

## **II.8. ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS**

### **II.8.1. DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES**

#### **II.8.1.1. Descrição do Navio Sonda NS-09 SC Lancer**

O navio sonda NS-09 foi construído pelo estaleiro Scott's *Shipbuilding Company* Ltda. em 1977 e convertido para navio de perfuração com posicionamento dinâmico. Atualmente a unidade NS-09 SC Lancer tem capacidade para perfurar poços de até 5.000 m de profundidade em lâmina d'água máxima de 1.500 m (**Figura II.8.1.1-1**).



**Figura II.8.1.1-1** – Embarcação NS-09 SC Lancer.

O navio foi construído em aço estruturado longitudinalmente, com fundo duplo e tanque de asa lateral, os quais efetivamente criam uma segunda estanqueidade à água para a maioria do comprimento do navio. As principais características do navio estão descritas no **Quadro II.8.1.1-1**, a seguir. As Plantas de Tancagem, drenagem e instalações do NS-09 encontram-se no **ANEXO II.3-A** deste EIA. O Certificado Internacional de Prevenção da Contaminação por Hidrocarbonetos (IOPP), Certificado de Equipamento de Segurança (MODU), e Certificado de Conformidade da Marinha, encontram-se no **ANEXO II.1-B**.

**Quadro II.8.1.1-1: Principais características da embarcação NS-09 SC Lancer.**

<b>ESTRUTURA / CARACTERÍSTICAS GERAIS</b>	
Comprimento (perpendiculares)	136,80 m
Comprimento (extremidades)	153,42m
Profundidade	11,78 m
Boca moldada	23,45 m
Boca extrema	23,50 m
Calado do projeto	7,0 m
Calado moldado	12,45 m
Carga variável no convés	12,45 m
<b>PARÂMETROS AMBIENTAIS DE OPERAÇÃO</b>	
Máxima Lâmina d'água:	1.500 m
Mínima Lâmina d'água:	15m
Máxima profundidade de perfuração	5.000 m
<b>ACOMODAÇÕES</b>	
Total de leitos disponíveis	124 pessoas, com 55 cabines.
Refeitório	01
Enfermaria (nº de leitos)	01
<b>DIVERSOS</b>	
Nº. de guindastes	03 unidades Guindaste marca AmClyde, capacidade de 70 e 80 ton, comprimento da lança 100 a 108m.
Heliponto	Localizado na proa, diâmetro de rotor de 18,90m, carga máxima de decolagem – 9.300Kg. Projetado para Sykorski S-61N.

**A) Principais Sistemas e Subsistemas da NS-09 SC Lancer**

A descrição dos sistemas e subsistemas com enfoque para funções, principais equipamentos e tipos de produtos são apresentados a seguir:

- Sistema 1: Segurança do Poço
- Sistema 2: Teste de Formação
- Sistema 3: Propulsão Principal
- Sistema 4: Sistema de Ancoragem e Posicionamento Dinâmico
- Sistema 5: Geração de Energia
- Sistema 6: Tratamento de Efluentes
  - Subsistema 6.1: Efluentes Oleosos
  - Subsistema 6.2: Efluentes Sanitários
- Sistema 7: Armazenagem
- Sistema 8: Comunicação e Navegação
- Sistema 9: Segurança
  - Subsistema 9.1: Equipamentos de combate a incêndio

- Subsistema 9.2: Sistemas de detecção
- Subsistema 9.3: Equipamentos e materiais para resposta a derramamentos
- Sistema 10: Salvatagem

### **A.1) Sistema de Segurança do Poço**

O subsistema de Monitoração e Segurança do Poço é constituído dos Equipamentos de Segurança de Cabeça de Poço e de equipamentos complementares que possibilitam o fechamento e controle do poço. Os principais elementos que compõem o subsistema são: o *Blowout Preventer* (BOP) e as linhas de *kill* e *choke*.

- A linha de *choke* é por onde são aliviadas as pressões de um poço fechado durante o controle do *kick* e a linha de *kill* é a linha onde se introduzem as lamas de alta densidade para equilibrar a pressão hidrostática da coluna com a do fundo do poço, após uma ocorrência de *kick*.
- O BOP (**Quadro II.8.1.1-2**) é um conjunto de válvulas que tem como finalidade permitir o fechamento do poço em caso de emergências. É um conjunto de válvulas composto por 4 gavetas, sendo uma cisalhante que corta a coluna e fecha o poço, uma gaveta que fecha o poço com coluna de 2.3/8" a 5.1/2" e duas com coluna fixa 5", acionado pelo sistema hidráulico, com fonte de energia hidráulica na superfície, composta de acumuladores, bombas elétricas e bombas hidropneumáticas. É normalmente comandado pelo sistema multiplex, tendo dois sistemas completos em paralelo e ainda um sistema acústico e um sistema *auto shear* (cisalhante) para casos extremos. O conector é o componente que serve para interligar o BOP a cabeça do poço. É acionado pelo sistema hidráulico e multiplex do BOP. A coluna de riser interliga o BOP do fundo do mar ao navio, fechando o circuito com o poço. Possui linhas para alimentação hidráulica do BOP e para

controle do poço. Os equipamentos são alimentados por UPS (sistema ininterrupto de energia), e este, por sua vez, alimentado duplamente com uma entrada proveniente dos geradores de emergência e outra no barramento oposto.

Os equipamentos e elementos que compõem este subsistema são responsáveis pelo fechamento do poço em caso da ocorrência de fluxo indesejável de fluidos da formação para dentro do poço (*kick*) ou fluxo descontrolado do fluido da formação e/ou gás chegando à superfície (*blowout*). A seguir apresentam-se os equipamentos que compõem o sistema da NS-09.

**Quadro II.8.1.1-2 – Equipamentos de Controle do Poço (BOP).**

EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DO POÇO (BOP)	
Item	Quantidade
BOP – Cameron 16 3/4" – 10000 psi – Multiplexados – 4 gaetas.	01
Preventor do Anular – Hydrill 16 3/4" 5000 psi.	02
Conector BOP – Vetco H4, 16 3/4" 10000 psi.	01
Risers – Cameron RD 18 5/8" x 5/8' – x52.	1500m
Tensionadores do Riser – Brown Brothers 1200000 lbs.	08
Junta Telescópica – Cameron 18 3/4" e 21 1/2" Curso Divertes 55 pés.	02
Diverter – Regon Modelo KFDS 49 1/2"	01
Dispositivos para o monitoramento do fluxo de lama e do nível dos tanques: SDI	01

## A.2) Sistema de Teste de Formação

O teste simula o comportamento do reservatório alternando em períodos temporais de estática e produção, fornecendo, assim, informações quanto a sua viabilidade econômica. Os períodos de testes de produção são semelhantes à fase de produção comercial do reservatório, estando presentes: coluna de teste, válvulas e vaso separador. Os fluidos provenientes do teste são encaminhados ao separador, que é descrito a seguir:

- *Vaso Separador*

Toda a produção do teste de poço será encaminhada para o vaso separador presente na unidade. O processo realizado no vaso baseia-se nos seguintes mecanismos para separar as fases presentes dos fluidos produzidos quando os mesmos se encontram em condições de superfície:

- ação da gravidade e diferença de densidades;

- separação inercial;
- aglutinação das partículas; e,
- força centrífuga.

Os sistemas de controle e segurança que serão utilizados nos testes de formação, são constituídos por:

- Cabeça de teste, constituídas por válvulas manuais e dispositivos de segurança (ESDs - *Emergency shut-down valves*) - válvulas de segurança de acionamento remoto.
- Sistema de *choke manifold* para direcionar os fluidos trazidos à superfície e regular a pressão proveniente do poço em teste.
- Registradores de pressão de fundo e de superfície.
- Sistema de queimador tipo *Ever Green* que minimiza emissões atmosféricas, não permite que haja queda de hidrocarboneto líquido (condensado) para o mar devido ao tipo de queima, sendo dotado de *shut-off valves* - válvulas interruptoras de fluxo a montante da ponta do queimador, acionadas ao final de cada teste.

### **A.3) Sistema de Propulsão Principal**

A NS-09 possui 6 propulsores de azimutação LIPS, CA com 3.750 HP e entrada de 900 rpm, hélice com diâmetro de 2,8 m; com 4 pás por impulsor.

### **A.4) Sistema de Ancoragem e Posicionamento Dinâmico**

O Navio Sonda NS-09 SC Lancer é posicionado por um sistema diesel-elétrico que o mantém sobre o local do poço por meio de um sistema computadorizado de posicionamento dinâmico que consiste de seis propulsores de azimutação, sendo cada um destes propulsores acionado por motores elétricos de 3750 HP.

O sistema de posicionamento do navio sonda NS-09 SC Lancer é caracterizado pela presença de uma Sonda DP classe 2 – “*fire back-up*” – a unidade dispõe de dispositivo de reboque para 200 toneladas tipo *Smith Bracket*,

certificado pelo *Lloyds Register*. A unidade também dispõe de um sistema de reboque de emergência da BRIDON, consistindo em 100m de cabo com sapatilho, 120 m de cabo mensageiro de 40 mm de diâmetro de polipropileno, 1 sistema de bóia com luz noturna.

Os principais componentes do sistema de posicionamento dinâmico da unidade NS-09 SC Lancer, são:

- Sistema Automático de Manutenção de Posição (*Automatic Station Keeping – ASK*);
- Sistema Controlador;
- Sistema de Posição de Referência;
- Sistema Acústico;
- Sistema de Posicionamento Global Diferencial (DGPS);
- Sistema de Medição de Ângulo Riser;
- Sistema Sensor;
- Suprimento de Força sem Interrupção (UPS);
- Registro de Dados para o Sistema de Posicionamento Dinâmico (DP);

#### **A.5) Sistema de Geração de Energia**

O sistema de geração de energia do Navio Sonda NS-09 é composto por:

- 08 Motores a Diesel, Wartsila 17 V22, força total contínua de 3.250 BHP, com tensão de saída de 1.000 V;
- 12 Grupos geradores CA, Tipo ABB, força total contínua de 3.300 Kva, com tensão de saída de 1.000 rpm – Sistema SCR;
- 12 Sistemas SCR. Tipo 12xRoss Hill. Força total contínua de 1.800 Ampères, tensão de saída de 720 VCC.
- Transformadores primários, tensão de entrada e saída: 2.500Kva 6.000 entrada / 600V de saída.

#### **A.6) Sistemas de Tratamento de Efluentes**

### A.6.1) Efluentes Oleosos

A NS-09 possui um Separador Água-Óleo da marca HAMWORTH, modelo HS 10 MKII com capacidade para atender a uma vazão de 10m<sup>3</sup>/h.

### A.6.2) Efluentes Sanitários

A NS-09 possui duas plantas de tratamento biológico da marca HAMWORTH, modelo SUPER TRIDENT ST-30, que atende à geração de efluentes sanitários gerados pela tripulação embarcada.

### A.7) Sistema de Armazenagem

O sistema de armazenagem é composto por tanques onde são armazenados combustíveis e insumos na plataforma. A capacidade de tancagem é descrita a seguir.

TANQUES DE ARMAZENAMENTO	
Produto estocado	Volume Total
Óleo diesel	2.170,23 m <sup>3</sup>
Água potável	746,00 m <sup>3</sup>
Água da sonda	675,00 m <sup>3</sup>
Água de lastro	3.113,00 m <sup>3</sup>
Tanque de lama ativo	319,56 m <sup>3</sup>
Tanques de reserva de lama	257,40 m <sup>3</sup>
Silo para cimento	9.000 cuft*
Silo para Baritina	4.500 cuft
Silo para Bentonita	4.500 cuft
Tanque de óleo hidráulico	12,00 m <sup>3</sup>
Tanque de óleo lubrificante	79,92 m <sup>3</sup>

\*Cuft: pés cúbicos.

### A.8) Sistema de Comunicação e Navegação

### A.8.1) Sistema de Navegação

A NS-09 é uma sonda de posicionamento dinâmico e, para navegação, utiliza também os equipamentos: DGPS, Sensores de vento, MRU, Giroscópios, conforme a descrição abaixo.

<b>POSICIONAMENTO DINÂMICO</b>
<b>Descrição</b>
<p>Equipamento – KONGSBERG / SIMRAD – SDP 22 com HIPAP 500 (SISTEMA ACÚSTICO USLBL) – DUAL REFERÊNCIA + 02 TRANSCIEVERS e os seguintes equipamentos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. DGPS – DUAL (SEATEX DPS 102 &amp; SEATEX DPS 200) REFERÊNCIA + GLONASS RUSSIAN SATELITE;</li> <li>2. Sistema de Medição do Ângulo do Riser, ARA, 04 ERA (1 P/ POD);</li> <li>3. UPS – Unit Power System;</li> <li>4. Sensores de vento;</li> <li>5. Giroscópicos;</li> <li>6. MRU – Unidade de Referência Vertical;</li> <li>7. Filtro KALMANN;</li> </ol> <ul style="list-style-type: none"> <li>• No sistema de posicionamento dinâmico, não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto pelos equipamentos de perfuração. O sistema é composto por 03 <i>thrusters</i> em túnel na proa, 02 <i>thrusters</i> em túnel na popa e 2 propulsores longitudinais, que funcionam baseados em processamento computacional de informações de localização, fornecidas por satélites (tipo GPS) ou por sensores acústicos, baseados em sinais recebidos de emissores de som localizados no fundo do mar (<i>transponders</i>)</li> <li>• Os computadores controlam a potência e a direção dos <i>thrusters</i> e propulsores, no sentido contrário das ondas e das correntes atuantes no navio, mantendo constante a posição desejada, com margem de erro menor do que 0.5% da lâmina d'água.</li> <li>• O sistema SIMRAD é composto de uma unidade principal, a qual possui 2 computadores de Posicionamento Dinâmico redundantes (na perda de um o outro assume o controle automaticamente), onde se executam todos os cálculos e controles da propulsão, tendo como base as informações recebidas dos sensores e sistemas de referência a este conectado. Este sistema denomina-se KONGSBERG / SIMRAD – SDP 22.</li> <li>• A sonda possui uma unidade de <i>back up</i> composta por um computador que recebe sinais de sensores e do sistema de referência. Esta unidade é acionada através de uma chave no painel. Esta unidade denomina-se KONGSBERG / SIMRAD – SDP 12.</li> <li>• Como sensores de referência acústicos a sonda possui um equipamento denominado HIPAP 500 que funciona a partir de marcas colocadas no fundo do mar, que emitem sinais acústicos que indicam a sua posição, e por triangulação das marcas acústicas enviadas para os computadores do sistema de Posicionamento Dinâmico projetam a posição do navio.</li> <li>• O DGPS é composto por 02 computadores redundantes (SEATEX DPS 102 &amp; SEATEX DPS 200) que realizam a triangulação da posição através de satélites.</li> <li>• O sistema de inclinação do <i>riser</i> (ERA) é composto por inclinômetros que enviam sinais via cabo multiplex do BOP, sendo este recebido na superfície e processado pelos computadores do sistema de D.P. Sistema de Medição do Ângulo do Riser, ARA, 04 ERA (1 P/ POD);</li> <li>• A sonda possui 03 sensores de vento, que trabalham de maneira redundante, cuja finalidade é informar ao sistema de D.P. valor e direção do vento a todo instante de forma que o sistema possa trabalhar de modo, preditivo.</li> <li>• A sonda possui 03 giroscópicos. Que trabalham de maneira redundante. Cujas finalidades são indicar ao sistema de D.P. o aproamento da embarcação a todo instante.</li> <li>• A sonda possui 03 MRU's, que trabalham de maneira redundante, cuja finalidade é indicar a movimentação do navio em relação ao eixo longitudinal e transversal ao sistema de posicionamento dinâmico.</li> <li>• O filtro Kalmann é uma parte do <i>software</i> do sistema de D.P. que visa filtrar os sinais de entrada de forma a minimizar falhas e promover um amortecimento nas respostas.</li> </ul>

### A.8.2) Sistema de Comunicação



É utilizado o sistema de comunicação descrito a seguir:

SISTEMA DE COMUNICAÇÃO		
Item	Quantidade	Unidade
Central telefônica tipo micro-PABX	1	-
Sistema de chamada geral composto por unidades de chamada, cornetas e caixas acústicas.	1	-
Transceptores portáteis VHF	3	-
Transceptor HF / SSB, com potência PEP de no mínimo 150 W	1	-
Transceptor VHF, serviço móvel marítimo, com potência de 25 W e capacidade de redução para 1 W	1	-
Transceptores VHF, serviço móvel aeronáutico, sendo um fixo (instalado na sala de rádio) e um portátil equipado com handset (para operar no helideck durante o pouso e decolagens de aeronaves), operando frequência de 131,60 Mhz.	2	-
Equipamento transmissor de rádio farol – NBD, Southern Avionics Type SS-400 HVS.	1	-
Antena UHF para recepção de sinal de barcos DSV na cabine do sondador.	1	-

## A.9) Sistema de Segurança

### A.9.1) Equipamentos de combate a incêndio

No navio sonda NS-09 SC Lancer os sistemas de detecção de fogo é composto pelo seguinte material:

- 01 Sistema de detecção de fogo – THORN (modelo T-880)

Para combate à incêndio estão disponíveis os seguintes equipamentos:

- 02 Bombas de incêndio, sendo uma exclusiva para o heliponto;
- 03 Estações para as brigadas de combate a incêndio no convés localizadas no coffe bar, oficina do subsea e chaminé de boroeste. Estas estações possuem roupas de penetração, conjunto autônomo de respiração e garrafas de ar comprimido de reserva;
- 60 Ampolas de CO<sub>2</sub> de 45 kg cada uma, para combate a incêndio em quatro pontos distintos da unidade (praça de máquinas, sala de bombas auxiliares, sala de geradores e SCR e sala de compressores e *thrusters* de ré);

- 01 Estação para a brigada do heliponto;
- 04 Porta estanke com comando manual e remoto;
- 49 Estações de incêndio localizadas no casario (8 carretéis para mangotes de 1”);
- 01 Estação de incêndio no convés principal (com mangotes de 2”);
- Bomba spray portátil (01), sem restrições de uso;
- Saco de tecido absorvente com 200 sachês, (02), sem restrições;
- Balde desingraxante com 25 litros (01), sem restrições
- Limpador de mãos com 5 litros, (01), sem restrições
- Pares de luvas resistentes (06), sem restrições
- Roupas de proteção (06), sem restrições
- Recipiente de lixo para recolhimento de resíduos oleosos de 1000 litros (01),sem restrições;
- Pares de botas de borracha (06),sem restrições.

#### A.9.2) Sistemas de detecção

O navio-sonda NS-09 SC Lancer conta com detectores de gás combustível e gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S) fixos e portáteis. Os fixos estão localizados no fosso de lama, niples de campainha, piso de sonda, compartimento do agitador, convés principal, compartimento de bombas, área de teste de poço, admissões de compressores de ar e em todas as salas de compartimentos movimentados. Os tipos de alarmes adotados são de percepção visual e auditiva, sentidos na sala de controle e na cabine do sondador. A unidade conta também com um sistema de detecção de dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>), gás resultante da queima de H<sub>2</sub>S. A detecção é feita com auxílio de 8 instrumentos portáteis, que detectam a presença de H<sub>2</sub>S e gás combustível.

SISTEMA DE DETECÇÃO DE INCENDIO E MONITORAMENTO DE GÁS	
Item	Quantidade
Sistema de detecção de gás metano – REXNORD; modelo 880	02
Sistema de detecção de H <sub>2</sub> S – DETTRONICS - 8100	01

#### A.9.3) Equipamentos e materiais para resposta a derramamentos

Os equipamentos e materiais de resposta que compõem cada um dos kits existentes a bordo do NS-09 (*kits SOPEP*) atendem a Convenção Internacional para Prevenção da Poluição Causada Por Navios – MARPOL 73/78, promulgada no Brasil por meio do Decreto 2.508, de 04.03.1998.

A Unidade dispõe de 2 kits para resposta a derramamentos, um localizado no convés principal a meia nau bombordo e outro localizado a boreste. Apresentamos a seguir a composição de cada kit SOPEP.

<b>EQUIPAMENTOS E MATERIAIS PARA RESPOSTA A DERRAMAMENTO A BORDO DO NS-09-SCLANCER - SOPEP</b>	
<b>Item</b>	<b>Quantidade</b>
Bomba spray portátil	01
Saco de tecido absorvente com 200 sachês	02
Balde desengraxante com 25 litros	01
Limpador de mãos com 5 litros	01
Pares de luvas resistentes	06
Roupas de proteção	06
Recipiente de lixo para recolhimento de resíduos oleosos de 1000 litros	01
Pares de botas de borracha	06

### **A.10) Sistema de Salvatagem**

Os equipamentos presentes na NS-09 para salvatagem estão listados a seguir.

<b>EQUIPAMENTOS DE SALVATAGEM</b>	<b>Quantidade</b>
<b>Entre os equipamentos que compõem o sistema de salvatagem destacam-se:</b>	
Baleeira fechada, sendo duas a vante com capacidade de 50 pessoas cada uma, e duas à ré com capacidade para 50 e 24 pessoas.	04
Balsa Inflável, com capacidade para 25 pessoas; sendo duas a vante boroeste, duas a vante bombordo, duas a ré boroeste e duas a ré bombordo.	08
Colete Salva-vidas classe I.	158
Bote de resgate para seis pessoas, localizado na popa do boreste	01

### **II.8.1.2. Descrição da Plataforma Semi-submersível SS-54 Ocean**

#### **Winner**

BIOMONITORAMENTO E MEIO AMBIENTE

\_\_\_\_\_  
Coordenador da Equipe\_\_\_\_\_  
Técnico ResponsávelRelatório  
BR /Revisão 01  
05/2010

A plataforma semi-submersível SS-54 *Ocean Winner* foi construída e certificada para atividade de perfuração em 1976, de bandeira panamenha, é propriedade da empresa *Diamond Offshore*. Essa unidade é própria para atividades em águas profundas alcançando lâminas d'água que variam de 76,2 a 1.219,2 m de profundidade.

A Plataforma Semi-submersível SS-54 *Ocean Winner* é uma plataforma semi-submersível tipo ancorada, possui cascos gêmeos *seabarge* tipo Catamaran, com oito colunas de estabilidade primária e quatro colunas de estabilidade secundária, duas de cada avante e a ré (popa) (**Figura II.8.1.2-1**).



**Figura II.8.1.2-1** – Plataforma semi-submersível SS-54 *Ocean Winner*

A seguir apresentam-se principais características da plataforma semi-submersível SS-54 *Ocean Winner*. O Certificado Internacional de Prevenção da Contaminação por Hidrocarbonetos (IOPP), Certificado de Equipamento de Segurança (MODU), e Certificado de Conformidade da Marinha, da unidade de perfuração SS-54 *Ocean Winner* encontram-se no **ANEXO II.1-B** deste EIA. A

planta geral das instalações da unidade SS-54 é apresentada no **ANEXO II.3-A** e a planta de Áreas classificadas no **Anexo II.8-A**.

**Quadro II.8.1.2-1** Características Gerais da Plataforma semi-submersível SS-54.

ESTRUTURA / CARACTERÍSTICAS GERAIS		
Item	Dimensão	
Comprimento do casco inferior	108,20 m <sup>3</sup>	
Largura total	67,36 m <sup>3</sup>	
Largura de cada casco inferior	10,97 m <sup>3</sup>	
Separação entre casco inferior	45,41 m <sup>3</sup>	
Profundidade do casco inferior	6,70 m <sup>3</sup>	
Calado de perfuração	21,33 m <sup>3</sup>	
Comprimento do convés principal	69,18 m <sup>3</sup>	
Largura do convés principal	67,05 m <sup>3</sup>	
Abertura moonpool	4,77 x 11,17 m <sup>3</sup>	
PARÂMETROS AMBIENTAIS DE OPERAÇÃO		
Item	Dimensão	
Máxima lâmina d'água	1.219,2m	
Mínima lâmina d'água	76,20m	
HELIPONTO		
Um heliponto (sem abastecimento) localizado na proa bombordo com 25,30 x 25,30 metros projetado para aeronaves Sykorski S61 e com capacidade de 15.000 kg certificado pela DNV.		
ACOMODAÇÕES		
Item	Quantidade	
Total de leitos disponíveis	96	
Enfermaria (nº de leitos)	01	
Refeitório	35	
GUINDASTES		
Item	Quantidade	Capacidade
Guindaste Sea Trax serie 60 modelo 6032, especificação DNV, localizados nas pernas SC3 e PC3 (bombordo e boreste) com cabo principal possuindo raio mínimo de 15,84 m e raio máximo de 37,49 m	02	50,00t

**A) Principais Sistemas e Subsistemas da Unidade de Perfuração SS-54**  
**Ocean Winner**

A descrição dos sistemas e subsistemas com enfoque para funções, principais equipamentos e tipos de produtos são apresentados a seguir:

- Sistema 1: Segurança do Poço
- Sistema 2: Teste de Formação

- Sistema 3: Sistema de Ancoragem
- Sistema 4: Geração de Energia
- Sistema 5: Tratamento de Efluentes
  - Subsistema 5.1: Efluentes Oleosos
  - Subsistema 5.2: Efluentes Sanitários
- Sistema 6: Armazenagem
- Sistema 7: Comunicação e Navegação
- Sistema 8: Segurança
  - Subsistema 8.1: Equipamentos de combate a incêndio
  - Subsistema 8.2: Sistemas de detecção
  - Subsistema 8.3: Equipamentos e materiais para resposta a derramamentos
- Sistema 9: Salvatagem

### **A.1) Sistema de Segurança do Poço**

O subsistema de Monitoração e Segurança do Poço é constituído dos Equipamentos de Segurança de Cabeça de Poço e de equipamentos complementares que possibilitam o fechamento e controle do poço. Os principais elementos que compõem o subsistema são: o *Blowout Preventer* (BOP) e as linhas de *kill* e *choke*.

- A linha de *choke* é por onde são aliviadas as pressões de um poço fechado durante o controle do *kick* e a linha de *kill* é a linha onde se introduzem as lamas de alta densidade para equilibrar a pressão hidrostática da coluna com a do fundo do poço, após uma ocorrência de *kick*.
- O BOP é um conjunto de válvulas que tem como finalidade permitir o fechamento do poço em caso de emergências.

