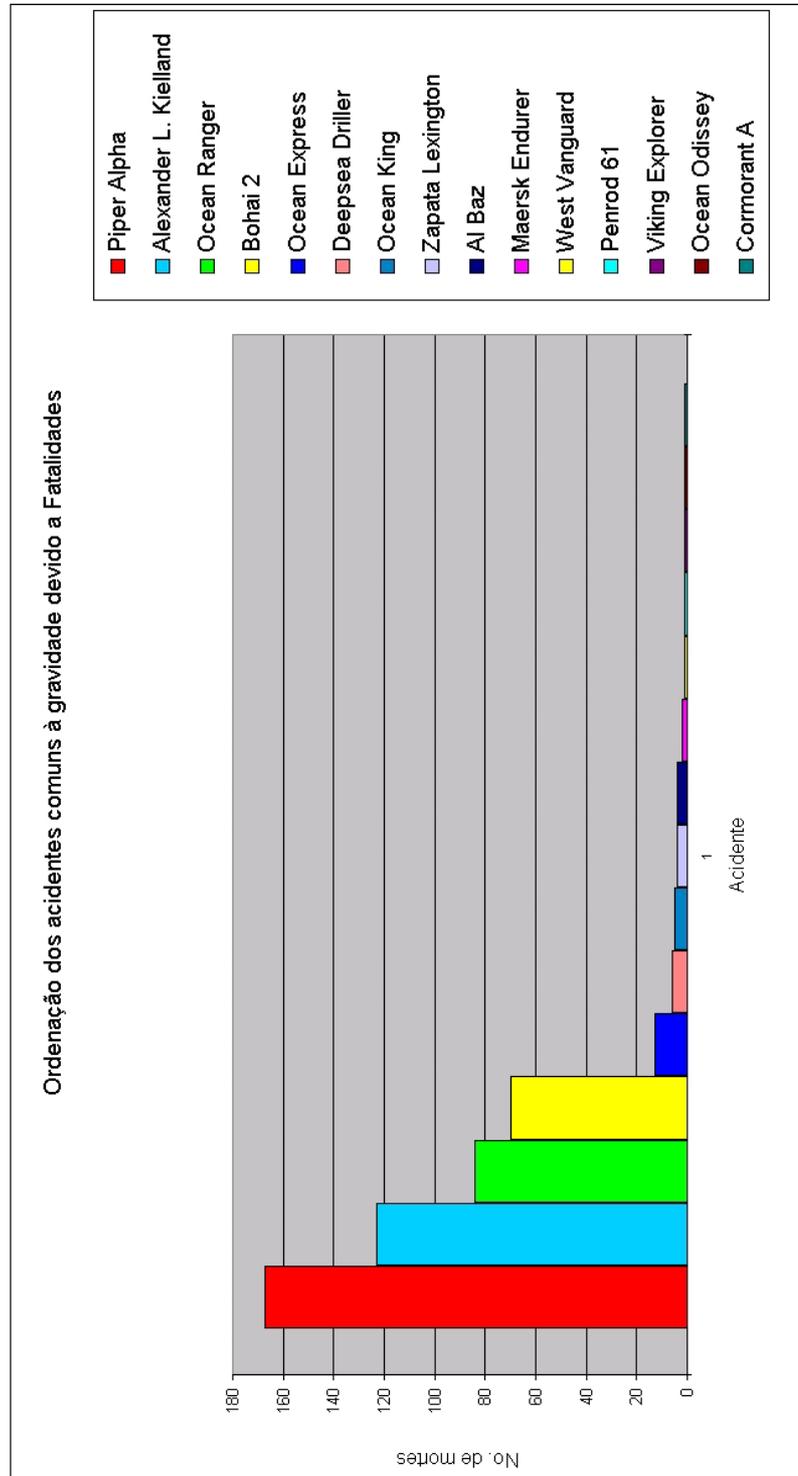


Figura - 8.1-13 Acidentes ordenados pelo custo

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

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

Analogamente à anterior, o quadro 8.1-7 e a Figura 8.1-15 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 8.1-15 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 a Plataforma Central de Enchova é citada, devido à problemas com embarcações;
- O terceiro, indo de 10 a 22 mortes, onde explosão e incêndio (incluindo *blowout*) aparecem em freqüências elevadas como agentes causadores.

Se forem analisados todos os acidentes, pode-se construir os gráficos de pizza das Figuras 8.1-16 e 8.1-17. Na primeira, contemplando o aspecto monetário, podem-se agrupar todos os casos de incêndio e explosões, obtendo 21 % do total, contra 25% de *blowout*. No segundo tem-se novamente 21 % para incêndios e explosões contra 13 % de *blowout*.

Finalmente, nas Figuras 8.1.2.18 e 8.1.2.19 tem-se os acidentes por tipo de plataforma, onde se percebe que as Plataformas Semi-submersíveis, semelhantes à P-52, contribuíram entre 6 e 10% do total, incluindo barcaças e helicópteros nestas análises. Cabe destacar que nem todas as Semi-submersíveis citadas são de operação, podendo exercer ainda atividades de hotelaria e perfuração (o maior grupo), não sendo possível precisar sua natureza nestes artigos.

Quadro 8.1-6. Ordenação dos acidentes mais severos em termos monetários.

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"						
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 Sampaguaita"	Golfo de Suez	***	\$ 251.200.000
nov/87	Bourbon Field Poço 2-17	plataforma de produção	blowout	Golfo do México	***	\$ 250.000.000
jan/89	Treasure Saga	---	problemas de controle do poço	Mar do Norte	***	\$ 214.265.400
abr/89	Refinaria de Richmond	(planta terrestre)	explosão/incêndio	California - USA	***	\$ 175.000.000
dez/87	Steelhead	plataforma de produção	blowout/incêndio	Baía de Cook - Alasca	***	\$ 125.000.000
set/89	Refinaria St. Croix	(planta terrestre)	danos causados por furacão	Ilhas Virgens - USA	***	\$ 120.000.000
dez/89	Vários	---	danos por congelamento	USA	***	\$ 120.000.000
set/83	Hurton	plataforma	soldas c/ def. connect. 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"

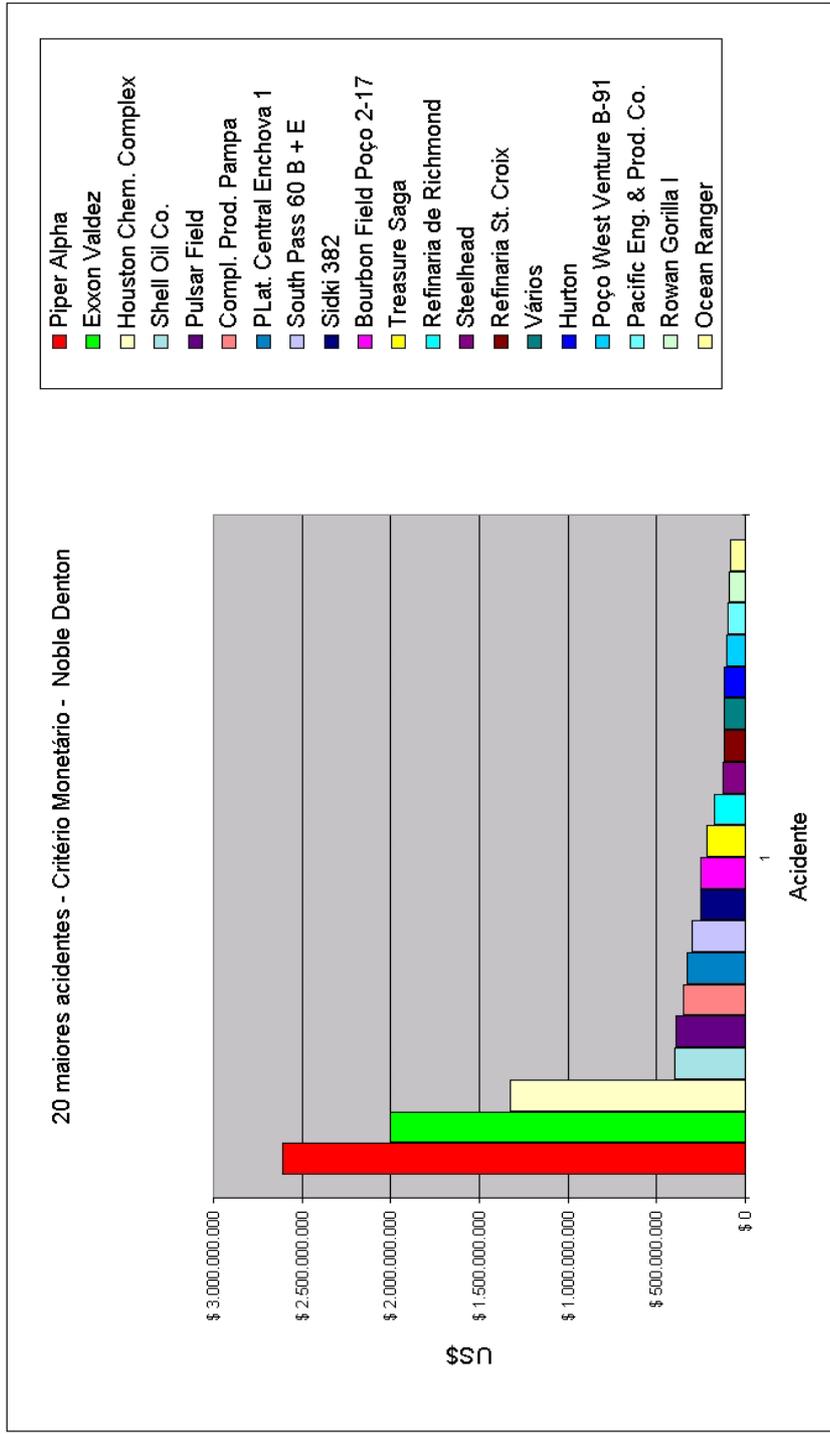


Figura 8.1-14 ordenação dos acidentes mais severos em termos monetários

Quadro 8.1-7 Ordenação dos 20 acidentes mais severos sob a ótica do número de fatalidades

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"					
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167
mar/80	Alexander L. Krieland	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	naviúragio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84
out/83	Glomar Java Sea	navio sonda de perfuração	naviúragio 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	naviúragio	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	Tritoc Atlas	barcaça bate-estacas	explosão durante reparo de tubulação de óleo	Golfo de Paria - Trinidad	14
xx/65	Sedco 135B	semi-submersível	naviúragio 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	Artic Explorer	"Seismic vessel"	naviúragio	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

