

8. ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

8.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O objetivo deste capítulo será apresentar a Análise e Gerenciamento de Riscos associado ao período de desenvolvimento do campo de Albacora Leste através do FPSO P-50, onde as características gerais relacionadas as fases de instalação, operação e desativação serão avaliadas.

Primeiramente, serão descritos sucintamente o sistema de produção (unidade de produção e sistema submarino), operações de instalação e desativação e por fim os sistemas de segurança 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 e identificando eventuais melhorias que se façam necessárias. Vale ressaltar que estas descrições estão feitas detalhadamente no Capítulo 3 deste EIA.

No processo de análise será utilizada a técnica 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 Perigo, cujos eixos apresentam categorias de *freqüências* e categorias de *severidade*, de tal modo a hierarquizar os riscos relativos aos cenários identificados.

Os resultados desta matriz permitem a identificação e seleção dos cenários classificados como críticos ou moderados, além de possibilitar a proposição de medidas eficazes para a redução dos níveis de riscos encontrados. Tais medidas deverão ser incorporadas ao procedimentos de instalação, operação, manutenção e inspeção (conforme mostrado nas planilhas APP, apresentadas no Anexo 8).

Para facilitar a análise do sistema de produção, o mesmo foi dividido em 10 Sistemas, que serão apresentados após a descrição geral da atividade. 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 o FPSO P-50. 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.

8.2. DESCRIÇÃO GERAL DA ATIVIDADE

O processo de produção de óleo e gás a ser realizado pela PETROBRAS no campo de Albacora Leste, Bacia de Campos, envolve uma unidade estacionária de produção do tipo FPSO, denominada PETROBRAS 50 (P-50) e um sistema submarino composto por linhas de fluxo do processo (produção, injeção de gás *lift*, injeção de água e umbilicais) e estruturas submarinas (árvores de natal – ANM e PLET – *Pipeline End Termination*).

O FPSO P-50, ancorado numa lâmina d'água de cerca de 1.240 metros e com uma capacidade de processamento nominal de 180.000 bpd de líquido e 6.000.000 m³/dia de gás, fará a coleta, processamento, armazenamento e exportação do óleo e do gás de Albacora Leste, recebendo 18 poços de produção e 11 poços de injeção de água. A entrada em operação está prevista para julho de 2004, com perspectiva de operação até o ano de 2025.

As operações de transferência de óleo (*offloading*) serão realizadas através de navios aliviadores, e as de gás serão realizadas através de um gasoduto rígido ligando a P-50 ao PLAEM-I de Roncador, que por sua vez estará interligado à Plataforma de Garoupa (PGP-1) através do PLEM de Namorado-1.

8.2.1. Descrição da unidade de produção

A unidade de produção é descrita detalhadamente no item 3.2 deste EIA. Aqui é apresentada uma descrição sumária dos principais módulos que caracterizam esta unidade, de forma a facilitar o entendimento dos critérios, considerações e resultados obtidos na Análise de Risco (AR).

O FPSO P-50 está sendo convertido a partir do petroleiro VLCC (*Very Large Crude Carrier*) Felipe Camarão, do tipo oceânico irrestrito pesando 280.103 toneladas (*deadweight*), de propriedade da Petrobrás, no qual serão instaladas as facilidades de produção.

A conversão consiste de modificações que incluem, primeiramente, a remoção completa de todo o sistema marítimo existente – (acomodações, tubulações, etc) e a conversão do casco da embarcação. A estas se seguirão as instalações dos módulos (integração) da área de processamento da produção (*topsides*), de geração de energia, o sistema de *Flare*, bem como a torre de telecomunicações e as novas acomodações.

O Quadro 8.2.1-a apresenta as informações gerais da unidade de produção, estando devidamente detalhada no Capítulo 3.2 deste EIA.

Quadro 8.2.1-a. Principais características do FPSO P-50.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	PETROBRAS 50
Tipo	Petroleiro convertido VLCC ⁽¹⁾
Ancoragem	<i>Differentiated Compliance Anchoring System - DICAS</i> (18 pontos de ancoragem)
Comprimento	337 metros
Largura do Costado	54,5 metros
Altura Total do Costado	27,8 metros
Calado Máximo	21,6 metros
Altura do Queimador - <i>Flare</i>	115 metros
Capacidade total dos tanques	335.208 m ³ (2,1 milhões de barris)
Guindastes de convés	meia nau bombordo (25 toneladas) meia nau boreste (10 toneladas) popa (10 toneladas)
Heliponto	Adequado para helicópteros do porte do Sikorsky S61N
Turbo-Geradores	Principal – 4 x 23 MW (diesel e gás) Auxiliar – 1 x 3 MW (diesel) Emergência – 1 x 1,5 MW (diesel)
Capacidade de Produção	29 Poços – 18 Produtores e 11 Injetores Processamento de Óleo – 28.614,6 m ³ /d (180 mil bpd) Injeção de Água – 35.000 m ³ /d (max. 3.800 m ³ /d por poço) Pressão de Injeção de Água por poço – 200 kgf/cm ² Trat. de Gás (sistema de compressão) – 6 milhões m ³ /d Pressão de Compressão de Gás – 200 kgf/cm ² Sistema de <i>Gás lift</i> – 2,3 milhões m ³ /d
Alojamento	Acomodações para um total de 160 pessoas

(1) – Very large crude carrier

a. Sistema de Tanques

A seleção do casco do FPSO foi feita baseando-se em um petroleiro com fundo único e com tanques centrais e laterais à bombordo e boreste, objetivando atender as necessidades operacionais do FPSO P-50 (estabilidade, peso morto e características hidrodinâmicas).

O FPSO P-50 terá uma capacidade de estocagem de óleo cru total de 335.208 m³ (2,1 milhões de barris) contando com 21 tanques para óleo cru (5 centrais e 8 em cada bordo), 2 tanques de rejeito (*slop sujo* e *slop limpo*), 3 tanques de óleo diesel, 3 tanques de lastro, 1 tanque de Água Produzida, 1 tanque de Drenagem Aberta, 2 tanques de Drenagem de Praça de Máquinas (*bilge* e *sludge*). O arranjo dos tanques da unidade P-50 encontra-se ilustrado na Figura 3.2.1-a.

O volume máximo dos tanques do FPSO P-50 encontram-se especificados no Quadro 8.2.1-b a seguir.

Quadro 8.2.1-b. Volume máximo dos tanques no FPSO P-50

TANQUE	VOLUME MÁXIMO (m ³)
Óleo Cru – Centrais (total – 123.608 m³)	
TOC No 1	32.209
TOC No 2	18.420
TOC No 3A	18.420
TOC No 4	36.839
TOC No 5	17.720
Óleo Cru – Laterais (total – 211.600 m³)	
TOC No 1 (bombordo/boreste)	2 x 8.830
TOC No 2 (bombordo/boreste)	2 x 14.718
TOC No 3 (bombordo/boreste)	2 x 14.879
TOC No 4 (bombordo/boreste)	2 x 14.879
TOC No 5 (bombordo/boreste)	2 x 14.879
TOC No 6 (bombordo/boreste)	2 x 14.870
TOC No 7 (bombordo/boreste)	2 x 14.406
TOC No 8 (bombordo/boreste)	2 x 8.339
Rejeito	
Slop sujo	3.422
Slop limpo	3.422
Água Produzida	353
Drenagem Aberta	353
Outros	
Tanque de Lastro (Proa)	15.893
Tanque de Lastro (Central)	18.420
Tanque de Lastro (Popa)	1.466
Óleo Diesel (bombordo/boreste/tanque de distribuição)	3.766

Dentre os principais sistemas de segurança envolvendo os tanques destacam-se os sistemas medidores de nível do tipo radar, permitindo seu monitoramento contínuo. Um

sistema de gás inerte funcionará de forma a prevenir atmosferas inflamáveis e explosivas nos tanques de estocagem de óleo e nos tanques de rejeito durante as operações de transferência de óleo. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro terão acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios. Os tanques de rejeito, lastro e armazenamento de óleo cru passarão por um processo industrial de pintura protetora além de incluir um sistema de proteção catódica por corrente impressa e a distribuição de anodos de sacrifício nos tanques e casco.

b. Sistema de Lastro

A fim de se manter a estabilidade e o controle de esforços na embarcação durante as operações de armazenamento ou transferência de óleo, eventualmente, bombas do sistema de lastro serão colocadas em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro, dependendo da necessidade operacional. O sistema de lastro é totalmente segregado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bomba são totalmente independentes.

c. Sistema de Drenagem

O projeto do FPSO P-50 prevê em seu sistema de drenagem um dique de contenção ao longo da borda de todo o convés da unidade (antepara), direcionando a drenagem para o tanque de *stop* sujo. Estão previstos, ainda, diques de contenção para as áreas de armazenagem e manuseio de produtos químicos (inclusive tambores instalados na planta) bem como a área ao redor dos equipamentos em contato com hidrocarbonetos na planta de processamento. Esses diques deverão ser encaminhados para um sistema de drenagem aberta.

d. Módulos do Convés Principal

Sob o convés principal do FPSO P-50, encontram-se localizados nos *topsides* os equipamentos da planta de processo assim como os de utilidades, organizados em módulos, conforme o Quadro 8.2.1-c a seguir.

Quadro 8.2.1-c. Módulos do Convés Principal

MÓDULO	DESCRIÇÃO
P-01 A/B	Facilidades de Compressão de Gás
P-02 e 03 A/B	Facilidades de Processamento de Óleo e Gás
P-04 A/B	Facilidades de Coleta de Óleo
P-05 A/B	Facilidades de Geração Principal de Energia
P-06	Facilidades de Utilidades Não Elétricas
P-07	Facilidades de Tratamento e Injeção de Água nos Poços
P-08	Facilidades de Distribuição de Energia Elétrica
P-09	Facilidades de Alívio para o <i>Flare</i>
P-11	Lança do <i>Flare</i>
P-12	Estrutura de Suporte de Tubulações

Neste convés ainda encontram-se localizadas as áreas de descarregamento, armazenamento e movimentação de cargas (equipamentos e produtos) bem como o sistema de guindastes (para atendimento a operações de carga nos *decks* do FPSO), uma torre de telecomunicações, além do módulo de acomodações, salas de escritórios e Heliponto.

e. Convés de Manifolds

O *manifold deck* (Módulo P04 A/B) é a área do convés do FPSO P-50 onde se encontram os *manifolds* de produção, gás *lift* e água de injeção, os lançadores e receberes de *pig*, além do sistema de conexão (“boca de sino”) das linhas flexíveis (*risers*) ao FPSO P-50.

Nos *manifolds* encontram-se os coletores chamados de *headers* (2 principais e 1 de teste), os quais são providos de sistemas de injeção de produtos químicos (desemulsificante, antiespumante, inibidor de incrustação e polieletrólito) para auxiliar nas etapas subsequentes de produção e por fim para proteger as instalações.

Todas as válvulas de fechamento (*shutdown valves*) a serem instaladas nos limites da Unidade e nas linhas de produção, linhas do *manifold* de produção, linhas de gás *lift* e dutos de exportação de gás, assim como as válvulas das linhas de gás combustível para os queimadores e *boilers*, serão do tipo gaveta, com acionamento por conduíte, abertura plena, selagem metal-metal antifogo e duplo bloqueio.

Cada poço de produção será provido por um lançador e recebedor de *pig* localizados no *Manifold Deck*, os quais permitirão as operações de *pigging* nas linhas de fluxo, principalmente as de produção.

A interligação entre o sistema submarino e a planta de processo do FPSO P-50 é realizada pelas “bocas de sino” no lado bombordo da embarcação. Assim, somadas aos *risers* de produção, estão conectadas às “bocas de sino” os *risers* de gás-*lift*, injeção de água, exportação de gás e finalmente os umbilicais de controle.

f. Processamento dos Fluidos

A área de processamento da produção, *topsides*, é dividida em diversos módulos, posicionados de acordo com a seqüência lógica do processamento dos fluidos da formação (óleo, gás natural e água). Os módulos de processamento assim como os demais módulos auxiliares estarão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural.

O Fluxograma simplificado dos processos de produção de óleo, tratamento e compressão do gás e tratamento da água produzida é apresentado na Figura 8.2.1-a.

Figura 8.2.1-a. Fluxograma simplificado dos processos de produção do FPSO P-50 (igual à Figura 3.2.3-b.)

O processamento de óleo será realizado através de 2 *trains* (A/B), com capacidade de 14.308 m³/d (90.000 bpd) de líquido cada, constituídos por pré-aquecedor de água produzida–óleo produzido, pré-aquecedor de óleo tratado–óleo produzido, aquecedor de óleo primeiro estágio, separador de produção, aquecedor de óleo segundo estágio, tratador eletrostático e separador atmosférico.

O fluido (óleo, gás e água de formação) vindo dos poços pelas linhas de produção é direcionado no FPSO para os *headers* e posteriormente para o sistema de aquecimento, onde atinge a temperatura de separação de 75°C, de modo a permitir a separação de parte da água emulsionada e minimizar a formação de espuma na interface gás-óleo. O pré-aquecimento do *blend* produzido será feito pelo óleo tratado e pela água produzida.

Do aquecedor, o óleo segue para o separador de 1º estágio (Separador de Produção), do tipo trifásico e dimensionado para um tempo de residência de 10 minutos.

O óleo proveniente do 1º estágio de separação será novamente aquecido até uma temperatura de 105 °C devendo então ser enviado aos tratadores eletrostáticos onde é retirada água juntamente com sais. O gás liberado no processo deverá ser alinhado para o separador atmosférico.

Dos tratadores eletrostáticos, o óleo segue para o separador atmosférico. Deste separador, o óleo será enviado para o pré-aquecedor de óleo tratado–óleo produzido, e daí para os tanques de carga do navio através das bombas de transferência.

A planta de produção possui, ainda, um separador de teste precedido também por um aquecedor, utilizados nas operações de abertura ou verificação de vazão de um poço específico.

Tendo por finalidade recuperar parte do óleo emulsionado na água produzida contendo um teor de óleo de até 1000 ppm de maneira a condicioná-la para descarte, a planta do FPSO P-50 será provida de uma bateria de hidrociclones específica para tratamento da água proveniente dos dois separadores de produção, outra bateria para o tratamento da água proveniente dos dois tratadores eletrostáticos e uma bateria para tratamento da água proveniente do separador de teste.

A partir da unidade de flotação, o fluxo de água segue para o tanque de água produzida e, após medição do teor de óleo e graxa (TOG), para descarte por *overboard*. A retirada do óleo sobrenadante deste tanque é feita através de bombas, sendo este direcionado para os vasos *slop* (assim como o óleo separado nos hidrociclones, flotores e tanques de drenagem).

Conforme exigência da Resolução CONAMA 20/86, a água proveniente da unidade de flotação deverá ser adequada à temperatura máxima de 40°C e teor máximo de 20 ppm de óleo para descarte no mar.

A água tratada que não atingir a especificação necessária para descarte, será alinhada para o vaso *slop* retornando à planta de processamento.

A planta de tratamento de água produzida foi projetada para atender a uma vazão máxima de 16.000 m³/dia de água, levando-se em consideração as curvas iniciais de produção do reservatório. Contudo, a capacidade do sistema originalmente projetado será excedida a partir de 2015, na fase atual do projeto. Está sendo prevista a ampliação (hidrociclones extras) da capacidade de tratamento de água produzida a partir de esperas instaladas.

O gás oriundo dos separadores de produção, separador de teste e do sistema de recuperação de vapor será tratado (remoção de água e CO₂) e comprimido para ser utilizado, principalmente, como gás combustível e *gas-lift* nos poços de produção satélites, sendo o excedente exportado através de gasoduto.

O processamento do gás de alta pressão consiste no direcionamento para três *trains* de tratamento constituídos, cada um, por unidades de compressão, remoção de CO₂ e desidratação. O sistema de compressão terá uma pressão mínima operacional de sucção de 6 kgf/cm² man (pressão normal de operação de 7,3 kgf/cm² man) e pressão de descarga do último estágio de 200 kgf/cm² man. As três unidades serão capazes de processar, juntas, uma vazão total máxima de 6.000.000 Nm³ de gás por dia (a 20°C e 101,3 kPa).

Em cada unidade de compressão, trocadores de calor (*coolers*) resfriarão o gás entre os compressores centrífugos (estágios de compressão do gás) através de um sistema fechado de água doce.

O gás derivado do segundo estágio de compressão será encaminhado para a unidade de remoção de CO₂. Esta é composta por 3 torres e a remoção feita por absorção em MEA (monoetanolamina). Após o terceiro estágio de compressão, o gás é então desidratado na unidade de desidratação de gás, através do processo de absorção por TEG (triétilenoglicol).

As torres de remoção de CO₂ e de umidade residual contarão, respectivamente, com medidores (individuais) *in line* de teor de CO₂ do gás tratado e de teor de umidade residual do gás desidratado de forma a controlar a especificação do gás a ser exportado. Em caso de parada da(s) unidade(s) de desidratação, a especificação do gás será mantida mediante injeção de inibidor de hidrato.

O material utilizado será compatível com o teor de CO₂ presente no gás natural, até as entradas das unidades de remoção de CO₂. Pelo mesmo motivo, o material dos tubos dos resfriadores do gás, inclusive os do pacote de compressão, deverão ser de material especial, resistente a CO₂. O mesmo cuidado será tomado na especificação de materiais dos compressores (sistemas principal e auxiliar).

O gás removido nos separadores atmosféricos (gás de baixa pressão) será enviado ao sistema de compressão auxiliar (*booster*) onde sofrerá resfriamento visando remoção de condensado e compressão. Por fim, esta corrente de gás é direcionada para o sistema de compressão principal de três estágios descrito anteriormente. O sistema de compressão *booster* trata ainda o gás de saída da coluna desaeradora (tratamento de água para injeção). O sistema de compressão auxiliar está projetado para comprimir 195.000 Nm³/dia (a 20°C e 101,3 kPa) de 117,7 kPa abs até 987 kPa abs.

g. Operações de Transferência

A operação de transferência de óleo (ou *offloading*) será feita preferencialmente através de navios aliviadores com posicionamento dinâmico (DP) em *tandem*, periodicamente, com maior probabilidade pelo lado da proa do FPSO em função da ação dos ventos, ficando o aliviador a uma distância de cerca de 150 metros do FPSO P-50. A ação dos ventos predominantes, vindo de norte e nordeste, e das correntes, indo para sul, contribuirão para manter o afastamento do aliviador em relação ao FPSO tornando a operação segura.