Os equipamentos e elementos que compõem este subsistema são responsáveis pelo fechamento do poço em caso da ocorrência de fluxo indesejável de fluidos da formação para dentro do poço (*kick*) ou fluxo

descontrolado do fluido da formação e/ou gás chegando à superfície (*blowout*). A seguir apresentam-se os equipamentos que compõem o sistema da SS-54.

EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DO POÇO (BOP)	
Item	Quantidade
Sistema de controle hidráulico Koomey modelo 26300-S	-
Unidades de garrafas acumuladoras sendo 11 galões de 3000 psi PT, bomba Triplex Union 20GPM x 3000 psi impulsionada por motor elétrico 40 HP e 03 bombas a ar de 03 GPM cada caixa	104
Acumulador conectado na coluna do BOP através 02 (duas) lances de mangueira	-
Manifold Choke 3-1/16"10,000 psi PT CIW certificado para serviço H <sub>2</sub> S completo com:	-
Coluna Cameron 18-3/4"simples	02
Pacotes de Marine Riser	-
Aranha para Riser (Riser Spider), Cameron HD	-
Equipamentos de Manuseio do BOP , transportador FINN TVETEN A/S para	-
Controle Diverter Koomey Stewart & Stevenson MOD DS24-3M	-
Tensionadores de Riser Rucker 80,000 lbs	12
Tensionadores Rucker 16,000 lbs tensão 40 linha de transporte,	02
Tensionadores de Linha Guia Rucker com 16,000 lbs tensão,	04
Indicador de Posição Poço (HPI)	-
Sistema de TV Submarino, sistema sub sea modelo CM-2	-
Diverter Regan MOD KFDS-500 abertura mesa rotativa 49-1/2"	-

## A.2) Sistema de Teste de Formação

O teste simula o comportamento do reservatório alternando em períodos temporais de estática e produção, fornecendo, assim, informações quanto a sua viabilidade econômica. Os períodos de testes de produção são semelhantes à fase de produção comercial do reservatório, estando presentes: coluna de teste, válvulas e vaso separador. Os fluidos provenientes do teste são encaminhados ao separador, que é descrito a seguir:

- Vaso Separador

Toda a produção do teste de poço será encaminhada para o vaso separador presente na unidade. O processo realizado no vaso baseia-se nos seguintes mecanismos para separar as fases presentes dos fluidos produzidos quando os mesmos se encontram em condições de superfície:

- ação da gravidade e diferença de densidades;
- separação inercial;
- aglutinação das partículas; e,
- força centrífuga.

Os sistemas de controle e segurança que serão utilizados nos testes de formação, são constituídos por:

- Cabeça de teste, constituídas por válvulas manuais e dispositivos de segurança (ESDs - *Emergency shut-down valves*) - válvulas de segurança de acionamento remoto.
- Sistema de *choke manifold* para direcionar os fluidos trazidos à superfície e regular a pressão proveniente do poço em teste.
- Registradores de pressão de fundo e de superfície.
- Sistema de queimador tipo *Ever Green* que minimiza emissões atmosféricas, não permite que haja queda de hidrocarboneto líquido (condensado) para o mar devido ao tipo de queima, sendo dotado de *shut-off valves* - válvulas interruptoras de fluxo a montante da ponta do queimador, acionadas ao final de cada teste.

### A.3) Sistema de Ancoragem

A plataforma possui sistema de ancoragem que possui os equipamentos descritos a seguir. Destaca-se que a plataforma não possui posicionamento dinâmico por não ser aplicável ao tipo de unidade marítima.

SISTEMA DE ANCORAGEM		
Item	Quantidade	Capacidade
Guinchos de âncora Norwinch modelo 2 <sup>A</sup> 2-76 com motor elétrico de 900 hp	08	-
Âncoras Stevpris, Bruce, sendo 02 de 10 m, 01 de 9 m, 04 de 12 m e 01 de 15 m	08	-
Correntes (linhas de âncora) Studlink diâmetro de 3 polegadas e comprimento nominal de 4500 pés	08	474,00 t



#### **A.4) Sistema de Geração de Energia**

O sistema de geração de energia da SS-54 é composto por:

<b>SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA</b>	
<b>Item</b>	<b>Quantidade</b>
Alternador (Gerador) EMD, modelo A-20N-6, 600 VAC 60HZ cada, com rateio para 1.400 KW, 2.625 KVA – 1.575 KW rateio de serviço de perfuração.	04
Unidade conversora DC base OMC PLC controlada digitalmente, consistindo de: 02 (dois) com 1.200 AMPS e 04 (quatro) com 1.800 AMPS unidades transistorizadas arranjadas para controle, 11 motores de perfuração GE 752	01
Motor Diesel EMD-16-645-E8 cada, rateio de 1970 BHP, rotação contínua de 900 RPM – Rateio de serviço de perfuração a 2.200 BHP. Consumo médio diário de 19,08 m de diesel	04
Transformador NEBB potência continua (individual) de 95 KVA, saída 450/240 V, frequência 60 Hz.	02
Transformador NEBB potência continua (individual) de 1400 KVA, saída 600/460 V, frequência 60 Hz.	02

#### **A.5) Sistemas de Tratamento de Efluentes**

##### **A.5.1) Efluentes Oleosos**

A plataforma SS-54 possui um separador de Água e Óleo da marca Hamworthy (UK), modelo # H.S 5.0.

##### **A.5.2) Efluentes Sanitários**

A plataforma SS-54 possui uma unidade de tratamento Ompipure, Modelo 12MX. Sua capacidade de tratamento é de 7500 galões de esgoto por dia (28,350 litros) ou 120 pessoas.

#### **A.6) Sistema de Armazenagem**

O sistema de armazenagem é composto por tanques onde são armazenados combustíveis e insumos na plataforma. A capacidade de tancagem é descrita a seguir:

ARMAZENAMENTO	
Item	Capacidade Total
Tanque de óleo combustível	1.987,30 m <sup>3</sup>
Tanque de água potável	550,93 m <sup>3</sup>
Tanque de água de perfuração	1.793,67 m <sup>3</sup>
Tanque de água de lastro	10.850,79 m <sup>3</sup>
Sacaria	6.000,00 m <sup>3</sup>
Silo para cimento	372,64 m <sup>3</sup>
Silo para Lama	248,21 m <sup>3</sup>
Tanque de Lama a base de óleo e água salgada	283,02 m <sup>3</sup>
Tanque de Lama Líquida (Ativa & Reserva)	580,19 m <sup>3</sup>

## A.7) Sistema de Comunicação e Navegação

### A.7.1) Sistema de Navegação

A SS-54 é uma sonda ancorada e somente se movimenta com auxílio de rebocadores e, por isso, possui somente equipamentos primários como bússula, giroscópios e GPS simples.

Entretanto a unidade possui um sistema Indicador de posição de poço (HPI) que é composto pelo sistema de posicionamento da embarcação *Sonardyne Hydro-Acustic* e pelo sistema acústico de telemetria para monitoramento de inclinação do riser, fornecendo informações contínuas sobre a posição do poço.

### A.7.2) Sistema de Comunicação

É utilizado o sistema descrito a seguir:

Sistema de Comunicação		
Item	Quantidade	Unidade
Radio para helicóptero Becker Ar 2009/25	01	-
Transmissor / receptor ICOM M-700	01	-
Rádios baleeiras TRPE Skanit Marinetta	04	-
Rádios portáteis Motorola multicanal	06	-
Rádios VHF ICOM IC-M 120 (sala de controle / ponte 02 baleeiras)	05	-
Rádios Sailor VHF Damcom (baleeiras e escritório do superintendente)	03	-
Radar Furuno modelo FR-8100	01	-

## A.8) Sistema de Segurança

### A.8.1) Equipamentos de combate a incêndio

Na Plataforma Semi-submersível SS-54 os sistemas de detecção de fogo é composto pelo seguinte material:

- 01 sistema marca Pyrotronics, modelo CP-35 cobrindo todos os camarotes
- 01 sistema de detecção lenta da marca Siemens, modelo MXL cobrindo a sala de SCR.

Para combate à incêndio estão disponíveis os seguintes equipamentos:

EQUIPAMENTOS DE COMBATE A INCÊNDIO	
Item	Quantidade
Bombas de incêndio Thune-Eureka / GGA65, 312 galões por minuto, instaladas na sala de bombas na sacaria	02
Extintores de incêndio Tipo 1 – CO2 sendo 19 de 15 kg e 01 de 50kg	77
Extintores de incêndio Tipo 1 – Pó Químico sendo 19 de 30 kg, 20 de 8 kg, 13 de 5 kg e 6 de 125 kg	58
Hidrantes com mangueiras 19 X 2½" e 6 X 1½"	25
Cobertores de proteção localizados na plataforma, refeitório e oficina de solda, havendo 03 unidades em cada caixa	09
Sistema fixo de espuma CAT/390, localizado no heliponto. Este sistema conta com 03 bicos e dispõe de um total de 132 galões de LGE tipo PFF 3%	01
Estação para a brigada do heliponto com roupas de penetração, conjunto autônomo de respiração e garrafas de ar comprimido reservas	01
Estações lava-olhos	03
Sistema de respiração autônomo: Localizados na sala de peneiras e sala de bombas	04
Sistema fixo de CO2: Sala de máquinas, paiol de tintas, gerador de emergência e sala de SCR	04

### A.8.2) Sistemas de detecção

O sistema de detecção de gases da SS-54 é composto pelos seguintes equipamentos:

SISTEMAS DE DETECÇÃO	
Item	Quantidade
Sistemas de detecção de gás da marca Sieger modelo 57/780 constituído de 08 sensores, instalados no deck de perfuração, sala de peneiras, tanques de lama e sistema de ventilação dos camarotes.	01
Sistema de detecção de H2S da marca DETCON/12-B cobrindo as áreas deck de perfuração, sala de peneiras, tanques de lama e sistema de ventilação dos camarotes.	01
Sistema de Alarme: OMC, painel mestre principal na sala de controle lastro, consistindo de 172 canais liga / desliga, 36 canais analógico designado e concordando com as últimas classificações standards das comunidades	-

BIOMONITORAMENTO E MEIO AMBIENTE



Coordenador da Equipe

Técnico Responsável

Revisão 01  
05/2010

### A.8.3) Equipamentos e materiais para resposta a derramamentos

Os equipamentos e materiais de resposta que compõem cada um dos kits existentes a bordo da SS-54 (*kits SOPEP*) atendem a Convenção Internacional para Prevenção da Poluição Causada Por Navios – MARPOL 73/78, promulgada no Brasil por meio do Decreto 2.508, de 04.03.1998.

A Unidade dispõe de 3 kits para resposta a derramamentos, localizados no convés principal ao lado dos guindastes e no moonpool. Apresentamos a seguir a composição de cada kit SOPEP.

EQUIPAMENTOS E MATERIAIS PARA RESPOSTA A DERRAMAMENTOS A BORDO DA SONDA	
Item	Quantidade
Meias 2" x 10"	05
Bolsas infláveis de ¾ ft	01
Pá dobradiça	01
Concha	01
Macacões Tyvek	02
Óculos de proteção ampla visão	02
Luvas de nitrile de Manga longas	02

### A.9) Sistema de Salvatagem

Os equipamentos presentes na SS-54 para salvatagem estão listados a seguir.

EQUIPAMENTOS DE SALVATAGEM	
Item	Quantidade
Baleeiras fechadas e motorizadas, sendo duas à vante (50 pessoas cada) e duas à ré (50 pessoas), endurecidas com turco lançador, rádio transmissor, antena e EPIRB	04
Bote de resgate Trondervet/AS modelo MOB GTA 850, para 16 pessoas, motor 850 Detroit Diesel, localizado na popa do boreste	01
Balsas infláveis com capacidade para 25 pessoas cada e distribuída da seguinte forma: 02 Zodiac/25DL a ré boreste e 03 Beaufort/BDL a vante bombordo	05
Coletes salva-vidas distribuídos nos camarotes e nas estações de abandono	215
Coletes de trabalho	15
Vestimenta térmica (pingüim)	17
Escada de fuga: 6 Fixed e 2 Jacobs	08

### **II.8.1.3. Critérios de Segurança**

Os critérios de segurança adotados nas atividades perfuração serão estabelecidos a partir da implementação e adoção de procedimentos de registro, amostragem e monitoração que visam garantir a segurança, a confiabilidade operacional e a proteção ambiental, em todas as fases do processo de perfuração. Além destes procedimentos, serão implementadas normas corporativas, direcionadas a inspeção dos equipamentos, sistemas e subsistemas que compõem as plataformas de perfuração.

As normas corporativas são constituídas de rigorosos procedimentos operacionais, planos de inspeções de equipamentos e sistemas, programa de manutenção. Adicionalmente foi elaborado o Programa de Gerenciamento de Riscos (PGR) que é descrito no item II.8.5, Gerenciamento de Riscos Ambientais.

#### **A) Registro, Amostragem e Monitoração de Poço**

A PETROBRAS planeja adotar um conjunto de métodos de registro, monitoração contínua e amostragem de rochas para obter informações em tempo real durante as operações de perfuração referentes à formação e à variação dos fluidos. Tais métodos estão descritos a seguir.

- **Registro durante a perfuração (Logging While Drilling - LWD)**

As ferramentas para LWD correrão o poço, a partir da fase II, fornecendo dados de raio gama e resistividade em tempo real durante a perfuração desta fase até o fundo do poço. Essas informações serão comparadas com os dados sísmicos, para confirmação das características geológicas esperadas na formação, auxiliando, em outros aspectos, as tomadas de decisões operacionais durante a perfuração do poço.

- **Perfilagem**

Serão efetuadas perfilagens ao final de cada fase de perfuração, antes da decida dos revestimentos. Esta operação fornecerá informações sobre as

diversas formações geológicas, da profundidade final da fase até o início do revestimento da fase anterior. Os registros incluirão os seguintes perfis:

- Raios gama;
- Resistividade;
- Porosidade (nêutron / densidade);
- Diâmetro do poço;
- Sônica.

- **Registro de Lama**

O registro de lama será conduzido a partir da fase II de perfuração. O retorno dos fluidos de perfuração e dos cascalhos será monitorado e analisado para registrar os seguintes dados:

- Detecção de H<sub>2</sub>S;
- Análise de gás na lama;
- Peso da lama.

- **Parâmetros de Perfuração**

Os seguintes parâmetros de perfuração serão continuamente monitorados e registrados:

- Profundidade da broca;
- Taxa de penetração;
- Carga do gancho / peso na broca;
- Velocidade de rotação;
- Torque da rotação;
- Pressão no tubo vertical;
- Pressão na linha de *choke*;
- Volumes de lama;
- Taxas de fluxo de lama;
- Temperatura da lama;
- Densidade da lama;
- Velocidade de bombeamento.

## **II.8.2 - ESTUDO DA POSSIBILIDADE DE OCORRÊNCIAS DE ZONAS DE ALTA PRESSÃO**

### **A) Caracterização das Formações – Poço Lead-F2-Bloco BM-J-1**

A seção geológica que será atravessada por o poço Lead F-2 do Bloco BM-J-1 é composta predominantemente de rochas pelíticas (argilitos e folhelhos) com intercalações de rochas carbonáticas e arenosas na porção superior (até 2.160m), de idade pliocênica à oligocênica (de 10 a 34 milhões de anos). Na porção inferior (de 2.160 a 3.860m), de idade eocênica à paleocênica (de 34 a 68 milhões de anos) as intercalações são predominantemente de pacotes pouco espessos de rochas arenosas, que são os objetivos principais do poço. Todo o pacote foi depositado em ambiente de mar aberto, similar ao que hoje está ocorrendo em águas profundas em toda a costa brasileira.

Não é comum a ocorrência de pacotes de rochas com pressões anormalmente elevadas nas bacias do litoral baiano e, quando ocorrem, não são elevadas suficientemente que possam causar riscos significativos durante a perfuração dos poços.

## **B) Histórico das atividades de perfuração no Bloco BM-J-1**

Na área do Bloco BM-J-1 foram perfurados 17 poços exploratórios pela Petrobras desde os anos 70. Em 2004 foi realizada a última perfuração (1-BAS-138), situado 2,3km a noroeste do poço objeto deste licenciamento (Lead F2). Neste poço, cuja seção de rochas é similar ao F2, não houve indícios de intervalos com pressões elevadas.

Durante a perfuração dos poços não ocorreram fatos que evidenciassem a ocorrência de intervalos com pressões anormais e que colocassem em risco a perfuração dos mesmos. Apenas os poços 1-BAS-121 e o 1-BAS-68, ambos aproximadamente 30 km a sul do Lead F2, apresentaram intervalos com pressões acima do gradiente normal. Estas pressões foram detectadas, após a perfuração, através de testes de formação em poço revestido. O primeiro apresentou pressão de 403,8KGF/cm<sup>2</sup> no intervalo 3.197/3.222m, portador de óleo e gás, da Formação Urucutuca. Esta pressão está em torno de 30% acima da esperada pelo gradiente normal. No segundo a pressão elevada foi detectada no intervalo 3.449/3.506m, portador de óleo e água salgada, em rochas carbonáticas da Formação Barra Nova, de idade albiano/cenomaniano (mais de 90 milhões de anos). A pressão é de 368,8KGF/cm<sup>2</sup>, portanto menos de 10% além do gradiente normal. Ressalta-se que este pacote de rocha não será atingido pelo poço que testará o Lead F2.

A **Figura II.8.2-1** abaixo apresenta o modelo de geopressões do Lead F2, que demonstra, através da análise de dados sísmicos, que na área em questão inexistem indícios de ocorrência de zonas com pressões anormalmente elevadas.



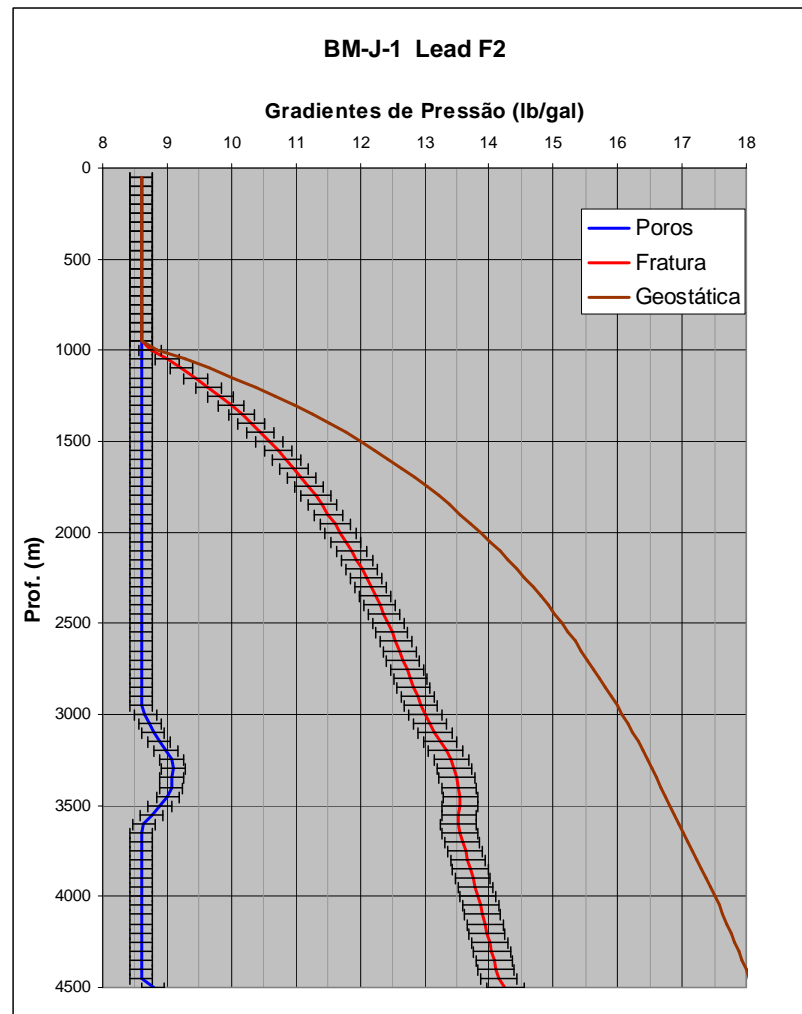


Figura II.8.2-1 – Gradientes de pressão para o Lead-F2.

O método utilizado baseia-se no cálculo de curvas de compactação normal - a partir de velocidades sísmicas - e avaliação de possíveis desvios que podem ser indicativos de subcompactação e da presença de pressões de poros anormalmente altas. Embora esse método se aplique apenas à avaliação de pressão em seções argilosas, admite-se que pacotes arenosos isolados e imersos em sedimentos argilosos sobrepessurizados adquiram a pressão ambiente.

Com este método de análise, o prognóstico de pressão de poros para o lead F2 é de regime hidrostático (gradiente normal de pressão) em todo o intervalo a ser atravessado.

O diagnóstico acima é corroborado pelo “modelo de pressão de poros” (Figura II.8.2-2), oriunda do estudo das velocidades sísmicas que mostram que o Lead F2 (profundidade = 3.860m) será perfurado numa janela (do fundo do mar até 4.800m), em que as pressões se comportam com um gradiente normal (1,41 e

1,44 psi/m / entre 8 e 9,5 lb/gal) e onde não há desvios nas velocidades sísmicas, que estão paralelas ao “trend de compactação normal”. O modelo de pressão de poros obtido também indica um regime hidrostático normal.

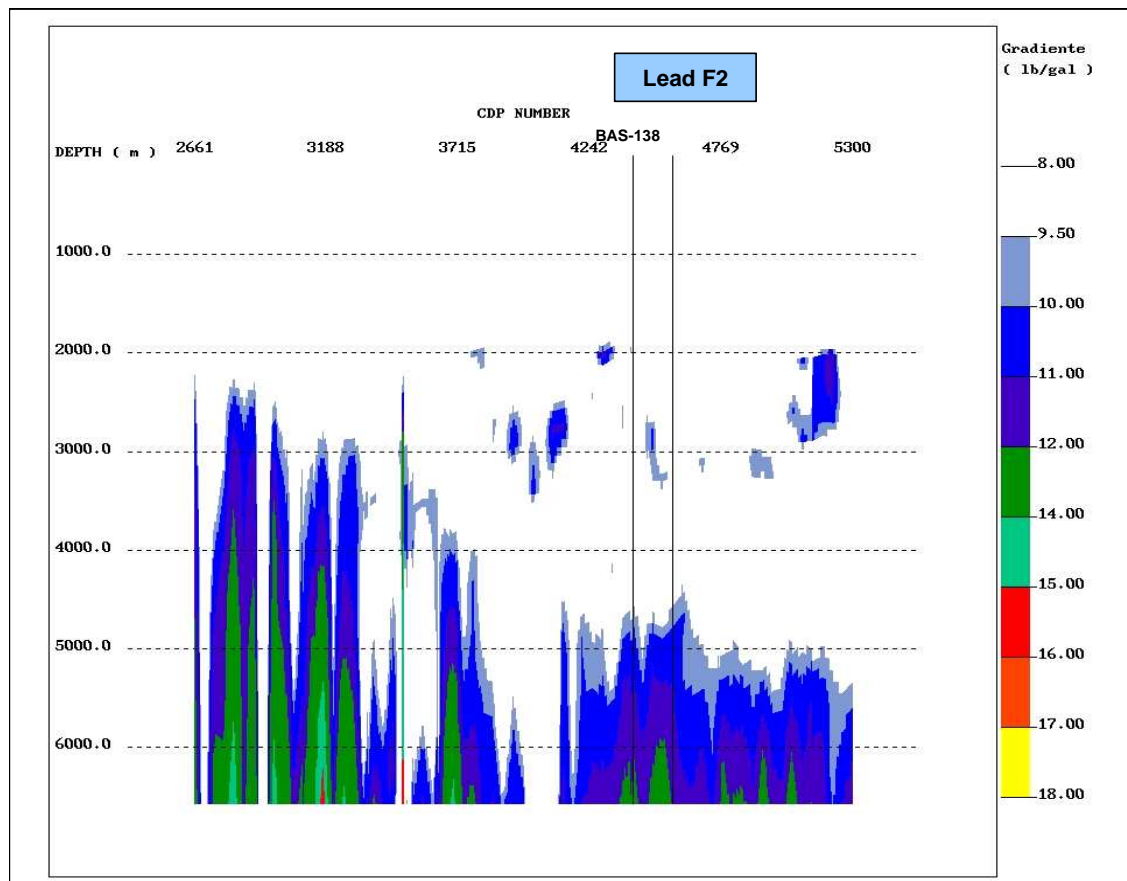


Figura II.8.2 –2 –Modelo de pressão de poros para o Lead F2 – BM-J-1.

