



## II.8 ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS

### II.8.1 DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES

Para a produção de petróleo e gás do plano de desenvolvimento *do Bloco BC-10* da Bacia de Campos, será utilizada uma unidade semi-submersível de perfuração, uma unidade estacionária de produção, tipo FPSO com *turret* externo, equipamentos submarinos a serem instaladas, como *manifolds*, estações separadoras e de bombeamento, além de unidades de apoio, suprimento e transporte.

A primeira unidade considerada compreende uma plataforma semi-submersível ancorada dotada de sonda de perfuração e sistemas auxiliares, incluindo equipamento preventor de erupções de superfície (SBOP) para a perfuração de desenvolvimento dos poços no Bloco BC-10, que serão realizados em duas fases. Na primeira, serão perfurados 8 poços horizontais sendo 6 no reservatório C e 2 em BO. Além destes, serão executadas duas perfurações exploratórias, sendo 1 poço em AO (sem completação e com abandono temporário) e, possivelmente, 1 poço no complexo O. Ainda nesta primeira fase, em função da avaliação do poço exploratório no reservatório AO, será perfurado um poço desviado, realizada sua completação e conexão ao sistema produtor do reservatório C. Na fase 2, serão perfurados 10 poços no Complexo O, sendo 5 produtores horizontais e 5 de injeção de água verticais.

A unidade selecionada pela **SHELL BRASIL** corresponde à plataforma GSF Arctic I, de propriedade da GlobalSantaFe.

A utilização da tecnologia de BOP de superfície (SBOP) pela **SHELL BRASIL** para poços em lâmina d'água profunda, foi precedida por extensas análises comparativas de riscos, com os sistemas convencionais, sendo que as análises quantitativas de riscos (QRA) indicaram que os riscos das duas tecnologias se equivalem; porém a utilização do SBOP, em termos de riscos ambientais, traz uma série de vantagens, como:

- Redução nas quantidades de lama de perfuração, produtos químicos, e combustíveis a serem utilizados na operação;
- Redução nas quantidades de produtos a serem descartados;
- Redução da duração da operação e conseqüentemente do prazo de exposição a riscos; e
- Aumento do controle do poço em águas profundas, através da redução do peso da coluna de perfuração.

Por outro lado, não se identificou em termos de riscos ambientais, nenhuma desvantagem na utilização desta tecnologia.

Devido às características da produção a ser desenvolvida (o óleo pesado, a baixa profundidade dos reservatórios e a elevada lâmina d'água onde serão perfurados)



deverão ser instaladas estações de bombeio através de bombas elétricas submersas (ESP) para bombeio da produção e elevação do óleo até a unidade FPSO.

O óleo dos poços será encaminhado inicialmente para *manifolds* submarinos, e em seguida para as estações ESP, sendo que para o Reservatório AO, com óleo mais leve, um desgaseificador ciclônico será instalado no topo da estação de bombeamento, e o gás e a fase líquida do petróleo, encaminhados através de *risers* independentes para o FPSO.

Conforme descrito na **Seção II.2.4.2.E**, as instalações submarinas do plano de desenvolvimento do Bloco BC-10 são sumarizadas a seguir:

### **Fase 1:**

#### a) Reservatório C:

- 6 poços de produção;
- 2 *manifolds* com 4 conexões;
- 4 estações de bombeamento com separação (1 futura para o campo AW);
- 1 *skid* de fim de linha.

#### b) Reservatório BO:

- 2 poços de produção;
- 1 *manifold* com 3 conexões;
- 1 estação de bombeamento sem separação ;
- 1 *skid* de fim de linha.

#### c) Reservatório AO:

- 1 poço de produção (desvio-*sidetrack*);
- 1 *skid* de fim de linha.

### **Fase 2 :**

#### a) Reservatório Complexo O:

- 5 poços de produção;
- 5 poços de injeção d'água;
- 1 *manifold* com bombas multifásicas tipo parafuso;
- 1 *skid* de fim de linha.

O FPSO com *turret* externo, em fase de contratação, disporá de sistemas de separação trifásica do óleo produzido; estocagem do óleo produzido; coleta e tratamento de resíduos oleosos; transferência de óleo para navio aliviador (*offloading*) e captação e processamento de água do mar para injeção nos poços, sistema de injeção de produtos químicos nos poços, além de prover energia



elétrica e hidráulica para operação das instalações submarinas através dos umbilicais.

O gás produzido excedente ao consumido pelo FPSO será exportado através do *turret* para Jubarte (BC-60), através de um gasoduto de 44 km, prevendo-se que na Fase 2, no desenvolvimento do Reservatório O, seja necessária a importação de gás através do mesmo.

Os sistemas de salvatagem e proteção contra incêndio da plataforma de perfuração, bem como os requeridos na contratação do FPSO, atendem aos requisitos regulamentadores de classificação de unidades de perfuração e produção. Estes incluem baleeiras, balsas infláveis, barco de resgate, coletes e bóias salva-vidas, além de sistemas de proteção passiva (anteparas classificadas, sistemas de detecção de fogo e gás) e ativa (sistemas fixos de água/espuma e inertização de ambientes, e portáteis) para prevenção e combate a incêndios.

Na fase preliminar de planejamento da operação foram consideradas as condições meteorológicas e oceanográficas, climatológicas e extremas, a fim de prover dados de engenharia para os projetos das embarcações e das atividades de fundeio e *offloading*.

Nesta fase serão ainda avaliadas as condições dos diversos sistemas de segurança da unidade e contratadas as empresas que darão apoio em terra e no mar para uma operação segura. Neste escopo estão consideradas as empresas de suprimento de bens e materiais, prestação de serviços de pronto atendimento a emergências por derramamento de óleo no mar e, caso necessário, de realizações de simulações da dispersão de produtos no mar em função de um incidente.

Informações adicionais relacionadas às unidades encontram-se apresentadas na **Seção II.2.4** deste EIA.

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

O estudo de possibilidade de ocorrência de zonas de alta pressão fundamentou-se nas avaliações feitas pelo departamento de tecnologia de poços da **SHELL BRASIL**. O histórico da Bacia de Campos mostra que não há evidências de ocorrências de zonas de altas pressões nas formações a serem perfuradas. Os dados sísmicos mostram que os riscos de haver gás raso nestes poços não é significativo. O perfil de poro-pressões é hidrostático e manter a estabilidade dos poços para furar até suas profundidades totais não implicará riscos significativos.

A presença de gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S) na seção rasa é bastante incomum, uma vez que as temperaturas não são altas o suficiente e não houve registro de ocorrências de H<sub>2</sub>S em poços desativados nas proximidades.



A **Figura II.2.C-2**, na **Seção II.2.1.C**, mostra a localização dos poços de correlação na área do Bloco BC-10 e adjacências.

Ainda que não esteja prevista a ocorrência de zonas de alta pressão para os poços a serem perfurados, o controle da pressão dos mesmos será mantido durante todas as operações visando à prevenção de eventuais desequilíbrios no sistema de fluidos, bem como a uma rápida resposta no caso da perda de circulação e influxo de fluido. Nestes casos, a retomada do controle do poço é permitida sem prejuízo à atividade, aos trabalhadores, ao meio ambiente e às instalações locais. Os procedimentos mínimos adotados pela **SHELL BRASIL** nesse sentido são:

- Perfurar com peso de lama adequado: é recomendável sempre trabalhar em *overbalance*, ou seja, uma pressão de fluido acima da pressão esperada da formação;
- Monitorar permanentemente o nível do fluido de perfuração, através de sensores de fluxo e do tanque de manobra;
- Sempre que retirada a coluna ou durante paradas de perfuração e conexões, verificar se o nível do fluido de perfuração está estável, observando se não há perda ou influxo de fluido;
- Efetuar treinamento periódico de controle de *kick*, com o objetivo de assegurar que os funcionários envolvidos na perfuração estejam capacitados para o controle do poço e testar seu poder de reação em situações inesperadas;
- Evitar paradas de perfuração prolongadas;
- Monitorar todos os parâmetros de perfuração necessários, comparando os dados obtidos da formação que está sendo perfurada, com litologias análogas e poços vizinhos, observando as variações dos parâmetros de perfuração que possam indicar anomalias de pressão;
- Utilizar na detecção de gás a cromatografia gasosa, um recurso das modernas unidades de *mud logging*, para detectar possíveis influxos;
- Observar a angulosidade, tamanho e densidade dos cascalhos para a detecção de mudanças inesperadas na litologia, que possam indicar uma zona de pressão anormal;
- Utilizar recursos como a perfilagem de poço, seja a cabo ou com a perfuração, que forneçam registros tais como resistividade, perfis sônicos entre outros.
- Manter quantidade adequada de barita estocada na sonda para usar em caso de necessidade de aumentar o peso do fluido de perfuração; e
- Trabalhar com um volume adequado de fluido de perfuração, mantendo permanentemente uma reserva disponível para o caso de necessidade de amortecer o poço.

Quando um influxo é detectado, o procedimento imediato é parar a perfuração e fechar a válvula de segurança do poço (SBOP). Esta válvula inicia a circulação do poço, mantendo o influxo controlado e aumentando o peso do fluido de perfuração para exercer uma pressão maior do que a da formação, até certificar-se de que o poço esteja novamente estabilizado.



## II.8.3 ANÁLISE HISTÓRICA DE EVENTOS PERIGOSOS

### II.8.3.1 Introdução

A atividade objeto do presente estudo contempla a utilização de uma plataforma semi-submersível (para perfuração de desenvolvimento e completação) e de um FPSO (para produção, armazenamento e escoamento da produção).