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

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

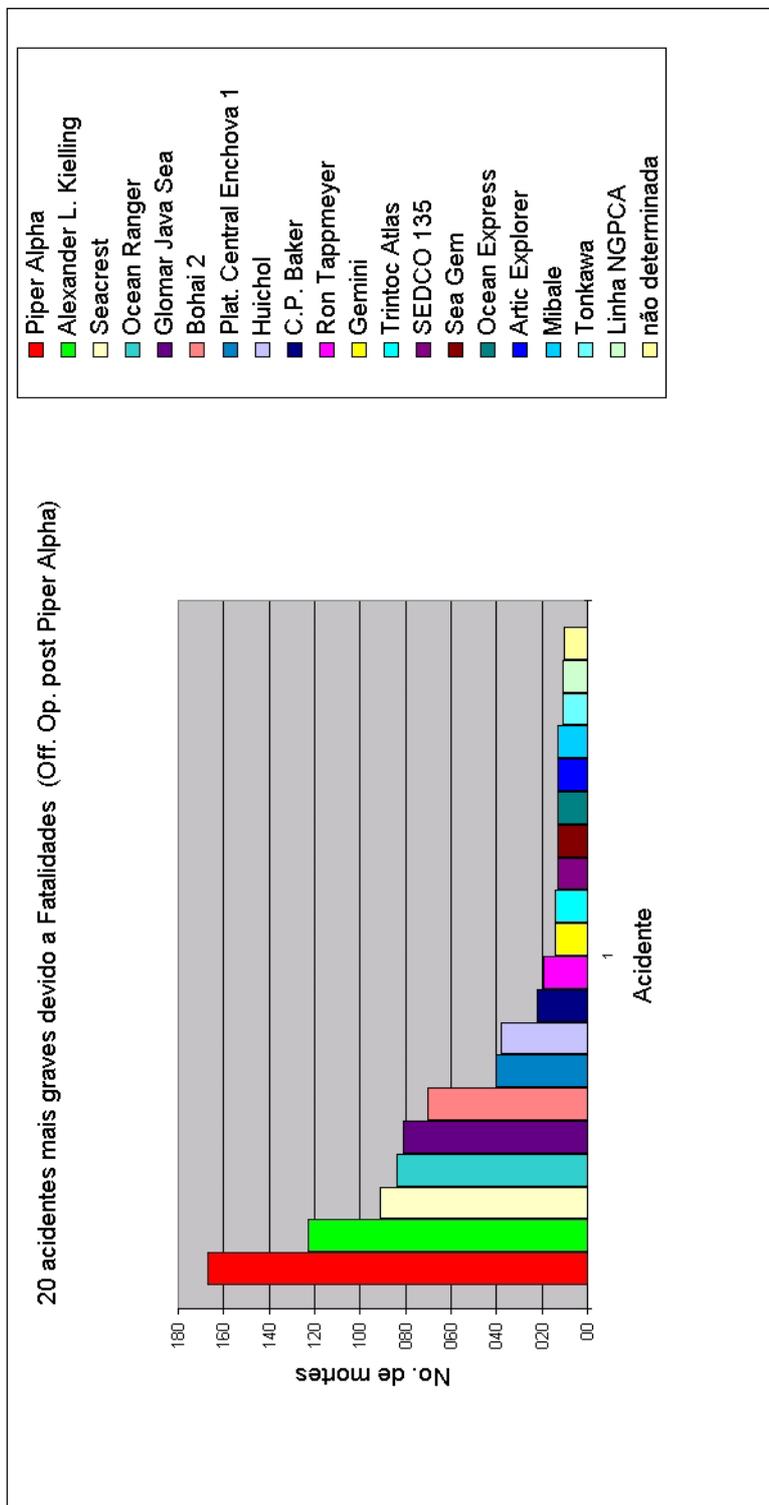


Figura 8.1-15 Ordenação dos 20 acidentes mais severos sob a ótica do número de fatalidades

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"

Frequência de ocorrência de acidentes conforme relatório "Noble Denton"

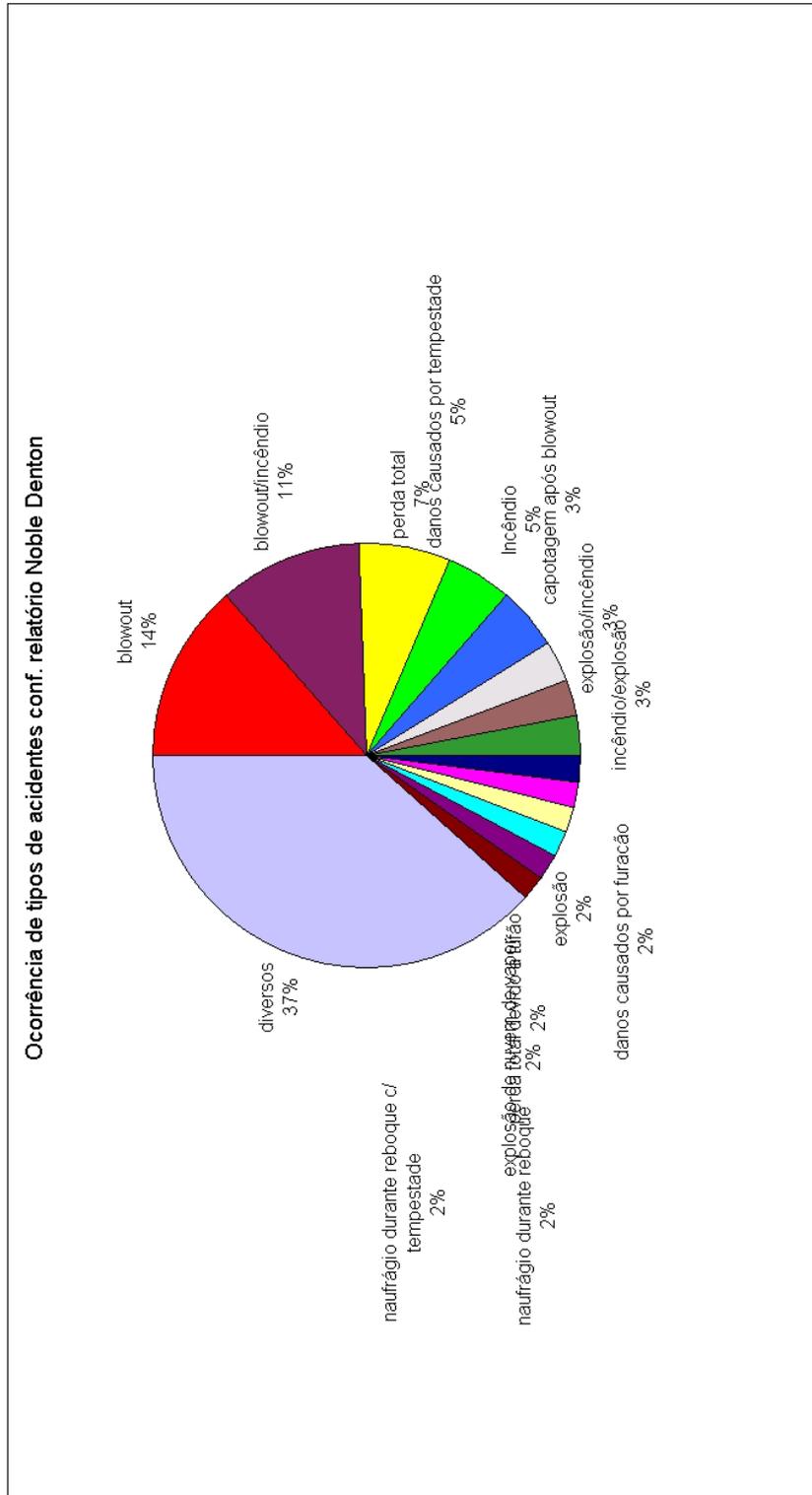


Figura 8.1-16 Análise dos acidentes sob a ótica monetária

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"

Ocorrência de tipos de acidentes conf paper "Offshore Operations post Piper Alpha"

Ocorrência de tipos de acidentes conf. paper "Offshore Operations post Piper Alpha"

