

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

8.1. ANÁLISE DE RISCOS AMBIENTAIS

- CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo são apresentados a análise e o gerenciamento de riscos ambientais associados à atividade de produção da P-52 no Campo de Roncador, localizado na Bacia de Campos, a ser realizada pela Petrobras. Para a exploração do Campo será utilizada a Plataforma Semi-submersível P-52, atualmente em fase de construção e com entrada em operação prevista para 2007. Na Figura 8.1-1 é apresentado o mapa de localização do Campo de Roncador.

O campo de Roncador foi descoberto e inicialmente explorado pela Petrobras, a partir de 2000, utilizando a plataforma semi-submersível P-36. Com capacidade de projeto de 180.000 barris de óleo por dia. A P-36 sofreu um acidente, que resultou em perda total da unidade em março de 2001. Em 2002, a Petrobras voltou a produzir óleo neste campo, utilizando uma embarcação fretada, do tipo FPSO.

A qualidade do óleo de Roncador e o potencial de produção deste campo gigante motivaram a Petrobras a instalar uma nova unidade de produção, o que levou ao projeto da Plataforma Semi-submersível P-52, com capacidade 180.000 bbd de óleo e 7,5 milhões m³/d de gás.

A figura 8.1-1 apresenta a divisão atual do Campo de Roncador

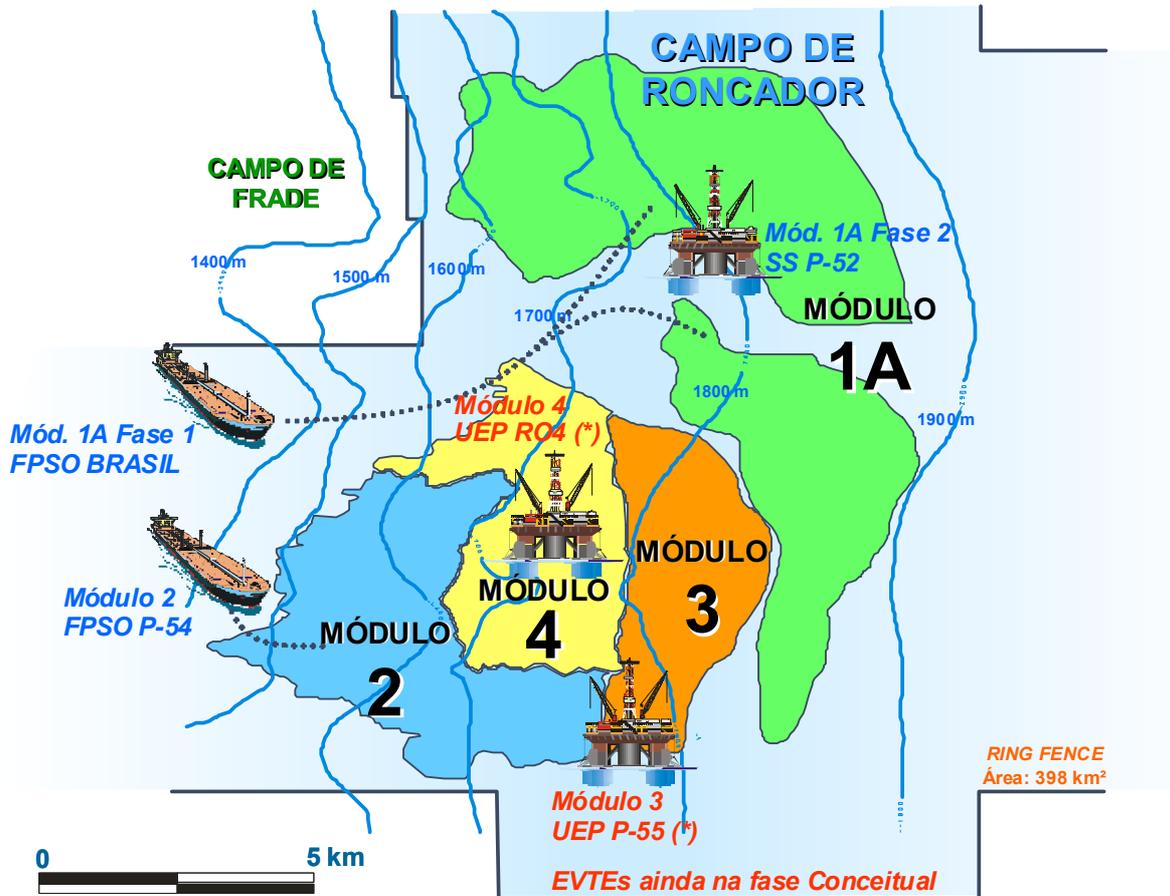


Figura 8.1-1. Divisão atual do Campo de Roncador.

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

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

Ao longo deste capítulo será apresentado a Análise e Gerenciamento de Riscos associado à presença da Plataforma Semi-submersível P-52, onde as características gerais apresentadas nos parágrafos acima serão avaliadas enfocando-se os aspectos ambientais, dentro da área de influência do empreendimento, que possam sofrer impactos decorrentes das atividades de instalação e operação da unidade.

Neste processo de análise é utilizada uma das técnicas usualmente empregada para a identificação de perigos em estudos de avaliação de riscos, denominada Análise Preliminar de Perigos – APP. A metodologia adotada segue o apresentado pelo *American Institute of Chemical Engineers (AIChE)* e o *Norwegian Petroleum Directorate (NPD)*, da Noruega. Esta metodologia baseia-se na construção de Matriz Qualitativa de Perigos, cujos eixos apresentam categorias de *frequências* e categorias de *severidade*, de tal modo a hierarquizar os riscos relativos aos cenários identificados.

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

As operações a serem realizadas pela Petrobras referente a P-52 consistem nas seguintes atividades:

- I) Posicionamento e ancoragem da P-52;
- II) Interligação das ANM's dos 18 poços produtores previstos para a P-52, através de *risers* flexíveis para produção e injeção de gás, dos quais apenas 4 poços produtores serão interligados diretamente à P-52 e os demais através de *Manifolds* submarinos. Serão empregados *Risers* Flexíveis para as linhas de Umbilicais, sendo estas, na maior parte, elétricas;
- III) Instalação das Conexões com os 11 poços previstos de injeção de água, através de *risers* flexíveis;
- IV) Instalação de *riser* rígido do tipo RHAS (*Riser* Híbrido Auto Sustentável) a uma base instalada por meio de perfuração, e um *Jumper* para interligação da P-52 ao oleoduto.
- V) Instalação de Oleoduto, interligado com a Plataforma de Rebombeio Autônoma (PRA-1) com derivação para o FSO da mesma, com três pontos de conexão através de PLEMs ao longo do trajeto;
- VI) Instalação de Gasoduto de exportação. Interligação da P-52 através de PLEM T ao gasoduto RG2 e ao gasoduto do módulo 2. O PLEM T tem suas saídas interligadas a PLEMs Y dotados de válvulas submarinas de bloqueio (SSV), que interligam o RG2 e o gasoduto do módulo 2 ao FPSO-Brasil e a P-54 respectivamente. Sendo que as duas correntes provenientes do RG2 e do módulo 2 também escoarão para o PLAEM de Roncador.
- VII) Início da produção de Gás e Óleo.

A seguir é apresentada uma breve descrição das principais características da P-52 e da instalação submarina, procurando focar aspectos relativos ao Risco Ambiental. Nesta descrição, procurou-se caracterizar as principais medidas de segurança presentes, sempre que possível avaliando-as à luz dos riscos ambientais, identificando eventuais melhorias que se façam necessárias.

Para facilitar a análise da instalação, a mesma foi dividida em 10 sistemas, que serão apresentados após a descrição da instalação. Adicionalmente foram considerados Agentes Externos que poderiam levar a acidentes ambientais, agrupados como um 11º Sistema, denominado Agentes Externos – Fatores Climáticos e Barcos de Apoio.

Para cada um destes sistemas será realizadas a identificação, classificação e análise dos perigos associados às atividades de instalação e processos de produção de óleo, utilizando a Plataforma Semi-submersível P-52.

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

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

8.1.1. Descrição das Instalações e do Processo

- Processo de Instalação

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

- As Árvores de Natal Molhada (ANM) são posicionadas no fundo do mar, utilizando navios especiais de instalação. A estas ANM's conectam-se as linhas hidráulicas de controle (umbilicais), através de veículos submarinos remotamente operados (ROV);
- Serão utilizados 18 poços produtores estando previsto 1 poço reserva. Os poços serão conectados através de Linhas de Produção de Óleo, Injeção de Gás Lift e Umbilicais.
- Serão utilizados 11 poços de Injeção de Água prevendo-se três reservas. Destes, 2 reservas serão interligados diretamente à UEP, sendo o terceiro reserva em configuração piggyback com o poço 8-RO-37-RJS;
- As Árvores de Natal Molhada (ANM) são conectadas a linhas flexíveis de produção e injeção de gás, que serão fixadas em pontos conhecidos, à espera da chegada da P-52;
- Realiza-se então testes de estanqueidade das conexões e válvulas, com filmagem por ROV;
- Será instalado Gasoduto de Exportação, interligando a P-52 através de PLEM T ao gasoduto RG2 e ao gasoduto do módulo 2. O PLEM T tem suas saídas interligadas a PLEMs Y dotados de válvulas submarinas de bloqueio (SSV), que permitirão isolar a unidade de qualquer vazamento, reduzindo o inventário e aumentando as

condições gerais de segurança. A partir dos PLEMs Y haverá a interligação do RG2 e do gasoduto do módulo 2 ao FPSO-Brasil e a P-54 respectivamente, sendo que as duas correntes provenientes do RG2 e do módulo 2 também escoarão para o PLAEM de Roncador.

- A exportação de óleo será feita por meio de linha rígida de aço e *riser* do tipo RHAS (*Riser* Híbrido Auto-sustentável). Esse *riser* possui transmissores que permitem o monitoramento e o registro constante de variáveis operacionais permitindo o acionamento de válvulas de fechamento de emergência (do tipo SDV) instaladas nas linhas junto à P-52, em casos de queda ou aumento de pressão anormais. Desta forma interrompem imediatamente o fluxo em caso de vazamento;
- As condições de transporte da P-52 para o Campo de Roncador dependerão da empresa que vier a ser responsável pela sua construção. Entretanto, imagina-se que haverá necessidade de alguma obra no Brasil, mesmo sendo a concorrência ganha por algum estaleiro no exterior, devendo a P-52 ser transportada ao Campo de Roncador através de rebocadores;
- O processo de ancoragem será efetuado utilizando amarras de polipropileno e aço, fixadas ao fundo do mar através de estacas do tipo torpedo. Na embarcação, haverá pontos específicos de amarração, nos quatro bordos da Unidade;
- Após a ancoragem serão conectados os *Risers* de Produção / Injeção, as linhas umbilicais, o Gasoduto e o Oleoduto;
- Realiza-se então teste geral do conjunto e inicia-se a produção, que se encontra descrita a seguir.