Esta Análise Histórica destina-se a contribuir para a identificação dos possíveis tipos de acidentes e estimar suas frequências e consequências, principalmente em termos de danos ao meio ambiente, durante as atividades de desenvolvimento e produção de petróleo do Bloco BC-10 localizado na Bacia de Campos.

A Análise Histórica foi desenvolvida tomando como base a publicação *Worldwide Offshore Accident Databank* (WOAD) da *Det Norske Veritas* - DNV, edição 1998, cujo Banco de Dados contém a mais completa série de dados estatísticos de acidentes, que ocorreram no mundo em atividades *offshore*, no período de 1970 a 1997. Foram também analisados resultados de dois estudos mais recentes, encomendados pelo HSE do Reino Unido, sendo um deles realizado pela própria DNV, cobrindo o período de 1997 e 1998, publicado em 2000, e outro, realizado por consultor independente, cobrindo o período de 1996 a 2002 e publicado em 2003.

Os dados do WOAD constantes da presente análise são referentes ao período compreendido entre 1980 e 1997, por ser este o período mais representativo do contexto atual, em função das tecnologias adotadas e do nível de aprimoramento dos procedimentos de gerenciamento de riscos. A análise realizada com base nos dados do WOAD foram confrontadas neste trabalho com os resultados dos estudos mais recentes, do HSE do Reino Unido mencionados acima, indicando uma significativa redução nos índices de acidentes em todos os tipos de unidades, fixas e móveis, a partir de 1996. Em especial o estudo focalizando o período 1996-2002 registra, particularmente, uma redução nos índices de acidentes para unidades tipo FPSO, o que se atribui tanto à incorporação de novas tecnologias, como à aplicação, cada vez mais disseminada, de técnicas de gerenciamento de riscos.

Ressalta-se ainda que, segundo estudos desenvolvidos pelo Instituto Australiano de Petróleo, apenas 14% do óleo encontrado no mar são diretamente atribuídos à indústria mundial de petróleo, sendo destes, 2% decorrentes de derramamentos ocorridos na fase de exploração<sup>1</sup> (perfuração, operação, produção), objeto deste estudo, e os 12% complementares provenientes de derramamentos de petroleiros, na fase de transporte de petróleo e derivados.

---

<sup>1</sup> Os estudos em questão computam sob o termo exploração, todas as atividades inerentes ao ciclo de E&P marítima de petróleo



### II.8.3.2 Dados Apresentados no WOAD

Os principais dados de interesse contidos no WOAD, para o objetivo desta análise, são apresentados nos **Quadros II.8.3-1a, II.8.3-1b, II.8.3-2a, II.8.3-2b, II.8.3-3a, II.8.3-3b, II.8.3-4a e II.8.3-4b**, listados a seguir, que contemplam os resultados registrados, em nível mundial, abrangendo o período de 1980 a 1997. Ressalta-se que o banco de dados WOAD só possui registros de acidentes desagregados por tipo de unidade para as atividades de perfuração. Para os acidentes ocorridos em atividades de produção os dados do WOAD são agregados, referindo-se a todos os tipos de unidade que atuam na atividade.

- Tipo de Acidente x Tipo de Unidade: N<sup>o</sup> de ocorrências por 1.000 unidades/ano (**Quadros II.8.3-1a, II.8.3-1b**).
- Tipo de Unidade x Grau de Danos: N<sup>o</sup> de acidentes e incidentes por 1.000 unidades/ano (**Quadros II.8.3-2a, II.8.3-2b**).
- Modo de Operação x Grau de Danos: N<sup>o</sup> de acidentes e incidentes (**Quadros II.8.3-3a, II.8.3-3b**).
- Tipo de Vazamento x Dimensão do Derramamento: N<sup>o</sup> de acidentes e incidentes com liberação (**Quadros II.8.3-4a e II.8.3-4b**).

As seguintes premissas estão contidas na formulação dessas séries de dados:

- O número de unidades-ano foi obtido, considerando-se todas unidades disponíveis no mercado mundial, independentemente de estarem operando ou ociosas; e
  - Um único acidente ou incidente pode resultar em um número elevado de ocorrências (acidentes resultantes).
- a) Tipo de Acidente x Tipo de Unidade – Número de ocorrências por 1.000 unidades/ano.

**QUADRO II.8.3-1a - UNIDADES MÓVEIS, MUNDO INTEIRO (1980-97)**  
**TIPO DE ACIDENTE X TIPO DE UNIDADE – N<sup>o</sup> DE OCORRÊNCIAS POR 1.000 UNIDADES/ANO**

TIPO DE ACIDENTE	UNIDADES MÓVEIS
Falha da Ancoragem	8,35
Blowout	10,73
Emborcamento	6,56
Colisão	2,78
Contato	11,53
Acidentes com guindaste	4,07
Explosão	2,78
Queda de Carga	8,05
Incêndio	13,02
Afundamento	5,27
Encalhe	3,18

continua





continuação

TIPO DE ACIDENTE	UNIDADES MÓVEIS
Acidente com Helicóptero	0,60
Inundação	3,28
Adernamento	5,86
Falhas de Máquinas	1,39
Fora de posição	11,53
Derrame/liberação	9,44
Dano Estrutural	17,09
Acidente de reboque	5,86
Problemas no poço	14,01
Outros	2,48

**QUADRO II.8.3-1b: UNIDADES MÓVEIS, MUNDO INTEIRO (1980-97) – TIPO DE ACIDENTE X TIPO DE UNIDADE – Nº DE OCORRÊNCIAS POR 1.000 UNIDADES-ANO (ATUANDO SOMENTE EM PERFURAÇÃO)**

TIPO DE ACIDENTE	TIPO DE UNIDADE					
	JACKUP	SEMI - SUBMERSÍVEL	SUBMERSÍVEL	NAVIO DE PERFURAÇÃO	BARCAÇA DE PERFURAÇÃO	TOTAL (TODOS TIPOS)
Falha da Ancoragem	1,00	26,67	12,9	6,67	-	8,35
Blowout	9,47	13,74	8,66	10,00	13,26	10,73
Emborcamento	8,51	1,21	4,33	8,33	7,58	6,56
Colisão	1,77	4,04	8,66	3,33	5,68	2,78
Contato	9,31	16,97	8,66	16,67	7,58	11,53
Acidentes com guindaste	1,77	10,91	4,33	3,33	-	4,07
Explosão	2,25	3,64	8,66	1,67	3,79	2,78
Queda de Carga	4,66	18,59	8,66	6,67	-	8,05
Incêndio	9,15	20,61	17,32	13,33	20,83	13,02
Afundamento	6,58	1,62	4,33	5,00	7,58	5,27
Encalhe	1,93	6,87	4,33	1,67	1,89	3,18
Acidente com Helicóptero	0,64	0,81	-	-	-	0,60
Inundação	2,09	6,06	4,33	3,33	3,79	3,28
Adernamento	6,90	4,04	4,33	6,67	1,89	5,86
Falhas de Máquinas	0,48	1,21	-	11,67	1,89	1,39
Fora de posição	8,19	23,43	8,66	8,33	1,89	11,53
Derrame / liberação	4,17	25,05	8,66	3,33	5,68	9,44
Dano Estrutural	21,67	7,68	-	20,00	7,58	17,09
Acidente de reboque	4,50	11,72	4,33	1,67	1,89	5,86
Problemas no poço	10,76	24,65	-	11,67	9,47	14,01
Outros	1,61	5,66	-	1,67	-	2,48



Tipologias de acidentes considerados pelo WOAD:

- **Falha de ancoragem:** Problemas com âncoras/linhas de ancoragem, sistemas de amarração e equipamentos de içamento de âncoras.
- **Blowout** (erupção do poço): Fluxo descontrolado de gás, óleo e/ou outros fluidos provenientes do reservatório.
- **Emborcamento:** Perda de estabilidade da plataforma com conseqüente emborcamento da mesma;
- **Colisão** - Contato acidental entre unidade marítima e embarcação em trânsito, quando pelo menos uma delas é autopropelida ou está sendo rebocada. Também estão incluídas colisões com pontes, passadiços, etc., e com navios engajados na atividade *offshore* de outras plataformas que não a afetada e entre duas instalações *offshore*.
- **Contato:** Contato acidental/colisão entre embarcações de visita, relacionadas com a atividade da unidade marítima afetada (embarcações de suprimento/abastecimento, embarcações de apoio) e a referida unidade marítima. Estão também incluídas colisões entre unidades marítimas, quando é previsto que as duas sejam localizadas próximas.
- **Acidente com guindaste:** Qualquer evento envolvendo guindastes, guinchos ou qualquer outro equipamento de içamento.
- **Explosão:** Explosão.
- **Queda de carga/objeto:** Queda de cargas ou objetos suspensos por guindaste, guincho ou qualquer outro equipamento de içamento. As quedas de guindaste ou botes salva-vidas no mar, além de homem ao mar, estão incluídos nestes registros.
- **Incêndio:** Incêndio.
- **Afundamento:** Perda de flutuação ou afundamento da instalação.
- **Encalhe:** Contato da unidade flutuante com o fundo do mar.
- **Acidente com helicóptero:** Acidentes com helicóptero no heliponto ou em contato com a instalação.
- **Inundação:** Entrada de água na unidade ou enchimento de compartimentos causando perda potencial de flutuação ou problemas de estabilidade.
- **Adernamento:** Inclinação descontrolada da instalação.
- **Falha de máquina:** Falha de motores ou propulsores, incluindo sistemas de controle.
- **Fora de posição:** Perda não intencional do posicionamento previsto da instalação, ou a deriva fora de controle.
- **Derrame/liberação:** Liberação de líquido ou gás nas proximidades da unidade marítima, proveniente de equipamento, embarcação ou tanques, com potencial de causar poluição e/ou riscos de incêndio e/ou explosão.