A transferência de óleo entre os tanques de carga do FPSO P-50 e o navio aliviador ocorrerá através de bombas dedicadas, submersas no interior de cada tanque. O óleo é bombeado através de uma estação de medição e segue para o aliviador através de uma mangueira flexível (mangote) de 20" de diâmetro e comprimento de 210 metros, pressão de trabalho de 300 psi, com reforço especial nas duas extremidades e equipados com flanges de acordo com ANSI B 16.5.

O Quadro 8.2.1-d a seguir apresenta algumas características da operação de transferência de Óleo.

Quadro 8.2.1-d. Características da Operação de Transferência de Óleo (*offloading*)

PARÂMETROS DA OPERAÇÃO	VALOR
Distância entre o aliviador e o FPSO	150 metros
Taxa de transferência	6.500 m ³ /h tempo de máximo de 24 horas
Freqüência máxima esperada	70 operações por ano

As operações de amarração e desamarração, por segurança operacional, serão efetuadas à luz do dia e com boa visibilidade, com início previsto para até 5 (cinco) horas antes do por do sol.

Para garantir a segurança da operação existe também um sistema de detecção de vazamentos que se baseia na comparação instantânea das vazões medidas na saída do FPSO e na chegada do aliviador. Em caso de variações entre os valores a operação é interrompida imediatamente.

Antes da operação de transferência do óleo produzido, serão efetuados testes de estanqueidade no mangote a ser utilizado. A transferência é realizada com o sistema de gás inerte ligado mantendo a pressão de trabalho e teor de O₂ nos tanques em níveis normais de operação e segurança.

As operações de recebimento de diesel não serão constantes ou freqüentes, tendo em vista, o baixo consumo de diesel previsto. De preferência, o barco deverá ser do tipo com Posicionamento Dinâmico, ou com sistema de *thruster*, em função do tipo de ancoragem

do FPSO. O recebimento se dará pela proa ou pela popa, a boreste, em virtude da chegada dos *risers* pelo lado bombordo.

O processo de transferência de diesel entre o barco de apoio e o FPSO conta com um mangote de 4 polegadas de diâmetro e 45 metros de comprimento. A vazão mínima de abastecimento é de 70 m³/h, podendo chegar a 120m³/h em alguns navios. A operação de transferência de diesel é assistida tanto no rebocador quanto no FPSO, por isso o tempo de detecção entre o vazamento e o fechamento de uma válvula, no rebocador, é de no máximo, 2 minutos.

h. Sistema de Gás Inerte

Parte do gás separado e tratado é direcionado para o sistema de gás inerte onde sofre processo de combustão gerando um gás composto por N₂ (aproximadamente 70%), CO₂, CO e NO_x. A concentração de sólidos e SO₂ será reduzida em pelo menos 98% através de um adequado tratamento posterior. O propósito do sistema, composto por 2 geradores (10.000 m³/h cada), é injetar gás inerte dentro dos tanques de carga, *slops*, água produzida e de drenagem aberta a fim de manter a atmosfera e a pressão internas em níveis seguros contra explosões. A despressurização deste sistema será feita, quando necessário, para a atmosfera.

i. Sistema de Flare e Vents

A operação normal do FPSO P-50 não demandará o uso do *Flare*, que será restrito à despressurização do sistema, situações de emergência ou falha de equipamentos. O sistema, constituído por dois subsistemas muito simples e independentes (de alta e de baixa pressão), possuirá um vaso para retenção de condensados para cada subsistema e uma rede que conduz os gases a uma única torre inclinada, localizada na proa do navio, à boreste a uma altura de 115 metros, onde os queimadores estão instalados.

O *Flare* é projetado de modo a ser capaz de queimar todo o gás produzido caso haja uma interrupção no processo de escoamento via gasodutos. Em operação normal ele funciona com uma vazão de apenas 2.400 Nm³/d suficiente para manter os pilotos do *flare* acesos. No caso de parada da planta de processo, o gás existente nas linhas será despressurizado para ser queimado na tocha do *flare*, consistindo este procedimento em segurança do processo.

j. Sistema de Geração de Energia

Parte do gás produzido no FPSO P-50 será utilizado na geração de energia. Desta forma, o FPSO contará com um Módulo de Geração (P05 A/B) composto por quatro turbogeradores de 23 MW, sendo que poderão operar até três geradores estando o quarto em *stand-by*.

Os turbogeradores estão previstos para operar com gás combustível (preferencialmente) e diesel. Contudo, na partida da unidade de produção, será necessário o uso de diesel nos turbogeradores, até a estabilização da produção de gás.

O Módulo de Geração contará com 1 gerador auxiliar (3 MW) que a priori alimentará o sistema da plataforma no período de pré-operação, previsto para dois meses.

O gás combustível será fornecido em duas especificações: alta pressão (3.530 kPa abs) e baixa pressão (785 kPa abs). Os principais consumidores de gás combustível de alta pressão serão basicamente os turbogeradores. O gás de baixa pressão será fornecido para o desaerador (tratamento de água para injeção), unidades de flotação, sistema de gás inerte, *flare*, e outros.

O consumo diário máximo de combustível pelos turbogeradores será de cerca de 395.000 m³ de gás natural e 156 toneladas de diesel.

k. Sistema de Tratamento de Água para Injeção

O sistema de tratamento, capaz de prover água tratada numa vazão de até 35.000 m³/d (vazão máxima por poço de 3.800 m³/dia), consistirá por sistema de captação através de bombas submersas, filtros, uma coluna desaeradora, unidade de remoção de sulfatos, e um sistema de bombeamento para os poços de injeção.

l. Sistema de Injeção de Produtos Químicos

O FPSO P-50 será equipado com um sistema de injeção de produtos químicos para óleo, gás, água produzida e água de injeção, composto por tanques de armazenagem, bombas e tubulações para direcionar os produtos até os locais onde serão utilizados. No caso do FPSO P-50, a previsão de grande consumo desses produtos, fez com que fossem projetados tanques de armazenagem a serem instalados em um dos módulos do convés do navio com o objetivo de eliminar a movimentação de tambores.

A unidade de injeção de produtos químicos proverá o processo com os seguintes produtos (a serem armazenados nas Unidades Químicas localizadas no Módulo 6 do navio): etanol, desemulsificante, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidor de corrosão, trietilenoglicol (TEG), polieletrólito, bissulfito de sódio, glutaraldeído, sal quaternário de amônio e monoetanolamina (MEA).

m. Sistema de Guindastes

Entre os módulos P-01-B e P-02-B (boreste) será instalado um guindaste com lança treliçada com capacidade máxima do guincho principal de 25 toneladas a 36 metros (*offvessel*), podendo cobrir a área do convés principal para atendimento a cargas máximas de 10 toneladas. Este mesmo guindaste é provido de um guincho auxiliar (*whip hoist*) com capacidade máxima de 7,5 toneladas a 45 metros (*offvessel*).

Entre os módulos P-04-A e P-05-A (bombordo), bem como a ré do módulo P-06 (boreste) serão instalados 2 guindastes idênticos, um em cada ponto, com duas seções de lanças articuladas hidraulicamente, com capacidade máxima do guincho principal de 10 toneladas a 28 m (*offvessel*) e 45 m (*onvessel*).

Não haverá movimentação de carga suspensa sobre os equipamentos de processo. O projeto de movimentação de carga prevê o uso dos guindastes de boreste,

preferencialmente o de popa, depositando a carga nas áreas de descanso. Destas áreas, as cargas são transferidas para as áreas de processo utilizando sistema de *trolleys* diesel hidráulicos (tipo empilhadeiras) e monovias.

n. Sistema de Ancoragem

O FPSO P-50 será ancorado no campo de Albacora Leste por meio de 18 linhas de ancoragem, de composição mista – amarra, cabo de poliéster e amarra -, conectadas a 18 (dezoito) pontos de ancoragem do tipo estaca Torpedo (ilustrada na Figura 3.4.3-a), cravadas no solo marinho. A conexão das linhas no FPSO se dará através de um conjunto de polias e mordentes instalados na proa e popa do mesmo.

8.2.2. Descrição do sistema submarino

O sistema submarino, assim como as operações de instalação das estruturas, está descrito detalhadamente nos itens 3.3, 3.4 e 3.5 deste EIA. Aqui é apresentada uma descrição sumária deste sistema e sua instalação, de forma a facilitar o entendimento dos critérios, considerações e resultados obtidos na Análise de Risco (AR).

a. Linhas de Coleta

O campo de Albacora Leste será desenvolvido através de 18 poços de produção e 11 de injeção de água, sendo 7 poços ligados diretamente ao FPSO P-50 e os demais 4 poços em sistema *piggy-back*.

Cada poço produtor será interligado ao FPSO P-50, através de um conjunto (*bundle*) de três linhas (trecho *flowline* e *riser*), sendo uma de produção, uma de gás lift (acesso ao anular da coluna de produção) e a última do umbilical de controle. Cada poço de injeção de água possuirá um *bundle* composto de duas linhas flexíveis, sendo uma de injeção e outra do umbilical de controle.

Os *risers* estarão dispostos em configuração de catenária livre (θ , ângulo de 7°) que serão guiados, verticalizados e conectados no riser connection deck do FPSO P-50 através das bocas de sino e do *I-tube* inferior localizados no costado de bombordo da embarcação.

Todas as linhas terão proteção contra incidência de radiação UV, e contra o crescimento de microorganismos (por exemplo, bactérias redutoras de sulfato – BRS) em seus interiores.

Quanto à abrasão no leito marinho (trecho do *riser* que entra em contato com o solo marinho), os *risers* poderão ter proteção mecânica ao redor de sua capa externa caso seja identificado a presença de corais que possam causar desgaste prematuro da camada externa.

Os trechos *flowline* das linhas de produção terão isolante térmico a fim de se evitar a formação de parafina. O Quadro 8.2.2-a, a seguir, apresenta algumas especificações técnicas das linhas de produção, injeção e gás lift.

Quadro 8.2.2-a. Principais Características Operacionais das linhas do Sistema de Coleta (Produção, Injeção e Gás *lift*)

LINHAS DO SISTEMA DE COLETA	VAZÃO MÁXIMA m ³ /dia	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°C)	PRESSÃO DE OPERAÇÃO (PSI)
PRODUÇÃO (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	3.500	03 – 90	3.000
INJEÇÃO (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	4.000	03 - 30	3.000
INJEÇÃO PIGGY-BACK (ID 8" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	8.000	03 - 30	3.000
GÁS LIFT (<i>riser</i> e <i>flowline</i>) ID 4"	150.000	03 – 60	3.000

Fonte: PETROBRAS

b. Estruturas Submarinas

O projeto de desenvolvimento do campo de Albacora Leste contará com a instalação de 29 árvores de natal molhadas – ANMs, do tipo GLL, isto é, operadas sem mergulhador e sem cabos-guia (18 em poços de produção e 11 em poços de injeção).

Para o controle de fechamento e abertura dos poços de produção do sistema submarino do campo de Albacora Leste, serão utilizadas válvulas de segurança do tipo *Fail Safe Close*, instaladas nas ANMs.

Com relação às operações de *pigging*, a maioria das ANMs permitirão a passagem do *pig* diretamente da linha anular (linha de gás *lift*) para a linha de produção através de uma válvula gaveta *crossover* (*Pig-Crossover*) do tipo *fail safe close*.

Destaca-se ainda a estrutura submarina que viabilizará a conexão do *riser* flexível de 9,13" (lado P-50) ao duto rígido de 10" que será interligado ao PLAEM-1 de Roncador, a oeste do campo de Albacora, para escoamento do gás. Além da função de interligação das linhas (rígida x flexível) o equipamento também viabilizará o bloqueio do fluxo de gás proveniente da P-50 em caso de necessidade, através de uma válvula de bloqueio (SDV) instalada no PLET que é controlada hidráulicamente a partir da P-50.

O gasoduto rígido de 10" com 28.000 metros de extensão, possibilitará o escoamento de gás do FPSO P-50 até o PLAEM-1 de Roncador. Este gasoduto possui camada tripla de polietileno como revestimento anti-corrosivo sendo projetado para uma pressão de até 3.275 psia.

c. Descrição das Operações de Instalação

Para a execução do lançamento das linhas de coleta, será utilizado uma embarcação especial equipada com sistema de posicionamento dinâmico além de sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento das linhas. Outros equipamentos auxiliares estão instalados nesta

embarcação para auxiliar nas manobras de convés (guindastes e guinchos), inspeção submarina (ROV), medidores de correnteza / ventos e sistemas de posicionamento via satélite / hidroacústico / microondas.

Antes do procedimento de instalação das linhas, serão realizados a bordo testes hidrostáticos e pneumáticos além de uma lavagem nas linhas novas, usadas ou aquelas com danos relevantes segundo os requisitos apropriados das seguintes referências: API RP 17B *Recommended Practice for Unbonded Flexible Pipe*, API SPEC 17D *Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment*, API SPEC 17J *Specification for Unbonded Flexible Pipe* e API SPEC 6A *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*.

Após a lavagem, são executados os testes hidrostáticos e pneumáticos. O procedimento consiste na pressurização das linhas, estabilização e manutenção da pressão, e despressurização da linha.

De forma a preservar a integridade das estruturas das linhas a serem lançadas, são estabelecidas condições limites das operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, que deverão ser verificadas antes do início da operação de lançamento. A conexão (*pull-in*) das linhas flexíveis às ANMs serão, como regra geral, com CVD (Conexão Vertical Direta) de primeira extremidade no poço e segunda extremidade no FPSO P-50.

O veículo de operação remota (ROV) monitorará a descida das linhas já conectadas ao módulo de conexão vertical (MCV) e previamente testadas com nitrogênio. O ROV realizará ainda a inspeção e limpeza dos *hubs* das estruturas submarinas que forem receber os MCVs.

As ANMs, assim como as as outras estruturas submarinas, serão testadas previamente ainda na superfície, de forma a permitir a detecção de algum problema.

d. Descrição das Operações de Desativação

A programação da parada da produção e do abandono dos poços foi definida e será revista e executada de acordo com os padrões da PETROBRAS, e com as portarias da ANP N°25 de 06/03/2002 (a qual aprova o Regulamento de Abandono de Poços Perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás) e N° 114 de 25/07/2001(a qual aprova o Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na devolução de áreas de concessão na fase de exploração), ou quaisquer outras normas que venham a substituí-las na época da desativação.

O gerenciamento da remoção e do abandono de plataformas e estruturas será baseado nos princípios de prevenção dos efeitos potenciais sobre o meio ambiente, reutilização das instalações e equipamentos, reciclagem e disposição final, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico, em concordância com a Convenção de Londres de 1972 (*Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter*) e o seu Protocolo de 1996, além do documento intitulado “*Waste Assessment Framework: Development of Generic and Waste-Specific Guidance*”.

8.2.3. Descrição dos sistemas de segurança

a. Sistemas de detecção de incêndio e gás

O sistema de detecção de incêndio e gás é acionado automaticamente no evento de uma condição de incêndio ou de um escape anormal de gases e/ou vapores tóxicos ou inflamáveis, alertando os tripulantes do FPSO P-50 da presença de condições de risco. É dotado de uma interface computacional que disponibiliza dados e alarmes para os operadores, bem como de um conjunto de alarmes visuais e auditivos distribuídos pelo FPSO P-50.

Detecores de fumaça e de calor deverão permitir a identificação, na Sala de Controle Central, do local exato onde estes foram acionados. As áreas de processo confinadas possuirão proteção por detectores de chama. Em todas as áreas do FPSO P-50 serão instalados Alarmes Manuais de Incêndio (AMI) do tipo "QUEBRE O VIDRO E APERTE O BOTÃO", na cor vermelho segurança.

Está previsto um sistema fixo de água de combate a incêndio equipado com bombas diesel-hidráulicas, específicas para o combate a incêndio, as quais distribuirão água salgada necessária para a rede de hidrantes, subsistemas de resfriamento (dilúvio), espuma e canhões monitores através de dois troncos principais, localizados um em cada bordo do FPSO P-50.

Serão instalados ainda, por precaução, detectores de H₂S no fundo da casa de bombas, a fim de monitorar a presença desse gás, para maior segurança quanto ao acesso dos trabalhadores a esta área confinada.

b. Geração de energia de emergência

O gerador de emergência é acionado num prazo máximo de 45 segundos em situações de emergência ou de anormalidades, quando o sistema de geração de energia principal sofre alguma avaria ou entra em colapso.

Em caso de falhas do sistema normal, e posteriormente da geração de emergência, os sistemas de baterias, dimensionados para suprir 100% das cargas de emergência, suprirão a iluminação de emergência, composta por lâmpadas fluorescentes, por um período de 2 horas.

c. Recursos de Abandono, Fuga e Resgate

A evacuação parcial ou total do FPSO P-50 utilizará várias facilidades, tais como: barcos, helicópteros, bóias e embarcações salva-vidas e baleeiras.

Os recursos de abandono, fuga e resgate provém condições seguras para os locais onde estão os meios de abandono, principalmente os botes salva-vidas e as baleeiras, que correspondem ao meio de evacuação primário do FPSO P-50, e resgate de pessoas em perigo no mar.

A unidade de produção possui rotas de fuga primárias e secundárias. Todas as instalações da unidade, exceto os camarotes, escritórios, câmaras frigoríficas e aquelas com área inferior a 10 m², possuem rotas de fuga compostas por duas opções de fácil e seguro acesso para o mesmo destino.

d. Sistema de bloqueio (Emergency shutdown system)

Os principais sistemas destinados à segurança do processo são os de parada de emergência da produção, concebido em diversos níveis hierárquicos, e o de parada de emergência de processo. Este último é iniciado por sensores de processo que, ao detectar alguma condição anormal de processo ou de operação de equipamentos, atua sobre dispositivos de proteção, tais como válvulas de isolamento ou alívio (válvulas de *shutdown*, *blowdown*, *shutoff*) e painéis locais, para isolar, aliviar ou parar a operação do equipamento ou sistema operacional que está causando o risco ou está sujeito a ele. A parada de processo configura-se como o 1º nível do sistema de parada de emergência da produção.

e. Sistema de Medição e Monitoramento

Esse sistema será capaz de precisar, com segurança, a magnitude dos fluxos provenientes do campo de produção e a quantidade dos fluidos pós-processados armazenados, descartados ou exportados contemplando todos os padrões, classificações e regulamentações vigentes na indústria internacional, bem como os exigidos pela legislação brasileira.

