

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

A Análise de Riscos Ambientais objetivou identificar os riscos ao meio ambiente associados à atividade de produção de óleo e gás a ser realizada no Campo de Marlim Leste pelo FPU P-53.

Complementarmente, coube ao Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR), a função de relacionar as medidas preventivas e mitigadoras previstas originalmente no projeto, bem como apresentar novas medidas que se fizerem necessárias.

Finalmente, é apresentado o Plano de Emergência Individual para as hipóteses acidentais predominantes que levam a situações de risco com conseqüências ambientais.

II.8.1 – Análise de Riscos Ambientais

II.8.1.1 - Descrição das Instalações e do Processo

Caracterização geral das Atividades

A PETROBRAS será responsável pela exploração do Campo Marlim Leste no período entre os anos de 2007 a 2025 e utilizará como unidade de produção o FPU (*Floating, Production Unit*), denominado P-53.

O Campo de Marlim Leste está localizado na Bacia de Campos a cerca de 120 km do continente, como pode ser observado na Figura II.8.1.1-1, em profundidades que variam entre 820 a 2.000 m. Este campo foi descoberto pela Petrobras no ano de 1987, a partir da perfuração do poço 1-RJS-359, o qual foi interligado à P-26 do Campo de Marlim para a obtenção de informações de reservatório.

Prevenção de Poluição (Código ISM) Resolução A471(18) – Anexo 3 da Convenção SOLAS da IMO (*International Maritime Organization*).

a) Unidade de produção Estacionária FPU P-53

Durante a execução de todas as fases do projeto da P-53, serão executadas medidas de segurança em consonância com a legislação brasileira (NORMANs, NRs, Resoluções CONAMA), com as normas estatutárias da IMO, com as normas Petrobras, com as Normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), quando aplicável, e outras, as quais são apresentadas no Quadro II.8.1.1-1.

Quadro II.8.1.1-1 - Normas e regulamentos aplicáveis no projeto da P-53

NORMA	DESCRIÇÃO
PETROBRAS	
N-1999	Embarcações Salva-Vidas Rígidas e a Turcos Fixos à Prova de Fogo para Instalações Marítimas
IMO (<i>International Maritime Organization</i>)	
SOLAS:	Convention for the Safety of Life at Sea - 1974 e emendas em vigor.
MODU CODE	Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units
MARPOL	International Convention for the Prevention of Maritime Oil Pollution from Ships
COLREG	International Conference on Revision of the International regulations for Preventing Collisions at Sea
ISO (<i>International Standard</i>)	
ISO-13.702	Petroleum and Natural Gas Industries – Control and Mitigation of Fires and Explosions on Offshore Production Installations
API (<i>American Petroleum Institute</i>)	
API RP 14C	Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety System for Offshore Production Platforms
API RP 14G	Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Open Type Offshore Production Platform
API RP 505	Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, e Zone 2.
API RP 520	Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries
API RP 521	Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems
IEC (<i>International Electrical Commission</i>)	
60092 - 502	Electrical Installations in Ships
61892 - 1	Mobile and Fixed Offshore Units - Electrical Installations
NFPA (<i>National Fire Protection Association</i>)	
NFPA-11	Standard for Low-Expansion Foam

(continua)

Quadro II.8.1.1-1 (conclusão)

NORMA	DESCRIÇÃO
NFPA-12	Standard on Carbon Dioxide Extinguishing Systems
NFPA-15	Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
NFPA-16	Standard for the Installation of Deluge Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems
NFPA-20	Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection Centrifugal Fire Pumps
NFPA-72	National Fire Alarm Code
NFPA-750	Standard on Water Mist Fire Protection Systems
ASTM (American Society for Testing and Materials)	
ASTM E119	Standard Test methods for Fire Test of Building Construction and Materials
ASTM B62	Standard Specification for Composition Bronze Underwriters Laboratories UL 1709 - Rapid Rise Fire Tests of Protection Materials for Structural Steel
ISGOTT (International Safety Guide For Oil Tankers And Terminals)	

b) Dutos submarinos

Os procedimentos de fabricação, construção, montagem, lançamento e instalação dos dutos submarinos (oleoduto e gasoduto), que serão parte integrante do Plano de Desenvolvimento do Campo de Marlim Leste, estarão de acordo com a norma Petrobras N-462 (Fabricação, Construção e Montagem de Dutos Submarinos, dezembro de 1983), que está em consonância com as normas descritas no Quadro II.8.1.1- 2.

Quadro II.8.1.1-2 - Normas de Segurança adotadas no Campo de Marlim Leste.

NORMA	DESCRIÇÃO
PETROBRAS	
N-12c	Acondicionamento e Embalagem de Válvulas
N-133b	Soldagem
N-381-b	Execução de desenho técnico
N-464b	Construção e Montagem de Oleodutos e Gasodutos Terrestres
N-505a	Instalações para Limpeza Interna dos Oleodutos e Gasodutos;
N-650b	Revestimento Anticorrosivo de Oleodutos e Gasodutos
N-683-b	Estocagem de Tubos em Área Descoberta
N-1502	Revestimento de Concreto em Oleodutos e Gasodutos
N-1590	Exame Não-Destrutivo - Qualificação de Pessoal
N-1591	Reconhecimento de Ligas Metálicas e Metais

(continua)

Quadro II.8.1.1-2 (continuação)

NORMA	DESCRIÇÃO
N-1594	Exame Não-Destrutivo - Ultra-Som
N-1595	Exame Não-Destrutivo - Radiografia
N-1596	Exame Não-Destrutivo - Líquido Penetrante
N-1598	Exame Não-Destrutivo – Partículas Magnéticas
N-1643	Instalação de Anodos Submersos em Sistemas da Proteção Catódica
N-1737	Inspeção da Soldagem - Qualificação de Pessoal
N-1792	Inspeção Submarina – Partículas Magnéticas
N-1793	Inspeção Submarina – Qualificação de Pessoal
N-1793a	Exame Não-Destrutivo Submarino – Qualificação de Pessoal
N-1814	Inspeção Submarina – Medição de Potencial Eletroquímico
N-1815	Inspeção Submarina – Visual
N-1816	Inspeção Submarina – Medição de Espessura de Parede
N-1879	Inspeção de Recebimento de Anodos Galvânicos
N-2098	Inspeção de Duto Terrestre em Operação
N-2364	Avaliação de Corrosão Interna através de cupom instalado em provadores
N-2481	Fotografia Submarina
ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas)	
P-NB-309	Guia para Inspeção por Amostragem no Controle e Certificação de Qualidade
P-NB-309/01	Planos de Amostragem e Procedimentos Inspeção por Atributos
P-NB-309/02	Guia de Utilização da Norma NB-309/01
ANSI (American National Standards Institute)	
ANSI B 1.1/74	Unified Screw Threads
ANSI B 2.1/68	Pipe Threads
ANSI B 16.5/81	Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings
ANSI B 16.9/78	Factory-Made Wrought Steel Butt Welding Fittings
ANSI B 16.20/73	Ring Joint Gaskets and Grooves for Steel Pipe Flanges
ANSI B 16.21/78	Non Metallic Gaskets for Pipe Flanges
ANSI B 31 G	Manual for Determining the remaining Strength of corroded pipeline
ANSI B 31.4/79	Liquid Petroleum Transportation Piping Systems
ANSI B 31.8/75	Gas Transmission and Distribution Piping Systems
API (American Petroleum Institute)	
API Std 6A/83	Specification for Wellhead Equipment
API Std 6D/83	Specification for Pipeline Valves; (c) API Spec 5L/82 - Specification for Line Pipe
API Spec 5LX/82	High-Test Line Pipe
API Std 1104/80	Standard for Welding Pipelines and Related Facilities
API Std 1107/78	Recommended Pipeline Maintenance Welding Practices
API Rp 5L1/72	Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe

(continua)

Quadro II.8.1.1-2 (conclusão)

NORMA	DESCRIÇÃO
API Rp 5L5/75	Recommended Practice for Marine Transportation of Line Pipe
API Std 605/80	Large Diameter Carbon Steel Flanges
API Std 598/78	Valve inspection and Test
API RP 1110/81	Recommended Practice for the Pressure / Testing of Liquid Petroleum Pipelines
API RP 1111/76	Recommended Practice for Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipeline
AWS (American Welding Society)	
AWS A 5.1/81	Specification for Carbon Covered Arc Welding Electrodes
AWS A 5.5/81	Specification for Low-Alloy Steel Covered Arc Welding Electrodes
AWS D 10.10/75	Local Heat Treatment of Welds in Piping and Tubing
MSS (Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings Industry)	
MSS SP-6/80	Standard Finish for Contact Faces of Pipe Flanges
MSS SP-55/71	Quality Standard for Steel Castings for Valves, Flanges and Fittings and other Piping Components

A seguir, serão descritas as etapas correspondentes às fases de instalação e de operação e, posteriormente, será apresentada uma breve descrição das principais características do FPU P-53, destacando-se os aspectos relativos aos riscos ambientais e enfatizando-se as principais medidas de segurança presentes, sempre que possível avaliando-as à luz dos riscos ambientais e identificando eventuais melhorias que se façam necessárias.

Descrição das atividades da fase de instalação

Para a melhor compreensão dos critérios, considerações e resultados obtidos na Análise de Risco (AR), são apresentados neste item a descrição sucinta do sistema submarino e o resumo das atividades envolvidas no processo de instalação dos equipamentos submarinos e da Unidade de Produção (FPU P-53), cujo detalhamento é apresentado no item 2.4 deste EIA.

a) Descrição do sistema submarino

- *Linhas de coleta*

O Campo de Marlim Leste será desenvolvido através de 15 poços de produção e 8 poços de injeção ligados diretamente ao FPU P-53. Cada poço

produtor será interligado ao FPU P-53, 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 uma do umbilical de controle.

As linhas de coleta possuem comprimento médio de cerca de 6.000 m (trecho *flowline* + *riser*) e diâmetros que variam de 4 a 8 polegadas, estando os *risers* dispostos em configuração de catenária livre.

- *Estruturas submarinas*

O projeto de desenvolvimento do Campo de Marlim Leste contará com a instalação de 23 ANM's do tipo GLL e de dois PLET's (*Pipeline End Termination*).

As ANM's serão utilizadas para o controle de fechamento e abertura dos poços estando instaladas nestas estruturas válvulas de segurança do tipo *Fail Safe Close*.

Os dois PLET's que serão utilizados no escoamento do óleo e do gás de Marlim Leste permitirão a interligação do trecho rígido com o trecho flexível através de um MCV (Módulo de Conexão Vertical Direta).

b) Etapas de instalação

De início, as coordenadas da posição do FPU P-53 e as coordenadas dos poços a serem interligados a este serão verificadas para que as linhas flexíveis (produção, gás *lift* e umbilicais) possam ser lançadas. Posteriormente, haverá o posicionamento das Árvores de Natal Molhadas (ANM) no fundo do mar, utilizando navios especiais de instalação.

Além disso, antes das operações de lançamento dos dutos rígidos, serão realizados levantamentos de batimetria e características do solo da rota de lançamento, seguido de inspeção por ROV (*Remote Operated Vehicle*).

As linhas flexíveis (produção, gás *lift* e umbilicais) serão conectadas ao MCV (Módulo de Conexão Vertical), a bordo do navio de instalação. Após serem lançadas, estas serão conectadas às ANM's através da operação de CVD (Conexão Vertical Direta). Vale ressaltar que algumas linhas serão pré-lançadas e

preenchidas, sendo temporariamente abandonadas em pontos conhecidos, à espera da chegada do FPU P-53.

Os trechos rígidos do gasoduto e oleoduto, assim como o PLET (*Pipeline End Termination*), serão instalados por uma embarcação de lançamento especializada, sendo que o lançamento dos dutos rígidos será realizado pelo método *J-Lay* ou *Reel-Lay*.

Após a ancoragem do FPU P-53 por estacas torpedo cravadas no solo marinho serão iniciadas as conexões dos *Risers* de Produção / Injeção provenientes dos poços produtores, injetores e das linhas umbilicais ao FPU através do *Turret*.

É importante destacar que serão realizados testes de estanqueidade dos equipamentos na superfície, das conexões e válvulas dos dutos rígidos, durante a instalação. Antes do lançamento dos PLET's, estes também serão testados para a verificação de sua integridade e, então, ao final da instalação, o conjunto geral será testado, utilizando a inspeção por ROV.

Descrição das atividades da fase de operação

A seguir, será apresentada a descrição sucinta da UEP P-53 e do processo de produção de óleo e gás referente ao item C.3 da seção II.2.4 deste EIA, de modo a obter uma melhor compreensão dos critérios, considerações e resultados obtidos na Análise de Riscos (AR).

A produção de óleo e gás no Campo de Marlim Leste contará com a utilização de uma unidade do tipo FPU (*Floating Production Unit*), denominada P-53, e um sistema submarino composto por linhas de produção, injeção (gás *lift* e água) e umbilicais, dutos de escoamento da produção e outras estruturas submarinas como árvores de natal molhadas (ANMs).

O fluido trifásico (óleo/água/gás) oriundo dos poços será escoado através do sistema submarino diretamente para o FPU P-53 para ser processado. A bordo do FPU P-53, ocorrerão a separação do óleo, gás e água e o tratamento do óleo, do gás, da água produzida e da água de injeção. Posteriormente, a produção de óleo será exportada através de um oleoduto submarino de 12" (não havendo estocagem do mesmo) e o gás excedente transportado através de um duto

submarino de 10" até a plataforma P-26, localizada no Campo de Marlim.

Na Figura II.8.1.1-2, é apresentada uma visão geral do sistema de produção de óleo e gás do Campo Marlim Leste.

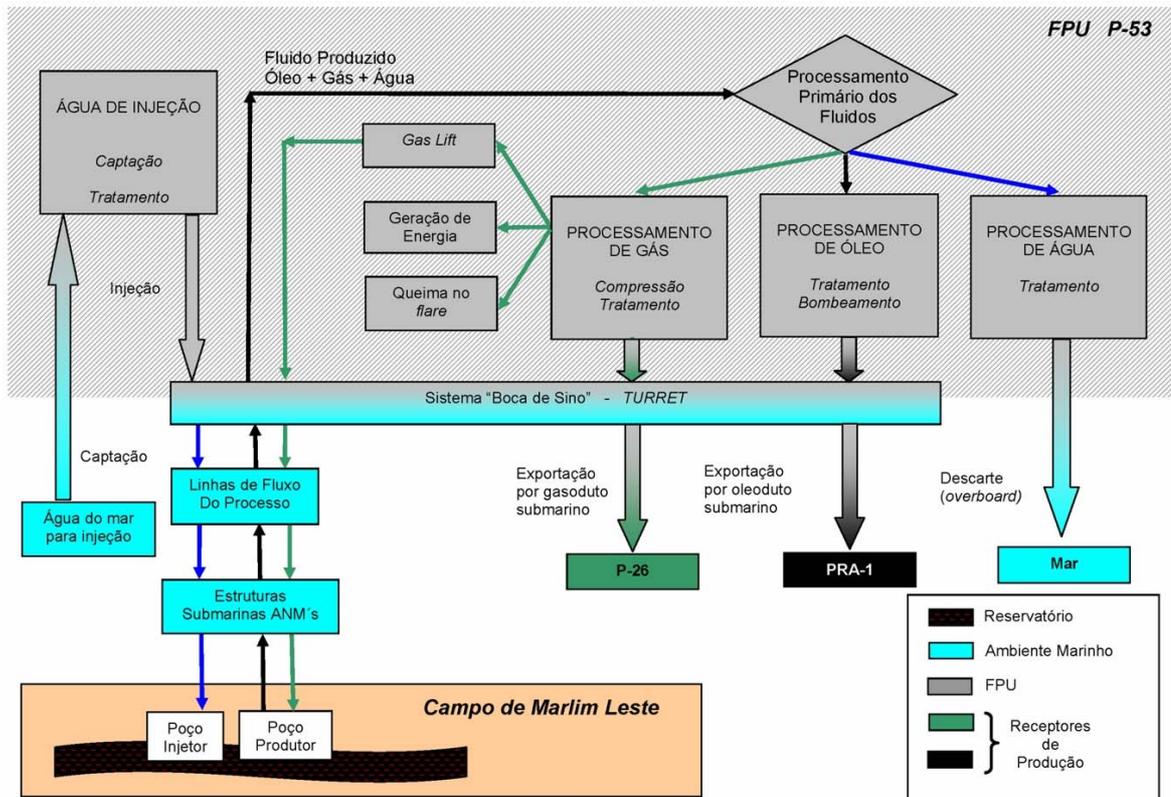


Figura II.8.1.1-2 - Fluxograma simplificado do sistema de produção do Campo de Marlim Leste.

a) Descrição da Unidade Estacionária de Produção FPU P-53

Neste item, será apresentado um resumo das principais características da unidade P-53, descritas detalhadamente no item 2.4 deste EIA, de modo a permitir uma melhor compreensão dos critérios, considerações e resultados da análise de risco.

