

II.8. ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

II.8.1. DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES

Os principais sistemas e subsistemas da Unidade de Perfuração do tipo navio-sonda DEEPWATER DISCOVERY, bem como os seus dispositivos de segurança mais relevantes, estão descritos no item II.3 (Descrição das Atividades).

II.8.2. ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES AMBIENTAIS

A análise histórica de acidentes ambientais foi baseada no Relatório Estatístico do *Worldwide Offshore Accident Databank* (WOAD), base de dados elaborada e administrada pela *Det Norske Veritas* (DNV) que reúne informações sobre acidentes ocorridos em unidades marítimas a partir de 1970.

O Relatório Estatístico WOAD de 1998 cobre 3.431 acidentes e incidentes ocorridos em unidades marítimas em todo o mundo no período de 1º de janeiro de 1970 a 31 de dezembro de 1997, incluindo todos os acidentes causadores de danos significativos à unidade ou a seus equipamentos, liberações significativas de hidrocarbonetos e acidentes fatais.

De forma a complementar as informações extraídas do WOAD, apresenta-se ainda nesta análise histórica os quantitativos de comunicados de incidentes reportados à ANP no período compreendido entre 2006 e 2011 relacionados às atividades de exploração e produção. Tais informações foram extraídas do Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural emitido pela ANP em 2011. Deste mesmo relatório supracitado foram extraídas informações relativas ao volume estimado reportado de acordo com o tipo de fluido vazado. É importante mencionar que tais informações referem-se tanto a atividades de exploração e produção de petróleo *offshore* como *onshore*, uma vez que a ANP não segregava as informações por atividade em seu relatório anual.

Ainda de forma complementar aos dados estatísticos extraídos do WOAD, apresenta-se ainda nesta análise histórica dados estatísticos extraídos de banco de dados elaborado pelo HSE para acidentes ocorridos especificamente no Reino Unido (*UK Continental Shelf*) no período compreendido entre 1980 e 2005.

Com relação à exposição ao risco, a Tabela II.8.2.1 apresenta o número de unidades-ano correspondente às unidades móveis de perfuração – e aos navios-sonda em particular – em operação nos períodos 1970-1979, 1980-1997 e 1970-1997. A Tabela II.8.2.2, por sua vez, apresenta o número de poços exploratórios e de desenvolvimento perfurados no Golfo do México e no Mar do Norte nos mesmos períodos.

TABELA II.8.2.1 – Número de unidades móveis de perfuração (UM) e navios-sonda (NS) em operação por área geográfica e por período (unidades-ano)

Área Geográfica	Período					
	1970-1979		1980-1997		1970-1997	
	UM	NS	UM	NS	UM	NS
Golfo do México (EUA)	965	121	2.868	76	3.833	197
Mar do Norte	393	12	1.601	4	1.994	16
Outras Áreas	1.734	418	5.594	520	7.328	938
TOTAL	3.092	551	10.063	600	13.155	1.151

Fonte: DNV, 1999, p. 3.5

TABELA II.8.2.2 – Número de poços perfurados por área geográfica e por período

Área Geográfica	Período		
	1970-1979	1980-1997	1970-1997
Golfo do México (EUA)	9.973	17.225	27.198
Mar do Norte	1.850	8.044	9.894
TOTAL	11.823	25.269	37.092

Fonte: DNV, 1999, p. 3.46

Com relação aos acidentes/incidentes analisados em seu Relatório Estatístico, o WOAD utiliza as seguintes definições:

- **Falha de ancoragem:** Problemas com as âncoras e cabos de ancoragem, dispositivos de amarração e guinchos.
- **Emborcamento:** Perda de estabilidade transversal, resultando em virada de borco da unidade.
- **Colisão:** Contato acidental entre unidade *offshore* e embarcação marinha que está passando, quando pelo menos uma delas é propelida ou está sendo rebocada. Exemplos: navio tanque, cargueiro, barco de pesca. Também estão incluídas colisões com pontes, cais, etc., e embarcações engajadas na atividade de óleo e gás em outras plataformas que não a plataforma afetada, e entre duas instalações *offshore*.
- **Contato:** Colisões/contatos acidentais entre embarcações engajadas na atividade de óleo e gás na plataforma afetada, por exemplo, embarcações de apoio, de suprimentos ou *stand-by*, rebocadores ou helicópteros, e instalações *offshore* (móveis ou fixas).
- **Acidente com guindaste:** Qualquer evento causado por ou envolvendo guindastes, gruas ou qualquer outro equipamento de içamento de carga.
- **Explosão:** sobrepessão.
- **Queda de carga:** Queda de carga/objetos de guindastes, gruas ou qualquer outro equipamento de içamento de carga. Queda acidental de bote salva-vidas e homem ao mar, também estão incluídos nessa categoria.
- **Incêndio:** radiação térmica.

- **Afundamento:** Perda de fluabilidade ou afundamento da unidade.
- **Encalhe:** Instalação flutuante em contato com o fundo do mar.
- **Acidente de helicóptero:** Acidente com helicóptero, tanto no heliponto quanto em contato com a instalação.
- **Inundação:** Entrada de água na unidade ou enchimento de poço ou outros compartimentos causando potencial perda de fluabilidade ou problemas de estabilidade.
- **Adernamento:** Inclinação descontrolada da unidade para um dos bordos.
- **Falha de máquinas:** Falha de motores ou propulsores, incluindo sistemas de controle.
- **Perda de posição:** Unidade não intencionalmente fora de sua posição esperada ou deriva fora de controle.
- **Dano estrutural:** Quebra ou falha por fadiga de elementos estruturais.
- **Acidente de reboque:** Rompimento do cabo de reboque.
- **Problemas no poço:** Problema acidental, tal como perda da carga hidrostática ou outros no interior do poço.
- **Derramamento/vazamento:** Liberação de óleo ou gás para o entorno, a partir do próprio equipamento da unidade/embarcações ou tanques, causando potencial poluição e/ou risco de explosão e/ou incêndio.
- **Blowout:** Fluxo descontrolado de óleo, gás ou outros fluidos do reservatório, ou seja, perda da carga hidrostática ou do BOP ou da válvula de emergência do fundo do poço.
- **Outros:** Eventos outros que não os especificados acima.

A Tabela II.8.2.3 apresenta o número de ocorrências de diferentes tipos de acidente em todo o mundo, por tipo de acidente e por período, em unidades móveis de perfuração e em navios-sonda em particular.

TABELA II.8.2.3 – Número de ocorrências em unidades móveis de perfuração (UM) e navios-sonda (NS) em todo o mundo, por tipo de acidente e por período

Tipo de Acidente	Período					
	1970-1979		1980-1997		1970-1997	
	UM	NS	UM	NS	UM	NS
Falha de Ancoragem	39	9	84	4	123	13
<i>Blowout</i>	58	7	108	6	166	13
Emborcamento	29	-	66	5	95	5
Colisão	21	6	28	2	49	8
Contato	55	17	116	10	171	27
Acidente com Guindaste	15	5	41	2	56	7
Explosão	23	7	28	1	51	8
Queda de Carga	13	5	81	4	94	9
Incêndio	38	8	131	8	169	16
Afundamento	30	-	53	3	83	3
Encalhe	19	-	32	1	51	1
Acidente de Helicóptero	2	-	6	-	8	-
Inundação	28	5	33	2	61	7
Adernamento	15	-	59	4	64	4
Falha de Máquinas	9	7	14	7	23	14

Tipo de Acidente	Período					
	1970-1979		1980-1997		1970-1997	
	UM	NS	UM	NS	UM	NS
Perda de Posição	38	5	116	5	154	10
Derramamento	15	3	95	2	110	5
Dano Estrutural	79	3	172	12	251	15
Acidente de reboque	18	1	59	1	77	2
Problema no Poço	59	8	141	7	200	15
OUTROS	6	1	25	1	31	2

Fonte: DNV, 1999, p. 4.52

Com relação à frequência dos eventos acidentais, a Tabela II.8.2.4 apresenta a frequência média de ocorrência de diferentes tipos de acidente em unidades móveis de perfuração e em navios-sonda, em todo o mundo, por tipo de acidente, para o período 1980-1997.

TABELA II.8.2.4 – Frequência média de ocorrência de acidentes em unidades móveis de perfuração (UM) e navios-sonda (NS) em todo o mundo no período 1980-1997 (ocorrências / 1.000 unidades-ano)

Tipo de Acidente	Frequência	
	UM	NS
Falha de Ancoragem	8,35	6,67
<i>Blowout</i>	10,73	10,00
Emborcamento	6,56	8,33
Colisão	2,78	3,33
Contato	11,53	16,67
Acidente com Guindaste	4,07	3,33
Explosão	2,78	1,67
Queda de Carga	8,05	6,67
Incêndio	13,02	13,33
Afundamento	5,27	5,00
Encalhe	3,18	1,67
Acidente de Helicóptero	0,60	-
Inundação	3,28	3,33
Adernamento	5,86	6,67
Falha de Máquinas	1,39	11,67
Perda de Posição	11,53	8,33
Derramamento	9,44	3,33
Dano Estrutural	17,09	20,00
Acidente de reboque	5,86	1,67
Problema no Poço	14,01	11,67

Tipo de Acidente	Frequência	
	UM	NS
OUTROS	2,48	1,67

Fonte: DNV, 1999, p. 2.8

Da observação dos dados apresentados na Tabela II.8.2.4, conclui-se que, com relação à frequência média de ocorrência dos diferentes tipos de acidente em navios-sonda, a tipologia acidental mais frequente está relacionada a dano estrutural, seguida por contato, incêndio, problema no poço, falha de máquinas e *blowout*.

A Tabela II.8.2.5 apresenta os números de comunicados de incidentes recebidos pela ANP nos últimos cinco anos, relacionados às atividades de exploração e produção tanto em mar como em terra no Brasil. Por sua vez, a Tabela II.8.2.6 apresenta o volume de óleo estimado reportado de acordo com o tipo de fluido vazado especificamente para os comunicados de vazamento de óleo reportados à ANP nos anos de 2010 e 2011.

TABELA II.8.2.5 – Classificação dos Incidentes Reportados à ANP

Tipo de Acidente	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Derrame ou vazamento de petróleo ou derivados	65	72	59	101	86	79
Derrame ou vazamento de água oleosa	0	0	2	7	24	95
Derrame ou vazamento de outras substâncias	5	6	0	7	18	39
Derrame ou vazamento de fluido de perfuração	0	0	5	15	27	42
Explosão e/ou incêndio	3	6	2	5	11	50
Parada não programada	12	10	6	32	43	56
<i>Blowout</i>	3	1	0	1	2	1
Abalroamento	0	0	4	3	3	6
Adernamento	0	1	0	0	2	1
Número de óbitos em incidentes operacionais	4	4	8	3	3	6
Número de feridos em incidentes operacionais	8	11	7	8	14	26
Total de incidentes comunicados	172	181	150	260	375	664

Fonte: ANP, relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, 2011.

TABELA II.8.2.6 – Distribuição dos volumes de fluido vazados em 2010 e 2011 reportados à ANP

Tipo de Fluido	Volume Estimado (m ³)	
	2010	2011
Petróleo	10,92	607,90
Óleo e derivados	10,35	1,18
Fluido de Perfuração	370,43	250,35
Água Oleosa	24,85	6,49

Fonte: ANP, relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, 2011.

É importante ressaltar que o grande aumento no volume de petróleo vazado reportado à ANP no ano de 2011 em relação a 2010 deve-se ao vazamento de óleo ocorrido no Campo de Frade no ano de 2011.

A tabela a seguir apresenta o número de acidentes e a frequência de ocorrência destes para unidades móveis de perfuração (MODUs), levando-se em consideração os acidentes ocorridos entre os anos de 1980 e 2005 para a UKCS (*UK Continental Shelf*).

TABELA II.8.2.7 – Número de acidentes e frequências (unidade/ano) para MODUs (1980 – 2005)

Tipo de unidade	Período					
	1980 - 1989		1990 - 2005		1980 - 2005	
	Número de acidentes	Frequência	Número de acidentes	Frequência	Número de acidentes	Frequência
<i>Jackup</i>	198	0,962	720	1,892	918	1,565
Semi-submersível	377	1,102	1.495	2,510	1.872	1,997
Navio-sonda	5	1,786	38	6,552	43	5,000
Total MODU	580	1,053	2.253	2,295	2.833	1,848

Fonte: HSE, Accident statistics for floating offshore units on the UK Continental Shelf (1980-2005), 2007.

A Tabela II.8.2.8, a seguir, apresenta o número de *blowouts* ocorridos em diferentes períodos, desde a década de 50, até o ano de 2008 para unidades marítimas fixas.

TABELA II.8.2.8 – Número de *blowouts* ocorridos em diferentes períodos

Período	Número de <i>blowouts</i>
Década de 50	9
Década de 60	53
Década de 70	114
Década de 80	177
Década de 90	118
2000 – 01.01.2007	78
2007 e 2008	11
TOTAL	560

Fonte: HSE, Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf (1980 – 2005), 2007.

Agrupando-se as unidades de instalação de acordo com suas funções, perfuração, produção, *wellhead* ou compressão, o número de acidentes e suas respectivas frequências no período compreendido entre 1980 e 1995, correspondem aos valores apresentados na tabela a seguir.

TABELA II.8.2.9 – Número de acidentes e frequências para unidades de instalação

Ano/Período	Tipo de Instalação							
	Perfuração		Produção		Wellhead		Compressão	
	Nº de acidentes	Freq.	Nº de acidentes	Freq.	Nº de acidentes	Freq.	Nº de acidentes	Freq.
1980 - 1989	19	0,115	995	1,631	13	0,086	8	0,116
1990	8	0,444	172	2,276	9	0,231	1	0,125
1991	3	0,167	199	2,519	7	0,156	2	0,222
1992	-	-	320	3,51	9	0,188	6	0,667
1993	1	0,053	407	4,733	17	0,333	3	0,300
1994	9	0,474	474	5,152	9	0,161	5	0,500
1995	-	-	350	3,804	21	0,368	13	1,182
1996	1	0,059	359	3,860	22	0,339	8	0,889
1997	3	0,167	368	3,915	37	0,529	4	0,364
1998	1	0,056	365	3,763	36	0,500	2	0,182
1999	1	0,056	319	3,323	41	0,519	5	0,417
2000	-	-	410	4,184	40	0,476	2	0,167
2001	-	-	411	4,152	24	0,282	-	-
2002	-	-	411	4,069	16	0,047	-	-
2003	-	-	323	3,106	23	0,267	-	-
2004	5	0,278	346	3,327	16	0,178	7	0,583
2005	9	0,500	283	2,695	11	0,122	4	0,333
1990 - 2005	41	0,141	5.515	3,684	338	0,308	62	0,360
1980 - 2005	60	0,132	6.510	3,090	351	0,281	70	0,290

Fonte: HSE, Accident statistics for fixed offshore units on the UK Continental Shelf (1980 – 2005), 2007.

Uma segunda avaliação da quantidade de acidentes e frequências para as unidades de instalação consideradas na Tabela II.8.2.9 é apresentada na Tabela II.8.2.10, considerando-se os tipos de acidentes, de acordo com a classificação adotada pelo WOAD e já considerada para os navios-sonda anteriormente (Tabela II.8.2.8).

TABELA II.8.2.10 – Número de acidentes e frequências para unidades de instalação para cada tipo de acidente

Tipo de Acidente	Período			
	1990- 2005		1980 - 2005	
	Número de acidentes	Frequência	Número de acidentes	Frequência
Falha de Ancoragem	4	-	-	-
Blowout	-	1,2 E-3	10	2,2 E-3
Emborcamento	4	-	-	-
Colisão	28	8,3 E-3	30	6,7 E-3
Contato	108	0,032	188	0,042

Tipo de Acidente	Período			
	1990- 2005		1980 - 2005	
	Número de acidentes	Frequência	Número de acidentes	Frequência
Acidente com Guindaste	1.259	0,372	1.681	0,375
Explosão	41	0,012	76	0,017
Queda de Carga	1,725	0,510	2.193	0,489
Incêndio	717	0,212	945	0,211
Afundamento	-	-	-	-
Encalhe	-	-	-	-
Acidente de Helicóptero	6	1,8 E-3	13	2,9 E-3
Inundação	1	3,0 E-4	2	4,5 E-4
Adernamento	-	-	1	2,2 E-4
Falha de Máquinas	-	-	-	-
Perda de Posição	-	-	-	-
Derramamento	3.108	0,919	3.324	0,741
Dano Estrutural	13	3,8 E-3	18	4,0 E-3
Acidente de reboque	-	-	-	-
Problema no Poço	392	0,116	414	0,092
OUTROS	105	0,031	111	0,025

Fonte: SCANDPOWER AS, SINTEF Offshore Blowout Database, 2008.

As taxas de falha apresentadas na Tabela II.8.2.11 para os equipamentos presentes na atividade de perfuração que geram diferentes magnitudes de vazamento de produtos tóxicos são obtidas a partir do banco de dados *Health and Safety Executive* – HSE, do governo britânico.

TABELA II.8.2.11 – Frequência anual de falhas de equipamentos da Offshore Hydrocarbons Release Statistics

Componente	Ocorrências de Vazamento por ano (Taxa de falhas)
Válvula manual ($\Phi^1 > 11''$)	$1,06 \times 10^{-3}$
Válvula ESDV ² ($\Phi > 11''$)	$2,85 \times 10^{-4}$
Tanque de armazenamento de óleo cru	$2,57 \times 10^{-3}$
Bomba de lama	$6,83 \times 10^{-4}$
Flange ($\Phi > 11''$)	$9,85 \times 10^{-5}$
Dutos flexíveis de aço ($8'' < \Phi \leq 12''$)	$5,22 \times 10^{-6}$
Riser de aço ($4 < \Phi \leq 8''$)	$2,68 \times 10^{-6}$
Riser flexível de aço ($4 < \Phi \leq 8''$)	$1,25 \times 10^{-5}$

Fonte: HSE, 2001.

¹ Φ diâmetro interno da tubulação ou válvula.

² ESDS = *Entry Sequenced Data Set* (Entrada Sequenciada de Dados)

Já as taxas de falhas apresentadas na Tabela II.8.2.12 são resultados de pesquisas feitas em diversas fontes de dados, como, por exemplo, *Offshore Reliability Data Handbook* (OREDA), *American Institute of Chemical Engineers, Technica e World Offshore Accident Database* (WOAD).

TABELA II.8.2.12 – Frequências anuais de falhas de equipamentos

Componente	Pequeno Vazamento	Grande Vazamento
Estrutura/tubulações/equipamentos	-	5,0E-03 (ruptura devido à queda de carga)
Tubulação	2,8E-07	2,2E-08
Flange/Conexões	8,8E-05	-
Válvula esfera	1,0E-02	3,0E-05
Válvula globo/agulha	3,0E-03	3,0E-05
Vasos	1,0E-04	1,0E-05

Fonte: OREDA, AIChE, Technica e WOAD.

Com relação a liberações acidentais com potencial direto de dano ao meio ambiente – óleo cru, óleo diesel ou outras substâncias químicas –, a Tabela II.8.2.13 apresenta o número de liberações ocorridas em unidades móveis de perfuração em todo o mundo, em função da quantidade liberada.

TABELA II.8.2.13 – Número de liberações acidentais de óleo cru, óleo diesel ou outras substâncias químicas ocorridas em unidades móveis de perfuração em todo o mundo

Quantidade Liberada	Período		
	1970-1979	1980-1997	1970-1997
Entre 0 e 9 toneladas	5	65	70
Entre 10 e 100 toneladas	1	9	10
Entre 100 e 1.000 toneladas	1	6	7
Entre 1.000 e 10.000 toneladas	-	2	2
Maior que 10.000 toneladas	3	5	8
TOTAL	10	87	97

Fonte: DNV, 1999, p. 5.3

Com base nos dados apresentados nas Tabelas II.8.2.1 e II.8.2.13, a Tabela II.8.2.14 apresenta o resultado do cálculo da frequência média de liberações acidentais de substâncias potencialmente danosas ao meio ambiente ocorridas em todo o mundo em unidades móveis de perfuração.

TABELA II.8.2.14 – Frequência média de liberações acidentais de óleo cru, óleo diesel ou outras substâncias químicas ocorridas em unidades móveis de perfuração em todo o mundo (eventos / 1.000 unidades-ano)

Quantidade Liberada	Período		
	1970-1979	1980-1997	1970-1997
Entre 0 e 9 toneladas	1,6	6,5	5,3
Entre 10 e 100 toneladas	0,3	0,9	0,8
Entre 100 e 1.000 toneladas	0,3	0,6	0,5
Entre 1.000 e 10.000 toneladas	-	0,2	0,2
Maior que 10.000 toneladas	1,0	0,5	0,6

Ainda com relação a derramamentos de óleo, a Tabela II.8.2.15 apresenta dados provenientes da *International Oil Spill Database (IOSD)* relativos a derramamentos acidentais em atividades marítimas de E&P no período 1978-1997. Essa base de dados computa mais de 8.600 registros individuais de derramamentos de mais do que 10.000 galões americanos (aproximadamente 34 toneladas), valor este considerado o limite abaixo do qual os dados não são precisos. Para estimativa de derramamentos menores que 34 toneladas, a IOSD utiliza fatores de correção, aplicáveis ao número de derramamentos e à quantidade derramada. Esses fatores foram calculados pela IOSD com base nos registros da *US Coast Guard* no período de 1968 a 1997, considerando o valor limite de 50 galões americanos (aproximadamente 0,17 toneladas), que é o valor a partir do qual, em muitos estados americanos, se faz necessária a notificação do incidente.