- **Danos estruturais:** Quebra ou fraturas por fadiga de suportes ou elementos estruturais (em geral, mas não necessariamente causados por condições de tempo).
- **Acidente de reboque:** Falha ou ruptura do cabo de reboque.
- **Problemas no poço:** Problema acidental com o poço, isto é, perda de uma barreira (coluna hidrostática) ou outros problemas no poço.
- **Outros:** Outros eventos que não um dos supra-relacionados

b) Tipo de Unidade x Grau de Danos – Nº de ocorrências por 1.000 unidades/ano

**QUADRO II.8.3-2a: UNIDADES MÓVEIS, MUNDO INTEIRO (1980-97)**  
**TIPO DE UNIDADE X GRAU DE DANOS – Nº DE OCORRÊNCIAS POR 1.000 UNIDADES/ANO**

GRAU DO DANO	UNIDADES MÓVEIS
Perda Total	7,55
Dano Severo	8,94
Dano Significativo	24,45
Dano Médio	16,79
Dano Insignificante	33,29
<b>Total</b>	<b>91,02</b>

**QUADRO II.8.3-2b: UNIDADES MÓVEIS, MUNDO INTEIRO (1980-97) – TIPO DE UNIDADE X GRAU DE DANOS – Nº DE OCORRÊNCIAS POR 1.000 UNIDADES-ANO.**  
**(ATUANDO SOMENTE EM PERFURAÇÃO)**

GRAU DO DANO	TIPO DE UNIDADE					
	JACKUP	SEMI - SUBMERSÍVEL	SUBMERSÍVEL	NAVIO DE PERFURAÇÃO	BARCAÇA DE PERFURAÇÃO	TOTAL (TODOS TIPOS)
Perda Total	8,99	2,42	4,33	6,67	17,05	7,55
Dano Severo	9,79	6,46	12,99	6,67	11,36	8,94
Dano Significativo	21,19	33,94	30,30	25,00	15,15	24,45
Dano Médio	10,27	31,11	8,66	35,00	9,47	16,79
Dano Insignificante	18,78	84,44	12,99	19,99	-	33,29
<b>Total</b>	<b>69,02</b>	<b>158,37</b>	<b>69,27</b>	<b>83,34</b>	<b>53,03</b>	<b>91,02</b>

Graus de severidade considerados pelo WOAD:

- **Perda total:** Perda total da unidade, incluindo perda construtiva total do ponto de vista do seguro da plataforma;
- **Danos severos:** Danos severos em um ou mais módulos da unidade; grande/médio dano em componentes estruturais; danos maiores em vários equipamentos essenciais;
- **Danos significativos:** Danos sérios/significativos em módulos e áreas locais da unidade; danos menores em componentes estruturais; danos significativos em um único equipamento essencial;



- **Danos menores:** Dano menor em um único equipamento essencial; danos em vários equipamentos não essenciais; danos a componentes não estruturais; e
- **Danos insignificantes:** Danos insignificantes ou nenhum dano; danos a partes de equipamentos não essenciais; danos a cabos de reboque e geradores.

c) Modo de Operação x Grau de Danos – Nº de acidentes/incidentes:

**QUADRO II.8.3-3a: TODAS UNIDADES, MUNDO INTEIRO (1980-97)**  
**MODO DE OPERAÇÃO X GRAU DE DANOS – Nº DE ACIDENTES OU INCIDENTES**

MODO DE OPERAÇÃO	GRAU DE DANOS					TOTAL
	PERDA TOTAL	DANO SEVERO	DANO SIGNIFICANTE	DANO MENOR	DANO INSIGNIFICANTE	
Perfuração	34	33	120	108	332	627
Ociosa	5	8	16	19	8	56
Operação	17	24	45	38	119	243
Produção	10	108	161	260	998	1537
Construção	3	14	20	8	13	58
Suporte	14	15	32	31	20	112
Transferência	26	25	53	28	56	188
Outros	1	6	10	16	13	46
<b>Total</b>	<b>110</b>	<b>233</b>	<b>457</b>	<b>508</b>	<b>1559</b>	<b>2867</b>

**Nota:** Dada à metodologia de agrupamento de diversas fontes de dados, o total individual de registros de acidentes, em unidades fixas e móveis, apresenta pequenas diferenças.

**Quadro II.8.3-3b: UNIDADES MÓVEIS, MUNDO INTEIRO (1980-97)**  
**MODO DE OPERAÇÃO X GRAU DE DANOS – Nº DE ACIDENTES OU INCIDENTES**

MODO DE OPERAÇÃO	GRAU DE DANOS					TOTAL
	PERDA TOTAL	DANO SEVERO	DANO SIGNIFICANTE	DANO MENOR	DANO INSIGNIFICANTE	
Perfuração	30	24	110	85	216	465
Ociosa	3	7	12	16	8	46
Operação	13	18	39	17	35	122
Produção	1	2	7	9	15	34
Construção	1	5	2	1	3	12
Suporte	7	9	20	10	7	53
Transferência	20	21	50	21	50	162
Outros	1	4	6	10	1	22
<b>Total</b>	<b>76</b>	<b>90</b>	<b>246</b>	<b>169</b>	<b>335</b>	<b>916</b>

Critérios considerados pelo WOAD:

- **Perfuração:** Atividade principal relacionada à perfuração incluindo desenvolvimento, exploração;
- **Ociosa:** Unidade ociosa, parada;
- **Operação:** Unidade em atividade de testes, completação, abandono, mobilização, desmobilização ou carregamento;



- **Produção:** Unidade cuja atividade principal esta relacionada à produção e injeção;
- **Construção:** Unidade em construção;
- **Suporte:** Unidade engajada em atividade de suporte (acomodações); e
- **Transferência:** Transferência da unidade seja flutuando ou em navio ou barca.

d) Tipo de Vazamento x Dimensão do Derramamento – Número de acidentes / incidentes com liberação

**QUADRO II.8.3-4a: TODAS UNIDADES, MUNDO INTEIRO (1980-97) –TIPO DE VAZAMENTO X DIMENSÃO DO VAZAMENTO – Nº DE ACIDENTES/INCIDENTES COM LIBERAÇÃO**

TIPO DE LIBERAÇÃO	DIMENSÃO DA LIBERAÇÃO						TOTAL
	PEQUENA < 9 T	MODERADA 10-100 T	SIGNIFICATIVA 100-1.000 T	GRANDE 1.000-10.000 T	MUITO GRANDE > 10.000 T	DESCONHECIDA	
Óleo Cru	105	25	14	7	1	30	182
Óleo e gás	82	3	6	5	7	51	154
Gás	538	4	11	2	1	222	778
Óleo Leve	201	36	6	2	-	15	260
Produtos Químicos	21	5	1	-	-	4	3
Outros	17	1	1	-	-	2	2
<b>Total</b>	<b>964</b>	<b>74</b>	<b>39</b>	<b>16</b>	<b>9</b>	<b>324</b>	<b>1426</b>

**Nota:** Dada à metodologia de agrupamento de diversas fontes de dados, o total individual de registros de acidentes, em unidades fixas e móveis, apresenta pequenas diferenças.

**Quadro II.8.3-4b: UNIDADES MÓVEIS, MUNDO INTEIRO (1980-97)**  
**TIPO DE VAZAMENTO X DIMENSÃO DO VAZAMENTO – Nº DE ACIDENTES/INCIDENTES COM LIBERAÇÃO**

TIPO DE LIBERAÇÃO	DIMENSÃO DA LIBERAÇÃO						TOTAL
	PEQUENA < 9 T	MODERADA 10-100 T	SIGNIFICATIVA 100-1.000 T	GRANDE 1.000-10.000 T	MUITO GRANDE > 10.000 T	DESCONHECIDA	
Óleo Cru	6	-	2	-	-	5	13
Óleo e gás	9	-	1	2	5	13	30
Gás	43	-	3	2	1	60	109
Óleo Leve	37	7	3	-	-	4	51
Produtos Químicos	5	1	-	-	-	1	7
Outros	8	1	-	-	-	-	9
<b>Total</b>	<b>108</b>					<b>83</b>	<b>219</b>