A unidade P-53, do tipo FPU (*Floating Production Unit*), cujo casco será convertido do navio petroleiro VLCC Settebello, permanecerá ancorada em uma profundidade de 1.080 m na Bacia de Campos e será capaz de atender às atividades realizadas no Campo de Marlim Leste. Esta embarcação será ancorada através de 9 linhas de ancoragem divididas em três setores e

conectadas a essa por meio de *Turret*, o qual permite o giro da embarcação em torno de um ponto fixo.

A capacidade de processamento do FPU P-53 será de 28.615 m³/d (180.000 bpd) de óleo e 6 milhões m³/d de gás e sua produção. No Quadro II.8.1.1-3, é apresentado o resumo das principais características do FPU P-53.

Quadro II.8.1.1-3 - Características do FPU P-53.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	PETROBRAS 53 ou P-53
Tipo	FPU
Profundidade d'água	1.080 metros
Comprimento	346,24 metros
Boca (largura)	57,30 metros
Pontal (altura até o convés principal)	28,50 metros
Calado máximo	22,35 metros
Deslocamento	373.385 toneladas m
Queimador (<i>Flare</i>): Comprimento da lança Inclinação	100 metros 60°
Altura do Heliponto	38 metros
Ancoragem	- por meio de <i>turret</i> de 25,6 m de diâmetro; - 9 linhas de amarração, divididas em 3 setores, compostas de amarra, cabo de poliéster e estaca tipo torpedo.
Capacidade de Produção	29 Poços – 16 Produtores (sendo 1 reserva) e 12 Injetores (sendo 3 reservas) Processamento de Líquido – 30.210 m ³ /d (190 mil bpd) Processamento de Óleo – 28.615 m ³ /d (180 mil bpd) Tratamento de Gás (sistema de compressão) – 6,0 milhões m ³ /d; Tratamento de Água Produzida – 30.000 m ³ /d Injeção de Água – 39.000 m ³ /d
Geradores	Principal – 4 x 23 MW (gás natural e diesel) Auxiliar – 1 x 3 MW (diesel) Emergência – 1 x 1,6 MW (diesel)
Capacidade dos tanques Carga nos tanques de lastro centrais	168.588 m ³
Carga nos tanques de lastro boreste	79.271 m ³
Carga nos tanques de lastro bombordo	79.271 m ³
Óleo Diesel	3.858 m ³
Guindastes	Quantidade: 5: Tipo: eletrohidráulico; Capacidades - 2 com capacidade para 25 ton; 3 com capacidade para 15 ton.
Heliponto	Adequado para helicópteros do porte do Sikorsky S61
Alojamento	Acomodações para um total de 160 pessoas
Salvatagem	- 4 baleeiras (80 pessoas); - 8 balsas infláveis (25 pessoas); - 6 balsas infláveis (20 pessoas); - 2 balsas infláveis (6 pessoas); - 1 barco de resgate (6 pessoas); - bóias, coletes, sinais de emergência distribuídos no navio.

- *Módulos da unidade*

Nos conveses do FPU P-53 estão situadas as facilidades de produção, tais como equipamentos de planta de processo e de utilidades que estão organizados em módulos descritos, no Quadro II.8.1.1-4, assim como as áreas de descarregamento e movimentação de cargas (equipamentos e produtos), os cinco guindastes eletrohidráulicos, a torre de telecomunicações, o módulo de acomodações, as salas de escritórios e o Heliponto.

Quadro II.8.1.1-4 - Módulos da unidade.

Módulo	Descrição
P01A/B	Módulo de Tratamento do Gás e Sistema <i>Flare</i>
P02	Módulo de Bombas de Transferência de Óleo
P03A/B	Módulo de Separação e Tratamento de Óleo
P04A/B	Módulo de Compressão do Gás
P05A/B	Módulo de Geração
P06	Módulo de Utilidades
P07	Módulo de Água de Injeção e Remoção de Sulfatos da Água do Mar
P08	Módulo Elétrico
P10	Módulo do <i>Turret</i>
P11	Módulo do Sistema do Queimador e Lança do Queimador
P12	Módulo <i>Pipe Rack</i>

- *Sistema de processamento de óleo e gás*

- ✓ *Unidade de processamento de óleo*

A unidade de processamento de óleo é constituída por dois trens (A/B) localizados na região central do convés e será capaz de processar 30.210 m³/d de líquido (190.000 bpd) utilizando pré-aquecedores, aquecedores, separadores de produção e tratadores eletrostáticos, separadores atmosféricos e resfriadores.

O óleo proveniente dos poços será conduzido através dos *risers* de produção até os coletores, e seguirá para dois pré-aquecedores, atingindo as temperaturas finais de 34°C e 72°C, respectivamente. A partir daí, a corrente passa por outro pré-aquecedor, o qual eleva a sua temperatura a 90°C para, então, ser dirigido ao

separador de produção (SG-122301 A/B), onde parte da água e do gás é separada. Posteriormente, o óleo é aquecido até a temperatura de 120^oC e encaminhado para os tratadores eletrostáticos (TO-122301A/B), do qual a mistura contendo óleo tratado segue para o separador atmosférico (SG-122302 A/B) para a retirada do gás residual de baixa pressão. O gás oriundo do separador de produção será enviado para o sistema principal de compressão de gás, e a água, por sua vez, encaminhada para a planta de tratamento de água produzida.

O óleo, na saída do separador atmosférico, com BSW 0,5% (*Basic Sediments and Water*), seguirá para o trocador de calor P-122302A/H, onde será resfriado à temperatura de 60^oC e encaminhado para as bombas de exportação (B-122302A/B), que farão o bombeio até a PRA-1, através de oleoduto submarino.

É importante destacar que a planta de produção possui, ainda, separador de teste (SG-121201) precedido por um aquecedor (P-121201). A corrente de óleo proveniente desse é encaminhada para os aquecedores de óleo e depois para os separadores de produção, sendo o gás direcionado para os sistemas *Booster* e Principal de compressão de gás e a água para a unidade de tratamento de água produzida.

✓ *Unidade de compressão de Gás*

Esta unidade é composta por dois sistemas, Principal (alta pressão) e auxiliar, denominado *Booster* (baixa pressão), capazes de processar 2.000.000 m³/dia (20^oC e 101,3 kPa abs) e 100.000 m³/dia (20^oC e 101,3 kPa abs) de gás, além de uma unidade de desidratação de gás que utiliza TEG (trietilenoglicol) em contracorrente com o gás.

O gás proveniente do separador de produção é dirigido para o sistema Principal (alta pressão) que será constituído de três compressores de três estágios (C-UC-123101A/B/C), acionados por motores elétricos, com capacidade de 2,0 milhões m³/dia (20^oC e 1 atm) cada, e pressão de descarga no último estágio de 19.711 kPa abs (201 kg/cm² abs). É importante destacar, a existência de trocadores de calor (*coolers*), em cada unidade de compressão, utilizados para resfriar o gás entre os compressores (estágios de compressão do gás) através de um sistema fechado de água doce.

A unidade de desidratação será responsável pelo tratamento do gás proveniente do terceiro estágio de compressão do sistema principal, e tem como intuito absorver água para evitar a formação de hidratos e, conseqüentemente, a obstrução dos gasodutos e das linhas de *gas lift*. Esta unidade conta com três trens com capacidade total para tratar 6 milhões m³/dia de gás (20°C e 101,3 kPa abs), destacando-se que cada trem é composto por uma torre de contato (T-123301A/B/C) que utiliza trietilenoglicol (TEG) em contra-fluxo com o gás, o qual é recuperado por destilação e, posteriormente, reenviado para a torre absorvedora, fechando o ciclo de desidratação. Todos os vapores exalados pelo regenerador de TEG serão enviados para *vent* atmosférico.

O sistema *Booster* (auxiliar) será responsável pela recuperação do gás oriundo do separador atmosférico, do separador de teste e da desaeradora (Unidade de água injeção), sendo composto por dois compressores *booster* do tipo parafuso. A corrente de saída desse sistema será encaminhada para o sistema principal de compressão.

As unidades de compressão e tratamento são projetadas para fornecer diariamente 612.000 m³ de gás combustível, em alta pressão (4.500 kPa abs) e em baixa pressão (785 kPa abs) e são basicamente compostas por válvulas para quebra de pressão, seguida da retirada de condensado em vasos depuradores e trocadores de calor para o perfeito enquadramento de suas especificações.

Na Figura II.8.1.1-3, é apresentado o fluxograma simplificado do processo de produção de óleo e gás do Campo Marlim Leste.

Figura II.8.1.1-3 – Fluxograma simplificado de produção de óleo e gás.
Inserir em A3

Figura II.8.1.1-3 – Fluxograma simplificado de produção de óleo e gás.

Inserir em A3

- *Sistema de Gás Combustível*

O sistema de gás combustível será abastecido pelo gás proveniente da descarga do 3º estágio do Compressor Principal, após secagem e proverá gás à alta pressão (4.635 a 4.497 kPa) para equipamentos de combustão como turbogeradores e para a pressurização do vaso de expansão de água quente, e gás à baixa pressão (785 kPa) para o piloto do flare, purga, gás de *stripping* para o regenerador de TEG, gerador de gás inerte, desaeradora da água do mar, flutuadores de água produzida, incinerador e vasos da unidade desidratação.

Vale ressaltar que o gás combustível fornecido à baixa pressão será oriundo do sistema combustível de alta pressão, através de uma válvula controladora.

- *Sistema de geração de energia*

O FPU P-53 contará com um sistema de geração de energia elétrica constituído por um sistema principal composto por quatro turbogeradores de 28.750 kVA / 23.000 kW com tensão de geração de 13,8 kV, por um sistema de geração auxiliar, composto por um gerador de 3 MW em 13,8 kV, que será acionado por motor a diesel e alimentará a unidade de produção no período de pré-operação e na ausência da geração principal e, por um gerador de emergência com 1,6 MW em 480 V e acionamento por motor a diesel. Este último será responsável pelo fornecimento de energia elétrica para o funcionamento dos equipamentos essenciais da unidade em situações de emergência.

É importante destacar que na ausência dos sistemas de geração principal, auxiliar e de emergência, as cargas de emergência do FPU P-53, tanto de corrente contínua quanto de corrente alternada, serão supridas por sistemas de energia que utilizam baterias, retificadores e inversores.

- *Sistema de tratamento de água de injeção*

A unidade P-53 possuirá um sistema de injeção de água capaz de tratar e injetar 39.000 m³/d de água à pressão de 200 kgf/cm², o qual é dividido em dois subsistemas, sendo um constituído por um conjunto de equipamentos que realizam os tratamentos físico e químico da água do mar. Este subsistema tem

como objetivo evitar reações da água injetada nos poços com a água de formação do reservatório e os hidrocarbonetos, compreendendo os seguintes equipamentos: bombas de captação, filtros, unidade desaeradora e unidade de remoção de sulfato.

O outro subsistema será composto pelas bombas de injeção, *manifold* de distribuição e linhas de injeção, que conduzem a água aos 8 poços injetores.

A água a ser injetada nos poços é primeiramente captada a uma profundidade de 30m e depois tratada com hipoclorito. Após essa etapa, haverá a dosagem de seqüestrante do cloro (NaHSO_3) para evitar quaisquer danos na unidade de remoção de sulfato causados pela presença de cloro.

A unidade de remoção de sulfatos é composta por: uma Torre composta por membranas, bombas de alimentação, filtros finos de água do mar, vasos de pressão, sistema de dosagem química, sistema de limpeza de membranas e painel de controle. Esta unidade estará localizada à montante da torre desaeradora. O processo de dessulfatação ocorre por nanofiltração através de membranas sintéticas, reduzindo o teor de sulfatos da água para valores menores do que 40 mg/l.

Finalmente, ocorrerá o processo de desaeração que será realizado por meio da flotação induzida a gás. É importante destacar a dosagem de biocida nas correntes de entrada e de sequestrante de O_2 e inibidor de incrustação, nas correntes de saída, sendo o teor de oxigênio da água a ser injetada medido individualmente em cada poço.

- *Sistema de flare e vents*

O objetivo do sistema de *flare*, constituído de dois subsistemas independentes de alta e baixa pressão, será coletar todos os alívios de segurança da planta de processo, ou seja, todos os gases residuais que sejam liberados de válvulas de segurança de sobre-pressão (PSV), válvulas de despressurização (*Blowdown Valves* – BDV), conduzindo-os para queima em local seguro e sem emissão de fumaça, durante a operação normal ou em situações de emergência.

Estes subsistemas possuem vasos de retenção de condensados, V-541201 (alta pressão) e V-541202 (baixa pressão) e uma rede que conduzirá os gases a uma única estrutura, onde os queimadores de alta e de baixa pressão estarão

instalados. O flare de alta pressão está projetado para queimar continuamente o volume máximo de 3,6 MM m³/dia de gás à 20°C e 1 atm e, outro de baixa pressão tem capacidade de queima contínua de 436.980 m³/dia de gás (volume máximo) à 20°C e 1 atm.

Em condições de emergência, o sistema de *flare* de baixa pressão será responsável pela queima de 474.628 m³/dia de gás à 20°C e 1 atm. No entanto, o sistema de alta pressão operará em cinco diferentes situações de emergência, isto é, será capaz de queimar o gás com vazões de: 0,9, 2,9, 3,6, 3,8 e de até 6,0 MM m³/dia. Em situações normais de operação, os queimadores dos flares de baixa e de alta serão mantidos acesos com uma queima permanente de 200 m³/h.

É importante destacar a existência de um sistema de *vent* (respiradouros) para coleta de gases, como o gás combustível utilizado na regeneração do trietilenoglicol (TEG).

- *Sistema de óleo diesel*

O FPU P-53 contará com um sistema de diesel capaz de armazenar, purificar e distribuir diesel para os turbogeradores, na etapa inicial da operação, e para os motogeradores de emergência e auxiliar, as motobombas de incêndio, o gerador de gás inerte, o compressor de ar de partida e o incinerador. O óleo diesel será transportado até à unidade a partir de embarcações de apoio e transferido por meio de bombeamento através de mangotes, com diâmetro de 4", 100 m de comprimento e taxa de transferência de 120 m/h.

Este sistema será composto por dois filtros coalescedores (FT-513301A/B) com capacidade para 100 m³/h, por dois tanques de 1.525 m³ (TQ-513301A) e 1.883 m³ (TQ-513301B) e por duas purificadoras, do tipo centrífuga, com capacidade para 10 m³/h (SC-513301A/B) cada. Também serão partes integrantes, os seguintes equipamentos: um tanque de recebimento de transbordamento com capacidade de 92 m³ (TQ-513303), um tanque estrutural de distribuição com capacidade de 358 m³ (TQ-513302) e duas bombas de óleo diesel purificado com capacidade para 10m³/h (B-SC-513301A/B).

- *Sistema de injeção de produtos químicos*

O sistema de injeção química do FPU P-53 será responsável pela adição de produtos químicos nas correntes de óleo, gás, água de injeção e água produzida. Os seguintes produtos serão utilizados: inibidor de hidratos, inibidor de corrosão no gás, desemulsificante, antiespumante, biocida, inibidor de incrustação no óleo, polieletrólitos, seqüestrante de oxigênio, dispersante, anti-incrustante na água de injeção e trietilenoglicol (TEG).

A finalidade deste sistema é aperfeiçoar e melhorar as condições operacionais do processo, das linhas, dos oleodutos e dos equipamentos.

- *Sistema de tratamento da Água Produzida*

A água produzida será enviada para um conjunto de hidrociclones (CI-533101 A/K) e de flotadores (FL-533101 A/B) e, posteriormente, para filtros. Além disso, os efluentes de água oleosa provenientes do separador de produção (SG-122301 A/B) e tratador eletrostático (TO-122301A/B), também serão encaminhados à planta de tratamento de água e, o óleo recuperado nos flotadores e nos hidrociclones voltará ao ciclo através do Tanque de Drenagem Fechada, de onde é enviado ao Separador de Produção. A corrente de saída do flotador terá o seu teor de óleo reduzido a níveis inferiores a 20ppm.