- Processo de Produção

O processo de produção de óleo e gás é descrito detalhadamente no capítulo 2 deste documento. Aqui é apresentada uma descrição sumária das principais atividades que caracterizam este processo, de forma a facilitar o entendimento dos critérios, considerações e resultados obtidos na Análise de Risco (AR).

- O óleo cru oriundo do Módulo 1A do campo de Roncador é do tipo mediano (28° API). A Injeção artificial de gás auxilia no processo de trazer os fluidos do reservatório à superfície. A pressão do reservatório será mantida através da injeção de água sob alta pressão no reservatório, onde auxiliará na manutenção da produtividade do campo;
- A Petrobras explorará a Fase 2 do Módulo 1A com 18 poços produtores 11 poços de injeção de água;
- O posicionamento da P-52 é garantido através de um sistema de amarras flexíveis, presas ao solo por estacas torpedo;
- Quando concluídos, os poços serão instalados com Árvore de Natal Molhada (ANM). Cada ANM será ligada à P-52 através de 3 linhas: 01 de produção, 01 de injeção de gás *lift* e 01 umbilical, para controle do poço. Algumas das linhas de gás *lift* serão ligadas às ANM's indiretamente, através de 3 *Manifolds* Submarinos de Gás *lift* (MSG-RO-1, 2 e 3);

- A linha de produção é a responsável pela condução do petróleo à Plataforma, sendo denominada *Riser* de Produção ou *Flowline*;
- Cada um dos *Risers* de Produção será recebido na plataforma através de *hangs-off* localizados no *Pontoon*, abaixo da linha d'água;
- Cada *Riser* possui em sua extremidade um flange, denominado Conector do *Riser*, que é conectado a outro flange, pertencente a uma linha de aço flexível. Um suporte especial, o já mencionado *hang-off*, assegura que cada *Riser* permanecerá em sua posição, para todas as condições ambientais e de solicitação, impedindo a transmissão de esforços para a linha flexível;
- As linhas flexíveis de aço conectadas aos *Risers* de produção suportados no *Pontoon* são encaminhadas ao *Spider Deck*, onde interligam-se ao *Header* de Produção. O encaminhamento destas linhas é realizado através de suportes especiais instalados nas faces internas das colunas de Popa;
- As linhas flexíveis ligadas aos *Risers* de Produção são recebidas em 02 *Headers* de Processo, que concentram o óleo e gás. Periodicamente, cada um dos poços é interligado ao *Header* de Teste, para avaliações específicas;
- Cada um dos 02 *Headers* de Produção normalmente envia o óleo para um Separador de Óleo e Gás de 1º Estágio (SG-122301 A/B). Entretanto, quando se utiliza o *Header* de Teste há a flexibilidade de enviar-se o óleo de cada poço para o Separador de Teste (SG-122302), onde as características do poço são avaliadas;
- Nos 2 Separadores de 1º Estágio ou Separadores de Produção, ocorre a 1ª separação de óleo e gás, com remoção de parte da água. O gás é enviado para os compressores principais, a água para o tratamento de água produzida e o óleo, ainda contendo gás e água, é enviado para o Tratador de Óleo (TO-122301 A/B);
- O Tratador de óleo recebe o óleo proveniente dos dois Separadores de Produção e, quando aplicável, do Separador de Teste. No Tratador ocorre nova remoção de água e do sal dissolvido no óleo. A água com sal é enviada para o tratamento de água produzida e o óleo sofre queda de pressão e segue para o Separador Atmosférico (SG-122303 A/B);
- No Separador Atmosférico, após a redução da pressão, ocorre a separação final de gás e óleo. O gás é enviado ao Compressor *Booster* e o óleo segue para as Bombas de Transferência, responsáveis pela sua exportação, através de oleoduto feito de aço também suportado no *Pontoon* da P-52. A linha rígida que conecta as bombas ao Conector do Oleoduto também segue pela face interna das colunas de popa;
- O oleoduto conduzirá o óleo produzido para a futura Plataforma de Rebombeio Autônoma (PRA-1), de onde será transferido por navios aliviadores até terminais marítimos já existentes;
- O gás produzido nos 2 estágios de separação é comprimido em diferentes estágios de compressão e é posteriormente desidratado, em unidade a base de tri-etileno-glicol (TEG). O gás, após secagem, é utilizado como gás de injeção, como gás combustível e o excedente, exportado através do Gasoduto exportação interligado ao sistema de exportação de gás da Fase 1 (FPSO Brasil), ao sistema de exportação do módulo 2 (P-54) e ao PLAEM de Roncador e deste seguindo para a PLAEM- NA-1, posteriormente para a plataforma Garoupa 1 (PGP-1), de onde segue

para terra. Ou como alternativa a partir da PLAEM-NA-1, o gás seguir até a plataforma de Namorado (PNA-1), de onde seguirá para terra.

- O gás de injeção pode ser feita de duas formas: enviado diretamente ao poço, ou através de *Manifold* de gás *lift*.
- O gás combustível é utilizado para alimentar os Turbo-geradores;
- O sistema de tratamento de água produzida, utilizando vasos e hidrociclones, garante o descarte de água com teor máximo de 20 ppm de óleo. Eventuais falhas neste sistema resultam na interrupção do descarte, até que o problema seja sanado e a água possa ser novamente descartada;
- A água de injeção é captada diretamente do mar, tratada e enviada ao fundo do leito marinho semelhante ao caminho percorrido pelo Gás *Lift*, ou seja, segue por risers flexíveis para os poços de injeção de água.

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

- [Descrição da Unidade](#)

Sistemas Marítimos

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

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

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

Na P-52, os risers conectados aos 19 poços de produção (sendo que um é de reserva), aos 13 (11 previstos + 3 reservas) de injeção de água e as linhas de exportação de óleo e gás serão instaladas nos 4 bordos da Plataforma. Todos os risers de produção, gás *lift*, injeção de água, exportação de óleo e gás que chegam ou partem na unidade são suportados nos *Pontoons*, abaixo da superfície marítima.

Neste tipo de arranjo, a conexão entre as linhas flexíveis de aço na Plataforma é realizada abaixo da superfície do mar, seguindo até o *Spider Deck* da unidade. Na P-52, estas

tubulações flexíveis seguem pela face interna das colunas de popa, protegidas contra eventuais colisões com embarcações.

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

No *Spider Deck*, aonde chegam/partem estas linhas flexíveis, há a conexão com os *Headers* de Produção e Teste. Trata-se de um convés aberto lateralmente, porém com piso de chapa. Neste convés, eventuais liberações de gás seguirão para espaço não-confinado (aberto), reduzindo a possibilidades de ignição e risco de explosões. Vazamentos de óleo tendem a ser facilmente detectados, contidos pelo piso de chapa.

A P-52 tem cerca de 95 metros de comprimento e 90 metros de largura, deslocando cerca de 80.000 toneladas. Sua capacidade de processamento de óleo é de 180.000 barris por dia e 7,5 milhões Nm³/d de gás. Estará ancorada em lâmina d'água de 1800 m, localizada a aproximadamente 128 km do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro (Quadro 8.1.1-1).

Quadro 8.1.1-1. Coordenadas geográficas e UTM da P-52.

LATITUDE	LONGITUDE	UTM Norte	UTM Leste
21°54'18,133 S	39°44'14,630 W	7.577.470	423.830

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

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

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

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

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

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

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

Ao Gerador de Emergência encontram-se ligados os sistemas essenciais de segurança e emergência, como os de Detecção e Combate a Incêndio, Controle, Válvulas de Lastro, além de ventilação e iluminação de emergência.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Sistemas de Produção

- **Geral**

O óleo produzido é enviado a P-52 através de Árvores de Natal Molhadas (ANM) e *risers* flexíveis para as unidades de Separação de Primeiro Estágio, onde óleo, gás e água são separados. O óleo então é tratado na unidade de Tratamento de Óleo para atender às especificações de pressão de vapor e de teor de água (BS&W) antes de ser exportado para a Plataforma PRA-1.

O gás proveniente das unidades de Separação de Produção e Atmosférica é transformado em gás *lift*, combustível e de exportação em unidades de Compressão de Gás. As unidades de Desidratação de Gás são preparadas para desidratar a corrente de gás. O sistema de gás é projetado para exportar todo o gás excedente sem o uso do *Flare*, ou seja, em operação normal, ele funciona com uma vazão de gás o suficiente para manter as chamas piloto acesas. A Figura 8.1-1 apresenta uma visão geral dos Sistemas de Produção.