### C) Medidas Preventivas e Corretivas

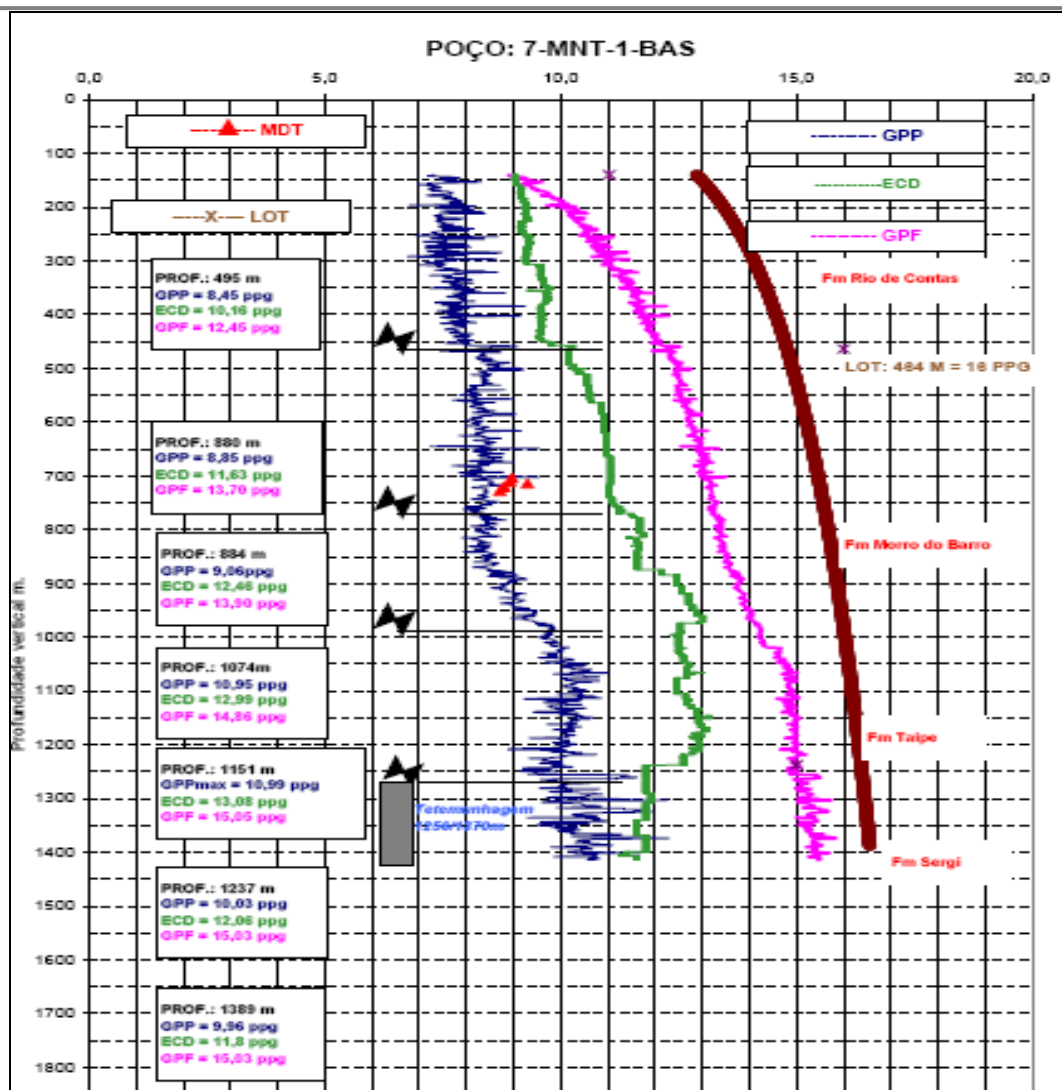
A análise histórica dos poços já perfurados no Bloco BM-J-1 e em toda Bacia do Jequitinhonha, quando comparada ao projeto exploratório para o poço Lead F2 permite dizer que o risco de acidentes devido à ocorrência de zonas de alta pressão é baixo.

Porém, como medida preventiva à ocorrência de influxos incontrolláveis, durante a perfuração dos poços, está prevista a execução de uma série de procedimentos operacionais com o objetivo permanente de manter o controle de pressão do mesmo e com isso, prevenir eventuais desequilíbrios no sistema de

fluido. O principal objetivo é ter controle do poço sem ocasionar prejuízos aos trabalhadores envolvidos, ao meio ambiente e as instalações.

Os principais procedimentos a serem seguidos durante a perfuração do Lead F2, para manter o estrito controle dos mesmos, são:

- 1) Monitorar em tempo real, através de mudlogging, o comportamento da pressão de poros durante a perfuração dos poços nas fases perfuradas com riser. Este monitoramento é realizado através de algoritmos e outras relações empíricas, utilizando como parâmetros a Taxa de penetração, a RPM (rotações por minuto da broca), o Diâmetro e o Peso sobre a Broca e o ECD (pressão no anular – espaço entre a coluna de perfuração e a parede do poço). O tratamento destes parâmetros gera o “expoente D” que é utilizado na estimativa do gradiente de pressão de poros e de fratura, que são comparados com o gradiente normal de pressão das bacias sedimentares (entre 1,41 e 1,44 psi/m / entre 8 e 9,5 lb/gal). A **Figura II.8.2-3** apresenta um exemplo de gráfico utilizado para o acompanhamento destas pressões (poço 7-MNT-1-BAS – Campo de Manati).



**Figura II.8.2-3** – Exemplo de avaliação de pressão de poros no poço 7-MNT-1-BAS-Campo de Manati.

2) Perfurar com peso de lama adequado. Sempre é recomendável trabalhar em overbalance ou seja, uma pressão de fluido acima da pressão esperada da formação;

3) Monitorar permanente o nível do fluido de perfuração através de sensores de fluxo e do tanque de manobra;

4) Sempre que retirar a coluna ou durante paradas de perfuração e conexões, verificar que o nível do fluido de perfuração esteja estável, observando que não há perda nem influxo de fluido;

5) Efetuar treinamento periódico de controle de “kick” com o objetivo de assegurar que os funcionários envolvidos na perfuração estão capacitados para o controle do poço e testar seu poder de reação em situações inesperadas;

- 6) Evitar paradas de perfuração prolongadas;
- 7) Utilizar a detecção de gás e a cromatografia gasosa, um recurso das modernas unidades de mudlogging para detectar possíveis influxos;
- 8) Observar a angulosidade dos cascalhos, tamanho e densidade dos mesmos para a detecção de mudanças inesperadas na litologia que possam indicar uma zona de pressão anormal;
- 9) Utilizar recursos como a perfilagem de poço, seja a cabo ou com concomitante a perfuração (LWD – logging while drilling), que fornecem registros em tempo real, tais como resistividade, perfis sônicos entre outros;
- 10) Manter quantidade adequada de baritina estocada na sonda para usar em caso de necessidade de aumentar o peso do fluido de perfuração;
- 11) Trabalhar com um volume adequado de fluido de perfuração, mantendo permanentemente uma reserva disponível para o caso de necessidade de amortecer o poço;
- 12) Quando um influxo é detectado, o procedimento imediato é parar a perfuração e fechar a válvula de segurança do poço – BOP. Esta válvula isola o poço confinando a pressão e prevenindo um influxo maior. Então inicia-se a circulação do poço mantendo o influxo controlado e aumentando o peso do fluido de perfuração para exercer uma pressão maior que a da formação até certificar-se que o poço está novamente estável.

### **II.8.3. Análise Histórica de Acidentes Ambientais**

A análise histórica de acidentes ambientais para a atividade foi realizada com base na pesquisa desenvolvida em bancos de dados internacionais de acidentes em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural *offshore*. Os bancos de dados utilizados foram:

- PARLOC 1994, 1996 e 2001 – *The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines (Health and Safety Executive, UK)*;
- HSE - *Health and Safety Executive* – 2001;
- WOAD 1998 – *Worldwide Offshore Accident Database*;
- OREDA 1992 – *Offshore Reliability Data*.

As informações extraídas dos bancos de dados que contemplam riscos de acidentes ambientais oriundos de atividades desenvolvidas em todo o mundo comparando-se principalmente com o Mar do Norte, apresentam características ambientais mais severas, como as condições meteo-oceanográficas, do que as encontradas na Bacia da Jequitinhonha. Portanto, os resultados da Análise Histórica a partir de dados estatísticos de acidentes são conservativos quando utilizados para avaliar o tipo de acidente e a sua frequência associada em áreas da costa brasileira, garantindo maior confiabilidade no diagnóstico de potenciais acidentes.

Os possíveis riscos de acidentes contemplados no WOAD permitem identificar as origens de suas ocorrências e subsidiar o cálculo das taxas de falhas para cenários acidentais com ocorrência de derramamento de óleo cru, diesel ou outros produtos para o meio ambiente, considerando a similaridade da atividade.

A análise das tipologias dos acidentes apresentadas neste estudo foi desenvolvida, principalmente, com base na publicação WOAD, edição 1998, que contempla a análise estatística de acidentes que ocorreram em atividades *offshore* com série temporal de dois períodos distintos, 1970 a 1979 e 1980 a 1997, totalizando, portanto, um intervalo de 27 anos de coleta de dados.

Esse banco de dados não discrimina as causas básicas dos acidentes referentes às etapas de instalação de plataformas e perfuração de poços. Para efeito de simplificação da análise foram considerados os eventos originados através de falhas humanas, falhas mecânicas ou processo e falhas de dispositivos mecânicos ou elétricos em um único conjunto de dados para gerar os eventos acidentais finais.

Como a ênfase da análise histórica está centrada na atividade de perfuração, utilizando-se unidades móveis, apresentamos a seguir no **Quadro II.8.3.1-1** os tipos de unidades móveis de perfuração, em operação ou ociosa, que compõem o universo de exposição contido no WOAD, edição 1998, considerando o período 1970 a 1997.

**Quadro II.8.3.1-1 - Unidades móveis de perfuração**

Situação	Tipo de Unidade					Total
	Auto-elevatória	Semi-submersível	Submersível	Navio-sonda	Barca de perfuração	
Em Operação	7.647	3.200	411	1.151	746	13.155
Ociosas	1.629	808	299	360	164	3.260
Total	9.276	4.008	710	1.511	910	16.415

### **II.8.3.1 – Análise Histórica de Acidentes para Navios-Sonda**

#### **II.8.3.1.1 – Tipos de Acidentes**

Os acidentes registrados no WOAD foram classificados conforme as seguintes 21 causas iniciadoras. (**Quadro II.8.3.1.1 -1**)

**Quadro II.8.3.1.1 -1 - Classificação dos acidentes segundo as causas iniciadoras.**

Tipo de Acidente	Descrição
Falha da âncora	Problemas com a âncora, com a linha da âncora ou guinchos.
Blow out	Fluxo incontrollável de gás, óleo ou outro fluido do reservatório.
Tombamento	Perda de estabilidade, resultando na completa virada da unidade (emborcar).
Colisão	Contato acidental entre uma unidade da atividade <i>offshore</i> e uma outra unidade externa.
Contato	Contato acidental entre duas unidades da atividade <i>offshore</i> .
Acidentes com guindaste	Qualquer evento causado por/ou envolvendo guindaste ou outro equipamento para elevação.
Explosão	Explosão.
Queda de material	Queda de objetos a partir de guindastes ou outros equipamentos de levantamento de carga. Queda do guindaste, botes salva-vidas que acidentalmente caíam no mar e homem ao mar estão incluídos.

Continua

## Continuação – Quadro II.8.3.1.1 -1

<b>Tipo de Acidente</b>	<b>Descrição</b>
Incêndio	Incêndio.
Afundamento	Perda de flutuação da instalação.
Encalhe	Contato com o fundo do mar.
Acidente com helicóptero	Acidente com helicóptero no heliponto ou outro lugar da instalação.
Entrada de Água	Alagamento da unidade ou compartimento causando perda de estabilidade / flutuação.
Adernamento	Inclinação incontrolada da unidade.
Falhas das Máquinas	Falha das máquinas de propulsão.
Fora de Posição	Unidade acidentalmente fora da posição esperada ou fora de controle.
Vazamento	Perda de fluido ou gás para as circunvizinhanças causando poluição ou risco de explosão/incêndio.
Dano estrutural	Falha por quebra ou fadiga de suporte estrutural.
Acidente durante reboque	Quebra ou problemas durante o reboque.
Problema no poço	Problema acidental com o poço.
Outros	Outros eventos além dos especificados acima.

O **Quadro II.8.3.1.1 -2** apresenta distribuição dos tipos de acidentes identificados considerando “Todas as Unidades Móveis” e “Navios de Perfuração”. Pode-se observar que o dano estrutural é o acidente com maior número de ocorrências em ambos os casos.

**Quadro II.8.3.1.1 -2 - Tipo de acidente vs Tipo de unidade. Número de ocorrências.**

<b>Tipo de Acidente</b>	<b>Tipo de unidade</b>	
	<b>Todas as Unidades Móveis</b>	<b>Somente Navios Sonda</b>
Falha da Âncora	84	4
Blow out	108	6
Tombamento	66	5
Colisão	28	2
Contato	116	10
Acidente com guindaste	41	2
Explosão	28	1
Queda de Material	81	4
Incêndio	131	8
Afundamento	53	3
Encalhe	32	1
Helicóptero	6	-
Entrada de Água	33	2
Adernamento	59	4

Continua



Continuação – Quadro II.8.3.1.1 -2

Tipo de Acidente	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente Navios Sonda
Falha das Máquinas	14	7
Fora de posição	116	5
Vazamento de produto	95	2
Danos Estruturais	172	12
Acidente durante reboque	59	1
Problemas no poço	141	1
Outros	25	1
Total	1488	81

Foi também realizada a distribuição do tipo de acidente de acordo com o modo de operação, conforme as atividades definidas a seguir. Obtendo-se os seguintes dados. (Quadro II.8.3.1.1 -3 e Quadro II.8.3.1.1-4)

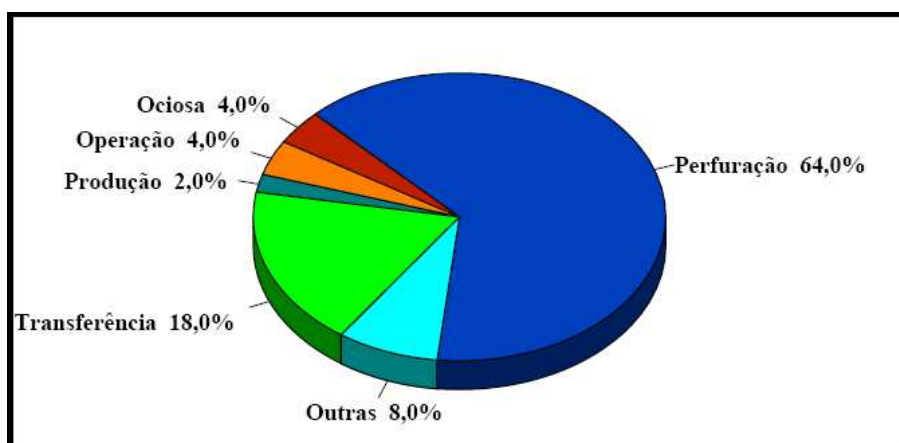
**Quadro II.8.3.1.1 -3 - Classificação do modo de operação.**

Modo de Operação	Descrição
<b>Perfuração</b>	Atividade principal relacionada à perfuração incluindo desenvolvimento, exploração etc
<b>Ociosa</b>	Ociosa, parada
<b>Operação</b>	Atividade de teste, completação, abandono, mobilização, desmobilização ou carregamento
<b>Produção</b>	Atividade principal relacionada à produção e injeção
<b>Construção</b>	Unidade em construção
<b>Suporte</b>	Atividade de suporte, p. ex.: acomodação
<b>Transferência</b>	Transferência da unidade seja flutuando ou em navio ou barca

**Quadro II.8.3.1.1-4 - Tipo de acidente vs Modo de operação. Número de ocorrências.**

Modo de Operação	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente Navios Sonda
Perfuração	465	32
Ociosa	46	2
Operação	122	2
Produção	34	1
Construção	12	-
Suporte	53	-
Transferência	162	9
Outras	22	4
Total	916	50

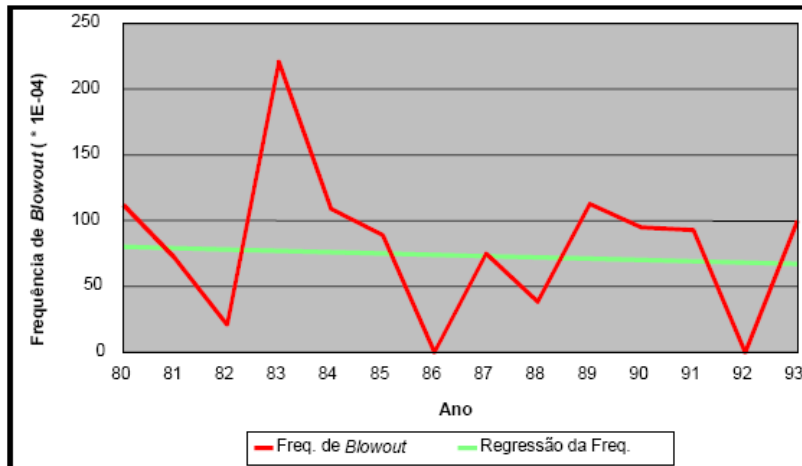
Considerando somente os Navios de Perfuração, podemos observar que aproximadamente 64% dos acidentes ocorrem na fase de perfuração, conforme a **Figura II.8.3.1.1-1**.



**Figura II.8.3.1.1-1 - Distribuição dos acidentes vs Modo de operação. Navios de Perfuração.**

Devido as suas possíveis conseqüências (perda de grande quantidade de óleo/gás e possibilidade de danos), dos 21 tipos de acidentes identificados o *Blowout* é o acidente que traz maiores preocupações na fase de perfuração. De acordo com a *E&P Fórum Risk Assessment Data Directory – 1996*, 86% dos *Blowouts* ocorreram nesta fase (no período de 1980 a 1993). Embora não se tenham dados específicos para as unidades móveis e conseqüentemente para

navios de perfuração, somente dados gerais sobre a fase de exploração, pode-se inferir, com base na análise da **Figura II.8.3.1.1-2**, que a frequência de ocorrência de *Blowout* vem diminuindo ao longo dos anos e que devido às atuais inovações tecnológicas estas frequências deverão ser hoje ainda menores.



**Figura II.8.3.1.1-2** - Frequência de ocorrência de Blowout (a cada 10.000 poços perfurados no Golfo de México e no Mar do Norte na fase de exploração).

### **II.8.3.1.2 - Severidade dos Danos**

Os danos decorrentes dos acidentes identificados foram subdivididos em 3 categorias, a saber:

- Danos ao Meio Ambiente;
- Dano ao Homem;
- Danos ao Patrimônio.

#### **II.8.3.1.2.1 - Danos ao Meio Ambiente**

A partir da seguinte subdivisão com relação ao produto vazado. (**Quadro II.8.3.1.2.1-1**)

**Quadro II.8.3.1.2.1-1 - Subdivisão com relação ao produto vazado.**

Produto vazado	Descrição
Óleo Cru	Óleo cru e óleo lubrificante
Óleo e gás	Óleo e gás, ambos para o ar ou formação
Gás	Gás, incluindo gás combustível e gás sulfídrico
Óleo	Leve Óleo combustível aquecido, óleo hidráulico, condensado, metanol, glicol, óleo diesel ou lama a base de óleo
Produtos Químicos	Produtos químicos, lama a base de água para o mar ou para o ar
Outros	Outros produtos

Foi realizada uma distribuição de acordo com a dimensão do vazamento, conforme o **Quadro II.8.3.1.2.1-2**.

**Quadro II.8.3.1.2.1-2 - Distribuição de acordo com a dimensão do vazamento.**

Dimensão do vazamento	Massa (t)	Volume (m³)
Pequeno Vazamento	0-9	0 a 11
Vazamento Moderado	10-100	12 a 125
Vazamento Significante	101-1000	126 a 1250
Grande Vazamento	1001-10.000	1251 a 12.500
Vazamento Muito Grande	> 10.000	> 12.500

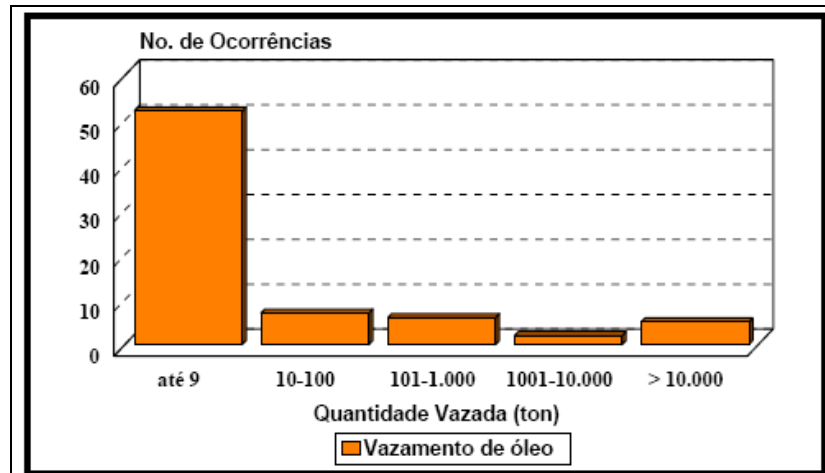
Obs: Para fazer a correlação do volume vazado em m³, foi considerado um óleo cru com densidade de 818 kg/m³.

No **Quadro II.8.3.1.2.1-3** apresenta-se a distribuição dos acidentes (que geraram vazamentos) ocorridos de acordo com o produto vazado e a dimensão do vazamento considerando todas as unidades móveis, onde podemos observar que é pequeno o número de acidentes considerando um vazamento de dimensões grande ou muito grande.

**Quadro II.8.3.1.2.1-3 - Tipo de vazamento vs Dimensão do vazamento. Número de acidentes / Incidentes com vazamento – Todas Unidades Móveis.**

Tipo de Produto	Dimensão do Vazamento					
	Pequeno	Moderado	Significante	Grande	Muito Grande	Desconhecida
Óleo Cru	6	-	2	-	-	5
Óleo e gás	9	-	1	2	5	13
Gás	43	-	3	2	1	60
Óleo	37	7	3	-	-	4
Produtos Químicos	5	1	-	-	-	1
Outros	8	1	-	-	-	-

Utilizando os dados anteriores, e considerando somente os vazamentos de óleo cru, óleo e gás e óleo leve cujas dimensões são conhecidas foi possível identificar que, neste período de 17 anos, 72% das ocorrências foram pequenos vazamentos (quantidades inferiores a 9 t) conforme apresentado na **Figura II.8.3.1.2.1-1**.



**Figura II.8.3.1.2.1-1** - Magnitude dos vazamentos vs No de ocorrências para os vazamentos de óleo.

### II.8.3.1.2.2 - Danos ao Homem

Os dados do WOAD também possibilitaram a elaboração do **Quadro II.8.3.1.2.2-1**, na qual se apresenta a distribuição do número de acidentes fatais considerando-se o tipo de acidente e o tipo de unidade.

**Quadro II.8.3.1.2.2-1** - Tipo de acidente vs Tipo de unidade. Número de acidentes com fatalidades.

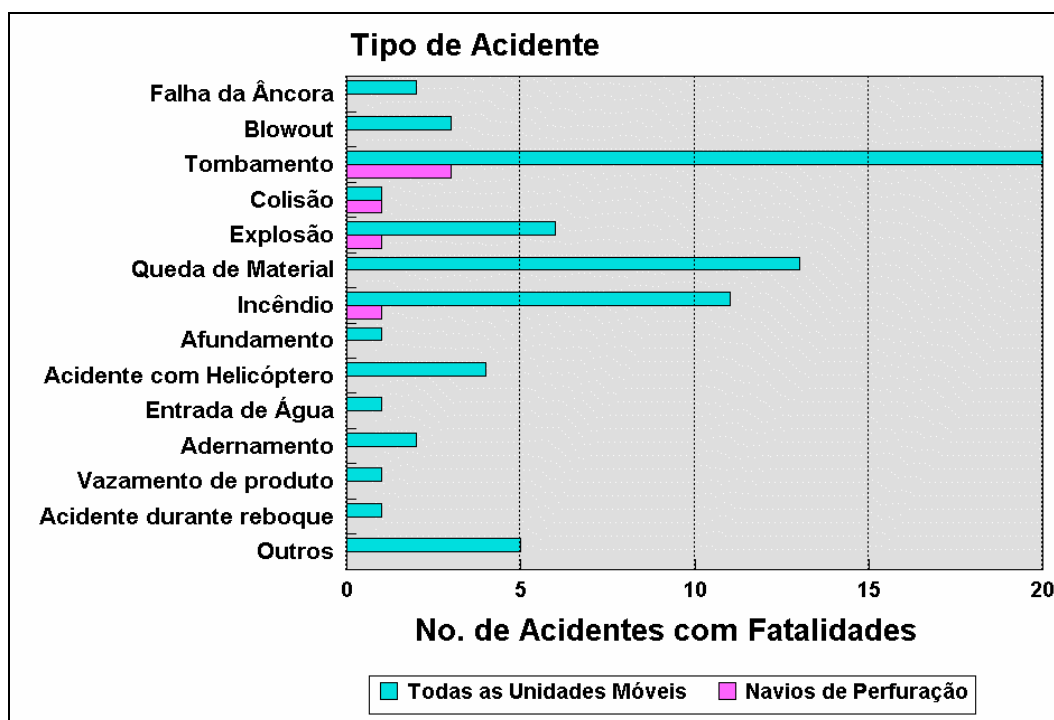
Tipo de Acidente	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente Navios Sonda
Falha da Âncora	2	-
Blow out	3	-
Tombamento	20	3
Colisão	1	1
Contato	-	-
Acidente com guindaste	-	-
Explosão	6	1
Queda de Material	13	-

Continua

Continuação – Quadro II.8.3.1.2.2-1

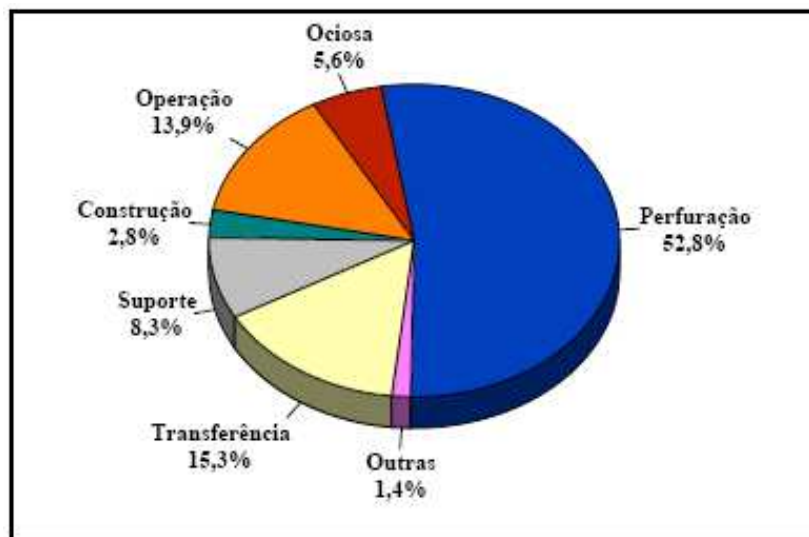
Tipo de Acidente	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente Navios Sonda
Incêndio	11	1
Afundamento	1	-
Encalhe	-	-
Helicóptero	4	-
Entrada de Água	1	-
Adernamento	2	-
Falha das Máquinas	-	-
Fora de posição	-	-
Vazamento de produto	1	-
Danos Estruturais	-	-
Acidente durante reboque	1	-
Problemas no poço	-	-
Outros	5	-

Pode-se observar, na **Figura II.8.3.1.2.2-1**, que o tombamento é o tipo de acidente que causa fatalidades com mais frequência tanto para as todas as Unidades Móveis, como para somente os Navios de Perfuração.