Vale ressaltar que a água produzida será descartada no mar com concentração de óleo inferior a 20 ppm e a 40°C (Resolução CONAMA nº20). Se porventura, após a medição do TOG (teor de óleos e graxas), o teor de óleo tender a 20 ppm, o processo será reajustado imediatamente para recuperar a estabilidade do processo. Ainda sim, se água tratada estiver fora das suas especificações, a produção será reduzida, através do fechamento dos poços de maior BSW, até que as especificações de descarte sejam atingidas.

- *Sistema de drenagem*

O FPU P-53 será provido de sistemas de drenagem independentes, destacados no Quadro II.8.1.1-5, que possuem a finalidade de garantir a coleta e o tratamento adequado dos efluentes gerados nas áreas da planta de processo e

drenos de equipamentos, bem como dos efluentes dos conveses, resultantes de limpeza, água de chuva contaminada e vazamentos de fluidos de processo.

Quadro II.8.1.1-5 - Relação das áreas atendidas pelos diferentes sistemas de drenagem.

TIPO DE DRENAGEM	ÁREAS ATENDIDAS
Drenagem aberta de áreas classificadas	Módulo de bombas de transferência de óleo Módulo de separação e Tratamento de óleo Módulo de Compressão de gás Módulo de utilidades Módulo de Água de Injeção e Remoção de Sulfatos da Água do Mar
Drenagem pluvial	Conveses
Drenagem aberta de hidrocarbonetos de áreas classificadas	Módulo de Separação e Tratamento de Óleo (coleta de amostras de óleo e água produzida, drenagem de instrumentos, purga de linhas, entre outros)
Drenagem aberta de hidrocarbonetos de áreas não-classificadas	Oficina, capela do laboratório e sistema de diesel
Drenagem fechada da planta de processo	Áreas de manobras de operação e manutenção em equipamentos normalmente pressurizados e instrumentos que contém hidrocarbonetos
Drenagem do <i>Turret</i>	Área do <i>Turret</i>
Drenagem do casco do navio (bilge)	Diques de contenção dos equipamentos: tanques principais de diesel e centrífugas de diesel, tanques diários das bombas de incêndio, geradores auxiliar e de emergência.

- *Descrição dos sistemas de segurança*

- ✓ *Sistemas de detecção de incêndio e gás*

A detecção de incêndio e gás no FPU P-53 será realizada por sensores distribuídos pela unidade que detectam, automaticamente, a ocorrência de incêndios e o acúmulo de gases e/ou vapores inflamáveis ou tóxicos, tais como o gás combustível e o gás sulfídrico (H₂S). Os operadores serão então alertados por meio de dados e alarmes na sala de controle, sendo que alarmes visuais e auditivos distribuídos pela unidade serão responsáveis pelo alerta dado à população.

É importante destacar a existência de Alarmes Manuais de Incêndio (AMI) do tipo “Quebre o Vidro e Aperte o Botão”, na cor vermelho segurança, distribuídos por todas as áreas da instalação, além da presença de sensores de calor e fumaça que permitem a identificação, na ECOS, do local exato da detecção.

Haverá também a atuação de um ou mais detectores de gás combustível que serão responsáveis, no caso de atuação mútua de dois sensores, pela ativação do alarme de controle central e desligamento de equipamentos elétricos. A presença de gás sulfídrico será detectada por apenas um sensor que indicará concentração de gás no ar de 8 ppm ou acima. Estes sistemas ativarão o alarme da sala de controle central ou de áreas que possuam o monitor/controlador e que sejam permanentemente assistidas.

✓ *Geração de energia de emergência*

A unidade P-53 está provida de um sistema de geração de energia de emergência composto por um motogerador de 1,6MW a diesel que, durante situações de emergência, atenderá os serviços essenciais à segurança, tais como: os sistemas de detecção de gás/incêndio e de combate a incêndio (água/CO₂), o sistema de parada de emergência, as iluminações de emergência e do heliponto, o sistema de telecomunicações e intercomunicadores, o sistema de controle e instrumentação de processo (ECOS/ESC), o guincho para embarcação salva-vidas e embarcação de salvamento, os carregadores de baterias e os sistemas de controle e auxiliares dos serviços essenciais (controle de poços, bombas de combate a incêndio, geradores e outros).

✓ *Sistema de bloqueio (Emergency shutdown system)*

Em caso de parada de emergência, o FPU P-53 contará em sua planta de processo com um sistema de bloqueio constituído de equipamentos de proteção na superfície, que acionarão as válvulas de segurança SDV, localizadas na extensão dos *risers*. É importante destacar que o sistema de parada de emergência é constituído de quatro níveis que possibilitam a parada parcial ou total do processo e do sistema de utilidades.

✓ *Bloqueio de vazamento no gasoduto*

O gasoduto possuirá duas válvulas de segurança SDV submarinas que serão acionadas por equipamentos de proteção na superfície. Estas entrarão em ação em casos de excesso ou falta de pressão, decorrentes de alguma obstrução ou

vazamento, por exemplo. Desta forma, fica o FPU P-53 protegido em situações de emergência, isolando-o do restante do gasoduto.

✓ *Detecção de vazamento no oleoduto*

Durante a operação do oleoduto, responsável pelo escoamento da produção de óleo do Campo de Marlim Leste, qualquer vazamento ocorrido neste será detectado por um sistema automatizado (LDS) através do *software* LeakWarn, o qual operará em tempo real em conjunto com um sistema de aquisição de dados (ECOS/SCADA) e acionará as válvulas de fechamento de emergência do oleoduto, cessando assim o fluxo de produção.

O LeakWarn será capaz de detectar, a partir de técnicas de balanço compensado de massa, ou seja, comparação entre as medições de vazão nas extremidades do oleoduto considerando variações de pressão, temperatura, composição e densidade do fluido escoado, qualquer vazamento no oleoduto. Sendo possível discernir entre reais vazamentos e eventos relacionados à falhas de instrumentação, minimizando desta forma a probabilidade de alarmes falsos.

✓ *Sistema de medição e Monitoramento*

O sistema de medição e monitoramento dos parâmetros operacionais do FPU P-53 estarão integrados ao sistema ECOS (Estação Central de Operações e Supervisão). Este sistema é composto por estações de trabalho e computador, para configuração dos controladores lógicos programáveis (CPL) interligados por uma rede *Ethernet*, permitindo ao operador a supervisão, monitoramento e operação de todos os sistemas das unidades, tais como: a área e a planta de processo e utilidades, sistemas de segurança e elétricos, áreas de difícil acesso e alto risco, tais como lançadores/recebedores de *pig*, *manifolds*, praças de bombas, convés principal, praça de utilidades e heliponto.

O teor de óleo e graxas e a temperatura nas correntes de água oleosa a ser descartada no mar serão monitorados pelo sistema ECOS, na sala de controle do FPU P-53.

Além disso, haverá o monitoramento da ancoragem por dois sistemas: o sistema de monitoração das amarras, processando os dados e os transferindo

para um computador na sala de controle, onde a tensão de cada linha pode ser lida a cada instante em tempo real, e o sistema de monitoração do *offset*, onde se pode monitorar com precisão o posicionamento da embarcação em relação às coordenadas geográficas. Vale ressaltar que a integridade do sistema de ancoragem é assegurada pelo monitoramento do sistema e nas rotinas de inspeção.

No sistema de recebimento de diesel, existirão medidores de vazão e filtros integrados ao sistema ECOS, que realizará o monitoramento da pressão desse sistema. Além disso, o operador responsável pelo acompanhamento da operação, ao observar o vazamento, alerta, via rádio, a tripulação do rebocador que está fornecendo diesel e determina a interrupção imediata do bombeio e drenagem do mangote para o tanque da embarcação. O operador fecha a válvula da linha de recebimento de diesel e comunica, via rádio, o incidente à sala de controle, para que seja dada continuidade ao procedimento de emergência.

Descrição das operações de desativação

Os procedimentos correspondentes à desativação da produção e ao abandono de poço, os quais são definidos e serão revistos conforme os padrões da Petrobras, serão executados de acordo com as Portarias ANP Nº 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 revoga a Portaria ANP nº 176/99) e Nº 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.

Será também realizado o gerenciamento da remoção e do abandono de plataformas e estruturas, baseando-se nos princípios de prevenção dos efeitos potenciais sobre o meio ambiente, reutilização das instalações e equipamentos, reciclagem e disposição final, de acordo com a Convenção de Londres de 1972 (*Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter*), revisada no Protocolo de 1996 e, com o documento intitulado "*Waste Assessment Framework: Development of Generic and Waste-Specific Guidance*".

II.8.1.2 - Análise Histórica de Acidentes

Este item apresenta dados históricos de acidentes e incidentes (internacionais e próprios do empreendedor) envolvendo unidades flutuantes associadas às atividades de produção e escoamento de óleo e gás.

Deve-se ressaltar, primeiramente, que a experiência histórica aponta que os acidentes oriundos de atividades de exploração e produção de óleo resultantes em grandes derramamentos para o meio ambiente são relativamente raros quando comparados aos de outras atividades (IPIECA, 2000).

Conforme pode ser observado na Figura II.8.1.2-1, a seguir, a liberação anual média de petróleo em ambiente marinho a nível mundial na década de 1990 foi cerca de 1,3 milhão de toneladas destacando-se como principais fontes: as naturais (exudação), consumo (efluente industrial/sanitário) e navios petroleiros – cerca de 93% do total. Observa-se que derramamentos oriundos de atividades de exploração e produção de petróleo representam apenas 3% do total liberado em ambientes marinhos no período analisado, 1990-1999 (NRC, 2003).

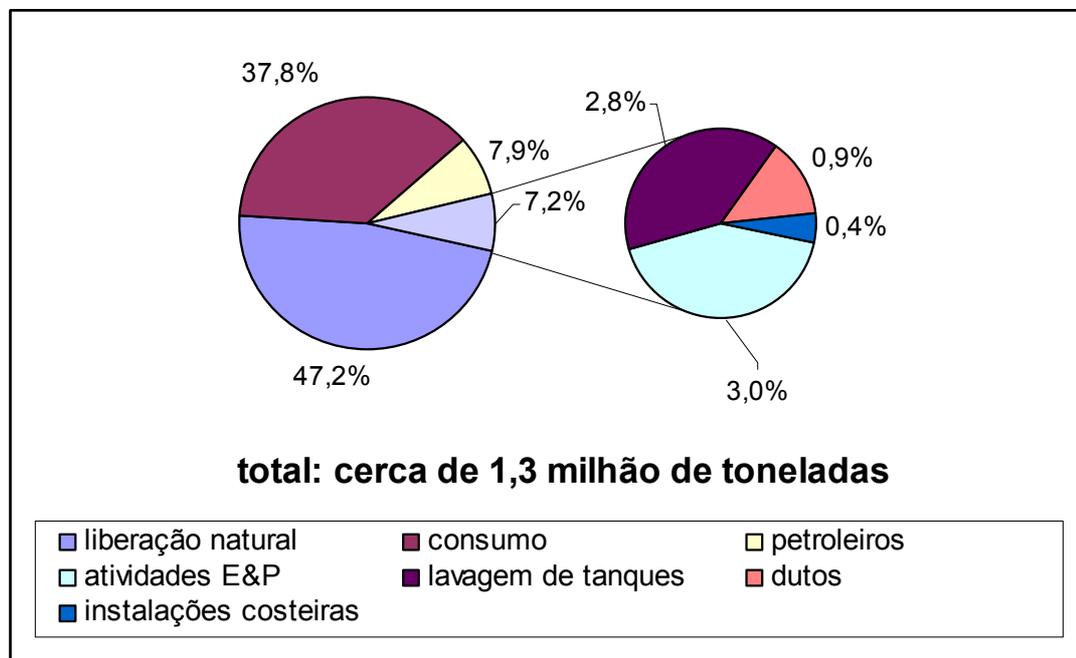


Figura II.8.1.2-1 - Liberação anual média de petróleo por fontes a nível mundial (1990-1999). Fonte: *Oil in the Sea*, 2003.

Dados Internacionais

a) WOAD

Realizou-se um levantamento geral das ocorrências acidentais em atividades de produção de petróleo e gás através da consulta ao Banco de Dados WOAD (*Worldwide Offshore Accident Databank*) da Det Norske Veritas (DNV), o qual é o mais completo banco de dados do mundo sobre acidentes e incidentes offshore, sendo continuamente atualizado com informações fornecidas por autoridades, publicações e reportagens oficiais, jornais, base de dados, fontes próprias e operadores.

O total de acidentes/incidentes registrados na base de dados no período de 1 de janeiro de 1970 a 31 de dezembro de 1997 é de 3.431 eventos, ocorridos em todas as grandes regiões produtoras de petróleo offshore do mundo.

De um modo geral, todos os acidentes sérios envolvendo danos significativos estão registrados no WOAD. Há, porém, algumas áreas do mundo, para as quais a quantidade de informações disponíveis é bastante limitada, tal como acontece no Brasil. Para essas áreas, somente os grandes acidentes, publicados pelos órgãos de informação, estão disponíveis, havendo, portanto, uma parcela dos acidentes menores para a qual não há informações na esfera pública.

O WOAD inclui base de dados de acidente/incidente por tipo de atividade e tipo de unidade. O Quadro II.8.1.2-1, a seguir, apresenta tais informações para o período de 1970 a 1997 a nível mundial, destacando-se a atividade de produção que inclui, além da produção propriamente dita, escoamento através de *risers* e dutos submarinos.

Quadro II.8.1.2-1 - Número de acidentes/incidentes relacionados aos tipos de atividade e de unidade.

Atividade	Tipo de unidade			Total
	Flutuante	Fixa	Outros	
Perfuração	679	189	7	875
Completação/workover	157	123	26	306
Produção	35	1523	78	1636
Construção	29	42	17	88
Apoio	54	15	57	126
Transferência da unidade	245	1	32	278
Ociosa (não em operação)	52	4	7	63
Outros	30	18	11	59
Total	1281	1915	235	3431

Fonte: Banco de dados WOAD

De acordo com o Quadro II.8.1.2-1 e ilustrado na Figura II.8.1.2-2 a seguir, pode-se observar que a atividade de produção foi responsável por quase metade da ocorrência de acidentes / incidentes, sendo a maioria (93%) em unidades fixas.

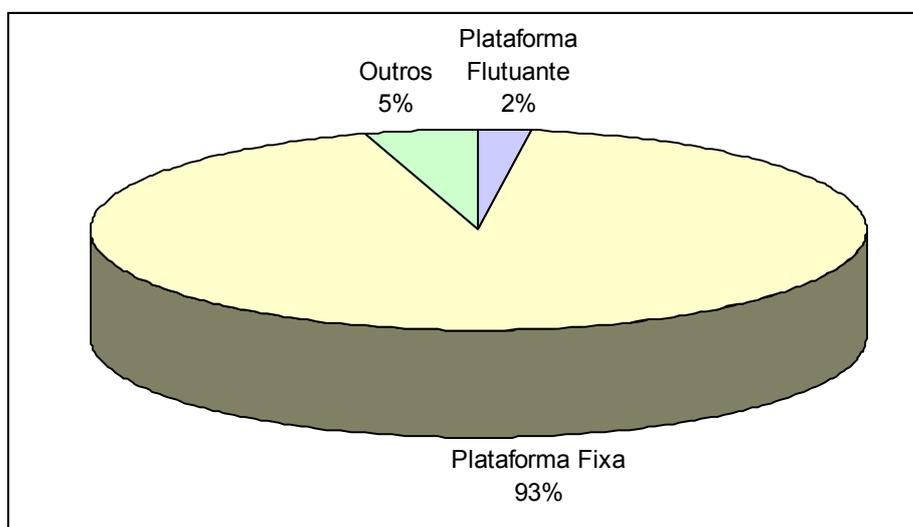


Figura II.8.1.2-2 - Percentual de acidentes/incidentes em relação ao tipo de plataforma no período de 1970-1997 no mundo.

Com relação à tipologia dos acidentes durante as atividades de produção, a análise do banco de dados do WOAD permite apontar que, de uma forma geral,

os mais predominantes durante o período de 1970 a 1997 foram o vazamento, incêndio, explosão e colisão, conforme apresentado no Quadro II.8.1.2-2.