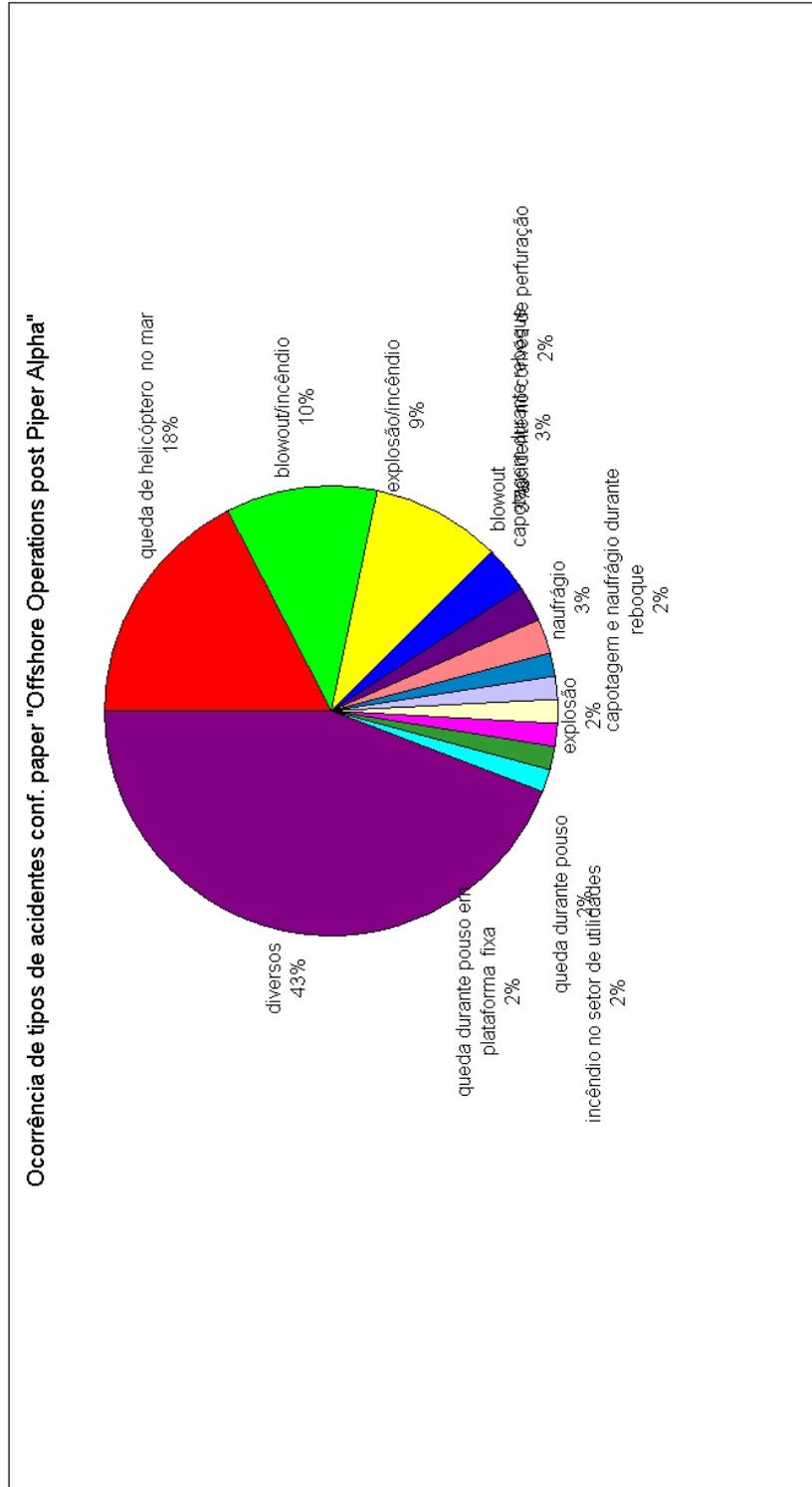


Figura 8.1-17 Análise dos acidentes

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

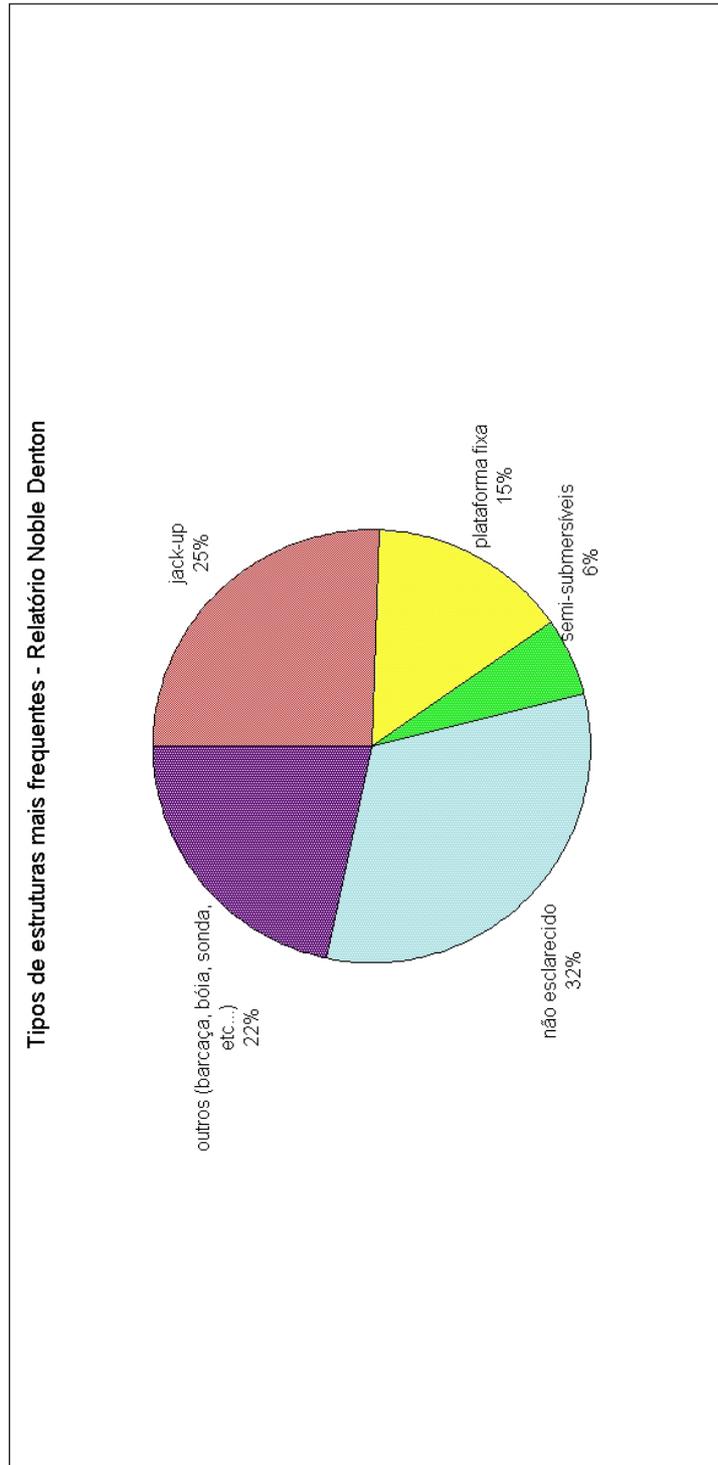


Figura 8.1-18 Acidentes por tipo de estrutura

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

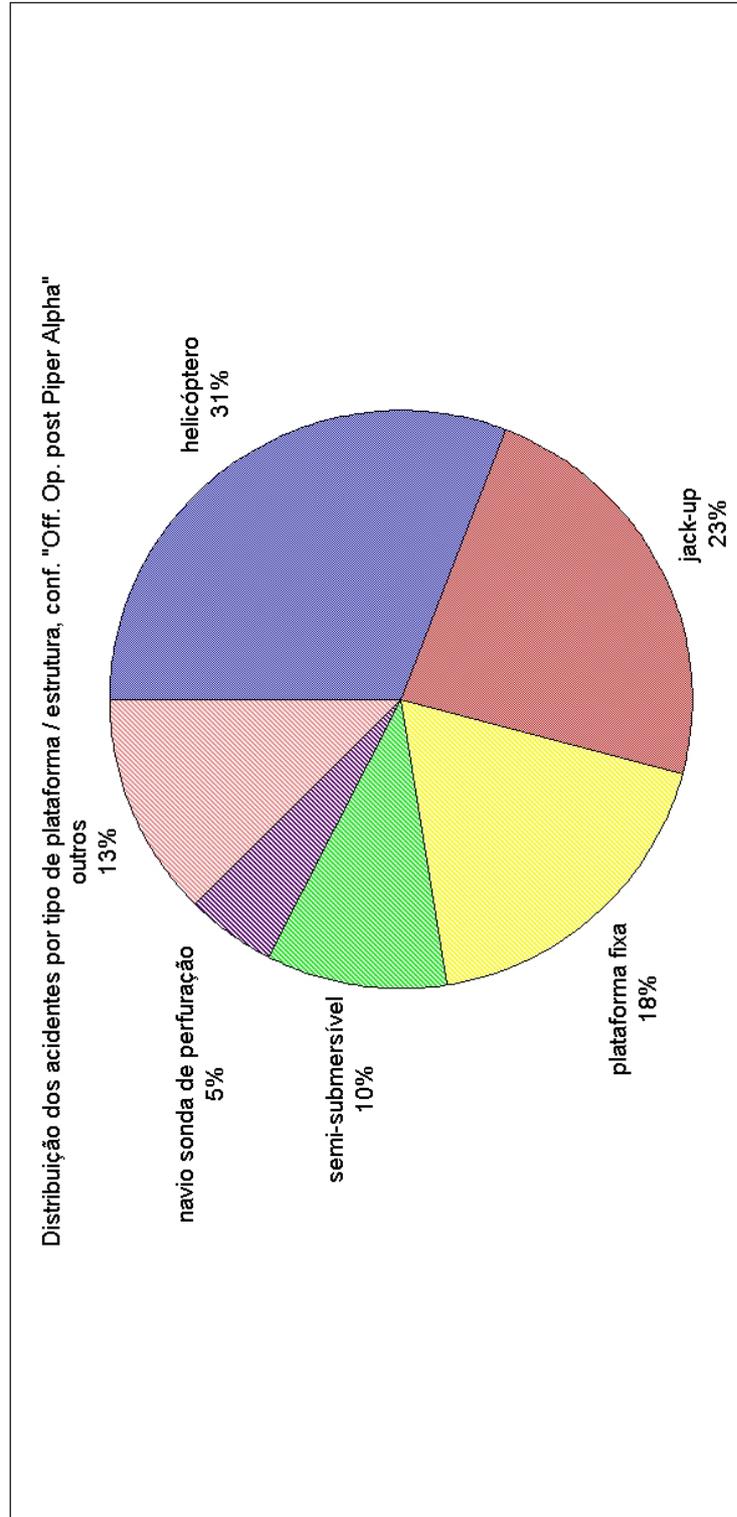


Figura 8.1-19 Acidentes por tipo de plataforma

- [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 8.1-8, contendo data, tipo de instalação, tipo de acidente, local e, em alguns casos, número de mortos, feridos e custo do sinistro.

Analisando-se estes resultados, apresentados de forma resumida na Figura 8.1-20, pode-se observar o seguinte:

- a) 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;
- b) Lamentavelmente não é possível obter informações exclusivamente dos projetos novos, que seria de utilidade na análise do projeto da P-52. 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;
- c) 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;
- d) Analisando as informações tabeladas, percebem-se falhas em compressores, trocadores de calor, Flare, bombas, turbinas e vasos. Podem-se associar vazamentos de gás com 16 % dos casos totais relatados.