Correntes

- Óleo + Gás
- Óleo
- Gás

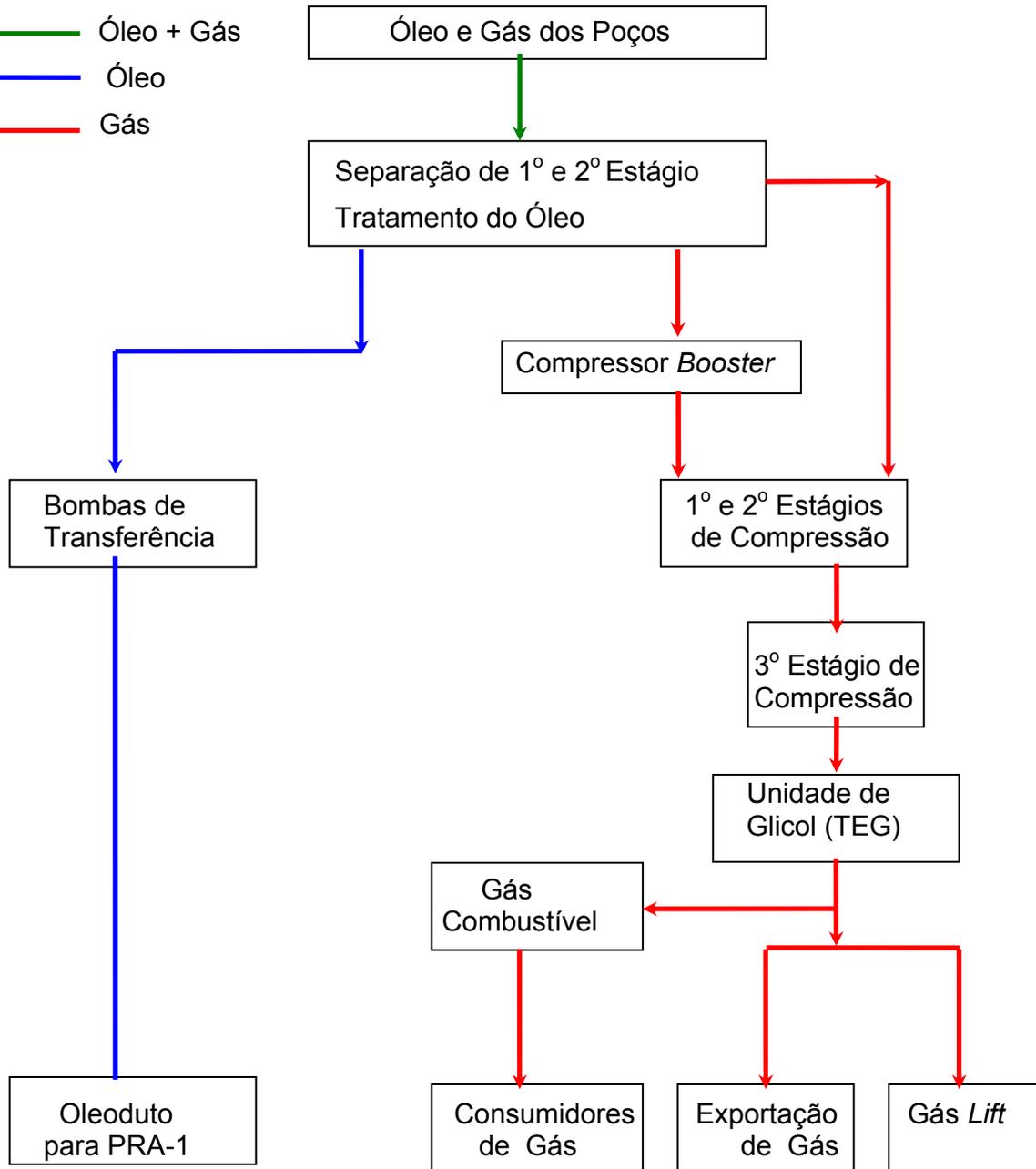


Figura 8.1.1-1. Visão Geral dos Sistemas de Produção.

- **Características do Fluido**

A produção terá teor máximo de 0.02 mol % CO₂, na saída do Separador de Produção. Entretanto, as unidades são projetadas para até 100 ppm de H₂S no gás produzido, devido à possível introdução de bactérias redutoras de sulfato através do sistema de injeção de água.

Haverá remoção de sal nos Tratadores de Óleo, pois a água da formação tem um alto teor salino. O teor de água inicial será baixo, porém a produção de água aumentará ao longo do tempo e é esperado que chegue a 80% da corrente total de fluido. Também há possibilidade de produção de areia no petróleo produzido.

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

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

- **Separação de Primeiro Estágio**

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

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

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

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

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

transferência *Booster* (B-122301 A/F) e Principal (B-122302 A/F). O óleo bombeado passa pela estação de medição e é enviado através de oleoduto rígido para a Plataforma PRA-1.

- **Separação de Teste**

O Separador de Teste (SG-121201) é equipado com internos / recheios para reduzir movimentos internos e melhorar a eficiência da separação. As correntes de óleo, gás e água são mensuradas independentemente através de medidores ultra-sônicos, para as duas correntes líquidas, e medidores de orifício, para a de gás.

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

- **Tratamento da Água Produzida**

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

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

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

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

- **Compressão de Gás**

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

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

simultaneamente. Cada compressor principal opera com 3,1 milhões Nm^3/d , recebendo gás a 981 kPa e comprimindo até 19,643 kPa.

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

- **Desidratação de Gás**

O sistema de desidratação de gás consiste em um Vaso *Contactor* com um sistema de regenerador TEG (trietilenoglicol). O *Contactor* é equipado com um separador de filtro de entrada e saída. Os líquidos do separador de filtro de entrada serão descarregados ao *header* de condensado.

O regenerador TEG possui um aquecedor elétrico. O gás de remoção (*stripping*) é necessário para regenerar o Glicol rico a 99.8 wt%. Todos os vapores exalados pelo regenerador TEG são recuperados e injetados nas unidades de Compressão de Gás.

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

- **Sistema de Gás Combustível**

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

- **Sistema de Aquecimento**

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

- **Sistema de Flare**

O sistema de *Flare* será dividido em sistemas de *Flare* de alta e baixa pressão. O *Flare* de alta pressão (AP) operará a 1,3 – 4,00 bar e o de baixa pressão (BP) operará a 1,1 – 1,3 bar. Cada sistema terá um Vaso de Separação de Condensado (*Scrubber*), após o qual o gás é enviado para queima, nos sistemas de alta e baixa pressão.

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

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

- [Sistema de Dreno](#)

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

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

- [Sistema de Ar de Utilidade e Instrumentação](#)

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

- [Sistema de Injeção Química](#)

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

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

- [Sistema de Injeção de Água](#)

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

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

- [Inventário das Medidas de Segurança](#)

A P-52 e a instalação submarina do Campo de Roncador foram projetados e construídos a partir de rígidos critérios de segurança, de forma a atender aos requisitos de diferentes

organismos internacionais e nacionais. Dentre os dispositivos de segurança, prevenção e combate a situações de emergência, podem ser citados:

Etapa de Instalação

- As ANM's serão testadas previamente, de forma a permitir a detecção de qualquer problema ainda na superfície, minimizando os riscos de vazamentos;
- As ANM's serão posicionadas através de sistemas específicos e precisos, a partir de Navio de Instalação, em locais previamente mapeados e determinados, de forma a minimizar danos ao fundo do mar;
- As linhas de ligação entre as ANM e a P-52 serão previamente lavadas com etanol, e submetidas a teste de estanqueidade, de forma a verificar as ligações;
- As válvulas de controle são do tipo normalmente fechadas, ou seja, a interrupção no fornecimento de fluido hidráulico provoca o fechamento das válvulas e interrupção da produção do poço, limitando os riscos e volumes de vazamento;
- O Sistema de ancoragem da P-52 foi projetado para as condições de tormenta da Bacia de Campos minimizando o risco de rupturas e falhas;
- O gasoduto de exportação será provido de válvula Submarina de Bloqueio (SSV) de forma a permitir o isolamento da linha em caso de vazamento de gás junto à embarcação;
- O Oleoduto é do tipo RHAS (*Riser* Híbrido Auto-sustentável), que possuem transmissores avaliadores de variáveis operacionais, auxiliam na detecção de vazamento e sua mitigação imediata.
- O Gasoduto e o Oleoduto, construídos especificamente para este projeto, serão submetidos a teste hidrostático. Desta forma, minimiza-se o risco de falhas e vazamentos de gás e óleo;

Etapa de Produção

- Os risers de produção, gás *lift*, exportação de óleo e gás chegam na P-52 e são suportados nos *Pontoons*, subindo ao *Spider Deck* através de linhas de aço flexíveis, suportadas na face interna das colunas de popa. Este tipo de arranjo protege as linhas contra colisão com embarcação, e minimiza a possibilidade de incêndios e explosões, reduzindo o risco de derrames no mar;
- O *Spider Deck* é uma área aberta, não confinada, facilitando o processo de dispersão de gases provenientes de eventuais vazamentos, dificultando a ignição e reduzindo a intensidade de eventuais explosões;
- Adicionalmente, este tipo de arranjo dos *Risers* facilita a detecção de eventuais vazamentos de óleo, proporcionando a rápida interrupção do processo e reduzindo os volumes liberados;
- O piso do *Spider Deck* será de chapa, com sistema de drenos ligado a Vaso de Drenagem, de forma a conter eventuais vazamentos;

- A P-52 fará uso de dois guindastes, localizados em Bombordo e Boreste. A posição de subida dos Risers minimiza o risco de colisão com os barcos de apoio e outras embarcações;
- Os conectores dos risers e SDV's localizados no *Spider Deck* receberam proteção passiva dedicada, para incêndios, minimizando o risco de danos à unidade;
- Os equipamentos da planta de processo serão instalados sobre piso de chapa, nos vários conveses, providos de barreiras de contenção lateral, ligados ao Sistema de Drenagem. Desta forma, eventuais vazamentos de óleo serão coletados e encaminhados ao Sistema de Drenagem;
- Os equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos serão instalados em áreas abertas, ventiladas, o que minimiza o risco de explosão;
- A movimentação de carga suspensa sobre os equipamentos de processo será minimizada, assim como haverá procedimento para içamento e abaixamento das cargas, a ser feita sobre o mar. Adicionalmente, está definida área específica de passagem de cargas suspensa, que receberá proteção específica. Desta forma, minimiza-se consideravelmente o risco de vazamentos provocados por queda de objetos;
- A planta de produção tem como filosofia operar com queima mínima de gás, mantendo apenas a chama piloto acesa, de forma a responder com velocidade a eventuais situações de emergência. Este tipo de procedimento minimiza o volume de emissões atmosféricas e, adicionalmente, reduz-se o risco de derrame de óleo pelos queimadores no *Flare*;
- A planta é dotada de sistema de depressurização em caso de emergência, que conduz o gás para queima no *Flare*. Este sistema é composto por válvulas de Controle de Pressão (BDV) e de Alívio de Pressão (PSV), operando de forma redundante;
- Os Turbo-geradores operarão com Gás Natural, reduzindo o nível de emissões. A manutenção de tanques de diesel diários assegura a confiabilidade do sistema, em caso de problemas na produção ou importação de gás;
- Os compressores serão acionados por motores elétricos, ao invés das tradicionais turbinas a gás. Na filosofia de projeto da P-52 aumenta-se a capacidade dos geradores, porém eliminam-se as emissões geradas nas antigas turbinas a gás dos compressores. Aumentando-se o volume de queima de gás nos Turbo-geradores aumenta-se a eficiência dos mesmos, aproveita-se o calor gerado para aquecimento da água de processo e reduz-se o volume final das emissões;
- Toda a planta de processo é protegida por detectores de fogo e gás, este último do tipo infra-vermelho, visando a percepção e combate a situações de emergência ainda em seu início;
- Os equipamentos e tubulações que manuseiam hidrocarbonetos são protegidos através de sistema dedicado de combate a incêndio, dimensionado de acordo com as exigências da NFPA (*National Fire Protection Association*). Desta forma, garante-se que mesmo em caso de incêndio em um dado equipamento ou tubulação não haverá propagação para os vizinhos;