Quadro II.8.1.2-2 - Número de acidentes/incidentes relacionados aos tipos de acidente e de unidade.

Tipo de Acidente	Tipo de unidade			Total
	Flutuante	Fixa	Outros	
Falha da âncora	5	0	1	6
Blowout	1	35	0	36
Tombamento	0	43	0	43
Colisão	0	69	28	97
Contato	4	45	4	53
Acidentes com guindaste	0	48	0	48
Explosão	1	123	2	126
Queda de carga	1	67	0	68
Incêndio	10	662	10	682
Afundamento	0	13	0	13
Encalhe	1	0	0	1
Envolvendo helicóptero	0	20	0	20
Inundação	1	4	0	5
Adernamento	0	7	0	7
Falhas nos Propulsores	0	0	0	0
Perda de Posição	2	0	0	2
Vazamento	11	924	67	1002
Dano estrutural	7	54	14	75
Acidente durante reboque	0	0	0	0
Problema no poço	0	22	0	22
Outros	0	47	2	49

Fonte: Banco de dados WOAD

A análise da tipologia de acidentes envolvendo unidades não-fixas permite apontar que 45% dos acidentes estão relacionados a vazamentos, 24% a dano estrutural e incêndio, 16% a colisão e 15% a outros tais como: contato, falha da âncora, explosão, perda de posição, *blowout*, queda de carga, etc (Figura II.8.1.2-3).

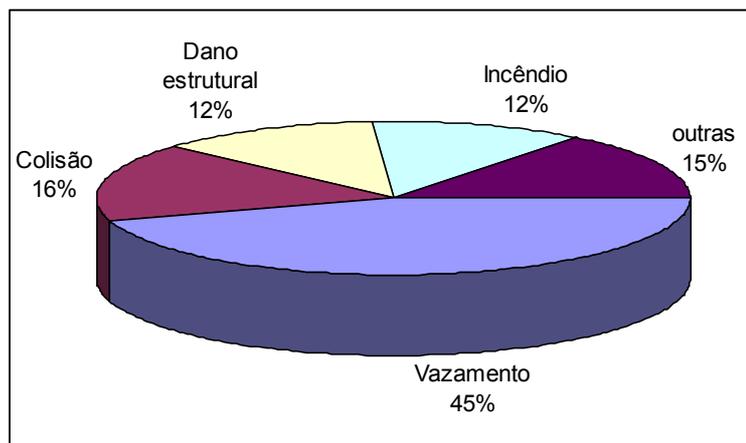


Figura II.8.1.2-3 - Tipologia de acidentes em unidades móveis e flutuantes para atividade de produção.

Com relação aos acidentes relacionados a vazamentos, o banco de dados do WOAD apresenta registros envolvendo os seguintes tipos de produtos:

- * Óleo cru (petróleo e óleo lubrificante);
- * Óleo e gás (ambos para atmosfera ou formação);
- * Gás (incluindo gás combustível e H₂S);
- * Óleo leve (incluindo diesel e óleo combustível);
- * Produtos químicos e outros.

O Quadro II.8.1.2-3 apresenta registros de 291 vazamentos envolvendo unidades móveis durante o período de 1970 a 1997, distribuídos por tipo de produto e quantidade liberada.

Quadro II.8.1.2-3 - Relação do tipo de produto e da quantidade liberada para Unidades Móveis no período de 1970 a 1997.

Tipo de Produto	QUANTIDADE LIBERADA						Total
	Pequeno (0 a 9 t)	Menor (10 a 100 t)	Signif. (101 a 1.000 t)	Grande (1.001 a 10.000 t)	Muito grande (> 10.001 t)	Desconhecido	
Óleo cru	8	0	2	0	1	5	16
Óleo e gás	10	0	1	2	7	19	39
Gás	61	0	5	2	1	91	160
Óleo leve	39	8	4	0	0	7	58
Produtos Químicos	5	1	0	0	0	2	8
Outros	8	1	0	0	0	1	10
Total	131	10	12	4	9	125	291

Fonte: WOAD

A análise desses dados permite concluir que vazamentos de óleo cru representam apenas 5% do total. Quase 90% dos vazamentos envolvem gás, óleo leve e óleo & gás (Figura II.8.1.2-4).

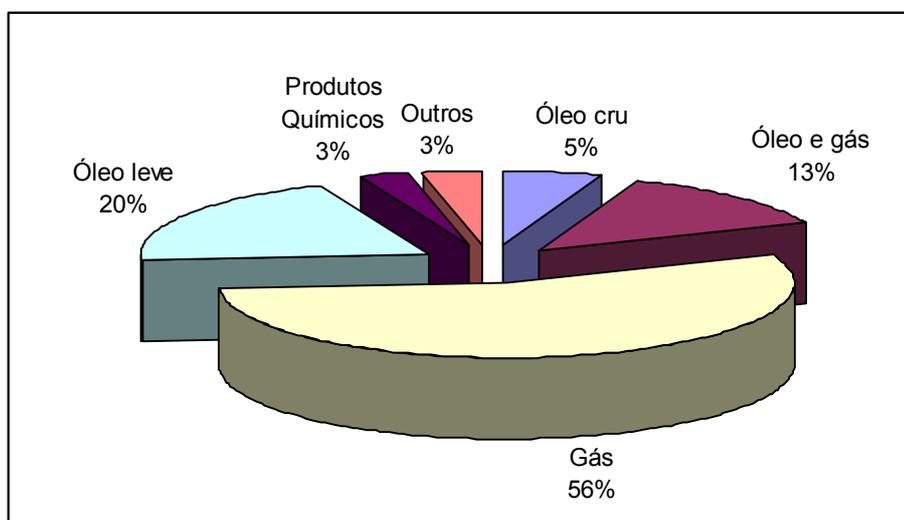


Figura II.8.1.2-4 - Percentual de números de acidentes relacionados a vazamentos.

Com relação às quantidades liberadas, observa-se que, de uma forma geral, a maioria dos acidentes caracteriza-se como pequenas descargas (até 9 toneladas), embora, deva-se ressaltar que a classe “Desconhecido” seja

considerável para alguns tipos de produtos, especialmente os vazamentos envolvendo gás (Figura II.8.1.2-5).

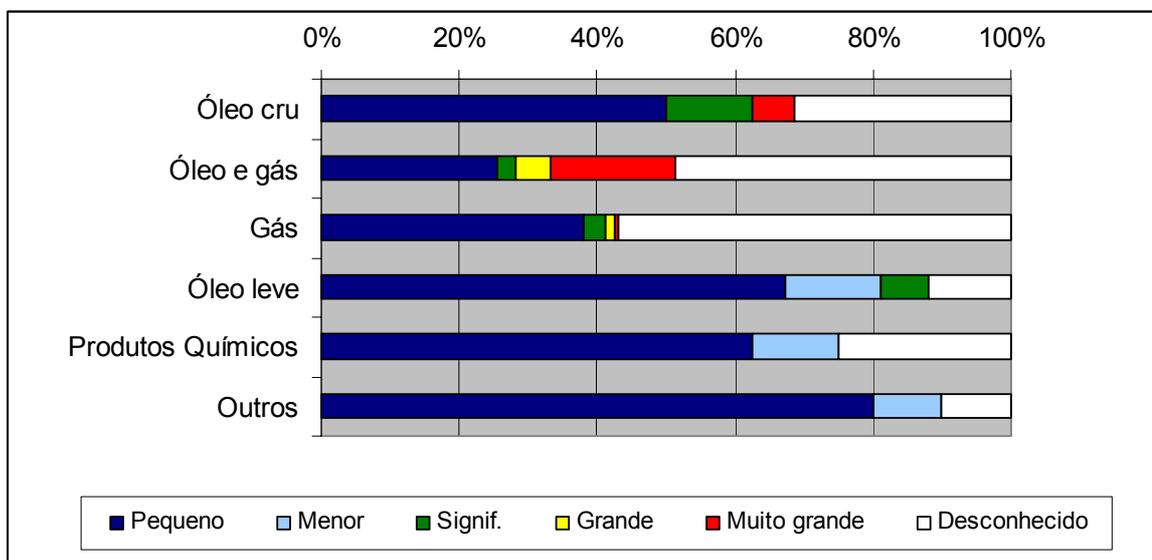


Figura II.8.1.2-5 - Percentual de números de acidentes relacionados a vazamentos.

Para o caso de óleo cru, observa-se a mesma distribuição geral sendo importante destacar o registro de um acidente com vazamento superior a 10.000 toneladas.

Em se tratando de vazamentos envolvendo óleos leves (diesel dentre eles), observa-se que todos tiveram uma quantidade liberada inferior a 1.000 toneladas, sendo a grande maioria de até 9 toneladas. Vale ressaltar que apenas 12% dos registros tiveram suas quantidades desconhecidas.

b) MMS

A análise histórica apresentada, a seguir, está baseada nas investigações da agência norte-americana MMS (*Minerals Management Service*) sobre acidentes envolvendo a atividade de produção de óleo e gás com consequências ambientais ocorridos na plataforma continental externa dos Estados Unidos (Golfo do México e Costa do Pacífico), no período de 1964 a 2002.

Ressalta-se a importância desta região em termos de produção – 1,68 milhão de barris por dia, estimado em 2002 (MMS), cerca de 12% superior à produção do Brasil em 2002 (1,5 milhão de barris por dia, segundo ANP).

Somente no Golfo do México, até junho de 2001, a malha dutoviária de escoamento de óleo era composta por cerca de 44.000 km de dutos submarinos, a maior parte localizada em águas rasas.

Com relação à atividade de produção, foram registrados nessa região 51 eventos ao longo do período citado, com um volume médio de cerca de 430 m³ por evento. A análise da distribuição por faixa de volume permite apontar que os derramamentos mais freqüentes encontram-se entre 8 e 200 m³ (descargas médias, de acordo com Resolução CONAMA 293/01), seguidos pelos menores que 8 m³ (Figura II.8.1.2-6)

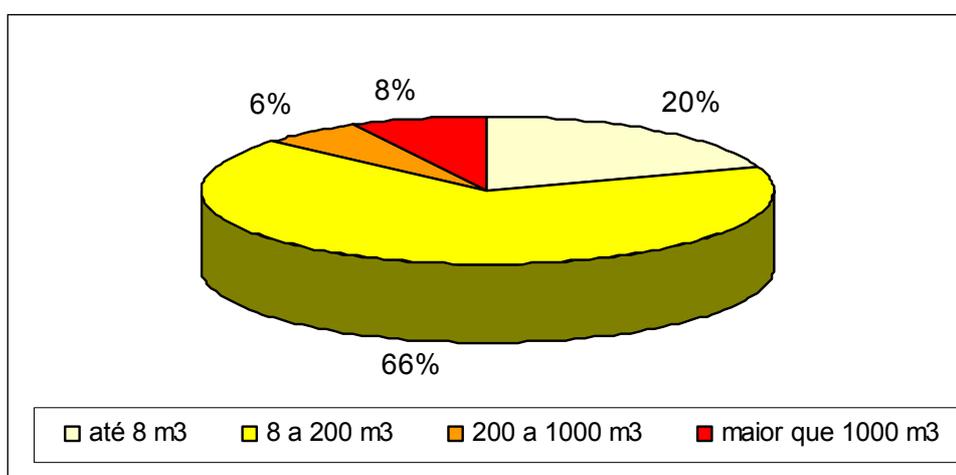


Figura II.8.1.2-6 - Percentagem de volume derramado durante atividade de produção. Fonte: MMS

Com relação ao tipo de produto derramado, cerca de 75% dos eventos envolveram óleo cru, 12% envolveram óleo diesel, 8% produtos químicos (inibidor de parafina, etileno glicol, brometo de zinco, etc) e finalmente 6% condensado. Mais da metade dos derramamentos envolvendo óleo foram registrados na faixa de 8 a 200 m³. É importante também citar o registro de 4 eventos cujo volume derramado foi superior a 1.000 m³. Ressalta-se que todos os eventos envolvendo óleo diesel estiveram associados à faixa de volume derramado de 8 a 200 m³.

Com relação às causas, foram registrados os seguintes tipos:

- * Falha humana;
- * Falha de equipamento;

- * Condições meteoceanográficas adversas;
- * Colisão;
- * *Blowout*;
- * Incêndio.

As causas mais freqüentemente registradas estão associadas a falhas de equipamento e humana, representando juntas 74% dos registros do MMS (Figura II.8.1.2-7). Ressalta-se que esta distribuição é representativa para a faixa de volume derramado mais freqüente: 8 a 200 m³.

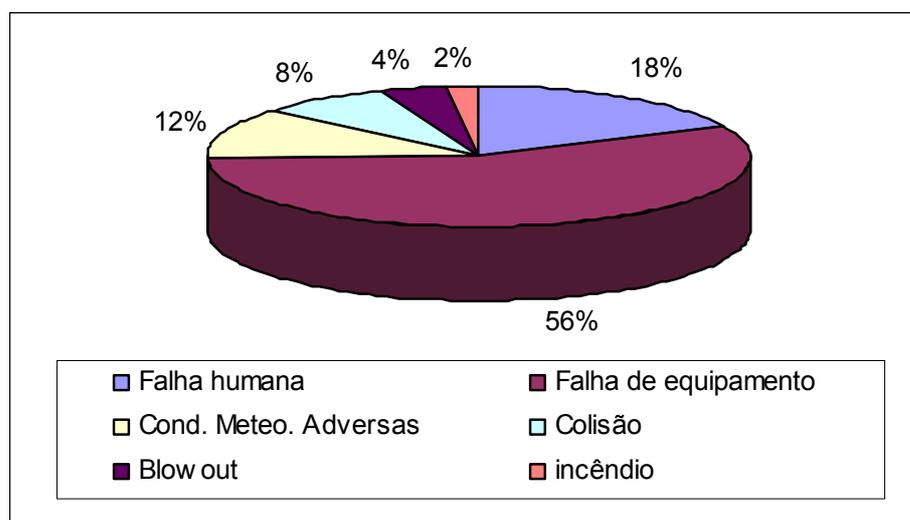


Figura II.8.1.2-7 - Percentual de eventos de derramamento em função do tipo de causa em atividades de produção. Fonte: MMS

Uma análise particularizada sobre os eventos envolvendo diesel, permite apontar um volume médio de 140 m³ por evento, sendo registrados volumes apenas entre 8 e 200 m³. Com relação às causas, foram registradas colisão, falha humana e condições meteoceanográficas adversas, na mesma proporção.

Finalmente, a análise dos acidentes com poluição ambiental envolvendo dutos submarinos ocorridos no Golfo do México e na Costa do Pacífico, a partir do ano de 1964, permite identificar 42 ocorrências com conseqüências ambientais, no caso, liberação de óleo no mar.

Os eventos totalizaram um volume liberado de óleo de 40.000 m³ sendo a liberação média de óleo por ocorrência de 928 m³. Ressalta-se que apenas 17% dos eventos derramaram cerca de 90% de total derramado no período.

Com relação à profundidade, os eventos perigosos ocorrerão numa profundidade média de 34 metros, variando de 5 a 328 metros.

Com relação ao diâmetro dos dutos envolvidos em acidentes, 75% dos eventos perigosos ocorreram em dutos com diâmetro de até 14 polegadas sendo que o maior diâmetro foi de 24”.

Conforme pode ser verificado na Figura II.8.1.2-8, cerca de 93% do volume total derramado por dutos submarinos ao longo do período investigado foi causado por corrosão (68%) e danos por âncoras (25%). Pequeno percentual do volume derramado (7%) está relacionado a danos por redes de arrasto e outras causas.