**Figura II.8.3.1.2.2-1** - Tipo de acidente vs Tipo de unidade. Número de acidentes com fatalidades.

Considerando todas as unidades móveis, podemos observar conforme a **Figura II.8.3.1.2.2-2** que a fase de perfuração é responsável por mais de 50% dos acidentes com fatalidade.



**Figura II.8.3.1.2.2-2** - Distribuição do número de acidentes com fatalidade por modo de operação – Unidades Móveis.

Realizando a distribuição do número de vítimas pelo tipo de acidente e tipo de unidade, observa-se que o tipo de acidente que gerou o maior número de vítimas global foi o tombamento da unidade, conforme pode ser observado pela análise do **Quadro II.8.3.1.2.2-2**.

**Quadro II.8.3.1.2.2-2** - Tipo de acidente vs Tipo de unidade. Número de fatalidades.

Tipo de Acidente	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente Navios Sonda
Falha da Âncora	3	-
Blow out	21	-
Tombamento	424	173*
Colisão	7	7
Contato	-	-
Acidente com guindaste	-	-
Explosão	8	2
Queda de Material	19	-
Incêndio	33	2
Afundamento	2	--

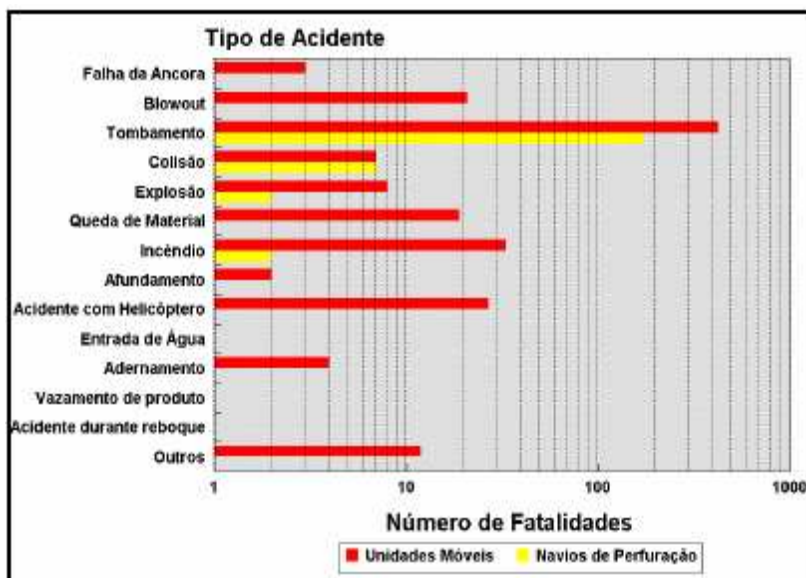
Continua

Continuação – Quadro II.3.1.2.2-2

Tipo de Acidente	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente Navios Sonda
Encalhe	-	-
Helicóptero	27	-
Entrada de Água	1	-
Adernamento	4	-
Falha das Máquinas	-	-
Fora de posição	-	-
Vazamento de produto	1	-
Danos Estruturais	-	-
Acidente durante reboque	1	-
Problemas no poço	-	-
Outros	12	-
Total		

\*Seacrest, 91 fatalidades, 1989; Glomar Java Sea, 81 fatalidades, 1983

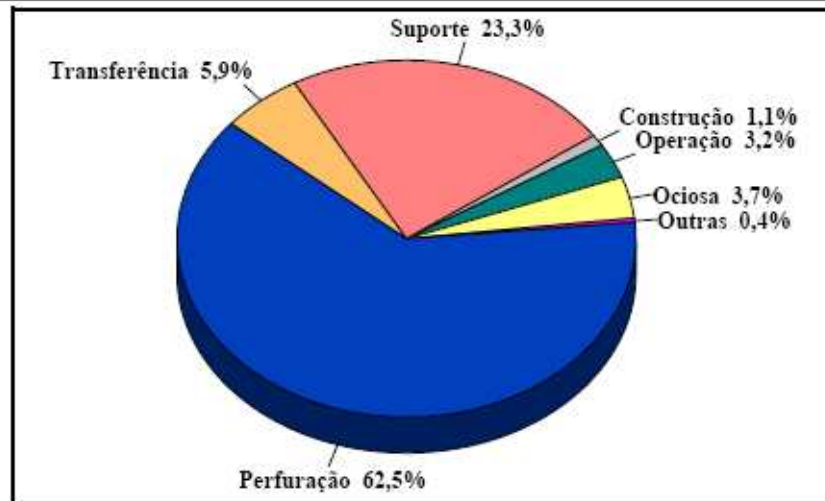
A análise estatística dos dados do **Quadro II.8.3.1.2.2-2** permitiu identificar que o Tombamento é tipo de acidente responsável por 94% do número de vítimas fatais ocorridas em navios de perfuração. (Figura II.8.3.1.2.2-3)



**Figura II.8.3.1.2.2-3** - Tipo de acidente<sub>1</sub> vs Tipo de unidade. Número de fatalidades.

Considerando o Modo de Operação, temos a seguinte distribuição do número de acidentes com fatalidades, para as unidades móveis. (Figura II.8.3.1.2.2-4)





**Figura II.8.3.1.2.2-4 - Distribuição do número de fatalidades por modo de operação – Unidades Móveis.**

### II.8.3.1.2.3 - Danos ao Patrimônio

O Banco de Dados WOAD também apresenta informações sobre a severidade dos danos decorrente de acidentes nas unidades de perfuração. Os danos sofridos pela unidade móvel / navios de perfuração foram subdivididos de acordo com o **Quadro II.8.3.1.2.3-1**.

**Quadro II.8.3.1.2.3-1 - Subdivisão com relação ao grau de dano sofrido.**

Grau de Dano	Descrição
Perda Total	Perda total da unidade, incluindo perda total da construção do ponto de vista das seguradoras;
Dano Severo	Dano crítico a ou mais módulos da unidade; dano severo a equipamentos essenciais; dano médio ou severo nas estruturas principais;
Dano Significativo	Dano severo ou significativo a módulo ou área localizada da unidade; danos secundários a componentes estruturais;
Dano Menor	Dano secundário a um equipamento essencial; dano a mais de um equipamento não essencial ou dano a estruturas secundárias;
Dano Insignificante	Dano insignificante ou nenhum dano; Dano à(s) parte(s) de equipamento(s) essenciais; danos a cabos de reboque, geradores e motores.

No **Quadro II.8.3.1.2.3-2** encontra-se a freqüência histórica de ocorrência de acidentes distribuída de acordo com o grau de dano sofrido pela instalação, para cada tipo de unidade.

**Quadro II.8.3.1.2.3-2 - Grau de Dano vs Tipo de Unidade. Número de Acidentes / Incidentes por 1000 Unidades-ano.**

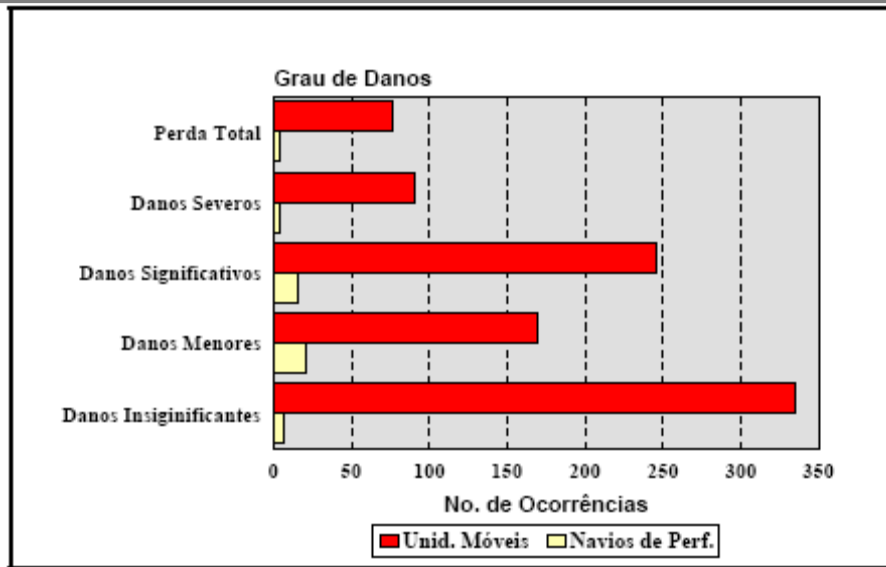
Grau de dano	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente Navios Sonda
Perda Total	7,55	6,67
Danos Severos	8,94	6,67
Danos Significativos	24,45	25,00
Danos Menores	16,79	35,00
Danos Insignificantes	33,29	10,00

No **Quadro II.8.3.1.2.3-3** é apresentado a distribuição do número de acidentes / incidentes, considerando o grau de danos sofrido por tipo de unidade.

**Quadro II.8.3.1.2.3-3 - Grau de dano vs Tipo de unidade. Número de acidentes / incidentes.**

Grau de dano	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente Navios Sonda
Perda Total	76	4
Danos Severos	90	4
Danos Significativos	246	15
Danos Menores	169	21
Danos Insignificantes	335	6

Considerando-se a distribuição estatística da intensidade de dano sofrido pelas instalações e o número de acidentes, é possível observar que 54% dos acidentes registrados para os navios de perfuração são classificados com grau de dano “Menor” e “Insignificante”. **(Figura II.8.3.1.2.3-1)**



**Figura II.8.3.1.2.3-1 - Grau de dano vs Tipo de unidade. Número de acidentes / incidentes.**

No **Quadro II.8.3.1.2.3-4** é apresentada a distribuição do tipo de dano gerado por um acidente de acordo com o modo de operação, onde podemos observar que 62 % dos acidentes ocorridos na fase de perfuração geraram danos menores ou insignificantes.

**Quadro II.8.3.1.2.3-4 - Grau de dano vs Modo de operação<sup>2</sup>. Número de acidentes / incidentes.**

Grau de dano	Dimensão do vazamento							
	Perfuração	Ociosa	Operação	Produção	Construção	Suporte	Transferência	Outros
Perda Total	30	3	13	1	1	7	20	1
Danos Severos	24	7	18	2	5	9	21	4
Danos Significativos	110	12	39	7	2	20	50	6
Danos Menores	85	16	17	9	1	10	21	10
Danos Insignificantes	216	8	35	15	3	7	50	1

Distribuindo os Tipos de Acidentes pelo Grau de Danos gerados obtém-se o **Quadro II.8.3.1.2.3-5** onde podemos concluir que 93% do *blowouts* ocorridos geraram danos menores ou insignificantes, sendo que nenhum causou a perda total da unidade.

**Quadro II.8.3.1.2.3-5 - Distribuição dos tipos de acidentes pelo grau de dano gerado.**

Tipo de Acidente	Grau de Dano				
	Perda Total	Danos Severos	Danos Significativos	Danos Menores	Danos Insignificantes
Falha da Âncora	-	3	9	6	51
Blow out	-	-	16	27	10
Tombamento	43	21	-	-	-
Colisão	1	4	8	8	4
Contato	1	5	51	41	13
Acidente com guindaste	-	-	2	3	-
Explosão	-	-	6	3	8
Queda de Material	1	4	13	10	41
Incêndio	16	17	19	19	47
Afundamento	7	4	1	-	-
Encalhe	1	7	14	6	1
Helicóptero	-	-	-	5	1
Entrada de Água	1	3	7	6	1
Adernamento	2	5	11	4	4
Falha das Máquinas	-	-	-	5	5
Fora de posição	-	-	1	1	9
Vazamento de produto	-	-	1	3	53
Danos Estruturais	3	15	83	13	2
Acidente durante reboque	-	1	1	-	33
Problemas no poço	-	-	-	2	40
Outros	-	1	3	7	12

**II.8.3.2 – Análise Histórica de Acidentes para Plataformas Semi-Submersíveis****II.8.3.2.1 - Tipos de Acidentes**

Os acidentes registrados no WOAD foram classificados conforme as seguintes 21 causas iniciadoras. (**Quadro II.8.3.2.1-1**)

**Quadro II.8.3.2.1-1 - Classificação dos acidentes segundo as causas iniciadoras.**

Tipo de Acidente	Descrição
Falha da âncora	Problemas com a âncora, com a linha da âncora ou guinchos.
<i>Blow out</i>	Fluxo incontrolável de gás, óleo ou outro fluido do reservatório.
Tombamento	Perda de estabilidade, resultando na completa virada da unidade (emborcar).
Colisão	Contato acidental entre uma unidade da atividade <i>offshore</i> e uma outra unidade externa.
Contato	Contato acidental entre duas unidades da atividade <i>offshore</i> .
Acidentes com guindaste	Qualquer evento causado por/ou envolvendo guindaste ou outro equipamento para elevação.
Explosão	Explosão.
Queda de material	Queda de objetos a partir de guindastes ou outros equipamentos de levantamento de carga. Queda do guindaste, botes salva-vidas que acidentalmente caiam no mar e homem ao mar estão incluídos.
Incêndio	Incêndio.
Afundamento	Perda de flutuação da instalação.
Encalhe	Contato com o fundo do mar.
Acidente com helicóptero	Acidente com helicóptero no heliponto ou outro lugar da instalação.
Entrada de Água	Alagamento da unidade ou compartimento causando perda de estabilidade / flutuação.
Adernamento	Inclinação incontrolada da unidade.
Falhas das Máquinas	Falha das máquinas de propulsão.
Fora de Posição	Unidade acidentalmente fora da posição esperada ou fora de controle.
Vazamento	Perda de fluido ou gás para as circunvizinhanças causando poluição ou risco de explosão/incêndio.
Dano estrutural	Falha por quebra ou fadiga de suporte estrutural.
Acidente durante reboque	Quebra ou problemas durante o reboque.
Problema no poço	Problema acidental com o poço.
Outros	Outros eventos além dos especificados acima.

O **Quadro II.8.3.2.1-2** apresenta distribuição dos tipos de acidentes identificados considerando “Todas as Unidades Móveis” e “Somente Plataformas Semi- Submersíveis”. Pode-se observar que o dano estrutural é o acidente com maior número de ocorrências quando consideramos todas as unidades móveis, porém considerando somente plataformas semi-submersíveis o tipo de acidente mais freqüente é a Falha da Âncora.

**Quadro II.8.3.2.1-2 - Tipo de acidente<sub>1</sub> vs Tipo de unidade. Número de ocorrências.**

Tipo de Acidente	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente Plataformas Semi- Submersíveis
Falha da Âncora	84	66
Blow out	108	34
Tombamento	66	3
Colisão	28	10
Contato	116	42
Acidente com guindaste	41	27
Explosão	28	9
Queda de Material	81	46
Incêndio	131	51
Afundamento	53	4
Encalhe	32	17
Helicóptero	6	2
Entrada de Água	33	15
Adernamento	59	10
Falha das Máquinas	14	3
Fora de posição	116	58
Vazamento de produto	95	62
Danos Estruturais	172	19
Acidente durante reboque	59	29
Problemas no poço	141	61
Outros	25	14
Total	1488	582

Foi também realizada a distribuição do tipo de acidente de acordo com o modo de operação, conforme as atividades definidas a seguir. Obtendo-se os disponíveis nos **Quadro II.8.3.2.1-3** e **Quadro II.8.3.2.1-4**.

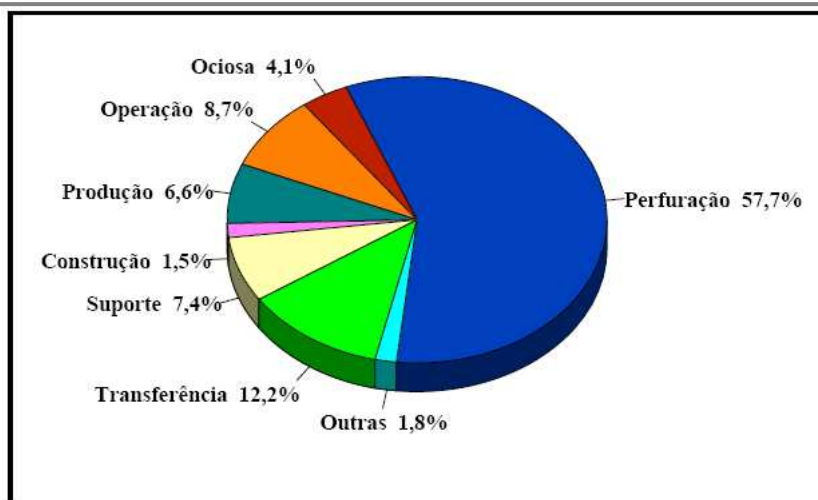
**Quadro II.8.3.2.1-3 - Classificação do modo de operação.**

Modo de Operação	Descrição
Perfuração	Atividade principal relacionada à perfuração incluindo desenvolvimento, exploração, etc.
Ociosa	Ociosa, parada.
Operação	Atividade de teste, completação, abandono, mobilização, desmobilização ou carregamento.
Produção	Atividade principal relacionada à produção e injeção.
Construção	Unidade em construção.
Suporte	Atividade de suporte, p. ex.: acomodação.
Transferência	Transferência da unidade seja flutuando ou em navio ou barca.

**Quadro II.8.3.2.1-4 - Tipo de acidente vs Modo de operação<sup>2</sup>. Número de ocorrências.**

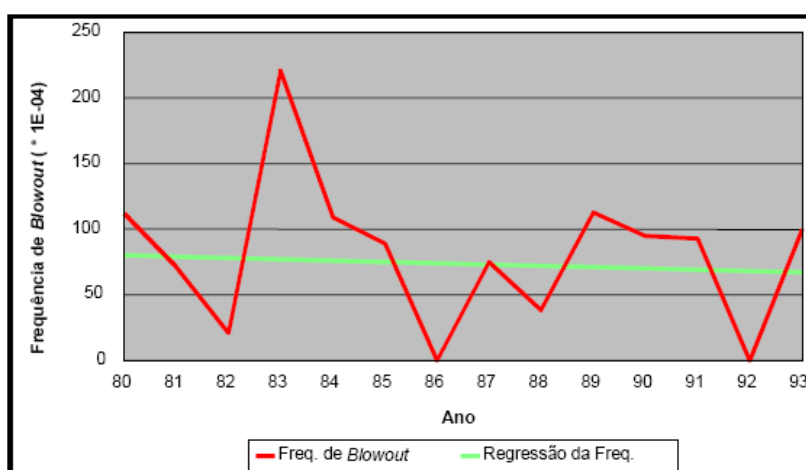
Modo de Operação	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente plataformas Semi-Submersíveis
Perfuração	465	226
Ociosa	46	16
Operação	122	34
Produção	34	26
Construção	12	6
Suporte	53	29
Transferência	162	48
Outras	22	7
Total	916	392

Considerando somente as plataformas semi-submersíveis, podemos observar que aproximadamente 58% dos acidentes ocorrem na fase de perfuração, conforme a **Figura II.8.3.2.1-1**.



**Figura II.8.3.2.1-1** - Distribuição dos acidentes vs Modo de operação<sup>2</sup>. Plataforma Semi-submersível.

Devido as suas possíveis conseqüências (perda de grande quantidade de óleo/gás e possibilidade de danos), dos 21 tipos de acidentes identificados o *Blowout* é o acidente que traz maiores preocupações na fase de perfuração. De acordo com a *E&P Fórum Risk Assessment Data Directory – 1996*, 86% dos *Blowouts* ocorreram nesta fase (no período de 1980 a 1993). Embora não se tenham dados específicos para as unidades móveis e conseqüentemente para navios de perfuração, somente dados gerais sobre a fase de exploração, pode-se inferir, com base na análise da **Figura II.8.3.2.1-2**, que a freqüência de ocorrência de *Blowout* vem diminuindo ao longo dos anos e que devido às atuais inovações tecnológicas estas freqüências deverão ser hoje ainda menores.



**Figura II.8.3.2.1-2** - Freqüência de ocorrência de *Blowout* (a cada 10.000 poços perfurados no Golfo de México e no Mar do Norte na fase de exploração).



### II.8.3.2.2 - Severidade dos Danos

Os danos decorrentes dos acidentes identificados foram subdivididos em 3 categorias, a saber:

1. - Danos ao Meio Ambiente;
2. - Dano ao Homem;
3. - Danos ao Patrimônio.

#### II.8.3.2.2.1 - Danos ao Meio Ambiente

A partir da seguinte subdivisão com relação ao produto vazado.(Quadro II.8.3.2.2.1-1)

**Quadro II.8.3.2.2.1-1 - Subdivisão com relação ao produto vazado.**

Produto vazado	Descrição
Óleo Cru	Óleo cru e óleo lubrificante
Óleo e gás	Óleo e gás, ambos para o ar ou formação
Gás	Gás, incluindo gás combustível e gás sulfídrico
Óleo	Leve Óleo combustível aquecido, óleo hidráulico, condensado, metanol, glicol, óleo diesel ou lama a base de óleo
Produtos Químicos	Produtos químicos, lama a base de água para o mar ou para o ar
Outros	Outros produtos

Foi realizada uma distribuição de acordo com a dimensão do vazamento, conforme o seguinte critério.(Quadro II.8.3.2.2.1-2)

**Quadro II.8.3.2.2.1-2 - Distribuição de acordo com a dimensão do vazamento.**

Dimensão do vazamento	Massa (t)	Volume (m³)*
Pequeno Vazamento	0–9	0 a 11
Vazamento Moderado	10–100	12 a 125
Vazamento Significante	101–1000	126 a 1250
Grande Vazamento	1001–10.000	1251 a 12.500
Vazamento Muito Grande	> 10.000	> 12.500

Obs: \*Para fazer a correlação do volume vazado em m³, foi considerado um óleo cru com densidade de 818 kg/m³.

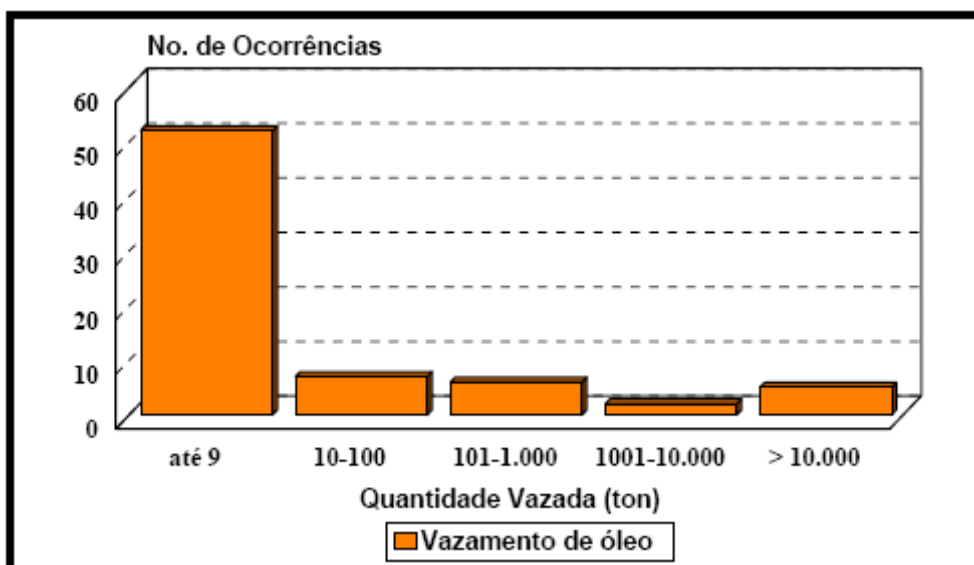
No Quadro II.8.3.2.2.1-3 apresenta-se a distribuição dos acidentes (que geraram vazamentos) ocorridos de acordo com o produto vazado e a dimensão

do vazamento considerando todas as unidades móveis, onde podemos observar que é pequeno o número de acidentes considerando um vazamento de dimensões grande ou muito grande.

**Quadro II.8.3.2.2.1-3 - Tipo de vazamento vs Dimensão do vazamento. Número de acidentes / Incidentes com vazamento – Todas Unidades Móveis.**

Tipo de Produto	Dimensão do Vazamento					
	Pequeno	Moderado	Significante	Grande	Muito Grande	Desconhecida
Óleo Cru	6	-	2	-	-	5
Óleo e gás	9	-	1	2	5	13
Gás	43	-	3	2	1	60
Óleo	37	7	3	-	-	4
Produtos Químicos	5	1	-	-	-	1
Outros	8	1	-	-	-	-

Utilizando os dados anteriores, e considerando somente os vazamentos de óleo cru, óleo e gás e óleo leve cujas dimensões são conhecidas foi possível identificar que, neste período de 17 anos, 72% das ocorrências foram pequenos vazamentos (quantidades inferiores a 9t) conforme apresentado na **Figura II.8.3.2.2.1-1**.



**Figura II.8.3.2.2.1-1 - Magnitude dos vazamentos vs No de ocorrências para os vazamentos de óleo.**

### II.8.3.2.2.2 - Danos ao Homem

Os dados do WOAD também possibilitaram a elaboração do **Quadro II.8.3.2.2.2-1**, na qual se apresenta a distribuição do número de acidentes fatais considerando-se o tipo de acidente e o tipo de unidade.

**Quadro II.8.3.2.2.2-1 - Tipo de acidente vs Tipo de unidade. Número de acidentes com fatalidades.**

Tipo de Acidente	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente plataformas Semi-Submersíveis
Falha da Âncora	2	2
Blow out	3	1
Tombamento	20	2
Colisão	1	-
Contato	-	-
Acidente com guindaste	-	-
Explosão	6	1
Queda de Material	13	6
Incêndio	11	3
Afundamento	1	-
Encalhe	-	-
Helicóptero	4	-
Entrada de Água	1	1
Adernamento	2	-
Falha das Máquinas	-	-
Fora de posição	-	-
Vazamento de produto	1	-
Danos Estruturais	-	-
Acidente durante reboque	1	-
Problemas no poço	-	-
Outros	5	4

Pode-se observar, na **Figura II.8.3.2.2.2-1**, para as unidades móveis que o tombamento é o tipo de acidente que causa fatalidades com mais frequência. Porém considerando-se, as plataformas semi-submersíveis a “Queda de material” é o tipo de acidente que causa fatalidades com mais frequência.