### **II.8.3.3 Análise dos Dados do WOAD**

#### **II.8.3.3.1 Tipo de Acidente x Tipo de Unidade**

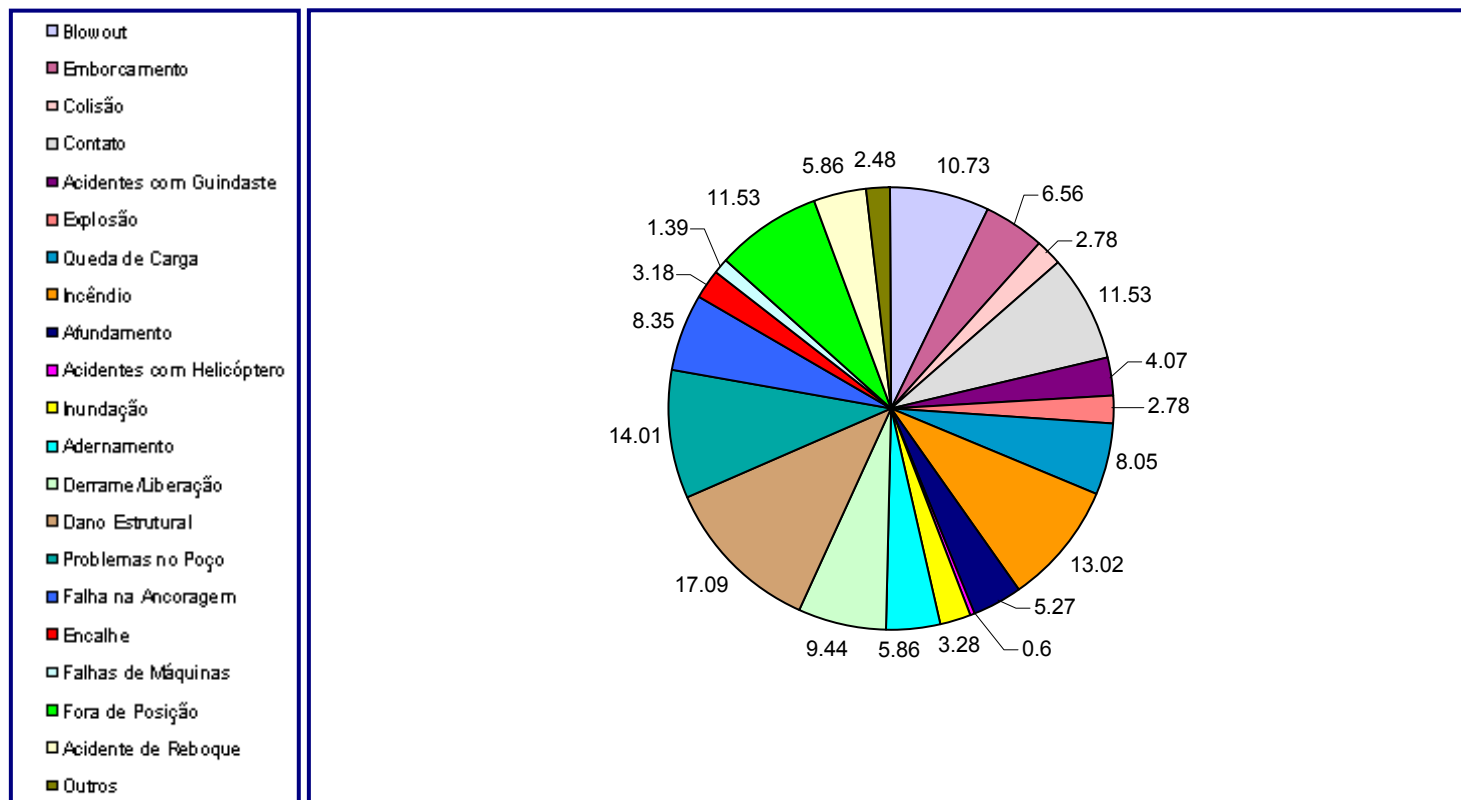
Esta é uma das séries de maior interesse para esta análise, pois apresenta as frequências de ocorrência dos diversos tipos de acidentes em unidades em operação.

Os dados contidos no WOAD, para acidentes/ incidentes exclusivos de unidades móveis, como falhas de ancoragem, encalhe, fora de posição, entre outros, no período considerado, mostra que a frequência acumulada destes, alcança um valor significativo de 30,31 ocorrências por 1.000 unidades/ano.

“Problemas de Poço” e “*Blowout*”, em que podem ocorrer grandes liberações, apresentam índices significativos (14,01 e 10,73 ocorrências por 1.000 unidades ano, respectivamente).

Os dados de frequência de acidentes por tipo de unidade móvel são apresentados apenas a título ilustrativo, dado que, como ressaltado no início, o WOAD não colecionou dados de unidades de produção por tipos de unidade.

Nas páginas seguintes são apresentados estes dados em forma gráfica (**Figura II.8.3-1**), para uma melhor visualização.



**FIGURA II.8.3-1: FREQUÊNCIA DE ACIDENTES - UNIDADES MÓVEIS - Ocorrências por 1000 unidades/ano**



#### II.8.3.3.2 Tipo de Unidade x Grau de Danos

Nesta outra série de dados de frequência de ocorrências fornecida pelo WOAD observa-se, também, que as frequências de ocorrências das diversas categorias de grau de danos decorrentes de acidentes, estes são significativamente superiores em unidades móveis, aos observados em instalações fixas.

Como na série anterior, as frequências de acidentes, nos diversos tipos de unidades móveis, referem-se exclusivamente a unidades em atividades de perfuração.

##### a) Grau de Danos x Modo de Operação:

Independente do tipo de unidade observa-se que a maior parcela de acidentes com danos de maior significância (Perda total, Dano Severo/Significante), ocorre nas operações de “Produção”, seguidos da “Perfuração” e “Operação” (testes, completação, etc.).

Confrontando estes dados com os de frequência do **Quadro II.8.3-2a**, podemos concluir que estes registros são decorrentes, principalmente, de acidentes com unidades móveis, nestes diferentes modos de operação.

Em plataformas fixas, 80,6% dos acidentes de maior significância ocorrem na fase de “Produção”, enquanto nas móveis, a parcela de maior significância na fase de “Perfuração”.

#### II.8.3.3.3 Tipo de Vazamento x Dimensão da Liberação

Como pode ser observado no **Quadro II.8.3.4a**, os acidentes mais comuns com liberação, contemplam vazamentos de gás, representando cerca de 52,2% das ocorrências, considerando todos os tipos de unidades. Apenas as pequenas liberações de gás representam cerca de 37,7% dos registros totais.

Liberações de dimensão conhecida superior a cerca de 100 toneladas de produtos, representam cerca de 4,5% dos registros coletados, para todos tipos de unidades.

#### II.8.3.4 Estudos do HSE

##### a) *Accident Statistics for Mobile Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980-1998, Offshore Technology Report 2.000/091*

O *Det Norske Veritas* desenvolveu para o HSE *Health and Safety Executive* do Reino Unido, um trabalho destinado a avaliar as frequências de acidentes e incidentes ocorridos em unidades móveis, envolvidas em atividades de





exploração de óleo e gás na Plataforma Continental do Reino Unido (UKCS), no período de 1980 a 1998.

Os seguintes bancos de dados foram utilizados para esta análise:

- *FOCUS (UK HSE - Field Operations Division).*
- *Sun Safety System (UK HSE - Offshore Safety Division), SSS.*
- *MAIB accident database (UK Marine Accidents Investigation Bureau).*
- *Offshore Blowout Database (SINTEF, Norway).*
- *Worldwide Offshore Accident Databank WOAD (Det Norske Veritas DNV, Norway).*

O **Quadro II.8.3-5**, a seguir, sumariza para unidades móveis de produção, o resultado da pesquisa, indicando as frequências de acidentes por ano, considerando os dados do WOAD, do SSS e da combinação de todos bancos de dados descritos acima.

**QUADRO II.8.3-5: RESULTADO DA PESQUISA PARA UNIDADES MÓVEIS DE PRODUÇÃO  
FREQUÊNCIAS DE ACIDENTES POR ANO**

FONTE / PERÍODO	MOPUs			MONOHULLS		
	WOAD	SSS	TODOS BANCOS DE DADOS	WOAD	SSS	TODOS BANCOS DE DADOS
1980-89	0,300	2,519	2,690	-	0,414	0,414
1990-98	0,096	1,968	2,007	0,139	2,004	2,142
1980-98	0,159	2,14	2,219	0,117	1,748	1,864

MOPUs - Auto-elevatórias, Plataforma semi-submersível e TLP's

Monohulls - FPSO's e FSU's (Unidades flutuantes de produção, estocagem e transferência, ou apenas estocagem)

O próprio trabalho ressalta a diferença do número de acidentes, reportados logo após as frequências associadas, quando comparados aos diferentes bancos de dados, devido, principalmente, às diferenças de metodologia de aquisição desses dados.

Considerando todas as unidades móveis, no período de 1990 a 1998, por exemplo, o trabalho constata que a frequência calculada a partir da combinação de todos os bancos de dados é cerca de 20 vezes maior do que a apresentada no WOAD.

No **Quadro II.8.3-6**, a seguir, são apresentados os resultados do estudo, com relação a FPSO's nos anos de 1997, 1998 e nos períodos de 1980 a 1998 e de 1990 a 1998, utilizando-se dados provenientes da combinação dos diversos bancos de dados.



**QUADRO II.8.3-6: NÚMERO DE Ocorrências POR UNIDADE ANO  
PLATAFORMA CONTINENTAL DO REINO UNIDO - COMBINAÇÃO DE FONTES DE DADOS**

TIPO DE ACIDENTE	ANO				PERÍODO			
	1997		1998		1990/98		1980/98	
	N	F	N	F	N	F	N	F
Falha da Ancoragem					06	0,196	06	0,186
Blowout								
Emborcamento								
Colisão								
Contato	01	0,152	02	0,211	06	0,196	06	0,186
Acidentes com guindaste	10	1,520	03	0,316	21	0,687	21	0,650
Explosão					02	0,065	02	0,062
Queda de Carga	10	1,520	05	0,526	25	0,818	25	0,773
Incêndio			01	0,105	10	0,327	10	0,309
Afundamento								
Encalhe								
Acidente com Helicóptero					01	0,033	01	0,031
Inundação								
Adernamento								
Falhas de Máquinas								
Fora de posição					01	0,033	01	0,031
Derrame/liberação	04	0,608	11	1,158	52	1,700	52	1,608
Dano Estrutural			01	0,105	03	0,098	03	0,093
Acidente de reboque								
Problemas no poço								
Outros	01	0,152			06	0,196	06	0,186

N = Número de acidentes

F = Frequência Anual de Acidentes

Observa-se que em acidentes com derramamento as frequências de registros nos anos de 1997 e 1998, são inferiores aos dos dois períodos considerados, já se constatando uma redução neste tipo de acidente.