Quadro 8.1-8. Relatório de Acidentes (Loss Control Newsletter)

Data	Unidade	Equipamento	Incidente/Acidente	Local	No de Mortes	No de Feridos	US\$
jan/92	Perfuração	plataforma	Incêndio e Explosão	Marseille		028	
fev/92	Produção	tubulação	Incêndio	Mar de Java			
fev/92	Produção	Plataforma	Colisão	Alaska			
mar/92	Produção	Plataforma	Colisão	Mar do Norte	011		
mar/92	Produção	Plataforma	Colisão	Golfo do México			
abr/92	Perfuração	Barcaça	Naufrágio	Venezuela			
mai/92	Produção	plataforma	Incêndio e Explosão	Noruega			
jul/92	Caregamento	Plataforma	Vazamento e Poluição	Mar do Norte			
jul/92	Tubulação	Tubulação	Colisão	Reino Unido			
jul/92	Caregamento	Navio-Tanque	Vazamento e Poluição	Texas			
ago/92	Produção	Plataforma	Incêndio	Mar do Norte			\$ 10.000.000.000,00
ago/92	Plataformas	Estruturas	Furacão Andrew	Golfo do México			
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 8.1.-8 Relatório de Acidentes (Loss Control Newsletter) (Cont) Parte 1

Data	Unidade	Equipamento	Incidente/Acidente	Local	No de Mortes	No de Feridos	US\$
nov/93	Tubulação	Tubo	Impacto/Vazamento/Poluição	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	Incêndio (anchow Drag)	USA			
nov/94	Plataforma	Sistema de ventilação	Incêndio	Noruega			
nov/94	Produção	Sump	Explosão	New Orleans - USA	001	003	
dez/94	Plataforma	tubulação	Explosão	Golfo do México - USA	001	007	
dez/94	Produção	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			

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

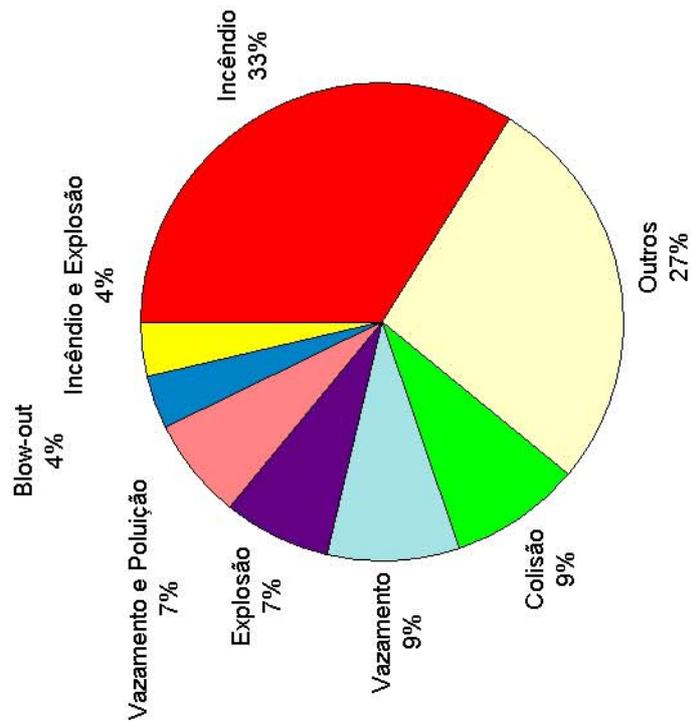


Figura 8.1-20 Resumo do Relatório de Acidentes (Loss Control Newsletter)

- [Worldwide Offshore Accident Databank \(WOAD\)](#)

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

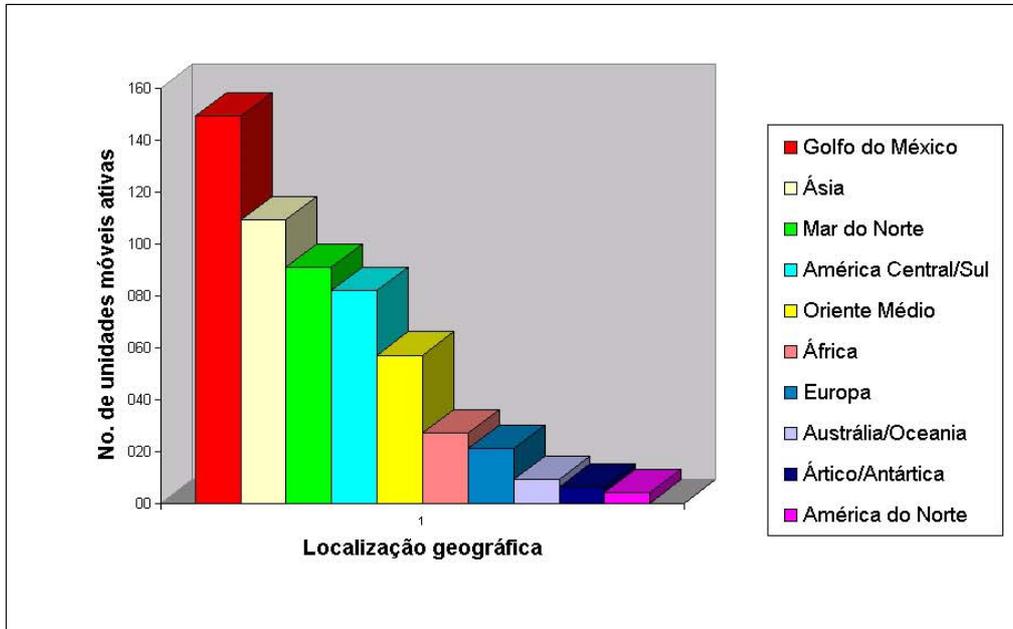
As Figuras 8.1-21 e 8.1-22 apresentam a distribuição e tipos das unidades móveis, incluindo semi-submersíveis, barcaças e outras, pelo Mundo, onde se percebe que o Golfo do México exibe a maior concentração de unidades móveis, vindo a região das Américas Central e do Sul em 4ª posição, após Ásia e Mar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

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

O Quadro 8.1-10 fornece a frequência de ocorrência de acidentes para cada tipo, contadas por 1000 unidades-ano. O Quadro 8.1-11 apresenta a severidade dos danos impingidos às unidades móveis quando da ocorrência de acidentes. A classificação dos acidentes obedece ao seguinte critério:

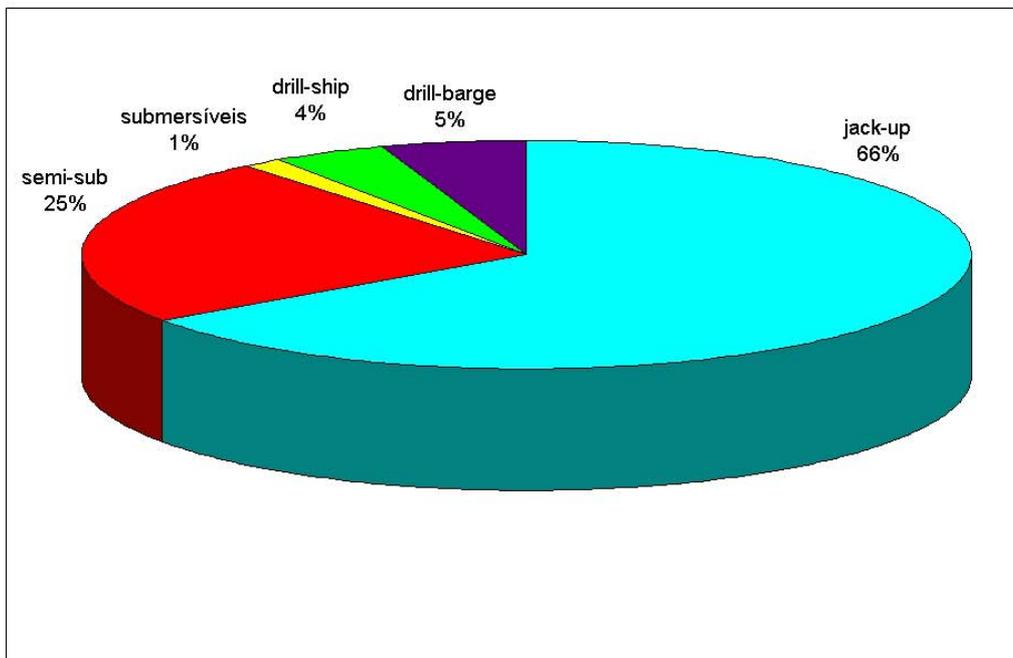
- **Perda Total** - perda total da unidade, inclusive do ponto de vista de seguro. Entretanto, a plataforma pode ser reparada e retornar à operação;
- **Danos Severos** - danos severos a um ou mais módulos da unidade;
 - danos grandes/médios a estruturas que suportam cargas;
 - danos grandes a equipamentos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

Distribuição das unidades móveis ativas pelo Mundo



Nota: dados de 1993.

Distribuição por tipo de unidades móveis ativas pelo Mundo

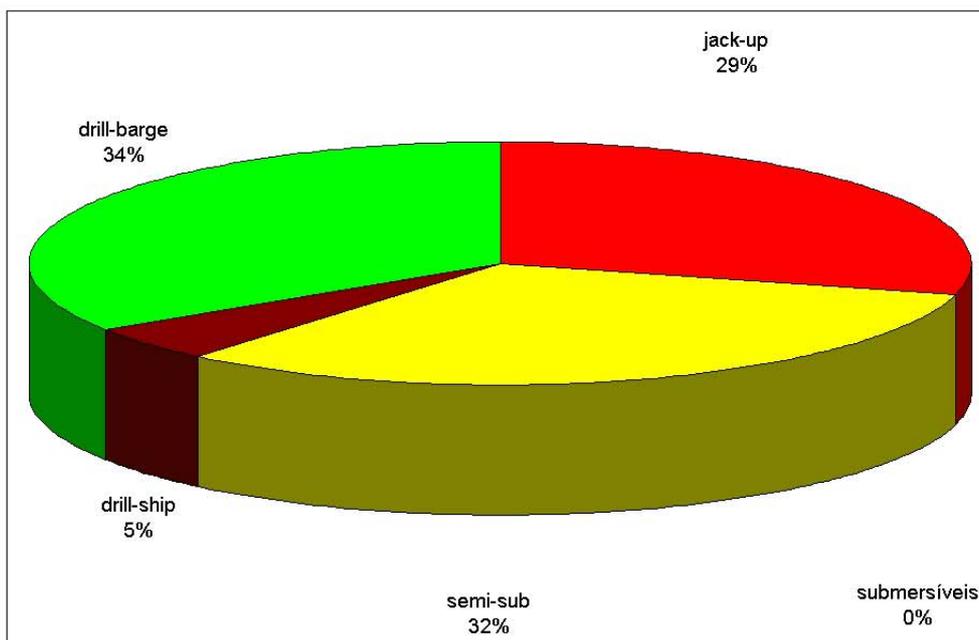


Nota: dados de 1993.

Figuras 8.1-21 Distribuição das unidades móveis
Figura 8.1-22 Tipos das unidades móveis

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

Distribuição por tipo, de unidades móveis ativas pelas Américas Central e do Sul



Nota: dados de 1993.