TABELA II.8.2.15 – Derramamentos acidentais de óleo em atividades marítimas de E&P no período 1978-1997

Ano	Número de derramamentos maiores que 34 t	Número de derramamentos maiores que 0,17 t	Quantidade total (t) derramada em derramamentos maiores que 34 t	Quantidade total (t) derramada em derramamentos maiores que 0,17 t
1978	4	125	3.507	4.155
1979	9	281	478.487	566.874
1980	14	438	43.881	51.987
1981	1	31	340	403
1982	4	125	3.007	3.526
1983	12	375	279.299	330.892
1984	4	125	1.707	2.023
1985	5	156	670	794
1986	5	156	35.371	41.904
1987	6	188	8.969	10.626
1988	6	188	2.020	2.394
1989	6	188	381	451
1990	6	188	7.128	8.623
1991	3	94	180	214
1992	5	156	2.663	3.155

Ano	Número de derramamentos maiores que 34 t	Número de derramamentos maiores que 0,17 t	Quantidade total (t) derramada em derramamentos maiores que 34 t	Quantidade total (t) derramada em derramamentos maiores que 0,17 t
1993	2	63	61	73
1994	2	63	129	153
1995	1	31	500	592
1996	0	-	0	-
1997	4	125	762	903

Fonte: IOSD, 1999

Como se pode observar, os anos de 1979 e 1983 registraram as maiores quantidades de óleo derramadas. Do total derramado em 1979, 476.190 toneladas são atribuídas à erupção do poço exploratório Ixtoc I, que vazou durante 295 dias, na baía da Campeche, na costa do Golfo do México. O outro grande vazamento ocorreu em 1983, devido à erupção de um poço no Campo de Nowruz, no Irã, que despejou 272.109 toneladas de óleo no Golfo Pérsico/Arábico, ao longo de 196 dias. O poço de Nowruz liberou óleo a uma taxa de 571 a 1.429 toneladas diárias, até ser fechado seis meses e meio mais tarde (IOSD, 1999).

Em 1988, o acidente com a plataforma *Piper Alpha* no Mar do Norte, na costa de Aberdeen, Escócia, provocou o derramamento de 750 t de óleo. Nesse mesmo ano, uma plataforma de produção flutuante derramou 1.500 t de óleo no Campo de Fulmar, no Mar do Norte, na costa do Reino Unido. Em 1990, um poço no Campo de Troll, na costa da Noruega, no Mar do Norte, vazou 361 t durante um teste de formação. Em 1992, um erro de operação causou um derramamento de 827 t no Campo de Statfjord, também na costa da Noruega. Ainda em 1992, ocorreu um derramamento de 1.643 t de óleo, devido à erupção de um poço de produção, na costa da Baía de Timbalier, Louisiana, no Golfo do México. Outra plataforma do Mar do Norte, em 1995, derramou 500 t na costa da Alemanha, como resultado de danos estruturais. Em 1997, a plataforma flutuante de armazenamento *Captain Field* derramou 680 t de óleo no Mar do Norte, a 145 km da costa da Escócia (IOSD, 1999).

Particularmente com relação a liberações de óleo decorrentes de *blowouts*, estudo recente da *Royal Society of Canada* (2004) relata algumas estimativas sobre a frequência de ocorrência destes eventos. A Tabela II.8.2.16 apresenta os valores calculados por LGL (2000, 2003) e Husky (2000) *apud* RSC (2004), com base em dados históricos, para a frequência de derramamentos de óleo decorrentes de *blowouts* em poços exploratórios e de desenvolvimento, respectivamente.

TABELA II.8.2.16 – Frequência de derramamentos de óleo decorrentes de *blowouts* (por poço perfurado)

Tipos de poço	Quantidade derramada	
	> 10.000 bbl (1.600 m³)	> 150.000 bbl (24.000 m³)
Exploração (LGL, 2000)	$1,5 \times 10^{-4}$	5×10^{-5}
Desenvolvimento (<i>Husky</i> , 2000)	$7,8 \times 10^{-5}$	$3,9 \times 10^{-5}$

Fonte: RSC, 2004

➤ **Magnitude dos Danos Ambientais em Relação a Eventuais Efeitos Tóxicos, Espécies Afetadas e à sua Importância para o Ecossistema em Análise**

Para a análise histórica dos acidentes ambientais no que diz respeito aos seus efeitos tóxicos, espécies e ecossistemas afetados, foi feito um levantamento bibliográfico dos eventos ocorridos em atividades *offshore* nos quais houve vazamento de óleo no mar. Apesar da abundância de informações associadas a causas e consequências, tal como quantidade de produto derramado, ainda há poucos estudos quanto aos impactos crônicos sobre espécies ou ecossistemas (ITOPF, 2009; CEDRE, 2009). Mesmo quanto esses estudos estão disponíveis, não se apresentam muitos dados quantitativos acerca desses impactos. Sendo assim, a Tabela II.8.2.17 apresenta as informações sobre acidentes para os quais foi reportado algum tipo de impacto ambiental sobre comunidades adjacentes. Dentre os impactos levantados, destacam-se aqueles resultantes dos acidentes com o navio-tanque Exxon-Valdez (1989), que ocorreu em uma área de alta importância biológica, com seus impactos podendo ser observados até os dias de hoje, e com o navio-tanque Jessica, devido à sensibilidade da área atingida (Ilhas Galápagos).

Vale mencionar que recentemente, no mês de abril de 2010, houve um acidente no Golfo do México com a plataforma da BP (*British Petroleum*) *Deepwater Horizon*, o qual resultou no vazamento de milhares de barris (volume estimado em cerca de 3 milhões de bbls)³ de petróleo na região, causando o fechamento de diversos locais de pesca, além de ter matado centenas de milhares de tartarugas e pássaros e dezenas de golfinhos. Todavia, em virtude de a magnitude total de seus impactos ainda não ter sido totalmente determinada, o mesmo não será reportado na Tabela II.8.2.17. Ressalta-se que apesar deste acidente ser considerado de grande magnitude, a atividade pesqueira foi reiniciada sete meses após o poço Macondo ter sido totalmente controlado.

É importante mencionar, ainda, que em novembro de 2011 ocorreu no Campo de Frade, localizado na Bacia de Campos e operado pela empresa Chevron, um acidente envolvendo vazamento de óleo (cerca de 2.400 bbls)⁴. Contudo, em virtude de a magnitude total dos impactos decorrente deste acidente ainda não ter sido totalmente determinada, o mesmo também não será reportado na Tabela II.8.2.17.

³ BP, Annual Report and Form 20-F, 2011.

⁴ Volume apresentado em nota no site da empresa.

TABELA II.8.2.17 – Acidentes ambientais e descrição dos impactos ambientais reportados.

Unidade	Local	Ano	Óleo derramado	Tipo de óleo	Causas	Área atingida	Impactos observados	Referências Bibliográficas ⁵
Navio-tanque SS Witwater	Costa do Caribe no Panamá, a aproximadamente 3,7 km a nordeste das ilhas Galeta	1968	588.000 gal (~1911 ton)	Diesel e Bunker C Oil	Ruptura por causa dos mares revoltos no Caribe	-	Atingiu praias arenosas, costões rochosos e manguezais das ilhas Galeta. Os ventos fortes causaram um spray de óleo misturado com água do mar que atingiu árvores e arbustos acima da zona de supralitoral (até cerca de 2m acima da média do nível da maré alta). Árvores de mangue-vermelho e mangue-preto foram severamente atingidas e houve a morte de muitas sementes de mangue-vermelho, da comunidade algal e de invertebrados. Os pesquisadores também observaram tartarugas marinhas mortas nas praias dos manguezais da região após o vazamento, entretanto a real causa dessas mortalidades não foi determinada. Um estudo de acompanhamento realizado 2 meses após o derramamento descobriu que os recifes de coral foram os menos afetados de todas as comunidades estudadas. Uma vez que os recifes encontram-se na zona de infralitoral, eles não tiveram contato direto com o óleo e a maré alta além do normal causada pelos ventos fortes ajudou a evitar a contaminação.	[7] e [13]
Navio-tanque Arco Merchant	Nantucket Shoals (banco de areia), Massachusetts (EUA)	1976	28.000 ton	Óleo combustível	Encalhe	-	Contaminação do sedimento se restringiu à área ao redor do encalhe. Foram encontradas aves com óleo, entretanto o total de mortes é difícil de avaliar. Concluiu-se que o vazamento provavelmente teve pouco efeito sobre as populações de aves costeiras e marinhas fora da costa da Nova Inglaterra.	[1] e [2]

⁵ As referências bibliográficas utilizadas estão apresentadas ao final deste item.

TABELA II.8.2.17 – Acidentes ambientais e descrição dos impactos ambientais reportados.

Unidade	Local	Ano	Óleo derramado	Tipo de óleo	Causas	Área atingida	Impactos observados	Referências Bibliográficas ⁵
VLCC (Very Large Crude Carrier) Atlantic Express	10 milhas de Tobago, oeste das Índias	1979	276.000 ton	Óleo cru	Colisão com a embarcação VLCC Aegean Captain durante uma tempestade tropical	-	Não foram feitos estudos de impactos, pouca quantidade de poluição na costa foi reportada nas ilhas próximas.	[1], [2] e [3]
Poço Intox I	80 km da Ciudad del Carmen	1979	Milhares de barris de óleo antes do poço ser controlado somente em 1980	Óleo cru	<i>Blowout</i> (descontrole do poço)	Baía de Campeche e impactou parte da costa do México e Texas (257 km de costa)	O vazamento atingiu praias de importância comercial e com ecossistemas sensíveis na região do Texas e México. Foram encontradas algumas espécies de tartarugas sujas com óleo e alguns indivíduos mortos.	[7]
Poço Nowruz	Golfo Pérsico, Irã	1983	42 milhões de galões de óleo (~136.500 ton)	Óleo cru	Guerra Irã-Iraque	-	Foram impactados os ecossistemas praias arenosas, costões rochosos e ilhas costeiras. Muitos animais morreram e foram encontrados ao longo da costa do Golfo Pérsico, incluindo cerca de 56 tartarugas-verde e de pente que foram mortas nas ilhas de Jan e Karan. Estima-se que cerca de 500 indivíduos das duas espécies tenham morrido, representando a aniquilação de toda a população da tartaruga-de-pente a maior parte da população de tartaruga-verde. Os impactos diretos e indiretos do óleo sobre as tartarugas marinhas, seus ninhos e seu habitat ainda permanecem desconhecidos, mas conclui-se que os impactos foram severos.	[7]

TABELA II.8.2.17 – Acidentes ambientais e descrição dos impactos ambientais reportados.

Unidade	Local	Ano	Óleo derramado	Tipo de óleo	Causas	Área atingida	Impactos observados	Referências Bibliográficas ⁵
Navio-tanque Vista Bella	Nevis Island, Caribe	1991	2.000 ton	Óleo combustível pesado	Danos no navio	Atingiu 5 jurisdições: Saint Kitts e Nevis, ilhas Sabba e Saint Martin, Saint Bartholomew, as Ilhas Virgens Britânicas e Ilhas Virgens Americanas e Porto Rico.	Praias que são locais de desova de tartarugas marinhas foram atingidas.	[2] e [7]
Navio de carga combinada (óleo e minério Aegean Sea	Espanha, próximo ao porto de La Coruna na costa da Galícia	1992	67.000 (ton)	Óleo cru	Encalhe	Ocorreu em águas rasas a cerca de 50 metros da costa atingindo cerca de 300km da linha da costa.	O óleo impactou costões rochosos, pequenas praias arenosas e áreas planas de marisma. Várias espécies de importância comercial foram afetadas, como mexilhões e houve restrição à pesca o que acabou impactando a indústria pesqueira.	[1], [2] e [3]
Barçaça Bouchard B155	Tampa Bay, Florida	1993	336.000 gal (~1092 ton)	Óleo combustível pesado	Colisão com outras embarcações	O óleo cobriu aproximadamente 23km de costa.	Foram atingidas praias arenosas, diversos manguezais, ilhas e diques. Também foram impactadas áreas de desova e forrageamento de tartarugas marinhas.	[7] e [9]

TABELA II.8.2.17 – Acidentes ambientais e descrição dos impactos ambientais reportados.

Unidade	Local	Ano	Óleo derramado	Tipo de óleo	Causas	Área atingida	Impactos observados	Referências Bibliográficas ⁵
Navio-tanque Jessica	Ilhas Galápagos, Equador	2001	600 ton de óleo combustível leve + 200 ton de óleo combustível intermediário.	Óleo combustível leve e intermediário	Encalhe (condições meteorológicas e falha humana)	12 ilhas (450km)	Cerca de 370 animais foram atingidos pelo combustível como aves, mamíferos e répteis. 79 leões marinhos foram afetados pelo vazamento e 15.000 iguanas marinhas da ilha de Santa Fé foram mortas. Dezenas de milhares de peixes e invertebrados também foram afetados. Devido ao comportamento de muitos animais e a alta toxicidade do óleo, muitos animais podem ter morrido e afundado, não sendo reportados nas estatísticas. A pesca foi afetada em uma pequena escala.	[1], [2], [10], [11] e [12]
Navio-tanque monocasco Prestige	Espanha	2002	64.000 ton	Óleo combustível pesado	Danos do casco devido aos fortes mares no norte da Espanha	1.900 km de costa	O óleo se espalhou por longas distâncias com os ventos e correntes, atingindo, principalmente as costas da Espanha e França. No total, 6 países foram atingidos. Os ecossistemas mais impactados foram os costões rochosos. A pesca foi proibida em 90% da costa. Na França e Espanha também houve impacto no turismo no ano de 2003.	[1], [2]
Navio-tanque Amoco Cadiz	Bretanha, França	1978	223.000 ton	223.000 (ton) petróleo leve e óleo cru + 4.000 (ton) de diesel	Problemas mecânicos	320 km da costa da Bretanha até as Ilhas Channel.	Vários ecossistemas costeiros de importância ecológica foram atingidos, principalmente marismas e estuários. Cerca de 10.000 toneladas foram biorremediadas.	[1], [2] e [3]

TABELA II.8.2.17 – Acidentes ambientais e descrição dos impactos ambientais reportados.

Unidade	Local	Ano	Óleo derramado	Tipo de óleo	Causas	Área atingida	Impactos observados	Referências Bibliográficas ⁵
Navio-tanque Castillo de Bellver	70 milhas ao norte de Cape Town, Baía de Saldanha, África do Sul	1983	~ 50-60.000 ton	Óleo cru	O navio pegou fogo e depois quebrou em dois.	-	Os efeitos ambientais foram mínimos apesar da quantidade considerável de óleo que vazou. Não foi exigida muita limpeza (foram utilizados alguns sprays de dispersantes). O único dano visível foi a contaminação por óleo de 1.500 gansos-patola, a maioria dos quais foi coletada numa ilha perto da costa onde eles se reuniam para o início do período reprodutivo. Também foi observada uma série de focas próxima à superfície onde foram pulverizados os dispersantes, mas os animais parecem não ter sofrido nenhum efeito adverso.	[1], [2] e [3]
Navio-tanque Exxon-Valdez	Prince William Sound, Alaska, EUA	1989	38.500 (ton)	Óleo cru	Encalhe	30.000 km ² de costa. Foi o maior vazamento em águas norte-americanas, sendo, conseqüentemente, a resposta a vazamento de óleo mais cara da história (mais de US\$ 2 bilhões).	Vários ecossistemas costeiros foram atingidos, principalmente costões rochosos e praias. Cerca de 1.000 lontras marinhas e 400.000 aves morreram e foram observados danos a longo prazo para a população de peixes. A população residente de baleia Orca sofreu danos diretos e indiretos, resultando na diminuição da sua população.	[1], [2], [3], [5] e [6]

TABELA II.8.2.17 – Acidentes ambientais e descrição dos impactos ambientais reportados.

Unidade	Local	Ano	Óleo derramado	Tipo de óleo	Causas	Área atingida	Impactos observados	Referências Bibliográficas ⁵
Poços	Golfo Pérsico	1991	entre 700.000 e 900.000 ton	Óleo cru	Guerra do Golfo	1.554 km ²	Matou milhares de animais, principalmente peixes, moluscos e corais. A alta mortalidade de peixes beneficiou a população de zóoplancton que se reproduziu rapidamente e se tornou muito abundante devido à falta de predadores. Os corais apresentaram sintomas de forte estresse, causando mortalidade e branqueamento. Milhares de quilômetros quadrados de bancos de algas foram inundados por óleo. Estima-se, também, que 30.000 aves marinhas foram mortas pela exposição direta ao óleo. Em relação às tartarugas marinhas não se sabe a extensão dos danos, mas sabe-se que foram severos, estima-se uma gama de centenas de indivíduos, mas isso não é bem documentado. Muitos fatores ambientais levaram mais tempo que o esperado para se recuperar	[1], [2], [3] e [7]
Navio-tanque Braer	Ilhas Shetland, Reino Unido	1993	84.500 ton	84.700 (ton) de óleo cru pesado + 1.500 (ton) de heavy bunker oil	Condições de tempo severas, ventos fortes e tempestades causaram problemas mecânicos causando encalhe	-	Como o vazamento foi pequeno, a linha de costa atingida foi limpa com a ajuda de uma pequena força-tarefa. No entanto, uma grande quantidade de peixes e moluscos foi contaminado por óleo, resultando na exclusão de áreas de pesca.	[1], [2] e [3]

TABELA II.8.2.17 – Acidentes ambientais e descrição dos impactos ambientais reportados.

Unidade	Local	Ano	Óleo derramado	Tipo de óleo	Causas	Área atingida	Impactos observados	Referências Bibliográficas ⁵
Navio-tanque Sea Empress	Milford Haven, Reino Unido	1996	73.000 (ton), somente 3.700-5.300 (ton) de óleo atingiram a costa	Óleo cru	Encalhe	200 km de costa	<p>Vários segmentos foram impactados direta e indiretamente como:</p> <p>Turismo → devido à rapidez na limpeza associado ao fato dos turistas da região serem "fiéis" ao local, o impacto no turismo foi considerado modesto.</p> <p>Pesca comercial → houve proibição da pesca comercial e de recreação, assim como a de coleta de algas. Também foi proibida a captura de salmão e truta nos rios dentro da zona impactada. Essas proibições diziam respeito a uma área de 2.100 km². Não foram relatadas mortalidades de peixes, crustáceos ou moluscos que pudessem ser atribuídos ao vazamento do óleo. Entretanto, não há evidência de que a desova dessas espécies não tenha sofrido danos em 1996 ou nos anos subsequentes.</p> <p>Impactos costeiros → costões rochosos, morte de gastrópodes em sua maioria em áreas de contaminação por óleo fresco (próximas ao vazamento).</p> <p>Aves → cerca de 7.000 aves contaminadas foram coletadas na área costeira e um número desconhecido morreu no mar.</p>	[1], [2], [3] e [8]

TABELA II.8.2.17 – Acidentes ambientais e descrição dos impactos ambientais reportados.

Unidade	Local	Ano	Óleo derramado	Tipo de óleo	Causas	Área atingida	Impactos observados	Referências Bibliográficas ⁵
Oleoduto	Baía de Guanabara	2000	300.000 galões (~975 ton)	Óleo	Ruptura de um duto devido a altas temperaturas	-	Uma das espécies mais impactadas foi a ave biquá (<i>Phalacrocorax brasilianus</i>) por causa do seu comportamento de mergulho. Entretanto é impossível determinar o grau de impacto na população local devido à falta de informações prévias sobre a abundância e distribuição da espécie. Após o acidente a população residente de boto-cinza (<i>Sotalia guianensis</i>) foi vista saindo da baía para a linha de costa, evitando assim o contato com o óleo. Após a limpeza da área, a população voltou para a Baía e mostrou comportamento normal de alimentação e reprodução.	[1] e [4]
Navio tanque: Solar 1	Filipinas	2006	2000 ton	Óleo combustível intermediário	Naufração	125km de costa	O acidente causou impacto em diferentes nas ilhotas da região, causando impactos severos a 500 hectares de manguezais. Impactou também a atividade pesqueira da região.	[2] e [14]

- **Referências Bibliográficas**

- [1] SILVA, F.Q.M. 2004. **Produção de biossurfactante por bactérias isoladas de sedimento de mangue (Apa de Guapimirim, RJ)**. Monografia. Bacharelado em Ciências Biológicas – Biologia Marinha. Universidade Federal Fluminense.
- [2] www.itopf.com. Acessado em Novembro de 2012.
- [3] www.cedre.fr. Acessado em Novembro de 2012.
- [4] BARCELLOS, L. & SILVA F. O, R. P. 2003. Petrobras wildlife rehabilitation response at Guanabara bay oil spill. *In: International Oil Spill Conference*. 4p.
- [5] MATKIN, C. & SAULITIS, E. 1997. **Killer Whales**. Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council. Restoration Notebook.
- [6] www.evostc.state.ak.us. Acessado em Novembro de 2012.
- [7] YENDER, R.A. & MEARNES, A. J. 2003. Case Studies of spills that threaten sea turtles. *In: Oil and Sea Turtles*. NOAA. 116pp.
- [8] EDWARDS, R. & WHITE, I. 2009. The sea empress oil spill: Environmental Impact and Recovery. Disponível em: www.iosc.org/papers. Acessado em Junho de 2012.
- [9] <http://rpitt.eng.ua.edu>. Acessado em Novembro de 2012.
- [10] www.galapagos.to. Acessado em Novembro de 2012.
- [11] www.cdn.info. Acessado em Novembro de 2012.
- [12] www.darwinfoundation.org. Acessado em Novembro de 2012.
- [13] NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration), 2001. **Oil Spills in Coral Reefs: Planning and Response Considerations**. 80pp.
- [14] YENDER, R.; LLOYD, A. (2008). **Impacts and response challenges of the tanker SOLAR 1 oil spill, Guimaras, Philippines: Observations of international advisors**. Paper presented at: 20th Triennial International Oil Spill Conference, Savannah, Georgia, May 4-8, 2008.