Este estudo também analisou, comparativamente, acidentes ocorridos em FPSO's, segundo o tipo de construção, conforme **Quadro II.8.3-7**.



**QUADRO II.8.3-7: Nº DE OCORRÊNCIAS POR UNIDADE ANO - TIPO DE ACIDENTE X TIPO DE CONSTRUÇÃO PLATAFORMA CONTINENTAL DO REINO UNIDO - COMBINAÇÃO DE FONTES DE DADOS**

TIPO DE ACIDENTE	TIPO DE CONSTRUÇÃO			
	CONSTRUÍDOS PARA A ATIVIDADE		CONVERTIDOS	
	N	F	N	F
Falha da Ancoragem	06	0,238		
Blowout				
Emborcamento				
Colisão				
Contato	06	0,238		
Acidentes com guindaste	18	0,715	03	0,418
Explosão	02	0,079		
Queda de Carga	22	0,874	03	0,418
Incêndio	08	0,318	02	0,279
Afundamento				
Encalhe				
Acidente com Helicóptero	01	0,040		
Inundação				
Adernamento				
Falhas de Máquinas				
Fora de posição	01	0,040		
Derrame/liberação	48	1,908	04	0,558
Dano Estrutural	03	0,119		
Acidente de reboque				
Problemas no poço				
Outros	05	0,199		

N = Nº de acidentes

F = Frequência Anual de Acidentes

Observa-se que o número e a frequência de acidentes em unidades construídas para este fim, é superior ao das unidades convertidas.

- b) *Research Report 047, HSE Health & Safety Executive, Analysis of accident statistics for floating monohull and fixed installations, 2003.*

O HSE desenvolveu em 2003 uma análise de estatísticas de acidentes/incidentes em unidades flutuantes e fixas relativas ao período de 1996 a 2002 na Plataforma Continental do Reino Unido.

Neste estudo se constatou que cerca de 20% dos acidentes com FPSO's são específicos deste tipo de unidade móvel. Pela metodologia adotada, observou-se que destes, 33% são atribuídos a *Risers/Swivels/Turrets*, 22% as operações de descarga/transferência de óleo (*Offloading*), 15% as condições adversas do tempo, 11% de colisões/estabilidade da unidade, 10% aos sistemas navais, e 9% a incidentes de ancoragem e perda de posição.



Observou-se ainda que no período mais recente, de 1999 a 2002, os índices de acidentes apresentaram uma tendência de redução, tanto para os FPSO's quanto para os outros tipos de instalações avaliadas (fixas e móveis). Atualmente os índices de acidentes com unidades móveis são equiparáveis aos das fixas, enquanto no período anterior analisado, estes índices eram muito superiores, inclusive para FPSO's.

No período de 2000 a 2001, o maior número de registros de ocorrências perigosas para todos os tipos de unidades referiu-se à liberação de hidrocarbonetos, contemplando cerca de 37% dos acidentes/incidentes anotados. Para FPSO's, o índice foi superior, com cerca de 48% dos registros, porém em níveis bem mais próximos, conforme discutido no **Item II.8.3.5 Conclusões**, apresentado a seguir.

A análise de acidentes com danos estruturais, que eram muito superiores em unidades móveis, após a adoção de ações efetivas para solução dos problemas tornaram as taxas de incidentes em FPSO's, similares às de outras instalações.

### **II.8.3.5 Conclusões**

O WOAD mantém-se como a maior fonte de dados de estudos históricos e estatísticos relacionados a acidentes/incidentes em operações *offshore* do mundo. Possui metodologia para tipificação de acidentes que serve de referência para todos os estudos realizados nessa área, bem como uma coleção de dados relativos a 27 anos de operações *offshore* na área de atividades de produção de petróleo. No entanto a não atualização de sua base de dados vem se tornando um problema, uma vez que deixa de refletir a evolução das tecnologias que contribuem para redução de acidentes.

Estudos recentes, como os do HSE que foram considerados nesta análise histórica, indicam que as ações para redução de frequências de acidentes/incidentes, através do gerenciamento de riscos, vêm reduzindo sensivelmente a ocorrência de eventos perigosos, acidentes e suas conseqüências.

No WOAD, por exemplo, a ocorrência de acidentes com dano estrutural em unidades móveis representava uma frequência de 17,09 por 1.000 unidades ano, contra 0,57 por 1.000 unidades ano para as unidades fixas, ou seja, quase 30 vezes superior.

Os estudos do HSE mencionam outras fontes de dados, onde este índice era muitas vezes maior. No entanto, o estudo realizado com dados de período mais recente conclui que hoje, estes índices se equivalem.

A diferença entre as metodologias dos estudos disponíveis, associada à limitada abrangência geográfica da fonte de dados e à diferenciação das tipologias



acidentais consideradas não permite uma comparação direta de seus resultados. Porém tais estudos fornecem um forte indício da efetividade dos esforços que vêm sendo desenvolvidos, para a redução de riscos na exploração *offshore* de petróleo, assim como sugerem taxas de redução de frequência dos diferentes tipos de acidente, devido à introdução de novas tecnologias e incorporação do gerenciamento de riscos.

#### II.8.4 IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS PERIGOSOS

Para a elaboração da Análise dos Riscos Ambientais, foi utilizada a técnica de Análise Preliminar de Riscos (APR) - (*Preliminary Hazard Analysis* - PHA).

Este estudo objetivou avaliar os riscos usualmente envolvidos nas atividades de instalação, perfuração e produção, bem como nas operações de apoio para atender às diferentes fases da atividade. Tal análise foi realizada a partir da identificação dos eventos perigosos mais críticos, cujas causas têm origem nas unidades e sistemas das atividades a serem desenvolvidas nos reservatórios do Bloco BC-10.

A análise de riscos considerou como causas passíveis de geração de riscos ambientais aquelas classificadas como inerentes ao processo, decorrentes de falhas no seu desenvolvimento (como falhas mecânicas) e outras consideradas externas a ele, como quedas de objeto, colisão e falhas humanas.

Na análise qualitativa de riscos, as planilhas da APR foram divididas por atividade, unidade e sistema de acordo com a seguinte ordem:

ATIVIDADE	UNIDADE(S)	SISTEMA
• Apoio:	Helicóptero de Apoio / Unidades	Transporte, Suprimentos
	Embarcações de Apoio / Unidades	
	Unidade de Perfuração	Estocagem/Manuseio de QAV
• Instalação:	Embarcações especializadas	Lançamento de Linhas, Equipamentos Submarinos, Ancoragem da SS e FPSO.
	Interligação	Linhas de escoamento, umbilicais e equipamentos submarinos.
• Perfuração:	Plataforma Semi-submersível (SS)	Fluido de Perfuração
		Execução do Poço / Completação
		Óleo Diesel e QAV
		Efluentes oleosos



ATIVIDADE	UNIDADE	SISTEMA
• Produção:	Instalações Submarinas	Recebimento, Separação, Bombeio da Produção dos Poços
	Interligação	Risers de Interligação das instalações submarinas / FPSO
	FPSO	Recebimento da Produção
		Separação e Tratamento
		Estocagem de Óleo
		Offloading (Descarregamento)
		Operação com Produtos Químicos
		Óleo Diesel e QAV
Desativação		Efluentes oleosos
	Poços	Tamponamento e Abandono dos Poços
	Interligação e Equipamentos Submarinos	Limpeza das Linhas e equipamentos
	FPSO e Plataforma SS	Desconexão e desativação

#### II.8.4.1 Descrição das Operações

O plano de exploração dos reservatórios do Bloco BC-10 foi desenvolvido a partir dos resultados de diversos poços exploratórios e análises sísmicas, contemplando 2 fases.

Após a ancoragem da plataforma semisubmersível, esta irá perfurar 8 poços de produção e 2 de exploração, nos reservatórios C, BO, AO e O, sendo completados, inicialmente, os de produção dos reservatórios C e BO.

Os sistemas submarinos, consistindo de *manifolds*, estações de separação e bombeamento, *skids* de fim de linha, linhas de interligação e umbilicais de força e controle, serão instalados e após a conclusão das perfurações, interligados aos poços e ao FPSO que será ancorado entre os primeiros campos de produção.

Na ancoragem da plataforma de perfuração, os poços não se encontrarão perfurados, e possíveis derramamentos de óleo no mar são exclusivamente relativos às embarcações que realizam as operações de transporte e instalação da ancoragem, havendo possibilidade de interferência com instalações existentes.

Os poços serão perfurados através da sonda de perfuração, instalada na plataforma semi-submersível dotada de SBOP. Neste tipo de instalação, os riscos de derramamento são significativamente inferiores aos comumente observados em instalações convencionais, conforme demonstram análises desenvolvidas pela **SHELL BRASIL**.





Além disso, conforme ressaltado na **Seção II.8.2** (*Estudo da Possibilidade de Ocorrência de Zonas de Alta Pressão*), a pressão dos reservatórios de hidrocarbonetos do Bloco BC-10 é baixa, o que justifica a reduzida possibilidade de ocorrências de *blowout*.