- A plataforma conta com sistema dedicado de fornecimento de água de combate a incêndio, composto por 02 conjuntos de 2 bombas diesel cada, onde cada conjunto é capaz de fornecer 100% da vazão total de demanda do sistema dimensionante mais 02 hidrantes;
- Além do Sistema de Dilúvio, o Sistema de Combate a Incêndio é composto por canhões de água e espuma, monitores portáteis, sistema fixo de CO₂ e extintores de água, pó químico e CO₂;
- A exportação de óleo será realizada de forma contínua, havendo medição simultânea da vazão de óleo na saída da P-52 e na chegada na PRA-1, de forma a permitir a detecção de eventuais vazamentos neste duto;
- O descarte de água produzida será monitorado permanentemente por analisador de TOG. Qualquer desvio na qualidade da água implicará na interrupção do descarte, até que o problema seja resolvido;
- Além do sistema automático de medição da qualidade da água, haverá processo de amostragem periódica, para verificação da qualidade da mesma e aferição do sistema automático;
- Todo o processo é protegido por válvulas de bloqueio de fluxo (SDV), sistemas de alta e baixa pressão, além de sensores de nível alto, muito alto, baixo e muito baixo;
- As válvulas de segurança utilizadas são do tipo “normalmente fechadas”, ou seja, é necessário a presença de ação externa para mantê-las abertas. Desta forma, em caso de interrupção de energia (elétrica, ar comprimido ou hidráulica) estas válvulas irão fechar, bloqueando o fluxo e levando a embarcação para uma condição segura;
- Haverá presença permanente de Barco de Apoio dedicado, que se reveza com outro, posicionado ao lado da embarcação, com capacidade de prestação de eventual auxílio no combate a emergência. Estes barcos dispõem de recursos para contenção e recolhimento de óleo no mar, minimizando o espalhamento da mancha de óleo e facilitando seu recolhimento.

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

8.1.2. Análise Histórica de Acidentes

Nesta item são apresentadas informações sobre vazamentos de gás e óleo em instalações *offshore*, através de consulta a bancos de dados internacionais, pesquisa junto a resseguradoras, publicações técnicas e registros de acidentes da Petrobras. As principais informações foram obtidas juntos aos seguintes órgãos:

- MMS 92-0058 & MMS 95-0052- *Accidents Associated with Oil and Gas Operations*;
- WOAD - *Worldwide Offshore Accident Databank*;
- Noble Denton - *Major Oil and Energy Technology Losses*;

- *Sedgwick Offshore Resources Ltd - Examples of fatal Accidents associated with Offshore installations and mobile drilling units;*
- Platform Databank - *Institute Français du Petrole;*
- *Offshore Operations post Piper Alpha*
- OREDA - *Offshore Reliability Data – 2nd Edition, 1992;*

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

Em função do grande impacto gerado, foi incorporado na presente análise o acidente com a plataforma semi-submersível P-36 da Petrobras, recentemente naufragada na Bacia de Campos. A inclusão deste acidente na análise histórica, utilizando-se as informações provenientes do Relatório de Investigação, elaborado pela Petrobras, deve-se a ligeira semelhança entre as embarcações (quatro colunas e operação em lâminas d'água profundas, em atividade de produção de óleo e gás).

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

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

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

Dentro das áreas relacionadas, vê-se pela Figura 8.1.2-1, 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 a incêndios e explosões sobre os demais.

As figuras 8.1.2-2 a 8.1.2-3 da análise desses relatórios mostram a variação da ocorrência de alguns tipos principais de acidentes (incêndios e explosões; rupturas e falhas de tubulações; acidentes graves mas não relacionados dentro dos casos anteriores; ocorrência de incêndios e explosões relacionados com gás, estes últimos já utilizando dados adequadamente filtrados) durante o período 1964 a 1994.

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

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

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

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

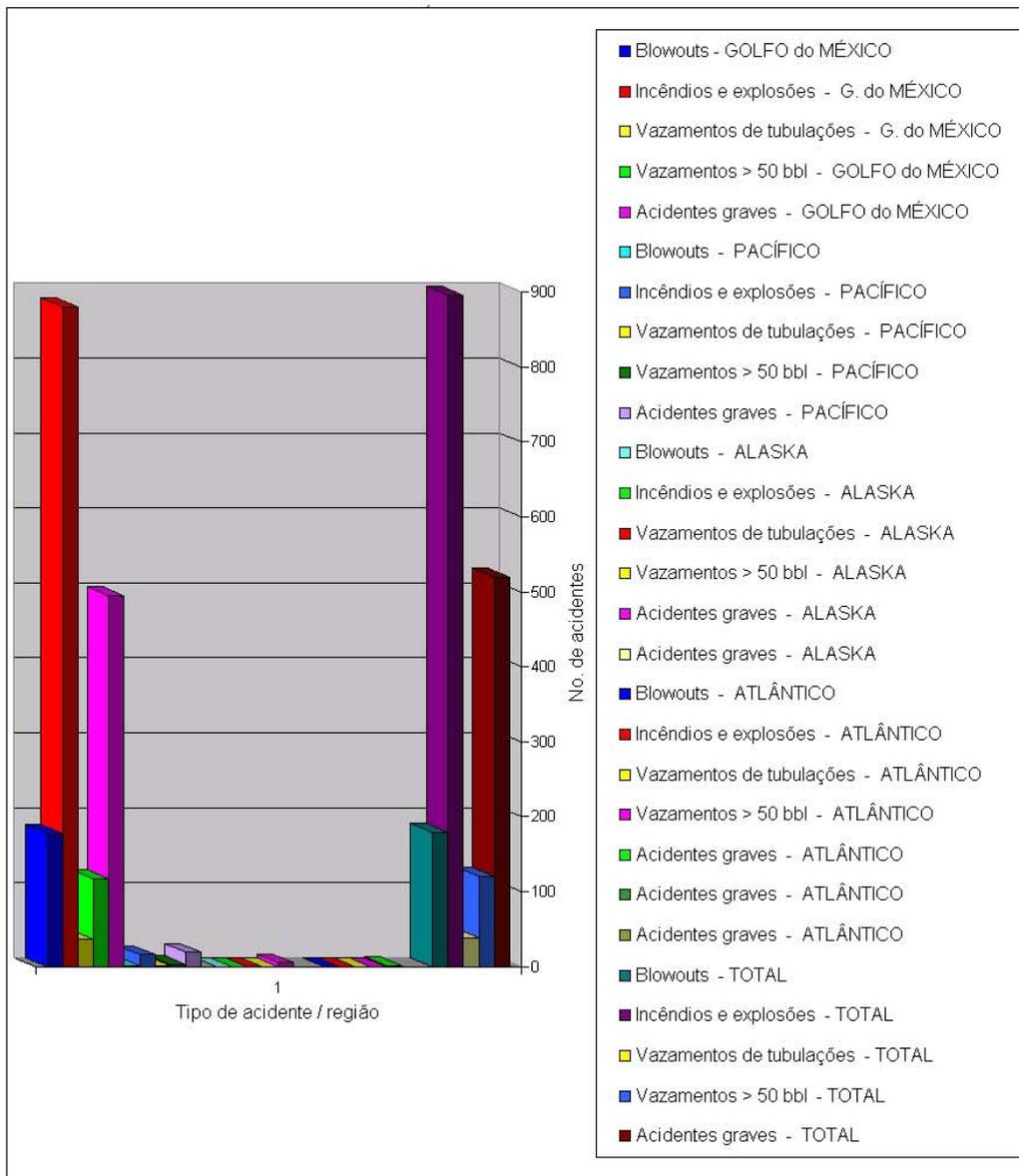


Figura 8.1.2-1. Distribuição dos tipos de acidentes por região coberta pelo relatório MMS 92-0058

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

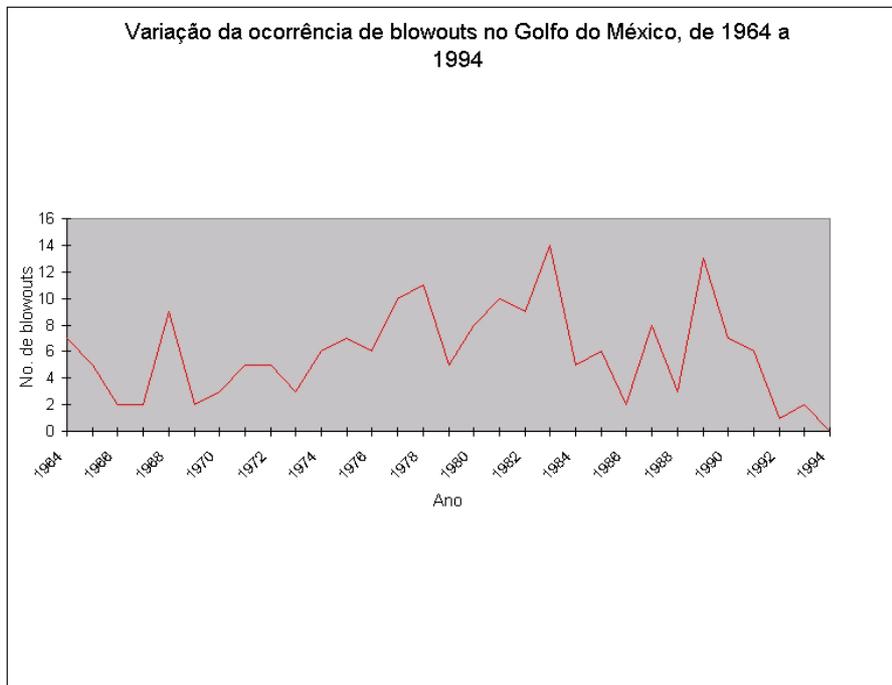
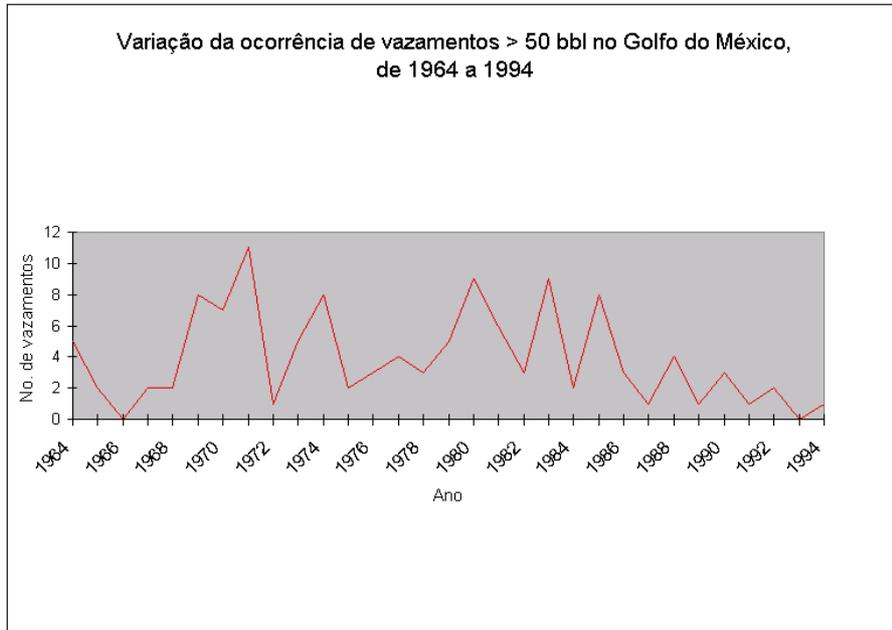