II.8.3. IDENTIFICAÇÃO DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS

A) Introdução

No contexto de uma Análise de Riscos, um cenário de acidente (também denominado hipótese acidental ou simplesmente acidente) é definido como uma sequência de eventos específicos, não propositais, que tenham consequências indesejáveis. O primeiro evento da sequência é o evento iniciador. Normalmente há um ou mais eventos entre o evento iniciador e a consequência, em que estes eventos intermediários podem ser decorrentes de variações de respostas do sistema e de seus operadores ao evento iniciador. Diferentes respostas ao mesmo evento iniciador podem determinar consequências distintas do acidente e, portanto, diferentes cenários acidentais. Mesmo quando as consequências são semelhantes quanto ao efeito físico, elas podem diferir em magnitude.

É importante encarar o cenário de acidente como uma sequência de eventos porque, teoricamente, cada evento representa uma oportunidade de redução da frequência e/ou da consequência do acidente.

Em Análise de Riscos, as palavras perigo e risco possuem significados particulares e que não coincidem com seus significados usuais.

Um perigo é definido como uma característica do sistema que representa a causa em potencial de um acidente de consequência indesejável, por exemplo, liberação de líquido inflamável num trecho da planta ou unidade.

Por outro lado, o risco é um conceito definido como combinação de dois outros – a frequência de ocorrência do cenário acidental e a severidade expressa através da sua consequência. De fato, o risco é definido como o produto da frequência do cenário acidental pela respectiva consequência, em símbolos:

$$\text{Risco} = f \times C$$

Observa-se, portanto que:

- 1 Ainda que as consequências de um dado cenário possam ser grandes, o risco pode ser pequeno desde que seja pequena sua frequência de ocorrência, e vice-versa;
- 2 Um perigo não identificado é um risco não avaliado.

B) Metodologia Empregada

A metodologia empregada para identificação e avaliação qualitativa dos eventos perigosos ao meio ambiente relacionados à atividade de perfuração marítima no Campo de Xerelete foi a Análise Preliminar de Riscos (APR). A APR é uma técnica estruturada para identificar os riscos associados à ocorrência de eventos indesejáveis, que tenham como consequência danos à integridade física de pessoas, propriedades ou meio ambiente.

Na APR, busca-se identificar as causas de cada um dos eventos perigosos e suas respectivas consequências. Além disso, é realizada uma avaliação qualitativa da frequência de ocorrência dos diferentes cenários

acidentais (a partir da Análise Histórica de Acidentes, item II.8.2 deste estudo), da gravidade das suas consequências e do risco associado.

Todos os cenários identificados foram classificados, com base na Resolução CONAMA 398/08, em pequeno, médio e grande, de acordo com o seguinte critério:

- **Pequeno vazamento:** volume vazado $\leq 8 \text{ m}^3$
- **Médio vazamento:** $8 \text{ m}^3 < \text{volume vazado} \leq 200 \text{ m}^3$
- **Grande vazamento:** volume vazado $> 200 \text{ m}^3$

As frequências foram estimadas com base nos elementos que compõem cada sistema analisado, assim como possíveis causas para os cenários identificados, tendo sido utilizadas, sempre que disponíveis nos bancos de dados consultados, frequências de falha diferentes para cada magnitude considerada. Por sua vez, os graus de severidade foram estimados de acordo com o inventário derramado.

Apresenta-se a seguir na Figura II.8.3.1 um modelo da planilha de APR empregada no estudo


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
ATIVIDADE:								
UNIDADE DE PERFURAÇÃO:				FOLHA:				
SISTEMA:				REVISÃO:				
SUBSISTEMA:				DATA:				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário

FIGURA II.8.3.1 – Modelo da Planilha de APR Utilizada

Para o preenchimento de cada uma das colunas da planilha de APR foram empregadas as seguintes definições:

1ª coluna: Perigo

São as fontes de risco identificadas no sistema sob análise com potencial de dano às instalações, aos operadores, ao público ou ao meio ambiente. Tais fontes se encontram associadas à presença de substâncias perigosas capazes de causar danos caso venham a ser liberadas para o mar em consequência de eventos acidentais.

2ª coluna: Causas

São eventos simples ou combinados que levam à consumação dos perigos previamente identificados, tais como ruptura de tubulações, falhas de instrumentos, erros humanos, falhas de sistemas de proteção, etc.

3ª coluna: Modo de detecção

São as formas pelas quais é possível perceber a ocorrência de um determinado evento acidental, seja através da própria percepção humana ou por meio de instrumentos indicados para tal finalidade.

4ª coluna: Efeitos

São as consequências danosas ao meio ambiente e às instalações, advindas da consumação dos perigos identificados. São incluídas a fauna, flora e instalações (ecossistemas/meio ambiente).

5ª coluna: Categoria de frequência

Corresponde à indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência de cada cenário acidental identificado. As categorias de frequência utilizadas neste trabalho estão apresentadas na Tabela II.8.3.1.

TABELA II.8.3.1 – Categorias de frequência dos cenários acidentais

CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	FAIXA DE FREQUÊNCIA (anual)	DESCRIÇÃO
A	EXTREMAMENTE REMOTA	$F < 10^{-4}$	Não deverá ocorrer durante a vida útil da instalação. Não há registro anterior de ocorrência para as condições operacionais de análise.
B	REMOTA	$10^{-4} \leq F < 10^{-3}$	Não esperado de ocorrer durante a vida útil da instalação.
C	OCASIONAL	$10^{-3} \leq F < 10^{-2}$	Improvável de ocorrer durante a vida útil da instalação.
D	PROVÁVEL	$10^{-2} \leq F < 10^{-1}$	Provável de ocorrer durante a vida útil da instalação
E	FREQUENTE	$F \geq 10^{-1}$	Esperado ocorrer pelo menos uma vez durante a vida útil da instalação.

6ª coluna: Categoria de severidade

É a indicação qualitativa do grau de severidade das consequências de cada cenário acidental identificado. De maneira geral, a categoria de severidade foi estimada com base na quantidade e na toxicidade das substâncias liberadas para o ambiente, considerando, ainda, as características ambientais e socioeconômicas da região atingida. As categorias de severidade utilizadas neste trabalho estão apresentadas na Tabela II.8.3.2.

TABELA II.8.3.2 – Categorias de severidade para danos ao meio ambiente

CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	DESCRIÇÃO DAS CATEGORIAS	FAIXA DE VOLUME
I	MENOR	Sem danos ou com danos de baixa significância ao meio ambiente.	$0 < V \leq 8 \text{ m}^3$
II	MÉDIA	Pequenos danos ao meio ambiente (rápido restabelecimento do ecossistema e baixo custo de reparo).	$8 < V \leq 200 \text{ m}^3$
III	CRÍTICA	Severos danos ao meio ambiente (lento restabelecimento do ecossistema e grande investimento no reparo).	$200 < V \leq 11.200 \text{ m}^3$
IV	CATASTRÓFICA	Grandes danos ao meio ambiente (lento restabelecimento do ecossistema e grande investimento no reparo).	$V > 11.200 \text{ m}^3$

7ª coluna: Classificação de risco

É a indicação qualitativa do nível de risco residual de cada cenário acidental identificado, a partir das indicações anteriores das categorias de frequência e severidade. A matriz utilizada para classificação de risco dos cenários acidentais está apresentada na Tabela II.8.3.3.

TABELA II.8.3.3 – Matriz para classificação de risco dos cenários acidentais

MATRIZ DE RISCO				
Frequência	Severidade			
	I - Menor	II - Média	III - Crítica	IV - Catastrófica
A – Extremamente Remota	Risco baixo	Risco baixo	Risco baixo	Risco médio
B - Remota	Risco baixo	Risco baixo	Risco médio	Risco médio
C – Ocasional	Risco baixo	Risco médio	Risco médio	Risco alto
D – Provável	Risco médio	Risco médio	Risco alto	Risco alto
E– Frequente	Risco médio	Risco alto	Risco alto	Risco alto

8ª coluna: Recomendações

Esta coluna contém recomendações de medidas de redução do risco associado aos perigos identificados.

9ª coluna: Cenário

Esta coluna contém a identificação numérica do cenário acidental analisado, para referência posterior.

C) Sistemas e Subsistemas Analisados

A identificação dos eventos perigosos na atividade de perfuração foi obtida a partir da investigação e análise dos processos, equipamentos, sistemas e subsistemas que compõem o navio-sonda DEEPWATER DISCOVERY. A análise buscou diagnosticar as falhas capazes de provocar vazamentos de óleo, derivados e produtos químicos para o ambiente.

Os sistemas, subsistemas e possíveis produtos vazados associados à atividade de perfuração no Campo de Xerelete analisados neste estudo são apresentados na Tabela II.8.3.4.

TABELA II.8.3.4 – Identificação dos sistemas e subsistemas analisados para a atividade de perfuração no Campo de Xerelete

SISTEMAS	SUBSISTEMAS	PRODUTO POTENCIALMENTE VAZADO
1. Perfuração	1.1. Segurança do poço	- Óleo cru/gás
	1.2. Preparação e circulação do fluido de perfuração	- Fluido de perfuração
	1.3. Teste de formação	- Óleo cru
2. Abandono de poço	---	- Óleo cru/gás
3. Armazenamento	3.1 Armazenamento e circulação de óleo combustível	- Óleo combustível
	3.2 Armazenamento e circulação de óleo lubrificante	- Óleo lubrificante
	3.3 Armazenamento e circulação de baritina/bentonita	- Baritina/Bentonita
	3.4 Armazenamento e circulação de cimento	- Cimento
4. Drenagem e tratamento de efluentes	4.1 Drenagem controlada de efluentes oleosos	- Efluente oleoso
5. Estabilidade da Unidade	---	- Óleo - Produtos químicos
6. Atividade de logística e de apoio	6.1 Abastecimento da unidade de perfuração	- Óleo combustível
	6.2 Armazenamento de óleo combustível nas embarcações de apoio	- Óleo combustível
	6.3 Operações de Carga e Descarga	- Óleo combustível - Produtos químicos

D) Formulação dos Cenários Acidentais

Os cenários acidentais avaliadas neste estudo foram formulados a partir da análise dos sistemas de perfuração e auxiliares da unidade de perfuração DEEPWATER DISCOVERY, além das unidades de apoio envolvidas na operação, que possam gerar danos ao meio ambiente.

Para esses sistemas e operação de unidades de apoio foram identificados os perigos que pudessem resultar em liberação de hidrocarbonetos ou outros produtos segundo as seguintes causas, conforme recomendações de normas internacionais:

- Falhas de processo (dispositivos de controle e segurança dos processos envolvidos na operação de perfuração);
- Falhas mecânicas (erosão ou corrosão de equipamentos, linhas e demais componentes);
- Falhas externas ao processo (falha operacional, colisão, fatores naturais, etc.).

É importante mencionar que todos os cenários acidentais identificadas foram classificados, com base na Resolução CONAMA 398/08 de acordo com o seguinte critério:

- **Pequeno Vazamento:** volume vazado $\leq 8 \text{ m}^3$
- **Médio Vazamento:** $8 \text{ m}^3 < \text{volume vazado} \leq 200 \text{ m}^3$
- **Grande Vazamento:** volume vazado $> 200 \text{ m}^3$

Com base no exposto acima e levando-se em consideração os sistemas e subsistemas apresentados na Tabela II.8.3.4, apresenta-se a seguir na Tabela II.8.3.5 os cenários acidentais analisadas no presente estudo.

TABELA II.8.3.5 – Cenários acidentais analisados

CENÁRIO	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	
01	Perfuração do Poço	Segurança do Poço	Pequeno vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>).	
02			Médio vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>).	
03			Grande vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>).	
04		Armazenamento e Circulação do Fluido de Perfuração	Pequeno vazamento de fluido de perfuração devido a furos, trincas e falhas de vedação na tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.	
05			Médio vazamento de fluido de perfuração devido a furos, trincas e falhas de vedação na tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.	
06			Grande vazamento de fluido de perfuração devido à ruptura total da tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.	
07		Teste de Formação	Pequeno vazamento de óleo através do queimador devido à falha no sistema de queima.	
08			Médio vazamento de óleo através do queimador devido à falha no sistema de queima.	
09		Abandono do Poço	---	Pequeno vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono.
10				Médio vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono (período de vazamento considerado de até 24 horas, correspondendo a um vazamento de até 5% do volume de <i>blowout</i>).
11				Grande vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono (período de vazamento considerado de até 24 horas, correspondendo a um vazamento de até 5% do volume de <i>blowout</i>).

TABELA II.8.3.5 – Cenários acidentais analisados

CENÁRIO	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	
12	Armazenamento	Armazenamento e Circulação de Óleo Combustível	Pequeno vazamento de óleo combustível devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	
13			Médio vazamento de óleo combustível devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	
14			Grande vazamento de óleo combustível devido à ruptura total ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	
15		Armazenamento e Circulação de Óleo Lubrificante	Pequeno vazamento de óleo lubrificante devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	
16			Médio vazamento de óleo lubrificante devido à ruptura total ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	
17		Armazenamento e Circulação de Baritina/Bentonita	Pequeno vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	
18			Médio vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	
19			Grande vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	
20		Armazenamento e Circulação de Cimento	Pequeno vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	
21			Médio vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	
22			Grande vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	
23		Drenagem e Tratamento de Efluentes	Drenagem Controlada de Efluentes Oleosos	Pequeno vazamento de resíduo oleoso devido a furo na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa.

TABELA II.8.3.5 – Cenários acidentais analisados

CENÁRIO	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO
24			Médio vazamento de resíduo oleoso devido à ruptura total na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa.
25	Estabilidade da Unidade	---	Grande vazamento de óleo e/ou produtos químicos devido ao afundamento da Unidade em função da perda de estabilidade.
26	Atividade de Logística e de Apoio	Abastecimento da Unidade de Perfuração	Pequeno vazamento de óleo combustível durante a operação de abastecimento da Unidade.
27		Armazenamento de Óleo Combustível nas Embarcações de Apoio	Pequeno vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.
28			Médio vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.
29			Grande vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.
30		Operações de Carga e Descarga	Pequeno vazamento de óleo devido à queda de carga no mar.

E) Determinação das Frequências e das Severidades dos Cenários Acidentais

➤ Cenários 01, 02 e 03

Para o cálculo do volume de óleo cru e gás liberado em função da perda de controle do poço (*blowout*) considerou-se uma liberação máxima durante 30 dias a uma taxa média de 9.000 m³/dia, resultando, portanto, em um volume total de 270.000 m³ de óleo cru e gás. Desta forma, têm-se os seguintes cenários acidentais:

- **Cenário 01** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 02** – Médio vazamento (até 200 m³): severidade média (II).
- **Cenário 03** – Grande vazamento (até 270.000 m³): severidade catastrófica (IV).

Com relação à frequência de ocorrência de *blowout* não foi possível determinar distinção entre diferentes magnitudes, com base nos dados disponíveis em bancos de dados. Para esta análise realizada, o banco de dados adotado para a obtenção taxa de frequência para ocorrência de *blowout* foi o Scandpower ^[1], o qual fornece o valor de 3,10E-04, classificando o cenário como sendo de ocorrência remota (categoria B).

➤ Cenários 04, 05 e 06

Para o cálculo do volume de fluido de perfuração liberado durante o seu armazenamento e circulação considerou-se o inventário do tanque de óleo/fluido base da unidade (1.419,9 m³). Ressalta-se que a opção pela adoção da capacidade do tanque de óleo/fluido base como o volume máximo de ser liberado durante a preparação e tratamento do fluido de perfuração é uma abordagem conservativa em virtude de o óleo/fluido base ser composto 100% por óleo enquanto o fluido de perfuração de base não aquosa possui, em média,

62% de óleo em sua composição. Desta forma, podem ser consideradas as três classes de magnitude para este sistema, cada uma resultando em um cenário acidental, com severidades distintas, conforme abaixo:

- **Cenário 04** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 05** – Médio vazamento (até 200 m³): severidade média (II).
- **Cenário 06** – Grande vazamento (até 1.419,9 m³): severidade crítica (III).

Para a determinação da frequência dos cenários supracitados, foram analisadas as taxas de falhas dos componentes apresentados na Tabela II.8.3.6, os quais correspondem aos componentes envolvidos na armazenagem e circulação do fluido de perfuração, de acordo com os fluxogramas da Unidade (Anexo A desta seção).

A Tabela II.8.3.6 apresenta também as taxas de falhas mencionadas, de acordo com a magnitude dos cenários acidentais, onde aplicável.

TABELA II.8.3.6 – Frequências dos cenários 04, 05 e 06

SISTEMA	1	Perfuração						
SUBSISTEMA	1.2	Armazenamento e Circulação do Fluido de Perfuração						
CENÁRIOS	04, 05 e 06	Vazamento de fluido de perfuração durante o seu armazenamento e circulação devido à ruptura / furos, trincas ou falha de vedação na tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.						
Descrição dos componentes referentes aos cenários 04, 05 e 06	Comprimento(m) ou nº de componentes	Taxa de Falha (ano ⁻¹)			Frequência (ano ⁻¹)			Referências Bibliográficas ⁶
		Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Grande Vazamento	Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Grande Vazamento	
Válvula Borboleta	60	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	8,42E-04	5,44E-03	1,94E-04	[2]
Válvula Cock	8	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	1,12E-04	7,26E-04	2,59E-05	[2]
Válvula Gaveta	10	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	1,40E-04	9,07E-04	3,24E-05	[2]
Válvula Gaveta (<i>Parallel Slide Gate</i>)	26	4,00E-05	6,32E-04	1,28E-04	1,04E-03	1,64E-02	3,33E-03	[2]
Válvula Gaveta com pistão acionado	38	3,24E-06	9,07E-05	1,40E-05	1,23E-04	3,45E-03	5,34E-04	[2]
Tanques com Agitadores	8	1,04E-04	5,00E-06	5,00E-06	8,32E-04	4,00E-05	4,00E-05	[3]
Bomba Centrífuga	1	7,85E-04	7,85E-04	7,85E-04	7,85E-04	7,85E-04	7,85E-04	[4]
Indicador de Nível	16	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	3,09E-03	5,42E-03	8,43E-04	[2]
Transmissor de Nível	8	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	1,54E-03	2,71E-03	4,22E-04	[2]
Chave Manual	3	5,27E-05	3,39E-04	1,93E-04	1,58E-04	1,02E-03	5,79E-04	[2]
Indicador de Pressão	1	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	[2]
Medidor de Vazão	1	2,70E-06	2,70E-06	2,70E-06	2,70E-06	2,70E-06	2,70E-06	[4]
Tubulação 10"	50	5,00E-07	5,00E-07	1,00E-07	2,50E-05	2,50E-05	5,00E-06	[3]
TOTAL					8,89E-03	3,73E-02	6,84E-03	

⁶ As referências bibliográficas utilizadas estão apresentadas na página 47.

➤ Cenários 07 e 08

De forma a determinar o volume máximo de óleo capaz de ser liberado durante a realização do teste de formação devido à falha do queimador considerou-se a ocorrência de um vazamento durante 10 minutos à vazão máxima esperada para a produção de óleo pelo poço durante a realização do teste de formação, 1.589,87 m³/dia (10.000 bbl/dia), resultando em um volume máximo de óleo liberado de 11,04 m³ devido à falha do queimador. Assim, os seguintes cenários são obtidos:

- **Cenário 07** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 08** – Médio vazamento (até 11,04 m³): severidade média (II).

No que diz respeito à frequência dos referidos cenários acidentais, de acordo com o HSE^[2], a taxa de falha associada a queimadores de hidrocarbonetos é de 1,33E-02 para pequenos vazamentos e 1,85E-02 para médios vazamentos. De acordo com a Tabela II.8.3.1, ambas as taxas de falha são classificadas como sendo de ocorrência provável (D).

➤ Cenários 09, 10 e 11

Para o cálculo do volume de óleo cru e gás liberado em função de problemas ocorridos no poço durante o seu abandono, considerou-se como liberação máxima o volume óleo/gás liberado durante um período de até 48 horas correspondendo a um vazamento de até 5% do volume de *blowout* (13.500 m³). Desta forma, têm-se os seguintes cenários acidentais possíveis:

- **Cenário 09** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 10** – Médio vazamento (até 200 m³): severidade média (II).
- **Cenário 11** – Grande vazamento (até 13.500 m³): severidade catastrófica (IV).

Com relação à frequência de ocorrência de problemas ocorridos durante o abandono do poço não foi possível determinar distinção entre diferentes magnitudes, com base nos dados disponíveis em bancos de dados. Dessa forma, foi considerada a frequência de ocorrência de 3,90E-06 (OREDA ^[5]) para os três cenários acidentais, frequência esta classificada, de acordo com a Tabela II.8.3.1, como sendo de ocorrência extremamente remota (categoria A).