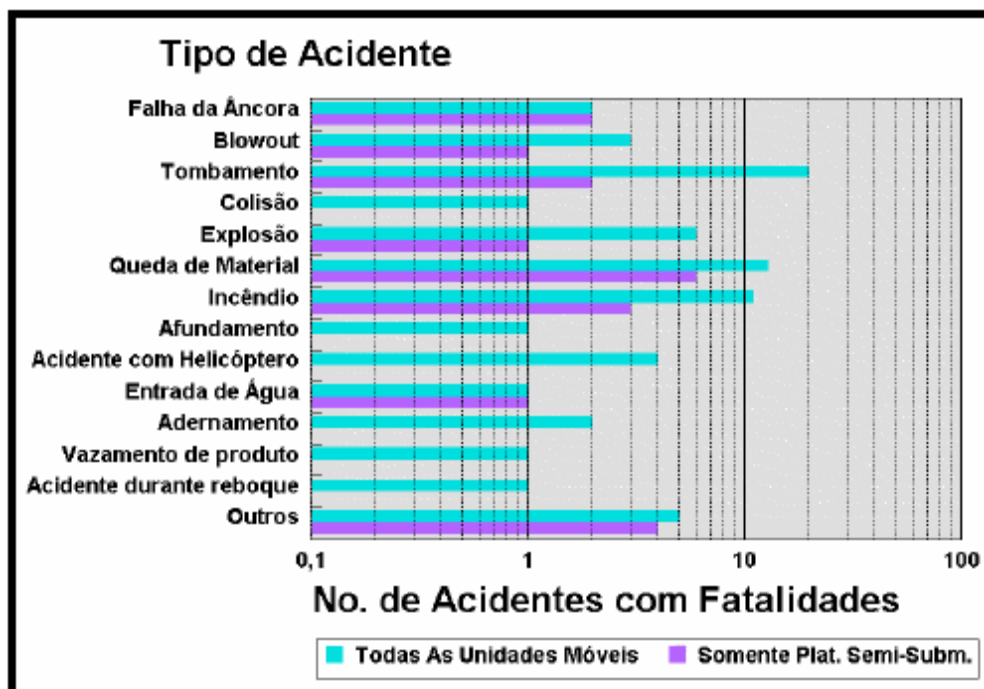


Figura II.8.3.2.2.2-1 - Tipo de acidente<sub>1</sub> vs Tipo de unidade. Número de acidentes com fatalidades.

Considerando todas as unidades móveis, podemos observar conforme a Figura II.8.3.2.2.2-2 que a fase de perfuração é responsável por mais de 50% dos acidentes com fatalidade.

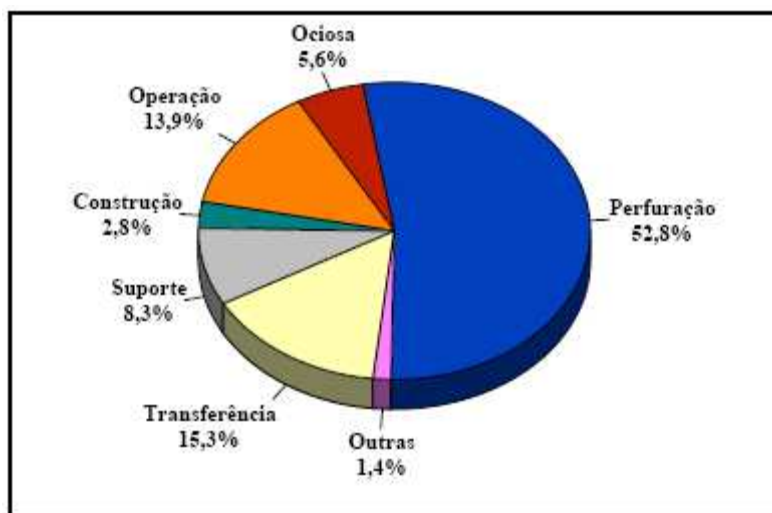


Figura II.8.3.2.2.2-2 - Distribuição do número de acidentes com fatalidade por modo de operação<sub>2</sub> – Unidades Móveis.

Realizando a distribuição do número de vítimas pelo tipo de acidente e tipo de unidade, observa-se que o tipo de acidente que gerou o maior número de vítimas

global foi o tombamento da unidade, conforme pode ser observado pela análise do **Quadro II.8.3.2.2.2-2**.

**Quadro II.8.3.2.2.2-2 - Tipo de acidente vs Tipo de unidade. Número de fatalidades.**

Tipo de Acidente	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente plataformas Semi-Submersíveis
Falha da Âncora	3	3
Blow out	21	1
Tombamento	424	207*
Colisão	7	-
Contato	-	-
Acidente com guindaste	-	-
Explosão	8	2
Queda de Material	19	7
Incêndio	33	7
Afundamento	2	-
Encalhe	-	-
Helicóptero	27	-
Entrada de Água	1	1
Adernamento	4	-
Falha das Máquinas	-	-
Fora de posição	-	-
Vazamento de produto	1	-
Danos Estruturais	-	-
Acidente durante reboque	1	-
Problemas no poço	-	-
Outros	12	9

\*Ocean Ranger, 84 fatalidades, 1982.

Alexander L. Kielland, 123 fatalidades, 1980.

A análise estatística dos dados do **Quadro II.8.3.2.2.2-2** permitiu identificar que o Tombamento é tipo de acidente responsável por 88% do número de vítimas fatais ocorridas em plataformas semi-submersíveis. (**Figura II.8.3.2.2.2-3**)

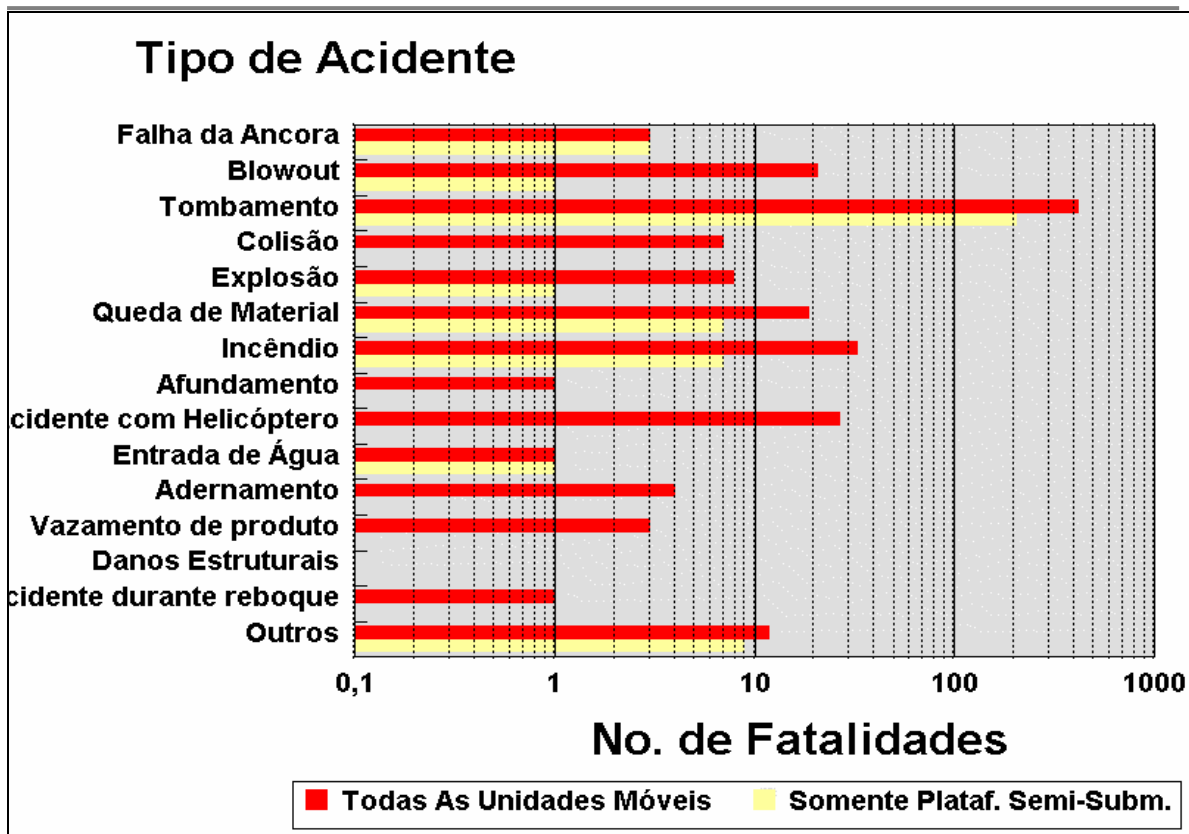


Figura II.8.3.2.2.2-3 - Tipo de acidente vs Tipo de unidade. Número de fatalidades.

Considerando o Modo de Operação, temos a seguinte distribuição do número de acidentes com fatalidades, para as unidades móveis. (Figura II.8.3.2.2.2-4)

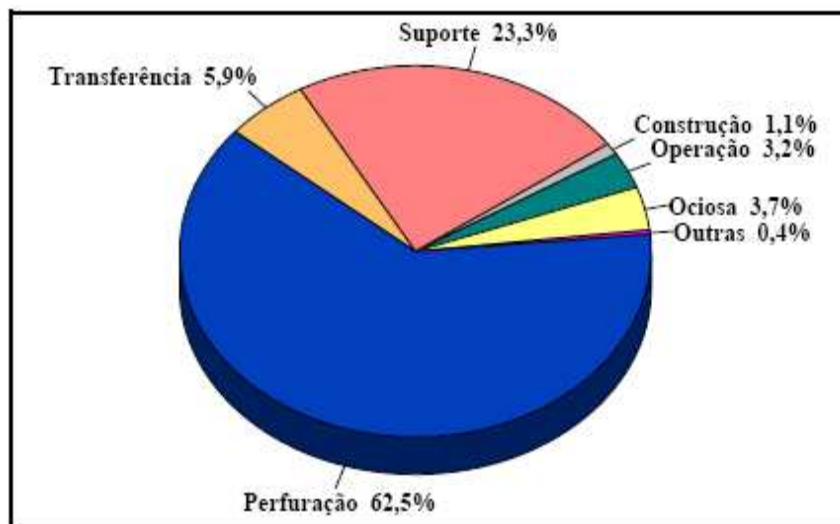


Figura II.8.3.2.2.2-4 - Distribuição do número de fatalidades por modo de operação – Unidades Móveis.

### II.8.3.2.2.3 - Danos ao Patrimônio

O Banco de Dados WOAD também apresenta informações sobre a severidade dos danos decorrente de acidentes nas unidades de perfuração. Os danos sofridos pela unidade móvel / navios de perfuração foram subdivididos de acordo com a seguinte classificação. **(Quadro II.8.3.2.2.3-1)**

**Quadro II.8.3.2.2.3-1 - Subdivisão com relação ao grau de dano sofrido.**

Grau de Dano	Descrição
Perda Total	Perda total da unidade, incluindo perda total da construção do ponto de vista das seguradoras;
Dano Severo	Dano crítico a ou mais módulos da unidade; dano severo a equipamentos essenciais; dano médio ou severo nas estruturas principais;
Dano Significativo	Dano severo ou significativo a módulo ou área localizada da unidade; danos secundários a componentes estruturais;
Dano Menor	Dano secundário a um equipamento essencial; dano a mais de um equipamento não essencial ou dano a estruturas secundárias;
Dano Insignificante	Dano insignificante ou nenhum dano; Dano à(s) parte(s) de equipamento(s) essenciais; danos a cabos de reboque, geradores e motores.

No **Quadro II.8.3.2.2.3-2** encontra-se a freqüência histórica de ocorrência de acidentes distribuída de acordo com o grau de dano sofrido pela instalação, para cada tipo de unidade.

**Quadro II.8.3.2.2.3-2 - Grau de Dano vs Tipo de Unidade. Número de Acidentes / Incidentes por 1000 Unidades-ano.**

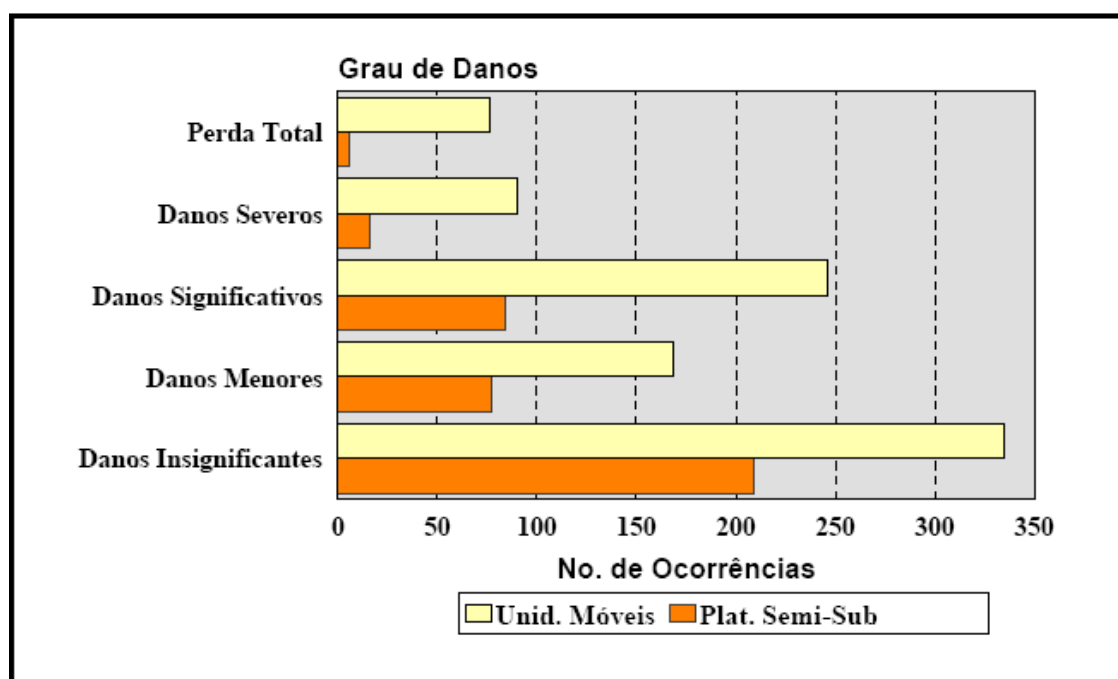
Grau de dano	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente plataformas Semi-Submersíveis
Perda Total	7,55	2,42
Danos Severos	8,94	6,46
Danos Significativos	24,45	33,94
Danos Menores	16,79	31,11
Danos Insignificantes	33,29	84,44

O **Quadro II.8.3.2.2.3-3**, apresenta a distribuição do número de acidentes / incidentes, considerando o grau de danos sofrido por tipo de unidade.

**Quadro II.8.3.2.2.3-3 - Grau de dano vs Tipo de unidade. Número de acidentes / incidentes.**

Grau de dano	Tipo de unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Somente plataformas Semi-Submersíveis
Perda Total	76	6
Danos Severos	90	16
Danos Significativos	246	84
Danos Menores	169	77
Danos Insignificantes	335	209

Considerando-se a distribuição estatística da intensidade de dano sofrido pelas instalações e o número de acidentes, é possível observar que mais de 72% dos acidentes registrados para as plataformas semi-submersíveis são classificados com grau de dano “Menor” e “Insignificante”.(Figura II.8.3.2.2.3-1)



**Figura II.8.3.2.2.3-1 - Grau de dano vs Tipo de unidade. Número de acidentes / incidentes.**

No **Quadro II.8.3.2.2.3-4** é apresentada a distribuição do tipo de dano gerado por um acidente de acordo com o modo de operação, onde podemos observar que 62 % dos acidentes ocorridos na fase de perfuração geraram danos menores ou insignificantes.

**Quadro II.8.3.2.2.3-4 - Grau de dano vs Modo de operação. Número de acidentes / incidentes.**



Grau de dano	Dimensão do vazamento							
	Perfuração	Ociosa	Operação	Produção	Construção	Suporte	Transferência	Outros
Perda Total	30	3	13	1	1	7	20	1
Danos Severos	24	7	18	2	5	9	21	4
Danos Significativos	110	12	39	7	2	20	50	6
Danos Menores	85	16	17	9	1	10	21	10
Danos Insignificantes	216	8	35	15	3	7	50	1

Distribuindo os Tipos de Acidentes pelo Grau de Danos gerados obtém-se o **Quadro II.8.3.2.2.3-5**, onde podemos concluir que 93% do *blowouts* ocorridos geraram danos menores ou insignificantes, sendo que nenhum causou a perda total da unidade.

**Quadro II.8.3.2.2.3-5 - Distribuição dos tipos de acidentes<sub>1</sub> pelo grau de dano gerado.**

Tipo de Acidente	Grau de Dano				
	Perda Total	Danos Severos	Danos Significativos	Danos Menores	Danos Insignificantes
Falha da Âncora	-	3	9	6	51
Blow out	-	-	16	27	10
Tombamento	43	21	-	-	-
Colisão	1	4	8	8	4
Contato	1	5	51	41	13
Acidente com guindaste	-	-	2	3	-
Explosão	-	-	6	3	8
Queda de Material	1	4	13	10	41
Incêndio	16	17	19	19	47
Afundamento	7	4	1	-	-
Encalhe	1	7	14	6	1
Helicóptero	-	-	-	5	1
Entrada de Água	1	3	7	6	1
Adernamento	2	5	11	4	4
Falha das Máquinas	-	-	-	5	5
Fora de posição	-	-	1	1	9
Vazamento de produto	-	-	1	3	53
Danos Estruturais	3	15	83	13	2
Acidente durante reboque	-	1	1	-	33
Problemas no poço	-	-	-	2	40
Outros	-	1	3	7	12

**II.8.3.3 – - Dados do “Gulf Of Mexico Deepwater Operations and Activities – Environmental Assessment” – Relatório MMS 2000-001**

BIOMONITORAMENTO E MEIO AMBIENTE



Coordenador da Equipe

Técnico Responsável

Revisão 01  
05/2010

De acordo com o relatório elaborado pelo *Mineral Management Service* – MMS, abrangendo as operações de unidades fixas e móveis durante a fase de perfuração, no período de 1976 a 1985 ocorreram um total de 80 vazamentos de óleo diesel com volume vazado superior a 1 barril, com as seguintes características:

- - Somente em um acidente o volume vazado foi superior a 1.000 bbl ( $\approx 159 \text{ m}^3$ ).
- - O volume médio vazado em cada acidente é muito pequeno, aproximadamente 5 barris ( $\approx 0,8 \text{ m}^3$ );
- - 19% dos acidentes estão relacionados ao mau funcionamento de equipamentos associados aos tanques de armazenamento;
- - 10% dos acidentes estão relacionados a choques com a embarcação de apoio.

#### **II.8.3.4 - Registros da PETROBRAS na Atividade de Perfuração Offshore**

A PETROBRAS possui o registro de duas erupções de poços (*blow out* de gás) ocorridos na Bacia do Espírito Santo, ambos na Sonda Modulada 6 (SM-6), em 1984 e 1988, então associada à Plataforma Central de Enchova (Unidade Fixa).

O acidente de 16 de agosto de 1984 resultou em 42 vítimas fatais e o de 24 de abril de 1988 não gerou vítimas. Não há registro dos volumes envolvidos nas ocorrências ou de qualquer ocorrência de óleo no litoral naquelas ocasiões.

A SM-6 não está mais em operação e a Plataforma Central de Enchova não dispõe de sonda modulada associada.

#### **II.8.3.5 – Blow Out**

Devido as suas possíveis conseqüências (perda de grande quantidade de óleo/gás e possibilidade de danos), dos tipos de acidentes identificados, o *blow out* é o acidente que traz maiores preocupações nas fases de perfuração e completação. Aproximadamente 35% dos *blow outs*, considerando o período de

1980 a 2003, ocorreram na fase de perfuração de poços exploratórios e 26,3% durante a perfuração de poços de desenvolvimento. No **Quadro II.8.3.1-7** é apresentada a distribuição das ocorrências de *blow outs* para as diferentes fases operacionais, extraídas do banco de dados do SINTEF.

Salienta-se que esse banco de dados leva em consideração informações de *blow outs* ocorridos em instalações *offshore* que ocorreram desde 1955 e que foi estruturado com informações estatísticas das seguintes referências:

- *Offshore Blow outs Causes and Trends" Doctoral Dissertation, Norwegian Institute of Technology, Department of Production and Quality Engineering, Trondheim, Noruega, 1996.*
- *Well Control Conference of the Americas, Experienced Offshore Blow out Risk, IADC, Rio de Janeiro 31, 1996.*
- *-Offshore Blow outs Causes and Control, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1997.*

A **Quadro II.8.3.5-1** apresenta os dados do SINTEF de *blow outs* ocorridos, no período de 1980 a 2002, no Golfo do México e na área do Mar do Norte (Inglaterra e Noruega).

**Quadro II.8.3.5-1 – Ocorrências de blow outs de poços.**

Local	Perfuração para			Completação	Workover	Produção		Wireline	Causas Desconhecidas	Total
	Desenvolvimento	Exploração	Outras Operações			Causa Externa*	Causa não-externa			
Noruega e Reino Unido	25	7	2	3	5	1	1	3	-	47
	53,2%	14,9%	4,3%	6,4%	10,6%	2,1%	2,1%	6,4%	0,0%	100,0%
Golfo do México	46	46	-	12	30	6	9	4	2	155
	29,7%	29,7%	0,0%	7,7%	19,4%	3,9%	5,8%	2,6%	1,3%	100,0%
Total	71	53	2	15	35	7	10	7	2	202
	35,1%	26,2%	1,0%	7,4%	17,3%	3,5%	5,0%	3,5%	1,0%	100,0%

\* São consideradas causas externas tempestades, ações militares, colisão com navio, incêndios e terremotos.

Período da ocorrência dos dados: 1980 – 2002

Fonte: SINTEF Offshore Blow out Database ([www.sintef.no](http://www.sintef.no))

### II.8.3.6 – Taxa de Falhas de Equipamentos

A identificação das falhas operacionais de dispositivos mecânicos e componentes pode ocorrer de diversas formas durante a operação dos equipamentos. A taxa de falha de qualquer componente permite uma avaliação da frequência da ocorrência de um evento por unidade de tempo. Esse evento é o desvio operacional da função específica de projeto do componente avaliado.

Os **Quadros II.8.3.6-1 a II.8.3.6-4** apresentam as taxas de frequências anuais de falhas de alguns equipamentos e dispositivos comumente utilizados na indústria do petróleo e presentes em unidades de perfuração *offshore*.

As taxas de falhas anuais de equipamentos estão disponibilizadas em bancos de dados como o *Health & Safety Executive*, PARLOC 1996 e da própria Petrobras, conforme apresentado a seguir.

O PARLOC 1996 apresenta informações de perda de contenção (vazamentos) de dutos com base em dois bancos de dados dos Operadores do Mar do Norte: *Pipeline Database* e *Incident Database*. O **Quadro II.8.3.6-1** apresenta as taxas de falhas de risers obtidas por esse banco de dados.

**Quadro II.8.3.6-1 - Frequência de falhas em riser (PARLOC 1996);**

Riser		N.º de falhas	Frequência de Falha/ Ano
Tipo	Diâmetro		
Rígido	2"<D<9"	4	1,14E-03
	10"<D<16"	6	1,84E-03
	18"<D<24"	2	7,06E-04
	26"<D<40"	0	4,38E-04
Flexível	todos	4	5,11E-03

Fonte: Boletim Técnico, v.47 (2/4), abr./dez. 2004 - ISSN 1676-6385 (www2.petrobras.com.br) - Método para cálculo da taxa de falha de dutos flexíveis submarino. Salvador Simões Filho.

O Petrobras 2002 são dados registrados do período de 1983 a 2002 do banco de dados da Petrobras, conforme apresentado no **Quadro II.8.3.6-2**.

**Quadro II.8.3.6-2 - Frequência de falhas em riser (PETROBRAS 2002).**

Riser	N.º de falhas	Frequência de Falha/ Ano
D≤6"	6	8,07E-03
6"<D≤16"	8	1,07E-02
todos	14	9,40E-03

Fonte: Boletim Técnico, v.47 (2/4), abr./dez. 2004 - ISSN 1676-6385 (www2.petrobras.com.br) - Método para cálculo da taxa de falha de dutos flexíveis submarino. Salvador Simões Filho.

**Quadro II.8.3.6-3- Frequência de falhas de equipamentos e sistemas (Health & Safety Executive, 2007).**

Componente	Taxa de Falhas
<b>Risers (por diâmetro):</b>	
<b>Riser de Aço</b>	
D≤4"	Sem informação disponível
4"<D≤8"	$2.58 \times 10^{-6}$ /riser
8"<D≤12"	Sem informação disponível
12"<D≤16"	$1.37 \times 10^{-5}$ /riser
D>16"	$1.15 \times 10^{-5}$ /riser
<b>Riser Flexível</b>	
D≤4"	$3.20 \times 10^{-5}$ /riser
4"<D≤8"	$1.17 \times 10^{-5}$ /riser
8"<D≤12"	Sem informação disponível
12"<D≤16"	Sem informação disponível
D>16"	Sem informação disponível
<b>BOP</b>	$8.30 \times 10^{-4}$ / sistema ano
<b>Equipamentos de Perfuração</b>	$8.76 \times 10^{-3}$ /sistema ano
<b>Unidades móveis (plataformas) – falha Estrutural</b>	
Todas as falhas	$5.20 \times 10^{-2}$ /plataforma ano
Perda Total	$3.75 \times 10^{-3}$ / plataforma ano
<b>Unidades móveis (plataformas) – falha na ancoragem</b>	
Plataforma do Tipo auto-elevatória	$1.80 \times 10^{-2}$ / plataforma ano
<b>Unidades móveis (plataformas) – perda de estabilidade</b>	
Plataforma do Tipo auto-elevatória	$2.40 \times 10^{-2}$ / plataforma ano

Fonte: HSE, 2007

**Quadro II.8.3.6-4- Frequência de acidentes fatais com helicópteros**

Componente	Taxa de Falhas
Hora de vôo*	$1.36 \times 10^{-5}$ / hora de vôo

Fonte: HSE, 2007

\*baseado em 1.000.000 hora de vôo/ setor

### II.8.3.7 – Conclusões da Análise Histórica de Acidentes

A análise histórica realizada neste estudo identificou as causas mais prováveis de acidentes e as estatísticas das ocorrências inerentes às atividades de perfuração a serem desenvolvidas na atividade objeto do presente EIA.