O lançamento de equipamentos e linhas das instalações submarinas, assim como a ancoragem do *turret* do FPSO e posteriores interligações se darão com os poços já perfurados, exigindo cuidados especiais.

A produção dos reservatórios será recebida através do *turret* externo do FPSO através de dois *risers* independentes, um com gás e outro predominantemente óleo e água.

O óleo será estocado nos tanques do FPSO sendo exportado periodicamente numa operação de transferência para um navio aliviador (*"offloading"*). A água será tratada até atingir as especificações requeridas para descarte, e o gás encaminhado através de gasoduto de 44 km para o Bloco BC-60.

Ainda na primeira fase será perfurado um poço no reservatório AO, que terá seu sistema produtor ligado ao do reservatório C.

Na fase posterior, serão perfurados e completados os poços de O, onde estão previstos 5 poços de produção e 5 de injeção de água a ser tratada no FPSO, que receberá uma atualização para a capacitação desta atividade de injeção.

Embarcações de suprimento, abastecimento, transporte e helicópteros serão empregados para suprir as unidades nas diferentes fases da operação, inclusive as embarcações especializadas (de transporte, lançamento de linhas, ancoragem do FPSO e a plataforma semisubmersível).

#### **II.8.4.2 Metodologia de Análise de Risco**

A metodologia utilizada para realização da APR compreende o preenchimento de uma planilha-padrão, onde através da avaliação da tríade atividade-unidade-sistema das instalações e operações, especialistas da área identificam os eventos acidentais que possam acarretar situações de risco, com consequências ambientais danosas. A planilha utilizada nesta APR possui oito colunas. Nas três primeiras foram identificados os perigos, e descritas suas causas e consequências.

Nesta análise, são estimadas as frequências de ocorrência das hipóteses acidentais, as quais posteriormente são confrontadas com dados da Análise Histórica, para sua consolidação. A categorização das consequências ao meio ambiente também utilizou a experiência dos consultores, em vistas ao atual estágio de desenvolvimento do plano de desenvolvimento, sem que unidades e sistemas estejam definidos. Os riscos das diferentes Hipóteses Acidentais foram categorizados, conforme os **Quadros II.8.4-1** e **II.8.4-2**, apresentados a seguir.



**QUADRO II.8.4-1: CATEGORIA DE CONSEQÜÊNCIAS**

CATEGORIA	DESCRIÇÃO
<b>I</b> Desprezível	Nenhum dano ou dano não mensurável.
<b>II</b> Marginal	Danos irrelevantes ao meio ambiente.
<b>III</b> Crítica	Possíveis danos ao meio ambiente, devido as liberações de substâncias químicas, tóxicas, ou inflamáveis. Pode provocar impactos ambientais com tempo reduzido de recuperação.
<b>IV</b> Catastrófica	Impactos ambientais devido as liberações de substâncias químicas, tóxicas, ou inflamáveis. Pode provocar impactos ambientais com tempo de recuperação elevado.

**QUADRO II.8.4-2: CATEGORIA DE PROBABILIDADE**

CATEGORIA	DESCRIÇÃO
<b>A</b> Provável	Esperado ocorrer várias vezes durante a vida útil da instalação
<b>B</b> Razoavelmente Provável	Esperado de ocorrer pelo menos uma vez durante a vida útil da instalação
<b>C</b> Remota	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil da instalação
<b>D</b> Extremamente Remota	Teoricamente possível, porém extremamente pouco provável de ocorrer durante a vida útil da instalação.

Após o preenchimento das planilhas de APR, é elaborado o gráfico cartesiano denominado Matriz Referencial de Risco (**Figura II.8.4-1**). Este é a representação gráfica dos pares ordenados “Categoria de Probabilidade” e “Categoria de Conseqüência”, obtidos para cada hipótese. Este gráfico fornece a resultante dos perigos avaliados e serve como um instrumento de planejamento.

**FIGURA II.8.4-1: MATRIZ REFERENCIAL DE RISCO**

CATEGORIAS			CONSEQÜÊNCIA			
			DESPREZÍVEL (I)	MARGINAL (II)	CRÍTICA (III)	CATASTRÓFICA (IV)
PROBABILIDADE	PROVÁVEL (A)		RM	RM	RA	RA
	RAZOAVELMENTE PROVÁVEL (B)		RB	RM	RM	RA
	REMOTA (C)		RB	RB	RM	RM
	EXTREMAMENTE REMOTA (D)		RB	RB	RB	RM

**RB – RISCO BAIXO, RM – RISCO MÉDIO E RA – RISCO ALTO**



Nas duas últimas colunas das planilhas APR são identificadas as Hipóteses Acidentais e indicadas as medidas preventivas e mitigadoras recomendadas.

#### II.8.4.3 Aplicação do Método

A seguir, são apresentadas as planilhas de APR elaboradas para as diferentes atividades, unidades e sistemas (instalação, perfuração, produção e desativação) e as suas correspondentes Matrizes de Riscos (**Figura II.8.4-2**). Os números dentro das células destas matrizes referem-se às quantidades de Hipóteses Acidentais classificadas em cada categoria.

Os riscos identificados nas atividades de Apoio (transporte e suprimento) são comuns a todas as outras atividades, e devem ser consideradas adicionalmente àquelas indicadas nas matrizes abaixo.

FIGURA II.8.4-2: MATRIZ DE RISCOS – APOIO (GERAL)

CATEGORIAS			CONSEQUÊNCIA			
			DESPREZÍVEL (I)	MARGINAL (II)	CRÍTICA (III)	CATASTRÓFICA (IV)
PROBABILIDADE	PROVÁVEL (A)					
	RAZOAVELMENTE PROVÁVEL (B)					
	REMOTA (C)				2	1
	EXTREMAMENTE REMOTA (D)				1	2

FIGURA II.8.4-3: MATRIZ DE RISCOS – INSTALAÇÃO

CATEGORIAS			CONSEQUÊNCIA			
			DESPREZÍVEL (I)	MARGINAL (II)	CRÍTICA (III)	CATASTRÓFICA (IV)
PROBABILIDADE	PROVÁVEL (A)					
	RAZOAVELMENTE PROVÁVEL (B)					
	REMOTA (C)				1	2
	EXTREMAMENTE REMOTA (D)					1



FIGURA II.8.4-4: MATRIZ DE RISCOS – PERFURAÇÃO

CATEGORIAS			CONSEQUÊNCIA			
			DESPREZÍVEL (I)	MARGINAL (II)	CRÍTICA (III)	CATASTRÓFICA (IV)
PROBABILIDADE	PROVÁVEL (A)			1		
	RAZOAVELMENTE PROVÁVEL (B)	1	2	1		
	REMOTA (C)	1				
	EXTREMAMENTE REMOTA (D)				1	

FIGURA II.8.4-5: MATRIZ DE RISCOS – PRODUÇÃO

CATEGORIAS			CONSEQUÊNCIA			
			DESPREZÍVEL (I)	MARGINAL (II)	CRÍTICA (III)	CATASTRÓFICA (IV)
PROBABILIDADE	PROVÁVEL (A)					
	RAZOAVELMENTE PROVÁVEL (B)	2	3	3		
	REMOTA (C)				1	
	EXTREMAMENTE REMOTA (D)				1	

FIGURA II.8.4-6: MATRIZ DE RISCOS – DESATIVAÇÃO

CATEGORIAS			DESPREZÍVEL (I)	MARGINAL (II)	CRÍTICA (III)	CATASTRÓFICA (IV)
PROBABILIDADE	PROVÁVEL (A)					
	RAZOAVELMENTE PROVÁVEL (B)					
	REMOTA (C)				1	
	EXTREMAMENTE REMOTA (D)				2	

Foram consideradas como Hipóteses Acidentais de maior significância aquelas cuja classificação de severidade das consequências é igual ou superior a Crítica (III)



e IV). Estas Hipóteses Acidentais estão listadas abaixo por sistema de cada unidade/fase:

a) Apoio:

- HA-1: Queda / Colisão de helicóptero – Erro operacional do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem
- HA-2: Queda / Colisão de helicóptero – Choque com guindaste da unidade por erro humano, falha de equipamentos ou condições de tempo adversas (Sistema de transporte e suprimento).
- HA-3: Perda de estabilidade da embarcação – Colisão com outra embarcação por erro humano ou mecânico, ou condições de tempo adversas.
- HA-4: Perda de estabilidade da embarcação – Encalhe por erro humano, falha mecânica ou condições de tempo adversas.
- HA-5: Perda de estabilidade da embarcação – Erro de operação ou de equipamento durante a distribuição de lastro ou carga.
- HA-6: Queda / Colisão de helicóptero – Choque com guindaste da unidade por erro humano, falha de equipamentos ou condições de tempo adversas (Sistema de manuseio e estocagem de QAV).

b) Instalação:

- HA-1: Adernamento, emborcamento, afundamento das embarcações de lançamento ou rebocadores – Condições do mar adversas, erro humano ou falha de equipamentos.
- HA-2: Ruptura ou vazamento de casco e tanques das embarcações envolvidas – Contato entre embarcações empregadas na operação.
- HA-3: Ruptura ou vazamento de casco e tanques das embarcações envolvidas – Colisão com outras embarcações.
- HA-4: Ruptura ou vazamento de equipamentos, linhas ou conexões submarinos devido a choque/contato entre linhas/equipamentos, ou acidentes com âncoras.

c) Perfuração:

- HA-3: Descontrole do poço (*blowout*) – Falha de operação do BOP; *kick* gerado por peso de lama insuficiente devido a perdas inesperadas de lama de perfuração para formação ou pressão da formação anormalmente maior do que a pressão da coluna de lama; falha do *riser* ou do revestimento (*casing*).
- HA-5: Vazamento ou ruptura das linhas, mangotes, vasos, bombas, válvulas ou conexões – Falha de processo, deterioração mecânica, acidente externo ao processo.

d) Produção:

- HA-1: Vazamento/ruptura de *manifolds*, estações de separação/bombeio, linhas, válvulas, conectores - Falha de processo, deterioração mecânica, acidente externo ao processo.