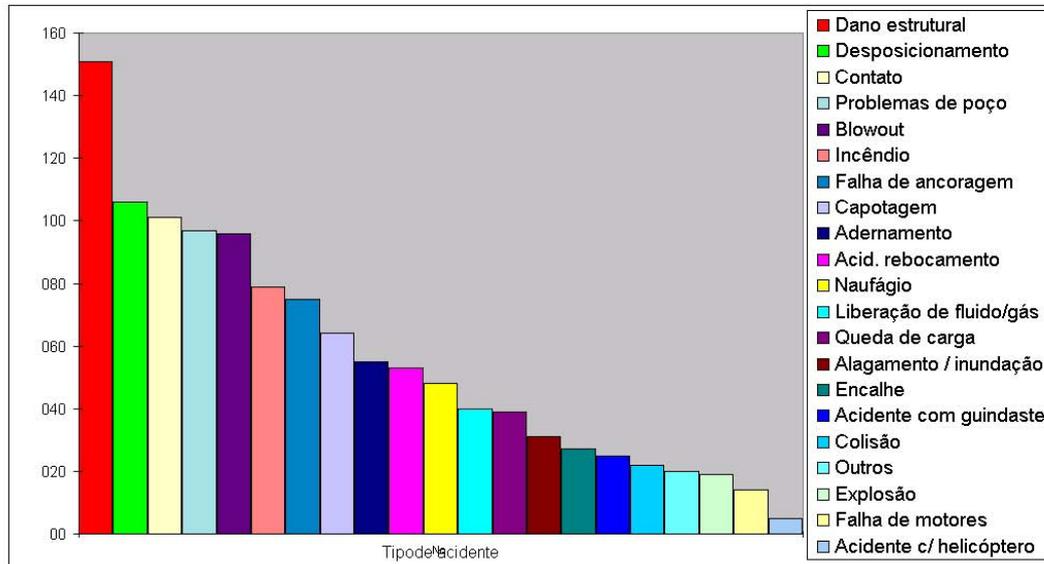
Número de ocorrências de acidentes por tipo x tipo de unidade

* 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 8.1-23. Distribuição por tipo de unidades móveis ativas na Américas Central e do Sul

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



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

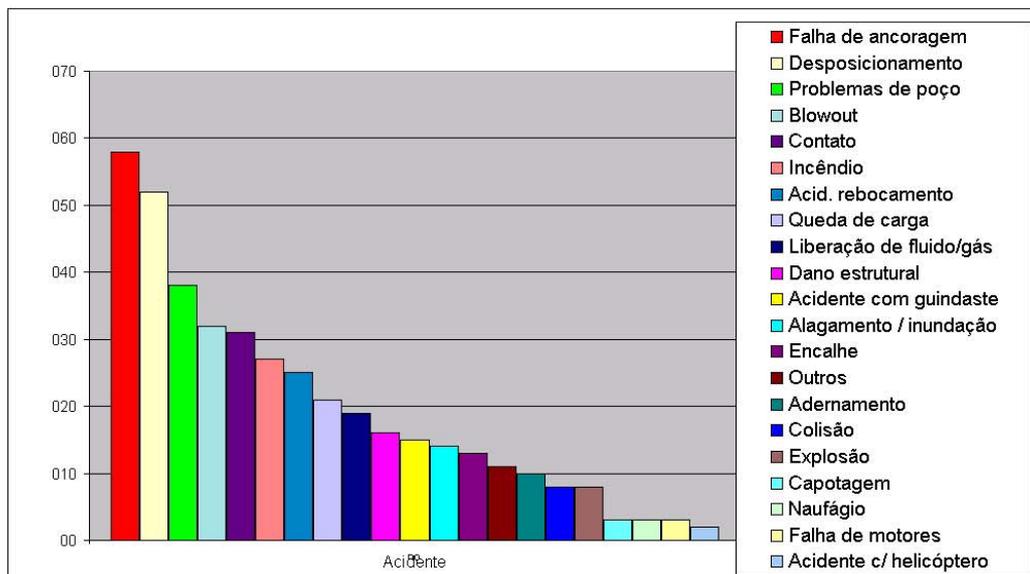
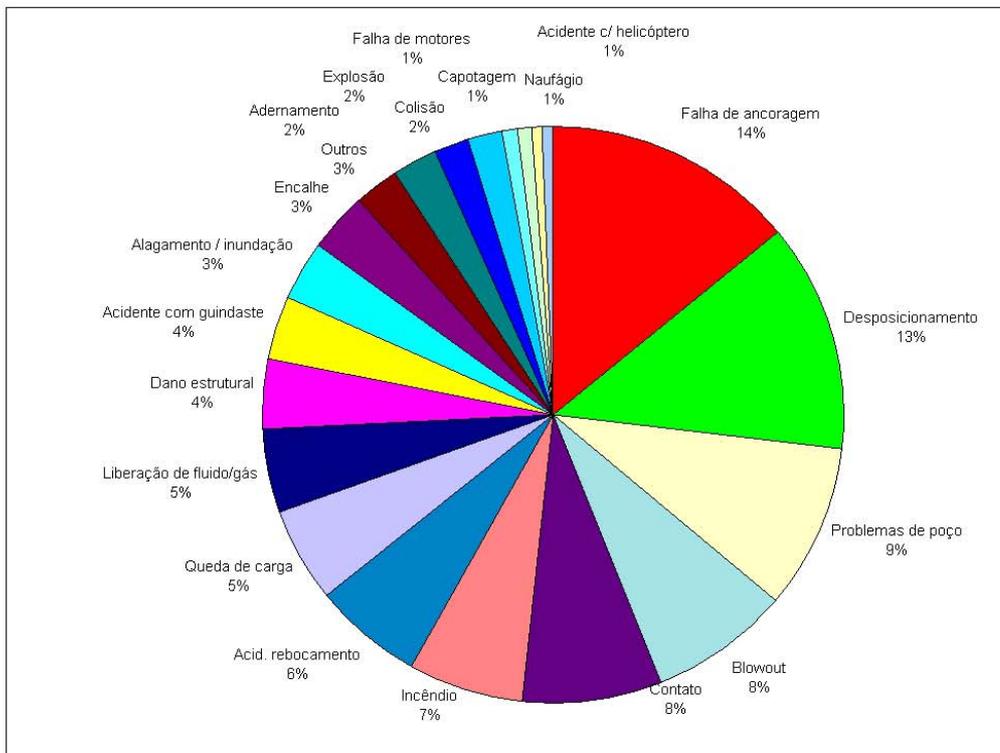


Figura 8.1-24 Número de ocorrências por plataformas móveis
Figura 8.1-25 Acidentes ocorridos exclusivamente com as semi-submersíveis

Quadro 8.1-10 Frequência de ocorrência de acidentes para cada tipo de unidade



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					TOTAL	Unidade
	jack-up	semi-sub	submersível	drill-ship	drill-barge		Fixa Plat. fixa
Falha de ancoragem	2,13	30,05	15,31	7,95	0	9,74	0
Blowout	10,65	16,58	10,20	11,93	16,00	12,47	1,08
Capotagem	10,87	1,55	5,10	9,94	10,67	8,31	0,60
Colisão	1,70	4,15	5,10	3,98	8,00	2,86	0,51
Contato	11,51	16,06	10,20	19,88	10,67	13,12	0,55
Acidente com guindaste	1,92	7,77	5,10	0	0	3,25	0,40
Explosão	1,28	4,15	10,20	1,99	5,33	2,47	0,94
Queda de carga	3,62	10,88	0	1,99	0	5,07	0,60
Incêndio	6,61	13,99	20,41	15,90	24,00	10,26	3,41
Naufágio	7,67	1,55	5,10	7,95	10,67	6,24	0,21
Encalhe	2,34	6,74	5,10	1,99	2,67	3,51	0
Acidente c/ helicóptero	0,64	1,04	0	0	0	0,65	0,11
Alagamento / inundação	2,56	7,25	5,10	3,98	5,33	4,03	0,05
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