➤ Cenários 12, 13 e 14

O máximo volume de óleo combustível liberado decorrente da ruptura da linha desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo foi de 2.218,8 m³, correspondendo ao volume do maior tanque de armazenamento de óleo combustível do navio-sonda resultando nos seguintes cenários e respectivas severidades:

- **Cenário 12** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 13** – Médio vazamento (até 200 m³): severidade média (II).
- **Cenário 14** – Grande vazamento (até 2.218,8 m³): severidade crítica (III).

Com relação à frequência de ocorrência destes cenários, os componentes envolvidos e utilizados no cálculo desta frequência de acordo com os fluxogramas do navio-sonda (apresentados no Anexo A desta seção) foram aqueles indicados na Tabela II.8.3.7. As taxas de falha de cada componente bem como as frequências resultantes correspondentes a cada um dos cenários analisados são apresentadas na Tabela II.8.3.7.

TABELA II.8.3.7– Frequências dos cenários 12, 13 e 14

SISTEMA	3	Perfuração						
SUBSISTEMA	3.1	Armazenamento e Circulação de Óleo Combustível						
CENÁRIOS	12, 13 e 14	Vazamento de óleo combustível durante o seu armazenamento e circulação devido à ruptura/furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.						
Descrição dos componentes referentes aos cenários 12, 13 e 14	Comprimento(m) ou nº de componentes	Taxa de Falha (ano ⁻¹)			Frequência (ano ⁻¹)			Referências Bibliográficas
		Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Grande Vazamento	Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Grande Vazamento	
Válvula Globo (<i>Stop Valve</i>)	24	2,08E-04	2,75E-04	3,63E-05	4,99E-03	6,60E-03	8,71E-04	[2]
Válvula Globo (<i>screw down stop check valve</i>)	2	5,41E-05	8,20E-05	2,79E-05	1,08E-04	1,64E-04	5,58E-05	[2]
Válvula Globo (<i>safety valve</i>)	2	4,80E-07	4,80E-07	4,80E-07	9,60E-07	9,60E-07	9,60E-07	[4]
Válvula Borboleta	19	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	2,67E-04	1,72E-03	6,16E-05	[2]
Válvula <i>Check</i>	1	5,41E-05	8,20E-05	2,79E-05	5,41E-05	8,20E-05	2,79E-05	[2]
Filtro Simples	2	1,49E-03	2,15E-03	1,49E-03	2,98E-03	4,30E-03	2,98E-03	[2]
Indicador de Pressão	6	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	1,16E-03	2,03E-03	3,16E-04	[2]
Bomba Centrífuga	1	7,85E-04	7,85E-04	7,85E-04	7,85E-04	7,85E-04	7,85E-04	[4]
<i>Displacement Pump</i>	2	7,85E-04	7,85E-04	7,85E-04	1,57E-03	1,57E-03	1,57E-03	[4]
Tanque	9	1,00E-06	1,00E-08	1,00E-08	9,00E-06	9,00E-08	9,00E-08	[3]
Tubulação 8"	50	5,00E-07	5,00E-07	1,00E-07	2,50E-05	2,50E-05	5,00E-06	[3]
TOTAL					1,20E-02	1,73E-02	6,68E-03	

➤ **Cenários 15 e 16**

O máximo volume de óleo lubrificante liberado decorrente da ruptura da linha desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo foi de 54,7 m³, correspondendo ao volume do maior tanque de armazenamento de óleo lubrificante existente no navio-sonda resultando nos seguintes cenários e respectivas severidades:

- **Cenário 15** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 16** – Médio vazamento (até 54,7 m³): severidade média (II).

Com relação à frequência de ocorrência destes cenários, os componentes envolvidos e utilizados no cálculo desta frequência de acordo com os fluxogramas do navio-sonda (apresentados no Anexo A desta seção) foram aqueles indicados na Tabela II.8.3.8. As taxas de falha de cada componente bem como as frequências resultantes correspondentes a cada um dos cenários analisados são apresentadas na Tabela II.8.3.8.

TABELA II.8.3.8– Frequências dos cenários 15 e 16

SISTEMA	3	Perfuração				
SUBSISTEMA	3.2	Armazenamento e Circulação de Óleo Lubrificante				
CENÁRIOS	15 e 16	Vazamento de óleo lubrificante durante o seu armazenamento e circulação devido à ruptura/furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.				
Descrição dos componentes referentes os cenários 15 e 16	Comprimento(m) ou nº de componentes	Taxa de Falha (ano ⁻¹)		Frequência (ano ⁻¹)		Referências Bibliográficas
		Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	
Válvula Globo (<i>Screw Down Stop Check Valve</i>)	37	5,41E-05	2,79E-05	2,00E-03	3,03E-03	[2]
Válvula Globo (<i>Stop Valve</i>)	35	2,08E-04	3,63E-05	7,28E-03	9,63E-03	[2]
Válvula Globo (<i>Safety Valve</i>)	7	4,80E-07	4,80E-07	3,36E-06	3,36E-06	[4]
Válvula Globo	4	1,40E-05	3,24E-06	5,62E-05	3,63E-04	[2]
Válvula <i>Check</i> (<i>Swing Check Valve</i>)	5	5,41E-05	2,79E-05	2,71E-04	4,10E-04	[2]
Válvula Esfera	3	1,40E-05	3,24E-06	4,21E-05	2,72E-04	[2]
Válvula <i>Angle</i> (<i>Scw Down Stop Check Valve</i>)	2	5,41E-05	2,79E-05	1,08E-04	1,64E-04	[2]
Válvula <i>Angle</i> (<i>Safety Valve</i>)	3	4,80E-07	4,80E-07	1,44E-06	1,44E-06	[4]
Válvula de Controle	6	4,00E-05	1,28E-04	2,40E-04	3,79E-03	[2]
Válvula Gaveta	2	1,40E-05	3,24E-06	2,81E-05	1,81E-04	[2]
Válvula de 3 vias	3	4,00E-05	1,28E-04	1,20E-04	1,90E-03	[2]
Purificadores	3	1,00E-04	5,00E-06	3,00E-04	1,50E-05	[3]
Filtro Simples	5	1,49E-03	1,49E-03	7,46E-03	1,07E-02	[2]
<i>Displacement Pump</i>	5	7,85E-04	7,85E-04	3,93E-03	3,93E-03	[4]
Tanques	14	1,00E-06	1,00E-08	1,40E-05	1,40E-07	[3]
Indicador de Pressão	13	1,93E-04	5,27E-05	2,51E-03	4,41E-03	[2]
Indicador de Vazão	3	1,93E-04	5,27E-05	5,79E-04	1,02E-03	[2]
Indicador de Temperatura	8	1,93E-04	5,27E-05	1,54E-03	2,71E-03	[2]
Controlador de Temperatura	3	5,27E-05	1,93E-04	1,58E-04	1,02E-03	[2]
Chave de Nível Alto (LSH)	1	4,16E-03	4,16E-03	4,16E-03	4,16E-03	[4]
Chave de Nível Baixo (LSL)	1	4,16E-03	4,16E-03	4,16E-03	4,16E-03	[4]
Tubulação 8"	30	5,00E-07	1,00E-07	1,50E-05	1,50E-05	[3]
TOTAL				3,50E-02	2,53E-02	

➤ **Cenários 17, 18 e 19**

O máximo volume de baritina/bentonita que pode ser liberado durante o seu armazenamento e circulação é de 453 m³, correspondendo ao volume total de baritina armazenado na Unidade. É importante mencionar que, por a baritina e a bentonita serem compostos químicos menos impactantes ao meio ambiente que o óleo, foram adotadas classificações de severidade um nível abaixo à severidade correspondente ao volume liberado de acordo com a Tabela II.8.3.2. Como resultante obtém-se os seguintes cenários e respectivas severidades:

- **Cenário 17** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 18** – Médio vazamento (até 200 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 19** – Grande vazamento (até 453 m³): severidade média (II).

Com relação à frequência de ocorrência destes cenários, os componentes envolvidos e utilizados no cálculo desta frequência são apresentados na Tabela II.8.3.9. Estes componentes, de acordo com os fluxogramas da unidade apresentados no Anexo A desta seção, são os componentes envolvidos no sistema analisado. As frequências de cada componente bem como as frequências resultantes correspondentes a cada um dos cenários analisados são também apresentadas na Tabela II.8.3.9.

TABELA II.8.3.9 – Frequências dos cenários 17, 18 e 19

SISTEMA	3	Perfuração						
SUBSISTEMA	3.3	Armazenamento e Circulação de Baritina/Bentonita						
CENÁRIOS	17, 18 e 19	Vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.						
Descrição dos componentes referentes aos cenários 17, 18 e 19	Comprimento(m) ou nº de componentes	Taxa de Falha (ano ⁻¹)			Frequência (ano ⁻¹)			Referências Bibliográficas
		Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Grande Vazamento	Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Grande Vazamento	
Válvula <i>Check</i>	14	5,41E-05	8,20E-05	2,79E-05	7,57E-04	1,15E-03	3,91E-04	[2]
Válvula Esfera	2	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	2,81E-05	1,81E-04	6,48E-06	[2]
Válvula Gaveta	10	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	1,40E-04	9,07E-04	3,24E-05	[2]
Válvula de Alívio	10	4,80E-07	4,80E-07	4,80E-07	4,80E-06	4,80E-06	4,80E-06	[4]
Válvula Borboleta XCV	16	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	2,25E-04	1,45E-03	5,18E-05	[2]
Válvula Borboleta com Operador Hidráulico	38	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	5,34E-04	3,45E-03	1,23E-04	[2]
Válvula Globo com Operador Hidráulico	6	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	8,42E-05	5,44E-04	1,94E-05	[2]
Mangote	2	1,04E-04	1,04E-04	1,12E-05	2,08E-04	2,08E-04	2,24E-05	[2]
Diafragma para o Medidor de Pressão	10	5,27E-05	3,39E-04	1,93E-04	5,27E-04	3,39E-03	1,93E-03	[2]
Silos	10	1,00E-06	1,00E-08	1,00E-08	1,00E-05	1,00E-07	1,00E-07	[3]
Indicador de Pressão	10	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	1,93E-03	3,39E-03	5,27E-04	[2]
Coletor	2	1,00E-06	1,00E-08	1,00E-08	2,00E-06	2,00E-08	2,00E-08	[3]
Tubulação 8"	50	5,00E-07	5,00E-07	1,00E-07	2,50E-05	2,50E-05	5,00E-06	[3]
TOTAL					4,47E-03	1,47E-02	3,11E-03	

➤ **Cenários 20, 21 e 22**

O máximo volume de cimento que pode ser liberado durante o seu armazenamento e circulação é de 510 m³, correspondendo ao volume total de cimento armazenado na Unidade. É digno de nota que, a exemplo do que ocorreria para o sistema envolvendo a baritina/bentonita, também para o cimento foi adotada uma classificação de severidade um nível abaixo à correspondente ao volume liberado, de acordo com a Tabela II.8.3.2. Desta forma, como resultante do sistema envolvendo a liberação de cimento durante a sua armazenamento e circulação obtém-se os seguintes cenários e respectivas severidades:

- **Cenário 20** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 21** – Médio vazamento (até 200 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 22** – Grande vazamento (até 510 m³): severidade média (II).

Com relação à frequência de ocorrência destes cenários, os componentes envolvidos e utilizados no cálculo desta frequência foram aqueles indicados na Tabela II.8.3.10, os quais, de acordo com os fluxogramas da unidade apresentados no Anexo A desta seção, são os componentes envolvidos no sistema analisado. As frequências de cada componente bem como as frequências resultantes correspondentes a cada um dos cenários analisados são apresentadas na Tabela II.8.3.10.

TABELA II.8.3.10 – Frequências dos cenários 20, 21 e 22

SISTEMA	3	Perfuração						
SUBSISTEMA	3.4	Armazenamento e Circulação de Cimento						
CENÁRIOS	20, 21 e 22	Vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento deste produto existente na unidade.						
Descrição dos componentes referentes aos cenários 20, 21 e 22	Comprimento(m) ou nº de componentes	Taxa de Falha (ano ⁻¹)			Frequência (ano ⁻¹)			Referências Bibliográficas
		Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Grande Vazamento	Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Grande Vazamento	
Válvula <i>Check</i>	10	5,41E-05	8,20E-05	2,79E-05	5,41E-04	8,20E-04	2,79E-04	[2]
Válvula <i>Cock</i>	2	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	2,81E-05	1,81E-04	6,48E-06	[2]
Válvula Borboleta	6	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	8,42E-05	5,44E-04	1,94E-05	[2]
Válvula Gaveta	6	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	8,42E-05	5,44E-04	1,94E-05	[2]
Válvula <i>Angle (Safety Valve)</i>	6	4,80E-07	4,80E-07	4,80E-07	2,88E-06	2,88E-06	2,88E-06	[4]
Válvula Borboleta com pistão acionado	30	3,63E-05	2,75E-04	2,08E-04	1,09E-03	8,25E-03	6,23E-03	[2]
Válvula Globo com pistão acionado	6	1,40E-05	9,07E-05	3,24E-06	8,42E-05	5,44E-04	1,94E-05	[2]
Mangote	2	1,04E-04	1,04E-04	1,12E-05	2,08E-04	2,08E-04	2,24E-05	[2]
Diafragma para o Medidor de Pressão	6	5,27E-05	3,39E-04	1,93E-04	3,16E-04	2,04E-03	1,16E-03	[2]
Silos	6	1,00E-06	1,00E-08	1,00E-08	6,00E-06	6,00E-08	6,00E-08	[3]
Indicador de Peso	22	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	4,25E-03	7,46E-03	1,16E-03	[2]
Transmissor de Peso	6	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	1,16E-03	2,03E-03	3,16E-04	[2]
Indicador de Pressão	14	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	2,70E-03	4,75E-03	7,38E-04	[2]
Transmissor de Pressão	4	1,93E-04	3,39E-04	5,27E-05	7,72E-04	1,36E-03	2,11E-04	[2]
PSV	6	4,80E-07	4,80E-07	4,80E-07	2,88E-06	2,88E-06	2,88E-06	[4]
Coletor	12	1,00E-06	1,00E-08	1,00E-08	1,20E-05	1,20E-07	1,20E-07	[3]
Tubulação 6"	30	5,00E-07	5,00E-07	1,00E-07	1,50E-05	1,50E-05	3,00E-06	[3]
TOTAL					1,14-02	2,87E-02	1,02E-02	

➤ **Cenários 23 e 24**

O volume de resíduo oleoso liberado decorrente da ruptura da linha a partir do tanque de drenagem oleosa considerado para determinar a severidade deste cenário acidental foi 15,5 m³, decorrente do volume do óleo contido no *bilge oil tank* da unidade (considerando-se que o volume contido no tanque seja 100% óleo). Tal volume de óleo resultou, de acordo com a Tabela II.8.3.2, nos dois cenários abaixo listados:

- **Cenário 23** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I)
- **Cenário 24** – Médio vazamento (até 15,5 m³): severidade média (II)

Com relação às frequências de ocorrência destes cenários acidentais, estas se encontram apresentadas na Tabela II.8.3.11. Nesta tabela são apresentados ainda os componentes envolvidos no sistema com as suas respectivas taxas de falha associadas.

TABELA II.8.3.11– Frequências dos cenários 23 e 24

SISTEMA	4	Drenagem e Tratamento de Efluentes				
SUBSISTEMA	4.1	Drenagem Controlada de Efluentes Oleosos				
CENÁRIOS	23 e 24	Vazamento de resíduo oleoso devido a furo/ruptura na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa.				
Descrição dos componentes referentes os cenários 23 e 24	Comprimento(m) ou nº de componentes	Taxa de Falha (ano ⁻¹)		Frequência (ano ⁻¹)		Referências Bibliográficas
		Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	
Válvula Globo (<i>screw down stop check valve</i>)	42	5,41E-05	2,79E-05	2,27E-03	1,17E-03	[2]
Válvula Globo (<i>stop valve</i>)	17	2,08E-04	3,63E-05	3,54E-03	6,17E-04	[2]
Válvula Globo (<i>self closing valve</i>)	3	1,40E-05	3,24E-06	4,20E-05	9,72E-06	[2]
Válvula Globo (<i>safety valve</i>)	6	4,80E-07	4,80E-07	2,88E-06	2,88E-06	[4]
Válvula Borboleta	23	1,40E-05	3,24E-06	3,22E-04	7,45E-05	[2]
Válvula <i>Check</i> (<i>swing check valve</i>)	12	5,41E-05	2,79E-05	6,49E-04	3,35E-04	[2]
Válvula <i>Cock</i>	2	1,40E-05	3,24E-06	2,80E-05	6,48E-06	[2]
Válvula Gaveta	8	1,40E-05	3,24E-06	1,12E-04	2,59E-05	[2]
Válvula de 3 vias	5	4,00E-05	1,28E-04	2,00E-04	6,40E-04	[2]
Válvula <i>Angle</i> (<i>stop valve</i>)	24	2,08E-04	3,63E-05	4,99E-03	8,71E-04	[2]
Válvula <i>Angle</i> (<i>lift check valve/screw down stop check valve</i>)	10	5,41E-05	2,79E-05	5,41E-04	2,79E-04	[2]
Válvula <i>Angle</i> (<i>safety valve</i>)	2	4,80E-07	4,80E-07	9,60E-07	9,60E-07	[4]
Válvula Esfera	4	1,40E-05	3,24E-06	5,60E-05	1,30E-05	[2]
Válvula Globo	7	1,40E-05	3,24E-06	9,80E-05	2,27E-05	[2]
<i>Displacement Pump</i>	4	7,85E-04	7,85E-04	3,14E-03	3,14E-03	[4]
Bomba Centrífuga	7	7,85E-04	7,85E-04	5,50E-03	5,50E-03	[4]
Filtro Simples	10	1,49E-03	1,49E-03	1,49E-02	1,49E-02	[2]
Controlador de Nível	6	5,27E-05	1,93E-04	3,16E-04	1,16E-03	[2]
XC	6	5,27E-05	1,93E-04	3,16E-04	1,16E-03	[2]
XI	6	1,93E-04	5,27E-05	1,16E-03	3,16E-04	[2]

SISTEMA	4	Drenagem e Tratamento de Efluentes				
SUBSISTEMA	4.1	Drenagem Controlada de Efluentes Oleosos				
CENÁRIOS	23 e 24	Vazamento de resíduo oleoso devido a furo/ruptura na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa.				
Descrição dos componentes referentes os cenários 23 e 24	Comprimento(m) ou nº de componentes	Taxa de Falha (ano ⁻¹)		Frequência (ano ⁻¹)		Referências Bibliográficas
		Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	Pequeno Vazamento	Médio Vazamento	
Indicador de Pressão	19	1,93E-04	5,27E-05	3,67E-03	1,00E-03	[2]
Indicador de Nível	2	1,93E-04	5,27E-05	3,86E-04	1,05E-04	[2]
Indicador de Temperatura	2	1,93E-04	5,27E-05	3,86E-04	1,05E-04	[2]
Controlador e Indicador de Vazão	4	1,93E-04	5,27E-05	7,72E-04	2,11E-04	[2]
Coletor	5	1,00E-06	1,00E-08	5,00E-06	5,00E-08	[3]
Tanques	5	1,00E-06	1,00E-08	5,00E-06	5,00E-08	[3]
Tubulação de 10"	20	5,00E-07	1,00E-07	1,00E-05	2,00E-06	[3]
TOTAL				4,34E-02	3,17E-02	

➤ Cenário 25

Para a determinação da severidade do cenário acidental relacionado ao vazamento de óleo e/ou produtos químicos devido à perda de estabilidade da Unidade foi calculada a soma dos tanques de óleo combustível (5.671,8 m³), óleo lubrificante (178,58 m³), óleo base (1.419,9 m³), cimento (510 m³), bentonita/calcário (227 m³), baritina (453 m³), fluido de perfuração (2.624,6 m³) e *bilge oil tank* (15,5 m³) presentes na Unidade de perfuração. Assim, o volume resultante foi de 11.100,38 m³, resultando, de acordo com a Tabela II.8.3.2, em uma severidade crítica (III).

- **Cenário 25** – Grande vazamento (até 11.100,38 m³): severidade crítica (III)

Para a determinação da frequência de ocorrência deste cenário acidental, de acordo com a Tabela II.8.2.4 apresentada na Análise Histórica de Acidentes Ambientais (item II.8.2 desta seção), a frequência associada a afundamento de unidades de perfuração do tipo navio-sonda é de 5,00E-3 ^[6], sendo classificada, de acordo com a Tabela II.8.3.1, como ocasional (C).

➤ Cenário 26

Para o cálculo do máximo volume de óleo liberado durante a sua transferência do barco de apoio para a unidade de perfuração considerou-se a ocorrência de um vazamento durante 03 (três) minutos a uma taxa de liberação estimada em 150 m³/h (vazão máxima esperada para as embarcações de apoio a serem empregadas na atividade). Desta forma o volume total liberado é de 7,5 m³, resultando no cenário acidental abaixo:

- **Cenário 26** – Pequeno vazamento (até 7,5 m³): severidade menor (I)

Com relação à frequência de ocorrência destes cenários acidentais, os componentes utilizados no cálculo desta frequência foram aqueles apresentados na Tabela II.8.3.12. Esta tabela apresenta ainda taxas de falhas dos componentes envolvidos bem como as frequências resultantes para o cenário acidental correspondente.