A automação e controle do FPSO P-50 serão efetuados por diversos sistemas e subsistemas que exercerão funções automáticas através de controladores lógicos programáveis (CLP's). Dentre estes, os principais são:

- Sistema de intertravamento destinado ao controle e monitoração da unidade de produção como um todo em condições normais de operação e de emergência;
- Sistema de monitoração dos diversos tanques do FPSO (Óleo, Lastro e Consumíveis);
- Sistema de automação e controle dos módulos;
- Sistema de controle e monitoração dos sistemas submarinos de produção;
- Sistema de monitoração das condições ambientais (vento, correntes marinhas e ondas);
- Sistema naval destinado ao monitoramento contínuo do posicionamento, aproamento e movimentos relativos da embarcação;
- Sistema destinado a integrar informações entre o FPSO e os aliviadores na operação de transferência de óleo (offloading);
- Sistema destinado à medição para fins fiscais da produção de óleo;

- Sistema que integra sinais através de canais de comunicação (com redundância, para maior segurança), utilizando-se de redes de fibras óticas e elétricas, modems, comutadores, etc. possibilitando que os dados relacionados a operação, oriundos de sensores e processados logicamente pelos correspondentes sistemas, sejam continuamente monitorados através de fluxogramas, diagramas elétricos e lógicos de controle e segurança em monitores coloridos, equipados com recursos gráficos de alta resolução, localizados na Sala de Controle Central.

8.3. ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES

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

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

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

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

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

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

Dentro das áreas relacionadas, vê-se pela Figura 8.3.1-a, que quase todos os casos de acidentes registrados ocorreram na região do Golfo do México, o que faz com que a análise concentrada nessa região se torne extremamente significativa e representativa. Este fato é facilmente explicável pela grande concentração de plataformas neste local. Nesta figura destaca-se ainda a predominância dos acidentes relativos à incêndios e explosões sobre os demais.

As Figuras 8.3.1-b e 8.3.1-c da análise desses relatórios mostram a variação da ocorrência de alguns tipos principais de acidentes (número de vazamentos e número de blowouts) durante o período 1964 a 1994.

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

A tendência decrescente da maioria dos acidentes pode ser atribuída ao aperfeiçoamento dos projetos e à tomada de medidas de segurança mais severas, ao longo do tempo.

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

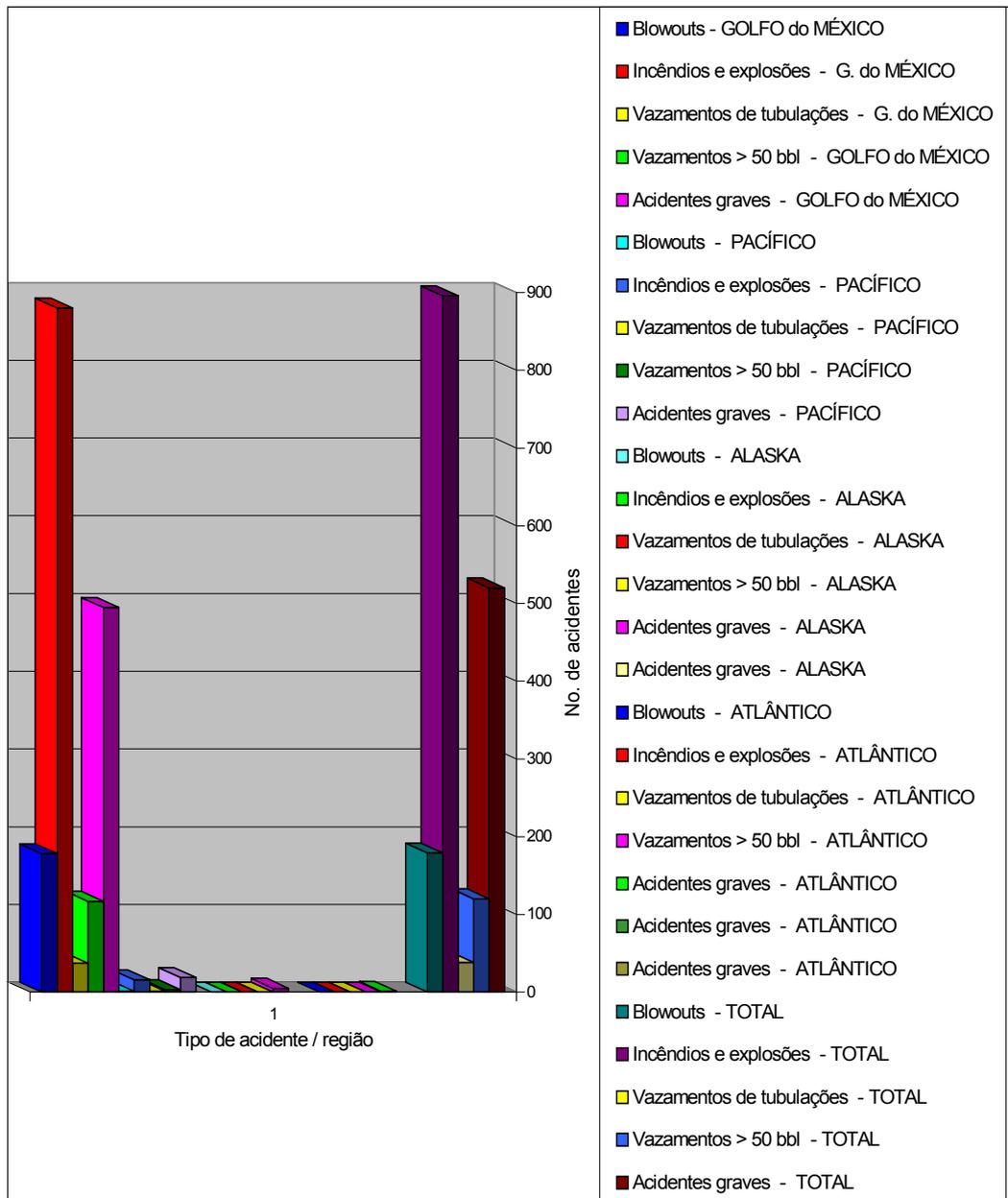


Figura 8.3.1-a. Distribuição dos tipos de acidentes por região coberta pelo relatório MMS 92-0058

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

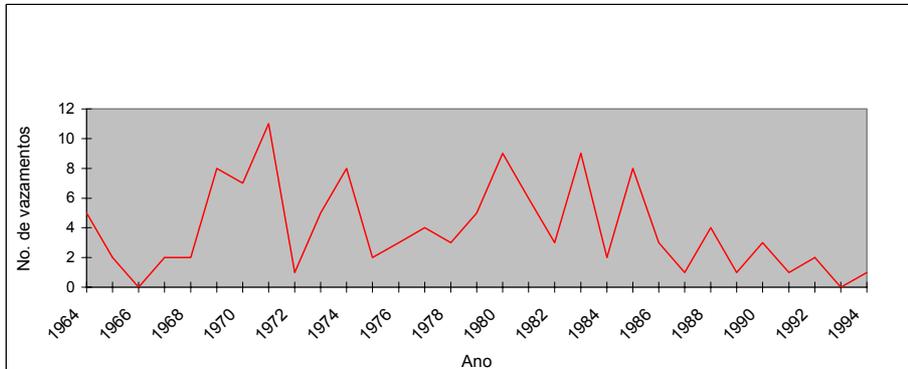


Fig. 8.3.1-b -Variação da ocorrência de vazamentos > 50 bbl no Golfo do México, de 1964 a 1994

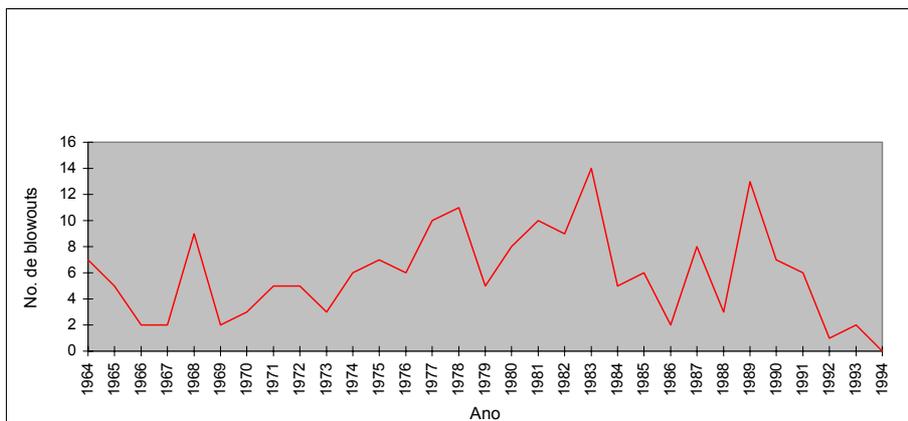


Fig. 8.3.1-c - Variação da ocorrência de blowouts no Golfo do México, de 1964 a 1994

Ao direcionarmos as análises para acidentes envolvendo a presença de gases, constrói-constroem-se as Figuras 8.3.1-d e 8.3.1-e, que indicam que fração significativa (36 %) dos acidentes envolvendo incêndios e explosões, está relacionada à presença de gases, em relação a 918 acidentes considerados graves.

Através dos relatos dos acidentes, procurou-se identificar os equipamentos que apareceriam com maior frequência nos acidentes ditos graves. Os resultados desta pesquisa são apresentados nas Figuras 8.3.1-f e 8.3.1-g, onde destaca-se a contribuição individual de cada grupo de equipamentos.

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

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

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

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

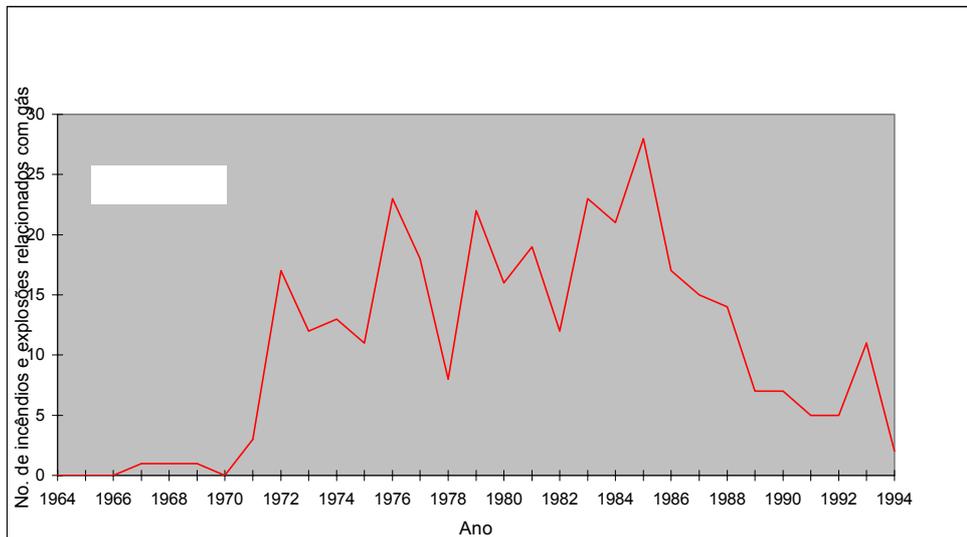


Fig. 8.3.1-d - Variação da ocorrência de incêndios e explosões relacionados com gás no Golfo do México, de 1964 a 1994

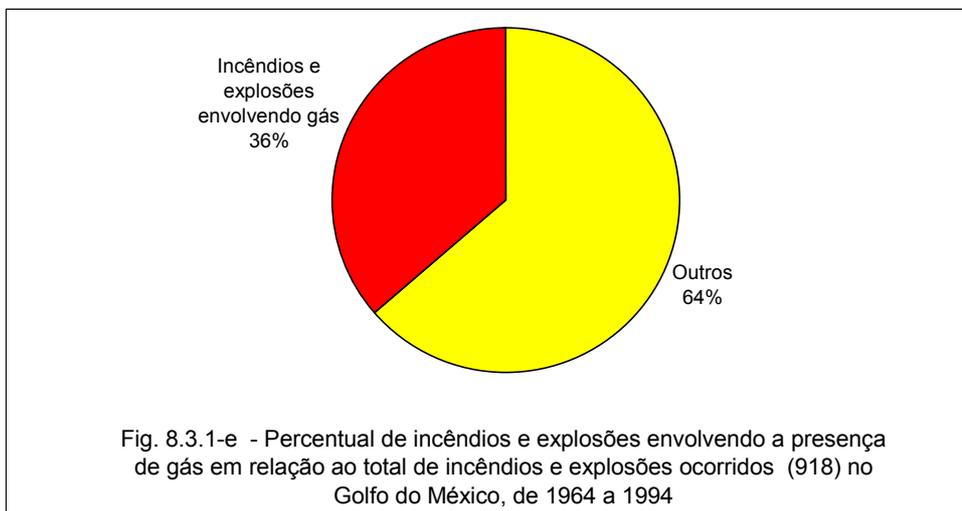


Fig. 8.3.1-e - Percentual de incêndios e explosões envolvendo a presença de gás em relação ao total de incêndios e explosões ocorridos (918) no Golfo do México, de 1964 a 1994

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

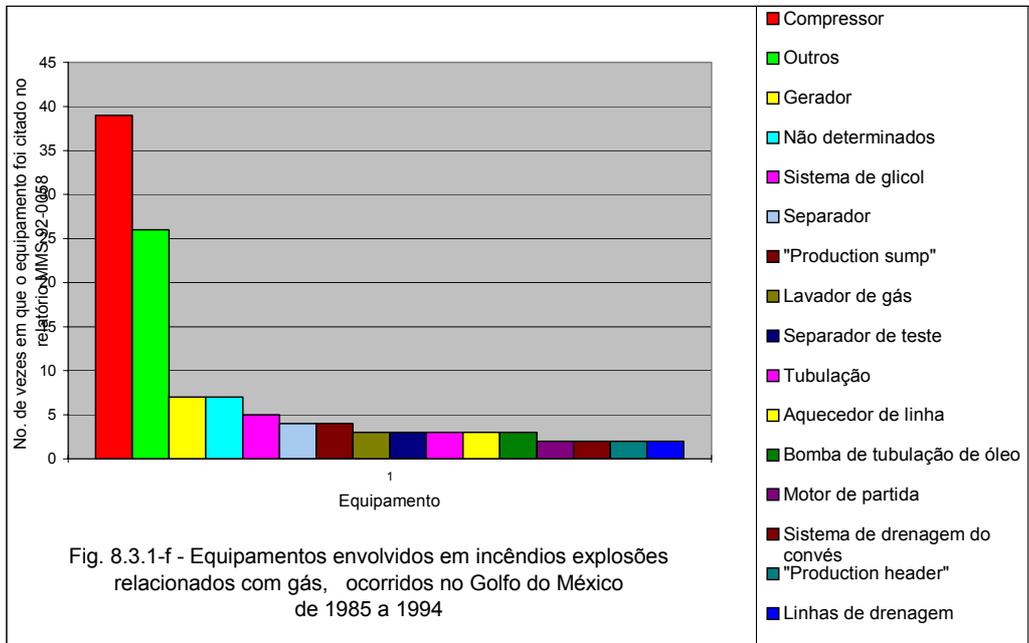


Fig. 8.3.1-f - Equipamentos envolvidos em incêndios explosões relacionados com gás, ocorridos no Golfo do México de 1985 a 1994



Fig. 8.3.1-g - Participação % de equipamentos em incêndios e explosões relacionados com gás (total = 110) ocorridos no Golfo do México de 1985 a 1994

8.3.2. [Platform Databank - Institute Français du Petrole](#)

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

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

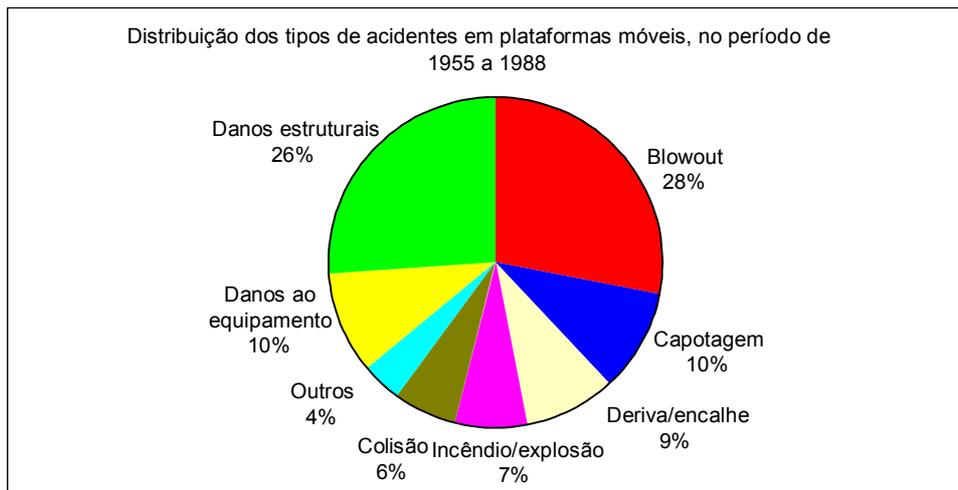
As Figuras 8.3.2-a e 8.3.2-b mostram que tanto para plataformas fixas como para plataformas móveis, o acidente de maior ocorrência é o blowout (28% para plataformas móveis e 39% para plataformas fixas). Entretanto o segundo acidente de maior ocorrência para plataformas móveis é o de dano estrutural (26%) e para plataformas fixas é a combinação incêndio /explosão, com 25% de ocorrências.