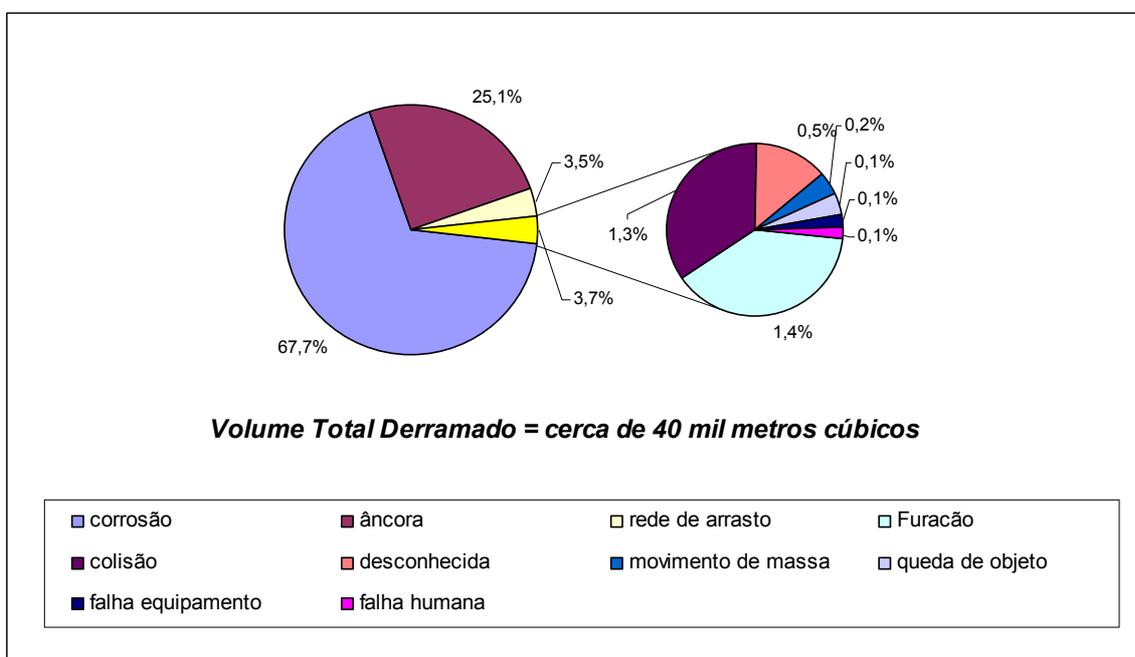


Figura II.8.1.2-8 - Volume de Óleo derramado por causa, nos dutos submarinos dos Estados Unidos (1964-2002).

Fonte: MMS, Significant Pollution Incidents Listed Yearly – 2003.

A Figura II.8.1.2-9 ilustra o número de ocorrências de derramamento de óleo a partir de dutos por cada tipo de causa. Verifica-se que os eventos perigosos mais freqüentes no período de 1964 a 2002 foram aqueles relacionados a danos causados por âncora (48%) e corrosão (12%).

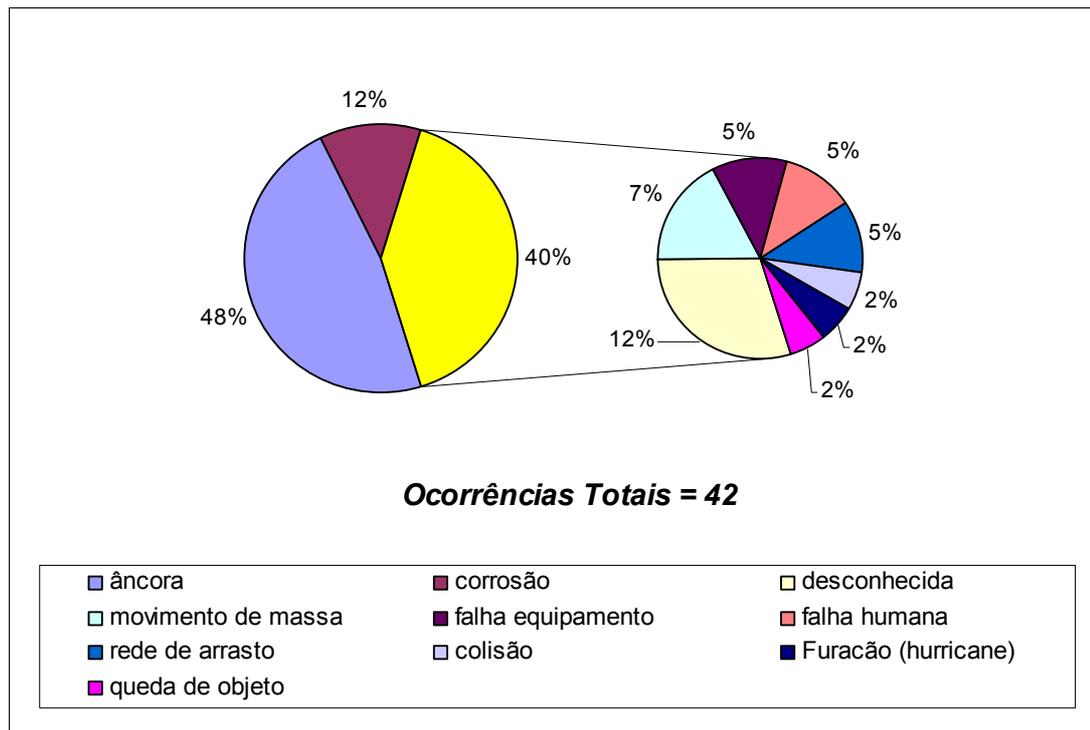


Figura II.8.1.2-9 - Número de ocorrências de derramamento de óleo por causa, nos dutos submarinos dos Estados Unidos (1964-2002).

Fonte: MMS, Significant Pollution Incidents Listed Yearly - 2003

Dados Nacionais

A análise histórica de incidentes ocorridos no Brasil envolvendo a atividade de produção de óleo e gás é extremamente difícil devido à insuficiência de dados estatísticos. Os poucos registros disponíveis não são adequadamente detalhados, por exemplo, com relação às causas do evento, o volume vazado e as consequências ambientais.

Apesar disso, são apresentados alguns estudos de caso baseados em informações oriunda das mídias impressa e eletrônica.

a) Plataforma de Enchova

A plataforma sofreu dois acidentes sendo o primeiro em 1984 quando uma liberação de gás provocou incêndio e a morte de 37 pessoas. No segundo acidente, em 1988, a mesma plataforma teve o seu convés e torre totalmente destruídos por um *blowout* seguido de incêndio que somente pode ser controlado após 27 dias.

b) Plataforma P-36

A plataforma de produção semi-submersível P-36 encontrava-se instalada no Campo de Roncador, na Bacia de Campos, em lâmina d'água de 1360 metros. No momento do acidente, a plataforma estava produzindo cerca 84.000 barris de petróleo e 1.300.000 m³ de gás, por dia, oriundos de 6 poços interligados à mesma.

O acidente com a plataforma P-36 teve início em 15 de março de 2001, às 0 h 22 min, quando ocorreu uma primeira explosão na coluna de popa boreste, seguida 17 min depois por uma grande explosão na parte superior da coluna e em áreas próximas. No dia 20 de março de 2001, às 11 h 41 min, a plataforma submergiu completamente e afundou em seguida.

De acordo com a comissão conjunta de investigação constituída pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) e a Diretoria de Portos e Costa (DPC) da Marinha do Brasil, o acidente foi causado por uma série de fatores que, isoladamente, não seriam suficientes para determiná-lo. A análise realizada pela comissão apontou a operação de esgotamento do tanque de drenagem de emergência da coluna de popa bombordo como o fator crítico diretamente relacionado com as explosões ocorridas na plataforma P-36 (ANP, 2001).

Devido a dificuldades operacionais para dar partida na bomba de esgotamento, houve um fluxo reverso indesejado de hidrocarbonetos para as linhas de escoamento dos tanques de drenagem de emergência causado por uma falha mecânica da válvula de admissão do tanque de boreste, o que levou a pressurização e ao colapso do tanque, dando início ao escalonamento de eventos que culminou com o afundamento da plataforma.

A comissão concluiu, ainda, que defeitos de manutenção, de operação e de projeto também colaboraram para o afundamento da plataforma.

À época do acidente, a plataforma P-36 tinha estocado a bordo em suas linhas e vasos de produção cerca de 1.200 m³ de óleo diesel e 350 m³ de petróleo bruto. Com o afundamento da mesma, esses fluidos começaram a vaziar no oceano, a uma distância aproximada de 150 km da costa, tendo cerca de 350 m³ de óleo aflorado nas primeiras 24h após o afundamento. Este derramamento foi

combatido através do recolhimento de parte do óleo e dispersão química e mecânica da outra parte.

O óleo que vazou da plataforma formou uma mancha com extensão de até 48 km² (Folha Online, 2001). No entanto, acredita-se que os danos ambientais puderam ser reduzidos em função da realização de procedimentos de combate ao derramamento, pelo deslocamento da mancha em direção ao alto-mar e pelo fato da área local não ser prioritária em termos de biodiversidade.

c) Plataforma P-7

A plataforma semi-submersível P-7 está situada na Bacia de Campos, no campo de Bicudo, e opera numa profundidade d'água de 210 metros, produzindo cerca de 16 mil barris (2.500 m³) de petróleo e 81 m³ de gás por dia.

O acidente ocorreu aproximadamente às 04:45h do dia 12 de abril de 2001 durante a realização de testes do poço da plataforma devido a uma perda de controle momentânea do mesmo, vazando 26 m³ de óleo para o mar além de uma grande quantidade de gás. Reportou-se também falha nas válvulas que usualmente controlam a expansão do gás nesse tipo de situação. Dos 147 trabalhadores da P-7, 37 permaneceram no local cuidando do problema (Folha Online, 2001).

Três dias após o acidente, 14 embarcações operavam no local realizando os procedimentos de resposta à emergência, sendo 6 realizando três cercos de contenção e 5 para lançamento de dispersante. A mancha, que apresentava 50 km² de extensão, reduziu-se à cerca de 30 km². Dos 26 m³ derramados, cerca de 16 a 20 m³ já haviam sido coletados ou dispersados (Infoambiental, 2001).

O Centro de Sensoriamento Remoto da COPPE/UFRJ, em parceria com o IBAMA, ANP e MARINHA DO BRASIL, realizou uma análise integrada das feições observadas nas imagens de radar do satélite canadense RADARSAT-1 sobre a área do acidente três dias após o acidente, como mostra a Figura II.8.1.2-10 (COPPE/UFRJ, 2001).

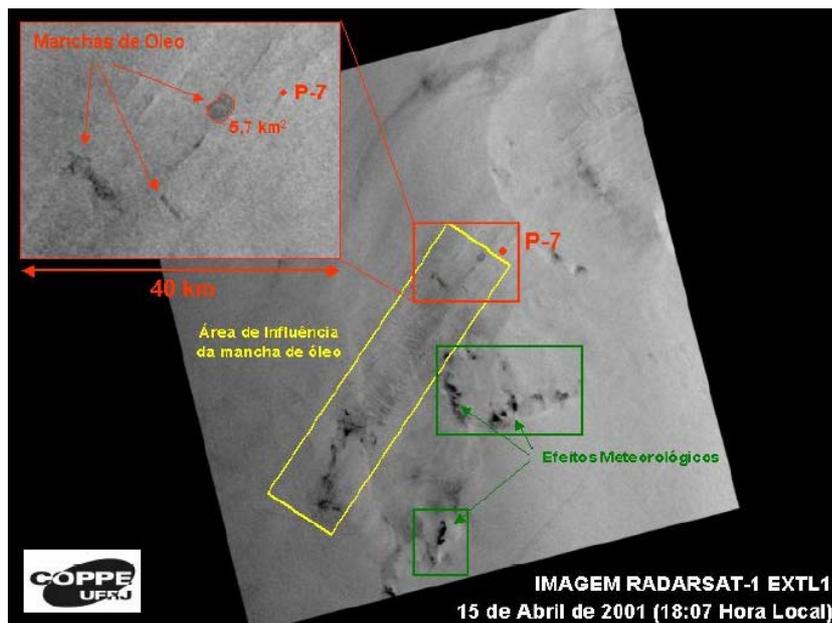


Figura II.8.1.2-10 - Imagens de satélite sobre a área do acidente da plataforma P-7.

A área de influência da mancha de óleo perfazia uma extensão de aproximadamente 100 km a Sudoeste da plataforma P-7, restrita à região oceânica, sendo resultante dos efeitos combinados entre as componentes de correntes marinhas (sentido Sul a uma velocidade aproximada de 0,2 m/s) e ventos (direção Sudeste com velocidade aproximada de 4 m/s) para a região.

d) Plataforma P-34

A plataforma P-34, petroleiro convertido a FPSO, estava ancorada entre os campos de Barracuda e Caratinga, a 120 km da costa numa lâmina d'água de 860 metros, quando, no dia 13 de outubro de 2002 às 15:30h, houve uma abertura indevida das válvulas provocada por uma pane elétrica.

A abertura das válvulas permitiu que o óleo que estava nos 17 tanques da unidade, cerca de 11 mil metros cúbicos, fosse deslocado para o lado esquerdo da plataforma causando o desequilíbrio e a inclinação (Folha Online, 2002).

Não foram registradas vítimas no acidente tampouco derramamentos, incêndio ou explosão, embora tenham sido acionadas, preventivamente, 12 embarcações de combate à emergência.

e) Plataforma P-31

A P-31, que fica no campo de Albacora, a 180 quilômetros da costa de Macaé, na Bacia de Campos, produz cerca de 58 mil barris/dia de petróleo e 1 milhão m³ de gás/dia armazenando ainda os 70 mil barris diários de óleo extraídos pela plataforma P-25, que fica na mesma área.

No dia 25 de abril de 2004 às 23h20m, um incêndio ocorrido em um gerador de energia movido a diesel na praça de máquinas da plataforma interrompeu durante todo o dia a produção da unidade (SINDIPETRO, 2004).

O incêndio foi controlado em meia hora pela brigada de incêndio da própria plataforma não causando feridos nem derramamentos para o mar.

f) Dados próprios da Petrobras

No Quadro II.8.1.2-4, são apresentados os dados relativos a acidentes com unidades do tipo FPSO e FSO de produção. Observa-se que dos sete eventos ocorridos, no período de 1996 a 2000, cinco envolvem derrame de óleo e apenas dois estão relacionados ao derrame de óleo diesel e de água oleosa.

Quadro II.8.1.2-4 - Dados de acidentes envolvendo unidades do tipo FPSO/FSO de produção no período de 1996 a 2000.

Data	Tipo de ocorrência	Volume de óleo liberado (m ³)	Causa Imediata
02/03/99	Derrame de óleo no mar	*	*
12/03/99	Derrame de água oleosa no mar	*	Falha de sinalização no painel ECOS
20/04/99	Derrame de óleo no mar	*	Nível muito alto no tanque 3BC
06/05/99	Derrame de óleo no mar	*	Nível alto no tanque de despejo
19/05/99	Derrame de óleo no convés na planta de processo	*	Falha na atuação da bomba de drenagem
16/06/99	Derrame de óleo diesel no convés a partir do tanque de diesel	*	Válvula de recebimento deixada aberta
20/08/99	Derrame de óleo ao mar a partir do tanque de carga 05BB	0,35	Válvula deixada indevidamente aberta

Fonte: PETROBRAS
Obs.: * Desconhecido

Os registros da Petrobras relativos a vazamentos de diesel durante operações de transferência não apresentam caráter quantitativo, sendo assim não é possível calcular a frequência de liberação. Entretanto, para esse caso, podem ser destacadas algumas causas de acidentes, na Bacia de Campos, como: a falha operacional, do equipamento ou humana, a falha de manobra, a ruptura do mangote devido ao tensionamento excessivo do cabo e defeitos observados na conexão ou no próprio mangote.

Análise Conclusiva

A análise histórica de acidentes permite concluir que os derramamentos oriundos de atividades de exploração e produção de petróleo representaram um pequeno percentual do total de óleo liberado em ambientes marinhos (NRC, 2003), além de serem pouco relevantes em relação aos grandes derramamentos de óleo (IPIECA, 2000).

Dentre as atividades offshore de exploração e produção de petróleo e gás, a atividade de produção destaca-se na análise de ocorrências de acidentes e incidentes a nível mundial nas últimas três décadas (WOAD, 1998).

Os registros permitem apontar que a maioria dos acidentes está associada a plataformas fixas, embora se ressalta que tal conclusão não considera o número total de cada tipo de unidade em operação no período estudado.

Com relação à tipologia de acidentes associados às unidades flutuantes e móveis de produção, unidades que se enquadram em FPU, destacam-se os vazamentos, danos estruturais, incêndio e colisão. Pode-se ainda complementar, com os registros do MMS no Golfo do México, causas tais como falhas de equipamento e humana.

A análise dos produtos derramados e suas quantidades permite apontar que os dados são divergentes quanto ao vazamento, por exemplo, de óleo cru que, a nível mundial, é o menos freqüente, enquanto que no Golfo do México e Costa do Pacífico é o mais freqüente. Outra divergência está relacionada com o volume liberado: a nível mundial, têm-se como mais freqüentes as descargas pequenas (até 9 toneladas) enquanto que no Golfo do México destacam-se as descargas médias (entre 8 e 200 m³).