TABELA II.8.3.12 – Frequência do Cenário 26

SISTEMA	5	Atividade de Logística e de Apoio		
SUBSISTEMA	5.1	Abastecimento da Unidade de Perfuração		
CENÁRIO	26	Vazamento de óleo combustível durante a operação de abastecimento da unidade.		
Descrição dos componentes referentes ao cenário 26	Comprimento(m) ou nº de componentes	Taxa de Falha (ano ⁻¹)	Frequência (ano ⁻¹)	Referências Bibliográficas
		Pequeno Vazamento		
Válvula <i>Check</i>	9	5,41E-05	4,87E-04	[2]
Válvula Globo (<i>stop valve</i>)	14	2,08E-04	2,91E-03	[2]
Válvula Globo (<i>Screw down stop check valve</i>)	2	5,41E-05	1,08E-04	[2]
Válvula Globo (<i>safety valve</i>)	4	4,80E-07	1,92E-06	[4]
Válvula Borboleta	4	1,40E-05	5,60E-05	[2]
Válvula Gaveta	2	1,40E-05	2,80E-05	[2]
Válvula Angle (<i>Safety Valve</i>)	3	4,80E-07	1,44E-06	[4]
Válvula Angle (<i>screw down stop check valve</i>)	1	5,41E-05	5,41E-05	[2]
Válvula de 3 vias	4	4,00E-05	1,60E-04	[2]
Filtro Simples	2	1,49E-03	2,98E-03	[2]
Bomba	2	7,85E-04	1,57E-03	[4]
Indicador de Pressão	4	1,93E-04	7,72E-04	[2]
Mangote	1	1,04E-04	1,04E-04	[2]
Indicador de Nível	2	1,93E-04	3,86E-04	[2]
Tubulação 10"	20	5,00E-07	1,00E-05	[4]
TOTAL			9,63E-03	

➤ Cenários 27, 28 e 29

Os cenários correspondentes ao vazamento de óleo combustível devido à ruptura do tanque de armazenamento da embarcação de apoio têm como volume máximo possível de ser liberado 400 m³, o qual corresponde ao volume máximo de óleo armazenado nas embarcações de apoio previstas para a atividade.

Com base no exposto anteriormente, tem-se os seguintes possíveis cenários acidentais decorrentes do vazamento de óleo combustível devido à ruptura do tanque de armazenamento da embarcação de apoio:

- **Cenário 27** – Pequeno vazamento (até 8 m³): severidade menor (I).
- **Cenário 28** – Médio vazamento (até 200 m³): severidade média (II).
- **Cenário 29** – Grande vazamento (até 400 m³): severidade crítica (III).

Já com relação à frequência de ocorrência deste cenário acidental, a análise do evento iniciador resultou em frequências de ocorrência de 1,00E-06 (pequeno vazamento) e 1,00E-08 (médio e grande vazamentos)^[2], as quais correspondem às taxas de falha para furo (vazamento instantâneo e contínuo) e ruptura de tanques atmosféricos, respectivamente, independente do volume vazado correspondente. De acordo com a Tabela II.8.3.1, ambas as frequências são enquadradas na categoria A (extremamente remota).

➤ Cenário 30

Para o cenário acidental relacionada à queda de carga, a frequência de ocorrência foi obtida diretamente de banco de dados^[6] possuindo o valor de 6,67E-03 sendo, portanto, classificado na categoria C (ocasional), de acordo com a Tabela II.8.3.1. Com relação à sua severidade, esta foi classificada qualitativamente como sendo média (II).

➤ Referências Bibliográficas

[1] Blowout and Well Release Frequencies – Based on SINTEF Offshore Blowout Database, 2005 – Scandpower, 2006.

[2] HSE – Offshore Release Statistics, 2002.

[3] Guidelines for Quantitative Risk Assessment “Purple Book” – Committee for the Prevention of Disasters – CPR 18E, 1st Edition.

[4] Methods for Determining and Processing Probabilities “Red Book” – Committee for the Prevention of Disasters – CPR, 2nd Edition, Sdu Uitgevers, Netherlands, 1997.

[5] OREDA – Offshore Reliability Data. 4th edition. SINTEF, 2002.

[6] WOAD – World Offshore Accident Database, Statistical Report 1998. Det Norske Veritas, 1999.

➤ **Sumário dos Resultados Obtidos**

A Tabela II.8.3.13 apresentada a seguir contém o sumário dos resultados obtidos na determinação das frequências e das severidades dos cenários acidentais analisados para a atividade de perfuração no Campo de Xerelete.

TABELA II.8.3.13 – Sumário dos resultados obtidos

CENÁRIO ACIDENTAL	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	FREQUÊNCIA			SEVERIDADE			RISCO
				Valor	Denominação	Categoria	Volume Máximo	Denominação	Categoria	
Cenário 01	Perfuração do Poço	Segurança do Poço	Pequeno vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>).	3,10E-04	Remota	B	8 m ³	Menor	I	Baixo
Cenário 02			Médio vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>).	3,10E-04	Remota	B	200 m ³	Média	II	Baixo
Cenário 03			Grande vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>).	3,10E-04	Remota	B	270.000 m ³	Catastrófica	IV	Médio

CENÁRIO ACIDENTAL	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	FREQUÊNCIA			SEVERIDADE			RISCO
				Valor	Denominação	Categoria	Volume Máximo	Denominação	Categoria	
Cenário 04	Perfuração do Poço	Armazenamento e Circulação do Fluido de Perfuração	Pequeno vazamento de fluido de perfuração devido a furos, trincas e falhas de vedação na tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.	8,89E-03	Ocasional	C	8 m ³	Menor	I	Baixo
Cenário 05			Médio vazamento de fluido de perfuração devido a furos, trincas e falhas de vedação na tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.	3,73E-02	Provável	D	200 m ³	Média	II	Médio

CENÁRIO ACIDENTAL	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	FREQUÊNCIA			SEVERIDADE			RISCO
				Valor	Denominação	Categoria	Volume Máximo	Denominação	Categoria	
Cenário 06	Perfuração do Poço	Armazenamento e Circulação do Fluido de Perfuração	Grande vazamento de fluido de perfuração devido à ruptura total da tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.	3,73E-03	Ocasional	C	1.419,9 m ³	Crítica	III	Médio
Cenário 07		Teste de Formação	Pequeno vazamento de óleo através do queimador devido à falha no sistema de queima.	1,33E-02	Provável	D	8 m ³	Menor	I	Médio
Cenário 08			Médio vazamento de óleo através do queimador devido à falha no sistema de queima.	1,85E-02	Provável	D	11,04 m ³	Média	II	Médio
Cenário 09	Abandono do Poço	---	Pequeno vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono.	3,90E-06	Extremamente Remota	A	8 m ³	Menor	I	Baixo

CENÁRIO ACIDENTAL	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	FREQUÊNCIA			SEVERIDADE			RISCO
				Valor	Denominação	Categoria	Volume Máximo	Denominação	Categoria	
Cenário 10	Abandono do Poço	---	Médio vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono (período de vazamento considerado de até 24 horas, correspondendo a um vazamento de até 5% do volume de <i>blowout</i>).	3,90E-06	Extremamente Remota	A	200 m ³	Média	II	Baixo
Cenário 11			Grande vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono (período de vazamento considerado de até 24 horas, correspondendo a um vazamento de até 5% do volume de <i>blowout</i>).	3,90E-06	Extremamente Remota	A	13.500 m ³	Catastrófica	IV	Médio
Cenário 12	Armazenamento	Armazenamento e Circulação de Óleo Combustível	Pequeno vazamento de óleo combustível devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	1,20E-02	Provável	D	8 m ³	Menor	I	Médio

CENÁRIO ACIDENTAL	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	FREQUÊNCIA			SEVERIDADE			RISCO
				Valor	Denominação	Categoria	Volume Máximo	Denominação	Categoria	
Cenário 13	Armazenamento	Armazenamento e Circulação de Óleo Combustível	Médio vazamento de óleo combustível devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	1,73E-02	Provável	D	200 m ³	Média	II	Médio
Cenário 14			Grande vazamento de óleo combustível devido à ruptura total ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	6,68E-03	Ocasional	C	2.218,8 m ³	Crítica	III	Médio
Cenário 15		Armazenamento e Circulação de Óleo Lubrificante	Pequeno vazamento de óleo lubrificante devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	3,50E-02	Provável	D	8 m ³	Menor	I	Médio

CENÁRIO ACIDENTAL	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	FREQUÊNCIA			SEVERIDADE			RISCO
				Valor	Denominação	Categoria	Volume Máximo	Denominação	Categoria	
Cenário 16	Armazenamento	Armazenamento e Circulação de Óleo Lubrificante	Médio vazamento de óleo lubrificante devido à ruptura total ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	2,53E-02	Provável	D	54,7 m ³	Média	II	Médio
Cenário 17		Armazenamento e Circulação de Baritina/Bentonita	Pequeno vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	4,47E-03	Ocasional	C	8 m ³	Menor	I	Baixo
Cenário 18		Armazenamento e Circulação de Baritina/Bentonita	Médio vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	1,47E-02	Provável	D	200 m ³	Menor	I	Médio
Cenário 19		Armazenamento e Circulação de Baritina/Bentonita	Grande vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	3,11E-03	Ocasional	C	453 m ³	Média	II	Médio

CENÁRIO ACIDENTAL	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	FREQUÊNCIA			SEVERIDADE			RISCO
				Valor	Denominação	Categoria	Volume Máximo	Denominação	Categoria	
Cenário 20	Armazenamento	Armazenamento e Circulação de Cimento	Pequeno vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	1,14E-02	Provável	D	8 m ³	Menor	I	Médio
Cenário 21			Médio vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	2,87E-02	Provável	D	200 m ³	Menor	I	Médio
Cenário 22			Grande vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	1,02E-02	Provável	D	510 m ³	Média	II	Médio
Cenário 23	Drenagem e Tratamento de Efluentes	Drenagem Controlada de Efluentes Oleosos	Pequeno vazamento de resíduo oleoso devido a furo na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa.	4,34E-02	Provável	D	8 m ³	Menor	I	Médio
Cenário 24			Médio vazamento de resíduo oleoso devido à ruptura total na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa.	3,17E-02	Provável	D	15,5 m ³	Média	II	Médio

CENÁRIO ACIDENTAL	SISTEMA	SUBSISTEMA	PERIGO	FREQUÊNCIA			SEVERIDADE			RISCO
				Valor	Denominação	Categoria	Volume Máximo	Denominação	Categoria	
Cenário 25	Estabilidade da Unidade	---	Grande vazamento de óleo e/ou produtos químicos devido ao afundamento da Unidade em função da perda de estabilidade.	5,00E-03	Ocasional	C	11.100,38 m ³	Crítica	III	Médio
Cenário 26	Atividade de Logística e de Apoio	Abastecimento da Unidade de Perfuração	Pequeno vazamento de óleo combustível durante a operação de abastecimento da Unidade.	9,63E-03	Ocasional	C	7,5 m ³	Menor	I	Baixo
Cenário 27		Armazenamento de Óleo Combustível nas Embarcações de Apoio	Pequeno vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.	1,00E-06	Extremamente Remota	A	8 m ³	Menor	I	Baixo
Cenário 28			Médio vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.	1,00E-08	Extremamente Remota	A	200 m ³	Média	II	Baixo
Cenário 29			Grande vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.	1,00E-08	Extremamente Remota	A	400 m ³	Crítica	III	Baixo
Cenário 30			Operações de Carga e Descarga	Pequeno vazamento de óleo devido à queda de carga no mar.	6,67E-03	Ocasional	C	8 m ³	Menor	I

F) Planilhas da APR

Uma vez determinadas as frequências de ocorrência e as severidades dos cenários acidentais levantados na avaliação da atividade de perfuração no Campo de Xerelete, são apresentadas a seguir as planilhas de Análise Preliminar de Riscos (APR) para cada um dos cenários acidentais.

A Tabela II.8.3.14 apresentada na sequência contém a distribuição dos cenários levantados na APR realizada na matriz de classificação de risco.


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 1: Perfuração do Poço			SUBSISTEMA 1.1: Segurança do Poço		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Pequeno vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>). ($0 \leq PV \leq 8 \text{ m}^3$)	<ul style="list-style-type: none"> - Fluxo indesejável de fluidos da formação para dentro do poço (<i>kick</i>). - Falha de operação do BOP (<i>Blowout Preventer</i>) e dos dispositivos auxiliares. - Falha operacional/humana nos procedimentos de retomada do controle ou fechamento do poço. - Peso de lama de perfuração insuficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Instrumentação de controle do poço. - Visual. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio em poça. 	B	I	Baixo	<p>R1) Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica, manutenção preventiva e teste dos equipamentos que compõem o sistema de controle do poço.</p> <p>R2) Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de <i>blowout</i>.</p> <p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R4) Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP).</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>	01


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 1: Perfuração do Poço			SUBSISTEMA 1.1: Segurança do Poço		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
<p>Médio vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>).</p> <p>(8 < MV ≤ 200 m³)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Fluxo indesejável de fluidos da formação para dentro do poço (<i>kick</i>). - Falha do BOP e dos dispositivos auxiliares. - Falha operacional/humana nos procedimentos de retomada do controle ou fechamento do poço. - Peso de lama de perfuração insuficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Instrumentação de controle do poço. - Visual. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio/explosão. 	B	II	Baixo	<p>R1) Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica, manutenção preventiva e teste dos equipamentos que compõem o sistema de controle do poço.</p> <p>R2) Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de <i>blowout</i>.</p> <p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R4) Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP).</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>	02

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								Cenário
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 1: Perfuração do Poço			SUBSISTEMA 1.1: Segurança do Poço		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	
Grande vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>). (200 < GV ≤ 270.000 m ³) ⁷	<ul style="list-style-type: none"> - Fluxo indesejável de fluidos da formação para dentro do poço (<i>kick</i>). - Falha do BOP e dos dispositivos auxiliares. - Falha operacional/humana nos procedimentos de retomada do controle ou fechamento do poço. - Peso de lama de perfuração insuficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Instrumentação de controle do poço. - Visual. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio/explosão. 	B	IV	Médio	<p>R1) Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica, manutenção preventiva e teste dos equipamentos que compõem o sistema de controle do poço.</p> <p>R2) Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de <i>blowout</i>.</p> <p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R4) Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP).</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>	03


⁷ Volume correspondente a um vazamento durante 30 dias a uma taxa de 9.000 m³/dia.


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 1: Perfuração do Poço			SUBSISTEMA 1.2: Armazenamento e Circulação de Fluido de Perfuração		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Pequeno vazamento de fluido de perfuração devido a furos, trincas e falhas de vedação na tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar. (0 < PV ≤ 8 m3)	Vazamento em tanques, bombas, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - falha na vedação de juntas e conexões; - trincas e furos; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental.	C	I	Baixo	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.	04

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 1: Perfuração do Poço			SUBSISTEMA 1.2: Armazenamento e Circulação de Fluido de Perfuração		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
<p>Médio vazamento de fluido de perfuração devido a furos, trincas e falhas de vedação na tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.</p> <p>(8 < MV ≤ 200 m³)</p>	<p>Vazamento em tanques, bombas, tubulações ou válvulas devido a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - corrosão; - falha na vedação de juntas e conexões; - trincas e furos; - falha operacional. 	<ul style="list-style-type: none"> - Instrumentação de controle. - Visual. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contaminação ambiental. 	D	II	Médio	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>	05


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 1: Perfuração do Poço			SUBSISTEMA 1.2: Armazenamento e Circulação de Fluido de Perfuração		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Grande vazamento de fluido de perfuração devido à ruptura total da tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar. (200 < GV ≤ 1.419,9 m ³) ⁸	Vazamento em tanques, bombas, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - falha na vedação de juntas e conexões; - ruptura de tanque; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental.	C	III	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.	06


⁸ Volume máximo correspondente ao volume total do tanque de óleo base da Unidade.


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 1: Perfuração do Poço			SUBSISTEMA 1.4: Teste de Formação		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Pequeno vazamento de óleo através do queimador devido à falha no sistema de queima. (0 < PV ≤ 8 m ³)	- Falha no sistema de queima.	- Visual - Instrumentação de controle	- Contaminação ambiental	D	I	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R10) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para o queimador.	07

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 1: Perfuração do Poço			SUBSISTEMA 1.4: Teste de Formação		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Médio vazamento de óleo através do queimador devido à falha no sistema de queima. (8 < MV ≤ 11,04 m ³) ⁹	- Falha no sistema de queima.	- Visual - Instrumentação de controle	- Contaminação ambiental	D	II	Médio	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R10) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para o queimador.</p>	08

⁹ Volume calculado considerando-se um vazamento durante 10 minutos com a vazão de produção do poço prevista para o teste de formação (1.589,87 m³/dia ou 10.000 bbl/dia).

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL				FOLHA: 01/01				
DEPARTAMENTO: HSE				REVISÃO: 00				
SISTEMA 2: Abandono do Poço		SUBSISTEMA: ---		DATA: Novembro de 2012				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Pequeno vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono. (0 < PV ≤ 8 m ³)	<ul style="list-style-type: none"> - Erro no projeto de abandono do poço. - Falha nos tampões. - Fluido de amortecimento impróprio. - Cimentação inadequada. 	<ul style="list-style-type: none"> - Instrumentação de controle - Visual - Odor 	<ul style="list-style-type: none"> - Contaminação ambiental - Possibilidade de incêndio em poça 	A	I	Baixo	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R11) Avaliar as condições de cimentação.</p> <p>R12) Seguir procedimentos específicos descritos pela portaria da ANP n°25/2002, a qual regulamenta as condições de abandono.</p>	09

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 2: Abandono do Poço			SUBSISTEMA: ---		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
<p>Médio vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono (período de vazamento considerado de até 24 horas, correspondendo a um vazamento de até 5% do volume de <i>blowout</i>).</p> <p>(8 < MV ≤ 200 m³)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Erro no projeto de abandono do poço. - Falha nos tampões. - Fluido de amortecimento impróprio. - Cimentação inadequada. 	<ul style="list-style-type: none"> - Visual - Odor 	<ul style="list-style-type: none"> - Contaminação ambiental - Possibilidade de incêndio em poça 	A	II	Baixo	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R11) Avaliar as condições de cimentação.</p> <p>R12) Seguir procedimentos específicos descritos pela portaria da ANP n°25/2002, a qual regulamenta as condições de abandono.</p>	10

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 2: Abandono do Poço			SUBSISTEMA: ---		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Grande vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono (período de vazamento considerado de até 24 horas, correspondendo a um vazamento de até 5% do volume de <i>blowout</i>). (200 < GV ≤ 13.500 m ³)	- Erro no projeto de abandono do poço. - Falha nos tampões. - Fluido de amortecimento impróprio. - Cimentação inadequada.	- Visual - Odor	- Contaminação ambiental - Possibilidade de incêndio/explosão.	A	IV	Médio	R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R11) Avaliar as condições de cimentação. R12) Seguir procedimentos específicos descritos pela portaria da ANP n°25/2002, a qual regulamenta as condições de abandono.	11

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.1: Armazenamento e Circulação de Óleo Combustível		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
Pequeno vazamento de óleo combustível devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar. (0 < PV ≤ 8 m³)	Vazamento em tanques, bombas, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - trincas e furos; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio em poça.	D	I	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.	12		

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.1: Armazenamento e Circulação de Óleo Combustível		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
<p>Médio vazamento de óleo combustível devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.</p> <p>(8 < MV ≤ 200 m³)</p>	<p>Vazamento em tanques, bombas, tubulações ou válvulas devido a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - corrosão; - trincas e furos; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional. 	<ul style="list-style-type: none"> - Instrumentação de controle. - Visual. 	<ul style="list-style-type: none"> - Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio/explosão. 	D	II	Médio	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.</p>	13		


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.			
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.1: Armazenamento e Circulação de Óleo Combustível		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Grande vazamento de óleo combustível devido à ruptura total ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar. (200 < GV ≤ 2.218,8 m ³) ¹⁰	Vazamento em tanques, bombas, centrifugas, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - ruptura do tanque; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio/explosão.	C	III	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.	14


¹⁰ Volume máximo correspondente ao maior tanque de armazenamento de óleo combustível existente na Unidade.

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.1: Armazenamento e Circulação de Óleo Lubrificante		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
Pequeno vazamento de óleo lubrificante devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar. (0 < PV ≤ 8 m ³)	Vazamento em tanques, bombas, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - trincas e furos; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio em poça.	D	I	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.	15		

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.1: Armazenamento e Circulação de Óleo Lubrificante		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
Médio vazamento de óleo lubrificante devido à ruptura total ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar. (8 < MV ≤ 54,7 m ³) ¹¹	Vazamento em tanques, bombas, centrifugas, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - ruptura do tanque; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio/explosão.	D	II	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.	16		


¹¹ Volume máximo correspondente ao maior tanque de armazenamento de óleo lubrificante existente na Unidade.

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01.			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00.			
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.2: Armazenamento e Circulação de Baritina/Bentonita		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Pequeno vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade. (0 < PV ≤ 8 m ³)	Vazamento em silos, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - falha na vedação de juntas e conexões; - trincas e furos; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental.	C	I	Baixo	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.	17

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01.			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00.			
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.2: Armazenamento e Circulação de Baritina/Bentonita		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Médio vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade. (8 < MV ≤ 200 m ³)	Vazamento em silos, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - falha na vedação de juntas e conexões; - trincas e furos; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental.	D	I	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.	18

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.2: Armazenamento e Circulação de Baritina/Bentonita		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Grande vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade. (200 < GV ≤ 453 m ³) ¹²	Vazamento em silos, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - falha na vedação de juntas e conexões; - ruptura do silo; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual. - Ruído.	- Contaminação ambiental.	C	II	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.	19


¹² Volume máximo correspondente ao volume total de baritina armazenado na Unidade.