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

Platform Databank

Institute Français du Pétrole

(Offshore - Setembro 1989)



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

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

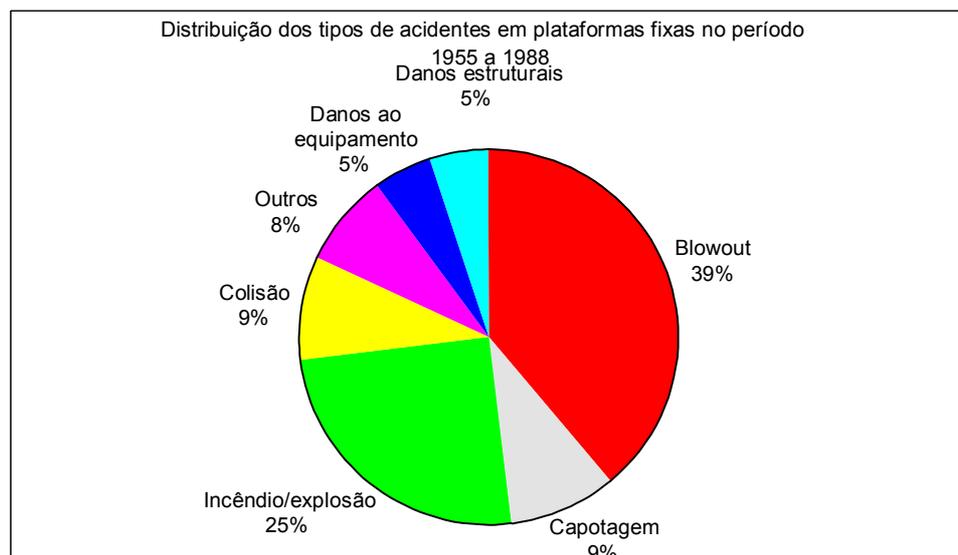


Figura 8.3.2-b - Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas fixas.

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

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

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

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

No Quadro 8.3.3-a encontram-se os acidentes relacionados no Relatório Noble Denton *Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990*, abrangendo o período de 1972 a dezembro de 1989. Associados à cada acidente tem-se o nome e tipo da instalação, a descrição do acidente, o local e o custo associado. O acidente com a Plataforma Central de Enchova, de abril de 1988, encontra-se entre os relacionados 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 8.3.3-b abrangendo o período de junho/64 a dez/90. A exemplo do anterior, associa à cada acidente o nome e tipo da instalação, a descrição do acidente e o local, porém ao invés do custo associado fornece o número de mortes. O acidente com a Plataforma Central de Enchova relatado neste artigo é o de agosto de 1984, proveniente da falha na baleeira, citando como 40 o número de mortes, quando informações da PETROBRAS relatam 37.

Ambas as referências abordam mais de uma centena de acidentes cada. Entretanto, a comparação das duas referências mostra apenas 15 coincidências, que estão apresentadas no Quadro 8.3.3-c

Nos Quadros 8.3.3-d1 e 8.1.3-d2 tem-se a ordenação dos acidentes, citados nos dois artigos, por ordem de severidade em fatalidades e custo. Estes mesmos resultados são apresentados através dos Gráficos de Barras Figura 8.3.3-a e 8.3.3-b.

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

Quadro 8.3.3.a - Relatório Noble Denton / Sedgwick

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
xx/72	Rig 60	jack-up	capotagem após blowout	Burma	***	\$ 10,000,000
abr/74	Transocean III	jack-up	perda total	Mar do Norte	***	\$ 15,700,000
out/74	DP 1	plataforma de perfuração	perda total	Mar do Norte	***	\$ 20,590,000
out/75	Topper III	jack-up	capotagem após blowout	Golfo do México	***	\$ 35,000,000
mar/76	Deep Sea Driller	semi-submersível	encalhe	Mar do Norte	***	\$ 18,300,000
mar/76	Ocean Express	jack-up	navrágio durante reboque c/ tempestade	Golfo do México	***	\$ 15,000,000
mar/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	Namorado	jaqueta	queda da balsa dur. transporte; perda total	Mar do Norte	***	\$ 26,200,000
abr/79	Satenergy 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. Krieland	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/ Africa	***	\$ 35,000,000
out/80	Sedco 135	---	blowout/incêndio	Nigéria (Offshore)	***	\$ 18,000,000
out/80	Ocean King	jack-up	blowout/incêndio	Golfo do México	***	\$ 25,000,000
out/80	Maersk Endurer	jack-up	blowout/incêndio	Mar Vermelho	***	\$ 10,000,000
mai/81	---	jack-up	blowout	Angola	***	\$ 82,000,000
jul/81	Ninian Northern	---	soldas c/ defeitos e projeto inadequado	Mar do Norte	***	\$ 8,320,000
ago/81	Petromar 5	jack-up	perda total durante blowout	Indonésia	***	\$ 42,000,000
set/81	North West Hutton	plataforma fixa	danos às amarrações externas e condutores	Mar do Norte	***	\$ 10,760,000
fev/82	Thistle A	plataforma fixa	colisão c/ barcaça de guindaste	Mar do Norte	***	\$ 25,500,000
abr/82	Ocean Ranger	semi-submersível	perda total	Terra Nova / Canadá	***	\$ 86,500,000
abr/82	Magnus	plataforma fixa	perda de estacas dur. posic. da jaqueta	Mar do Norte	***	\$ 5,120,000
mai/82	Pr. Nac. Dinamarqueses 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	Penrod 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"						
Quadro 8.3.3-a (cont.) - Relatório Noble Denton / Sedgwick						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
set/83	Key Biscayne	jack-up	navifrágio durante rebouque	Austrália	***	\$ 50.000,000
set/83	Hurton	plataforma fixa	soldas c/ def. conect. peças de tam. errado	North Sea	***	\$ 116.000,000
out/83	Glomar Java Sea	navio sonda de perfuração	perda total devido a tufão	Mar da China (Sul)	***	\$ 24.500,000
fev/84	Poço Marshall A-1	---	blowout	U.S.A.	***	\$ 21.473,753
mar/84	Piper Alpha	plataforma fixa	incêndio/explosão	Mar do Norte	***	\$ 19.015,000
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Canadá (Offshore)	***	\$ 23.709,083
set/84	Poço West Venture B-91	---	blowout	Canadá (Offshore)	***	\$ 108.000,000
out/84	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	India (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	Tchiboula 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	India (Offshore)	***	\$ 28.821,706
nov/86	Piper/Claymore	---	"L-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

"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Quadro 8.3.3-a (cont.) - Relatório Noble Denton / Sedgwick						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jan/88	"Flokkeff Terminal"	(planta - terrestre)	vazamento de óleo diesel	Pensylvânia - USA	***	\$ 13,730,000
mar/88	Oseberg 3	plataforma fixa	colisão causada por submarino	Mar do Norte	***	\$ 30,000,000
abr/88	PLat. Central Enchova 1	plataforma fixa	blowout/incêndio	Brasil	***	\$ 325,000,000
mai/88	Shell Oil Co.	(refinaria - terrestre)	incêndio/explosão	Louisiana - USA	***	\$ 400,000,000
mai/88	Pacific Eng. & Prod. Co.	(planta de combust. p/ foguetes)	explosão	Nevada - USA	***	\$ 100,000,000
jun/88	Refin. Port Arthur	(planta terrestre)	explosão de nuvem de vapor	Texas - USA	***	\$ 16,480,000
Jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	incêndio/explosão	Mar do Norte	***	\$ 2,610,000,000
set/88	Ocean Odyssey	---	blowout/incêndio	Mar do Norte	***	\$ 81,000,000
set/88	"7" 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 Merinas"	---	incêndio nos tanques de nafta	Singapura	***	\$ 12,100,000
dez/88	Rowan Gorilla I	---	capotagem e naufrágio	Atlântico Norte	***	\$ 90,000,000
dez/88	Pulsar Field	---	"SALM and FSU broke drift"	Mar do Norte	***	\$ 392,010,400
jan/89	Treasure Saga	---	problemas de controle do poço	Mar do Norte	***	\$ 214,265,400
jan/89	Sedco 251	---	perda total	Mar de Java	***	\$ 50,000,000
jan/89	Teledyne 16	---	danos e naufrágio após atingir bolha de gás	Golfo do México	***	\$ 10,000,000
jan/89	Sasol	(planta de comb. sintético - terr.)	incêndio	USA	***	\$ 75,000,000
mar/89	South Pass 60 B + E	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	***	\$ 300,000,000
mar/89	Exxon Valdez	petroleiro	encalhe e vazamento de óleo	Alasca	***	\$ 2,000,000,000
mar/89	Ekofisk 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	AlBaz	jack-up	capotagem após blowout	Nigéria (Offshore)	***	\$ 25,000,000
jun/89	"Jollist T.L.W.P."	---	naufrágio durante reboque	Golfo do México	***	\$ 20,030,000
Jul/89	Magnus	plataforma fixa	defeitos da jaqueta	Mar do Norte	***	\$ 10,000,000
set/89	Refinaria St. Croix	(planta terrestre)	danos causados por furacão	Ilhas Virgens - USA	***	\$ 120,000,000
out/89	Houston Chem. Complex	(planta terrestre)	explosão/incêndio	Texas - USA	***	\$ 1,325,000,000
out/89	"FV Northumberland"	---	colisão com tubulação submarina	Golfo do México	11	\$ 35,400,000
nov/89	Interocean II	---	perda total após capotagem	Mar do Norte	***	\$ 12,230,000
dez/89	Sidki 382	plataforma fixa	colisão c/ "Panay Sampanguita"	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.

"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Quadro 8.3.3b - Offshore Operations post Piper Alpha						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jun/64	C.P. Baker	barcaça de perfuração	capotagem durante blowout	Eugene Island - G. do México	22	***
xx/65	Sedco 135B	semi-submersível	navrágio durante reboque Japão/Bornéu	Mar da China (Sul)	13	***
xx/65	Paguro	jack-up	blowout/incêndio	Mar Adriático	3	***
dez/65	Sea Gem	jack-up	colapso durante preparação p/ movimentação	Mar do Norte	13	***
ago/68	Little Bob	jack-up	blowout/incêndio	West Delta - G. do México	7	***
xx/70	Stormdrill III	jack-up	blowout/incêndio	Texas (Offshore)	1	***
dez/70	Block 26	plataforma fixa	blowout/incêndio	S. 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	Perú (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	***
xx/79	Ocean Endeavour	semi-submersível	queda de cabeça de poço no convés	Austrália	2	***
fev/79	não conhecida	plataforma fixa	explosão	Lago Maracaibo - Venezuela	10	***
mai/79	Ranger I	jack-up	colapso e naufrágio	Golfo do México	8	***
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido 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	***

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

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

Quadro 8.3.3-b (cont.) - Offshore Operations post Piper Alpha

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
out/85	Trintoc Atlas	barcaça bate-estacas	explosão durante reparo de tubulação de óleo	Golfo de Paria - Trindad	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	Concern	barcaça de concretagem	capotagem durante a construção	Grandsjord - Noruega	10	***
nov/85	Al Mansoura	barco de carga	colisão com plataforma fixa e naufrágio	Arábia Saudita (Offshore)	3	***
dez/85	Huichol	supply boat	naufrágio	Baía Campeche - México	38	***
jan/86	não conhecida	helicóptero	queda durante pouso em barcaça 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	California - Pacífico	2	***
nov/86	G-BWFC	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	45	***
nov/86	West King Fish	plataforma fixa	explosão/incêndio	Austrália	1	***
nov/86	Plataforma 12	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	2	***
dez/86	Griffin Alexander II	jack-up	adernada e parcialmente inundada	Golfo do México	2	***
dez/86	SA 330J Puma	helicóptero	queda no mar	Austrália Ocid. (Offshore)	2	***
jan/87	Bell 212	helicóptero	acid. provocado p/ prender patins no helideck	Baía de Campeche - México	5	***
jan/87	Big Foot II	jack-up	queda no mar da cesta de transp. pessoal	Golfo do México	1	***
fev/87	não conhecida	helicóptero	queda no mar	Golfo do México	2	***
out/87	linha submarina	tubulação	colisão com supply boat	Arábia Saudita	1	***
dez/87	SA 330J Puma	helicóptero	queda durante decolagem de jack-up	Golfo do México	15	***
jan/88	Lago Gasa I	plataforma fixa	explosão/incêndio	Lago Maracaibo - Venezuela	2	***
jan/88	plataforma WC	plataforma fixa	queda de guindaste sobre supply boat	Mar do Norte	2	***
jun/88	plataforma R	plataforma fixa	colisão de reboque c/ riser caus. expl/incêndio	Pena Negra - Perú	2	***
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	***
jul/88	N 47307	helicóptero	queda no mar	Golfo do México	1	***
ago/88	VT-ELH	helicóptero	queda no mar	Golfo do México	10	***
ago/88	Holkan	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/89	SA 365N Dauphin 2	helicóptero	queda no Rio Ganges	Índia	2	***
mar/89	Baker	plataforma fixa	explosão/incêndio durante corte de riser	Índia	7	***
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	acidente durante montagem de cabeça de poço	Golfo do México	7	***
				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"

Quadro 8.3.3-c - Acidentes relacionados simultaneamente nas duas Tabelas anteriores"

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
mar/76	Deepsea Driller	semi-submersível	ençalhe 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	navifrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	\$ 86,500,000
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Golfo do México ⁴	4	\$ 23,709,083
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout	Mar do Norte	1	\$ 26,000,000
out/85	Perrod 61	jack-up	colapso e capotagem durante furacão	Golfo do México	1	\$ 49,695,000
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	\$ 2,610,000,000
set/88	Viking Explorer	navio sonda de perfuração	capotagem e naufrágio após blowout	Mar da China (Sul)	1	\$ 10,000,000
set/88	Ocean Odyssey	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	1	\$ 81,000,000
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	acidente durante montagem de cabeça de poço	Mar do Norte	1	\$ 25,530,000
abr/89	Al Baz	jack-up	capotagem após blowout/incêndio	Nigéria (Offshore)	4	\$ 25,000,000

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

Quadro 8.3.3-d1 - Ordenação dos acidentes comuns quanto ao Aspecto Monetário

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	\$ 2,610,000,000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	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

Quadro 8.3.3-d2 - Ordenação dos acidentes comuns quanto a gravidade por fatalidades

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	\$ 2,610,000,000
mar/80	Alexander L. Kielland	semi-submersível	capotagem durante uso c/ unid. acomodação	Mar do Norte	123	\$ 32,000,000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	navrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	\$ 86,500,000
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido 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"

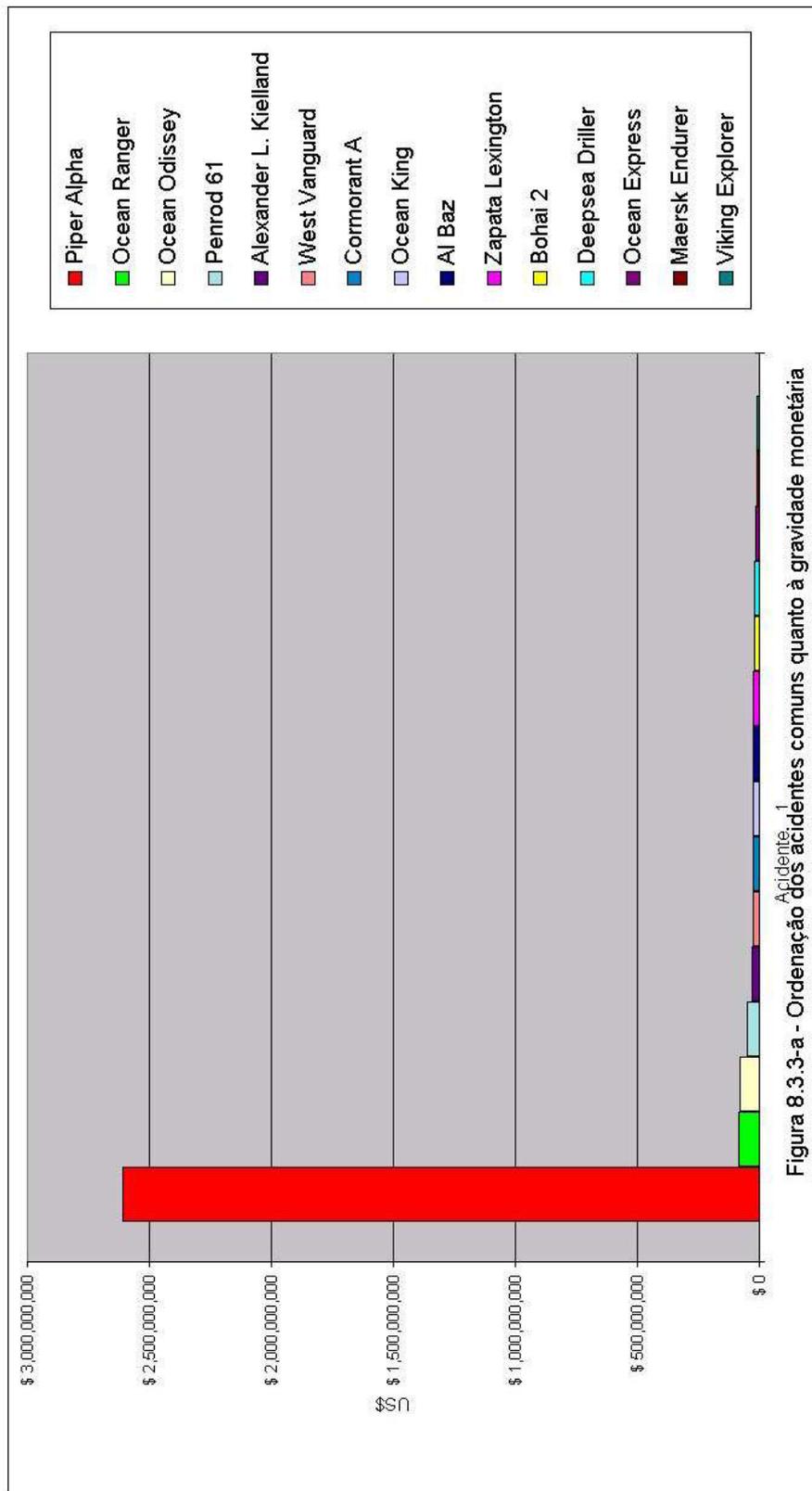


Figura 8.3.3-a - Ordenação dos acidentes comuns quanto à gravidade monetária

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"