Figura 8.1-26 Frequência de ocorrência de acidentes para cada tipo de unidade

Quadro 8.1-11 Severidade dos danos impingidos às unidades móveis

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

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

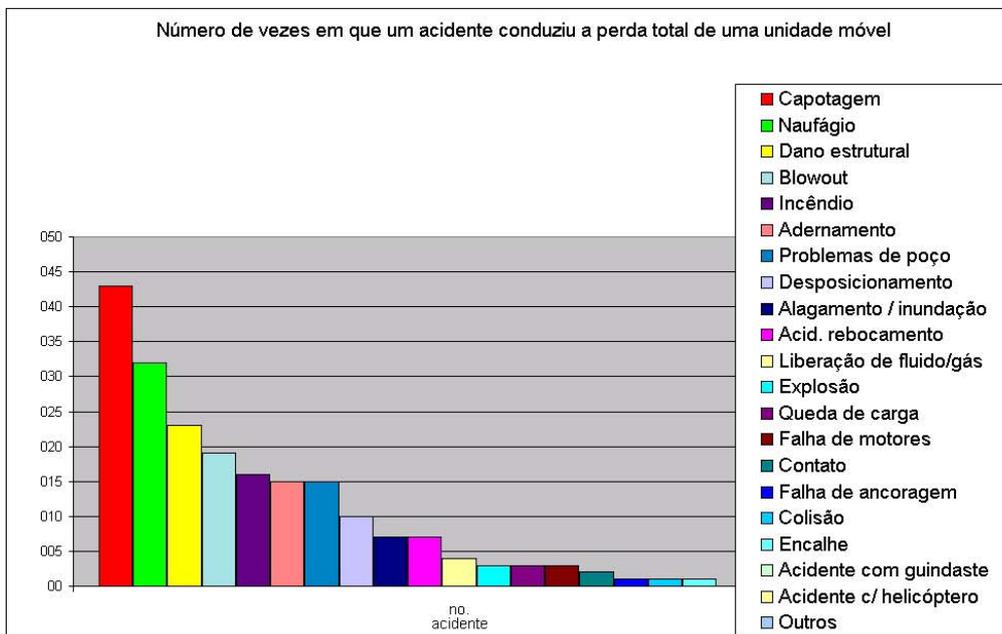


Figura 8.1-27 Severidade dos danos impingidos às unidades móveis

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

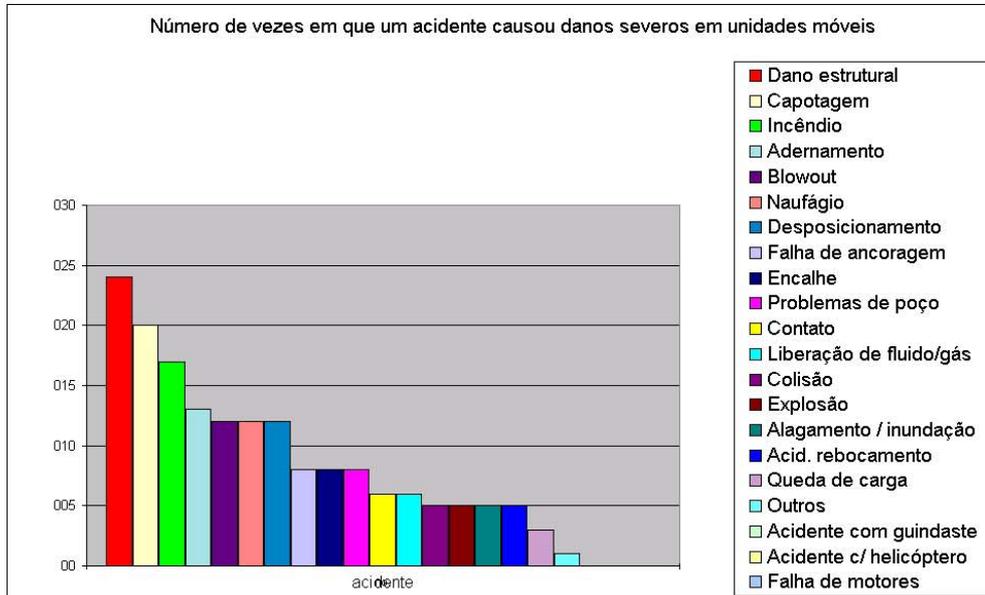
A Figuras 8.1-28 a 8.1-31 apresentam a ordenação dos acidentes para cada classe de dano, onde nota-se que *blowouts* e incêndios respondem pelos principais problemas operacionais que causam danos significativos a perda total. É interessante notar a concordância destas informações com as anteriores, além da pequena contribuição de explosões no total.

O Quadro 8.1-12 relaciona os acidentes com o número de fatalidades produzidas, considerando ainda as classes de danos da Figura 8.1-30. Nota-se que alguns acidentes classificados como insignificantes resultam em mortes. Tem-se ainda que explosões contribuem com 4 mortes, incêndios com 27 e *blowout* com 20. A Figura 8.1-31 resume o número de mortes por acidente, exclusivamente para plataformas semi-submersíveis. Nota-se o elevado peso de acidentes como capotagem, especialmente das Plataformas Alexander L. Kielland, Ocean Ranger, Glomar Java Sea e Seacrest.

Outra informação extraída do WOAD é a de que tipo de operação em unidades móveis está mais sujeita a acidentes graves sob o ponto de vista de perdas de vidas humanas, conforme apresentado na Figura 8.1-31 e no quadro 8.1-13. 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 8.1-14 apresenta as seqüências em que ocorreram os acidentes mais graves em plataformas semi-submersíveis. Em 16 acidentes relacionados, 05 começaram com problemas de poço e 03 por problemas estruturais da plataforma. Em 07 acidentes, independentemente da ordem dos eventos, ocorreu incêndio, sendo que em 05 destes, associado à explosão (independente da ordem dos eventos).

Ocorrência de danos severos X tipo de acidente - dados mundiais p/ unidades móveis -
- período 1980 / 1993



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

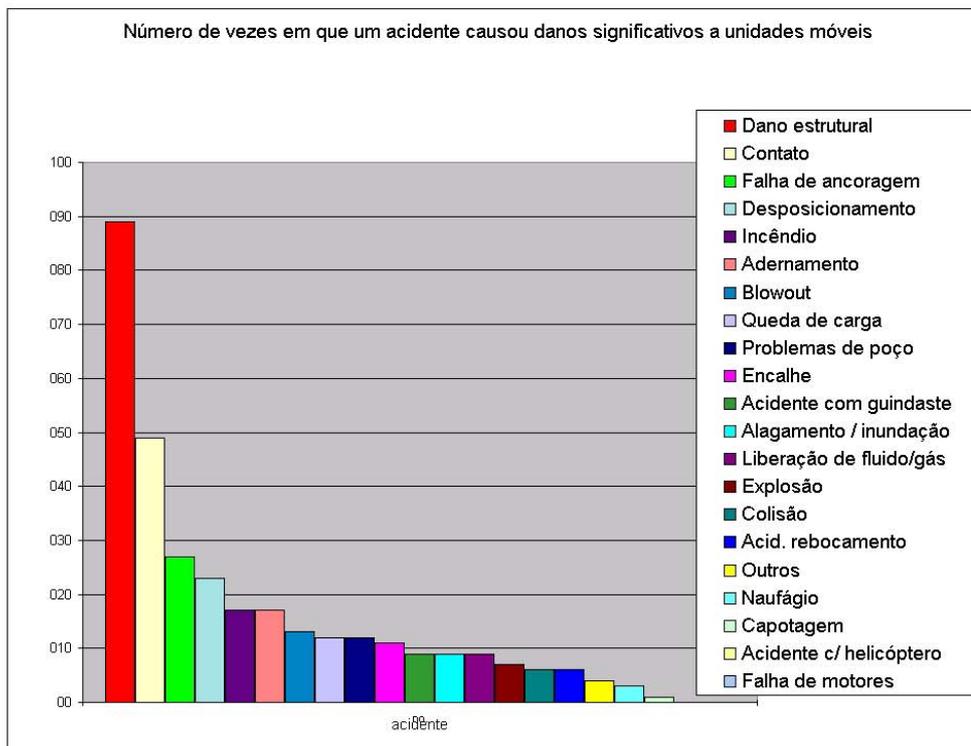


Figura 8.1-28 Ordenação dos acidentes para cada classe de dano
Figura 8.1-29 Ordenação dos acidentes para cada classe de dano

Quadro 8.1-12 Acidentes com o número de fatalidades

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

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

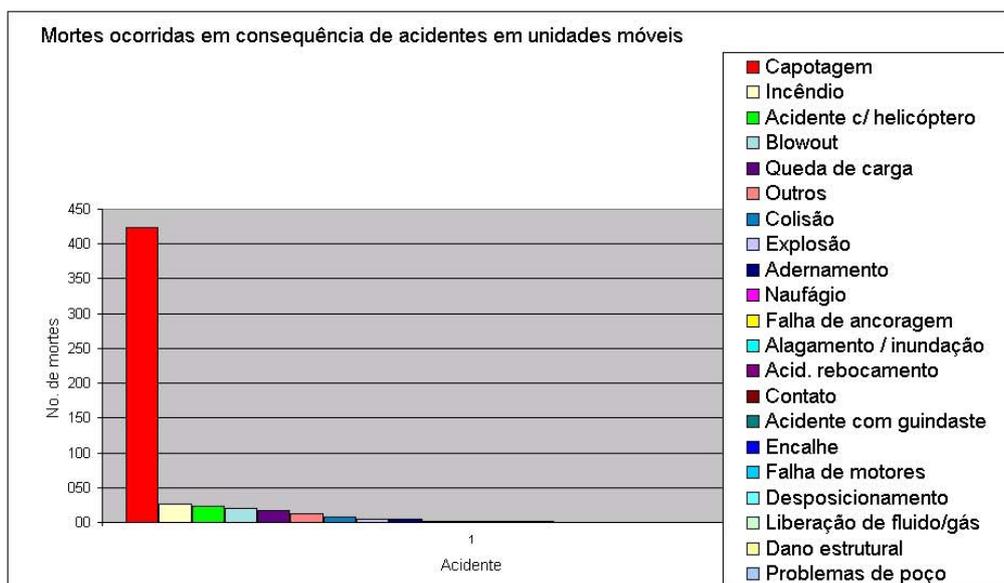


Figura 8.1-30 Ordenação dos acidentes para cada classe de dano

Quadro 8.1-13: Resumo do número de mortes por acidente

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

Ocorrência de mortes X modo de operação - dados mundiais p/ unidades móveis -
- período 1980 / 1993

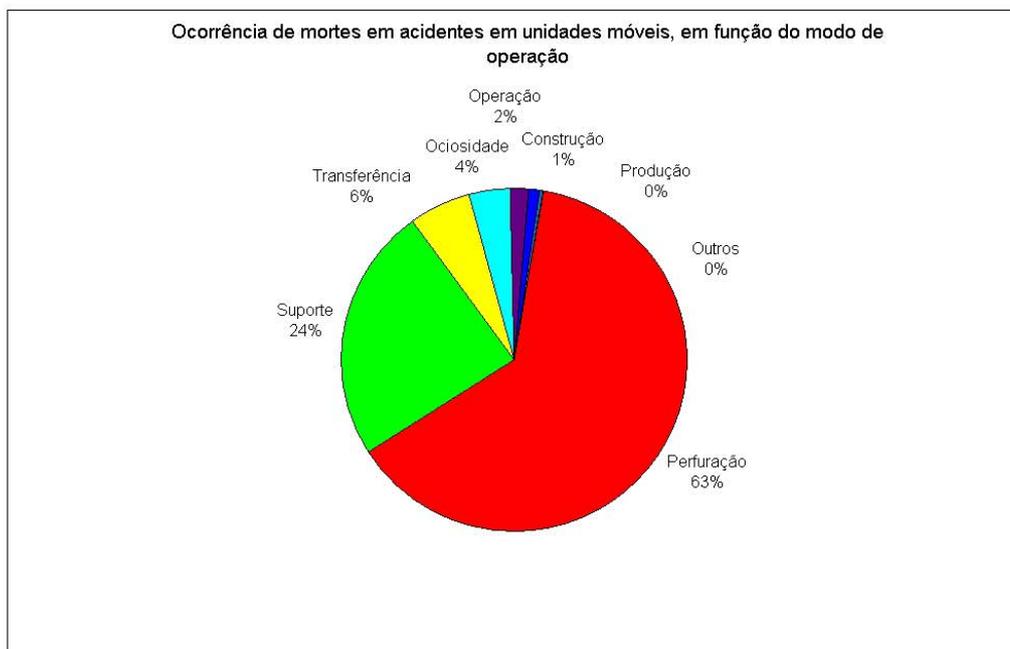


Figura 8.1-31 Resumo do número de mortes por acidente

Quadro 8.1-14 Acidentes mais graves em plataformas semi-submersíveis

Sequência dos eventos que ocorreram nos piores acidentes em unidades semi-submersíveis

(Período 1970 / 1993 - dados de todo o Mundo)

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

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

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

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

- [Acidente com a Plataforma PETROBRAS 36 – Relatório da PETROBRAS](#)

No dia 14 de Março de 2001, a Plataforma Semi-submersível PETROBRAS 36 sofreu três explosões que resultaram no abandono da instalação e, posteriormente, em perda total da embarcação. Este acidente foi objeto de exaustiva investigação por parte da própria PETROBRAS, que resultou no documento *Relatório de Investigação das Causas do Acidente da P-36*, divulgado para o público externo.