A análise para a atividade de perfuração foi realizada com dados referentes às unidades móveis do mundo, especificamente a do tipo navio-sonda e semi-submersível, no universo de 9.276 unidades coletados ao longo de 27 anos (1970 – 1997) de atividades.

Os principais dados foram obtidos do banco de dados de acidentes WOAD para atividades *offshore*, no qual foram extraídas informações de áreas cujas condições meteo-oceanográficas são mais severas do que as encontradas na bacia de Campos, tornando os resultados mais conservativos.

Os resultados da análise histórica mostram que o tipo de acidente com a maior frequência, ocorrido em unidades móveis do tipo navio-sonda, no período de 1970 a 1997, foram “Danos Estruturais (13,8%)” seguido de “Contato (11,5%)”. Considerando o período de 1980 a 1997, a frequência histórica de ocorrência de um acidente em navios de perfuração a nível mundial é de 0,083 ocorrências/unidade-ano. Se for considerada somente a fase de perfuração esta frequência passa ser de 0,053 ocorrências/ unidade-ano.

Destaca-se que a frequência estimada para a ocorrência do tipo de acidente “Vazamento de Produto” em navios de perfuração é de 0,0019 ocorrências/unidade-ano e que em termos de danos ao meio ambiente, observou-se que 72% dos acidentes que geraram vazamentos de óleo/gás em unidades móveis foram considerados pequenos vazamentos ( $\leq 9$  t).

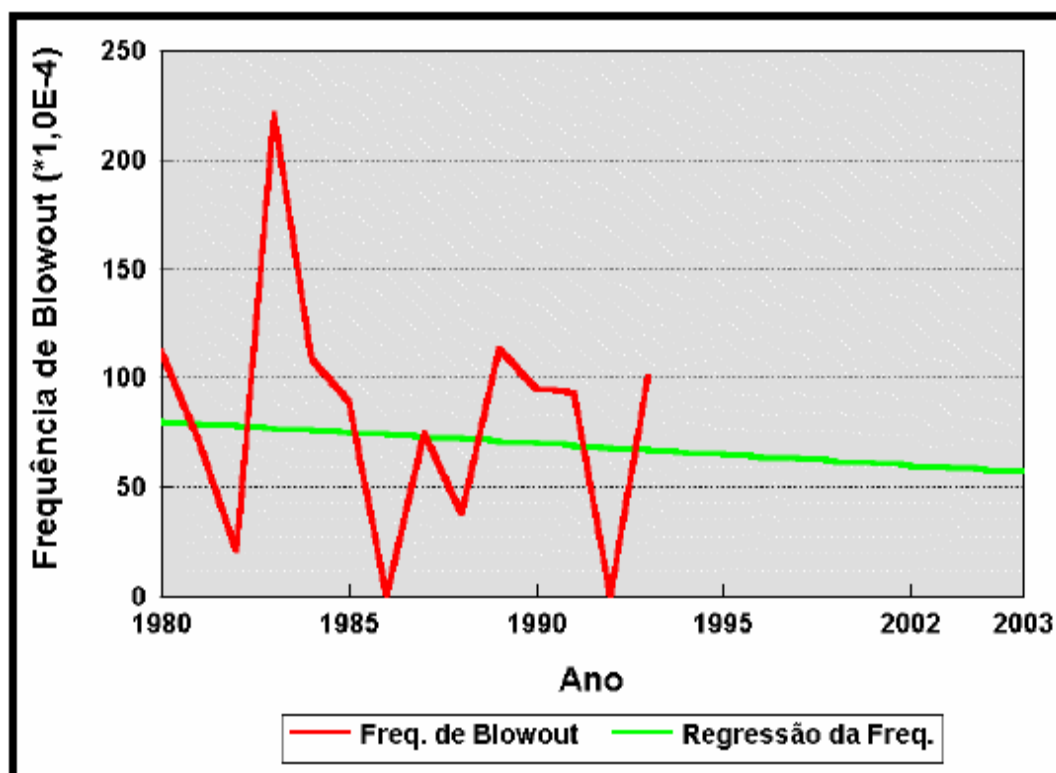
Considerando-se o grau de danos dos acidentes nas unidades móveis, observa-se que 62% dos acidentes na fase de perfuração provocaram danos menores ou insignificantes, e nenhum *blowout* causou a perda total da unidade.

Já para as plataformas do tipo semi-submersíveis, os resultados da análise histórica mostram que o tipo de acidente com a maior frequência, no período de 1970 a 1997, foram “Falha da Âncora (11,3%)” seguido de “Vazamento de Produto (10,6%)”. Considerando o período de 1980 a 1997, a frequência histórica de ocorrência de um acidente em plataformas semi-submersíveis a nível mundial é de 0,158 ocorrências/unidade-ano.

Em termos de danos ao meio ambiente, observou-se que 72% dos acidentes que geraram vazamentos de óleo/gás em unidades móveis foram considerados pequenos vazamentos ( $\leq 9$  ton). A freqüência estimada para a ocorrência do tipo de acidente Vazamento de Produto em plataformas semi-submersíveis é de 0,017 ocorrências/unidade –ano.

Considerando-se o grau de danos dos acidentes nas unidades móveis, observamos que 62% dos acidentes na fase de perfuração provocaram danos menores ou insignificantes, e nenhum *blowout* causou a perda total da unidade.

Extrapolando os dados obtidos na Figura II.8.3.1.1-2 para o ano de 2003, obtém-se a **Figura II.8.3.7-1** onde se pode observar que aproximadamente 58 *blowouts* são estatisticamente esperados de ocorrer a cada 10.000 poços perfurados no Golfo de México e no Mar do Norte na fase de exploração, ou seja, uma probabilidade de ocorrência de 0,58% por poço.



**Figura II.8.3.7-1** - Extrapolação até o ano de 2003 da Regressão da Freqüência de Ocorrência de Blowout (a cada 10.000 poços perfurados no Golfo de México e no Mar do Norte na fase de exploração).

Em relação aos números de ocorrências de *blow outs*, os dados da análise histórica revelaram que, aproximadamente 35% dos *blow outs*, considerando o



período de 1980 a 2003, ocorreram na fase de perfuração de poços exploratórios e 26,3% ocorreram durante a fase de perfuração de poços de desenvolvimento perfurados nas áreas do Golfo de México, Noruega e Reino Unido. O HSE apresenta uma taxa de falha para o sistema de *blow out preventer* (BOP) de  $8.30 \times 10^{-4}$  / sistema ano.

## II.8.4 - IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS PERIGOSOS

### A) Metodologia

A Análise Preliminar de Perigos (APP) é uma metodologia estruturada para identificar os perigos que podem ser causados devido à ocorrência de eventos indesejáveis. Esta metodologia pode ser usada para sistemas em início de desenvolvimento ou em fase de projeto e, também, como revisão geral de segurança de sistemas já em operação.

Na APP são apresentados todos os cenários passíveis de evoluir para situações com vazamento de óleo de óleo para o ambiente. São levantadas as causas de cada um dos possíveis eventos acidentais e as suas respectivas conseqüências e, em seguida é feita uma avaliação qualitativa do risco associado a cada cenário acidental, avaliando a freqüência de ocorrência do evento acidental, segundo suas causas e avaliando a severidade do cenário de acidente. Portanto, os resultados obtidos são qualitativos, não fornecendo estimativa numérica.

A planilha utilizada neste estudo, apresentada na Figura , contém nove colunas, as quais foram preenchidas conforme a descrição a seguir.

#### 1ª coluna: Perigo

Esta coluna contém os perigos identificados para o módulo de análise em estudo. De uma forma geral, estes perigos estão relacionados a eventos acidentais que têm potencial para causar impactos ao meio ambiente.

## 2ª coluna: Causa

As causas de cada perigo são discriminadas nesta coluna. Estas causas podem envolver tanto falhas intrínsecas de equipamentos (vazamentos, rupturas, falhas de instrumentação, etc.) como erros humanos de operação.

## 3ª Coluna: Modo de Detecção

Nesta coluna são indicados todos os modos existentes para detectar o perigo ou a causa.

## 4ª Coluna: Efeitos

As possíveis conseqüências geradas a partir dos eventos identificados são listadas nessa coluna. São considerados tanto distúrbios operacionais, como perda de produto e interrupção da transferência ou parada da unidade, bem como efeitos que possam gerar incêndios, explosões ou danos meio ambiente.

## 5ª Coluna: Categorias de Freqüência do Evento Acidental

No âmbito deste estudo, um evento acidental é definido como o conjunto formado pela origem do acidente (perigo) e suas possíveis causas.

De acordo com a metodologia de APP adotada neste trabalho, cada evento de acidente foi classificado em categorias de freqüência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da freqüência esperada de ocorrência para os eventos identificados, conforme Tabela II.8.4-1.

**Tabela II.8.4-1- Categorias de Freqüência do evento acidental**

Categoria	Denominação	Faixa (Occorr./ano)	Descrição
A	Extremamente Remota	$F < 1$ em $10^5$ anos	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável na vida útil da instalação. Sem referências históricas.
B	Remota	1 em $10^3$ a 1 em $10^5$ anos	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação, apesar de haver referências históricas.
C	Pouco Provável	1 em 30 a 1 em $10^3$ anos	Possível de ocorrer até uma vez durante a vida útil da instalação.
D	Provável	1 por ano a 1 em 30 anos	Esperado ocorrer mais de uma vez durante a vida útil da instalação.
E	Freqüente	$F > 1$ por ano	Esperado ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.

### 6ª Coluna: Categoria de Severidade do Evento Acidental

Os cenários de acidente são classificados em categorias de severidade, as quais fornecem uma indicação qualitativa do grau de severidade das conseqüências de cada um dos cenários identificados (composto pelo evento acidental e possíveis desdobramentos), conforme Tabela II.8.4-2.

Para a definição das faixas de valores das conseqüências foram considerados, para compatibilização, os volumes de derramamento preconizados na Resolução CONAMA N° 398 para descargas pequenas ( $\leq 8 \text{ m}^3$ ), médias ( $8 \text{ m}^3 < V \leq 200 \text{ m}^3$ ) e de pior caso ( $> 200 \text{ m}^3$ ), que norteiam a capacidade de resposta da instalação, conforme a seguir.

**Tabela II.8.4-2 - Categorias de Severidade do evento acidental**

<b>Categoria</b>	<b>Descrição</b>	<b>Volume vazado para o mar</b>
<b>I Desprezível</b>	Nenhum dano ou dano não mensurável.	$V = 0 \text{ m}^3$
<b>II Marginal</b>	Danos irrelevantes ao meio ambiente e as pessoas.	$V \leq 8 \text{ m}^3$
<b>III Crítica</b>	Possíveis danos ao meio ambiente devido a liberações de substâncias químicas, tóxicas, ou inflamáveis. Pode provocar lesões de gravidade moderada às pessoas ou impactos ambientais com tempo reduzido de recuperação.	$8 \text{ m}^3 < V \leq 200 \text{ m}^3$
<b>IV Catastrófica</b>	Impactos ambientais devido a liberações de substâncias químicas, tóxicas, ou inflamáveis. Pode provocar mortes ou lesões graves às pessoas ou impactos ambientais com tempo de recuperação elevado.	$V > 200 \text{ m}^3$

### 7ª Coluna: Categoria de Risco

Combinando-se as categorias de freqüência com as de severidade obtém-se uma Matriz de Riscos, conforme apresentado na Tabela II.8.4-3.

**Tabela II.8.4-3 – Matriz de Riscos**

Frequência	Severidade			
		1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica
E	RM	RM	RC	RC
D	RNC	RM	RC	RC
C	RNC	RM	RM	RC
B	RNC	RNC	RM	RM
A	RNC	RNC	RNC	RM

Fonte: Norma Petrobras N – 2782 (adaptada).

Legenda: RC – Risco Crítico

RM – Risco Moderado

RNC – Risco Não Crítico

### 8ª Coluna: Recomendações/ Observações

Nesta coluna apresentam-se Recomendações ou Observações pertinentes ao cenário de acidente em estudo. As medidas são identificadas por uma numeração seqüencial.

### 9ª Coluna: Numeração da Hipótese

Esta coluna contém um número de identificação da Hipótese Acidental, sendo preenchida seqüencialmente para facilitar a consulta a qualquer hipótese de interesse. A realização da análise propriamente dita foi feita através do preenchimento de uma planilha de APP utilizando o modelo apresentado na Figura II.8.4-1.

**Figura II.8.4-1 – Planilha de Análise Preliminar de Perigos - APP**

Análise Preliminar de Perigos - APP								
Empresa:					Folha:			
Departamento:					Revisão:			
Instalação:			Sistema:		Data:			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese

## **B) Aplicação do Método**

A técnica de APP foi aplicada conforme apresentado pelo *American Institute of Chemical Engineers* - AIChE.

Foram elaboradas planilhas para os seguintes sistemas:

- Unidade Marítima de Perfuração NS-09:
  - Bentonita, baritina e cimento;
  - Óleo diesel, lubrificante e hidráulico;
  - Controle do poço;
  - Teste do poço;
  - Manuseio de lama de perfuração;
  - Coleta, tratamento e descarte de efluentes;
  - Sistema de posicionamento dinâmico;
  - Estabilidade da Unidade Marítima de Perfuração;
  - Finalização/Abandono;
  - Colisão/Queda de helicóptero.
  
- Unidade Marítima de Perfuração SS-54:
  - Bentonita, baritina e cimento;
  - Óleo diesel, lubrificante e hidráulico;
  - Controle do poço;
  - Teste do poço;
  - Manuseio de lama de perfuração;
  - Coleta, tratamento e descarte de efluentes;
  - Sistema de ancoragem;
  - Estabilidade da Unidade Marítima de Perfuração;
  - Finalização/Abandono;
  - Colisão/Queda de helicóptero.
  
- Embarcação de apoio:
  - Percurso entre porto/Unidade Marítima de Perfuração.

Na avaliação das Probabilidades/Freqüências de ocorrências foram consideradas as informações das Tabelas II.8.4-4, II.8.4-5 e II.8.4-6.

• **World Wide Offshore Accident Databank - 1998**

**Tabela II.8.4-4 - Tipo de acidente vs Freqüência de ocorrência. Navios de perfuração.**

<b>Tipo de acidente</b>	<b>Freqüência de ocorrência (Unidade marítima/ano)</b>
Falha da âncora	6,67E-03
<i>Blowout</i>	1,00E-02
Tombamento	8,33E-03
Colisão	3,33E-03
Contato	1,67E-02
Acidente com guindaste	3,33E-03
Explosão	1,67E-03
Queda de material	6,67E-03
Incêndio	1,33E-02
Afundamento	5,00E-03
Encalhe	1,67E-02
Acidente com helicóptero	-
Entrada de água	3,33E-02
Adernamento	6,67E-02
Falha das máquinas	1,17E-02
Fora de posição	8,33E-03
Vazamento de produto	3,33E-03
Danos estruturais	2,00E-02
Acidente durante reboque	1,67E-03
Problemas no poço	1,17E-02
Outros	1,67E-03

• **Risk Based Inspection Base Resource Document - Section 8 -  
Equipment Failure Frequencies**

**Tabela II.8.4-5 - Frequência de vazamento (oc/ano) vs Tipo de equipamento.**

Equipamento	Pequeno vazamento (furo de 1")	Ruptura
Filtro	1,0E-04	1,0E-05
Bombas	5,0E-04	1,0E-04
Vaso de pressão	1,0E-04	6,0E-06
Tanque Atmosférico	1,0E-04	2,0E-05
Tubulação, por metro	1,3E-07	2,6E-07
Trocador de calor (casco)	3,0E-04	6,0E-06
Trocador de calor (tubo)	3,0E-04	6,0E-06

• **Frank Less - APPENDIX 14/4 Failure and Event Data**

**Tabela II.8.4-6 - Frequência de vazamento (oc/ano) vs Tipo de equipamento.**

Equipamento	Vazamento Externo	Ruptura
Válvula	2,6E-04	8,8E-05

As **Erro! Fonte de referência não encontrada.** II.8.4-8 e II.8.4-9, apresentam um resumo dos perigos identificados na APP.

**Tabela II.8.4-7 – Resumo dos Perigos Identificados na APP no NS-09**

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	0 – 0 %	6 – 38 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	1 – 6 %	1 – 6 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	4 – 25 %	4 – 25 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

**Tabela II.8.4-8 – Resumo dos Perigos Identificados na APP na SS-54**

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	0 – 0 %	6 – 38 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	1 – 6 %	1 – 6 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	1 – 6 %	2 – 13 %	5 – 31 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

**Tabela II.8.4-9 – Resumo dos Perigos Identificados na APP na Embarcação de Apoio**

Frequência	Severidade			
	1 - Desprezível	2 - Marginal	3 - Crítica	4 - Catastrófica
E	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
D	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
C	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %
B	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	1 – 100 %
A	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %	0 – 0 %

### B.1) Descrição dos Cenários

Apresentamos, a seguir, a descrição dos cenários acidentais, identificados na APP, que apresentaram como efeito o vazamento de óleo para o mar.

#### **Cenários Acidentais envolvendo as operações da NS-09 SC Lancer**

**Hipótese Acidental 2:** Vazamento de óleo diesel devido a ruptura de mangote (durante a operação de transferência da Embarcação de Apoio / Unidade Marítima de Perfuração), linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques.

Considerações:

- Ruptura do maior tanque de armazenamento de diesel.

**Volume vazado** – 309 m<sup>3</sup> (Tanque 5 wing P).

**Hipótese Acidental 3:** Vazamento de óleo diesel devido a furo no mangote (durante a operação de transferência da Embarcação de Apoio / Unidade



Marítima de Perfuração), linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques.

Considerações:

- Diâmetro do furo igual ao diâmetro do mangote de transferência de diesel entre a embarcação de apoio / Unidade Marítima – 4”
- Vazão de transferência de diesel entre a embarcação de apoio / Unidade Marítima – 100 m<sup>3</sup>/h
- Diâmetro do mangote de transferência – 4”
- Comprimento do mangote de transferência – 100 m
- Tempo de detecção do vazamento e interrupção da transferência – 2 min.

**Volume vazado** – 4,14 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 4:** Vazamento de óleo lubrificante ou hidráulico devido a ruptura das linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques.

Considerações:

- Ruptura do maior tanque de armazenamento de óleo lubrificante.

**Volume vazado** – 36 m<sup>3</sup> (Tanque P ou Tanque S)

**Hipótese Acidental 5:** Vazamento de óleo lubrificante ou hidráulico devido a queda de tambores (durante a operação de transferência da Embarcação de Apoio / Unidade Marítima de Perfuração).

Considerações:

**Volume do tambores** < 8 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 6:** Vazamento de óleo devido a descontrolado do poço (Blow-out).

Considerações:

- Vazão de Blow-out – 250 m<sup>3</sup>/dia

**Volume vazado em 30 dias** – 7500 m<sup>3</sup>

**Hipóteses Acidentais 8 e 9:** Vazamento de óleo devido a ruptura das linhas de alta pressão, vasos, válvulas e conexões

**Considerações:**

- Vazão do teste de formação – 250 m<sup>3</sup>/dia
- Diâmetro do riser – 19,75"
- Comprimento do riser – 100 m
- Tempo de detecção do vazamento e interrupção do vazamento (fechamento do BOP) – 2 min.

**Volume vazado** – 20,11 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 12:** Descarte no mar de água com teor de óleo acima do permitido devido a falha no sistema de controle das unidades separadoras água/óleo.

**Considerações:**

**Volume vazado** < 8 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 13:** Vazamento de óleo devido a ruptura do riser durante o teste de formação por incapacidade da Unidade Marítima manter posicionamento.

**Considerações:**

- Diâmetro do riser – 19,75"
- Comprimento do riser – 100 m
- Vazão do teste de formação – 250 m<sup>3</sup>/dia
- Tempo de detecção do vazamento e interrupção do vazamento (fechamento do BOP) – 2 min.

**Volume vazado** – 20,11 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 14:** Vazamento de óleo devido a perda de estabilidade da Unidade Marítima.

**Considerações:**

- Capacidade total dos tanques de diesel, óleo lubrificante e óleo hidráulico – 2.262,15 m<sup>3</sup>

**Volume vazado** > 200 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 15:** Vazamento pelo tampão de abandono.

Considerações:

- Não existem dados históricos na Petrobras relativos a vazamento nos tampões de abandono de um poço. Utiliza-se 10% da vazão de descontrolado do poço, como estimativa. Cabe ressaltar que um pequeno vazamento de óleo no mar pode ser facilmente observado, portanto, 10% da vazão de blowout foi considerada uma estimativa conservativa para essa hipótese acidental.

**Volume vazado** > 200 m<sup>3</sup>**Hipótese Acidental 16:** Queda / colisão de helicóptero com a Unidade Marítima

Considerações:

- Foi considerada a possibilidade de perda de estabilidade da Unidade Marítima em função deste evento.
- Capacidade total dos tanques de diesel, óleo lubrificante e óleo hidráulico – 2.262,15 m<sup>3</sup>

**Volume vazado** > 200 m<sup>3</sup>**Cenários Acidentais envolvendo as operações da plataforma SS-54 Ocean Winner**

**Hipótese Acidental 2:** Vazamento de óleo diesel devido a ruptura de mangote (durante a operação de transferência da Embarcação de Apoio / Unidade Marítima de Perfuração), linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques.

Considerações:

- Ruptura do maior tanque de armazenamento de diesel.

**Volume vazado** – 249,5 m<sup>3</sup> (tanques 1, 2, 3, 4, 5, 6 ou 7 de diesel)

**Hipótese Acidental 3:** Vazamento de óleo diesel devido a furo no mangote (durante a operação de transferência da Embarcação de Apoio / Unidade

Marítima de Perfuração), linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques.

Considerações:

- Diâmetro do furo igual ao diâmetro do mangote de transferência de diesel entre a embarcação de apoio / Unidade Marítima – 4”
- Vazão de transferência de diesel entre a embarcação de apoio / Unidade Marítima – 100 m<sup>3</sup>/h
- Diâmetro do mangote de transferência – 4”
- Comprimento do mangote de transferência – 100 m
- Tempo de detecção do vazamento e interrupção da transferência – 2 min.

**Volume vazado** – 4,14 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 4:** Vazamento de óleo lubrificante ou hidráulico devido a ruptura das linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques.

Considerações:

- Ruptura do maior tanque de óleo lubrificante

**Volume vazado** – 7,4 m<sup>3</sup> (tanque 1 ou 2 de óleo lubrificante)

**Hipótese Acidental 5:** Vazamento de óleo lubrificante ou hidráulico devido a queda de tambores (durante a operação de transferência da Embarcação de Apoio / Unidade Marítima de Perfuração).

Considerações:

**Volume do tambores** < 8 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 6:** Vazamento de óleo devido a descontrole do poço (Blow-out).

Considerações:

- Vazão de Blow-out – 250 m<sup>3</sup>/dia

**Volume vazado em 30 dias** – 7500 m<sup>3</sup>

**Hipóteses Acidentais 8 e 9:** Vazamento de óleo devido a ruptura das linhas de alta pressão, vasos, válvulas e conexões

**Considerações:**

- Vazão do teste de formação – 250 m<sup>3</sup>/dia
- Diâmetro do riser – 19,75"
- Comprimento do riser – 100 m
- Tempo de detecção do vazamento e interrupção do vazamento (fechamento do BOP) – 2 min.

**Volume vazado** – 20,11 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 12:** Descarte no mar de água com teor de óleo acima do permitido devido a falha no sistema de controle das unidades separadoras água/óleo.

**Considerações:****Volume vazado** < 8 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 13:** Vazamento de óleo devido a ruptura do riser durante o teste de formação por incapacidade da Unidade Marítima manter posicionamento por perda da linha de ancoragem.

**Considerações:**

- Diâmetro do riser – 19,75"
- Comprimento do riser – 100 m
- Vazão do teste de formação – 250 m<sup>3</sup>/dia
- Tempo de detecção do vazamento e interrupção do vazamento (fechamento do BOP) – 2 min.

**Volume vazado** – 20,11 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 14:** Vazamento de óleo devido a perda de estabilidade da Unidade Marítima.

**Considerações:**

- Capacidade total dos tanques de diesel, óleo lubrificante e óleo hidráulico – 1.987,30 m<sup>3</sup>

**Volume vazado** > 200 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 15:** Vazamento pelo tampão de abandono.

**Considerações:**

- Não existem dados históricos na Petrobras relativos a vazamento nos tampões de abandono de um poço. Utiliza-se 10% da vazão de descontrolado do poço, como estimativa. Cabe ressaltar que um pequeno

vazamento de óleo no mar pode ser facilmente observado, portanto, 10% da vazão de blowout foi considerada uma estimativa conservativa para essa hipótese acidental.

**Volume vazado** > 200 m<sup>3</sup>

**Hipótese Acidental 16:** Queda / colisão de helicóptero com a Unidade Marítima

Considerações:

- Foi considerada a possibilidade de perda de estabilidade da Unidade Marítima em função deste evento.
- Capacidade total dos tanques de diesel, óleo lubrificante e óleo hidráulico – 1.987,30 m<sup>3</sup>

**Volume vazado** > 200 m<sup>3</sup>

### ***Cenários Acidentais envolvendo as operações da Embarcação de Apoio***

**Hipótese Acidental 1:** Perda de estabilidade da embarcação de apoio

Considerações:

- Volume máximo de diesel – 500 m<sup>3</sup>

**Volume vazado** > 200 m<sup>3</sup>

### ***C) Planilhas de Análise dos Riscos Ambientais***

Apresentamos a seguir as Planilhas da Análise Preliminar de Perigos (APP).