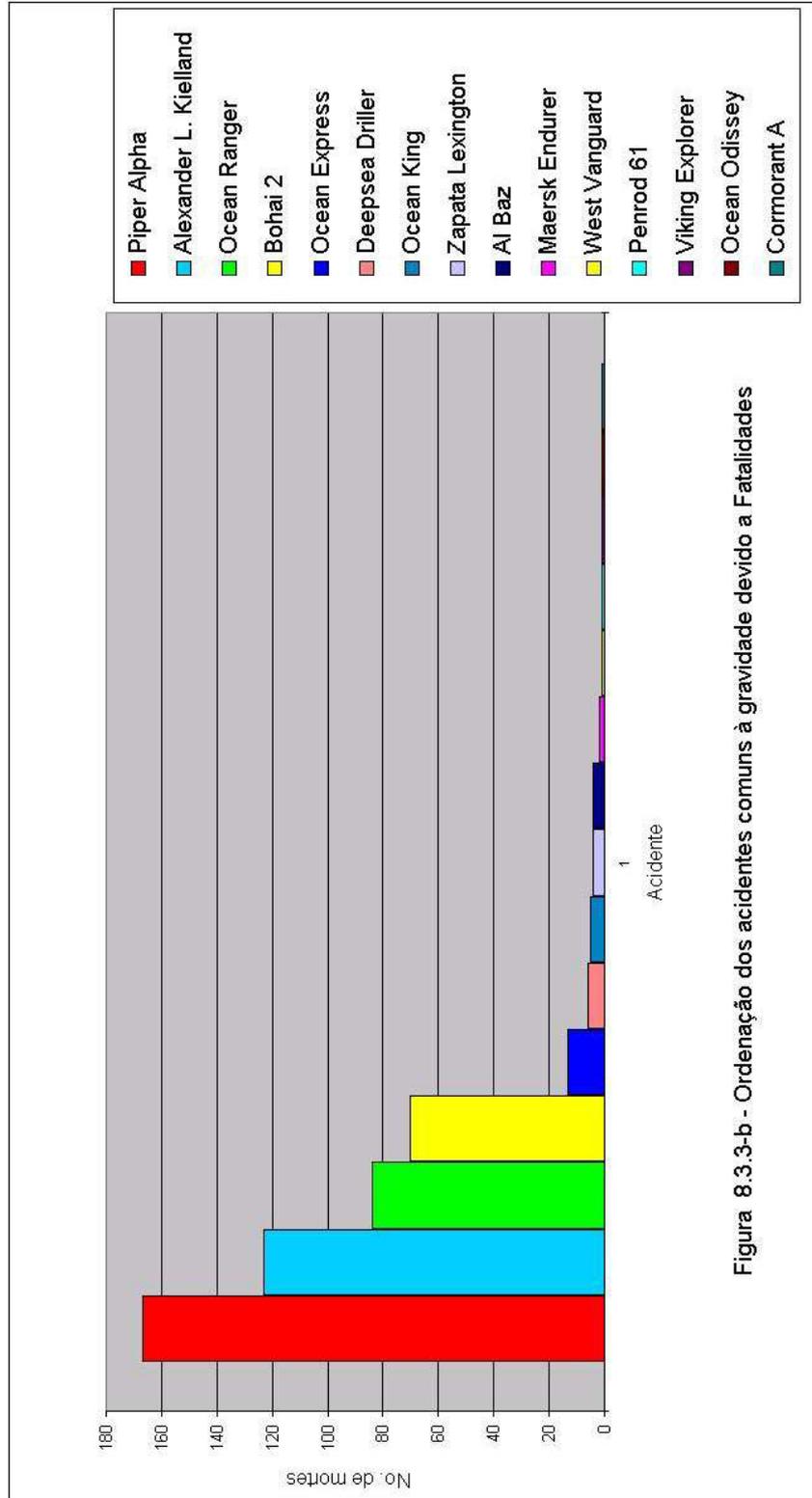


Figura 8.3.3-b - Ordenação dos acidentes comuns à gravidade devido a Fatalidades

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

O Quadro 8.3.3-e 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 8.3.3-c demonstra claramente a excessiva predominância de *Piper Alpha* sobre os demais, especialmente se considerarmos exclusivamente plataformas *offshore*. É interessante notar que Enchova surge em terceiro lugar em termos *offshore*, representando cerca de 12 % do custo total de *Piper*. Outro fato significativo é que os maiores acidentes com Plataforma, excluindo *Piper*, situam-se na faixa de 86 a 325 milhões de dólares.

Analogamente à anterior, o Quadro 8.3.3-f e a Figura 8.3.3-d ordenam os 20 acidentes mais severos, porém sob a ótica do número de fatalidades. Neste caso tem-se que a maioria dos acidentes é representada por plataformas, sendo naufrágio a causa mais comum.

Se forem analisados todos os acidentes, podem-se construir os gráficos de pizza das Figuras 8.3.3-e e 8.3.3-f. Na primeira, contemplando o aspecto monetário, pode-se agrupar todos os casos de incêndio e explosões, obtendo 21 % do total, contra 25% de blowout. No segundo tem-se novamente 21 % para incêndios e explosões contra 13 % de blowout.

Finalmente, nas Figuras 8.3.3-g e 8.3.3-h tem-se os acidentes por tipo de plataforma, onde percebe-se que as Plataformas Semi-submersíveis, que seriam os tipos com características mais semelhantes aos FPSO's, contribuíram entre 6 e 10% do total, incluindo barcas e helicópteros nestas análises. Cabe destacar que nem todas as Semi-submersíveis citadas são de produção, podendo exercer ainda atividades de hotelaria e perfuração, não sendo possível precisar sua natureza nestes artigos.

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
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	ençalhe e vazamento de óleo	Alasca	***	\$ 2.000.000.000
out/89	Houston Chem. Complex	(planta terrestre)	explosão/incêndio	Texas - USA	***	\$ 1.325.000.000
mai/88	Shell Oil Co.	(refinaria - terrestre)	explosão/incêndio	Louisiana - USA	***	\$ 400.000.000
dez/88	Pulsar Field	---	"SALM and FSU broke drift"	Mar do Norte	***	\$ 392.010.400
nov/87	Compl. Prod. Pampa	(planta - terrestre)	explosão	Texas - USA	***	\$ 350.000.000
abr/88	PLat. Central Enchova 1	plataforma	blowout/incêndio	Brasil	***	\$ 325.000.000
mar/89	South Pass 60 B + E	plataforma	explosão/incêndio	Golfo do México	***	\$ 300.000.000
dez/89	Sidki 382	plataforma	colisão c/ "Panay Sampaguaita"	Golfo de Suez	***	\$ 251.200.000
nov/87	Bourbon Field Poço 2-17	plataforma de produção	blowout	Golfo do México	***	\$ 250.000.000
jan/89	Treasure Saga	---	problemas de controle do poço	Mar do Norte	***	\$ 214.265.400
abr/89	Refinaria de Richmond	(planta terrestre)	explosão/incêndio	Califórnia - USA	***	\$ 175.000.000
dez/87	Steelhead	plataforma de produção	blowout/incêndio	Bala de Cook - Alasca	***	\$ 125.000.000
set/89	Refinaria St. Croix	(planta terrestre)	danos causados por furacão	Ilhas Virgens - USA	***	\$ 120.000.000
dez/89	Vários	---	danos por congelamento	USA	***	\$ 120.000.000
set/83	Hurton	plataforma	soldas c/ def. conect. peças de tam. errado	North Sea	***	\$ 116.000.000
set/84	Poço West Venture B-91	---	blowout	Canadá (Offshore)	***	\$ 108.000.000
mai/88	Pacific Eng. & Prod. Co.	(planta de combust. p/ foguetes)	explosão/incêndio	Nevada - USA	***	\$ 100.000.000
dez/88	Rowan Gorilla I	---	capotagem e naufrágio	Atlântico Norte	***	\$ 90.000.000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	perda total	Terra Nova / Canadá	***	\$ 86.500.000

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

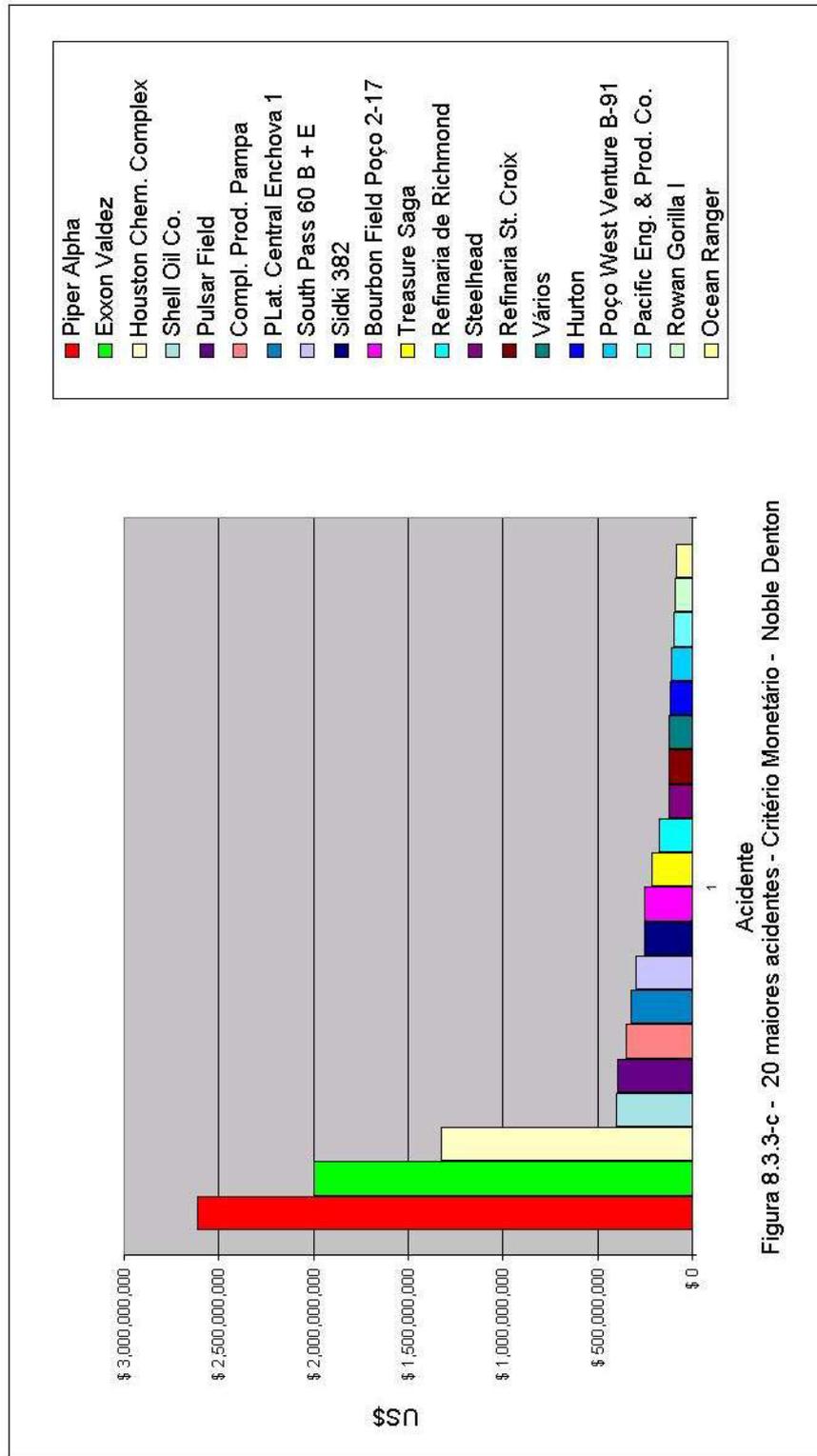


Figura 8.3.3-c - 20 maiores acidentes - Critério Monetário - Noble Denton

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

Quadro 8.3.3-f - 20 acidentes mais graves por Fatalidades (Offshore Operations post Piper Alpha)

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

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

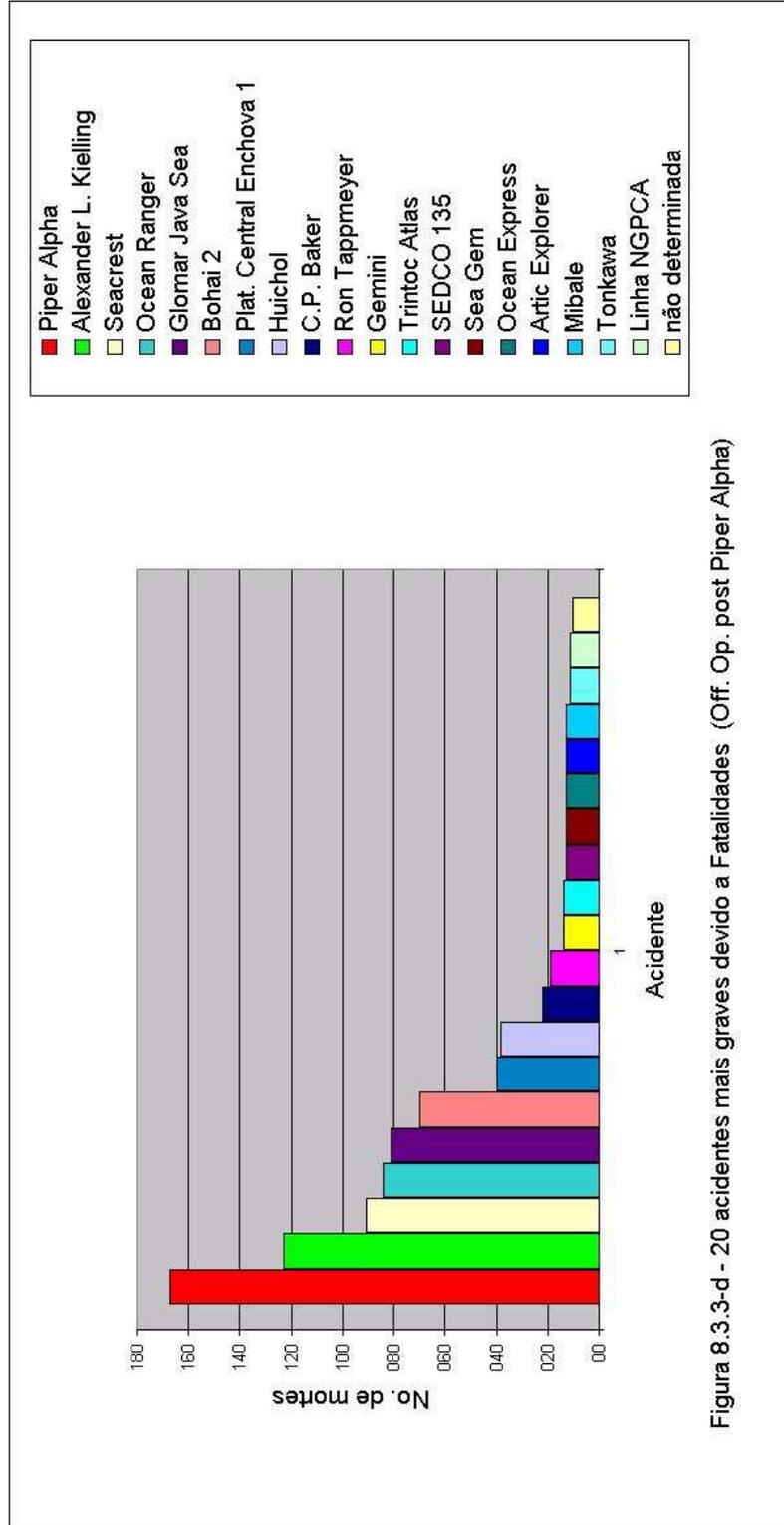


Figura 8.3.3-d - 20 acidentes mais graves devido a Fatalidades (Off. Op. post Piper Alpha)

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

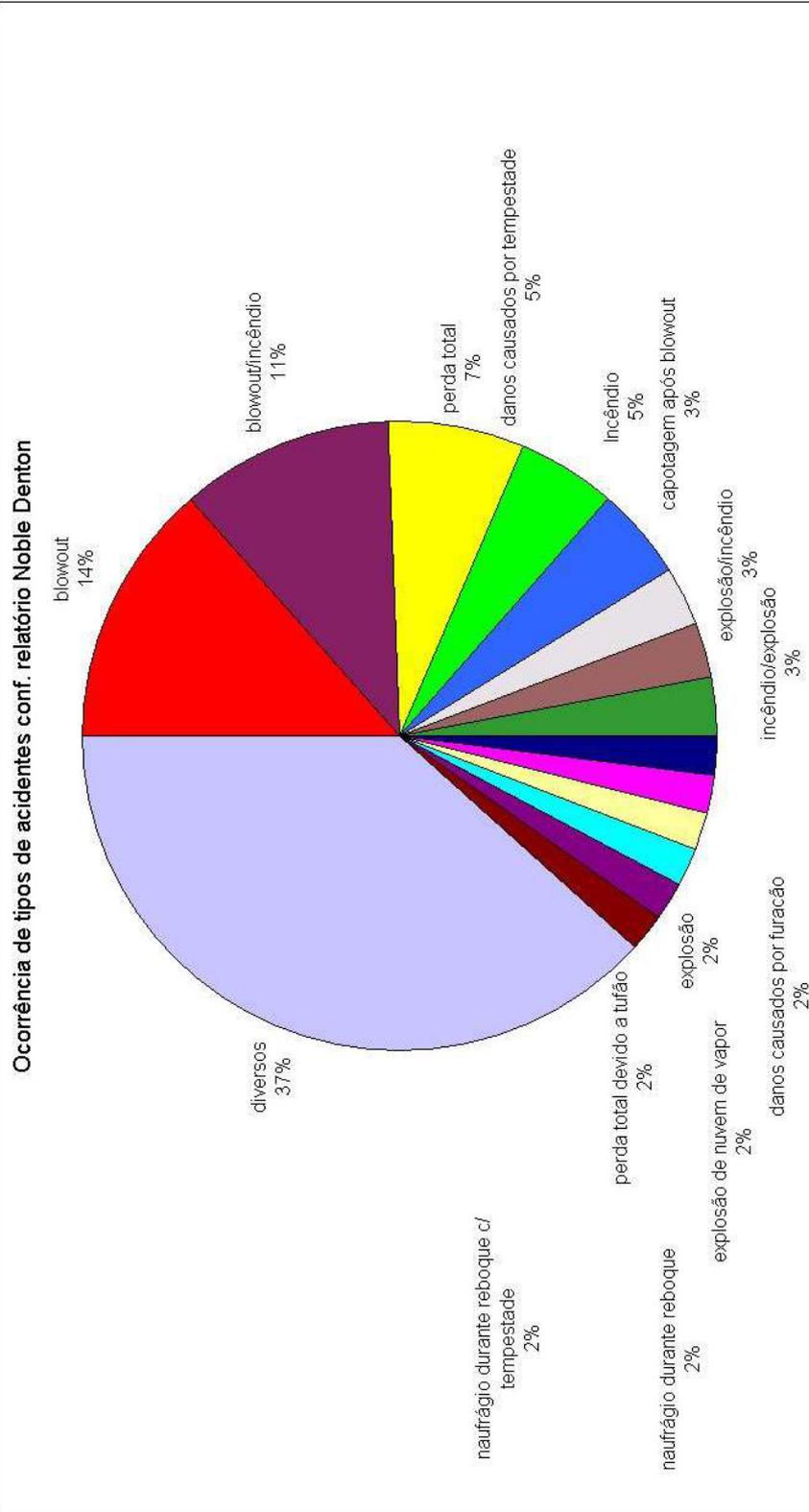


Figura 8.3.3-e - Frequência de ocorrência de acidentes conforme relatório "Noble Denton"