De acordo com o WOAD, a nível mundial, os vazamentos mais freqüentes envolvem gás e óleo leve (diesel, por exemplo) sendo caracterizados como pequenas descargas (até 9 toneladas).

Sobre a atividade de escoamento, utilizou-se como referência o banco de dados do MMS que aponta (i) um número pequeno de acidentes responsáveis pelas maiores conseqüências ambientais, (ii) a maioria dos acidentes ocorrendo em dutos com diâmetro de até 14 polegadas e em profundidades de até 300 metros e (iii) tendo como causas corrosão e danos por âncora.

Com relação à análise histórica de acidentes ocorridos no Brasil, não foi encontrado um banco de dados compilados com informações detalhadas sobre volume vazado, causas e conseqüências ambientais.

Entretanto, com base nos dados sobre acidentes apresentados, observa-se que o volume derramado pode ser caracterizado como pequeno a médio. Dentre as principais causas, destacam-se falhas de equipamento e humana, explosões e perda de controle de poço.

II.8.1.3 - Identificação e Análise dos Eventos Perigosos

No processo de identificação e análise é utilizada uma das técnicas usualmente empregada para a identificação de perigos em estudos de avaliação de riscos, denominada *Análise Preliminar de Riscos – APR*.

A Análise Preliminar de Riscos (APR) é estruturada para identificar os perigos potenciais decorrentes de uma determinada atividade ou sistema.

Durante a realização da APR, a equipe técnica responsável procura examinar os modos pelos quais a energia ou materiais perigosos possam ser liberados de forma descontrolada, levantando para cada um dos perigos identificados as suas causas, os métodos de detecção disponíveis e os possíveis efeitos sobre os trabalhadores / instalações e ao meio ambiente. Os eventos capazes de dar origem a acidentes nas instalações analisadas são denominados "eventos iniciadores" e ao conjunto formado pelo evento iniciador, suas causas e conseqüências, é dado o nome de "cenário de acidente". Além disto, esta técnica pode ser utilizada para recomendar, sempre que possível, medidas preventivas

e/ou mitigadoras a fim de eliminar as causas ou minimizar as conseqüências destes cenários.

A Análise Preliminar de Riscos (APR) também gera como resultado uma classificação qualitativa dos cenários levantados quanto à freqüência de ocorrência do cenário e da severidade das respectivas conseqüências. Em seguida, tendo em vista que o risco é uma combinação de freqüência e conseqüência, pode-se obter também uma avaliação qualitativa do risco associado a cada cenário. Desta forma, os cenários de acidentes identificados para um dado sistema podem ser hierarquizados, tanto em função das respectivas freqüências ou conseqüências, como em função de seus níveis de risco.

Esta técnica, que deve ser considerada como uma análise precursora de uma avaliação futura mais detalhada, baseia-se na construção de uma Matriz de Risco, cujos eixos apresentam categorias de *freqüências* e categorias de *severidade*, de tal modo a classificar *qualitativamente* os riscos relativos aos cenários identificados.

Os resultados desta matriz, apresentados em forma de planilhas no final de capítulo, 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.

Eventos Identificados

Para facilitar a identificação e análise dos eventos da atividade de produção, a mesma foi dividida em subsistemas em função dos vários módulos de processamento da P-53. Para cada um dos subsistemas serão realizadas a identificação, classificação e análise dos perigos associados às fases de instalação e operação da atividade de produção de óleo e gás.

Desta forma, especificamente para as atividades previstas pelo FPU P-53, serão utilizados 31 subsistemas, cuja descrição apresenta-se a seguir:

- ★ Subsistema 1 – Elevação de petróleo - compreende o trecho entre o reservatório e a cabeça de poço;
- ★ Subsistema 2 – Escoamento de óleo e gás - compreende da PWV-1210006 A/Q até a SDV-1210008 A/Q, incluindo trecho de interligação com a linha de gás lift até a PCOV-1210007;
- ★ Subsistema 3 – Coleta de óleo e gás dos poços – compreende o trecho da linha de chegada de óleo e gás no turret passando pelo manifold de produção, sistema de alívio da linha, linha de injeção de desemulsificante no manifold de produção, Recebedor de PIG, dentre outros;
- ★ Subsistema 4 – Aquecimento e Separação Primária de Petróleo – compreende trecho passando pelo sistema de pré-aquecimento formado pelos permutadores de calor a placa, sistema de aquecimento de produção e seguindo até o separador de produção;
- ★ Subsistema 5 – Tratamento de Óleo – compreende o trecho passando pelo separador de produção, permutador de calor casco e tubos e pelo tratador de óleo;
- ★ Subsistema 6 – Separação Atmosférica, Bombeio Auxiliar e Resfriamento de óleo – compreende trecho passando pelo separador atmosférico, bomba *booster*, permutador e seguindo até as válvulas a montante das bombas de exportação;
- ★ Subsistema 7 – Exportação de Óleo – compreende trecho passando pela pelas bombas de exportação de óleo e pelo lançador de pig, seguindo até as válvulas de fechamento de emergência (SDV);
- ★ Subsistema 8 – Oleoduto – compreende o trecho passando pelas válvulas de fechamento de emergência seguindo através do oleoduto até a plataforma PRA-1;
- ★ Subsistema 9 – Teste de Produção – compreende trecho passando pelo header de teste, aquecedor de teste e pelo separador de teste;
- ★ Subsistema 10 – Recuperação de vapor de hidrocarboneto – compreende trecho passando pelas linhas de saída de gás do separador atmosférico, separador de teste e desaeradora, passando pela unidade de recuperação de vapor até a descarga dos compressores *booster*;

- ★ Subsistema 11 – Compressão de Gás – contempla trecho de linha de gás desde o separador de produção, separador de teste, vaso de gás combustível e linha de descarga do sistema *booster* até o terceiro estágio de compressão;
- ★ Subsistema 12 – Desidratação de Gás – contempla trecho desde a descarga do 3º estágio de compressão, passando pela torre absorvedora, até a válvula a montante do *header* de exportação de gás e *gas lift*;
- ★ Subsistema 13 – Distribuição de Gás de alta pressão – contempla o trecho passando pelo *header* de exportação de gás e *gas lift*, pelo *swivel* de exportação de gás, pelo lançador de pig e seguindo até a válvula SDV a montante do gasoduto de exportação para a P-26;
- ★ Subsistema 14 – Gasoduto – contempla o trecho entre a válvula SDV do gasoduto na saída da P-53 seguindo até a SDV de entrada na P-26
- ★ Subsistema 15 – Gás *Lift* – contempla o sistema de injeção de gás lift desde a válvula SDV na P-53, passando pelo riser, *flowline*, até a conexão com a ANM;
- ★ Subsistema 16 – Gás Combustível – contempla o trecho referente ao sistema de gás combustível composto por válvulas SDV, pré-aquecedores, permutadores de calor e vasos e seguindo até os consumidores de gás combustível;
- ★ Subsistema 17 – Tratamento de Água Oleosa – contempla as linhas de saída de água produzida dos separadores de produção e dos tratadores de óleo, passando pela bateria de hidrociclones, pelo resfriador de rejeitos do hidrociclone até o bloqueio a montante do *slop vessel*, bem como as linhas provenientes da bateria de hidrociclones, passando pelos permutadores P até a Unidade de Flotação a Gás;
- ★ Subsistema 18 – Drenagem Aberta de Água Oleosa de Área Não-Classificada – contempla a rede de drenagem de *skids*, bandejas, ralos, diques de contenção de equipamentos instalados em área não classificada, incluindo o coletor de drenagem de área não classificada, passando pelos filtros até o tanque de drenagem aberta;
- ★ Subsistema 19 – Drenagem Aberta de Água Oleosa de Área Classificada – contempla a rede de drenagem de água oleosa de *skids*, bandejas,

ralos, diques de contenção de equipamentos instalados em área classificada, incluindo o coletor de drenagem de área classificada, passando pelos filtros até o tanque de drenagem aberta;

- ★ Subsistema 20 – Drenagem Aberta de Hidrocarboneto de Área Não-Classificada – contempla a rede de drenagem aberta da capela do laboratório (inclusive óleo morto) e de sistemas instalados em área não classificada, que utilizam diesel, querosene de aviação e/ou óleo lubrificante incluindo o coletor de drenagem de área não classificada, seguindo até os tanques de drenagem aberta;
- ★ Subsistema 21 – Drenagem Aberta de Hidrocarboneto de Área Classificada – contempla a rede de drenagem aberta de pontos de coleta de amostras de óleo e água produzida, drenagem de instrumentos, purga de linhas, *skids* de bombas de transferência, incluindo o coletor de drenagem de área classificada, seguindo até os tanques de drenagem aberta.
- ★ Subsistema 22 – Drenagem Fechada – contempla a drenagem das linhas provenientes dos equipamentos sem contato com a atmosfera, o coletor drenagem fechada e o *slop vessel*;
- ★ Subsistema 23 – Drenagem Aberta do *Turret* – contempla a rede de drenagem aberta de *skids*, bandejas e ralos de piso do *Turret*;
- ★ Subsistema 24 – Drenagem Fechada do *Turret* – contempla a rede de drenagem dos pontos de coleta de amostras de óleo, drenagem de instrumentos, purga de linhas e drenagem fechada dos lançadores / recebedores de *pig* do *Turret*;
- ★ Subsistema 25 – Diesel – contempla o mangote de transferência de diesel do *supply boat*, passando pelos tanques de armazenamento e de *overflow*, centrifugadoras, tanque de serviço, bombas, linhas de distribuição e tanques diários dos distribuidores;
- ★ Subsistema 26 – *Flare* – contempla o trecho do coletor do *flare* de alta / baixa pressão, passando por vasos e seguindo até a lança;
- ★ Subsistema 27 – Produtos Químicos – contempla o sistema de injeção de produtos químicos no processo através de tanques e bombas;

- ★ Subsistema 28 – Água de Injeção – contempla o trecho passando pela coluna desaeradora e pela unidade de bombeamento de água de injeção seguindo até os poços;
- ★ Subsistema 29 – Heliponto – contempla o heliponto;
- ★ Subsistema 30 – Embarcação – contempla a estabilidade da plataforma;
- ★ Subsistema 31 – Agentes Externos – contempla os eventos relacionados com a perda de controle do poço e com barcos de apoio durante traslado entre a base onshore e a plataforma;

Análise de Riscos Ambientais

O risco, conforme mencionado anteriormente, é função da frequência e da severidade dos eventos perigosos, cujos valores podem ser estimados. As categorias de frequência e severidade dos eventos perigosos identificados nesta Análise de Risco foram baseadas nos Quadros a seguir.

Quadro II.8.1.3-1 - Categorias de Frequência.

CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	FREQÜÊNCIA (OCORRÊNCIA/ANO)	DESCRIÇÃO
D	Freqüente	$F \geq 10^{-1}$	Várias ocorrências esperadas ao longo da vida útil da instalação
C	Provável	$10^{-1} > F \geq 10^{-2}$	Pelo menos uma ocorrência esperada ao longo da vida útil da instalação
B	Pouco Provável	$10^{-2} > F \geq 10^{-3}$	Pouco provável que ocorra durante a vida útil da instalação
A	Remoto	$F < 10^{-3}$	Teoricamente possível, porém extremamente improvável que ocorra durante a vida útil da instalação

Quadro II.8.1.3-2 - Categorias de Severidade.

Categoria	Descrição / Características
I	Sem danos ao meio ambiente
II	Danos restritos à unidade: evento cujos efeitos estão restritos ao módulo/compartimento em que ocorreram ou que estão restritos aos limites da unidade, após escalada devido à presença de pequena quantidade de substância inflamável nas proximidades do evento
III	Danos ao Meio Ambiente devido à emissão direta de até 8 m^3 de óleo no mar
IV	Danos ao Meio Ambiente devido à emissão direta de 8 a 200 m^3 de óleo no mar
V	Danos ao Meio Ambiente: eventos cujos efeitos resultam em emissões diretas no mar (acima de 200 m^3) ou que sejam resultantes da propagação de eventos devido à presença de grandes quantidades de substâncias inflamáveis nas proximidades do evento

Portanto, a determinação qualitativa do risco ambiental foi possibilitada pelo ordenamento dos pares formados pela *Frequência* e *Severidade*, segundo a Matriz de Risco Ambiental apresentada no Quadro II.8.1.3-3, a seguir.

Quadro II.8.1.3-3 - Matriz para classificação do risco ambiental.

Categorias de Severidade	V	RC	RC	RC	RC
	IV	RM	RM	RC	RC
	III	RM	RM	RM	RC
	II	RNC	RNC	RNC	RNC
	I	RNC	RNC	RNC	RNC
		A	B	C	D
		Categorias de Frequência			
	<i>Frequência</i>	<i>Severidade</i>		<i>Risco</i>	
A	Remoto	I	Sem danos ao ambiente	RC Crítico	
B	Improvável	II	Dano restrito à Unidade		
C	Provável	III	Derramamento de óleo de até 8 m ³	RM Moderado	
D	Frequente	IV	Derramamento de óleo entre 8 e 200 m ³	RNC Não-Crítico	
		V	Derramamento de óleo superior a 200 m ³		

Comentários sobre os riscos classificados

A seguir são apresentados alguns comentários sobre os riscos ambientais do empreendimento em análise.

a) Fase de Instalação

De acordo com as planilhas APR, apresentadas no final deste capítulo, foram identificados 5 hipóteses acidentais para a fase de instalação da unidade P-53. Todas as hipóteses acidentais associadas à fase de instalação foram classificados como Risco Não-Crítico, por serem remotas ou improváveis e não apresentarem danos ao meio ambiente (Quadro II.8.1.3-4).

Quadro II.8.1.3-4 - Matriz de risco ambiental para a fase de instalação.

Categorias de Severidade	V	-	-	-	-
	IV	-	-	-	-
	III	-	-	-	-
	II	-	-	-	-
	I (100%)	3	2	-	-
		A (60%)	B (40%)	C	D
		Categorias de Freqüência			

b) Fase de Operação

Foram identificadas 95 hipóteses acidentais referentes à fase de operação da atividade de produção e escoamento de óleo e gás no campo de Marlim Leste. Deste total, cerca de 62% estão associadas a Risco Não-Crítico, 27% Risco Moderado e 11% Risco Crítico.

De acordo com o Quadro II.8.1.3-5, a seguir, observa-se que a maioria das hipóteses acidentais é classificada como freqüente e sem danos ambientais apresentando, portanto, Risco Não Crítico.

Quadro II.8.1.3-5 - Matriz de risco ambiental para a fase de operação

Categorias de Severidade	V (4,2%)	4	0	0	0
	IV (8,4%)	1	6	1	0
	III (25,3%)	2	8	9	5
	II (9,5%)	0	4	1	4
	I (52,6%)	2	14	7	27
		A (9,5 %)	B (33,7%)	C (19%)	D (37,9%)
		Categorias de Frequência			

II.8.1.4 - Conclusões

A Análise de Risco Ambiental procurou identificar os riscos ao meio ambiente associados às fases de instalação e operação da atividade de produção e escoamento de óleo e gás do Campo de Marlim Leste.

O risco associado a uma hipótese acidental é determinado por meio do cruzamento da frequência de ocorrência e da severidade deste evento. Dependendo do cruzamento destes dois parâmetros, o risco pode ser classificado como risco não-crítico, risco moderado ou risco crítico.

Assim, de forma resumida, a Análise de Risco Ambiental apresentou as seguintes conclusões:

Com relação à fase de instalação, todas as hipóteses acidentais não apresentam danos ambientais sendo remotas ou improváveis de modo que estão classificadas como Risco Não-Crítico;

A maioria (62%) das hipóteses acidentais referentes à fase de operação foi classificada como Risco Não-Crítico, 27% apresentam Risco Moderado, enquanto que 11% apresentam Risco Crítico;

Cerca de dois terços das hipóteses acidentais não apresentam como consequência o derrame de óleo para o mar. Do total das hipóteses que tem como consequência o derrame de óleo para o mar, a maioria é caracterizada como pequenos derramamentos (até 8 m³), sendo 79% classificadas como Risco Moderado e 21% como Risco Crítico;

Das 10 hipóteses de Risco Crítico, 4 são consideradas remotas quanto à frequência, 1 é provável e outras 5 freqüentes.