- HA-3: Vazamento ou ruptura de linhas, recebedores, válvulas, flanges, conexões ou acessórios - Falha de processo, deterioração mecânica, quedas de objetos, erros de operação.
- HA-5: Ruptura estrutural de tanques de carga – Condições adversas de mar, colisão/contato com embarcação, falha mecânica, tensionamento por carregamento/descarregamento inadequado.
- HA-6 Falhas no sistema de gás inerte – Falha de processo, deterioração mecânica, fatores externos como erro de operação.
- HA-7: Ruptura do mangote, válvulas e conexões ou contato com aliviador.

d) Desativação:

- HA-1: Derramamento nos tampões de abandono da unidade – Erro operacional.
- HA-2: Ruptura das linhas durante operação de limpeza – Choque com âncoras, erro humano, ou falha de equipamentos.
- HA-3: Contato com embarcações, envolvidas na operação – Erros humano, mecânico, ou condições de tempo adversas.

Na coluna Medidas Preventivas / Mitigadoras estão indicadas as ações previstas no **Item de Gerenciamento de Riscos**, para reduzir a mobilidade de ocorrência da Hipótese Acidental e as medidas para mitigação das consequências, constantes no Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade.

Em relação às Hipóteses Acidentais com possibilidade de derramamento de óleo, cuja categoria de consequências seja desprezível ou marginal (**I** e **II**), as ações a serem deflagradas com o acionamento do PEI estão descritas no **Capítulo II.9**.

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

### **II.8.5.1 Medidas para Gerenciamento dos Riscos**

Nas planilhas da Análise de Riscos Ambientais, estão indicadas sucintamente as medidas preventivas e mitigadoras dos perigos identificados, por hipótese acidental. Estas medidas destinam-se à redução da frequência de ocorrência dos cenários acidentais (**P**- medidas preventivas) e das consequências dos mesmos (**M** - medidas mitigadoras). As medidas de redução dos riscos são sugeridas, prioritariamente, para os eventos cujos riscos são considerados como inaceitáveis.

Embora nenhuma das hipóteses acidentais identificadas neste estudo tenha sido classificada como de Risco Alto (RA), medidas de mitigação de riscos serão estabelecidas e adotadas para quaisquer classes de risco nas diferentes fases da atividade (instalação, perfuração, produção, desativação e as operações de apoio) estando relacionadas a seguir, e deverão fazer parte do Plano de Gerenciamento de Riscos, de modo a garantir a segurança das operações, o nível de riscos ambientais previstos, assim como a permanente busca da sua redução.





Estas medidas, indicadas na APR e reproduzidas no **Quadro II.8.5-1**, estão relacionadas às hipóteses acidentais consideradas, contribuindo para as suas reduções dos riscos.

Os programas e procedimentos indicados fazem parte do Sistema de Gerenciamento de Segurança, Saúde e Meio Ambiente da **SHELL BRASIL**, e antes do início da operação, os mesmos serão compatibilizados às suas peculiaridades, sendo verificado o cumprimento dos mesmos no desenvolvimento desta operação, inclusive no que concerne às empresas subcontratadas.

**QUADRO II.8.5-1: MEDIDAS PARA O PLANO DE GERENCIAMENTO DE RISCOS**

<b>P1</b>	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas
<b>P2</b>	Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança
<b>P3</b>	Seguir procedimento de contratação de empresas e de mão de obra qualificada
<b>P4</b>	Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade
<b>P5</b>	Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores
<b>P6</b>	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência
<b>P7</b>	Seguir procedimento de registro e investigação de acidente
<b>P8</b>	Seguir procedimentos de segurança de vôo recomendados pelo DAC
<b>PARA A REDUÇÃO DAS CONSEQUÊNCIAS</b>	
<b>M1</b>	Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI ( <b>Capítulo II.9</b> )
<b>M2</b>	Acionar o Plano de Emergência das Embarcações

Na atividade de Instalação, em que predominam operações envolvendo grandes embarcações especializadas em lançamentos de linhas e de instalações submarinas, serão estabelecidas recomendações específicas de mitigação de riscos e procedimentos a serem implementados junto às empresas contratadas e à autoridade marítima, compreendendo as orientações indicadas no **Quadro II.8.5-2**.

**QUADRO II.8.5-2: MEDIDAS PARA REDUÇÃO DE RISCOS - INSTALAÇÃO**

<b>I 1</b>	Manter um permanente monitoramento das condições climáticas na região, procurando obter com entidades confiáveis previsões da evolução das mesmas.
<b>I 2</b>	Interromper ou reverter a operação, caso as condições climáticas se mostrem inadequadas, em qualquer etapa da operação.
<b>I 3</b>	Estabelecer Área de Exclusão de Navegação com a DPC da Marinha, durante a operação de instalação.
<b>I 4</b>	Estabelecer velocidade máxima para as embarcações que participam da operação, na área de exclusão.
<b>I 5</b>	Interromper ou reverter a operação, caso as condições climáticas se mostrem inadequadas, em qualquer etapa da operação.
<b>I 6</b>	Estabelecer requisitos restritivos para as embarcações que participam da operação.
<b>I 7</b>	Estabelecer canais dedicados para comunicação entre as diversas unidades envolvidas na operação.
<b>I 8</b>	Investigar instalações existentes, junto a ANP, Petrobrás e da própria <b>SHELL BRASIL</b> , inclusive com apoio de ROV.



Conforme recomendações de normas internacionais, a **SHELL BRASIL** desenvolve análises de risco nas diversas fases do empreendimento, buscando através dos perigos identificados, adotar soluções para eliminação ou redução das freqüências e conseqüências dos riscos decorrentes.

### II.8.5.2 Riscos Residuais

Os riscos apresentados nas Planilhas da APR correspondem aos riscos originais, baseado na experiência da equipe envolvida na análise, em conjunto com os dados históricos analisados.

Considerando a aplicação das medidas de gerenciamento previstas, conforme relatado na conclusão da análise histórica, os dados relativos aos períodos mais recentes indicam uma significativa redução das freqüências de ocorrência dos mesmos. Para efeitos deste estudo, foram considerados, de forma conservadora, os riscos residuais idênticos aos originais.

### II.8.5.3 Plano de Gerenciamento de Riscos

O **Quadro II.8.5-3**, a seguir, apresenta a Matriz de Gerenciamento de Riscos a ser adotada no desenvolvimento da produção do Campo de BC-10.

**QUADRO II.8.5-3: MATRIZ DE GERENCIAMENTO DE RISCOS**

MEDIDAS PREVENTIVAS E/OU MITIGADORAS			ITEM RELACIONADO
Nº	DESCRIÇÃO	SITUAÇÃO	
P1	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.	Plano de manutenção, a ser estabelecido pela <b>SHELL BRASIL</b> para a plataforma Semi-submersível e FPSO, a ser atualizado continuamente;	Inspeção - Manutenção
P2	Seguir programa de inspeção e manutenção e teste dos sistemas de segurança.	O Plano de Manutenção da <b>SHELL BRASIL</b> contemplará estes sistemas;	Inspeção - Manutenção
P3	Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.	Procedimentos de seleção e contratação de terceiros segundo critérios da <b>SHELL BRASIL</b> , sendo utilizados em operações a nível mundial;	Contratação de Terceiros
P4	Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade	Procedimentos operacionais a serem estabelecidos ou exigidos pela <b>SHELL BRASIL</b> , definindo as atribuições para cada atividade;	Capacitação Técnica
P5	Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores.	Todo pessoal de operação deverá possuir capacitação e experiência, seguindo o programa de treinamento e atualização requerido pela <b>SHELL BRASIL</b> ;	Capacitação Técnica
P6	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.	Estes treinamentos são realizados periodicamente pelas equipes da plataforma Semi-submersível e FPSO atendendo os requisitos de entidades reguladoras;	Plano de Ação de Emergência
P7	Seguir procedimento de registro e investigação de acidente.	Procedimento constante do Programa de Prevenção, Investigação e Remediação de Acidentes a ser estabelecido pela <b>SHELL BRASIL</b> ;	Registro e Investigação de Acidentes
M1	Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.	O Plano de Ação de Emergência a ser elaborado e implantado quando do início das operações de acordo com os padrões estabelecidos pela <b>SHELL BRASIL</b> ;	Plano de Ação de Emergência
M2	Acionar o Plano de Emergência das embarcações.	Os Planos de Ação de Emergência regimentais serão exigidos para as embarcações, e serão previstas suas integrações com o PEI.	Plano de Ação de Emergência



#### II.8.5.3.1 Definição de Atribuições

No gerenciamento de riscos ambientais, os profissionais da **SHELL BRASIL** possuirão atribuições e responsabilidades claras e definidas. A seguir são descritas as atribuições do Gerente de Operações, que da mesma forma que para outras funções, poderão ser atualizadas até a finalização do planejamento do projeto.

a) Gerente de Operações (na plataforma semi-submersível e no FPSO):

- Responsável pelo atendimento ao sistema de gerenciamento da empresa (políticas e procedimentos) na instalação, através de inspeções periódicas, manutenção, registro e investigação de acidentes, gerenciamento de mudanças e emissão de permissões de trabalho. Contribuem com o Gerente de Operações, os supervisores de áreas e o Comitê de SMS (Segurança, Saúde e Meio Ambiente) das unidades.
- Responsável por exigir das empresas contratadas que operarão nas unidades *offshore* da **SHELL BRASIL**, o atendimento das diretrizes de SMS e gerenciamento de riscos.