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

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

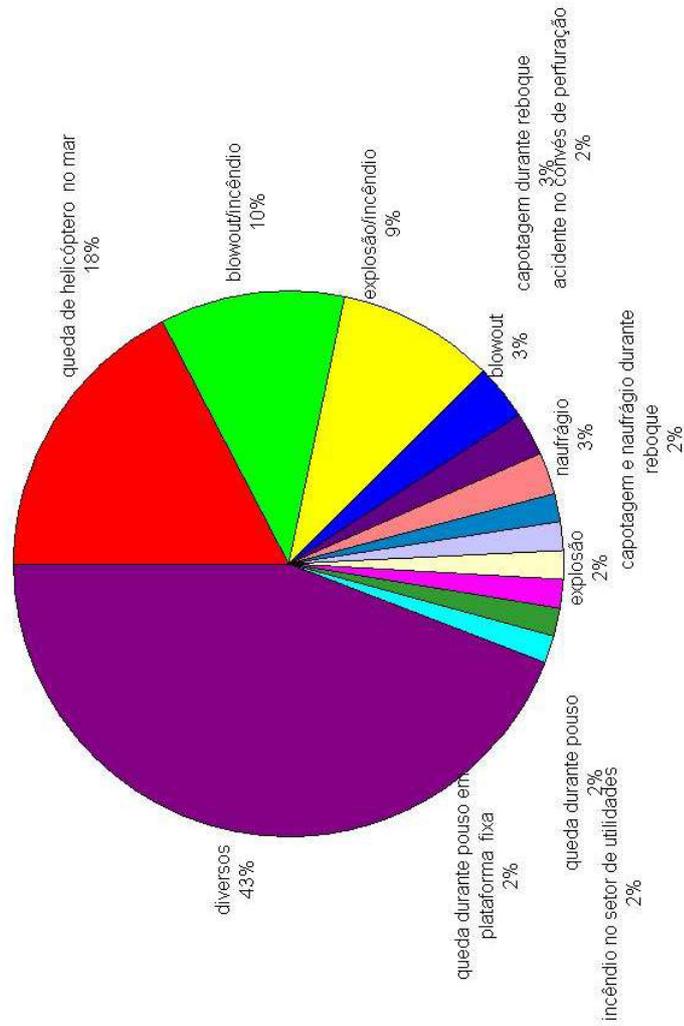


Figura 8.3.3.f - Ocorrência de tipos de acidentes conf paper "Offshore Operations post Piper Alpha."

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"

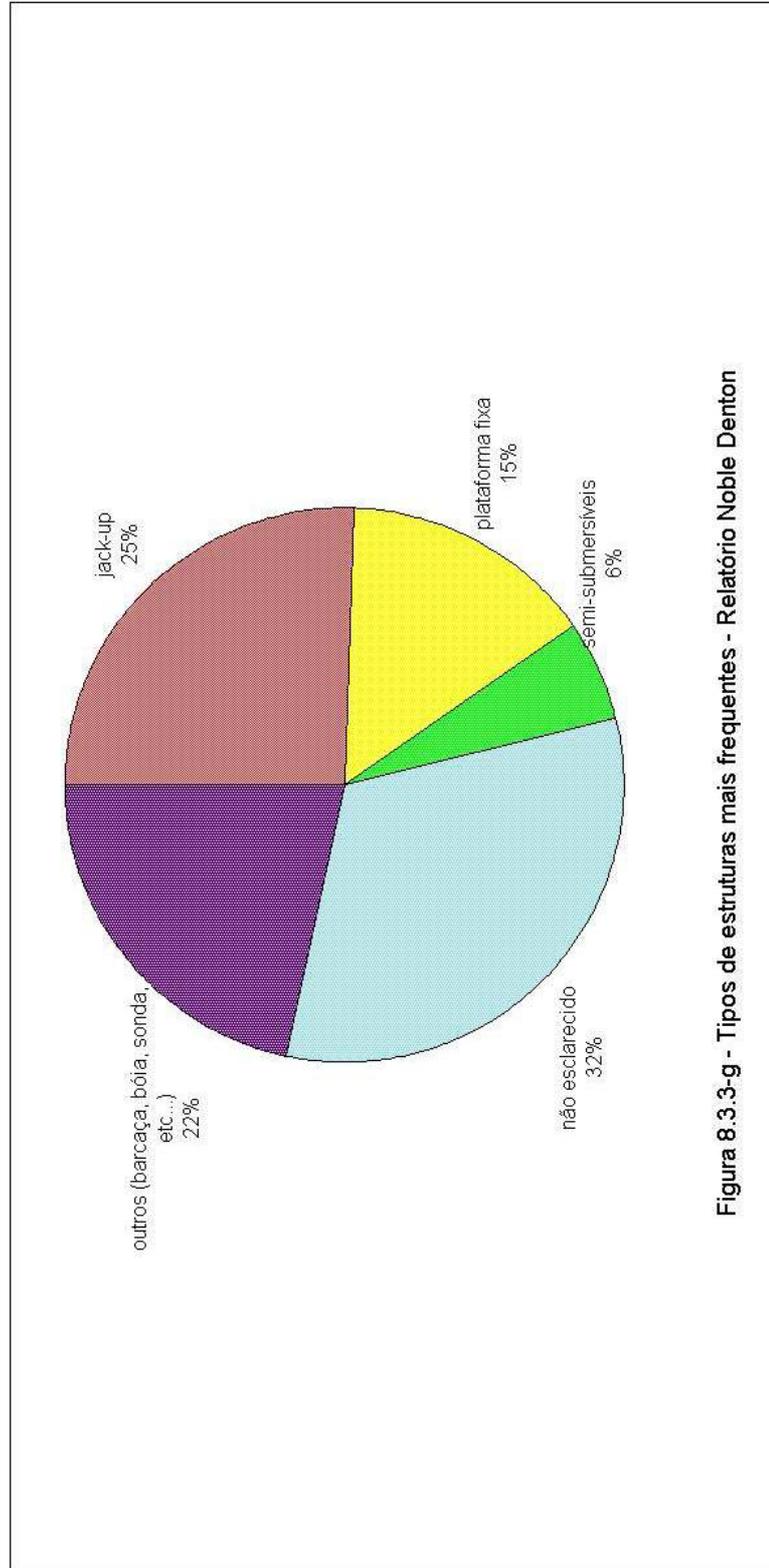


Figura 8.3.3-g - Tipos de estruturas mais frequentes - Relatório Noble Denton

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

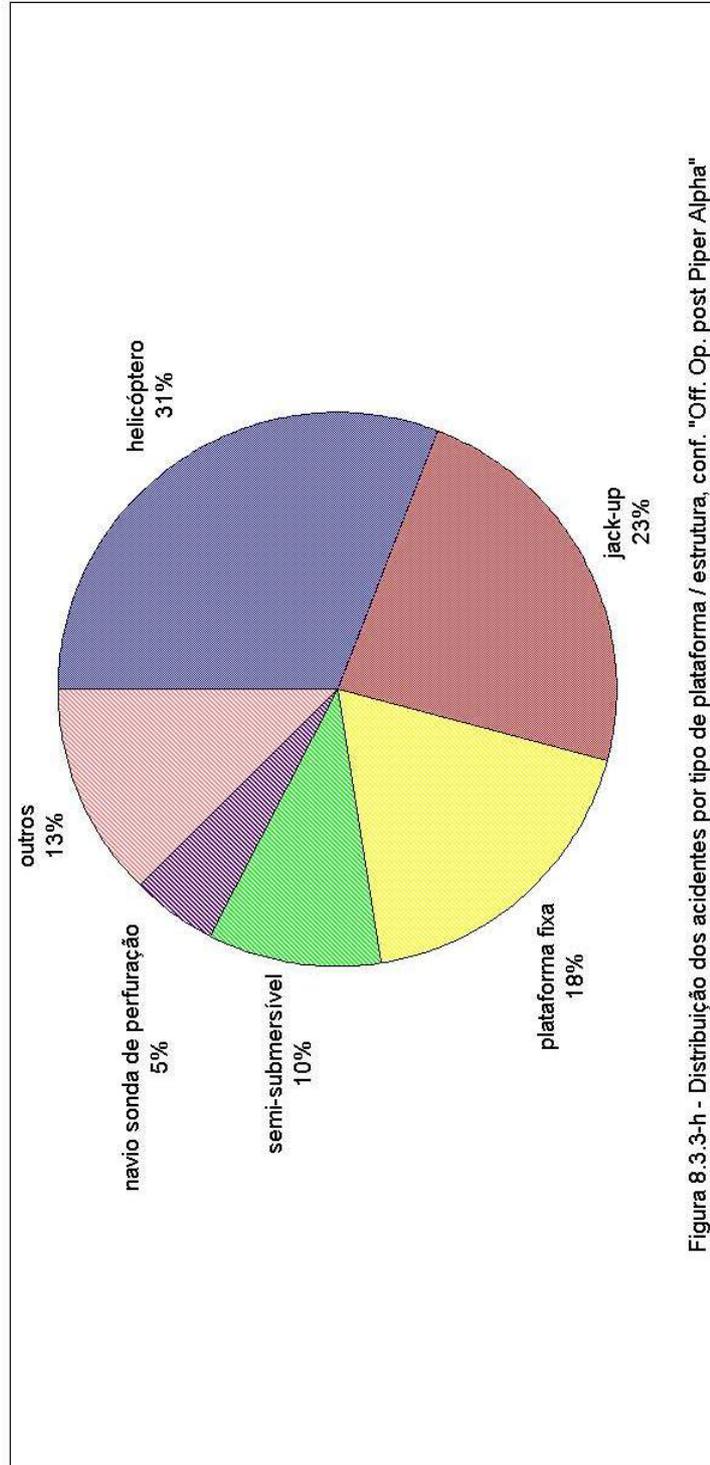


Figura 8.3.3-h - Distribuição dos acidentes por tipo de plataforma / estrutura, conf. "Off. Op. post Piper Alpha"

8.3.4. [Loss Control Newsletter \(Sedgwick Energy Ltd\)](#)

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

Os resultados obtidos são apresentados no Quadro 8.3.4-a, contendo data, tipo de instalação, tipo de acidente, local e, em alguns casos, número de mortos, feridos e custo do sinistro.

Analisando-se estes resultados na Figura 8.3.4-a, pode-se observar o seguinte:

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

Lamentavelmente não é possível obter informações exclusivamente dos projetos novos, nem especificamente de FPSOs, que seria de utilidade no projeto da P-50. Desta forma, os resultados apresentados mesclam problemas de plataformas novas com antigas. Entretanto, muitas plataformas incorporam modificações de segurança, decorrentes inclusive do acidente de *Piper Alpha*, representando, dentro de certos limites, o que há de mais atual;

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

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

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

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

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

Data	Unidade	Equipamento	Incidente/Acidente	Local	No de Mortes	No de Feridos	US\$
nov/93	Tubulação	Tubo	Impacto/Vazamento/Poliuição	Bahrain			
nov/93	Plataforma	Cabo de Atracção	Ventaval	Mar do Norte			
dez/93	Plataforma		Colisão de helicóptero	Mar Cáspio	001	005	
dez/93	Produção	Flare	Incêndio	Mar do Norte			
jan/94	Plataforma	Bomba	incêndio	Venezuela	004		\$ 10.500.000,00
fev/94	Plataforma		Vazamento	Mar do Norte			
mar/94	Plataforma		Incêndio	Reino Unido			
mar/94	Plataforma	Vaso	Vazamento	Reino Unido			
abr/94	Plataforma		Colisão seguida de Incêndio	Egito			
abr/94	Produção	Poço	Falha mecânica	Reino Unido			
mai/94	Plataforma	tubulação de produção	Vazamento de gás e Explosão	Mar do Norte			
jun/94	Produção	Tubulação	Vazamento	Reino Unido			
nov/94	Tubulação de gás	(Riser)	Colisão	Vietnam			\$ 3.000.000,00
nov/94	Plataforma	Turbina a gás	Incêndio	Reino Unido			
nov/94	Tubulação	Tubo	(anchor Drag)	USA			
nov/94	Plataforma	Sistema de ventilação	Incêndio	Noruega			
nov/94	Produção	Sump	Explosão	New Orleans - USA	001	003	
dez/94	Plataforma	tubulação	Explosão	Golfo do México - USA	001	007	
dez/94	Produção	tubulação	Ventaval seguido de Incêndio	Mar do Norte			
jan/95	Produção	Plataforma	Incêndio	Ubit - Nigéria	010	019	
jan/95	Produção	Válvula	Vazamento	USA			
mar/95	Plataforma	Subestação	Incêndio	Reino Unido		001	
abr/95	Plataforma	Plataforma	Incêndio	Indonésia			
mai/95	Plataforma	Trocador de Calor	Incêndio	Reino Unido		001	
ago/95	Produção	Tanque de Estocagem	Falha de Equipamento	Indonésia			

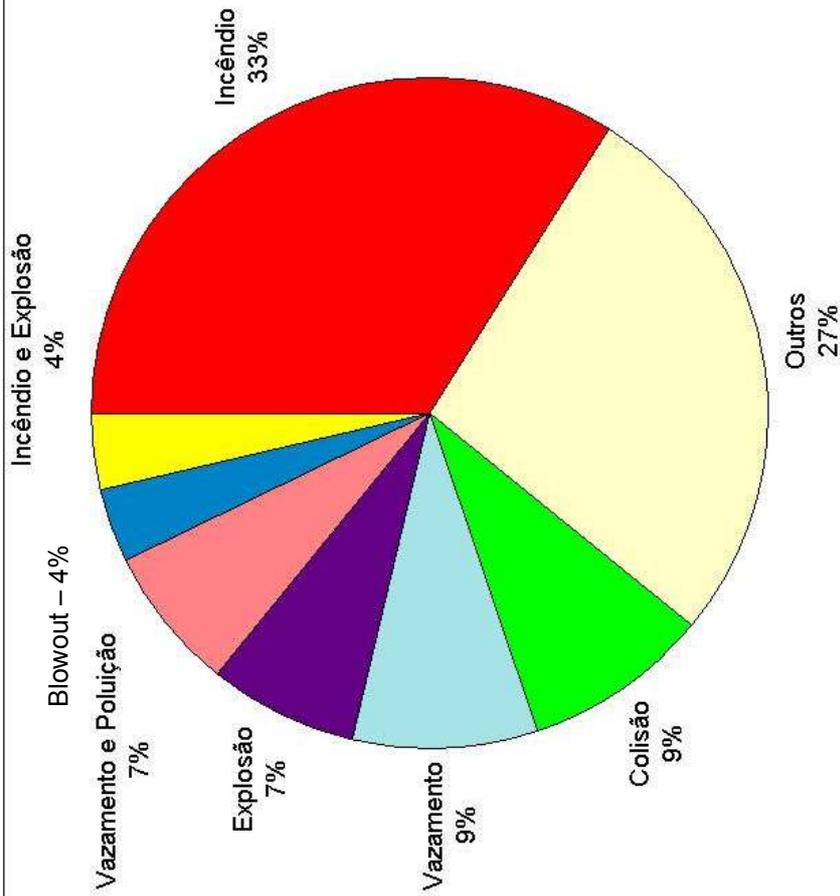


Fig. 8.3.4-a - Principais Ocorrências (%) de Acidentes em Instalações Offshore, de 1992 a 1995
(Sedgwick Energy)

8.3.5. [Worldwide Offshore Accident Databank \(WOAD\)](#)

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

As Figuras 8.3.5-a e 8.3.5-b apresentam a distribuição e tipos das unidades móveis pelo Mundo, onde se percebe que o Golfo do México exhibe a maior concentração de unidades móveis, vindo a região das Américas Central e do Sul em 4ª posição, após Ásia e Mar do Norte. Do total de unidades móveis, as plataformas semi-submersíveis são 25% do total. Se analisada apenas a situação das Américas Central e do Sul (Figura 8.3.5.c), vê-se que as plataformas semi-submersíveis são 32% do total de unidades móveis utilizadas.

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

O Quadro 8.3.5-b fornece a freqüência de ocorrência de acidentes por tipo de Unidade, contadas por 1000 unidades-ano.