Figura 8.1.2-2. Variação de ocorrência de vazamentos

Figura. 8.1.2-3. Variação de ocorrência de *blowouts*

Ao direcionarmos as análises para acidentes envolvendo a presença de gases, constrói-se a Figura 8.1.2-4, que indica que a fração significativa (36 %) dos acidentes envolvendo incêndios e explosões, está relacionada à presença de gases, em relação a 918 acidentes considerados graves.

Através dos relatos dos acidentes, procurou-se identificar os equipamentos que apareceriam com maior frequência nos acidentes ditos graves. Os resultados desta pesquisa são apresentados nas Figuras 8.1.2-5 e 8.1.2-6, onde destaca-se a contribuição individual de cada grupo desses equipamentos.

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

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

Esta categorização por equipamento fornece subsídios para análise de risco, especialmente como indicativo quanto às frequências de ocorrência, permitindo uma comparação “indireta” entre os diversos tipos de equipamentos. Entretanto, uma vez que não há informações sobre a quantidade de cada equipamento, não é possível obter informações quantitativas sobre frequências. Além disto, os acidentes com os poços dizem respeito às árvores de natal secas, não aplicáveis à P-52, que faz uso de linhas flexíveis conectadas a Árvores de Natal Molhadas (ANM), localizadas no fundo do mar e que chegam à embarcação através de Risers Flexíveis, suportados no *Pontoon* ou no *Spider Deck*.

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



Figura 8.1.2-4. Variação de ocorrência de incêndio e explosões.

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

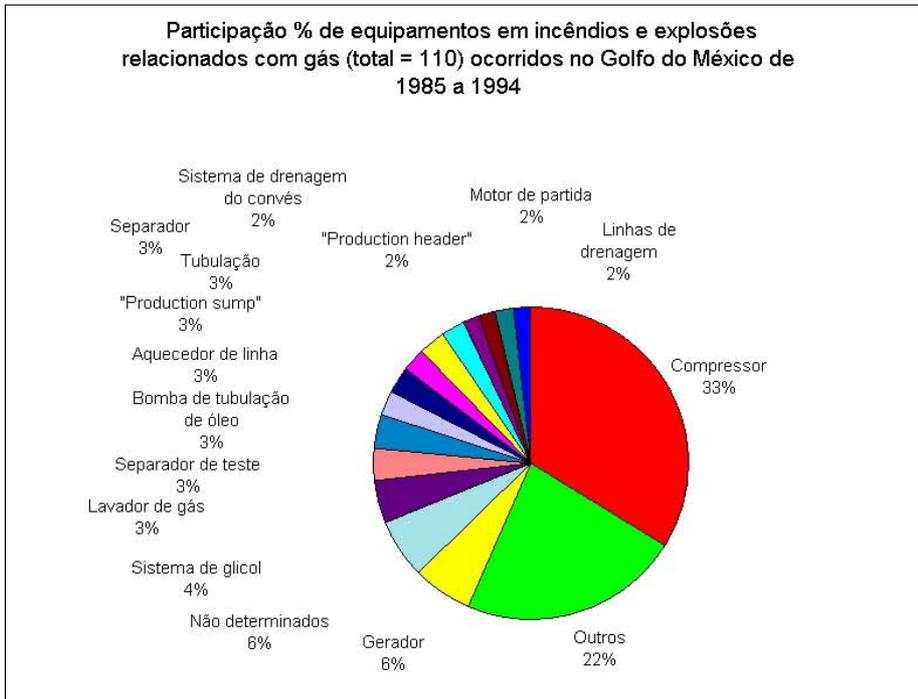
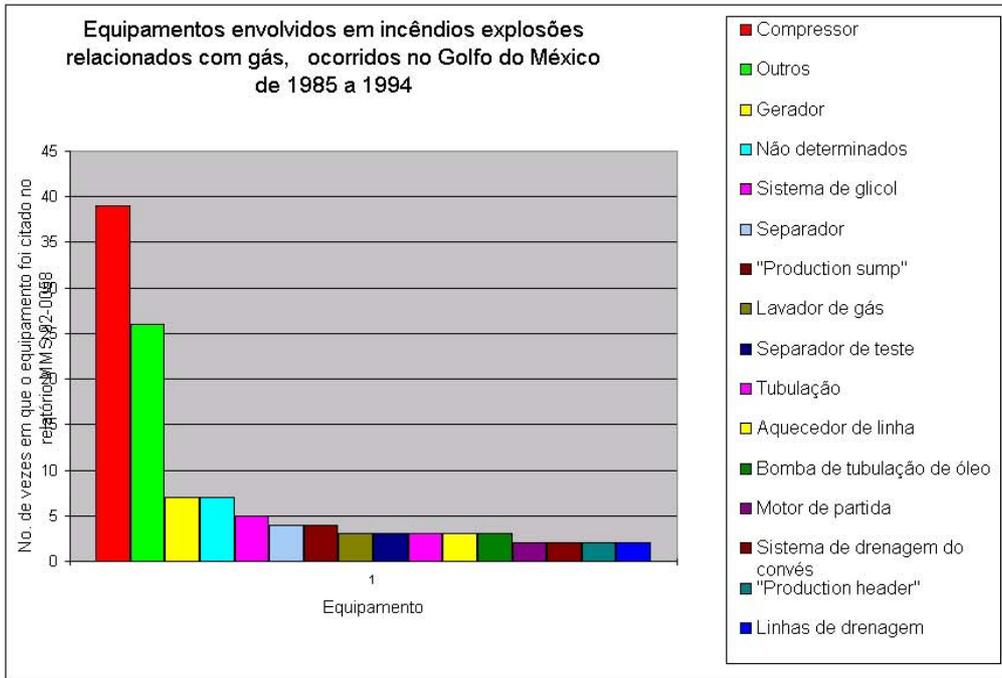


Figura 8.1.2-5. Equipamentos envolvidos em incêndios / explosões

Figura 8.1.2-6. Participação % de equipamentos em incêndios / explosões relacionados com gás

- Platform Databank - Institute Français du Petrole

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

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

A Figura 8.1.2-7 desta análise mostra que, após um pico na ocorrência de acidentes em plataformas móveis, verificado no biênio 1981/1982, o número de ocorrências de acidentes com esse tipo de Unidade vem decrescendo ao longo do tempo. A Figura 8.1.2-8 apresenta o número de plataformas móveis, incluindo as de produção e perfuração, no período 77 a 83.

As Figuras 8.1.2-9 e 8.1.2-10 mostram que tanto para plataformas fixas como para plataformas móveis, o acidente de maior ocorrência é o *blowout* (28% para plataformas fixas e 38% para plataformas móveis, incluindo atividades de produção e perfuração). Entretanto o segundo acidente de maior ocorrência para plataformas fixas é o de dano estrutural (26%) e para plataformas móveis é a combinação incêndio /explosão, com 25% de ocorrências.

Comparando-se estas informações com as anteriores, dos relatórios MMS 92-0058 e 95-0052, nota-se que há ligeira divergência quanto à principal causa, porém confirma-se a importância de incêndios e explosões em plataformas móveis. Se extrapolarmos a mesma participação de gases em acidentes por explosões e incêndios, fica mais uma vez ressaltada a importância desse tipo de acidente envolvendo gás, para plataformas móveis.