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.3: Armazenamento e Circulação de Cimento		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Pequeno vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade. (0 < PV ≤ 8 m ³)	- Vazamentos em silos, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - falha na vedação de juntas e conexões; - trincas e furos; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental.	D	I	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.	20

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.3: Armazenamento e Circulação de Cimento		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Médio vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade. (8 < MV ≤ 200 m³)	- Vazamentos em silos, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - falha na vedação de juntas e conexões; - trincas e furos; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental.	D	I	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.	21

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01.					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 3: Armazenamento			SUBSISTEMA 3.3: Armazenamento e Circulação de Cimento		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
Grande vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade. (200 < GV ≤ 510 m ³) ¹³	- Vazamentos em silos, tubulações ou válvulas devido a: - corrosão; - falha na vedação de juntas e conexões; - ruptura do silo; - falha operacional.	- Instrumentação de controle. - Visual. - Ruído.	- Contaminação ambiental.	D	II	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas. R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.	22		

¹³ Volume máximo correspondente ao volume total de cimento armazenado na Unidade.


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01.					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 4: Drenagem e Tratamento de Efluentes			SUBSISTEMA 4.1: Drenagem Controlada de Efluentes Oleosos		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
Pequeno vazamento de resíduo oleoso devido a furo na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa. (0 < PV ≤ 8 m ³)	Vazamento em tubulações, tanques, no separador água/óleo, bombas e válvulas devido a: - corrosão; - trincas e furos; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional.	- Visual. - Instrumentação de controle.	- Possibilidade de contaminação ambiental.	D	I	Médio	R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas. R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas. R13) Manter supervisão dos sinais de medição de vazão que passa no tanque.	23		

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01.					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 4: Drenagem e Tratamento de Efluentes			SUBSISTEMA 4.1: Drenagem Controlada de Efluentes Oleosos		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
Médio vazamento de resíduo oleoso devido à ruptura total na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa. (8 < MV ≤ 15,5 m ³) ¹⁴	Vazamento em tubulações, tanques, no separador água/óleo, bombas e válvulas devido a: - corrosão; - ruptura do tanque; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional.	- Visual. - Instrumentação de controle.	- Possibilidade de contaminação ambiental.	D	II	Médio	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.</p> <p>R13) Manter supervisão dos sinais de medição de vazão que passa no tanque.</p>	24		


¹⁴ Volume máximo correspondente à capacidade total de armazenamento de óleo do *bilge oil tank* e considerando-se que todo volume contido no tanque seja 100 % óleo.


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01.					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 5: Estabilidade da Unidade			SUBSISTEMA: ---		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
Grande vazamento de óleo e/ou produtos químicos devido ao afundamento da Unidade decorrente da perda de estabilidade. (V = 11.100,38 m ³) ¹⁵	1- Inundação 2-Danos Estruturais 3-Choques mecânicos com outras embarcações 4-Perda de lastro.	1-Instrumentação de controle 2-Visual 3-Odor	1-Possibilidade de contaminação ambiental (no mar) 2-Possibilidade de incêndio/explosão 3-Possibilidade de afundamento da Unidade	C	III	Médio	R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta a Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R14) Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões. R15) Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação. R16) Controlar nível de água do tanque de lastro. R17) Controlar a presença de fontes de ignição. R18) Antes do pouso e decolagem de helicópteros aguardar autorização da equipe de segurança da unidade.	25		

¹⁵ Volume correspondente a capacidade total de armazenamento de óleo e produtos químicos na unidade (tanques de óleo combustível, óleo lubrificante, óleo base; cimento; bentonita/calcário, baritina, fluido de perfuração e *bilge oil tank*).


ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE					REVISÃO: 00			
SISTEMA 5: Atividades de Logística e de Apoio			SUBSISTEMA 5.1: Abastecimento da Unidade de Perfuração		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Pequeno vazamento de óleo combustível durante a operação de abastecimento da Unidade (0 < PV ≤ 7,5 m ³)	<ul style="list-style-type: none"> - Perdas através de furo ou desconexão dos mangotes. - Falhas nas válvulas e conexões (flanges). - Operação inadequada no engate do mangote. - Condições meteoceanográficas adversas. 	- Visual.	<ul style="list-style-type: none"> - Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio em poça. 	C	I	Baixo	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R19) Durante operação de transbordo de óleo combustível, manter comunicação com rádio entre o operador do navio-sonda e do barco de apoio, de forma a interromper o bombeio em caso de vazamento.</p> <p>R20) Não transferir óleo combustível durante a noite, ou em condições de mar adversas.</p> <p>R21) Seguir procedimento operacional para transferência de óleo.</p> <p>R22) Realizar transferência durante o período diurno (com luz natural).</p> <p>R23) Seguir programa de inspeção e manutenção de mangotes, conexões e sistemas de controle de vazão de saída e de entrada de combustíveis</p>	26

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.			
SISTEMA 5: Atividade de Logística e de Apoio			SUBSISTEMA 5.2: Armazenamento de Óleo Combustível nas Embarcações de Apoio		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Pequeno vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio (0 < PV ≤ 8 m ³)	Vazamento em tanques devido a: - corrosão; - trincas e furos; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional; - colisão com embarcações. - Condições meteoceanográficas adversas.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio em poça.	A	I	Baixo	R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores. R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI. R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto. R14) Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões. R15) Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.	27

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 5: Atividade de Logística e de Apoio			SUBSISTEMA 5.2: Armazenamento de Óleo Combustível nas Embarcações de Apoio		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
Médio vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio (8 < MV ≤ 200 m ³)	Vazamento em tanques devido a: - corrosão; - trincas e furos; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional; - colisão com embarcações. - Condições meteoceanográficas adversas.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio em poça.	A	II	Baixo	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p> <p>R19) Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões.</p> <p>R20) Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.</p>	28		

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR										
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01					
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.					
SISTEMA 5: Atividade de Logística e de Apoio			SUBSISTEMA 5.2: Armazenamento de Óleo Combustível nas Embarcações de Apoio		DATA: Novembro de 2012					
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário		
Grande vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio (200 < GV ≤ 400 m ³) ¹⁶	Vazamento em tanques devido a: - corrosão; - ruptura do tanque; - falha na vedação de juntas e conexões; - falha operacional; - colisão com embarcações. - Condições meteoceanográficas adversas.	- Instrumentação de controle. - Visual.	- Contaminação ambiental. - Possibilidade de incêndio em poça.	A	III	Baixo	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p> <p>R19) Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões.</p> <p>R20) Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.</p>	29		

¹⁶ Maior capacidade de armazenamento de óleo combustível dentre as embarcações de apoio previstas para a atividade.

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS – APR								
EMPRESA: TOTAL.					FOLHA: 01/01			
DEPARTAMENTO: HSE.					REVISÃO: 00.			
SISTEMA 5: Atividades de Logística e de Apoio			SUBSISTEMA 5.3: Operações de Carga e de Descarga		DATA: Novembro de 2012			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Efeitos	Categoria de Frequência	Categoria de Severidade	Risco	Recomendações	Cenário
Pequeno vazamento de óleo devido à queda de carga no mar. (0 < PV ≤ 8 m³)	Queda de carga no mar devido à falha no cabo do guindaste	- Visual.	- Contaminação ambiental.	C	I	Baixo	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R24) Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para guindastes.</p> <p>R25) Seguir procedimentos para operações de carga e descarga.</p>	30

A Tabela II.8.3.14, a seguir, apresenta o resultado da APR. No total foram identificados 30 (trinta) cenários acidentais. Destes, com relação à severidade dos danos ambientais para o meio ambiente, quatorze foram classificados como sendo de severidade menor (46,67 %), dez como sendo de severidade média (33,33%), quatro como severidade crítica (13,33 %) e dois como severidade catastrófica (6,67 %). Já com relação à frequência de ocorrência, seis cenários acidentais foram classificados com frequência extremamente remota (20 %), três como sendo de ocorrência remota (10 %), oito cenários foram classificados como ocasionais (26,67 %), treze como prováveis (43,33%) e nenhum foi classificado como sendo frequente. Por fim, em relação à categoria de risco, onze cenários acidentais resultaram na estimativa de risco baixo (36,67 %) e dezenove com risco médio (63,33 %), não havendo cenário acidental com risco alto, conforme a matriz de risco apresentada na Tabela II.8.3.14.

TABELA II.8.3.14 – Distribuição dos cenários acidentais na matriz de risco

MATRIZ DE RISCO				
<i>Frequência</i>	<i>Severidade</i>			
	I - Menor	II - Média	III - Crítica	IV - Catastrófica
A – Extremamente Remota	Risco baixo	Risco baixo	Risco baixo	Risco médio
B - Remota	Risco baixo	Risco baixo	Risco médio	Risco médio
C – Ocasional	Risco baixo	Risco médio	Risco médio	Risco alto
D – Provável	Risco médio	Risco médio	Risco alto	Risco alto
E– Frequente	Risco médio	Risco alto	Risco alto	Risco alto

SEVERIDADE			
MENOR (I)	MÉDIA (II)	CRÍTICA (III)	CATASTRÓFICA (IV)
14	10	04	02
46,67%	33,33%	13,33%	6,67%

FREQUÊNCIA				
EXTREMAMENTE REMOTA (A)	REMOTA (B)	OCASIONAL (C)	PROVÁVEL (D)	FREQUENTE (E)
06	03	08	13	---
20%	10%	26,67%	43,33%	0%

RISCO		
Risco Baixo	Risco Médio	Risco Alto
11	19	---
36,67%	63,33%	0%

➤ Recomendações Resultantes das Planilhas de APR

Das planilhas de Análise Preliminar de Riscos anteriormente apresentadas resultaram as recomendações apresentadas na Tabela II.8.3.15 a seguir.

TABELA II.8.3.15 – Recomendações resultantes da APR

RECOMENDAÇÕES	
R1	Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica, manutenção preventiva e teste dos equipamentos que compõem o sistema de controle do poço.
R2	Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de <i>blowout</i> .
R3	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.
R4	Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP).
R5	Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.
R6	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.
R7	Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.
R8	Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.
R9	Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.
R10	Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para o queimador.
R11	Avaliar as condições de cimentação.
R12	Seguir procedimentos específicos descritos pela portaria da ANP n°25/2002, a qual regulamenta as condições de abandono.
R13	Manter supervisão dos sinais de medição de vazão que passa no tanque.
R14	Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões.
R15	Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.
R16	Controlar nível do tanque de água de lastro.
R17	Controlar a presença de fontes de ignição.
R18	Antes do pouso e decolagem de helicópteros aguardar autorização da equipe de segurança da unidade.
R19	Durante operação de transbordo de óleo combustível, manter comunicação com rádio entre o operador do navio-sonda e do barco de apoio, de forma a interromper o bombeio em caso de vazamento.
R20	Não transferir óleo combustível durante a noite, ou em condições de mar adversas.
R21	Seguir procedimento operacional para transferência de óleo.
R22	Realizar transferência durante o período diurno (com luz natural).
R23	Seguir programa de inspeção e manutenção de mangotes, conexões e sistemas de controle de vazão de saída e de entrada de combustíveis.

TABELA II.8.3.15 – Recomendações resultantes da APR

RECOMENDAÇÕES	
R24	Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para guindastes.
R25	Seguir procedimentos para operações de carga e descarga.

Ainda com relação às recomendações decorrentes da APR realizada, a Tabela II.8.3.16, a seguir, apresenta a distribuição destas recomendações ao longo dos cenários acidentais analisados.

A seguir apresenta-se a distribuição das recomendações resultantes da APR realizada ao longo dos cenários acidentais analisados.

TABELA II.8.3.16 – Distribuição das recomendações resultantes da APR em relação aos cenários acidentais analisados

RECOMENDAÇÕES		CENÁRIOS ACIDENTAIS (APR)																													
Nº	Descrição	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
R1	Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica, manutenção preventiva e teste dos equipamentos que compõem o sistema de controle do poço.	■	■	■																											
R2	Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de <i>blowout</i> .	■	■	■																											
R3	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.	■	■	■	■	■	■	■	■				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
R4	Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP).	■	■	■																											
R5	Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

RECOMENDAÇÕES		CENÁRIOS ACIDENTAIS (APR)																													
Nº	Descrição	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
R6	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.	█	█	█	█	█	█			█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
R7	Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█							█	█	█	█	█	█	█	█
R8	Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.				█	█	█						█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█						
R9	Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.				█	█	█						█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█					█	█	█
R10	Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para o queimador.							█	█																						

RECOMENDAÇÕES		CENÁRIOS ACIDENTAIS (APR)																													
Nº	Descrição	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
R11	Avaliar as condições de cimentação.																														
R12	Seguir procedimentos específicos descritos pela portaria da ANP n°25/2002, a qual regulamenta as condições de abandono.																														
R13	Manter supervisão dos sinais de medição de vazão que passa no tanque.																														
R14	Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões.																														
R15	Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.																														

RECOMENDAÇÕES		CENÁRIOS ACIDENTAIS (APR)																													
Nº	Descrição	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
R16	Controlar nível do tanque de água de lastro.																														
R17	Controlar a presença de fontes de ignição.																														
R18	Antes do pouso e decolagem de helicópteros aguardar autorização da equipe de segurança da unidade.																														
R19	Durante operação de transbordo de óleo combustível, manter comunicação com rádio entre o operador do navio-sonda e do barco de apoio, de forma a interromper o bombeio em caso de vazamento.																														
R20	Não transferir óleo combustível durante a noite, ou em condições de mar adversas.																														

RECOMENDAÇÕES		CENÁRIOS ACIDENTAIS (APR)																													
Nº	Descrição	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
R21	Seguir procedimento operacional para transferência de óleo.																														
R22	Realizar transferência durante o período diurno (com luz natural).																														
R23	Seguir programa de inspeção e manutenção de mangotes, conexões e sistemas de controle de vazão de saída e de entrada de combustíveis.																														
R24	Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para guindastes.																														
R25	Seguir procedimentos para operações de carga e descarga.																														

II.8.3.1. Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

Uma vez que a Análise Preliminar de Riscos (APR) realizada para a atividade de perfuração no Campo de Xerelete não resultou em cenários acidentais classificados como “risco alto”, de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA N° 10/12 este item não é aplicado ao presente estudo.

II.8.4. AVALIAÇÃO DAS CONSEQUÊNCIAS

Uma vez que a Análise Preliminar de Riscos (APR) realizada para a atividade de perfuração no Campo de Xerelete não resultou em cenários acidentais classificados como “risco alto”, de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA N° 10/12 este item não é aplicado ao presente estudo.

II.8.5. CÁLCULO DOS RISCOS AMBIENTAIS

Uma vez que a Análise Preliminar de Riscos (APR) realizada para a atividade de perfuração no Campo de Xerelete não resultou em cenários acidentais classificados como “risco alto”, de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA N° 10/12 este item não é aplicado ao presente estudo.

II.8.6. RELAÇÃO TEMPO DE RECUPERAÇÃO/TEMPO DE OCORRÊNCIA

Uma vez que a Análise Preliminar de Riscos (APR) realizada para a atividade de perfuração no Campo de Xerelete não resultou em cenários acidentais classificados como “risco alto”, de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA N° 10/12 este item não é aplicado ao presente estudo.

II.8.7. REVISÃO DO ESTUDO DE ANÁLISE DE RISCOS

Uma vez que a Análise Preliminar de Riscos (APR) realizada para a atividade de perfuração no Campo de Xerelete não resultou em cenários acidentais classificados como “risco alto”, de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA N° 10/12 este item não é aplicado ao presente estudo.

II.8.8. PLANO DE GERENCIAMENTO DE RISCOS

II.8.8.1. Introdução

Um Programa de Gerenciamento de Riscos - PGR deve ser implantado em instalações que manipulem ou trabalhem com substâncias ou processos perigosos, a fim de garantir sua operação dentro de padrões considerados toleráveis.

Embora as ações previstas no PGR devam contemplar todas as operações e equipamentos, o mesmo deve considerar os aspectos críticos identificados na Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais – AGRA, a partir de critérios estabelecidos com base nos Cenários Acidentais de maior relevância.

O objetivo deste PGR é prover a sistemática voltada para o estabelecimento de requisitos contendo as orientações gerais na gestão de riscos, com vistas à prevenção de acidentes na instalação.

Este documento apresenta, de forma sumarizada, as informações relativas ao PGR da Unidade Marítima – *Deepwater Discovery* pertencente à Transocean Brasil Ltda e que considera os seguintes elementos:

1. Definição de Atribuições;
2. Inspeções Planejadas;
3. Programas de Manutenção (preventiva e corretiva);
4. Capacitação Técnica;
5. Processo de Contratação de Terceiros;
6. Registro e Investigação de Acidentes;
7. Gerenciamento de Mudanças;
8. Sistema de Permissão de Trabalho.

II.8.8.2. Riscos que estão sendo gerenciados

Os riscos que estão sendo gerenciados são aqueles inerentes ao projeto e que foram levantados na Análise Preliminar de Riscos. A Tabela II.8.8.1 relaciona cada um dos cenários acidentais com seus respectivos riscos avaliados e medidas preventivas/mitigadoras associadas.

TABELA II.8.8.1 – Riscos avaliados e recomendações preventivas associadas

RISCOS NO SISTEMA DE PERFURAÇÃO		
Cenário	Risco Avaliado	Recomendações Preventivas e Mitigadoras
01	Risco baixo de ocorrência de pequeno vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>).	<p>R1) Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica, manutenção preventiva e teste dos equipamentos que compõem o sistema de controle do poço.</p> <p>R2) Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de <i>blowout</i>.</p> <p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R4) Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP).</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta a Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>

RISCOS NO SISTEMA DE PERFURAÇÃO		
Cenário	Risco Avaliado	Recomendações Preventivas e Mitigadoras
02	Risco baixo de ocorrência de médio vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (Blowout).	<p>R1) Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica, manutenção preventiva e teste dos equipamentos que compõem o sistema de controle do poço.</p> <p>R2) Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de <i>blowout</i>.</p> <p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R4) Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP).</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta a Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>
03	Risco médio de ocorrência de grande vazamento de óleo cru e gás durante o processo de perfuração devido à perda de controle de poço (<i>Blowout</i>).	<p>R1) Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica, manutenção preventiva e teste dos equipamentos que compõem o sistema de controle do poço</p> <p>R2) Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de <i>blowout</i>.</p> <p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R4) Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP).</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta a Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>
04	Risco baixo de ocorrência de pequeno vazamento de fluido de perfuração devido a furos, trincas e falhas de vedação na tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>

RISCOS NO SISTEMA DE PERFURAÇÃO		
Cenário	Risco Avaliado	Recomendações Preventivas e Mitigadoras
05	Risco médio de ocorrência de médio vazamento de fluido de perfuração devido a furos, trincas e falhas de vedação na tubulação de transferência entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
06	Risco médio de ocorrência de grande vazamento de fluido de perfuração devido à ruptura total da tubulação de transferência e acessórios entre o tanque de armazenamento e o ponto de aplicação com espalhamento de fluido por áreas adjacentes e consequente derrame para o mar.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
07	Risco médio de ocorrência de pequeno vazamento de óleo através do queimador devido à falha no sistema de queima.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R10) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para o queimador.</p>
08	Risco médio de ocorrência de médio vazamento de óleo através do queimador devido à falha no sistema de queima.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R10) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para o queimador.</p>

RISCOS NO SISTEMA DE PERFURAÇÃO

Cenário	Risco Avaliado	Recomendações Preventivas e Mitigadoras
09	Risco baixo de ocorrência de pequeno vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono.	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R11) Avaliar as condições de cimentação.</p> <p>R12) Seguir procedimentos específicos descritos pela portaria da ANP nº25/2002, a qual regulamenta as condições de abandono.</p>
10	Risco baixo de ocorrência de médio vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono (período de vazamento considerado de até 24 horas, correspondendo a um vazamento de até 5% do volume de <i>blowout</i>).	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R11) Avaliar as condições de cimentação.</p> <p>R12) Seguir procedimentos específicos descritos pela portaria da ANP nº25/2002, a qual regulamenta as condições de abandono.</p>
11	Risco médio de ocorrência de grande vazamento de óleo cru/gás devido à perda de estanqueidade dos tampões de abandono (período de vazamento considerado de até 24 horas, correspondendo a um vazamento de até 5% do volume de <i>blowout</i>).	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R11) Avaliar as condições de cimentação.</p> <p>R12) Seguir procedimentos específicos descritos pela portaria da ANP nº25/2002, a qual regulamenta as condições de abandono.</p>
12	Risco médio de ocorrência de pequeno vazamento de óleo combustível devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.</p>

RISCOS NO SISTEMA DE PERFURAÇÃO		
Cenário	Risco Avaliado	Recomendações Preventivas e Mitigadoras
13	Risco médio de ocorrência de médio vazamento de óleo combustível devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
14	Risco médio de ocorrência de grande vazamento de óleo combustível devido à ruptura total ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
15	Risco médio de ocorrência de pequeno vazamento de óleo lubrificante devido a furos, trincas ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
16	Risco médio de ocorrência de médio vazamento de óleo lubrificante devido à ruptura total ou falhas de vedação em tanques, linhas e/ou acessórios cobrindo desde o tanque de armazenamento até o ponto de consumo e resultando em liberação de óleo para o mar.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque, avaliando eventuais perdas de produto.</p>