A classificação dos acidentes obedece ao seguinte critério:

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

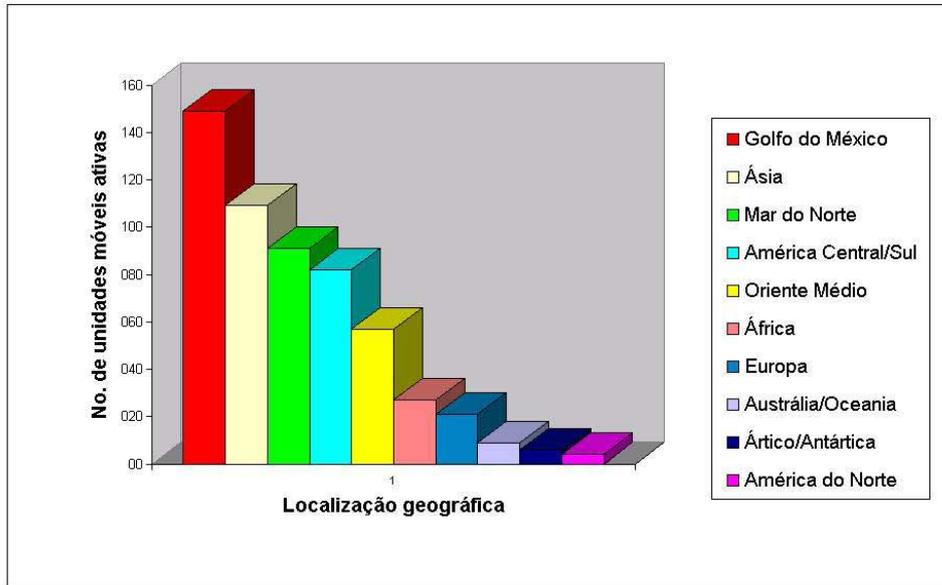


Figura 8.3.5-a- Distribuição das unidades móveis ativas pelo Mundo

Nota: dados de 1993.

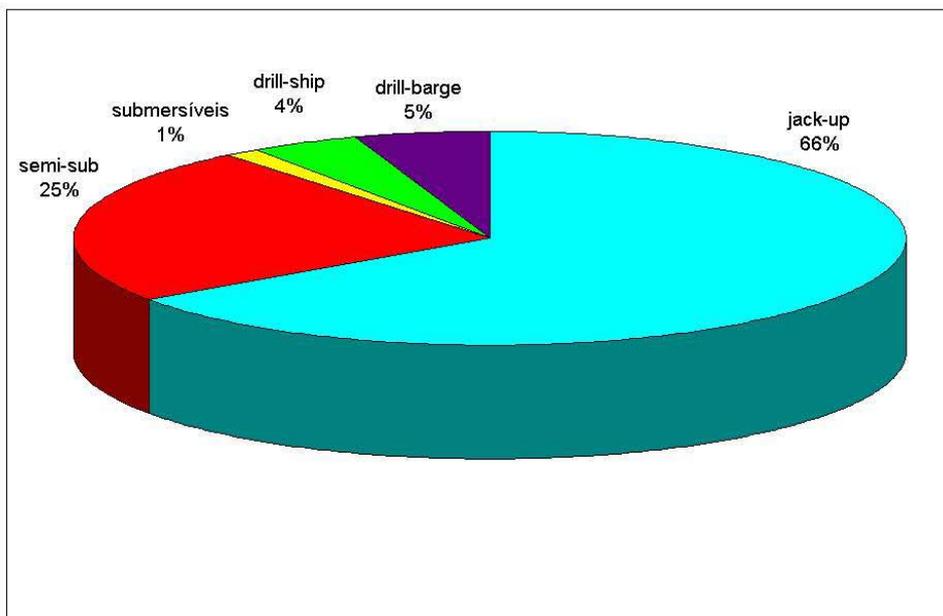


Figura 8.3.5-b - Distribuição por tipo de unidades móveis ativas pelo Mundo

Nota: dados de 1993.

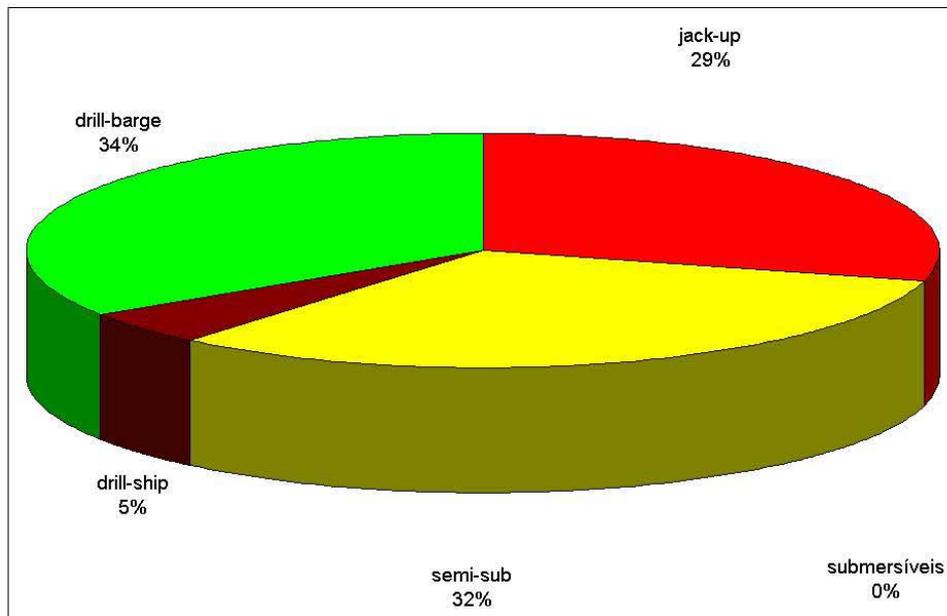


Figura 8.3.5-c - Distribuição por tipo, de unidades móveis ativas pelas Américas Central e do Sul

Nota: dados de 1993.

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

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

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

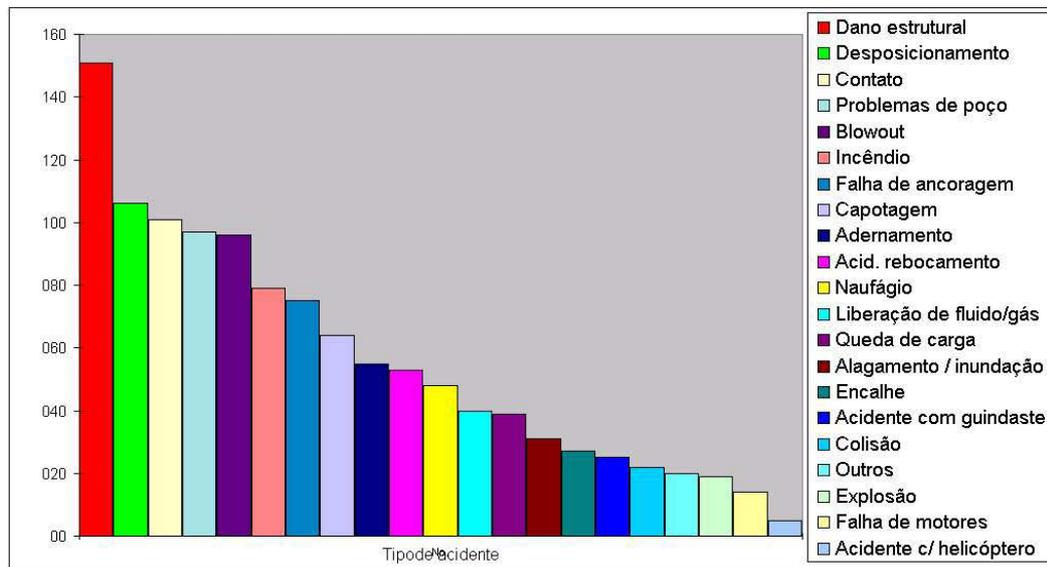


Figura 8.3.5-d - Distribuição da ocorrência de tipos de acidentes em unidades móveis ativas no Mundo, período 1980 / 1993

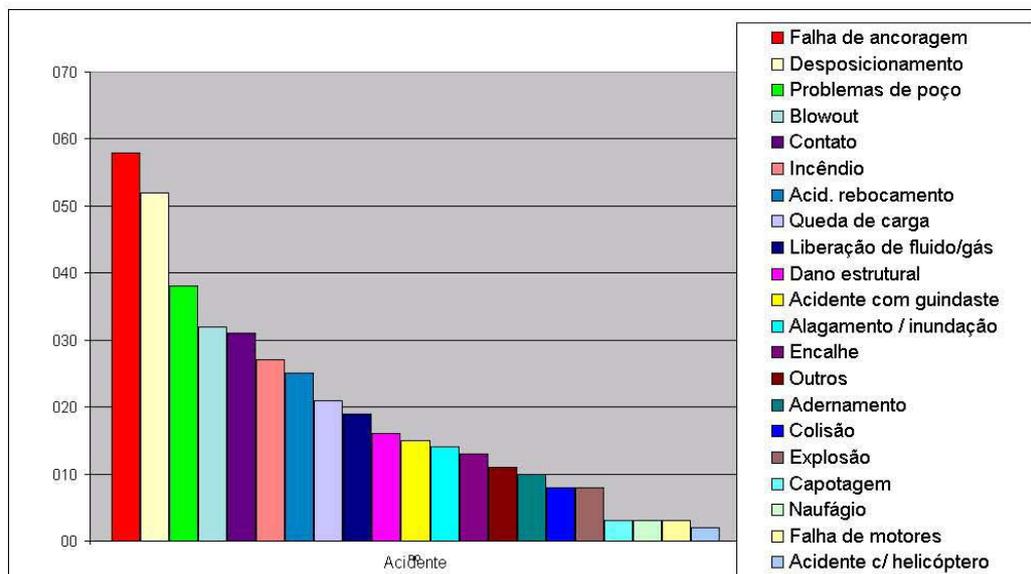
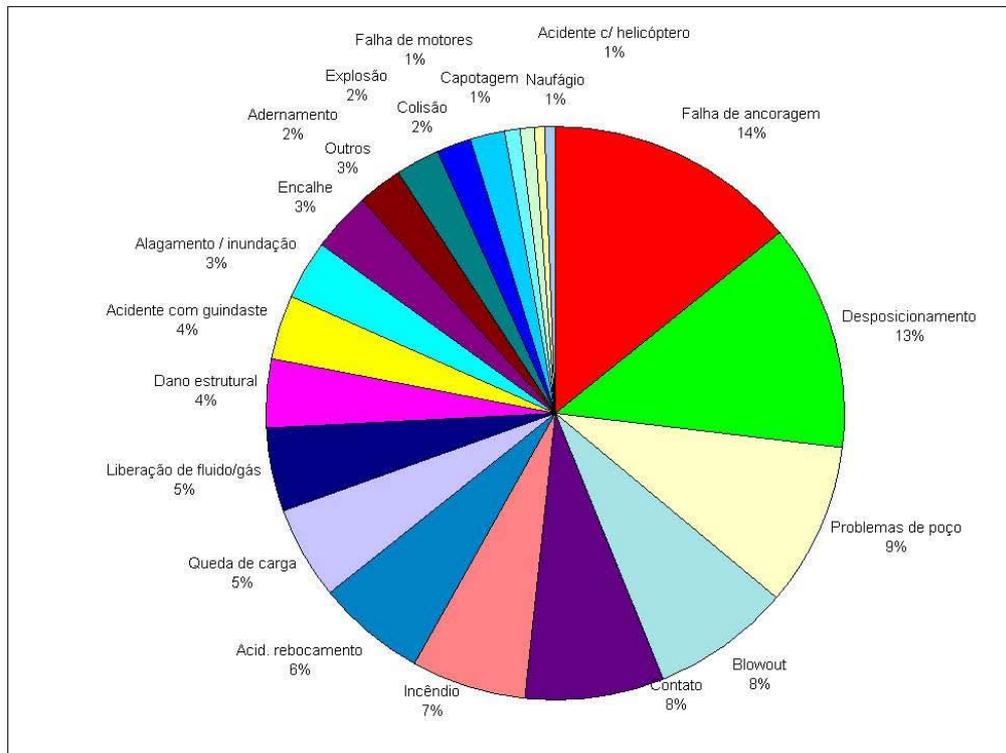


Figura 8.3.5-e - Distribuição da ocorrência de tipos de acidentes em unidades móveis semi-submersíveis ativas no Mundo, período 1980 / 1993

Figura 8.3.5-f Acidentes com Plataformas Semi-submersíveis



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

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

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

A

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

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

As Figuras 8.3.5-f até 8.3.5-i apresentam a ordenação dos acidentes para cada classe de dano, onde nota-se que blowouts e incêndios respondem pelos principais problemas operacionais que causam danos significativos a perda total. É interessante notar a concordância destas informações com as anteriores, além da pequena contribuição de explosões no total.

O quadro 8.3.5-d relaciona os acidentes com o número de fatalidades produzidas, considerando ainda as classes de danos da Figura 8.3.5-i. Nota-se que alguns acidentes classificados como insignificantes resultam em mortes. Tem-se ainda que explosões contribuem com 4 mortes, incêndios com 27 e blowout com 20. A figura 8.3.5-i resume o número de mortes por acidente, exclusivamente para plataformas semi-submersíveis. Nota-se o elevado peso de acidentes como capotagem, especialmente das Plataformas Alexander L. Kielland, Ocean Ranger, Glomar Java Sea e Seacrest.

Outra informação extraída do WOAD é a de que tipo de operação em unidades móveis está mais sujeita a acidentes graves sob o ponto de vista de perdas de vidas humanas, conforme apresentado na Figura 8.3.5-j e no Quadro 8.3.5-e. Nota-se que não há registro de mortes nas plataformas semi-submersíveis de produção, e mais uma vez deve-se considerar o peso de grandes acidentes como o da plataforma Alexander L. Kielland, ocorrido quando essa unidade era utilizada como alojamento, ou seja, atividade característica de suporte (ou apoio). O peso deste acidente faz com que a atividade de suporte apareça como segunda colocada nas atividades mais sujeitas a acidentes graves sob o ponto de vista de perdas de vidas humanas, após a atividade de perfuração.

Finalmente, o Quadro 8.3.5-f apresenta as seqüências em que ocorreram os acidentes mais graves em plataformas semi-submersíveis. Em 16 acidentes relacionados, 05 começaram com problemas de poço e 03 por problemas estruturais da plataforma. Em 07 acidentes, independentemente da ordem dos eventos, ocorreu incêndio, sendo que em 05 destes, associado à explosão (independente da ordem dos eventos).

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

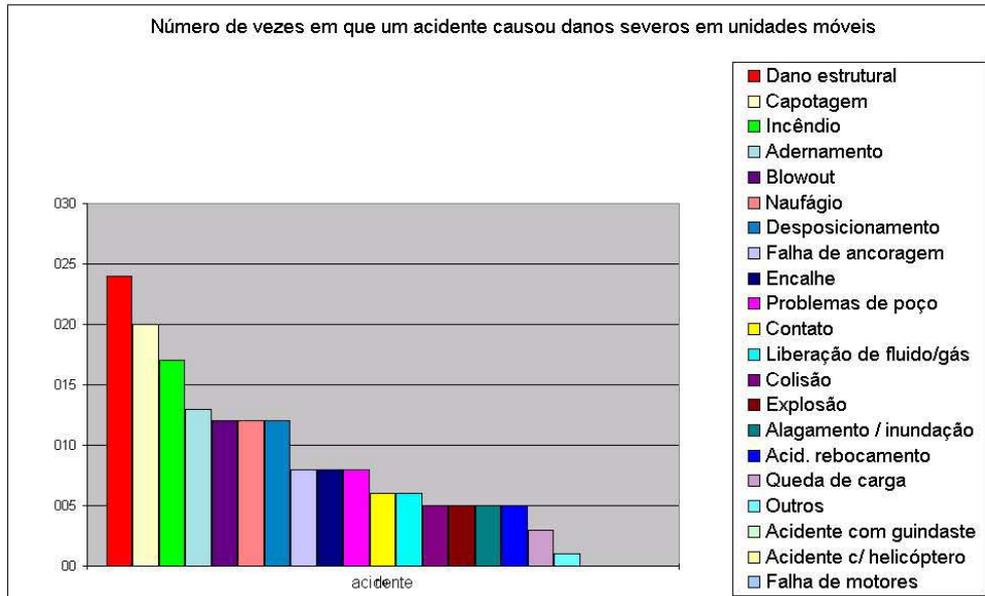
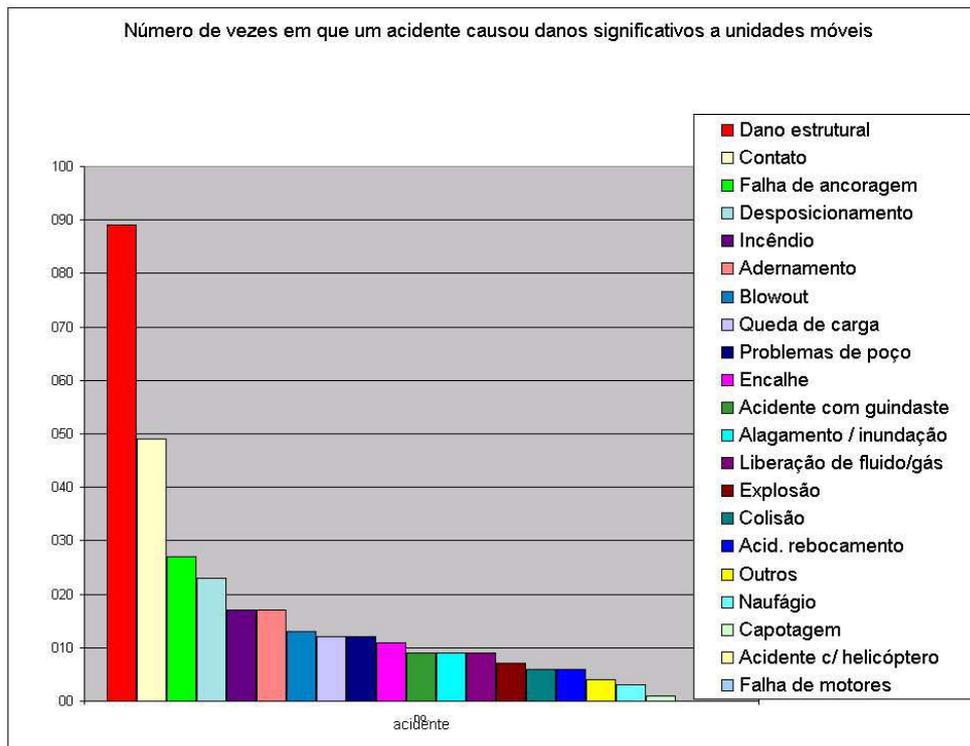