#### II.8.5.3.2 Procedimentos

A seguir são apresentadas descrições dos conteúdos gerais de procedimentos básicos, que serão considerados quando da estruturação final de um Plano de Gerenciamento de Risco.

a) Treinamento das Tripulações da Plataforma Semi-submersível e do FPSO

As tripulações da plataforma semi-submersível e do FPSO serão treinados através de um sistema de treinamento corporativo que visa capacitá-los à realização de trabalhos de perfuração, produção e/ou supervisão destes serviços em zona oceânica.

Os Programas de treinamento sistemático serão implementados para que os funcionários sejam informados e conscientizados acerca dos procedimentos operacionais de segurança que podem ser afetados pelo seu trabalho, usando as diretrizes que visam a garantia de um trabalho seguro. Um foco especial deste treinamento são os procedimentos de resposta emergencial em caso de incidentes.

Este treinamento prioriza aspectos de segurança como proteção contra incêndio, salvamento de vidas e sobrevivência e, também, a proteção do meio ambiente. Adicionalmente, poderão ser alvo de um treinamento mais específico algumas funções relacionadas com as outras atividades, como as de operação e de manutenção de guindaste, e controle de poço.



Este treinamento é periodicamente revisto para verificação de conhecimentos e aptidões, e para o atendimento à necessidade da comunicação de eventuais mudanças.

Empresas contratadas, que participem das atividades de desenvolvimento e produção nos campos de BC-10, também deverão prover aos seus empregados um treinamento apropriado, em práticas de trabalho seguro e respostas ambientais e emergenciais, corretas para sua conscientização e segurança do trabalho. Também deverão disponibilizar estes funcionários, de forma que possam ser treinados nos procedimentos específicos a serem desenvolvidos **SHELL BRASIL** para âmbito do projeto.

A verificação da efetividade do treinamento da **SHELL BRASIL** será feita por auditorias periódicas, testes e acompanhamento do trabalho dos funcionários.

#### b) Manutenções Preventiva e Corretiva:

Através do Sistema de Gerenciamento de Manutenção da **SHELL BRASIL**, será assegurado que os equipamentos da plataforma semisubmersível e do FPSO recebam manutenção eficiente e que operem de modo seguro, de acordo com as exigências legais e as especificações técnicas definidas pelos fabricantes. O sistema garantirá o planejamento da seqüência operacional, a fim de garantir a disponibilidade dos equipamentos quando solicitados.

O Sistema de Gerenciamento da Manutenção tem os seguintes objetivos:

- Fornecer diretrizes para todos os funcionários, contratados e outros envolvidos na operação e manutenção das instalações da **SHELL BRASIL**.
- Assegurar que as operações de manutenção sejam adequadas e apresentem uma boa relação custo/eficiência nas unidades próprias e operadas pela **SHELL BRASIL**.
- Garantir que as operações de manutenção e operação estejam em conformidade com as exigências legais.
- Estabelecer indicadores de performance, que permitam, a todos os níveis da operação, avaliar sua performance e identificar áreas para melhoria.
- Maximizar o tempo médio entre falhas e estender o ciclo de vida dos equipamentos.
- Minimizar as paradas não planejadas das unidades devido a falhas de equipamentos.
- Reduzir o custo de manutenção, através da combinação ótima da manutenção baseada em calendário, da manutenção preventiva e da manutenção por parada.



Cada unidade estabelecerá procedimentos próprios de manutenção, para assegurar que os equipamentos estejam prontos para uso quando necessário, e que funcionem efetiva e eficientemente durante sua vida útil. Os equipamentos também serão operados de maneira a minimizar o risco aos trabalhadores e a influência ao meio ambiente.

Inspeções e testes serão realizados para assegurar a manutenção da integridade mecânica dos equipamentos. Para tanto, uma série de critérios de testes e inspeção são estabelecidos como inspeções periódicas das unidades, dos guindastes e da torre de perfuração.

#### c) Processo de Contratação de Terceiros:

A fim de se garantir que as empresas terceirizadas possuam as qualificações exigidas, adotar-se-á um programa de avaliação, que deverá envolver os seguintes critérios:

- Histórico prévio da empresa.
- Qualidade dos bens e serviços fornecidos pela empresa.
- Questionário de avaliação dos programas de segurança.
- Existência de programa de qualidade e certificação.
- Requisitos de responsabilidade e seguros adequados.
- Atendimento aos requisitos do sistema de segurança e meio ambiente da **SHELL BRASIL**.
- Aprovação em auditoria.

Para a fase de perfuração, a **SHELL BRASIL** está contratando a *GlobalSantaFe*, empresa com vasta e comprovada experiência em serviços nesta atividade, e que mantém e aprimora continuamente seu sistema de gerenciamento de Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional.

Para as demais atividades nos campos de BC-10 que requeiram os serviços de empresas contratadas, a **SHELL BRASIL** analisará os sistemas de gerenciamento das mesmas, e, quando julgar necessário, solicitará adequações às suas diretrizes e políticas de SMS.

#### d) Inspeção de Equipamentos Relacionados com a Segurança

A plataforma Semi-submersível e o FPSO serão certificados, e receberão inspeções periódicas da entidade certificadora, além das estatutárias da Diretoria de Portos e Costas da Marinha, quando operando em águas brasileiras.

Na fase de perfuração, o sistema de SBOP e todo o sistema submarino passarão por inspeção visual diária e os equipamentos relacionados serão



testados antes de sua instalação e, a partir de então, passarão por testes periódicos, ou de acordo com a mudança de fase dos poços.

Os demais equipamentos de sistemas de segurança receberão inspeções periódicas, de acordo com os padrões estabelecidos nos Programa de Manutenções e Inspeções Periódicas de cada unidade.

#### e) Sistema de Permissão para Trabalho

Para minimizar os riscos associados com as atividades que representam um perigo para o meio ambiente ou para os funcionários, deverão ser adotadas práticas de trabalho seguro. Estas atividades incluem operações regulares, modificações de instalações, equipamentos ou procedimentos e o uso de materiais e substâncias perigosas.

Manuais de Segurança e Permissão do Trabalho de Pessoal contemplam diretrizes para muitas destas atividades, incluindo:

- Abertura de equipamentos;
- Procedimentos de *lockout* e *tagout*;
- Procedimentos de trabalho com calor (*hot work*);
- Entrada em espaços confinados;
- Operação de guindastes.

A necessidade de práticas de trabalho seguro determinada pela **SHELL BRASIL** se estende também aos contratados, que participarem nas operações nos reservatórios de BC-10. Portanto, relacionado ao procedimento de contratação de terceiros já descrito, a empresa considerará aquelas que incluem a determinação do uso de práticas de trabalho seguro e que valorizam a cultura de avaliação dos procedimentos de administração de segurança, meio ambiente e desempenho operacional.

#### f) Registro de Investigação de Acidentes

Todos os incidentes que resultarem ou puderem resultar em sérias consequências à segurança ou ao meio ambiente serão investigados por procedimentos pré-estabelecidos. Estes procedimentos incluem a exigência de investigação e comunicação imediata de incidentes; o uso de um sistema definido de ação corretiva para uma solução rápida e eficiente e a proteção das pessoas e do meio ambiente durante a manutenção do cenário do incidente para análises e investigações mais profundas.

Equipes de funcionários treinados conduzirão as investigações do incidente e incorporarão revisões adicionais para que a administração central da empresa possa organizar melhorias em longo prazo.





Todos os incidentes sérios ocorridos no âmbito do projeto serão investigados para determinar a natureza do incidente, os fatores operacionais e humanos envolvidos na causa do incidente e as mudanças recomendadas resultantes da investigação. A investigação deverá definir o seguinte:

- As causas básicas e imediatas.
- As ações corretivas a serem tomadas.
- Indicativos para a minimização do risco de um incidente similar.
- Ações corretivas para prevenção da ocorrência.
- Lições aprendidas e a sua divulgação para conhecimento geral no âmbito das atividades.

Todas as ações corretivas provenientes de uma investigação de um acidente deverão ser documentadas. As lições da investigação do incidente serão aplicadas em futuras operações a fim de serem consideradas na análise de perigos e nas atualizações de procedimentos.

#### g) Sistema de Gerenciamento de Mudanças

O sistema a ser adotado visará identificar e controlar perigos associados a mudanças, considerando aspectos de saúde, segurança e ambientais destas mudanças. Estas deverão ser avaliadas com cuidado para garantir que os riscos causados por elas fiquem reduzidos ou ocorram em níveis aceitáveis. Isso incluirá a administração de mudanças em operações, condições de operação, procedimentos, equipamentos, processos, resposta emergencial, recursos humanos, técnica, tecnologia e instalações, da mesma forma que as melhorias em andamento. Procedimentos por escrito serão usados para administrar mudanças em instalações e atribuições de funcionários.