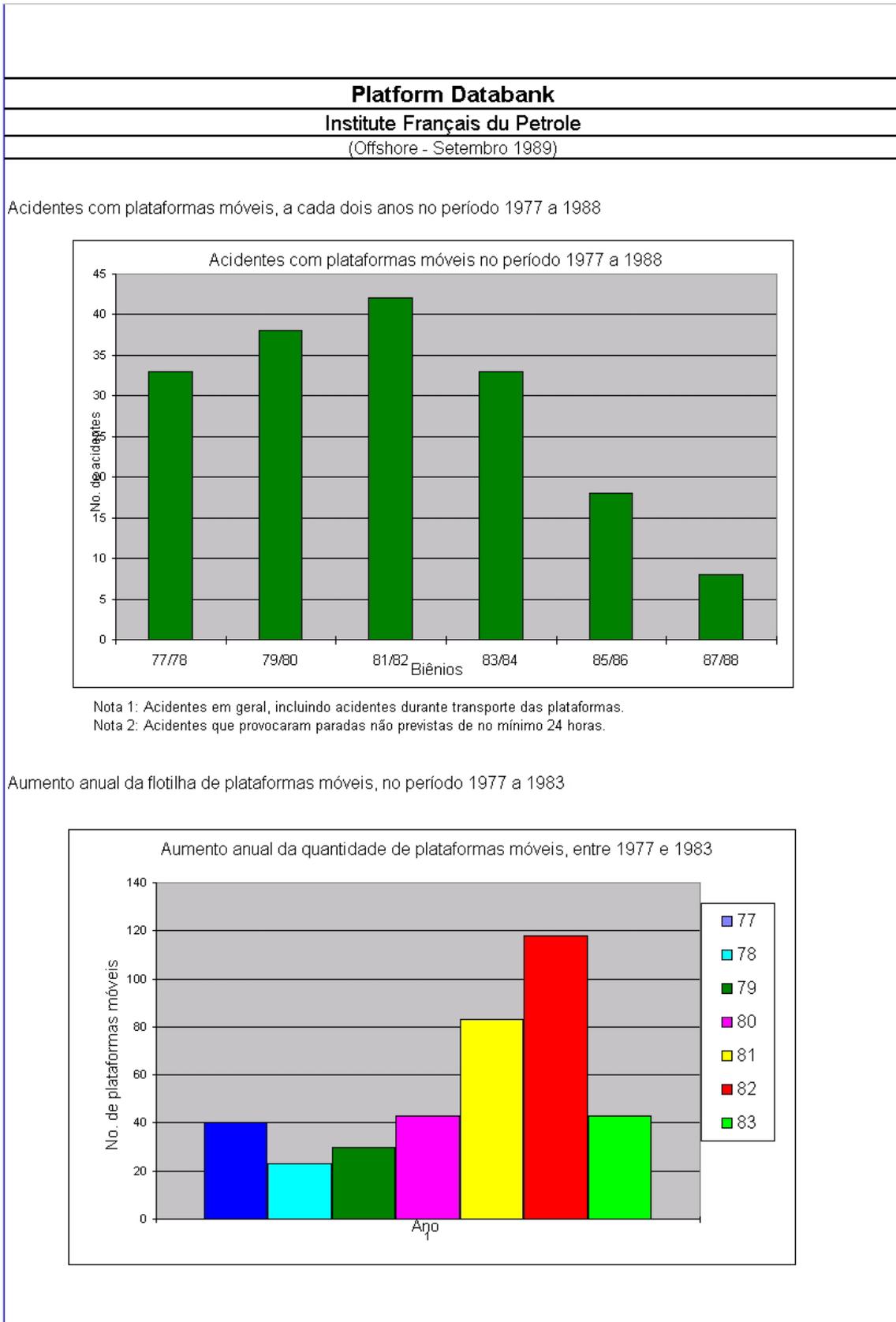


Figura 8.1.2-7. Acidentes com plataformas móveis
Figura 8.1.2-8. Aumento da quantidade de plataformas móveis

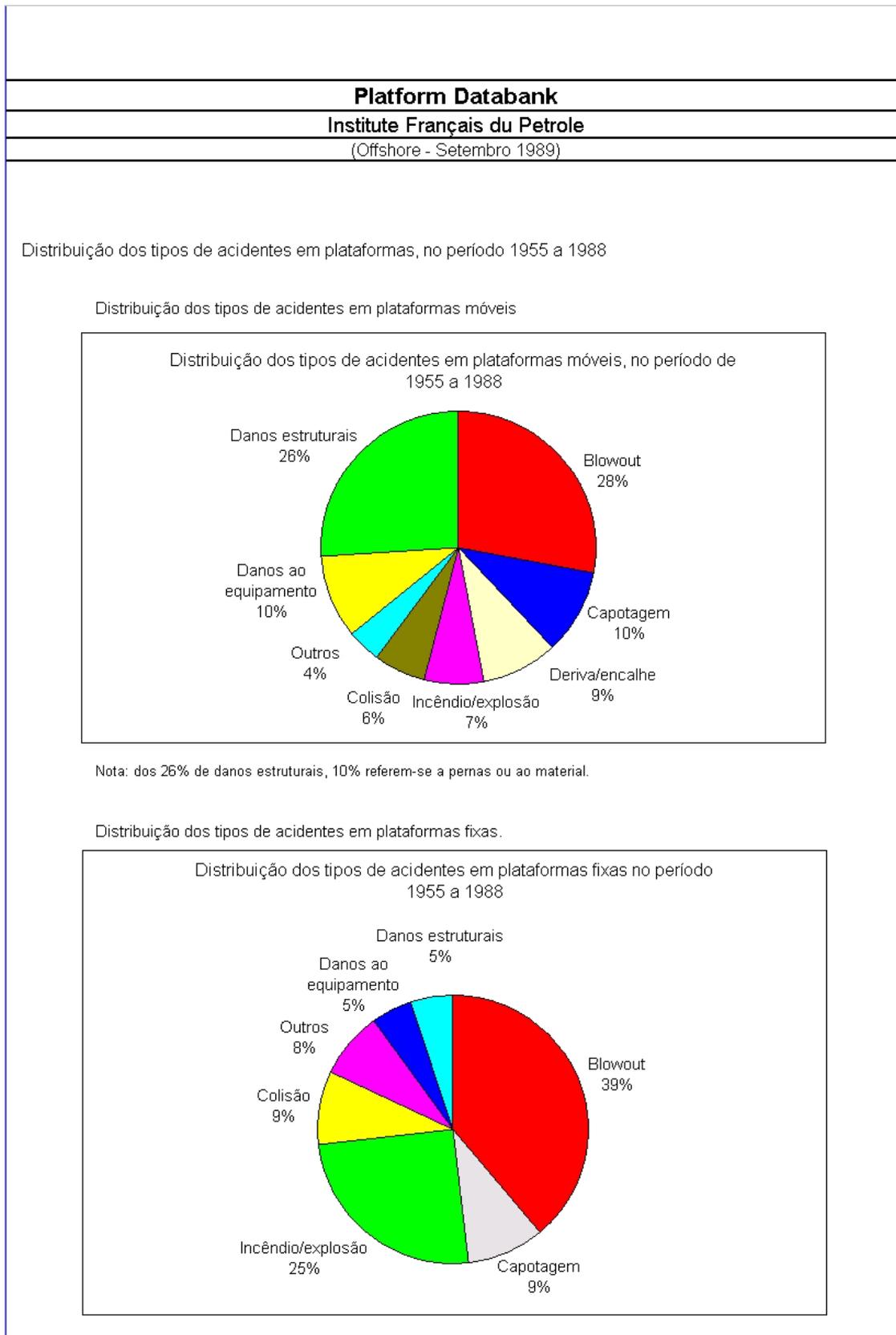


Figura 8.1.2-9. Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas móveis

Figura 8.1.2-10. Distribuição dos tipos de acidentes em plataformas fixas

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

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

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

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

No quadro 8.1.2-1 encontram-se os acidentes relacionados no Relatório *Noble Denton Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990*, abrangendo o período de 1972 a dezembro de 1989. Associados a cada acidente tem-se o nome e tipo da instalação, a descrição do acidente, o local e o custo associado. O acidente com a Plataforma Central de Enchova, de abril de 1988, encontra-se entre os relacionados neste quadro, como exemplo de *blowout*/incêndio, gerando prejuízo de US\$ 325 milhões.

O artigo *Offshore Operations post Piper Alpha* tem seus resultados resumidos no quadro 8.1.2-2 abrangendo o período de junho/64 a dez/90. A exemplo do anterior, associa a cada acidente o nome e tipo da instalação, a descrição do acidente e o local, porém ao invés do custo associado fornece o número de mortes. O acidente com a Plataforma Central de Enchova relatado neste artigo é o de agosto de 1984, proveniente da falha na baleeira, citando como 40 o número de mortes, quando informações da Petrobras relatam 37.

Ambas as referências abordam mais de uma centena de acidentes cada. Entretanto, a comparação das duas referências mostra apenas 15 coincidências, que estão apresentadas no quadro 8.1.2-3

Nos quadros 8.1.2-4 e 8.1.2-5 tem-se a ordenação dos acidentes, citados nos dois artigos, por ordem de severidade em fatalidades e custo. Estes mesmos resultados são apresentados através dos Gráficos de Barras presentes nas Figuras 8.1.2-11 e 8.1.2-12.

Quadro 8.1.2-1. Acidentes relacionados no Relatório Noble Denton Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990.

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
xx/72	Rig 60	jack-up	capotagem após blowout	Burma	***	\$ 10.000.000
abr/74	Transocean III	jack-up	perda total	Mar do Norte	***	\$ 15.700.000
out/74	DP 1	plataforma de perfuração	perda total	Mar do Norte	***	\$ 20.590.000
out/75	Topper III	jack-up	capotagem após blowout	Golfo do México	***	\$ 35.000.000
mar/76	Deep Sea Driller	semi-submersível	encalhe	Mar do Norte	***	\$ 18.300.000
mar/76	Ocean Express	jack-up	navrágio durante reboque c/ tempestade	Golfo do México	***	\$ 15.000.000
mar/76	George F. Ferris	jack-up	danos durante operações de posicionamento	Baía de Cook - Alasca	***	\$ 10.000.000
mar/77	Scan Sea	jack-up	navrágio durante reboque c/ tempestade	Taiwan (Offshore)	***	\$ 14.000.000
mar/77	Interocean I	jack-up	navrágio após colisão c/ pedras dur. reboque	Japão (Offshore)	***	\$ 16.000.000
jan/79	Namorado	jaqueta	queda da balsa dur. transporte; perda total	Mar do Norte	***	\$ 26.200.000
abr/79	Salenergy II	jack-up	blowout	Golfo do México	***	\$ 26.200.000
abr/79	Sedco 135	---	blowout / incêndio	Baía de Campeche	***	\$ 22.000.000
abr/79	Milton G. Hulme	jack-up	confisco	Iran	***	\$ 60.000.000
abr/79	Bohai II	jack-up	capotagem devido a tuíão	Fo Kai (China)	***	\$ 20.000.000
fev/80	Triton I	jack-up	incêndio durante reboque	Golfo de Suez	***	\$ 18.400.000
mar/80	Alexander L. Kieiland	semi-submersível	perda total	Mar do Norte	***	\$ 32.000.000
ago/80	várias plataformas	---	danos causados por furacão	Golfo do México	***	\$ 85.000.000
out/80	Dan Prince	jack-up	perda total	dur. reboque Alasca/ África	***	\$ 35.000.000
out/80	Sedco 135	---	blowout/incêndio	Nigéria (Offshore)	***	\$ 18.000.000
out/80	Ocean King	jack-up	blowout/incêndio	Golfo do México	***	\$ 25.000.000
out/80	Maersk Endurer	jack-up	blowout/incêndio	Mar Vermelho	***	\$ 10.000.000
mai/81	---	jack-up	blowout	Angola	***	\$ 82.000.000
jul/81	Ninian Northern	---	soldas c/ defeitos e projeto inadequado	Mar do Norte	***	\$ 8.320.000
ago/81	Petromar 5	jack-up	perda total durante blowout	Indonésia	***	\$ 42.000.000
set/81	North West Hutton	plataforma fixa	danos às amarrações externas e condutores	Mar do Norte	***	\$ 10.760.000
fev/82	Thistle A	plataforma fixa	colisão c/ barcaça de guindaste	Mar do Norte	***	\$ 25.500.000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	perda total	Terra Nova / Canadá	***	\$ 86.500.000
abr/82	Magnus	plataforma fixa	perda de estacas dur. posic. da jaqueta	Mar do Norte	***	\$ 5.120.000
mai/82	Pr. Nac. Dinamarquês Gás	---	assentamento de tubos defeituosos	Mar do Norte	***	\$ 25.900.000
jul/82	Transco Bloch 65	jack-up	blowout	Camarões	***	\$ 37.000.000
jul/82	Rig 52	jack-up	perda total	Golfo do México	***	\$ 21.000.000
jul/82	Sagar Vikan & SJ	jack-up & plataforma	blowout/incêndio	Bombaim / Índia	***	\$ 54.500.000
ago/82	Nurton	plataforma fixa	soldas c/ defeitos em anéis de conexão	Mar do Norte	***	\$ 40.000.000
ago/82	DP1 / DP2 / QP	plataformas	soldas trincadas	Mar do Norte	***	\$ 21.000.000
jul/83	Penrod 52	jack-up	blowout/perda total	Golfo do México	***	\$ 23.500.000