**Navio-Sonda NS-09 SC Lancer:**

Análise Preliminar de Perigos - APP								
Empresa: Petrobras					Folha: 01			
Departamento: SMS					Revisão: 01			
Instalação: NS - 09			Sistema: Bentonita, baritina e cimento		Data: 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de pó de bentonita, baritina ou cimento	Ruptura de mangotes, linhas, válvulas e vasos	- Visual - Alarme no painel	Perda de produto	D	II	RM	- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc) - Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	01

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras				<b>Folha:</b> 02				
<b>Departamento:</b> SMS				<b>Revisão:</b> 01				
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Óleo diesel, lubrificante e hidráulico		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo diesel	Ruptura de mangotes (durante operação de transferência Embarcação de apoio/Unidade Marítima de Perfuração), linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques	Visual	Vazamento de óleo para o mar	B	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos de transferência de produto entre as embarcações</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> - SOPEP</li> <li>- Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> </ul>	02





**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras				<b>Folha:</b> 03				
<b>Departamento:</b> SMS				<b>Revisão:</b> 01				
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Óleo diesel, lubrificante e hidráulico		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Freqüência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo diesel	furos nos mangotes (durante operação de transferência Embarcação de apoio/Unidade Marítima de Perfuração), linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques	Visual	Vazamento de óleo para o mar	D	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos de transferência de produto entre as embarcações</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> - SOPEP</li> <li>- Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> </ul>	03

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 04			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Óleo diesel, lubrificante e hidráulico		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo lubrificante e hidráulico	Ruptura de linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques	Visual	Vazamento de óleo para o mar	B	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Acionar o SOPEP, caso não haja ignição do produto vazado</li> <li>- Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> </ul>	04

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras				<b>Folha:</b> 05				
<b>Departamento:</b> SMS				<b>Revisão:</b> 01				
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Óleo diesel, lubrificante e hidráulico		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Freqüência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo lubrificante e hidráulico	Perdas por queda de tambores (durante operação de transferência Embarcação de apoio/Unidade Marítima de Perfuração),	Visual	Vazamento de óleo para o mar	D	II	RM	Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Acionar o SOPEP, caso não haja ignição do produto vazado - Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar	05

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 06			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Controle de poço		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteccção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Descontrole do Poço - <i>Blowout</i>	- <i>Kick</i> gerado por peso de lama insuficiente devido a perdas inesperadas de lama de perfuração para a formação ou Pressão da formação anormalmente maior do que a pressão da coluna de lama - Falha do <i>riser</i> ou do revestimento ( <i>casing</i> ) - Falha de Operação do BOP - Falha na operação de retirada do BOP (para instalação da BAP ou ANM-H ou início de produção) - <i>Kick</i> gerado por erro na operação de troca do fluido de perfuração pelo fluido de completção (fluido de completção com densidade insuficiente para manter a pressão hidrostática no interior ligeiramente superior)	- Visual - Alarme no painel	Vazamento de óleo para o mar	B	IV	RM	- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, inundação a água, BOP, etc.) - Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência - Acionar o SOPEP, caso não haja ignição do produto vazado - Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração caso haja ignição do produto vazado - Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar	06

### Análise Preliminar de Perigos - APP

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 07			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Controle de poço		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de gás	Perdas através de mangotes, linhas, válvulas ou vasos	- Visual - Alarme no painel	Perda de produto inflamável para atmosfera	D	II	RM	- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, etc.) - Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	07

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 08			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Teste do Poço		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo e/ou gás	Ruptura das linhas de alta pressão, mangotes, vasos, válvulas ou conexões	- Visual - Alarme no painel	- Perda de fluido inflamável (óleo e/ou gás) com possibilidade de contaminação do mar  - Possibilidade de incêndio/explosão	B	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, inundação a água, BOP, etc.)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Acionar o SOPEP, caso não haja ignição do produto vazado</li> <li>- Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração caso haja ignição do produto vazado</li> <li>- Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> <li>Seguir Programa do Teste do Poço</li> </ul>	08

### Análise Preliminar de Perigos - APP

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 09			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Teste do Poço		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo e/ou gás	Perdas nas linhas de alta pressão, mangotes, vasos, válvulas ou conexões	- Visual - Alarme no painel	- Perda de fluido inflamável (óleo e/ou gás) com possibilidade de contaminação do mar - Possibilidade de incêndio/explosão	C	III	RM	- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, inundação a água, BOP, etc.) - Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Acionar o SOPEP - Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar - Seguir Programa do Teste do Poço	09

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 10			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Manuseio de lama de perfuração		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento dos produtos químicos utilizados no fluido de perfuração/completação	Ruptura de mangotes, linhas, conexões, válvulas, bombas ou tanques	- Visual - Alarme no painel	Perda de produto com possibilidade de atingir o mar	C	II	RM	- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc) - Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	10
Vazamento dos produtos químicos utilizados no fluido de perfuração/completação	Perdas através de mangotes, linhas, conexões, válvulas, bombas ou tanques	Visual	Perda de produto com possibilidade de atingir o mar	D	II	RM	- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos - Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada. - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	11





**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 11			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Coleta, tratamento e descarte de efluentes		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Descarte no mar de água com teor de óleo acima do permitido	Falha no sistema de controle das Unidades Separadoras de água/óleo	Alarme no painel	Perda de produto contendo óleo com contaminação do mar	D	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> </ul>	12

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras			<b>Folha:</b> 12				
<b>Departamento:</b> SMS			<b>Revisão:</b> 01				
<b>Instalação:</b> NS - 09		<b>Sistema:</b> Sistema de Posicionamento Dinâmico		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			

Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Incapacidade da Unidade Marítima de Perfuração se manter em posição	- Falha no sistema de geração (falta de energia elétrica) - Condições ambientais (mar, tempo e vento) adversas acima dos limites operacionais - Falha do sistema de computadores de bordo	Alarme no painel	- Tensionamento do riser - Perda de produto (lama e óleo) com contaminação do mar caso não ocorra desconexão do poço e fechamento do BOP	B	III	RM	- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e geração de energia (geradores, BOP, etc.) - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência - Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração - Acionar o PEI, se houver vazamento de óleo	13

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 13			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Estabilidade da Unidade Marítima de Perfuração		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Freqüência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Perda de estabilidade da Unidade Marítima de Perfuração	- Colisão com outra embarcação - Erro de operação ou equipamento durante a distribuição de lastro - Incêndio/explosão na Unidade Marítima de Perfuração	- Visual - Radar - Sonora - Alarme no painel	- Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, baritina, cimento, fluidos de perfuração/completação, tubulação, etc.) - Possibilidade de queda de homem ao mar - Possibilidade de incêndio - Possibilidade de adernamento, emborcamento ou afundamento da Unidade Marítima de Perfuração	B	IV	RM	- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (radar, alarme, gerador de emergência - BOP, etc.) - Seguir os procedimentos operacionais para aproximação entre embarcações - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência - Seguir o procedimento de observar continuamente o radar - Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração - Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar - Seguir programa de inspeção e manutenção do equipamento - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores	14

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 14			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Finalização / Abandono		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento nos tampões de abandono	Erro na operação	Visual - ROV	Possibilidade de perda de produto contendo óleo e/ou gás com contaminação do mar (no caso de descoberta de óleo e/ou gás)	B	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir o procedimento para desativação temporária dos poços, conforme a portaria ANP N° 25/2002</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> </ul>	15

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 15			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> NS - 09			<b>Sistema:</b> Colisão / queda de helicóptero		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteccção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Colisão/Queda de helicóptero com a Unidade Marítima de Perfuração	- Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem - Choque com estruturas elevadas na Unidade Marítima de Perfuração - Condição de tempo adversa	Visual	- Possibilidade de danos aos equipamentos/ estruturas na Unidade Marítima de Perfuração - Possibilidade de incêndio/explosão - Possibilidade de queda do helicóptero no mar	B	IV	RM	- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir procedimento que garanta que a empresa contratada cumpra o plano de manutenção de helicópteros - Seguir procedimento que garanta que a empresa contratada cumpra as normas de proteção ao vôo de aeronaves nas proximidades de embarcações - Seguir os procedimentos operacionais (comunicação entre helicóptero e a Unidade Marítima de Perfuração antes de decolar ou aterrissar) - Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração	16

**Plataforma Semi-Submersível SS-54 Ocean Winner:**

Análise Preliminar de Perigos - APP								
Empresa: Petrobras					Folha: 01			
Departamento: SMS					Revisão: 01			
Instalação: SS-54			Sistema: Bentonita, baritina e cimento		Data: 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de pó de bentonita, baritina ou cimento	Ruptura de mangotes, linhas, válvulas e vasos	- Visual - Alarme no painel	Perda de produto	D	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> </ul>	01

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras				<b>Folha:</b> 02				
<b>Departamento:</b> SMS				<b>Revisão:</b> 01				
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Óleo diesel, lubrificante e hidráulico		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo diesel	Ruptura de mangotes (durante operação de transferência Embarcação de apoio/Unidade Marítima de Perfuração), linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques	Visual	Vazamento de óleo para o mar	B	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos de transferência de produto entre as embarcações</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> - SOPEP</li> <li>- Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> </ul>	02

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 03			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Óleo diesel, lubrificante e hidráulico		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo diesel	furos nos mangotes (durante operação de transferência Embarcação de apoio/Unidade Marítima de Perfuração), linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques	Visual	Vazamento de óleo para o mar	D	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos de transferência de produto entre as embarcações</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> - SOPEP</li> <li>- Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> </ul>	03





**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras				<b>Folha:</b> 04				
<b>Departamento:</b> SMS				<b>Revisão:</b> 01				
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Óleo diesel, lubrificante e hidráulico		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo lubrificante e hidráulico	Ruptura de linhas de transferência, vasos, válvulas, bombas e tanques	Visual	Vazamento de óleo para o mar	B	II	RNC	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Acionar o SOPEP, caso não haja ignição do produto vazado</li> <li>- Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> </ul>	04

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 05			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Óleo diesel, lubrificante e hidráulico		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo lubrificante e hidráulico	Perdas por queda de tambores (durante operação de transferência Embarcação de apoio/Unidade Marítima de Perfuração),	Visual	Vazamento de óleo para o mar	D	II	RM	Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Acionar o SOPEP, caso não haja ignição do produto vazado - Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar	05

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 06			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Controle de poço		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Descontrole do Poço - <i>Blowout</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Kick</i> gerado por peso de lama insuficiente devido a perdas inesperadas de lama de perfuração para a formação ou Pressão da formação anormalmente maior do que a pressão da coluna de lama</li> <li>- Falha do <i>riser</i> ou do revestimento (<i>casing</i>)</li> <li>- Falha de Operação do BOP</li> <li>- Falha na operação de retirada do BOP (para instalação da BAP ou ANM-H ou início de produção)</li> <li>- <i>Kick</i> gerado por erro na operação de troca do fluido de perfuração pelo fluido de completação (fluido de completação com densidade insuficiente para manter a pressão hidrostática no interior ligeiramente superior)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Visual</li> <li>- Alarme no painel</li> </ul>	Vazamento de óleo para o mar	B	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, inundação a água, BOP, etc.)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Acionar o SOPEP, caso não haja ignição do produto vazado</li> <li>- Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração caso haja ignição do produto vazado</li> <li>- Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> </ul>	06

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 07			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Controle de poço		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de gás	Perdas através de mangotes, linhas, válvulas ou vasos	- Visual - Alarme no painel	Perda de produto inflamável para atmosfera	D	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, etc.)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> </ul>	07

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 08			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Teste do Poço		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo e/ou gás	Ruptura das linhas de alta pressão, mangotes, vasos, válvulas ou conexões	- Visual - Alarme no painel	- Perda de fluido inflamável (óleo e/ou gás) com possibilidade de contaminação do mar - Possibilidade de incêndio/explosão	B	III	RM	- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, inundação a água, BOP, etc.) - Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência - Acionar o SOPEP, caso não haja ignição do produto vazado - Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração caso haja ignição do produto vazado - Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar Seguir Programa do Teste do Poço	08

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 09			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Teste do Poço		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento de óleo e/ou gás	Perdas nas linhas de alta pressão, mangotes, vasos, válvulas ou conexões	- Visual - Alarme no painel	- Perda de fluido inflamável (óleo e/ou gás) com possibilidade de contaminação do mar - Possibilidade de incêndio/explosão	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, inundação a água, BOP, etc.)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Acionar o SOPEP</li> <li>- Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> <li>- Seguir Programa do Teste do Poço</li> </ul>	09

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras				<b>Folha:</b> 10				
<b>Departamento:</b> SMS				<b>Revisão:</b> 01				
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Manuseio de lama de perfuração		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento dos produtos químicos utilizados no fluido de perfuração/completação	Ruptura de mangotes, linhas, conexões, válvulas, bombas ou tanques	- Visual - Alarme no painel	Perda de produto com possibilidade de atingir o mar	C	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> </ul>	10
Vazamento dos produtos químicos utilizados no fluido de perfuração/completação	Perdas através de mangotes, linhas, conexões, válvulas, bombas ou tanques	Visual	Perda de produto com possibilidade de atingir o mar	D	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada.</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> </ul>	11

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 11			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Coleta, tratamento e descarte de efluentes		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Descarte no mar de água com teor de óleo acima do permitido	Falha no sistema de controle das Unidades Separadoras de água/óleo	Alarme no painel	Perda de produto contendo óleo com contaminação do mar	D	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos</li> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc)</li> <li>- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> </ul>	12



**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 12			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Sistema de Ancoragem		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
<b>Perigo</b>	<b>Causas</b>	<b>Deteção</b>	<b>Efeitos</b>	<b>Frequência</b>	<b>Severidade</b>	<b>Risco</b>	<b>Recomendações</b>	<b>Hipótese</b>
Incapacidade da Unidade Marítima de Perfuração se manter em posição	- Perda de linha de ancoragem - Condições ambientais (mar, tempo e vento) adversas acima dos limites operacionais	Alarme no painel	- Tensionamento do riser - Perda de produto (lama e óleo) com contaminação do mar caso não ocorra desconexão do poço e fechamento do BOP	B	III	RM	- Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e geração de energia (geradores, BOP, etc.) - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência - Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração - Acionar o PEI, se houver vazamento de óleo	13

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras					<b>Folha:</b> 13			
<b>Departamento:</b> SMS					<b>Revisão:</b> 01			
<b>Instalação:</b> SS-54			<b>Sistema:</b> Estabilidade da Unidade Marítima de Perfuração		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Freqüência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Perda de estabilidade da Unidade Marítima de Perfuração	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Colisão com outra embarcação</li> <li>- Erro de operação ou equipamento durante a distribuição de lastro</li> <li>- Incêndio/ explosão na Unidade Marítima de Perfuração</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Visual</li> <li>- Radar</li> <li>- Sonora</li> <li>- Alarme no painel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, baritina, cimento, fluidos de perfuração/ completação, tubulação, etc.)</li> <li>- Possibilidade de queda de homem ao mar</li> <li>- Possibilidade de incêndio</li> <li>- Possibilidade de adernamento, emborcamento ou afundamento da Unidade Marítima de Perfuração</li> </ul>	B	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (radar, alarme, gerador de emergência - BOP, etc.)</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais para aproximação entre embarcações</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Seguir o procedimento de observar continuamente o radar</li> <li>- Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração</li> <li>- Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> <li>- Seguir programa de inspeção e manutenção do equipamento</li> <li>- Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores</li> </ul>	14

Análise Preliminar de Perigos - APP								
Empresa: Petrobras					Folha: 14			
Departamento: SMS					Revisão: 01			
Instalação: SS-54			Sistema: Finalização / Abandono		Data: 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Vazamento nos tampões de abandono	Erro na operação	Visual - ROV	Possibilidade de perda de produto contendo óleo e/ou gás com contaminação do mar (no caso de descoberta de óleo e/ou gás)	B	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir o procedimento para desativação temporária dos poços, conforme a portaria ANP N° 25/2002</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> </ul>	15

Análise Preliminar de Perigos - APP								
Empresa: Petrobras					Folha: 15			
Departamento: SMS					Revisão: 01			
Instalação: SS-54			Sistema: Colisão / queda de helicóptero		Data: 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Deteção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Colisão/Queda de helicóptero com a Unidade	- Erro operacional ou do equipamento	Visual	- Possibilidade de danos aos equipamentos/	B	IV	RM	- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada	16

BIOMONITORAMENTO E MEIO AMBIENTE



\_\_\_\_\_  
Coordenador da Equipe

\_\_\_\_\_  
Técnico Responsável

Revisão 01  
05/2010

<p>Marítima de Perfuração</p>	<p>durante a aterrissagem ou decolagem - Choque com estruturas elevadas na Unidade Marítima de Perfuração - Condição de tempo adversa</p>		<p>estruturas na Unidade Marítima de Perfuração - Possibilidade de incêndio/explosão - Possibilidade de queda do helicóptero no mar</p>				<ul style="list-style-type: none"> <li>- Seguir procedimento que garanta que a empresa contratada cumpra o plano de manutenção de helicópteros</li> <li>- Seguir procedimento que garanta que a empresa contratada cumpra as normas de proteção ao vôo de aeronaves nas proximidades de embarcações</li> <li>- Seguir os procedimentos operacionais (comunicação entre helicóptero e a Unidade Marítima de Perfuração antes de decolar ou aterrissar)</li> <li>- Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores</li> <li>- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência</li> <li>- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente</li> <li>- Acionar o Plano de Emergência da Unidade Marítima de Perfuração</li> </ul>	
-------------------------------	---	--	---	--	--	--	---	--

**Embarcação de Apoio:**

**Análise Preliminar de Perigos - APP**

<b>Empresa:</b> Petrobras				<b>Folha:</b> 01				
<b>Departamento:</b> SMS				<b>Revisão:</b> 01				
<b>Instalação:</b> Embarcação de apoio			<b>Sistema:</b> Percurso entre porto e Unidade Marítima de Perfuração		<b>Data:</b> 26 a 28/05/2010			
Perigo	Causas	Detecção	Efeitos	Frequência	Severidade	Risco	Recomendações	Hipótese
Perda de estabilidade da Embarcação de apoio	- Colisão com outra embarcação - Encalhe - Erro de operação ou equipamento durante a distribuição de lastro ou carga	- Visual - Sonora - Radar - Alarme no painel	- Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, baritina, cimento, fluidos de perfuração, tubulação, etc.) - Possibilidade de queda de homem ao mar - Possibilidade de incêndio - Possibilidade de adernamento, emborcamento ou afundamento da embarcação	B	IV	RM	- Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada - Seguir procedimentos de consultar as Cartas Náuticas - Seguir os procedimentos operacionais - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência - Acionar o Plano de Emergência da Embarcação de apoio	01

## **II.8.5. GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS**

O termo Gerenciamento de Riscos é utilizado para caracterizar o processo de identificação, avaliação e controle de riscos. Um Programa de Gerenciamento de Riscos contempla um conjunto de ações, técnicas e administrativas, que têm por objetivo prevenir, reduzir e controlar os riscos, bem como manter uma instalação operando dentro de padrões de segurança considerados toleráveis ao longo de sua vida útil.

Considerando que o risco é uma função da frequência de ocorrência dos possíveis acidentes e dos danos (conseqüências) gerados por esses eventos indesejados, a redução dos riscos numa instalação ou atividade perigosa pode ser conseguida por meio da implementação de medidas que visem tanto reduzir as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas), como as suas respectivas conseqüências (ações mitigadoras).

Assim, de modo geral, um Programa de Gerenciamento de Riscos contempla, entre outros, os seguintes tópicos:

- Informações de segurança;
- Política de análise e revisão de riscos;
- Gerenciamento de mudanças;
- Garantia da integridade de sistemas críticos (Programa de Manutenção e Inspeção);
- Procedimentos operacionais de parada e partida;
- Política de capacitação e treinamento;
- Gestão de terceiros;
- Procedimentos de investigação de incidentes;
- Procedimentos de emergência.

As tabelas II.8.5-1, II.8.5-2 e II.8.5-3 apresentam as medidas preventivas e mitigadoras para as hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos – APP.

**Tabela II.8.5-1** – Medidas preventivas e mitigadoras por hipótese acidental identificada no NS-09.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14.	R1	Programa de manutenção e inspeção de equipamentos.	Inserir os equipamentos estáticos (dutos, risers, vasos, tanques, conexões, etc) no sistema de programação e controle de inspeção periódica. Inserir os equipamentos rotativos (bombas, compressores, etc) e instrumentos de controle (alarmes, sensores, etc) no sistema de programação e controle de manutenção preventiva.
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 16.	R2	Procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada	Seguir o procedimento de qualificação e avaliação periódica da performance em segurança, meio ambiente e saúde ocupacional dos prestadores de serviço.
1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 16.	R3	Procedimentos operacionais	Seguir os procedimentos para a operação dos sistemas e equipamentos.
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16.	R4	Procedimento de registro e investigação das causas do acidente	Seguir o procedimento de registro e investigação de acidentes com o objetivo de identificar e atuar em suas causas.
2, 3.	R5	Procedimento de transferência de produto entre embarcações	Seguir o procedimento de transferência de produto entre embarcações, adotando todas as medidas preventivas e de monitoramento da operação.
2, 3, 6, 8, 13, 14, 15, 16.	R6	Procedimento de treinamento e competência.	Seguir o procedimento de treinamento e competência para definir as qualificações mínimas por função e os treinamentos e reciclagens necessárias para as funções operacionais da Unidade Marítima.
2, 3, 4, 5, 6, 8, 9.	R7	SOPEP.	Seguir o Plano SOPEP utilizando os equipamentos nele previstos para conter e recolher qualquer vazamento de óleo a bordo.
2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 13, 14, 15.	R8	Plano de Emergência Individual - PEI	Elaborar o Plano de Emergência Individual PEI da Unidade Marítima contemplando as hipóteses acidentais identificadas na análise preliminar de perigos APP e treinar os envolvidos.
6, 8, 13, 14, 16.	R9	Plano de Emergência da Unidade Marítima.	Elaborar o Plano de Emergência da Unidade Marítima contemplando as hipóteses acidentais identificadas na análise preliminar de perigos APP e treinar os envolvidos.
8, 9.	R10	Programa de teste do poço	Seguir as etapas previstas no programa de teste do poço, inclusive as ações preventivas e de monitoramento.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
14.	R11	Procedimento para aproximação entre embarcações	Seguir o procedimento quando da aproximação de outras embarcações à Unidade Marítima
14.	R12	Procedimento de observação do radar	Monitorar a região nas proximidades da Unidade Marítima de forma a identificar e informar a aproximação de outras embarcações que possam colocar em risco a sua integridade.
15.	R13	Procedimento para desativação temporária do poço	Seguir o procedimento de desativação temporária do poço atendendo a Portaria ANP 25/2002.

**Tabela II.8.5-2** – Medidas preventivas e mitigadoras por hipótese acidental identificada no SS-54.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14.	R1	Programa de manutenção e inspeção de equipamentos.	Inserir os equipamentos estáticos (dutos, risers, vasos, tanques, conexões, etc) no sistema de programação e controle de inspeção periódica. Inserir os equipamentos rotativos (bombas, compressores, etc) e instrumentos de controle (alarmes, sensores, etc) no sistema de programação e controle de manutenção preventiva.
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 16.	R2	Procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada	Seguir o procedimento de qualificação e avaliação periódica da performance em segurança, meio ambiente e saúde ocupacional dos prestadores de serviço.
1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 16.	R3	Procedimentos operacionais	Seguir os procedimentos para a operação dos sistemas e equipamentos.
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16.	R4	Procedimento de registro e investigação das causas do acidente	Seguir o procedimento de registro e investigação de acidentes com o objetivo de identificar e atuar em suas causas.
2, 3.	R5	Procedimento de transferência de produto entre embarcações	Seguir o procedimento de transferência de produto entre embarcações, adotando todas as medidas preventivas e de monitoramento da operação.
2, 3, 6, 8, 13, 14, 15, 16.	R6	Procedimento de treinamento e competência.	Seguir o procedimento de treinamento e competência para definir as qualificações mínimas por função e os treinamentos e reciclagens necessárias para as funções operacionais da Unidade Marítima.



Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
2, 3, 4, 5, 6, 8, 9.	R7	SOPEP.	Seguir o Plano SOPEP utilizando os equipamentos nele previstos para conter e recolher qualquer vazamento de óleo a bordo.
2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 13, 14, 15.	R8	Plano de Emergência Individual - PEI	Elaborar o Plano de Emergência Individual PEI da Unidade Marítima contemplando as hipóteses acidentais identificadas na análise preliminar de perigos APP e treinar os envolvidos.
6, 8, 13, 14, 16.	R9	Plano de Emergência da Unidade Marítima.	Elaborar o Plano de Emergência da Unidade Marítima contemplando as hipóteses acidentais identificadas na análise preliminar de perigos APP e treinar os envolvidos.
8, 9.	R10	Programa de teste do poço	Seguir as etapas previstas no programa de teste do poço, inclusive as ações preventivas e de monitoramento.
14.	R11	Procedimento para aproximação entre embarcações	Seguir o procedimento quando da aproximação de outras embarcações à Unidade Marítima
14.	R12	Procedimento de observação do radar	Monitorar a região nas proximidades da Unidade Marítima de forma a identificar e informar a aproximação de outras embarcações que possam colocar em risco a sua integridade.
15.	R13	Procedimento para desativação temporária do poço	Seguir o procedimento de desativação temporária do poço atendendo a Portaria ANP 25/2002.

**Tabela II.8.5-3** – Medidas preventivas e mitigadoras por hipótese acidental identificada na Embarcação de Apoio.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
1.	R1	Procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada	Seguir o procedimento de qualificação e avaliação periódica da performance em segurança, meio ambiente e saúde ocupacional dos prestadores de serviço.
1.	R2	Procedimentos operacionais	Seguir os procedimentos para a operação dos sistemas e equipamentos.
1.	R3	Procedimento de registro e investigação das causas do acidente	Seguir o procedimento de registro e investigação de acidentes com o objetivo de identificar e atuar em suas causas.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Identificação	Recomendação	Descrição
1.	R4	Procedimento de treinamento e competência.	Seguir o procedimento de treinamento e competência para definir as qualificações mínimas por função e os treinamentos e reciclagens necessárias para as funções operacionais da Unidade Marítima.
1.	R5	Plano de Emergência da Embarcação.	Elaborar o Plano de Emergência da Unidade Marítima contemplando as hipóteses acidentais identificadas na análise preliminar de perigos APP e treinar os envolvidos.
1.	R6	Procedimento de consulta as cartas náuticas	Seguir o procedimento de consulta as cartas náuticas para avaliar o percurso a ser adotado.