II.8.2 - Gerenciamento de Riscos Ambientais

II.8.2.1 - Introdução

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

A partir dos procedimentos e resultados obtidos, pode-se identificar os aspectos que sustentam o Plano de Gerenciamento de Riscos. A aplicação das técnicas de avaliação de riscos permite identificar e caracterizar os riscos mais significativos, respeitando-se as características reais da instalação.

A obtenção destes resultados faz com que sejam identificadas medidas para a redução da freqüência de ocorrência de eventos iniciadores de acidentes, ou para a redução da magnitude das conseqüências (severidades) destes.

II.8.2.2 - Medidas Mitigadoras

As medidas adotadas para a redução das freqüências de ocorrências e de suas conseqüências abordam questões relativas a:

- ★ Segurança e Meio Ambiente;
- ★ Operações;
- ★ Recursos Humanos e Treinamento;
- ★ Regulamentos e Requisitos;
- ★ Formulários

Medidas para Redução da Frequência de Ocorrência

Os procedimentos adotados para a redução das frequências de ocorrência, consideradas parte integrante do gerenciamento de riscos, contemplam os itens descritos a seguir.

a) Capacitação Técnica

A PETROBRAS possui um Plano de Classificação e Avaliação de Cargos (PCAC) no qual são definidos escolaridade, atribuições e conhecimentos específicos para cada cargo de cada carreira. Desta forma, serão preenchidos os cargos na unidade de controle operacional da FPU P-53, dentre eles, o chefe de plataforma e os grupos de operação e manutenção.

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

Os empregados e subcontratados serão submetidos a um abrangente plano de treinamento como se segue.

- Treinamento de Segurança Industrial:
 - ★ Reciclagem em Segurança Industrial (RSI-P): para todo empregado que trabalha em regime onshore, os que embarcam eventualmente ou os transferidos para a UN-RIO para trabalhar em terra. Reciclagem: 05 anos.
 - ★ Reciclagem em Combate a Incêndio (RCI): para todo empregado que trabalha em regime *offshore*. Reciclagem: 03 anos.
 - ★ Brigada de Combate a Incêndio: todos os componentes de brigadas. De modo a atender ao objetivo deste treinamento, a brigada é treinada em conjunto, incluindo o Técnico de Segurança e os empregados contratados. Reciclagem: 01 ano.
 - ★ Básico de Segurança Industrial (BSI-P): para todos os empregados onshore, recém admitidos e transferidos que passarão a trabalhar em

regime offshore. Validade: 04 anos (após o prazo, o empregado fará o curso de acordo com o local de trabalho).

- ★ Treinamento para Unidades Marítimas (Prevenção e Combate a Incêndios, Prevenção de Acidentes, Segurança Industrial e Salvatagem):
- ★ Básico de Segurança Industrial para Contratadas (BSI-C) - Reciclagem 04 anos;
- ★ Básico de Segurança Industrial para Empregados da Petrobras (BSI) - Reciclagem 03 anos.

Alguns tipos de profissionais deverão ser qualificados segundo normas específicas, tanto da Petrobras quanto internacionais. Sendo assim, os responsáveis pelas inspeções externas do duto (descritas a seguir), inspetores submarino e por meio de veículo de controle remoto (VCR), serão qualificados de acordo com a norma Petrobras N-1793, podendo ainda ser qualificados por entidades internacionais através de normas equivalentes.

Além dos inspetores, os responsáveis pela realização de soldagem e exames não-destrutivos (submarino e não-submarino) serão qualificados de acordo com as normas Petrobras N-1737, N-1793a e N-1590, respectivamente.

b) Inspeções Periódicas

De forma a garantir a vida útil das instalações do Campo de Marlim Leste, serão realizadas inspeções dos equipamentos de processamento na P-53, sistema de ancoragem, linhas e dutos submarinos e equipamentos de cabeça de poço. O plano de inspeção dos equipamentos de processamento da FPU P-53 está baseado em diretrizes básicas tais como:

- ★ Todos os equipamentos de processo e de utilidades são cadastrados em sistema informatizado de gerenciamento de inspeção;
- ★ São estabelecidos Planos de Inspeção, que são elaborados com base na Legislação Brasileira, nos regulamentos das Sociedades Classificadoras, em normas técnicas aplicáveis e em procedimentos internos;
- ★ Estes Planos de Inspeção são cadastrados no sistema informatizado de gerenciamento de inspeção, referenciados aos respectivos equipamentos.

O conjunto de equipamentos e seus planos individuais formam o Plano de Inspeção da Unidade Estacionária de Produção.

- ★ A programação anual de inspeção é feita baseada nas inspeções previstas no Plano, e atualizada em função das inspeções realizadas e do histórico de cada equipamento, que também consta deste cadastro.

Com relação ao planejamento de inspeção do sistema de ancoragem, estão previstas as seguintes atividades:

- 1º ciclo
 - ★ Após 2,5 anos - inspeção com ROV (*Remotely Operated Vehicle*) de 50% das linhas de ancoragem;
 - ★ Após 5 anos (final do 1º ciclo) - inspeção com ROV de 100% das linhas de ancoragem.

- 2º ciclo
 - ★ Após 2,5 anos do início do 2º ciclo - inspeção com ROV de 50% das linhas de ancoragem;
 - ★ Após 5 anos do início do 2º ciclo (final do 2º ciclo) - inspeção com ROV de 100% das linhas de ancoragem e retirada de 1 linha para inspeção visual.

O plano de inspeção de linhas flexíveis prevê a inspeção visual e testes hidrostáticos cuja periodicidade variará de 5 a 10 anos dependendo do tipo de linha e do trecho a ser inspecionado, de acordo com o documento “Diretrizes para Inspeção Periódica em Linhas Flexíveis” (cód: E&P-PE-3D-01182-A). Os principais pontos a serem considerados na inspeção serão as interfaces (com a plataforma e com o leito marinho) e acessórios (enrijecedores, flutuadores, conectores, sistemas de suspensão, etc).

A inspeção dos *risers* poderá ser do tipo visual com auxílio de ROV ou mergulho (em função da profundidade) visando verificar o estado geral do mesmo e seus acessórios, a existência de danos ou vazamentos.

Visando avaliar a estanqueidade do *risers* em caso de suspeitas de vazamento ou avaliação de integridade estrutural, a inspeção poderá ser feita por meio de teste hidrostático.

Para os dutos rígidos, as inspeções a serem realizadas podem ser as seguintes:

- ★ Inspeção visual (conforme norma Petrobras N-1815): verificar a existência de vãos livres, a condição do revestimento, apoios e anodos, presença de sucata e vazamentos;
- ★ Medição de potencial químico (conforme norma Petrobras N-1814): onde houver dano no revestimento, com exposição de superfície metálica;
- ★ Medição de espessura (conforme norma Petrobras N-1816): verificar perda de espessura ocasionada por corrosão interna;
- ★ Ensaio com partículas magnéticas (conforme norma Petrobras N-1792): detectar trincas e outras descontinuidades superficiais ou próximas à superfície, danos mecânicos e amassamentos;

A primeira inspeção externa será realizada antes de um (1) ano após a data de partida da operação. Os intervalos de inspeção estão apresentados no Quadro II.8.2.2-1, a seguir, e poderão ser alterados ao longo da vida do duto em função de alteração nos fatores que afetam a integridade do duto, ou com o aparecimento de melhores tecnologias de inspeção ou avaliação de resistência remanescente.

Quadro II.8.2.2-1 - Intervalos de Inspeção Externa dos dutos.

TIPO DE INSPEÇÃO	INTERVALO
Inspeção visual	5 anos
Medição de potencial químico	5 anos
Medição de espessura	corrosão ou dano
Ensaio com partículas magnéticas	danos mecânicos / fadiga

Fonte: norma PETROBRAS N-1487 "Inspeção Externa – Duto Submarino", maio de 1999.

Além das inspeções externas, está prevista a monitoração da corrosão interna através de cupom provadores de corrosão (conforme o documento "Recomendação de Critérios para Inspeção Sistemática de Oleodutos e

Gasodutos”, E&P-PG-11-00053-B), o qual fornecerá a taxa de corrosão e a sua forma (uniforme, localizada, seletiva, etc). Além disso, a corrosão da parede interna do duto será estimada pela passagem de *pig* instrumentado de alta resolução a cada 3 ou 5 anos.

O controle da corrosão externa prevê a inspeção do revestimento externo do duto no comissionamento ou quando existirem indícios de danos no mesmo, conforme a norma Petrobras N-2098.

Com relação ao sistema de proteção catódica, os anodos serão examinados a cada 5 anos por inspeção visual, conforme norma Petrobras N-1815. Demais tipos de inspeção são os seguintes:

- ★ Verificação física e operacional de todos os componentes do sistema de proteção e medição do potencial (anual), retificadores e dispositivos de drenagem elétrica (semestral);
- ★ Medição de potencial: registro contínuo do potencial tubo/solo por pelo menos uma hora em locais selecionados (trimestral);
- ★ Registro de corrente (semanal).

Finalmente, com relação aos equipamentos de cabeça de poço, o plano de inspeção periódica será realizado em intervalos de três anos. Durante as intervenções para limpeza e restauração de poços, serão executados testes de travamento, pressão, vedação e funcionamento de válvulas.

c) Programas de Manutenção

Faz parte da filosofia de manutenção da Petrobras garantir disponibilidade, confiabilidade, eficiência operacional e eficiência energética aos equipamentos e instalações, contribuindo assim para o atendimento das metas de produção, segurança, meio ambiente, saúde e custo e buscando os melhores resultados nas visões de curto, médio e longo prazo.

De modo a estabelecer as melhores práticas disponíveis a serem aplicadas, inclui-se àquela filosofia a busca da evolução técnica na área de engenharia de manutenção de equipamentos mecânicos, elétricos e eletrônicos.

Com base nas instruções de operação e manutenção dos manuais dos fabricantes dos equipamentos e experiência operacional da Petrobras, são elaboradas as listas por Nota de Manutenção (NM) e definidas as demandas de sobressalentes e níveis mínimos de estoque dos sobressalentes e insumos.

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

Um Plano de Engenharia de Manutenção é elaborado de forma a identificar o tipo de manutenção aplicada a cada equipamento sendo que o seu controle e execução são feitos através de indicadores de desempenho do processo de manutenção.

Todos os equipamentos relacionados com segurança industrial, saúde ocupacional e prevenção e controle de poluição são caracterizados como críticos para a priorização das ações de manutenção.

Em função da importância do equipamento no processo e do seu custo de aquisição, são adotados os seguintes tipos de manutenção:

- ★ Corretiva: efetuada após a ocorrência de falha para recolocar uma instalação, sistema ou equipamento em condições de executar suas funções requeridas;
- ★ Detectiva: intervenções de operação realizadas visando antecipar possíveis defeitos ou falhas ocultas;
- ★ Preventiva Periódica ou Sistemática: intervenções realizadas em intervalos de tempo pré-determinados e constantes, visando corrigir defeitos antes da ocorrência da falha;
- ★ Preditiva: intervenções de manutenção preventiva que ocorrem baseadas na análise dos parâmetros de operação, os quais predizem o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema.

Deverão ser executadas auditorias periódicas nos serviços executados por empresas contratadas, cuja qualificação e certificação de pessoal deve ser

baseada no Programa Nacional de Qualificação e Certificação (PNQC), quando aplicável, ou outra qualificadora e certificadora pertinente ao tipo de mão-de-obra.

Cabe mencionar que a Petrobras possui procedimentos específicos para reparo de duto rígido submarino (com braçadeira ou conector mecânico) aplicáveis quando em casos de dano na tubulação ou ovalizações significativas que comprometam a passagem de instrumentos de inspeção interna no duto. Estes procedimentos prevêm, após a localização (rastreamento por ROV ou embarcação SSS) e reparo do dano, a verificação de estanqueidade (teste hidrostático), proteção contra corrosão do sistema (medição do potencial eletroquímico e instalação de anodos) e registro de toda a operação (em fitas de vídeo) para posterior elaboração de relatório.

d) Processo de contratação de terceiros

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

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

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

e) Sistema de gerenciamento de mudanças

O sistema de gerenciamento de mudanças contempla que qualquer modificação nos sistemas e estruturas será precedida de estudo de engenharia que se inicia com a emissão pelas equipes de operação das Unidades de

Solicitação de Estudos e Projetos (SEP), documento numerado de seqüência cronológica anual.

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

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

f) Sistema de permissão para trabalho

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

Medidas para Redução da Severidade

As medidas de proteção ativa, tais como, detetores de gás e incêndio, vinculadas a atuação de outros dispositivos, tais como equipamentos de combate a incêndio e sistemas de bloqueio, contribuem para a redução do inventário vazado, bem como a minimização da magnitude de conseqüências decorrentes de possíveis acidentes.

Com relação aos eventos danosos ao meio ambiente, o fator determinante para as suas conseqüências está relacionado à capacidade de resposta do empreendedor a tal situação. Os principais procedimentos adotados para a redução das conseqüências, considerados parte integrante do gerenciamento de riscos desta ARA, estão contemplados no Plano de Emergência Individual, apresentado no item II.8.3 deste EIA.

Além disso, com relação aos acidentes que venham a ocorrer no interior da unidade P-53, deve-se ressaltar, como procedimento para a redução das

conseqüências ambientais, a existência dos sistemas de detecção e bloqueio de vazamento bem como o de drenagem, cuja filosofia foi concebida de forma a assegurar que todos os respingos, descargas e vazamentos sejam coletados e tratados antes de serem descartados diretamente para o meio ambiente, estando de acordo com as exigências da MARPOL e CONAMA.

II.8.2.3 - Classificação dos Riscos Residuais

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

As medidas mitigadoras (denominadas por “Recomendações” nas planilhas APR, apresentadas no Anexo II.8-1) contempladas neste plano de gerenciamento atuam principalmente sobre a componente Freqüência associada ao Risco.

O Quadro II.8.2.3-1 apresenta a nova classificação destes riscos, para cada uma das Hipóteses Acidentais identificadas.

Quadro II.8.2.3-1 - Classificação dos Riscos Residuais

HA	DESCRIÇÃO	RISCO ORIGINAL	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÕES
			F	S	R	
1	Pequena liberação de óleo e gás na ANM (subsistema 1)	M	A	III	M	Redução da freqüência de B para A em função de R001 e R003.
2	Grande liberação de óleo e gás na ANM (subsistema 1)	M	A	IV	M	Mantem-se a classificação do risco original apesar das recomendações apresentadas.
3	Pequena liberação de óleo e gás em flanges e válvulas nas linhas de coleta (subsistema 2)	M	A	III	M	Redução da freqüência de B para A em função de R007 e R008.
4	Grande liberação de óleo e gás no subsistema 2	M	A	IV	M	Redução da freqüência de B para A em função de R006, R009, R011 e R012. Apesar de R002 e R004 contribuir para a redução do volume vazado, não foi suficiente para reduzir a faixa de severidade.
5	Grande liberação de óleo e gás no subsistema 2	M	A	IV	M	Redução da freqüência de B para A em função de R006, R009, R014, R015, R017 e R018.
6	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 3	NC	C	I	NC	Redução da freqüência de D para C em função de R008.
7	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 3	NC	C	I	NC	Redução da freqüência de D para C em função de R008, R020, R021, R022.

(continua)

Quadro II.8.2.3-1 (continuação)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO ORIGINAL	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÕES
			F	S	R	
8	Grande liberação de óleo e gás no subsistema 3	M	A	III	M	Redução da frequência de B para A em função de R008, R020, R021, R022.
09	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 3	NC	B	I	NC	Mantem-se as classificações originais.
10	Grande liberação de óleo e gás no subsistema 3	M	A	III	M	Mantem-se as classificações originais.
11	Grande liberação de óleo e gás no subsistema 3	M	C	I	NC	Redução da severidade de III para I em função da R027 com conseqüente redução do risco para não-crítico.
12	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 4	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008 e R030.
13	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 4	NC	D	I	NC	Mantem-se as classificações originais.
14	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 4	NC	D	I	NC	Mantem-se as classificações originais.
15	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 4	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008, R020, R021, R022.
16	Grande liberação de óleo e gás no subsistema 4	M	C	III	M	Mantem-se as classificações originais.
17	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 4	NC	C	I	NC	A R034 não foi suficiente para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
18	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 5	NC	D	I	NC	Mantem-se as classificações originais.
19	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 5	NC	C	I	NC	A R008 não foi suficiente para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
20	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 5	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008, R021 e R035.
21	Grande liberação de óleo e gás no subsistema 5	NC	B	II	NC	Mantem-se as classificações originais.
22	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 6	NC	C	I	NC	Mantem-se as classificações originais.
23	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 6	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008, R021, R035 e R037.
24	Pequena liberação de óleo no subsistema 6	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008 e R038.
25	Grande liberação de óleo e gás no subsistema 6	M	B	III	M	Mantem-se as classificações originais.
26	Pequena liberação de óleo no subsistema 7	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008, R019 e R040.
27	Grande liberação de óleo no subsistema 7	C	C	I	NC	Redução da severidade de IV para I em função da R027 com conseqüente redução do risco para não-crítico.
28	Grande liberação de óleo no subsistema 7	M	B	IV	M	As R011, R025, R026 e R032 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
29	Pequena liberação de óleo no subsistema 7	NC	B	II	NC	Redução da frequência de C para B em função de R008.