RISCOS NO SISTEMA DE PERFURAÇÃO		
Cenário	Risco Avaliado	Recomendações Preventivas e Mitigadoras
17	Risco baixo de ocorrência de pequeno vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
18	Risco médio de ocorrência de médio vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
19	Risco médio de ocorrência de grande vazamento de baritina/bentonita a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
20	Risco médio de ocorrência de pequeno vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
21	Risco médio de ocorrência de médio vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>

RISCOS NO SISTEMA DE PERFURAÇÃO		
Cenário	Risco Avaliado	Recomendações Preventivas e Mitigadoras
22	Risco médio de ocorrência de grande vazamento de cimento a partir dos silos de armazenamento destes produtos existentes na unidade.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, tubulações e válvulas.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p>
23	Risco médio de ocorrência de pequeno vazamento de resíduo oleoso devido a furo na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.</p> <p>R13) Manter supervisão dos sinais de medição de vazão que passa no tanque.</p>
24	Risco médio de ocorrência de médio vazamento de resíduo oleoso devido a furo na linha e acessórios a partir do tanque de drenagem oleosa.	<p>R3) Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.</p> <p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R8) Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.</p> <p>R13) Manter supervisão dos sinais de medição de vazão que passa no tanque.</p>

RISCOS NO SISTEMA DE PERFURAÇÃO		
Cenário	Risco Avaliado	Recomendações Preventivas e Mitigadoras
25	Risco médio de ocorrência de grande vazamento de óleo e/ou produtos químicos devido ao afundamento da Unidade em decorrência da perda de estabilidade.	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta a Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R14) Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões.</p> <p>R15) Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.</p> <p>R16) Controlar nível de água do tanque de lastro.</p> <p>R17) Controlar a presença de fontes de ignição.</p> <p>R18) Antes do pouso e decolagem de helicópteros aguardar autorização da equipe de segurança da unidade.</p>
26	Risco baixo de ocorrência de pequeno vazamento de óleo combustível durante a operação de abastecimento da Unidade.	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R19) Durante operação de transbordo de óleo combustível, manter comunicação com rádio entre o operador do navio-sonda e do barco de apoio, de forma a interromper o bombeio em caso de vazamento.</p> <p>R20) Não transferir óleo combustível durante a noite, ou em condições de mar adversas.</p> <p>R21) Seguir procedimento operacional para transferência de óleo.</p> <p>R22) Realizar transferência durante o período diurno (com luz natural).</p> <p>R23) Seguir programa de inspeção e manutenção de mangotes, conexões e sistemas de controle de vazão de saída e de entrada de combustíveis</p>
27	Risco baixo de ocorrência de pequeno vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p> <p>R14) Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões.</p> <p>R15) Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.</p>

RISCOS NO SISTEMA DE PERFURAÇÃO		
Cenário	Risco Avaliado	Recomendações Preventivas e Mitigadoras
28	Risco baixo de ocorrência de médio vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p> <p>R19) Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões.</p> <p>R20) Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.</p>
29	Risco baixo de ocorrência de grande vazamento de óleo combustível a partir dos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R9) Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto.</p> <p>R19) Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões.</p> <p>R20) Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.</p>
30	Risco baixo de ocorrência de pequeno vazamento de óleo devido à queda de carga no mar.	<p>R5) Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.</p> <p>R6) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>R7) Acionar o Plano de Resposta à Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>R24) Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para guindastes.</p> <p>R25) Seguir procedimentos para operações de carga e descarga.</p>

II.8.8.3. Medidas preventivas de gerenciamento de riscos

A Tabela II.8.8.2 apresenta as Medidas de Gerenciamento de Riscos para a atividade. Estas medidas são baseadas nas recomendações indicadas na APR para cada cenário acidental e os respectivos planos/procedimentos existentes adotados no programa de gerenciamento de riscos.

TABELA II.8.8.2 – Medidas de gerenciamento de riscos

Recomendações (Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras)		Item Relacionado
Nº	Descrição	
R1	Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica, manutenção preventiva e teste dos equipamentos que compõem o sistema de controle do poço.	Inspeção Periódica/Manutenção
R2	Realizar treinamento para a tripulação em procedimentos para controle do poço e identificação de sinais de alerta e causas de <i>blowout</i> .	Capacitação Técnica
R3	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.	Inspeção Periódica/Manutenção
R4	Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes e BOP).	Inspeção Periódica/Manutenção
R5	Seguir programa de treinamento, atualização e conscientização dos operadores.	Capacitação Técnica
R6	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.	Capacitação Técnica
R7	Acionar o Plano de Resposta a Emergência, incluindo o Plano de Emergência Individual – PEI.	Capacitação Técnica
R8	Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para tanques, mangotes, tubulações e válvulas.	Inspeção Periódica/Manutenção
R9	Monitorar nível do tanque/silo, avaliando eventuais perdas de produto	Inspeção Periódica/Manutenção
R10	Seguir procedimentos e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para o queimador.	Inspeção Periódica/Manutenção
R11	Avaliar as condições de cimentação.	Inspeção Periódica/Manutenção
R12	Seguir procedimentos específicos descritos pela portaria da ANP n°25/2002, a qual regulamenta as condições de abandono.	Capacitação Técnica
R13	Manter supervisão dos sinais de medição de vazão que passa no tanque.	Inspeção Periódica/Manutenção
R14	Antes da aproximação à Unidade, os responsáveis pelas embarcações devem avaliar, determinar e concordar que todas as condições meteorológicas, oceanográficas e de tráfego estejam adequadas para prevenção de colisões.	Capacitação Técnica
R15	Assegurar que a Unidade possua sinalização diurna e noturna para orientação.	Inspeção Periódica/Manutenção
R16	Controlar nível de água do tanque de lastro.	Inspeção Periódica/Manutenção
R17	Controlar a presença de fontes de ignição.	Inspeção Periódica/Manutenção
R18	Antes do pouso e decolagem de helicópteros aguardar autorização da equipe de segurança da unidade.	Capacitação Técnica
R19	Durante operação de transbordo de óleo combustível, manter comunicação com rádio entre o operador do navio-sonda e do barco de apoio, de forma a interromper o bombeio em caso de vazamento.	Inspeção Periódica/ Capacitação Técnica
R20	Não transferir óleo combustível durante a noite, ou em condições de mar adversas.	Capacitação Técnica

Recomendações (Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras)		Item Relacionado
Nº	Descrição	
R21	Seguir procedimento operacional para transferência de óleo.	Capacitação Técnica
R22	Realizar transferência durante o período diurno (com luz natural).	Capacitação Técnica
R23	Seguir programa de inspeção e manutenção de mangotes, conexões e sistemas de controle de vazão de saída e de entrada de combustíveis	Inspeção Periódica/Manutenção
R24	Seguir procedimento e cronograma de inspeção periódica e manutenção preventiva para guindastes.	Inspeção Periódica/Manutenção
R25	Seguir procedimentos para operações de carga e descarga.	Inspeção Periódica / Capacitação Técnica

II.8.8.4. Elementos de Gestão

Política de Segurança Meio Ambiente e Saúde da Transocean Brasil Ltda

A Transocean Brasil Ltda tem uma política integrada de segurança, meio ambiente e saúde embasada nos seguintes princípios:

- Atender os requisitos legais e outros requisitos aplicáveis à sua atividade;
- Gerenciar, estabelecendo medidas de controle sobre os aspectos ambientais e os perigos e riscos à Segurança e Saúde, com o foco de evitar acidentes, doenças ocupacionais, preservar o Meio Ambiente e o Patrimônio, reservando o tempo necessário para realizar as inspeções, planejamento das tarefas e manutenções;
- Melhorar continuamente os resultados das unidades com ênfase na ação preventiva em Segurança do trabalho, Meio ambiente, Saúde ocupacional e danos ao Patrimônio;
- Executar todas as atividades conforme as práticas seguras, de forma eficiente, respeitando o ritmo de trabalho seguro e as limitações de cada membro da equipe e operando dentro dos limites e capacidade dos equipamentos.

Todos os integrantes da Companhia têm a responsabilidade por entender e cumprir a política de Segurança, Meio ambiente e Saúde, assim como atuar de forma responsável buscando sempre um ambiente de trabalho seguro com integrantes saudáveis, operações que não poluam o Meio ambiente e não causem danos ao Patrimônio.

A Transocean Brasil Ltda é a responsável pela implementação e controle dos programas de segurança, meio ambiente e saúde da Unidade, através do sistema de gestão que se aplica aos integrantes e contratados.

As responsabilidades e autoridades dos integrantes asseguram que todos os envolvidos com a segurança e proteção ambiental saibam como agir para que o Sistema de Gestão seja efetivo.

Sendo assim, todo o pessoal envolvido com o Sistema de Gestão a bordo e em terra, recebe definições de suas responsabilidades e autoridades, para que seja motivado e entenda a importância do seu desempenho no sistema. Além disso, a capacitação e a formação adequada para as atividades estão definidas nas descrições

de cargo, assegurando que todos os integrantes sejam adequadamente qualificados para realizar suas atividades.

II.8.8.5. Definição de Atribuições

O Programa de Gerenciamento de Riscos da Transocean Brasil Ltda é dividido em oito elementos de gestão conforme descrito anteriormente, e objetiva gerenciar os riscos advindos de seus processos industriais, demonstrando como um programa formal pode oferecer uma trajetória consistente para a organização reduzir, neutralizar e/ou nivelar riscos a limites aceitáveis. O Programa da Transocean Brasil Ltda é conduzido por uma equipe de trabalho especializada que tem como premissa desenvolver, implementar e monitorar o PGR na Companhia.

As funções responsáveis pelos elementos do Plano de Gerenciamento de Riscos estão definidas no Quadro abaixo:

TABELA II.8.8.3 – Responsáveis pelas funções dos elementos do PGR

Funções	Responsável
Definição de Atribuições	Gerente Regional de Operações
Inspeções Planejadas	Capitão
Programas de Manutenção	Gerente de Operações
Capacitação Técnica	Gerente de Recursos Humanos
Processo de Contratação de Terceirizados	Gerente de Aquisições/ Suprimentos
Registro e Investigação de Acidentes	Capitão

O pessoal da Companhia em todos os níveis da organização tem a responsabilidade de cumprir não apenas as políticas, fomentar atitudes e comportamentos positivos e pró-ativos com respeito à QSMS, mas também atuar ativamente no sentido de obrigar-se e responsabilizar-se a não participar de atos abaixo dos padrões. Responsabilizar-se ainda, em interromper qualquer operação para evitar que um ato abaixo do padrão ou condição abaixo do padrão cause um incidente/acidente ou dano ao meio ambiente e também em corrigir qualquer desvio.

As atribuições dos responsáveis pelos elementos do PGR são definidas conforme abaixo:

➤ Gerente Regional de Operações

O **Gerente Regional de Operações** promove e assegura que as políticas e procedimentos de QSMS da Transocean são comunicados, compreendidos e observados em todos os níveis na região; assegura que a integridade das operações da região é mantida todo o tempo por meio da observância aos padrões mínimos de operação da empresa. Auxilia o Gerente Regional no desenvolvimento e manutenção das relações com o cliente de acordo com as políticas e procedimentos da Transocean.

Participa da definição de soluções adequadas para as necessidades do cliente, assegura que as equipes de suporte técnico a campo e engenharia proporcionem apoio adequado ao distrito e/ ou sondas, assegura que um adequado plano de resposta à emergência esteja disponível para a região.

Motiva e gerencia um grande número de pessoas sob condições de trabalho hostis; tem experiência de campo e em comunicação; está familiarizado com os códigos, orientações e padrões aplicáveis, recomendados pela Organização, Administração, Sociedades Classificadoras e Indústria Marítima e possui profundo conhecimento e compreensão das operações de perfuração e inter-relações da Transocean.

A capacitação técnica requerida para esta função é: possuir diploma de escola secundária e extensivo treinamento técnico e operacional, nível médio de conhecimento em computação para facilitar o uso de programas de propriedade da empresa bem como de diversos outros programas de uso comum utilizados nos negócios de rotina da empresa, excelentes habilidades de comunicação, verbal e escrita, capacidade para prognosticar, planejar, organizar estratégias e coordenar assuntos operacionais quando solicitado. São desejáveis dez anos de experiência na indústria de perfuração em alto mar, incluindo dois anos como Superintendente de Perfuração, ou outras qualificações equivalentes.

➤ **Capitão**

O **Capitão** exerce autoridade com discricção e responsabiliza-se em tomar qualquer ação necessária à segurança da tripulação, do navio e proteção ao meio-ambiente, assume a responsabilidade das regulamentações requeridas para exercer operação eficiente e controle efetivo do navio com relação à segurança da tripulação, do navio, seus pertences e proteção ao meio-ambiente, assegura que a Unidade Marítima de Perfuração esteja em condições de navegabilidade em todas as ocasiões e se mantenha em condições de operação de acordo com as orientações do manual de operações marítimas.

Supervisiona a manutenção do equipamento de convés, o equipamento de socorro a náufragos, de combate a incêndio e combate a poluição, o equipamento de içamento e a manutenção do exterior da sonda, assegura a conformidade com as leis local e internacional com relação à operação da própria sonda.

Cumprir rigorosamente as regulamentações atuais de poluição, assegura que os materiais e equipamentos carregados a bordo estejam estivados seguramente, presos e identificados de acordo com as exigências das regulamentações, assegura que a sonda se mantenha dentro dos limites de segurança normais de estabilidade, de avaria e intacta, de momentos de esforço transversal e arqueamento, e exerce controle total na manutenção da integridade da estanqueidade da sonda, carregamento e armazenagem de material de consumo, segurança dos navios de suprimento, operação segura dos helicópteros, etc.

A capacitação técnica requerida para esta função é: possuir diploma de escola superior de Marinha ou equivalente, certificados válidos ilimitados de Imediato e Comandante, certificado de Operador do *Geral Global Maritime Distress Safety System* - GMDSS (Sistema Global Marítimo de Salvamento e Segurança), cursos de treinamento de posicionamento dinâmico e outros cursos de regulamentação e não-regulamentação. Conhecimento de todos os cálculos técnicos requeridos para a operação segura da Unidade Marítima de Perfuração. Habilidades básicas em computação.

➤ **Gerente de Operações**

O **Gerente de Operações** serve de exemplo por causa de sua vivência e tomada de decisões baseadas nos valores fundamentais da empresa, demonstra liderança para atingir as metas de segurança da região, garante segurança do pessoal e proteção do meio ambiente e da propriedade da empresa. Promove e assegura que as políticas e procedimentos de SMS da Transocean são comunicados, compreendidos, demonstrados e observados em todos os níveis na região.

Motiva e gerencia um grande número de pessoas sob condições de trabalho hostis; tem experiência de campo e em comunicação; está familiarizado com os códigos, orientações e padrões aplicáveis recomendados pela Organização, Administração, Sociedades Classificadoras e Indústria Marítima e possui profundo conhecimento e compreensão das operações de perfuração e inter-relações da Transocean.

A capacitação técnica requerida para esta função é: possuir diploma de escola secundária, sendo desejável possuir nível superior preferencialmente, em curso de engenharia mecânica, civil, elétrica, naval ou de petróleo.

Possuir nível médio de conhecimento em computação para facilitar o uso de programas de propriedade da empresa bem como de diversos outros programas de uso comum utilizados nos negócios de rotina da empresa, excelentes habilidades de comunicação, verbal e escrita, capacidade para prognosticar, planejar, organizar estratégias e coordenar assuntos operacionais quando solicitado. São desejáveis dez anos de experiência na indústria de perfuração em alto mar, incluindo dois anos como Superintendente de Perfuração, ou outras qualificações equivalentes.

➤ **Gerente de Recursos Humanos**

O **Gerente de Recursos Humanos** auxilia e aconselha o gerenciamento de recursos humanos global incluindo recrutamento, colocação, desenvolvimento e administração de políticas, questões de compensação de sondas locais e estrangeiras, treinamento e utilização/ retenção de força de trabalho necessária para apoiar operações nas sondas. Assegura que a compensação política e os programas de benefícios sejam competitivos para atrair/ manter funcionários exigidos pelos negócios, desenvolve sistemas administrativos eficientes e efetivos para apoiar recrutamento, informação de pessoal, trocas de turma e necessidades de pessoal, realiza a supervisão geral do treinamento regional para assegurar que os padrões de treinamento sejam alcançados pelo pessoal com a maior eficiência e menor custo, monitora o desenvolvimento do treinamento na região e da matriz de competência tanto para o pessoal embarcado como para o pessoal de terra.

A capacitação técnica requerida para esta função é: possuir diploma universitário em Administração ou em área afim, conhecimentos em informática principalmente sobre gerenciamento de bancos de dados de informações em recursos humanos. Estar familiarizado com as exigências e os regulamentos para o pessoal estrangeiro (*overseas*), com licenças para transportes de membros da tripulação, leis trabalhistas, necessidades de vistos, etc. Ter habilidade para reagir rapidamente em ambientes sob mudança, especialmente sobre a direção da empresa.

É desejável um mínimo de dez anos de experiência anterior em contratação de pessoal para perfuração ou ter ocupado no mínimo diversos cargos de gerência dentro da empresa.

➤ **Gerente de Aquisições/ Suprimentos**

O **Gerente de Aquisições/ Suprimentos** gerencia efetivamente alinhando-se com as políticas e procedimentos corporativos e regionais/ distritais, e também com todos os aspectos de gerenciamento da cadeia de suprimentos, incluindo, mas não se limitando ao gerenciamento local e regional de fornecedores, compras; logística; armazenamento e expedição; supervisão de gerenciamento de materiais na sonda e gerenciamento e controle de qualidade da cadeia de suprimentos.

A capacitação técnica requerida para esta função é: possuir diploma de escola secundária, no mínimo, sendo desejável possuir nível universitário. Possuir treinamento formal relacionado ao trabalho, possuir boa habilidade em comunicação oral e escrita, boa habilidade em planejamento, solução de problemas e gerenciamento. Quaisquer outras habilidades pessoais ou gerenciais são desejáveis. Bom domínio de informática. Estar apto a dar autonomia às pessoas da equipe e ajudá-las a atingir seu potencial máximo. Possuir, pelo menos, de dez a quinze anos combinados entre experiência *offshore* e *onshore* em funções relacionadas.

➤ **Coordenador de Treinamento de Segurança da Sonda**

O **Coordenador de Treinamento de Segurança da Sonda** coordena e administra os sistemas de gerenciamento de SMS e treinamento a bordo, auxilia, recomenda e aconselha ao *Offshore Installation Manager* - OIM (Gerente de Instalação *Offshore*), Supervisor de departamento e equipes, em questões de SMS e treinamento. Fornece o elo principal entre as organizações de SMS e treinamento *onshore* e a mão de obra *offshore*. Implementa as instruções do Aconselhador de SMS e Gerente de SMS no ambiente *offshore*. É pró-ativo em todas as questões referentes à segurança e bem estar de todo o pessoal a bordo.

Promove e participa dos programas THINK (PENSE), START (COMECE) e FOCUS (MELHORIA) da empresa. Observa as operações a bordo diariamente. Aconselha o pessoal sobre práticas seguras de trabalho. Está disponível para monitorar operações críticas. Aconselha quanto ao Sistema de Permissão de Trabalho, Avaliação de Riscos e Gerenciamento de Riscos.

Auxilia os supervisores com o planejamento e desenvolvimento de reuniões de SMS, e participa das reuniões diárias com o OIM, chefes dos departamentos e representante do cliente.

Fornece assistência planejando simulados de emergência e reuniões pós-simulados. Comunica todos os assuntos significativos de SMS e o treinamento aos Supervisores, OIM e departamentos de SMS. Auxilia o OIM na organização e execução da reunião do comitê diretor de SMS, participando da mesma.

Auxilia na monitoração do uso e controle de materiais perigosos de acordo com a política da empresa e com regulamentos locais. Auxilia o OIM nas investigações de incidentes e também, em conjunto com o OIM e

Supervisores dos departamentos, com a monitoração de oportunidades de aprimoramento e ações corretivas exigidas por auditorias de SMS internas e externas.

Mantém e atualiza os registros de treinamento do pessoal, a matriz de treinamento específico da sonda e monitora a conformidade individual e da sonda, conforme determinado pela legislação e/ ou política da empresa.

Conduz cursos de treinamento no local da sonda de acordo com a matriz de treinamento, além do treinamento sobre o sistema de gerenciamento de SMS.

A capacitação técnica requerida para esta função é: possuir diploma de segundo grau ou equivalente. Experiência de trabalho e capacidade demonstrada de comunicações por escrito e verbal podem substituir a formação acadêmica, de preferência três anos de experiência trabalhando nas instalações da empresa. Possuir habilidades básicas em computação

II.8.8.6. Inspeções Planejadas

Para garantir que suas operações transcorram dentro dos padrões de excelência em QSMS, observando principalmente a preservação do meio ambiente e a salvaguarda da vida humana, além de estabelecer procedimentos que norteiem as práticas operacionais, a Transocean possui uma sistemática contínua de verificação das atividades da Companhia.

Esta sistemática segue padrões rigorosos de Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde pautados em normas e regulamentos nacionais, internacionais aplicáveis às atividades desempenhadas pela Companhia. O sistema é continuamente monitorado e sofre análise periódica para prover orientação efetiva das atividades ambientais em resposta a mudança de fatores internos e externos. Estas análises também asseguram que o sistema, e, por conseguinte o desempenho ambiental seja melhorado continuamente. Quaisquer sugestões de integrantes para aprimoramento do sistema são bem-vindas e são dirigidas ao seu Líder Imediato.