Figura 8.3.5-h -Ocorrência de danos significativos X tipo de acidente - dados mundiais p/ unidades móveis - período 1980 / 1993



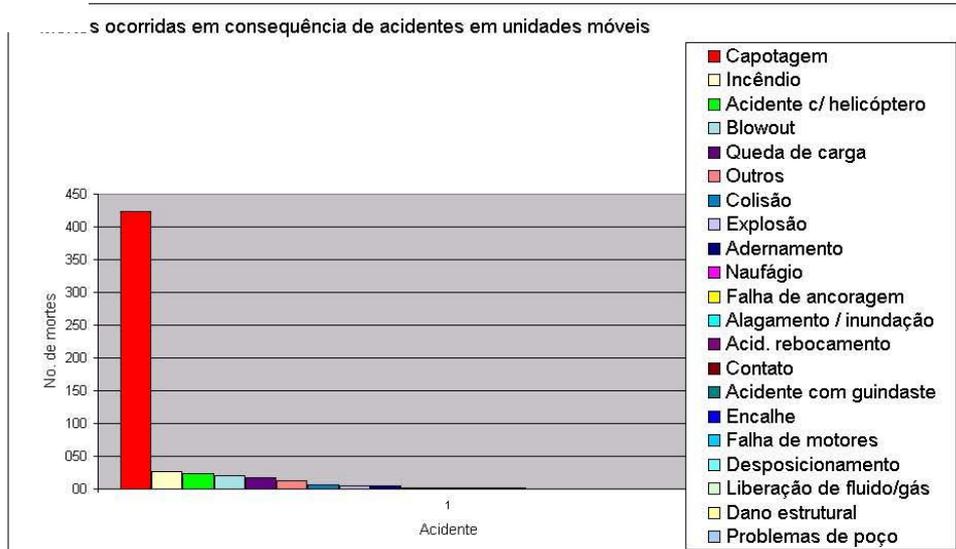
Quadro 8.3.5-d -Frequência da ocorrência de acidentes com mortes x severidade dos danos

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

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

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

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

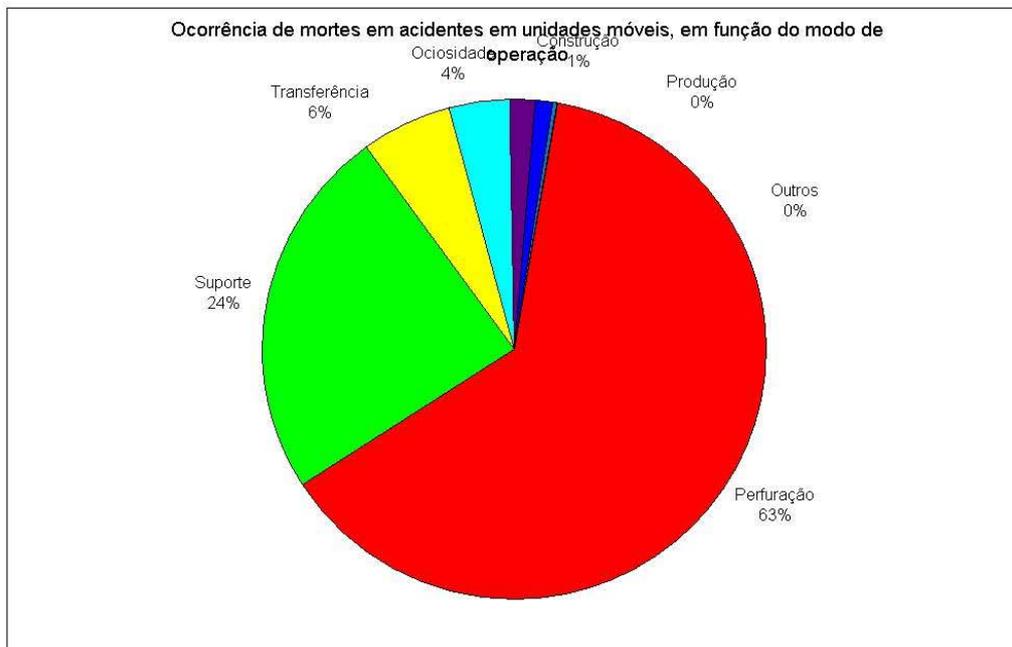


Quadro 8.3.5-e - Frequência da ocorrência de acidentes com mortes x modo de operação

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

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

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



Quadro 8.3.5-f- 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 Odyssey	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

8.3.6 Análise dos ROA's da FRONAPE

A PETROBRAS/ CENPES forneceu o resumo dos Relatórios de Ocorrência de Acidentes (ROA) relacionados a navios tanques de sua frota. No quadro 8.3.6-a tem-se o resumo de alguns acidentes relativos a incêndios e explosões ocorridos com Petroleiros da própria FRONAPE, de forma a orientar a execução da APP.

Quadro 8.3.6-a. Dados de Acidentes da Fronape

NAVIO	DATA	LOCAL	DESCRIÇÃO	CAUSA
Quixadá	10/01/89	Houston (EUA)	Explosão nos tanques	Excesso de pressão durante a nitrogenação
José Bonifácio	29/01/91	Kimitsu (Japão)	Explosão no tanque lateral 7 BE	Fagulha de solda, em linha de gás inerte do convés, atingiu o gás contido no tanque
Alina P	30/12/91	São Sebastião	Explosão	Faisca atingiu gases durante a descida da âncora
Quixadá	21/08/92	Rio de Janeiro	Incêndio durante reparos	Curto-circuito na troca de fusíveis no painel
Amazonas	28/04/93	São Sebastião	Explosão com vítimas fatais	Não disponível.
Candeias	14/07/73	Rio de Janeiro	Explosão no interior do TQ-3C	Não disponível.
Candeias	01/11/75	Rio de Janeiro	Explosão no tanque lateral	Fagulha de solda elétrica em contato com gases
Badagry	20/09/77	Cabo Frio	Incêndio no convés	Indeterminada
Jari	02/04/81	Rio de Janeiro	Explosão e incêndio	Fagulha de solda atingiu gás contido no tanque
Baba Gurgur	30/01/85	Belém	Incêndio durante transbordo para o navio Liliana	Indeterminada
Jatobá	12/05/85	Recife	Explosão e incêndio	Dupla explosão no painel de controle
Petrobras Nordeste	15/05/86	Madre de Deus	Incêndio com vítima fatal	Não determinada

8.3.7 Registros de Acidentes com FPSO's

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

O WOAD 1996 coleta dados de acidentes *offshore* desde 1970 até 1996. A classificação dos acidentes permite selecioná-los de acordo com o tipo de unidade envolvida. Considerando a categoria contendo FPSO, são descritos 11 acidentes, 4 deles envolvendo unidades FPSO. Estes 4 acidentes serão descritos mais adiante.

Os 7 acidentes restantes são relacionados a diferentes tipos de unidades, ou seja: FSU (*Floating Storage Unit*), FPU (*Floating Production Unit*), *Barge* (barcaças) e *Diving* (sistemas de mergulho). Segue uma descrição resumida de cada um dos 7 acidentes:

Wilchief Diving (1985) – Explosão na câmara hiperbárica de sobrevivência. O técnico da manutenção que estava no interior da câmara morreu. A explosão provavelmente foi causada pela mistura hidrogênio / oxigênio liberada pelas baterias, e ignitada por um contactor/interruptor defeituoso. Sem liberação externa, sem lesões, 1 fatalidade.

Fulmar FSU (1986) – Vazamento de óleo devido a 4 trincas no tanque lateral dianteiro. A produção não foi interrompida, mas foram necessários 3 meses sucessivos para serviços de manutenção. Sem lesões ou fatalidades.

Lan Shui Processing Vessel (1990) – Incêndio na sala de máquinas e na área de acomodação devido a liberação de óleo diesel. A área foi evacuada. A produção foi interrompida por 2 meses. Sem lesões ou fatalidades.

Jabiru FPU (1991) – Vazamento de óleo durante preparativos para desconexão do *Riser*, devido a aproximação de um ciclone tropical. O óleo foi disperso devido as condições severas do mar. Sem lesões ou fatalidades.

Jabiru FPU (1993) – Problemas mecânicos com a linha que controla o fluxo de condensado. A produção foi reduzida por 2 meses. Sem liberação, sem lesões ou fatalidades.

Alba 16/26 FSU (1994) – Falha na rede elétrica do navio causada pelas condições adversas do tempo e intervenção do sistema de desligamento automático de emergência (*emergency shut-down system*). A Produção foi interrompida por 6 dias. Sem liberações externas, sem lesões ou fatalidades.

Titan 2 Barge (1994) – Danos estruturais na lança do guindaste devido às condições adversas do tempo. Sem liberações, lesões ou fatalidades.

Descrição dos Acidentes com FPSO:

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

FPSO *Petrojarl 1* (21/11/1986)

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

Data do Acidente	21/11/1986
Área Geográfica	Mar do Norte
Campo / Bloco	Oseberg
Nome da Unidade	<i>Petrojarl 1</i>
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	1986
Proprietário	GOLNOR
Contratante	GOLNOR
Operador	HYDRO
Evento Principal	Colisão ou contato entre navios e instalações <i>offshore</i> durante atividades com óleo.
Causas	Falha de máquina: perda do motor principal
Causas Humanas	
Tempo de Duração	
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Irrelevante
Liberação	Nenhuma
Reparo	Não necessário
Condições do Tempo	
Vento	
Altura da Onda	
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Desconhecida
Temperatura Ambiente	

FPSO Petrojarl 1 (27/10/1994)

O navio com 44 pessoas à bordo, usado para produção e estocagem de óleo, no campo de *Hudson*, perdeu a amarra nº 7 (são 8 amarras no total) numa tempestade severa. A produção foi interrompida. O navio estava impossibilitado de substituir a amarrara devido às péssimas condições do tempo. Em 30 de janeiro às 13:58h, o navio foi atingido por uma onda de 20-25m causando perda das amarras nº 2 e 3. Condições do tempo: ventos de 50-55 nós (com rajada de 65 nós) e ondas de 10-12m em média (máximo 15-18m). O navio manteve a posição utilizando as 5 amarras remanescentes (ventos de 30-40 nós, ondas 7-8m em média e máximo de 12-13 m). O navio foi mantido na posição e os *Riser* não foram liberados. Não foi feita a evacuação da unidade. Às 17:55h de 02 de fevereiro todas as amarras foram conferidas e testadas e a produção reiniciada.

Data do Acidente	27/10/1994
Área Geográfica	Mar do Norte
Campo / Bloco	Campo de Hudson
Nome da Unidade	Petrojarl 1
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	1986
Proprietário	GOLNOR
Contratante	GOLNOR
Operador	AMHESS
Evento Principal	Perda de ancoragem (amarras).
Causas	Condições climáticas adversas
Causas Humanas	
Tempo de Duração	03 dias
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Danos severos
Liberação	Nenhuma
Reparo	
Condições do Tempo	
Vento	27 m/s
Altura da Onda	10 m
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Irrelevante
Temperatura Ambiente	0 a +5°C

FPSO Griffin Venture (03/01/1996)

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

Data do Acidente	03/01/1996
Área Geográfica	Oeste da Austrália
Campo / Bloco	
Nome da Unidade	Griffin Venture
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	
Proprietário	<i>British Petroleum</i> (BP)
Contratante	
Operador	<i>British Petroleum</i> (BP)
Evento Principal	Liberação de óleo e gás na área em volta da unidade: poluição ambiental e risco de incêndio e explosões.
Causas	
Causas Humanas	Ação perigosa, desrespeito a procedimentos estabelecidos
Tempo de Duração	
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Irrelevante
Liberação	Gás
Reparo	Reparo não necessário
Condições do Tempo	
Vento	Calmo
Altura da Onda	0 m
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Irrelevante
Temperatura Ambiente	+10 a +20 °C

FPSO Nanhai Sheng Li (10/1996)

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

Data do Acidente	??/10/1996
Área Geográfica	Sul da Ásia
Campo / Bloco	Campo de <i>Ljuhua</i>
Nome da Unidade	Nanhai Sheng Li
Tipo da Unidade	FPSO
Função	Produção
Ano de Construção	
Proprietário	AMOCO
Contratante	
Operador	AMOCO
Evento Principal	Ruptura das estruturas principal ou secundárias
Causas	Condições climáticas adversas
Causas Humanas	
Tempo de Duração	
Fatalidades	Nenhuma
Lesões	Nenhuma
Danos (materiais)	Irrelevante
Liberação	Nenhuma
Reparo	Local
Condições do Tempo	
Vento	57 m/s
Altura da Onda	27 m
Condições de Iluminação	
Visibilidade	Irrelevante
Temperatura Ambiente	+10 a +20 °C

8.4. METODOLOGIA DE ANÁLISE

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

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

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

Foram então considerados os pequenos e grandes vazamentos, que possam resultar em evolução do acidente, num escalonamento, estando os efeitos resumidos no Quadro 8.4-a. Os efeitos foram estimados em função das dimensões do acidente e do ambiente onde ocorrem, com base em análise de instalações similares e na experiência dos componentes do grupo de trabalho.

Quadro 8.4-a. Avaliação da Possibilidade de Evolução de Acidentes

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

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

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

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

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

Quadro 8.4-b. Frequências anuais de falhas.

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

Para fins de avaliação das frequências de ocorrência de determinados cenários e de classificação e ordenação quanto à criticalidade destes, onde foram considerados possíveis desdobramentos e propagação dos efeitos iniciais, adotou-se as probabilidades de ignição e desdobramentos relacionadas no Quadro 8.4-c.

Quadro 8.4-c. Possibilidade de desdobramento de vazamentos

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

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

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

8.4.1. Categorias de Frequência e de Severidade

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

a. Categorias de Frequência

As Hipóteses Acidentais são classificadas em categorias de frequência, as quais fornecem uma indicação qualitativa, da frequência esperada de ocorrência, para cada uma das HA's identificadas, conforme mostrado no Quadro 8.4.1-a abaixo:

Quadro 8.4.1-a. Categoria de Frequências

CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	FAIXA (OC./ANO)	DESCRIÇÃO
A	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

b. Categorias de Severidade

A *severidade* representa uma mensuração do dano esperado associado a um determinado cenário. É o resultado da combinação de diversos elementos, tais como o produto envolvido, o inventário (ou capacidade da fonte) disponível para liberação, a possibilidade de propagação, confinamento, e outros. São consideradas 04 (quatro) categorias de severidade, conforme representadas no Quadro 8.4.1-b.

Quadro 8.4.1-b. Categoria de Severidade.

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

c. Categorias de Risco

Combinando-se as categorias de frequências com as de *severidade*, obtêm-se uma indicação qualitativa do nível de risco de cada um dos cenários identificados. A matriz de risco (Quadro 8.4.1-c) apresentada a seguir, classifica os cenários de Risco Crítico (RC), Risco Moderado (RM) e Risco Não-crítico (RNC).

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

Quadro 8.4.1-c. Categoria de Risco.

		Severidade				
		1	2	3	4	5
Frequência	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	

8.5. IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS PERIGOSOS

8.5.1. Subsistemas Considerados

Com o objetivo de facilitar o estudo, cada subsistema foi dividido em trechos distintos e estudados separadamente. No Anexo 8 encontram-se indicados os sistemas e trechos citados.

Desta forma, especificamente para as atividades previstas pelo FPSO P-50, serão utilizados 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 – Plataforma de Chegada dos Risers - compreende a região de chegada dos *Risers* na embarcação, na Plataforma localizada à Bombordo. Inclui a conexão entre as linhas flexíveis e rígidas e os trechos de linha rígida desde esta conexão até os *Manifolds* de Produção e Injeção, localizados no Convés de Processo;

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

Subsistema 4 – Compressão e Tratamento de Gás – compreende todos os equipamentos associados à compressão, secagem e remoção de CO₂ 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 além do Sistema de Regeneração de Amina.

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

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

Subsistema 9 – Tanques de Óleo, Produto Fora de Especificação e Lastro – compreende todos os equipamentos associados a Tancagem de óleo produzido, produtos fora de especificação e eventual contaminação da água dos Tanques de lastro.

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

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

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

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

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

Trecho 1.3 – Linhas Umbilicais

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

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

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

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

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

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

Trecho 3.1 – Linha de óleo produzido, do Conector de saída do *Manifold* ao Separador de 1º Estágio / Teste (SG-122301 A/B, SG-122302)

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 Separador Atmosférico (SG-122303 A/B)

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

d. Subsistema 04 – Compressão e Tratamento de Gás

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

Trecho 4.2. – Do Tratador de Óleo ao Compressor Principal,

Trecho 4.3. – Do Separador Atmosférico ao Compressor Principal, passando pelo Compressor Booster (UC-122302)

Trecho 4.4. – Do Compressor Principal ao *Header* de Exportação de Gás, passando pelo Sistema de Desidratação e de Remoção de CO₂

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

Trecho 4.6. – Linha de Gás *Lift*, do *Header* de Exportação de Gás até Plataforma dos *Risers*,

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

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

e. Subsistema 05 – Sistema do *Flare*

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

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

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

Trecho 6.1 – Armazenamento e Injeção de Produtos Químicos

Trecho 6.2 – Armazenamento e Injeção de Óleo Diesel

Trecho 6.3 – Regeneração de Amina

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

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

Trecho 7.2. – Linha de óleo, dos Hidrociclones ao Tubo de Despejo

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

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

h. Subsistema 08 – Tratamento de Água de Drenagem Aberta

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

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

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

i. [Subsistema 09 – Tanques de Óleo, Produto Fora de Especificação e Lastro](#)

Trecho 9.1. – Tanque de Carga,

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

Trecho 9.3. – Tanque de *Slop*

j. [Subsistema 10 – Importação e Exportação de Gás, Óleo e Outros](#)

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

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

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

Trecho 10.4. – Mangote Flexível para carga de Diesel

l. [Subsistema 11 – Agentes Externos – Fatores Climáticos e Barcos de Apoio](#)

11.1 Adernamento Excessivo

11.2 Emborcamento

11.3 Afundamento

11.4. Perda de Ancoragem

11.5 Colisão com Helicópteros

11.6 Colisão com barcos de Apoio

11.7 Colisão com Navio Aliviador

11.8. Vazamento no barco de Apoio no Transbordo para FPSO