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

Relatório Noble Denton / Sedgwick

Quadro 8.1.2-1. Acidentes relacionados no Relatório Noble Denton Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990 (Cont.) Parte 1

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
set/83	Key Biscayne	jack-up	naufrágio durante reboque	Austrália	***	\$ 50.000.000
set/83	Hurton	plataforma fixa	soldas c/ def. conect. peças de tam. errado	North Sea	***	\$ 116.000.000
out/83	Glomar Java Sea	navio sonda de perfuração	perda total devido a tufão	Mar da China (Sul)	***	\$ 24.500.000
fev/84	Poço Marshall A-1	---	blowout	U.S.A.	***	\$ 21.473.753
mar/84	Piper Alpha	plataforma fixa	incêndio/explosão	Mar do Norte	***	\$ 19.015.000
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Canadá (Offshore)	***	\$ 23.709.083
set/84	Poço West Venture B-91	---	blowout	Canadá (Offshore)	***	\$ 108.000.000
out/84	Bekepai	plataforma fixa	blowout	Indonésia	***	\$ 55.000.000
dez/84	Zapata Explorer	jack-up	incêndio	Perú	***	\$ 13.000.000
jan/85	Beryl A	boia de carregamento	Ruptura	Mar do Norte	***	\$ 37.100.000
mar/85	Zapata Enterprise	jack-up	incêndio	Mar de Java	***	\$ 16.000.000
mar/85	Transworld Rig 70	semi-submersível	incêndio	Golfo do México	***	\$ 60.000.000
mai/85	Sagar Fragati	---	danos causados por tempestade	Índia (Offshore)	***	\$ 15.844.566
jul/85	Ross Well No. 2	---	blowout	Mississippi / USA	***	\$ 18.262.110
set/85	Patricia Well No. 5	---	blowout	Mar da China (Sul)	***	\$ 37.385.453
set/85	Gravel Island	---	danos causados por tempestade	Mar de Beaufort	***	\$ 32.000.000
set/85	Manhai 3	jack-up	blowout	Malásia	***	\$ 22.500.000
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	***	\$ 26.000.000
out/85	Penrod 61	plataforma fixa	perda total devido a tufão	Golfo do México	***	\$ 49.695.000
out/85	Mexico II	jack-up	blowout	Golfo do México	***	\$ 55.000.000
dez/85	Zapata Scotian	---	blowout	Golfo do México	***	\$ 34.200.000
mai/86	Prince William Sound	---	inundação da sala de máquinas	Oceano Pacífico	***	\$ 29.000.000
set/86	Tchibouela TEM 104	---	blowout	Golfo do México	***	\$ 11.977.612
out/86	Mexico II	jack-up	blowout/incêndio	Golfo do México	***	\$ 52.500.000
nov/86	Dixiyla Field 83	---	capotamento	Índia (Offshore)	***	\$ 28.821.706
nov/86	Piper/Claymore	---	"T-Spur leak"	Mar do Norte	***	\$ 57.500.000
mai/87	West Delta 109 A	plataforma de produção	blowout/incêndio	Golfo do México	***	\$ 49.200.000
jun/87	Petro Canada	"reactor vessel"	incêndio	Canadá	***	\$ 62.000.000
out/87	Poço Yum No. 2	---	blowout	México (Offshore)	***	\$ 16.500.000
nov/87	Bourbon Field Poço 2-17	plataforma de produção	blowout	Golfo do México	***	\$ 250.000.000
nov/87	Compl. Prod. Pampa	(planta - terrestre)	explosão	Texas - USA	***	\$ 350.000.000
dez/87	Pool Rig 55	---	danos causados por tempestade	Golfo do México	***	\$ 15.000.000
dez/87	Steelhead	plataforma de produção	blowout/incêndio	Bafa de Cook - Alasca	***	\$ 125.000.000
jan/88	Várias embarcações	---	danos causados por tempestade	México	***	\$ 53.000.000
jan/88	Ashland Oil Corp.	(planta - terrestre)	ruptura de tanque de estocagem	Pensylvania - USA	***	\$ 70.000.000
jan/88	Lasco 3	---	danos causados por tempestade	USA	***	\$ 15.000.000

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

Relatório Noble Denton / Sedgwick

Quadro 8.1.2-1. Acidentes relacionados no Relatório Noble Denton Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990 (Cont.) Parte 2

Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jan/88	"Fibrefite Terminal"	(planta - terrestre)	vazamento de óleo diesel	Pensilvânia - USA	***	\$ 13.730.000
mar/88	Oseberg 3	plataforma fixa	colisão causada por submarino	Mar do Norte	***	\$ 30.000.000
abr/88	PLat. Central Enchova 1	plataforma fixa	blowout/incêndio	Brasil	***	\$ 325.000.000
mai/88	Shell Oil Co.	(refinaria - terrestre)	incêndio/explosão	Louisiana - USA	***	\$ 400.000.000
mai/88	Pacific Eng. & Prod. Co.	(planta de combust. p/ foguetes)	explosão	Nevada - USA	***	\$ 100.000.000
jun/88	Refin. Port Arthur	(planta terrestre)	explosão de nuvem de vapor	Texas - USA	***	\$ 16.480.000
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	incêndio/explosão	Mar do Norte	***	\$ 2.610.000.000
set/88	Ocean Odyssey	---	blowout/incêndio	Mar do Norte	***	\$ 81.000.000
set/88	"?" Planta Química	(planta terrestre)	explosão de nuvem de vapor	Noruega	***	\$ 11.330.000
set/88	Viking Explorer	---	capotagem e naufrágio após blowout	Mar da China (Sul)	***	\$ 10.000.000
out/88	"Pulan Merlinas"	---	incêndio nos tanques de nata	Singapura	***	\$ 12.100.000
dez/88	Rowan Gorilla I	---	capotagem e naufrágio	Atlântico Norte	***	\$ 90.000.000
dez/88	Pulsar Field	---	"SALM and FSU broke drift"	Mar do Norte	***	\$ 392.010.400
jan/89	Treasure Saga	---	problemas de controle do poço	Mar do Norte	***	\$ 214.265.400
jan/89	Sedco 251	---	perda total	Mar de Java	***	\$ 50.000.000
jan/89	Teledyne 16	---	danos e naufrágio após atingir bolha de gás	Golfo do México	***	\$ 10.000.000
jan/89	Sasol	(planta de comb. sintético - terr.)	incêndio	USA	***	\$ 75.000.000
mar/89	South Pass 60 B + E	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	***	\$ 300.000.000
mar/89	Exxon Valdez	petroleiro	encalhe e vazamento de óleo	Alasca	***	\$ 2.000.000.000
mar/89	Ekofish 2/4 Barner	---	falhas após tensionamento	Noruega	***	\$ 12.000.000
abr/89	Refinaria de Richmond	(planta terrestre)	explosão/incêndio	California - USA	***	\$ 175.000.000
abr/89	Cornorant A	plataforma fixa	vazamento de gás e explosão	Mar do Norte	***	\$ 25.530.000
abr/89	Al Baz	jack-up	capotagem após blowout	Nigéria (Offshore)	***	\$ 25.000.000
jun/89	"Jollist T.L.W.P."	---	naufrágio durante reboque	Golfo do México	***	\$ 20.030.000
jul/89	Magnus	plataforma fixa	defeitos da jaqueta	Mar do Norte	***	\$ 10.000.000
set/89	Refinaria St. Croix	(planta terrestre)	danos causados por furacão	Ilhas Virgens - USA	***	\$ 120.000.000
out/89	Houston Chem. Complex	(planta terrestre)	explosão/incêndio	Texas - USA	***	\$ 1.325.000.000
out/89	"FV Northumberland"	---	colisão com tubulação submarina	Golfo do México	11	\$ 35.400.000
nov/89	Interocean II	---	perda total após capotamento	Mar do Norte	***	\$ 12.230.000
dez/89	Sidki 382	plataforma fixa	colisão c/ "Panay Sampaquita"	Golfo de Suez	***	\$ 251.200.000
dez/89	Vários	---	danos por congelamento	USA	***	\$ 120.000.000
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.
x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.	x.x.x.

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

Relatório Noble Denton / Sedgwick

Quadro 8.1.2-2. Resultado do relatório *Offshore Operations post Piper Alpha*.