À semelhança da P-52, a P-36 destinava-se apenas às atividades de produção, não havendo operações de perfuração ou completação. Ambas as unidades são semi-submersíveis e destinam-se a operação em águas profundas, com casco construído com 4 colunas. Entretanto, na P-36 havia armazenamento de material inflamável no interior de elementos estruturais fechados (Coluna na P-36), o que não ocorre na P-52.

A P-36 era uma plataforma de produção semi-submersível, com 4 colunas, operando no Campo de Roncador, na Bacia de Campos, com capacidade de produção de 180.000 barris/dia de óleo. Foi convertida a partir da plataforma *Spiritus of Columbus*, no Estaleiro Canadense *David United*, de 1997 a 1999, originalmente destinada às operações de perfuração, completação e produção, das quais a P-36 manteve apenas a última.

Como premissa básica para o entendimento do processo de desenvolvimento do acidente, torna-se necessária a introdução de algumas das características da P-36:

- ◆ A planta de processo localizava-se no Convés Principal, em lugar aberto, sem confinamento;
- ◆ No interior das Colunas de Ré havia originalmente dois Tanques de recebimento de Lama. No projeto de conversão estes tanques foram destinados a receber o óleo dos Separadores, em condição de emergência. A idéia básica, inédita em projetos anteriores, era destinar o óleo para um local seguro, afastado da planta de processo, em caso de uma condição de emergência neste local;
- ◆ Para tanto, estes Tanques foram renomeados Tanques de Drenagem de Emergência (TDE - Bombordo e Boreste), foram conectados ao sistema de *Vent* atmosférico, receberam 01 bomba de transferência cada um e foram interligados entre si e aos Separadores de Produção, que operam pressurizados a cerca de 10 bar. A Figura 8.1-32 apresenta as interligações destes Tanques com a Planta de Processo;
- ◆ Os TDEs foram originalmente projetados para trabalhar à pressão atmosférica, sendo incapaz de suportar pressões acima de 10 bar;
- ◆ As bombas de transferências, que removem o produto dos TDEs, foram especificadas com pressão de Descarga de 19 bar, de forma a permitir o retorno do óleo ao Separador, quando da normalização da emergência.

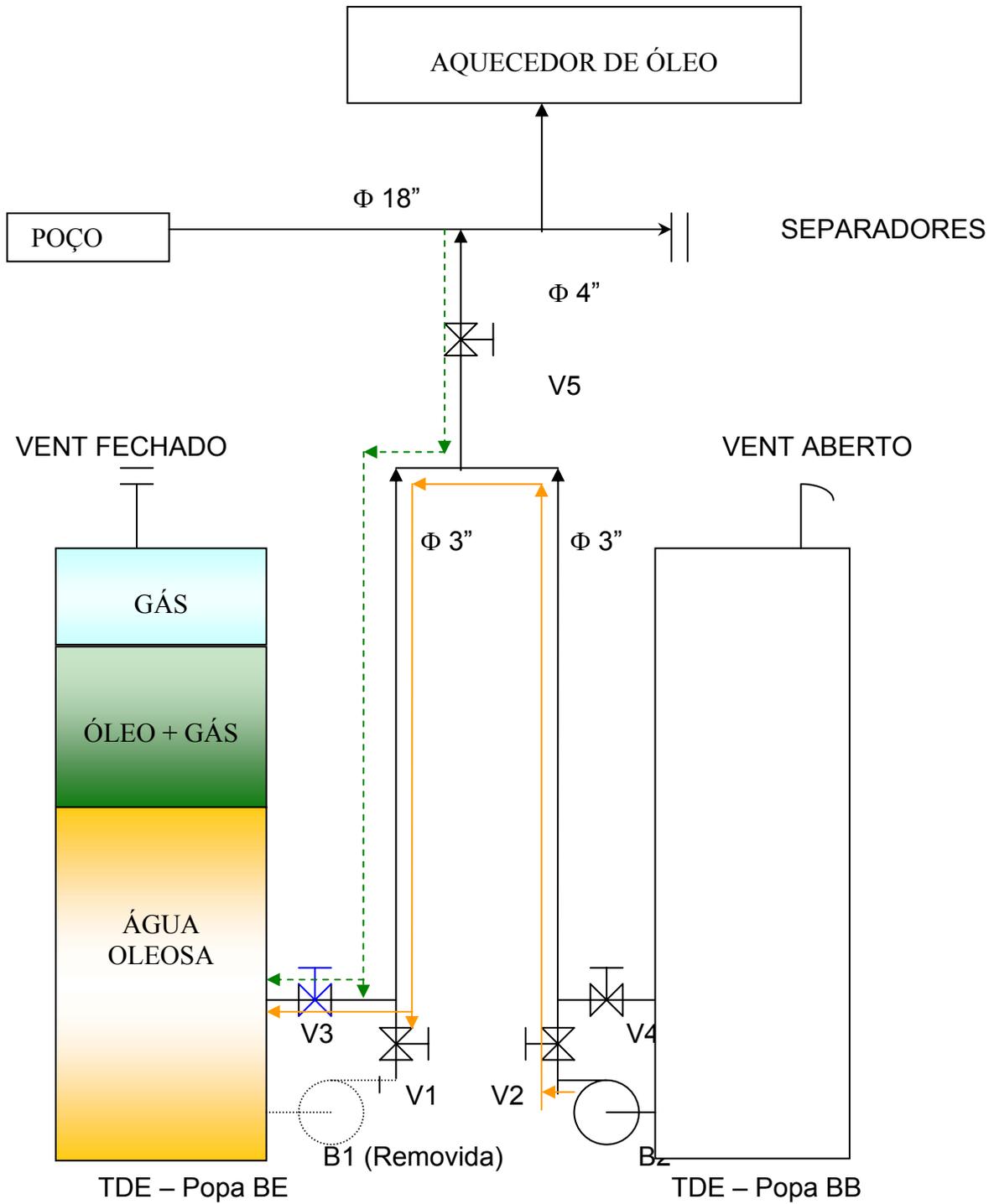


Figura 8.1-32. Fluxograma de Interligação dos Tanques de Drenagem de Emergência

No processo de desenvolvimento do acidente, observou-se as seguintes etapas:

- i) A bomba do TDE de Boreste (TDE-BE) foi removida para manutenção. Os flanges de sucção e descarga da bomba foram isolados através de raquete, assim como o flange da tubulação para o *Vent* Atmosférico deste TDE. A terceira linha que chegava ao Tanque, a de *by-pass* da bomba, não foi raqueteada, pois considerou-se que o fechamento da válvula esfera da linha isolaria o TDE-BE;
- ii) Portanto, o TDE-BE apresentava uma linha de entrada e a linha de saída para o *Vent* isoladas através de raquetes, e a outra linha de entrada, que se comunicava com o Separador de Produção, bloqueada através de 01 válvula esfera;
- iii) No dia 13/03/2001, ambos TDE's estavam parcialmente cheios, com água e carepa provenientes de serviços de pintura, que estavam sendo realizados na P-36. Os operadores da P-36 optaram por drená-los para os TDEs, especialmente o de BB, uma vez que o de BE estava isolado e sem a bomba;
- iv) Ao atingir determinado nível de fluido no TDE-BB, optou-se por esvaziá-lo, injetando o produto no Separador de Produção. Abriu-se a válvula que isolava as linhas dos 2 TDEs e tentou-se dar partida à bomba do TDE-BB;
- v) Durante cerca de 50 minutos os operadores tentaram partir esta bomba, remotamente da Sala de Controle. Neste intervalo, toda a linha comunicando o Separador de Produção aos TDEs foi pressurizada @ 10 bar, com petróleo contendo alto teor de gás dissolvido;
- vi) Após este tempo, conseguiu-se dar partida à bomba, revertendo o sentido do fluxo e pressurizando a linha @ 19 bar, agora com água com carepa, proveniente do TDE-BB;
- vii) Poucos minutos após a partida da bomba ocorreu a Primeira Explosão, no interior da Coluna de BE. Cerca de 17 minutos, ocorreu a Segunda Explosão, de maior intensidade, que vitimou 12 componentes da Brigada de Incêndio e provocou a evacuação da P-36;
- viii) Posteriormente, há alguns relatos de outras pequenas explosões, de baixa intensidade, porém que não alteraram significativamente o quadro final;
- ix) As operações de resgate da estabilidade da plataforma não obtiveram sucesso, e a P-36 naufragou, 5 dias após a Primeira Explosão.