(continua)

Quadro II.8.2.3-1 (continuação)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO ORIGINAL	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÕES
			F	S	R	
30	Pequena liberação de óleo no subsistema 8	M	B	III	NC	As R008 e R041 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
31	Grande liberação de óleo no subsistema 8	M	B	IV	M	As R006, R008, R009, R011, R032, R042 e R043 não foram suficientes para reduzir as faixas de frequência e severidade. Mantem-se as classificações originais.
32	Grande liberação de óleo no subsistema 8	M	B	IV	M	As R015, R017 e R018 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
33	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 9	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
34	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 9	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008, R020, R021 e R022.
35	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 9	NC	D	I	NC	Mantem-se as classificações originais.
36	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 9	M	C	III	M	A R011 não foi suficiente para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
37	Grande liberação de óleo e gás no subsistema 9	M	C	III	M	As R011 e R032 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
38	Pequena liberação de gás no subsistema 10	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
39	Grande liberação de gás no subsistema 10	NC	B	I	NC	As R011, R025 e R026 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
40	Pequena liberação de gás no subsistema 11	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
41	Grande liberação de gás no subsistema 11	NC	B	I	NC	As R011 e R026 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
42	Pequena liberação de gás no subsistema 12	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
43	Pequena liberação de gás no subsistema 12	NC	A	I	NC	As R011 e R026 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
44	Pequena liberação de gás no subsistema 13	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008 e R044.
45	Grande liberação de gás no subsistema 13	NC	C	I	NC	As R027 e R045 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
46	Pequena liberação de gás no subsistema 13	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R046 e R047.
47	Pequena liberação de gás no subsistema 14	NC	B	I	NC	As R008 e R041 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
48	Grande liberação de gás no subsistema 14	NC	B	I	NC	As R006, R008, R009, R011, R013 e R043 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.

(continua)

Quadro II.8.2.3-1 (continuação)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO ORIGINAL	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÕES
			F	S	R	
49	Grande liberação de gás no subsistema 14	NC	B	I	NC	As R017 e R018 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
50	Pequena liberação de gás no subsistema 15	NC	B	I	NC	As R008 e R041 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
51	Grande liberação de gás no subsistema 15	NC	B	I	NC	As R006, R008, R009 e R011 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
52	Grande liberação de gás no subsistema 15	NC	B	I	NC	As R017 e R018 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
53	Pequena liberação de gás no subsistema 16	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
54	Pequena liberação de gás no subsistema 16	NC	A	I	NC	Mantem-se as classificações originais.
55	Grande liberação de gás no subsistema 16	NC	B	I	NC	As R011 e R026 não foram suficientes para reduzir a faixa de frequência. Mantem-se as classificações originais.
56	Pequena liberação de água oleosa no subsistema 17	NC	D	I	NC	Redução da severidade de II para I em função de R019 e R029.
57	Grande liberação de água oleosa no subsistema 17	NC	B	II	NC	Mantêm-se as classificações originais.
58	Pequena liberação de gás no subsistema 17	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
59	Pequena liberação de gás no subsistema 17	NC	B	I	NC	Mantêm-se as classificações originais.
60	Pequena liberação de água oleosa no subsistema 18	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008, R050 e R051.
61	Pequena liberação de água oleosa no subsistema 18	C	C	III	M	Redução da frequência de D para C em função de R052.
62	Grande liberação de água oleosa no subsistema 18	M	C	III	M	Mantêm-se as classificações originais.
63	Pequena liberação de água oleosa no subsistema 19	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008, R050 e R055.
64	Pequena liberação de água oleosa no subsistema 19	C	C	III	M	Redução da frequência de D para C em função de R056.
65	Grande liberação de água oleosa no subsistema 19	M	B	III	M	Mantêm-se as classificações originais.
66	Pequena liberação de hidrocarbonetos líquidos no subsistema 20	C	C	III	M	Redução da frequência de D para C em função de R008.
67	Pequena liberação de hidrocarbonetos líquidos no subsistema 20	M	C	III	M	Mantêm-se as classificações originais.
68	Pequena liberação de hidrocarbonetos líquidos no subsistema 21	C	C	III	M	Redução da frequência de D para C em função de R008.
69	Pequena liberação de hidrocarbonetos líquidos no subsistema 21	M	C	III	M	Mantêm-se as classificações originais.
70	Pequena liberação de óleo e gás no subsistema 22	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.

(continua)

Quadro II.8.2.3-1 (conclusão)

HA	DESCRIÇÃO	RISCO ORIGINAL	RISCO RESIDUAL			OBSERVAÇÕES
			F	S	R	
71	Pequena liberação de água oleosa no subsistema 23	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
72	Grande liberação de energia mecânica no subsistema 23	M	B	III	M	Mantêm-se as classificações originais.
73	Pequena liberação de gás no subsistema 23	NC	B	I	NC	Redução da frequência de C para B em função de R061.
74	Pequena liberação de óleo no subsistema 24	NC	B	I	NC	Redução da frequência de C para B em função de R008 e R062.
75	Grande liberação de energia mecânica no subsistema 24	M	B	III	M	Mantêm-se as classificações originais.
76	Pequena liberação de diesel no subsistema 25	M	C	III	M	Mantêm-se as classificações originais.
77	Pequena liberação de diesel no subsistema 25	NC	C	II	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
78	Grande liberação de diesel no subsistema 25	C	A	V	C	Mantêm-se as classificações originais.
79	Pequena liberação de gás no subsistema 26	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
80	Grande liberação de gás no subsistema 26	NC	B	I	NC	Mantêm-se as classificações originais.
81	Grande liberação de gás no subsistema 26	NC	C	I	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
82	Pequena liberação de GLP no subsistema 26	NC	B	I	NC	Mantêm-se as classificações originais.
83	Pequena liberação de óleo no subsistema 26	C	C	III	M	Redução da frequência de D para C em função de R071 e R072.
84	Pequena liberação de óleo no subsistema 26	M	B	III	M	Redução da frequência de C para B em função de R071 e R072.
85	Pequeno retrocesso de chama no subsistema 26	NC	B	I	NC	Redução da frequência de C para B em função de R073.
86	Grande retrocesso de chama no subsistema 26	M	B	IV	M	Mantêm-se as classificações originais.
87	Pequena liberação de produto químico no subsistema 27	NC	C	II	NC	Redução da frequência de D para C em função de R008.
88	Pequena liberação de produto químico no subsistema 27	NC	B	II	NC	Mantêm-se as classificações originais.
89	Pequena liberação de gás no subsistema 28	NC	B	I	NC	Redução da frequência de D para B em função de R008.
90	Grande liberação de gás no subsistema 28	NC	B	I	NC	Mantêm-se as classificações originais.
91	Colisão no heliponto	NC	B	II	NC	Mantêm-se as classificações originais.
92	Perda de estabilidade	C	A	V	C	Mantêm-se as classificações originais.
93	Blowout	C	A	V	C	Mantêm-se as classificações originais.
94	Pequena liberação de diesel no Barco de Apoio, durante a transferência para a P-53	M	A	III	M	A adoção das medidas preventivas e mitigadoras reduz o valor da frequência associada, embora sem alterar sua categoria.
95	Grande liberação de diesel no Barco de Apoio, durante a transferência para a P-53	C	A	V	C	Mantêm-se as classificações originais.

II.8.2.4 - Funções e Responsabilidades

Neste item são apresentadas, na Figura II.8.2.4-1, a estrutura organizacional da unidade P-53 e no Quadro II.8.2.4-1, a atribuição de funções e responsabilidades das equipes no âmbito do programa de gerenciamento de riscos.

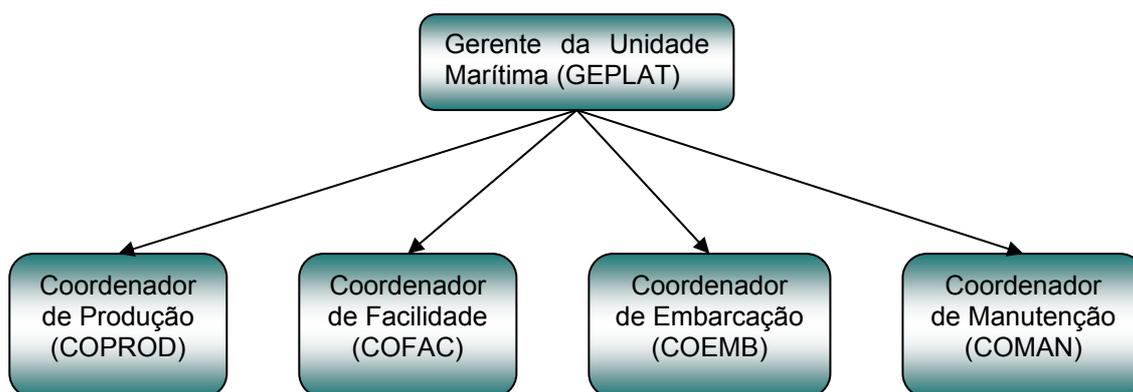


Figura II.8.2.4-1 - Estrutura organizacional da unidade P-53

Quadro II.8.2.4-1 - Atribuição de funções e responsabilidades das equipes

FUNÇÕES E RESPONSABILIDADES		
FUNÇÃO	COMPOSIÇÃO	ATRIBUIÇÕES
GEPLAT	Gerente da Unidade Marítima 1 Coordenador por embarque	- Gerenciamento de equipes de coordenadores e suas respectivas atividades.
COPROD	Coordenador de Produção 1 Coordenador por embarque	- Operar sistemas de produção; - Efetuar manutenção de 1º escalão.
COFAC	Coordenador de Facilidades 1 Coordenador por embarque	- Operar sistemas de facilidades; - Efetuar manutenção de 1º escalão dos sistemas de facilidades.
COEMB	Coordenador de Embarcação 1 Coordenador por embarque	- Operar sistemas de estabilidade/lastro, carregamento/descarregamento e náutica; - Efetuar manutenção de 1º escalão; - Garantir segurança/salvagem da embarcação; - Controlar documentação legal; - Movimentação de cargas.
COMAN	Coordenador de Manutenção 1 Coordenador por embarque	- Executar manutenção de 2º escalão da Unidade Marítima; - Planejamento e controle da manutenção; - Controle de material.

(continua)

Quadro II.8.2.4-1 (continuação)

FUNÇÕES E RESPONSABILIDADES		
FUNÇÃO	COMPOSIÇÃO	ATRIBUIÇÕES
Operação	Equipe composta de Operador I, Operador II e Técnico de Operação.	<ul style="list-style-type: none"> - Operar as instalações e equipamentos dentro dos padrões técnicos estabelecidos e das normas operacionais em terra e no mar; - Instalar equipamentos, dispositivos e sistemas em geral, testar e verificar suas condições; - Preencher boletins e formulários e elaborar relatórios e gráficos, bem como atualizar bancos de dados; - Analisar e elaborar boletins, relatórios e gráficos identificando e corrigindo as irregularidades; - Participar de análises de ocorrências anormais, propondo ações corretivas; - Analisar e aprovar manuais e relatórios técnicos; - Participar na elaboração de especificações de equipamentos e materiais; - Dar parecer técnico e analisar sugestões para otimização das operações; - Analisar de forma global os resultados operacionais.
Manutenção	Equipe composta de Mecânico Especializado, eletricitista Especializado, Técnico de Instrumentação e Técnico de Manutenção I e II.	<ul style="list-style-type: none"> - Executar tarefas de manutenção mecânica preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. - Executar tarefas de instrumentação, de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. - Detalhar, programar, executar e orientar tecnicamente tarefas de manutenção, de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. - Elaborar estudos e análises técnicas. - Exercer a fiscalização técnica, administrativa e gerência dos contratos de serviços. - Assessorar, planejar, programar, detalhar e executar tarefas de manutenção. - Elaborar especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos. - Acompanhar e analisar indicadores de manutenção, propondo ajustes. - Exercer a gerência e a fiscalização técnica e administrativa de contratos de serviços de manutenção. - Assessorar na elaboração de projetos de melhorias de equipamentos e instalações -

(continua)

Quadro II.8.2.4-1 (continuação)

FUNÇÕES E RESPONSABILIDADES		
FUNÇÃO	COMPOSIÇÃO	ATRIBUIÇÕES
Segurança Industrial	Equipe composta de Técnico de Segurança I, II e III.	<ul style="list-style-type: none"> - Realizar estudos, avaliações e inspeções das condições de trabalho, quanto aos aspectos de higiene industrial, segurança industrial e meio ambiente, em áreas, equipamentos, instalações e embarcações; - Indicar e orientar a implementação de medidas preventivas de segurança industrial e proteção ao meio ambiente; - Atuar e coordenar equipes no controle de emergências e no combate à poluição; - Inspeccionar e executar serviços de manutenção em equipamentos e instrumentos de segurança industrial e de proteção ao meio ambiente; - Ministar treinamento teórico e prático de segurança industrial, salvatagem e meio ambiente; - Proceder de acordo com os padrões técnicos e normas operacionais; - Programar, orientar tecnicamente e realizar estudos, avaliações e inspeções das condições de trabalho, quanto aos aspectos de higiene industrial, segurança industrial e meio ambiente, em áreas, equipamentos, instalações e embarcações; - Indicar e orientar a implementação de medidas preventivas de segurança industrial e proteção ao meio ambiente; - Programar e ministrar treinamento teórico e prático de segurança industrial, salvatagem e meio ambiente; - Investigar e analisar acidentes e ocorrências anormais; - Atuar e coordenar equipes no controle de emergências e no combate à poluição; - Proceder de acordo com os padrões técnicos e normas operacionais. - Identificar necessidades, planejar, executar e avaliar programas de treinamento de segurança industrial, salvatagem e meio ambiente; - Participar de programas de auditorias de segurança industrial e de meio ambiente; - Investigar e analisar acidentes e ocorrências anormais; - Elaborar planos de contingência e coordenar atividades de controle de emergências e de combate à poluição; - Assessorar tecnicamente e administrativamente a gerência. - Proceder de acordo com os padrões técnicos e normas operacionais.
Inspeção de Equipamentos	Equipe composta de Técnicos de Inspeção de Equipamentos e Instalações I e II.	<ul style="list-style-type: none"> - Avaliar o comportamento de materiais quanto à corrosão, deterioração e avarias e suas prevenções. - Interpretar resultados, elaborar relatórios técnicos e alimentar banco de dados. - Manter atualizados os registros de inspeção de equipamentos. - Planejar, coordenar e orientar tecnicamente, fiscalizar, executar e testemunhar inspeções de equipamentos, aferições e calibrações de instrumentos de inspeção, ensaios destrutivos e não-destrutivos, ensaios metalográficos, testes de pressão, controle dimensional, testes de desempenho, determinação de taxa de corrosão e tratamento térmico, utilizando métodos, instrumentos e equipamentos adequados. - Criar e manter atualizados os registros de inspeção de equipamentos. - Programar, ministrar e avaliar treinamento teórico e prático; - Proceder de acordo com os padrões técnicos estabelecidos e as normas operacionais.
Enfermagem	1 Técnico de Enfermagem embarque por	<ul style="list-style-type: none"> - Participar de elaboração de parecer e recomendações técnicas. - Proceder de acordo com os padrões técnicos e normas operacionais.

II.8.3 - Plano de Emergência Individual

O Plano de Emergência Individual (PEI), para as atividades de produção e escoamento de óleo e gás do Campo de Marlim Leste (P-53), é apresentado no Anexo II.8-2 deste EIA.