"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Offshore Operations post Piper Alpha						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jun/64	C.P. Baker	barcaça de perfuração	capotagem durante blowout	Eugene Island - G. do México	22	***
xx/65	Sedco 135B	semi-submersível	navrágio durante reboque Japão/Bornéu	Mar da China (Sul)	13	***
xx/65	Paguro	jack-up	blowout/ incêndio	Mar Adriático	3	***
dez/65	Sea Gem	jack-up	colapso durante preparação p/ movimentação	Mar do Norte	13	***
ago/68	Little Bob	jack-up	blowout/incêndio	West Delta - G. do México	7	***
xx/70	Stormdrill III	jack-up	blowout/incêndio	Texas (Offshore)	1	***
dez/70	Block 26	plataforma fixa	blowout/incêndio	S. Timbaler - G. do México	4	***
xx/71	Big John	barcaça de perfuração	blowout/incêndio	Brunel (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 suspenso 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/incêndio	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	Artic Explorer	"Seismic vessel"	naufrágio	Cape Bauld - Canadá	13	***

Quadro 8.1.2-2. Resultado do relatório *Offshore Operations post Piper Alpha* (Cont) Parte 1

"Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Offshore Operations post Piper Alpha						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
ago/81	G-BIJF	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	1	***
ago/81	G-ASWI	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	13	***
xx/82	C-202	barcaça de perfuração	incêndio	Lago Maracaibo - Venezuela	5	***
xx/82	Bull Run	"Rig tender"	blowout/incêndio	Golfo da Arábia	1	***
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	naufração durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	***
mai/82	Glomar Conception	navio sonda de perfuração	blowout/incêndio	Indonésia	2	***
mai/82	não conhecida	helicóptero	queda no mar	Golfo da Tailândia	13	***
set/82	G-BDIL	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	6	***
out/82	G-BJWS	helicóptero	queda durante simulação de falha	Aberdeen - Escócia	2	***
xx/83	"60 Anos do Azerbaijão"	jack-up	naufração	Mar Cáspio - URSS	5	***
xx/83	Eniwetok	navio sonda de perfuração	queda de vagonetes suspensos	Porto de Singapura	7	***
xx/83	Maersk Explorer	jack-up	cabo de reboque partido durante tempestade	Mar do Norte	1	***
mar/83	Cormorant A	jack-up	explosão/incêndio	Mar do Norte	2	***
mar/83	Fako	barcaça de armazenagem de óleo	explosão/incêndio	Camarões (Offshore)	2	***
mar/83	Mibale	plataforma fixa	explosão/incêndio	Costa do Marfim (Offshore)	13	***
12/83	Udang Natuna	unidade flutuante de estocagem	explosão/incêndio	Mar de Natuna - Indonésia	3	***
out/83	Glomar Java Sea	navio sonda de perfuração	naufração durante tufão	Mar da China (Sul)	81	***
jan/84	OY-HMC	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	3	***
fev/84	Vinland	semi-submersível	ataque do coração dur. evacuação p/ blowout	Canadá	1	***
mai/84	Platform A	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	1	***
jun/84	Brent B	plataforma fixa	incêndio no setor de utilidades	Mar do Norte	4	***
nov/84	Sikorsky S-76	helicóptero	queda no mar	Sul da China (Offshore)	5	***
nov/84	G-BJJR	helicóptero	queda no mar	Mar do Norte	2	***
ago/84	Plat. Central Enchova 1	plataforma fixa	blowout	Brasil	40	***
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Golfo do México	4	***
jan/85	Glomar Artic II	semi-submersível	explosão na sala das bombas de lastro	Mar do Norte	2	***
mar/85	não conhecida	helicóptero	queda no mar	Golfo do México	4	***
mar/85	não conhecida	helicóptero	queda no mar	Terra Nova - Canadá	6	***
mai/85	não conhecida	plataforma fixa	explosão/incêndio	Golfo do México	1	***
mai/85	Tonkawa	barcaça de perfuração	capotagem durante reboque	Louisiana - USA	11	***
jun/85	Wodeco IX	navio sonda de perfuração	colisão c/ supply boat	Kenia (Offshore)	4	***
set/85	Bell 412	helicóptero	colisão c/ jack-up Bohtai 8	Golfo de Bohtai - China	4	***
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout	Mar do Norte	1	***
out/85	DMC-1	jack-up	capotagem e naufração	Golfo do México	2	***

Quadro 8.1.2-2 Resultado do relatório *Offshore Operations post Piper Alpha* (Cont) Parte 2

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

Quadro 8.1.2-3. Comparação entre as referências apresentadas anteriormente.

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
mar/76	Deepsea Driller	semi-submersível	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	navrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	\$ 86.500.000
set/84	Zapata Lexington	semi-submersível	blowout/incêndio	Golfo do México	4	\$ 23.709.083
out/85	West Vanguard	semi-submersível	blowout	Mar do Norte	1	\$ 26.000.000
out/85	Penrod 61	jack-up	colapso e capotagem durante furacão	Golfo do México	1	\$ 49.695.000
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	\$ 2.610.000.000
set/88	Viking Explorer	navio sonda de perfuração	capotagem e naufrágio após blowout	Mar da China (Sul)	1	\$ 10.000.000
set/88	Ocean Odyssey	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	1	\$ 81.000.000
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	acidente durante montagem de cabeça de poço	Mar do Norte	1	\$ 25.530.000
abr/89	Al Baz	jack-up	capotagem após blowout/incêndio	Nigéria (Offshore)	4	\$ 25.000.000

Acidentes relacionados simultaneamente nas duas Tabelas anteriores"

Quadros 8.1.2-4. Acidentes ordenados pelo grau de severidade

8.1.2-5. Acidentes ordenados pelo custo

Offshore Operations post Piper Alpha: "Examples of fatal accidents 1964 - 1990 associated with offshore installations and mobile drilling units & Noble Denton: "Major Oil and Energy Technology Losses from 1972 to 1990"						
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	Pemrod 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	AlBaz	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	Mar do Norte	13	\$ 15.000.000
out/80	Maersk Endurer	jack-up	blowout/incêndio	Golfo do México	2	\$ 10.000.000
set/88	Viking Explorer	navio sonda de perfuração	capotagem e naufrágio após blowout	Golfo de Suez	2	\$ 10.000.000
				Mar da China (Sul)	1	\$ 10.000.000
Ordenação dos acidentes comuns quanto à gravidade por fatalidades						
Data	Unidade / Estrutura	Tipo	Incidente / acidente	Local	No. de mortes	US\$
jul/88	Piper Alpha	plataforma fixa	explosão/incêndio	Mar do Norte	167	\$ 2.610.000.000
mar/80	Alexander L. Kielland	semi-submersível	capotagem durante uso c/ unid. acomodação	Mar do Norte	123	\$ 32.000.000
fev/82	Ocean Ranger	semi-submersível	navrágio durante tempestade	Terra Nova - Canadá	84	\$ 86.500.000
nov/79	Bohai 2	jack-up	capotagem durante reboque devido 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	AlBaz	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	Pemrod 61	jack-up	colapso e capotagem durante furacão	Golfo do México	1	\$ 49.695.000
set/88	Viking Explorer	navio sonda de perfuração	capotagem e naufrágio após blowout	Mar da China (Sul)	1	\$ 10.000.000
set/88	Ocean Odyssey	semi-submersível	blowout/incêndio	Mar do Norte	1	\$ 81.000.000
abr/89	Cormorant A	plataforma fixa	acidente durante montagem de cabeça de poço	Mar do Norte	1	\$ 25.530.000

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

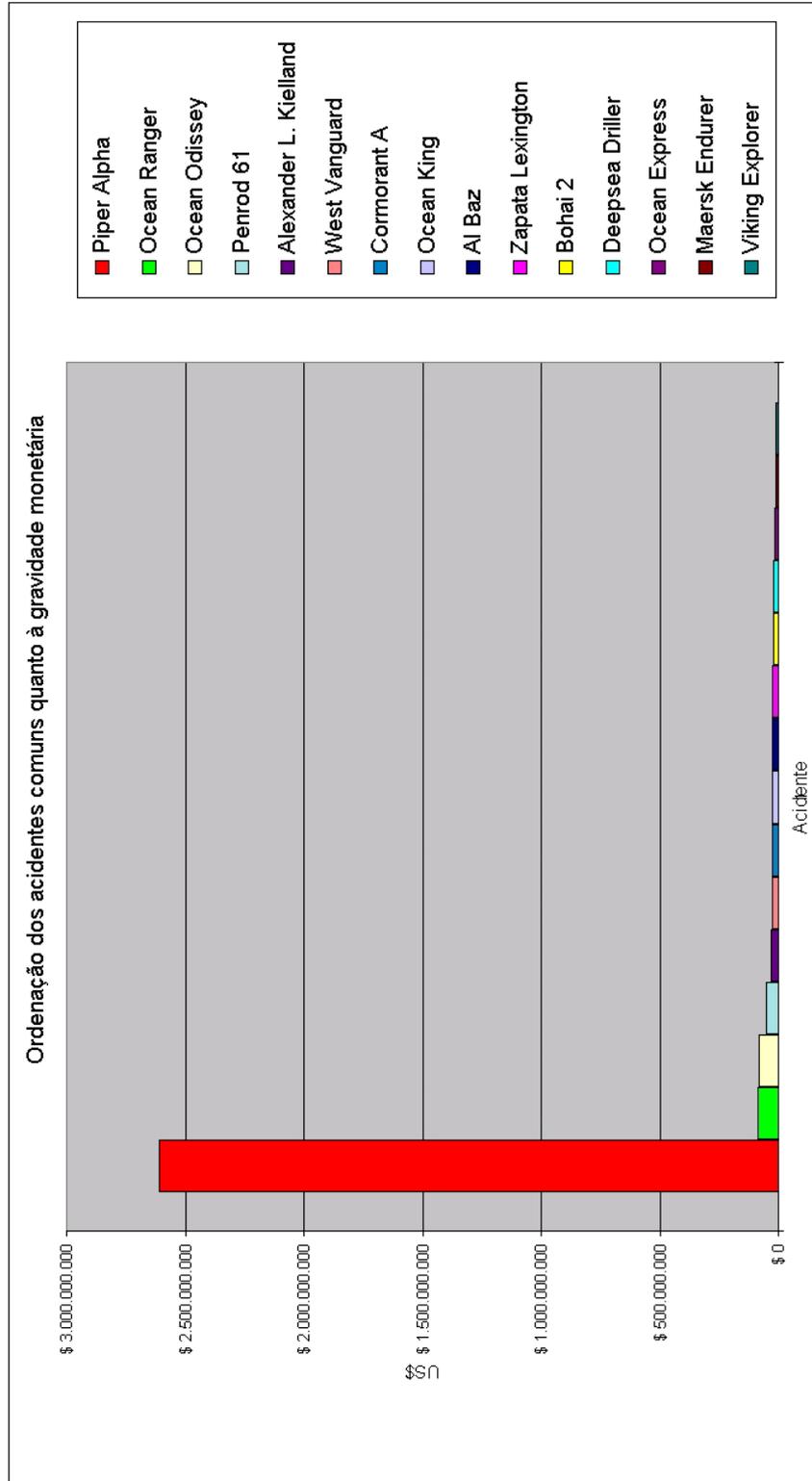


Figura 8.1.2-11. Acidentes ordenados pelo grau de severidade