O Relatório de Investigação do Acidente é composto por vários documentos, abrangendo diversas hipóteses, todas avaliadas à luz das informações disponíveis do sistema de segurança, que puderam ser recuperadas. As principais conclusões deste documento foram resumidas nos itens a seguir:

- a) A tentativa de partida da bomba do TDE-BB permitiu a pressurização da linha de entrada do TDE-BE. A válvula esfera da única linha de comunicação do tanque com o exterior estava mal fechada ou com problemas de estanqueidade;
- b) O petróleo, proveniente do Separador de Produção, adentrou no TDE-BE durante os 50 minutos em que se tentou partir a bomba do TDE-BB. O bloqueio da linha de *Vent* impediu a remoção do gás dissolvido, aumentando a pressão interna do TDE-BE;
- c) Ao término dos 50 minutos, estima-se que havia no TDE-BE o equivalente a 320 m³ de água, 80 m³ de óleo e 50 m³ de gás, @ 10 bar. O óleo contém gás na razão de 10 m³ de gás para cada 1 m³ de óleo, tornando possível a liberação de até 1300 m³ de gás;
- d) A partida da bomba do TDE-BB provoca a elevação da pressão da linha, para 19 bar, que é transmitida ao interior do TDE-BE, resultando em ruptura do seu costado, causado por elevação da pressão interna acima do limite de resistência do vaso;
- e) Esta ruptura, interpretada pelos tripulantes como a *Primeira Explosão*, resulta em derrame da água, óleo e gás contido em seu interior para a Sala do 4º Nível da Coluna de BE, além de provocar rompimento das linhas de Captação de Água, do Suspiro dos Tanques de Lastro e de Conexão entre o TDE-BE e os Separadores. Estas linhas apoiavam-se no costado do TDE-BE, sendo rompidas pela deformação causada pelo aumento da pressão interna;
- f) A ruptura das Linhas de Captação provoca alarme de pressão baixa no Anel de Incêndio, interpretado como sinal de Incêndio e que provoca a entrada em operação das bombas de captação. Uma vez que a linha está rompida, a água de captação é injetada no interior da Sala do 4º Nível de BE, na vazão de 3000 m³/h, que começa a ser inundada;
- g) Após o derrame da água contida no TDE-BE, ocorre o vazamento de óleo, que libera o gás dissolvido. Este gás inicialmente ocupa o interior da Sala e começa a dispersar-se para outros locais da coluna, através dos dutos de ventilação;
- h) Ao término do vazamento de óleo ocorre a liberação do gás, intensificando o processo de dispersão através de outros níveis da Coluna;
- i) A água injetada alcança os dutos de ventilação e começa a escoar para dentro dos *Pontoons*, cujos compartimentos estanques não estavam isolados. O processo de inundação continua, provocando o adernamento da embarcação;
- j) Após 17 min 32 s da ruptura ocorre a explosão da massa de gás dispersa no interior da Coluna de BE, descrita como a *Segunda Explosão*, de grande intensidade e que vitimou os componentes da Brigada de Incêndio;
- k) A continuação do processo de alagamento, agravado pela impossibilidade de fechamento das Válvulas das Linhas de Captação, resultou no afundamento da P-36.

- [Acidentes durante Transferência de Óleo Diesel e Produtos Líquidos](#)

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

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

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

Legenda:

Produtos:

Óleo cru	Petróleo e óleo lubrificante
Óleo + gás	Óleo e gás associados para a atmosfera
Gás	Gases em geral, incluindo hidrocarbonetos e gás sulfídrico (H ₂ S)
Óleo leve	Óleo combustível , condensados, diesel , metanol, glicol ou lama com base oleosa
Produtos Químicos	Produtos químicos em geral, lama com base aquosa.
Outros	Água salgada, água doce, etc.

Volumes

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

Observa-se então que há 14 acidentes associados à liberação de óleo combustível/diesel em instalações flutuantes, dos quais 3 classificados como liberações envolvendo volumes significativos, ou seja, cujos volumes situam-se entre 101 e 1000 toneladas, ou seja, entre 120 e 1250 m³.

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

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

Quadro 8.1-16 valores históricos – campo de Girassol.

CAUSA	TIPO DE LIBERAÇÃO	FREQÜÊNCIA (EVENTOS ANO/UNIDADE)	TAMANHO PROVÁVEL DA LIBERAÇÃO
- Derrame durante a transferência entre o barco de apoio e a plataforma - Vazamento ou ruptura do mangote flexível	Óleo diesel ou lubrificante	0,66	0,25 m ³ (Tier 1)

Fonte: Dados estatísticos da TotalFinaElf– Projeto Girassol, Angola

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

Dados da PETROBRAS

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

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

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

Como forma de minimização das causas destes acidentes, foram adotadas as seguintes medidas, já implementadas:

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

8.1.3. IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS PERIGOSOS

Metodologia de Análise

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

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

Nesta análise não foram consideradas apenas aquelas HA's que causassem uma emissão direta para o meio-ambiente, dado que a maioria dos acidentes 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 8.17 Os efeitos foram estimados em função das dimensões do acidente e do ambiente onde ocorrem, com base em análise de instalações similares e na experiência dos componentes do grupo de trabalho.

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

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

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

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

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

Para fins de avaliação das freqüências de ocorrências dos eventos iniciadores identificados, foram utilizadas diversas fontes de dados, como pôr exemplo: OREDA, AIChE, E&P Forum, Technica, WOAD, conforme mostrado no Quadro 8.18 abaixo. Outras freqüências de ocorrências foram estimadas qualitativamente.

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

COMPONENTE	PEQUENO VAZAMENTO	GRANDE VAZAMENTO
Estrutura/embarcação		3,2E-03 (ruptura devido à colisão)
Estrutura/tubulações/equipamentos		5,0E-03 (ruptura devido à queda de carga)
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

Quadro 8.1-18 - Freqüências anuais de falhas.

COMPONENTE	PEQUENO VAZAMENTO	GRANDE VAZAMENTO
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 freqüências 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 8.19.

Quadro 8.1-19 – Possibilidade de desdobramento de vazamentos

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

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

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

Categorias de Freqüência e de Severidade

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

Categorias de Freqüência

As Hipóteses Acidentais são classificados em categorias de freqüência, as quais fornecem uma indicação qualitativa, da freqüência esperada de ocorrência, para cada uma das HA's identificadas, conforme mostrado no Quadro 8.20 abaixo:

Quadro 8.1-20 - Categoria de Frequências

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

Categorias de Severidade

A *severidade* representa uma mensuração do 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 8.21.

Quadro 8.1-21 - 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 8.22) apresentada a seguir, classifica os cenários de Risco Crítico (RC), Risco Moderado (RM) e Risco Não-crítico (RNC).

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

Quadro 8.1-22: Categoria de Risco

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

- 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 8-I encontram-se indicados os sistemas e trechos citados.

Desta forma, especificamente para as atividades previstas para a Plataforma Semi-submersível P-52, serão utilizados os seguintes onze (11) 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 – Chegada e Saída dos Risers - compreende a região de chegada dos Risers na embarcação, incluindo a suportação no *Pontoon*. Inclui a conexão entre as linhas SCR's e rígidas e os trechos de linha rígida desde esta conexão até os *Manifolds* de Produção e Injeção, localizados no *Spider Deck*.

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 exportação, através do Oleoduto.

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 – Movimentação de Cargas – compreende os equipamentos associados à Movimentação de Carga na Plataforma, incluindo os guindastes e as áreas de Transferência e depósito de cargas.

Subsistema 10 – Linhas de Importação e Exportação de Gás, Óleo e Outros – compreende todas as linhas associadas ao envio e recebimento de produtos no P-52.

Subsistema 11 – Agentes Externos – contempla outros tipos de acidentes que não estão diretamente relacionados ao processo em si, incluindo fatores climáticos, movimentos excessivos da Plataforma, tais como emborcamento e adernamento, queda de aeronaves, colisões com embarcações e vazamentos no Barco de Apoio, no Porto, em trânsito ou durante transbordo para o P-52.

[Subsistema 01 – Linhas Submarinas – Produção / Injeção / Umbilicais](#)

Trecho 1.1 – Linhas de Produção, da Árvore de Natal Molhada (ANM) até os Conectores dos Risers, localizados no *Pontoon*;

Trecho 1.2 – Linhas de Injeção de Gás *Lift*, dos Conectores do Riser, localizados no *Pontoon* até a Árvore de Natal Molhada (ANM) e o Manifold Submarino de Gás *Lift* (MSG-L-RO-3);

Trecho 1.3 – Linhas Umbilicais

Subsistema 02 – Chegada e Saída dos Risers

Trecho 2.1 – Linha de Produção, dos Conectores dos Risers localizados no *Pontoon* à SDV no *Spider Deck*;

Trecho 2.2 – Linha de Produção, das SDVs no *Spider Deck* ao *Manifold* de Produção, neste mesmo Convés;

Trecho 2.3 – Linha de Gás *Lift*, do *Manifold* de Gás *Lift* localizado no *Spider Deck* aos Conectores de Gás *Lift*, localizados no *Pontoon*, passando pelas SDV's;

Subsistema 03 – Sistema de Separação e Processamento de Óleo

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

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

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

Trecho 3.4 – Linha de óleo produzido, do Separador Atmosférico às Bombas de Transferência e Exportação de Óleo

Subsistema 04 – Compressão e Tratamento de Gás

Trecho 4.1. – Do Separador de 1º Estágio ao Compressor Principal (UC-122301 A/B/C)

Trecho 4.2. – Do Separador Atmosférico ao Compressor Principal, passando pelo Compressor Booster (UC-122302)

Trecho 4.3. – Do Compressor Principal ao Header de Exportação de Gás, passando pelo Sistema de Desidratação

Trecho 4.4. – Glicol em circuito fechado, da Torre de Glicol ao Sistema de regeneração de glicol, retornando à Torre de Glicol

Trecho 4.5. – Linha de Gás *Lift*, do Header de Exportação de Gás até o *Manifold* de Gás *Lift*,

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

Trecho 4.7. – Linha de Gás Combustível, do Compressor Principal até os consumidores

Subsistema 05 – Sistema do Flare

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

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

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 Tratadores de Óleo aos Hidrociclones

Trecho 7.2. – Linha de óleo, dos Hidrociclones ao Vaso de *Slop*

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 Tubo de Despejo de Área Classificada (TD-533601)

Trecho 7.5. – Linha de óleo do Flotador ao Separador de Produção.

Subsistema 08 – Tratamento de Água de Drenagem Aberta

Trecho 8.1. – Linha de água oleosa, dos drenos abertos ao Tubo de Despejo de Área Não-Classificada (TD-533602)

Trecho 8.2. – Linha de água oleosa, do TD-533602 ao Flotador

Subsistema 09 – Movimentação de Cargas

Trecho 9.1. – Guindastes

Trecho 9.2. – Áreas de Transferência e Depósito de Cargas

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

Trecho 10.1. – Linha de Óleo, das Bombas de Transferência à SDV do Oleoduto, localizado no *Spider Deck*, passando pelo Sistema de Medição;

Trecho 10.2. – Linha rígida de Óleo, da SDV ao Conector do Oleoduto, localizado no *Pontoon*;

Trecho 10.3. – Linha do Oleoduto (SCR), do Conector do Oleoduto, localizado no *Pontoon* até o fundo do mar;

Trecho 10.4. – Linha de exportação de Gás, do Conector de Exportação no *Pontoon* até a chegada no PLEM Y;

Trecho 10.5. – Mangote Flexível para carga de Diesel

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

11.1 Adernamento Excessivo

11.2 Emborcamento

11.3 Afundamento

11.4. Perda de Ancoragem

11.5 Colisão com Helicópteros

11.6 Colisão com barcos de Apoio

11.7 Colisão com Navios em Trânsito

11.8. Vazamento no barco de Apoio no Transbordo para P-52

11.9. *Blowout*