### **II.8.5.1. Riscos Residuais**

Como nas unidades de perfuração todas as medidas e recomendações sugeridas já são normalmente adotadas pela PETROBRAS, não há necessidade da reavaliação dos riscos pois a Matriz de Risco Final (considerando a adoção das medidas sugeridas) é igual a Matriz de Risco já apresentada.

### **II.8.5.3. Plano de Gerenciamento de Riscos**

#### **II.8.5.3.1 - Plano de Gerenciamento de Riscos da NS-09**

##### *II.8.5.3.1.1 - Definição das Atribuições*

O Gerente de Instalações *Offshore* (*Offshore Installation Manager* – OIM) Master – Master/OIM, que acumula a função de comandante da unidade de perfuração, é diretamente responsável por toda a segurança e eficiência da operação da *S C Lancer* e deve assegurar que dia após dia as atividades transcorram de acordo com os requisitos legais para atividades marítimas e *offshore*.

O Master/OIM se reporta direto ao Gerente de Operações. Os Oficiais-Chefes, possuem certificado e competência de Master e são registrados como OIM. O Primeiro Oficial é registrado como OIM eventual.

As seguintes áreas e pessoas estão diretamente ligadas ao OIM:

- Navegação – Primeiro Oficial;
- *Catering* – Gerente Chefe;
- Carga/ Atividades Marítimas - Oficial Chefe;
- Engenharia – Engenheiro Chefe;
- Segurança – FSO;
- Suporte - ROV.

O Oficial Chefe Sênior é responsável pelas atividades da tripulação no *deck*. O Engenheiro Chefe é responsável pelas atividades de engenharia na sala de máquinas, as atividades de produção e pelos departamentos elétrico e de comunicações sob supervisão do eletricitista sênior.

O FSO é responsável pela segurança incluindo a manutenção dos equipamentos de combate a incêndio e o controle de incidentes. O Gerente chefe é o responsável por todas as atividades de hotelaria e *catering*.

A *SC Lancer* mantém Registro das Responsabilidades e Pessoas Autorizadas. Este registro lista todos os indivíduos com funções chaves ou

responsabilidades, autoridades de área, pessoas autorizadas para área elétrica, Supervisores de proteção radiológica. O registro é mantido com o Master/OIM bem como os certificados e autorizações. Os Indivíduos que possuem funções claras e específicas são treinados.

#### *II.8.5.3.1.2 - Inspeção Periódica*

As inspeções programadas para todas as áreas da instalação ocorrem em uma base regular de modo que todas as áreas são inspecionadas num período de dois meses.

Condições abaixo do padrão são anotadas, assinadas e tem a prioridade na ação remediadora, e uma pessoa é denominada para tomar a responsabilidade de assegurar que esta ação será tomada. O registro da inspeção é retido na unidade de perfuração e acessível para a qualidade e eficiência da ação corretiva.

Um *Check list* é empregado antes da utilização de equipamentos para todos os equipamentos de elevação e manuseio de carga. Equipamentos de elevação não serão utilizados sem o certificado de teste e o certificado do exame realizado a bordo. Os equipamentos de elevação são regularmente testados a bordo.

Um código de cores é utilizado para indicar visualmente se um item do equipamento de elevação está sem a inspeção periódica corrente.

O sistema de BOP e todo o sistema submarino passam por uma inspeção visual diária. Esta inspeção é realizada com auxílio do ROV de bordo, o qual é descido até o BOP para realização da inspeção.

#### *II.8.5.3.1.3 - Programas de Manutenção*

A operação da S C Lancer possui um Programa Gerenciamento da Manutenção. Este programa é específico para a S C Lancer e é informatizado. Sua principal função é assegurar a integridade técnica da planta e equipamentos.

O Programa de Manutenção Preventiva foi projetado para permitir que cada local de trabalho possa programar os procedimentos de manutenção estabelecidos para seus equipamentos. O programa é informatizado e sua principal função é assegurar a integridade técnica da planta e equipamentos.

O programa de manutenção é objeto de constantes revisões com o objetivo de incrementar melhoria na manutenção de vasos e sistemas de forma contínua. O programa é utilizado para assegurar a oportuna conclusão de todos os serviços requeridos para o Sistema de Emergência, como a re-calibração de todas as válvulas de alívio em base bi-anual, ou mais freqüente se necessário; e a re-certificação dos vasos de pressão assumindo a base recomendada pela autoridade Certificadora. Inspeção anual dos equipamentos elétricos, mecânicos e instrumentos assumida pela autoridade certificadora.

#### *II.8.5.3.1.4 - Plano para capacitação técnica dos funcionários/treinamentos*

A filosofia de capacitação técnica visa assegurar que as operações atendam aos requisitos legais de saúde segurança e meio ambiente. Para tanto são estabelecidos cuidados na seleção, colocação, manutenção das avaliações, e treinamento adequado das pessoas.

Procedimentos garantem que a seleção e colocação de pessoas atendam requisitos específicos das funções além de assegurar que estas pessoas possuam saúde para o trabalho, viagens e missões internacionais.

Asseguram também que as mudanças de pessoal são cuidadosamente consideradas para assegurar que os níveis necessários de conhecimento e experiência individuais e coletivos sejam mantidos.

Treinamentos iniciais e de seguimento para cada função e para o atendimento dos requisitos legais incluem mecanismos para avaliar a eficiência, documentação do treinamento e demonstração da competência da função. Os treinamentos periódicos incluem avaliação e melhorias do treinamento dados e avaliação do conhecimento e habilidade do empregado para realizar a função.

São conduzidos regularmente a bordo treinamentos de segurança, dentre os quais pode-se destacar treinamento de incêndio e abandono e da unidade. Estes treinamentos visam manter a tripulação consciente e apta a realizar as tarefas encontradas durante situações de emergência em alto mar.

### *II.8.5.3.1.5 - Processo de Contratação de Terceiros*

Os trabalhadores terceirizados são selecionados e avaliados visando avaliação de suas capacidades e performance para a realização do serviço proposto de maneira segura, saudável e ambientalmente correta.

Os procedimentos asseguram um gerenciamento efetivo das interfaces entre a organização provedora e a recebedora de serviços.

Ações de monitoramento são utilizadas para avaliar a performance de terceirizados, prover índices e respostas e assegurar que as deficiências detectadas são corrigidas. Os trabalhadores terceirizados são monitorados constantemente assegurando a correção das deficiências na performance.

### *II.8.5.3.1.6 - Registro e Investigação de Acidentes*

Procedimentos que garantem que seja realizada investigação efetiva de incidentes, relatórios e encaminhamentos, no intuito de melhorar a performance de saúde, segurança e meio ambiente. A investigação de acidentes se coloca como uma oportunidade de aprender através dos relatórios de incidentes e utilização de informações na tomada de ações corretivas e prevenção da recorrência.

Os incidentes sérios são relatados imediatamente e investigados por uma equipe que deve conter um representante externo;

Procedimentos para quase acidentes e incidentes incluem:

- Providenciar investigação oportuna;
- Identificar as origens das causas e fatores contribuintes;
- Determinar ações necessárias para reduzir os perigos do incidente relatado;
- Assegurar que as ações apropriadas serão efetivadas e documentadas;
- Utilizar recursos legais quando apropriado.

Os informes são retidos e analisados periodicamente para determinar a onde melhorias nas práticas, padrões, procedimentos ou sistema de gerenciamento são necessárias. Estes informes são utilizados como base para melhorias.

#### *II.8.5.3.1.7 - Gerenciamento de Mudanças*

Modificações na operação, fluidos de processo, produtos químicos, procedimentos normas internas, instalações ou pessoal são avaliadas e gerenciadas para assegurar que os riscos operacionais, de segurança, saúde e meio ambiente oriundo destas modificações permaneçam em níveis aceitáveis. Modificações na legislação e em regulamentos são refletidos nas instalações e práticas operacionais para assegurar a manutenção da conformidade.

Todas as modificações na planta e equipamentos são tratadas no Procedimento de Modificações da Unidade de Perfuração. Este procedimento indica ações necessárias para aprovação da modificação. Estes procedimentos devem ser seguidos para aprovação da modificação proposta tanto em terra como em *offshore*.

A modificação proposta deve circular pelas pessoas listadas abaixo para comentários.

- Circulação *Offshore*:
  - FSO;
  - Chefes de Departamento;
  - Engenheiro Chefe;
  - Master / OIM.
- Circulação em Terra:
  - Gerente do S C Lancer;
  - Superintendente de operações.

O Superintendente de Operações é responsável pela revisão de segurança para cada modificação proposta.

O gerente da *S C Lancer* é responsável por informar e obter aprovação da Autoridade Certificadora. Uma vez que a modificação tenha sido aprovada, uma empresa será indicada para proceder a modificação. Esta empresa deverá então assegurar que todos os procedimentos e desenhos serão atualizados para refletir as modificações e que todas as pessoas envolvidas tomarão conhecimento das modificações.

#### *II.8.5.3.1.8- Permissão para Trabalho*

O sistema de permissão para trabalho é um sistema formal utilizado para controlar a execução de trabalhos potencialmente perigosos. O sistema requer que o gerente da instalação emita por escrito, instruções apresentando os controles para os trabalhos realizados na instalação.

Através do sistema de permissão de trabalho, os supervisores de operação e o oficial de segurança de bordo podem acompanhar o progresso de diversas atividades potencialmente perigosas simultaneamente, evitando que tarefas incompatíveis entre si ocorram simultaneamente.

Por exemplo, através do sistema de permissão de trabalho é possível paralisar a realização de trabalhos a quente durante a transferência de combustível entre tanques.

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

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

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

- Trabalho elétrico que possa oferecer risco à vida;

- Trabalho realizado além da borda da unidade de perfuração, acima da água;

- Carregamento de Óleo Combustível;

- Trabalho com explosivos;

- Trabalho com material radioativo;



- Mergulho: operações com ROV eventualmente podem requerer permissão.
- Testes de pressão;
- Outros: trabalhos não cobertos pelos acima mencionados, quando o Gerente da unidade de perfuração considerar que existem riscos potenciais.

A qualidade e a eficácia das informações contidas nas permissões devem ser verificadas com atenção, e todas as pessoas envolvidas no trabalho devem compreender claramente o sistema, bem como seus papéis na condução do mesmo. Todo pessoal envolvido em tarefas que exijam permissão para trabalho (seja da unidade de perfuração ou de empresas contratadas) deve ter treinamento específico para esta finalidade.

O Gerente da Unidade de Perfuração (OIM) deve garantir que todo trabalho que necessite de permissão seja claramente identificado e descrito, incluindo local, início e duração, e os Chefes de Departamentos devem ser informados sobre os trabalhos que estão sendo realizados, completados ou suspensos em suas áreas.

As permissões para trabalho são válidas por um tempo determinado, expirando automaticamente com a mudança de turno do profissional responsável pelo trabalho. Caso o serviço não tenha sido concluído neste prazo, a permissão poderá ser renovada perante a nova análise das condições de trabalho junto aos supervisores e executantes da tarefa.

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

## **II.8.5.3.2 - Plano de Gerenciamento de Riscos da SS-54**

### *II.8.5.3.2.1 - Definição das Atribuições*

É política da *Diamond Offshore Drilling, Inc.* agir positivamente para evitar ferimentos, saúde precária, perdas e danos resultantes de suas operações e para obedecer às medidas de segurança e saúde exigidas por lei. A *Diamond Offshore* acredita que todos os ferimentos, doenças e danos materiais relacionados ao trabalho são evitáveis e que a segurança é um bom negócio. O fator mais importante no cumprimento das funções de uma pessoa consiste da prevenção de ferimentos ou danos à saúde de qualquer funcionário. A *Diamond Offshore* considera a segurança sua prioridade número um. Para estes fins, a gerência proverá como segue o desenvolvimento e implementação de procedimentos de trabalho sólidos, instalações e equipamentos bem mantidos e políticas responsáveis que proporcionem práticas seguras e confiabilidade ambiental.

A Gerência, supervisão de operações e de pessoal que apóia atividades seguras e eficientes, através da conscientização e do controle de condições potencialmente perigosas e dos procedimentos;

As informações aos funcionários, permitindo-lhes contribuir ao máximo para as metas de saúde, segurança e meio ambiente da empresa, através de treinamento e desenvolvimento contínuo.

Arranjos adequados para manusear, armazenar, movimentar, remover e monitorar materiais nas instalações da *Diamond Offshore*.

Responsabilidade detalhada quanto à segurança para todos os funcionários, conforme resumido nesta seção.

#### - Departamento de Segurança Corporativo

A empresa manterá um departamento de Segurança Corporativo para assistir a gerência na implementação e monitoramento de um programa de Segurança e Meio Ambiente global ativo. O Departamento de segurança aconselhará o pessoal da gerência e supervisão quanto a práticas de trabalho seguro, prestará as informações necessárias para cumprir os programas de Segurança e Meio ambiente da empresa, como também os regulamentos governamentais

adequados, e para manter e apresentar os registros exigidos. O Departamento de segurança assistirá a gerência na determinação das qualificações e treinamento de supervisores e representantes de Segurança adequados para trabalhos específicos. Os funcionários do Departamento de Segurança Corporativo farão visitas regulares aos locais e reportarão suas conclusões à gerência.

#### - Gerente de Instalação Marítima

Os Gerentes de Instalação Marítima são responsáveis por assegurar a implementação efetiva de todas as questões de Segurança, Saúde e Meio Ambiente relativas a seus locais de trabalho apropriados. A gerência da Empresa apóia um programa intenso de saúde, segurança e meio ambiente. Quaisquer variações das políticas e procedimentos estabelecidos neste manual necessitarão de aprovação prévia da alta gerência.

#### - Supervisores Diretos

Caberá a cada Supervisor Diretor, isto é, encarregado da sonda, Sondador, guindasteiro, Encarregado da embarcação, etc. a responsabilidade de executar os procedimentos de saúde, segurança e meio ambiente estabelecidos no manual de Práticas de Trabalho Seguro. Cada supervisor será responsável pela devida implementação destes procedimentos, incluindo treinamento e administração segura das atividades de trabalho de seus funcionários.

Os supervisores são a chave da liderança eficiente e efetiva em programas de saúde, segurança e meio ambiente, tal como na liderança de produtividade e qualidade. O supervisor proporciona aos funcionários o primeiro canal de comunicação, treinamento e cumprimento e o reforço positivo do supervisor quanto aos programas da empresa é vital para desenvolver as atitudes dos funcionários.

## - Supervisores de Segurança

Os Supervisores de Segurança atuarão como conselheiros do setor de operações e da Gerência na coordenação e implantação das políticas e procedimentos de saúde, segurança e meio ambiente, e de procedimentos específicos para o local, definidos por regulamento ou condição. O Supervisor de Segurança aconselhará a Gerência de Operações com respeito às questões de cumprimento das normas e dos regulamentos em vigor do governo do País; anfitrião, Federal, Estadual e Local, da Operadora e da *Diamond Offshore*.

## - Funcionários

A aceitação dos procedimentos estabelecidos de saúde, segurança e meio ambiente da empresa por parte dos funcionários é a chave do sucesso do programa global. A aceitação e o cumprimento por parte dos funcionários podem ser alcançados através de comunicação, treinamento, reforço positivo e, se necessário, disciplina. Os funcionários devem aceitar a responsabilidade de cumprir os procedimentos e políticas de saúde, segurança e meio ambiente estabelecidos para si e seus colegas. Além disto o funcionário assumirá a responsabilidade de auxiliar no desenvolvimento de atitudes de saúde, segurança e meio ambiente de seus colegas.

Neste processo, entretanto, o funcionário depende da gerência e supervisão quanto a liderança. O funcionário deve trabalhar numa atmosfera que lhe permita exercer livremente a sua responsabilidade de sugerir aperfeiçoamentos, alertar colegas e interromper tarefas quando as condições representarem uma ameaça à saúde, segurança e meio ambiente.

### *II.8.5.3.2.2 - Inspeção Periódica*

As inspeções periódicas são conduzidas para avaliar a adequação do Sistema de Planejamento da Manutenção e as condições dos equipamentos e da plataforma. As observações são registradas e recomendações são realizadas para auxiliar na melhoria e no planejamento da manutenção. Reparos em

equipamentos críticos são inspecionados nas instalações do fornecedor ou a bordo da plataforma.

#### II.8.5.3.2.3 - Programas de Manutenção

O Programa de Manutenção e Inspeção é empregado para minimizar o tempo parado e estender a vida útil dos equipamentos e assegurar que todos os equipamentos da *Diamond Offshore* encontrem ou excedam os requisitos industriais e sejam consoantes com os padrões de segurança e qualidade.

O Programa de Manutenção e Inspeção se estende a todos os equipamentos das operações críticas da plataforma em todas as instalações *Offshore* da *Diamond Offshore* no mundo.

Um otimizado sistema de planejamento da manutenção foi desenvolvido de forma compreensível, flexível e fácil de operar pelo pessoal da plataforma. Os técnicos de manutenção selecionam as necessidades e frequências de manutenção após considerações cuidadosas a respeito da experiência do operador, histórico da máquina e recomendações do fabricante. O sistema permite o acompanhamento contínuo da melhoria do estado do equipamento.

O Programa de Manutenção e Inspeção é estruturado e possui seus procedimentos escritos em um programa de base *Microsoft Windows*. Os dados de manutenção são exportados da plataforma através de *e-mail* e importados pelo banco de dados em *Houston*, onde a atividade de manutenção é monitorada e verificada. (Diretório de Manutenção do Manual de Operação ORION)

#### - Responsabilidade

- **Superintendente da Plataforma OIM** – Assegurar que as rotinas de inspeção e manutenção apresentadas no Programa de Manutenção e Inspeção serão adequadamente cumpridas.
- **Responsáveis pelos departamentos chaves da plataforma (OIM, Chefe de Engenharia/Mecânica, Supervisor de perfuração e de barco, Técnicos de eletrônica e eletricitas e Engenharia submarina)** – Cada cabeça de departamento é responsável pela

entrada dos relatórios no sistema ORION sobre o trabalho realizado na plataforma independente do tipo de manutenção.

- **Departamento de manutenção corporativa** – Incluir equipamentos selecionados o Sistema de planejamento da manutenção registrando e estabelecendo a frequência e a manutenção requerida. Também auxilia a plataforma gerando para os técnicos mecânicos e elétricos periódicos planejamentos de manutenção inspeção e reparos supervisionados de equipamentos críticos.

#### *II.8.5.3.2.4 - Plano para capacitação técnica dos funcionários/treinamentos*

A *Diamond Offshore Drilling, Inc* reconhece a necessidade de treinar seus empregados para oferecer eficiência operacional de qualidade. A empresa espera que cada empregado aceite a responsabilidade de adquirir conhecimentos, habilidades e capacidades essenciais a sua posição. Auditores do Programa de Competência têm acesso ao relatório de avaliação GEMS anual.

Os supervisores são os fornecedores-mestres da segurança e práticas operacionais essenciais, e são responsáveis por uma verificação precisa do conhecimento, habilidades e capacidades dos membros de sua equipe. Os representantes do departamento de segurança fornecem treinamento com segurança, direção e apoio administrativo aos membros da equipe, conforme avançam no programa.

Os novos contratados e todos os empregados que forem promovidos a uma nova atividade devem completar, no prazo de seis meses, o respectivo HSE competência TOPAZ e formas das posições com seus supervisores de primeira linha. A não obediência a esta exigência resultará em seu afastamento. Quando um empregado for promovido a um novo cargo, as exigências de competência nível I da posição anterior devem ser completadas dentro da regra apresentada anteriormente. Qualquer exceção a este processo exigirá o preenchimento e aprovação do formulário de solicitação para Exceção da Competência Mundial.

---

### - Treinamento Anterior as Promoções

A empresa necessita de empregados treinados disponíveis que estejam prontos para assumir posições conforme as mesmas fiquem vagas. O treinamento aprovado adiantado concluído para uma posição superior não permite que o empregado seja pago pelo salário maior até que ele efetivamente ocupe a posição.

### - Treinamento

Todos os supervisores devem possuir treinamento de Assessor para permitir que eles verifiquem de maneira adequada a competência de sua equipe

### - Responsabilidades

Os gerentes de instalação *offshore* (OIM) são definitivamente responsáveis pela implementação e monitoração do programa de competência em suas respectivas sondas;

Os supervisores de primeira linha são responsáveis pela verificação precisa do conhecimento, habilidade e capacidades dos membros de sua tripulação;

O Departamento de Treinamento em Houston é responsável pela coordenação e administração do programam de competência. O treinamento também possui uma função de supervisão para assegurar a implementação das diretrizes e exigências do programa pelas operações. Todas as alterações efetuadas no programa devem ser realizadas através do Centro de Treinamento em Houston. Os administradores de treinamento da área fornecem diretrizes e manutenção de registro junto com a coordenação do treinamento exigido.

O Departamento de pessoal possui uma função de supervisão para assegurar que as diretrizes e exigências do programa sejam cumpridas através das operações.

#### II.8.5.3.2.5 - Processo de Contratação de Terceiros

O programa de Contratação de terceiros tem como objetivo assegurar que todos os prestadores de serviços terceirizados utilizados e incluídos na lista de empresas capacitadas possuem habilidades para atender com de segurança, qualidade e responsabilidade os requisitos da *Diamond Offshore Drilling, Inc.*

O programa é aplicado para todos os sub-contratados e prestadores de serviços terceirizados em todo o mundo. Áreas internacionais de operação podem ter programas específicos para avaliar aplicabilidade das empresas a serem capacitadas, entretanto os objetivos devem ser os mesmos.

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

- Histórico prévio;
- Qualidade dos bens e serviços fornecidos;
- Questionário de avaliação dos programas de segurança;
- Revisão de não-conformidades;
- Existência de programa de qualidade e certificação;
- Requisitos de responsabilidade e seguros adequados;
- Possuir ou exceder os requisitos de qualificações e equipamentos;
- Disponibilidade e confiabilidade de suprimento;
- Aprovação em auditoria e/ou observação;
- Fornecedor exclusivo;
- Preço competitivo.

#### II.8.5.3.2.6 - Registro e Investigação de Acidentes

A *Diamond Offshore* reconhece que todos os incidentes necessitam ser avaliados e a política corporativa é constante do manual de Práticas de Trabalho Seguro tendo como principal objetivo evitar a recorrência do incidente. A avaliação e investigação de incidentes deve seguir os seguintes passos:

- Todos os incidentes e ferimentos são reportados ao supervisor prontamente;



- A avaliação é iniciada logo que possível e as causas básicas do incidente são identificadas;

Os resultados da avaliação são comunicados aos funcionários no grupo em que o incidente ocorreu, aos outros supervisores e à alta gerência da *Diamond Offshore Drilling, Inc.*

Como resultado dos Registros e investigações de acidentes a *Diamond Offshore Drilling, Inc* espera que o seu corpo técnico extraia os subsídios necessários para:

- Escolher as áreas aonde deve enfatizar a segurança;
- Avaliar como os procedimentos de segurança, práticas e treinamento de segurança devem ser modificados para prevenir tais incidentes;
- Avaliar quais as tendências no desempenho de segurança estão se desenvolvendo nas suas instalações;
- Avaliar as situações de quase-acidentes corrigindo-as antes de um acidente.

#### *II.8.5.3.2.7 - Gerenciamento de Mudanças*

Unidades de perfuração estão sujeitas a modificações contínuas para melhorar a segurança e a operabilidade, aumentar a eficiência introduzir inovações tecnológicas e implementar melhorias mecânicas. Muitas vezes é necessário realizar reparos temporários ou outras modificações para manter a capacidade operacional. Estas modificações podem introduzir novos perigos ou novas salvaguardas incorporadas ao projeto original.

O impacto destas modificações deve ser identificado antes que esta seja realizada, e deve ser posto em prática um plano para eliminar os perigos ou mitigar seus efeitos.

Detalhes da modificação, bem como, o seu resultado no processo ou nos procedimentos, devem ser comunicados para todo o pessoal. Se necessário, um treinamento especial deve ser iniciado imediatamente para assegurar que o público está familiarizado com todos os aspectos resultantes da modificação. A revisão dos procedimentos operacionais deve ser documentada e incorporada ao manual de operação.

Para o propósito desta política, modificações serão divididas em três categorias, e cada uma delas terá procedimentos, documentação e auditoria apropriados:

- Instalação / novo equipamento;
- Procedimentos
- Pessoal

O Processo de gerenciamento das modificações se dá através das seguintes etapas:

- Requisitos iniciais para modificação;
- Avaliação de Risco;
- Definição do escopo de trabalho;
- Planejamento e preparação;
- Implementação;
- Completação.

#### *II.8.5.3.2.8- Permissão para Trabalho*

O sistema de permissão para trabalho é um sistema formal utilizado para controlar a execução de trabalhos potencialmente perigosos. O sistema requer que o gerente da instalação emita por escrito, instruções apresentando os controle para os trabalhos realizados na instalação.

O OIM/Superintendente da Sonda assegurará o rigoroso cumprimento do Sistema de Permissão para Trabalho. Para verificar tal cumprimento, o sistema de Permissão para Trabalho será submetido a auditorias regulares pelos Gerentes de Operação e pelo Departamento de Segurança da *Diamond offshore, Inc.* Os Gerentes de Operação e o Departamento de Segurança são responsáveis pelo relato verdadeiro e factual sobre o cumprimento do sistema.

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

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

- Trabalho em espaços confinados: áreas com ventilação inadequada, presença de gases tóxicos ou inflamáveis ou níveis anormais de oxigênio, como tanques;
- Trabalho elétrico que possa oferecer risco à vida;
- Trabalho realizado além da borda da plataforma, acima da água;
- Carregamento de Óleo Combustível.;
- Trabalho com explosivos;
- Trabalho com material radioativo;
- Mergulho: operações com ROV eventualmente podem requerer permissão;
- Testes de pressão;
- Outros: trabalhos não cobertos pelos acima mencionados, quando o Gerente da plataforma considerar que existem riscos potenciais;

A qualidade e a eficácia das informações contidas nas permissões devem ser verificadas com atenção, e todas as pessoas envolvidas no trabalho devem compreender claramente o sistema, bem como seus papéis na condução do mesmo. Todo pessoal envolvido em tarefas que exijam permissão para trabalho (seja da plataforma ou de empresas contratadas) deve ter treinamento específico para esta finalidade.