O objetivo da implantação deste elemento do PGR é definir rotinas de inspeções planejadas com propósito de:

- Observar as tarefas e áreas de trabalho, procurando atos abaixo dos padrões e condições inseguras;
- Possibilitar aos integrantes o monitoramento de si mesmos e dos outros, para garantir a execução segura por meio de interrupção e correção de desvios observados, condições ou atos inseguros e tratamento nas mudanças não planejadas;
- Aumentar a capacidade dos integrantes de reconhecer e responder a perigos;
- Reforçar o comportamento seguro observado ou monitorado por meio de *feedback* eficaz;
- Interromper as operações quando uma mudança não planejada for reconhecida;
- Promover a responsabilidade de manter um local de trabalho seguro;
- Obter comprometimento entre os integrantes de repetir comportamento seguro;
- Fornecer *feedback* aos supervisores de área sobre as tendências no comportamento seguro.

As inspeções se dividem em verificações, auditorias internas e auditorias externas de conformidade legal, estas realizadas por empresas terceirizadas.

As verificações são executadas por meio do programa START em toda Unidade Marítima de Perfuração e tem por objetivo verificar as reações das pessoas, equipamentos de proteção individual, posição das pessoas, ferramentas e equipamentos e procedimentos e organização.

Todos os funcionários estão capacitados, e também são estimulados a realizar esta modalidade de verificação cuja frequência se dá a todo instante em que for observado um ato ou condição insegura de trabalho.

Em auditorias internas numa Unidade Marítima de Perfuração da Transocean, todos os elementos de gestão de SMS são auditados no mínimo uma vez por ano. Estas auditorias são realizadas por pessoas que não possuem vínculo direto com a divisão ou Unidade Marítima de Perfuração auditada.

As auditorias externas são realizadas por entidades classificadoras, tais auditorias englobam as normas internacionais: Código Internacional de Gerenciamento para Operação Segura em Navios e Prevenção da Poluição (*ISM Code*) e Código Internacional de Segurança e Proteção de Navios e Instalações Portuárias (*ISPS Code*).

II.8.8.7. Programas de Manutenção

➤ Gestão de equipamentos e sistemas

A empresa possui um grupo baseado em Houston, nos Estados Unidos da América, voltado apenas para a parte da manutenção de todos os equipamentos de todas as Unidades Marítimas de Perfuração.

As manutenções são definidas por este grupo conforme equipamento, tipo, fabricante, manual de manutenção do fabricante, etc.

Após esta análise as tarefas para cada manutenção são inseridas no Sistema de Gerenciamento de Manutenção – *Rig Maintenance System (RMS)* indicando a frequência e o grau de criticalidade (baixa, alta, não crítica, crítica quanto à segurança ou operação).

Qualquer tipo de alteração quanto à frequência, criticalidade ou tarefas que estejam ligadas a determinado equipamento, deverá ser requerido por meio de formulário próprio e enviado ao grupo de manutenção da base.

Este formulário caso seja aprovado após análise do grupo de manutenção da base, será enviado ao grupo de manutenção em Houston (Texas, EUA), para análise e aprovação.

➤ **RMS**

O Sistema de Gerenciamento de Manutenção – *Maintenance Management System* (MMS) é controlado e executado por meio do *software* denominado (RMS). O RMS é um aplicativo padrão de *software* usado pela empresa para suporte à manutenção, inventário e compras.

De um modo geral, todos os equipamentos operacionais, bem como os equipamentos de segurança, são submetidos a manutenções preventivas e preditivas estabelecidos.

Estas manutenções visam à substituição e a otimização da vida útil de determinados componentes críticos dos equipamentos, prevenindo a ocorrência de falhas, aumentando a sua confiabilidade e visando, desta forma, a preservação do meio ambiente e minimizando os índices de inoperância da Unidade Marítima de Perfuração.

A equipe de SMS certificará que as atividades de manutenção estão sendo planejadas e executadas seguramente e em conformidade com os regulamentos ambientais, de segurança e saúde.

O Gerente de Operações certificará não apenas que o MMS foi entendido por todos e que foi efetivamente implementado como também o bom andamento do sistema. A estratégia fundamental de manutenção é assegurar que:

- A manutenção da Unidade Marítima de Perfuração se realize numa condição segura e em perfeita ordem;
- A manutenção estratégica, a logo prazo, de cada equipamento individual de perfuração preserve o valor e maximize a vida útil dos equipamentos;
- Seja mantido o foco em treinamento e desenvolvimento de pessoas competentes para a manutenção.

Os tipos de manutenções envolvidas no MMS são:

Manutenção preventiva: É a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou quebra no desempenho operacional do equipamento ou sistema, obedecendo a um plano previamente elaborado, baseado em intervalos definidos de tempo, ou seja, o setor de Planejamento elabora planos de manutenção baseados nos tempos dos equipamentos definidos pelos fabricantes; com isto consegue antecipar as falhas que possam vir a ocorrer nos equipamentos;

Manutenção corretiva planejada: É a correção do desempenho operacional do equipamento ou sistema menor que o esperado ou da falha, por decisão gerencial, isto é, pela atuação em função do acompanhamento da manutenção preditiva ou pela decisão de operar até a quebra da máquina;

Manutenção corretiva não planejada: É a correção da falha de maneira aleatória, ou seja, é a manutenção atuando no momento da falha do equipamento, agindo de forma impulsiva.

➤ Execução e registro de tarefas

A manutenção de todos os registros (tipos e metodologias de manutenção, periodicidades, prazos, referências, precauções, observações em geral, etc.) das manutenções é feito exclusivamente por meio do Sistema Computadorizado de Gerenciamento de Manutenção (CMMS).

Cada nível de função na empresa possui um limite de acesso ao sistema para inclusão de dados no mesmo. Isto resguarda o sistema de manipulação ou inclusão de dados indevidos.

Entretanto, cada inserção a ser feita no sistema, será solicitada ao gestor do sistema (Gerente de Operações) que a aprovará ou não. Neste sistema também são inseridos os valores de estoque (mínimo, médio e máximo) de sobressalentes a bordo.

O CMMS compõe-se dos seguintes elementos de coordenação de execução e de registro das tarefas:

Listas de manutenção: O sistema roda periodicamente uma listagem de manutenção - *work order* por setor (SMS, marinharia, máquinas, perfuração, sub-sea, elétrica, eletrônica, etc.) já pré-determinada, com base nas informações incluídas no sistema. Nesta listagem constam: o prazo, o equipamento ou máquina que deverá sofrer a manutenção, as peças e os *check lists* necessários para a execução da manutenção, os manuais ou procedimentos que deverão ser consultados, a listagem de sobressalentes, etc.;

Controle sobre o tipo de sobressalente: O estoque de sobressalentes deve ser abastecido conforme as diretrizes e requerimentos contidos no *Supply Chain Management Manual* - Manual de Gerenciamento de Aquisições e Suprimentos (SCMM). Os Coordenadores de Materiais *Offshore* - *Offshore Materials Coordinators* (OMC) são responsáveis por gerenciar o inventário de acordo com a política da Transocean. Para eles serem eficientes, terá a assistência da equipe de manutenção e dos Supervisores da Unidade Marítima de Perfuração.

Conforme é dado baixo do item na listagem de manutenção; é solicitada a confirmação dos sobressalentes utilizados, e conseqüentemente é gerada uma requisição de material caso o sobressalente utilizado atinja os valores mínimos exigidos no estoque de bordo.

No caso de sobressalentes de equipamentos críticos, estes são definidos e tem um tratamento diferenciado. Tal tratamento deve-se à necessidade operacional e de segurança existente a bordo, para restabelecer a funcionalidade das operações críticas ou dos equipamentos críticos de segurança no caso de *break-out* (perda de energia elétrica total);

Prioridades das tarefas: As prioridades das tarefas são estabelecidas em função do nível crítico dos equipamentos, considerando os planos de manutenção dos fabricantes e fornecedores de bens utilizados pela Transocean. Outro fator considerado é a área de operação e o tipo de operação que a Unidade Marítima de Perfuração estará executando, sempre focando a segurança, a preservação ao meio ambiente e a saúde do trabalhador.

➤ **Calibração**

Os equipamentos enquadrados na NR-13 (Norma Regulamentadora 13) estão descritos em prontuários específicos, e sofrem as verificações, inspeções, manutenções e re-certificações anualmente.

A rastreabilidade e controle destes equipamentos se fazem por meio do sistema MMS.

Os demais equipamentos, tais como detectores de gases, instrumentos de medição e etc., são calibrados periodicamente e estas informações também fazem parte do sistema MMS.

➤ **Análise**

Com base nos resultados inseridos no sistema de gerenciamento de manutenção, é gerado um relatório estatístico, permitindo visualizar desta maneira, em certos períodos solicitados, a real situação dos equipamentos.

Em seguida, é tomada a decisão de se manter um determinado equipamento ou marca de sobressalente no estoque, para posterior substituição.

Desta forma, evitam-se os custos desnecessários e minimizam-se os riscos existentes no processo.

São listados a seguir os principais sistemas e seus equipamentos, relacionados à segurança operacional da Unidade Marítima de Perfuração onde são realizadas as manutenções, testes e inspeções para garantir sua integridade, operacionalidade e segurança:

➤ **BOP**

Os principais testes de manutenção, inspeções e verificações realizadas com o objetivo de garantir sua integridade e operacionalidade são:

- Testes funcionais de válvulas, sistemas hidráulico, elétrico e acústico, anteriores ao emprego do BOP nas operações;
- Inspeções e testes nos *diverters*;
- Teste funcional das linhas *kill e choke*;
- Teste das gavetas;
- Teste semanal de fechamento de poço;
- Verificação de acoplamentos.

➤ **Sistema de manuseio de fluido**

Os principais testes de manutenção, inspeções e verificações realizadas com o objetivo de garantir sua integridade e operacionalidade são:

- Teste de vazão e pressão de sistema de injeção de fluido no poço;
- Teste dos sistemas de monitoramento das condições de segurança do poço, em relação a possíveis gases na formação;
- Teste e aferição dos equipamentos de medição de volume de fluido no poço.

➤ **Elevação e sustentação de carga**

Os principais testes de manutenção, inspeções e verificações realizadas com o objetivo de garantir sua integridade e operacionalidade são:

- Teste e inspeção dos equipamentos e acessórios de carga.

➤ **Sistema de utilização do código de cores na manutenção dos equipamentos**

Inspeção, teste e codificação por cores dos equipamentos e acessórios de carga são realizados semestralmente, e a cada período é nomeada uma cor não repetida anteriormente, observando que a cor vermelha é destinada a equipamentos e acessórios reprovados.

Os equipamentos e acessórios que não sofreram inspeção no período correspondente são destinados a uma área de quarentena, onde não estarão disponíveis para uso. As inspeções são realizadas por empresa terceirizada.

➤ **Geração, distribuição e gerenciamento de energia**

Os principais testes de manutenção, inspeções e verificações realizadas com o objetivo de garantir sua integridade e operacionalidade são:

- Teste de *black-out* parcial e total;
- Teste e inspeção das baterias de energia;
- Teste do grupo gerador de energia de emergência;
- Teste de isolamento e aterramento dos equipamentos de energia.

➤ **Sistema de posicionamento dinâmico (DP)**

Os principais testes de manutenção, inspeções e verificações realizadas com o objetivo de garantir sua integridade e operacionalidade são:

- Teste dos instrumentos de auxílio à navegação (agulha magnética, agulha giroscópica, Sistema de Posicionamento Global - Global Positioning System (GPS), Correção Diferencial do Sistema de Posicionamento Global - Differential Global Positioning System (DGPS));
- Teste de perda e restabelecimento de posicionamento dinâmico;
- Teste de cambagem dos comandos de sistema de DP.

➤ **Tancagem**

As inspeções e certificações do sistema de tancagem de bordo estão em cumprimento ao estabelecido pela entidade classificadora. No caso específico da *Deepwater Discovery*, esta entidade classificadora é a ABS. Estas inspeções são realizadas durante a estadia da Unidade Marítima de Perfuração no estaleiro.

➤ **Manifold de abastecimento e linhas de transferência de diesel**

Os principais testes de manutenção, inspeções e verificações realizadas com o objetivo de garantir sua integridade e operacionalidade são:

- Teste de estanqueidade das linhas rígida e flexível (mangote) de transferência;
- Inspeção visual dos mangotes, conexões, válvulas, e seus dispositivos de identificação.

➤ **Manifold de abastecimento e linhas de transferência de sólidos**

Os principais testes de manutenção, inspeções e verificações realizadas com o objetivo de garantir sua integridade e operacionalidade são:

- Teste de estanqueidade das linhas rígida e flexível (mangote) de transferência;
- Inspeção visual dos mangotes, conexões, válvulas, e seus dispositivos de identificação.

O procedimento que normatiza o Programa de Manutenção na Transocean é:

- *Maintenance Procedures* – HQS-OPS-PR-01

II.8.8.8. Capacitação Técnica

Este elemento do PGR tem como objetivo principal apresentar a política de Capacitação Técnica dos trabalhadores da *Deepwater Discovery*, os programas de treinamento adotados na empresa e os mecanismos para identificação das necessidades de treinamento das equipes, objetivando que o pleno desempenho das atividades possa ser efetuado por pessoas capacitadas e conscientes da importância da condução de seus trabalhos sempre focados nas questões relativas ao QSMS.

A política de treinamento da empresa está alinhada aos objetivos e metas estabelecidas para garantia da melhoria contínua e condução plena do Sistema de Gestão Integrado.

Os responsáveis pela implantação deste sistema são o Gerente de Recursos Humanos e o Coordenador de Treinamento de Segurança da Sonda.

Atualmente existem dois programas de treinamento:

Accelerated Rig Training - ART (Programa Acelerado de Treinamento): Para pessoal com formação técnica e com inglês em nível intermediário. O programa tem uma duração de aproximadamente três anos, e o objetivo é formar os profissionais que irão ocupar os primeiros níveis de supervisão a bordo;

Rig Engineer Program - REP (Programa de Treinamento para Engenheiros): Esse programa é direcionado para engenheiros recém formados, que passam cerca de três anos trabalhando a bordo das unidades *offshore*, com a intenção de adquirir um conhecimento completo do dia a dia de uma Unidade Marítima de Perfuração. O programa está dividido em três fases: na primeira o *trainee* trabalha no departamento de perfuração; a fase dois é caracterizada pelo trabalho nos departamentos de manutenção a bordo. Na fase três o *trainee* vem trabalhar no escritório como Engenheiro de Operações e ao final dessa fase pode se encaminhar para qualquer departamento dentro da empresa, sendo operações (Engenheiro de Operações) o mais comum no início de carreira.

A empresa possui um sistema de treinamento desenvolvido na corporação que abrange os trabalhadores *offshore*, constituindo-se numa matriz de treinamento, que identifica os requisitos necessários para uma dada função, nessa matriz estão os cursos na área de segurança, além dos profissionalizantes. Os requisitos das Normas Regulamentadoras (NRs) também são considerados e sempre que uma NR está prestes a ser lançada, verificam-se as necessidade de treinamento e as mesmas são adicionadas à matriz de treinamento regional. Há também um sistema chamado *On the Job Training* (OJT) - Treinamento realizado durante o trabalho - para a maior parte das funções a bordo.

Esse treinamento é uma combinação de estudo de livros, filmes em DVD, exercícios e uma parte inteira de tarefas práticas, que o funcionário deve demonstrar ao seu supervisor durante o trabalho, a fim de ter a tarefa assinada por ele.

Quando o funcionário completa o módulo existe uma prova e o mesmo recebe o crédito nesse módulo se conseguir um aproveitamento de no mínimo 70%.

Ao chegar a bordo pela primeira vez, o funcionário recém contratado recebe o módulo de QHSE (qualidade, segurança, saúde e meio ambiente) que abrange os principais tópicos de segurança do trabalho.

Na matriz de treinamento estão inclusas todas as funções de bordo, assim como os treinamentos necessários para cada uma delas. De uma forma geral, a empresa utiliza os módulos OJT, mais os requisitos corporativos e os treinamentos regionais. Aqueles requeridos pela corporação estão disponíveis tanto no Brasil, como no exterior.

Os treinamentos regionais baseiam-se nos requisitos para se trabalhar *offshore*, além dos requerimentos das NRs e dos cursos identificados como essenciais para o funcionário exercer a sua função com maior segurança.

Constantemente realizam-se treinamentos extras para atender às necessidades específicas das Unidades Marítimas de Perfuração.

O procedimento que normatiza o Processo de Capacitação Técnica na Transocean é:

- Políticas e Requisitos de Recursos Humanos - HQS – HRM – PP 01

II.8.8.9. Processo de Contratação de Terceiros

Para garantir o comprometimento das empresas contratadas com os padrões de Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde, inclui-se nos contratos um termo de condições gerais de qualidade, segurança, cuidados com o meio ambiente, saúde e higiene, diligência e profissionalismo, que será seguido pelos terceirizados. Cada empresa terceirizada contratada possui um supervisor Transocean responsável pelo acompanhamento e avaliação de seu desempenho, assegurando que a política da contratante não será violada em nenhum aspecto, tanto na segurança, quanto na proteção ao meio ambiente e a saúde dos envolvidos.

As responsabilidades da contratada englobam o cumprimento das legislações trabalhistas, legislações de saúde e segurança ocupacional, as normas e padrões estabelecidos para a prestação dos serviços, fornecimento de equipamentos certificados e mão-de-obra com comprovação de qualificação.

O setor responsável pela contratação de terceirizados fica a cargo do Gerente de Aquisições e Suprimentos, que tem como base as solicitações geradas pelos diversos setores e necessidades da empresa.

A contratada observará e assegurará que todo o seu pessoal cumpra todas as normas legais, administrativas e/ou contratuais aplicáveis aos serviços.

A Transocean, ou qualquer pessoa a quem a Transocean estiver prestando serviços, poderá auditar e examinar todos os processos e atividades desenvolvidos pela terceirizada, com intuito de se verificar não conformidades ou observações em relação aos serviços contratados, à segurança, à proteção ao meio ambiente e à saúde.

A política da empresa é cumprir com todas as suas premissas, tendo como base os valores fundamentais da empresa.

A contratada concordará em defender, isentar, indenizar e assegurar a-Transocean ou a qualquer terceiro com o qual a Transocean tenha se comprometido a dar tratamento similar, contra toda e qualquer demanda, ônus, constrição, responsabilidade, custo, despesa, perda ou dano material, moral ou pessoal, não se limitando a honorários advocatícios, decorrentes de ou relativos a descumprimento de obrigações da contratada assumidas neste contrato.

Na prestação de serviços à empresa, a contratada manterá um mínimo de profissionais totalmente treinados, certificados e capacitados conforme especificado no contrato, profissionais estes que são considerados pela contratada como suficientes para atingir as metas estabelecidas pela Transocean no contrato.

Caberá a Transocean os cursos necessários ao bom andamento dos serviços ofertados, sujeito à disponibilidade de vagas e sempre mediante acordo prévio entre a contratante e a contratada.

O procedimento que normatiza o Processo de Contratação de Terceiros na Transocean é:

- *Global Supply Chain Manual – HQS-OPS-PR-02*

II.8.8.10. Registro e Investigação de Acidentes

O Sistema de Gerenciamento Integrado da Transocean está balizado no ISM Code (Código Internacional de Gerenciamento para Operação Segura em Navios e Prevenção da Poluição) e em normas de Qualidade, Segurança, Meio Ambiente e Saúde Ocupacional de padrões Internacionais, no que tange as análises e investigações de acidentes. Para que este sistema seja eficaz, a empresa assegura que todos os incidentes e acidentes relacionados ao trabalho sejam registrados e analisados pelo Gerente da Sonda, e, além disto, sejam investigados, tratados e reavaliados a fim de garantir o atendimento à sua política de QSMS e a adequação do sistema de gestão ao seu negócio.

O Gerente da Sonda obriga-se a avaliar incidentes, desenvolver e implementar as oportunidades de aprimoramento e controlar o desempenho para confirmar sua eficácia. O propósito desta política consiste em assegurar após a ocorrência de um incidente em instalação, dependência ou escritório da empresa a iniciação de um processo em três fases:

- Medidas têm que ser tomadas para assegurar que a área apresente segurança e dispensados cuidados médicos, se necessário;
- O incidente tem que ser reportado interna e externamente, conforme necessário;
- O incidente tem que ser investigado.

Esta política cobre o pessoal, instalações, dependências e escritórios da empresa e também os funcionários e propriedade de qualquer cliente, Subcontratada ou agente externo que trabalhe em qualquer instalação, dependência ou escritório da empresa.

Os responsáveis diretos pela implantação deste sistema são os Gerentes de sonda e os Capitães. Além destes, existem os responsáveis indiretos, que são todos os funcionários da empresa, clientes e prestadores de serviços. Enfim, todas as pessoas.

Sempre que acontecer um incidente ou acidente ambiental, será preparado um relatório de dano ambiental, com a finalidade de averiguar as causas e conseqüentemente os possíveis danos causados ao meio ambiente. Os fatos iniciais devem ser reportados e documentados no formulário de Relatório de Incidente no GMS (*Global Management System* - Sistema de Gerenciamento Global) e validados pelo Gerente da Sonda antes do final do dia útil seguinte.

Qualquer dano ambiental, independente das proporções ou da gravidade tem que ser reportado no relatório diário de operações.

O Gerente da Sonda, ao analisar o relatório do incidente, obriga-se a determinar a gravidade real e potencial de todos os incidentes relacionados ao trabalho. O tipo de incidente será determinado pelo Gerente da Sonda ao validar o incidente e designar a gravidade e não será designado no relatório de incidente.

A designação do responsável apropriado pelo gerenciamento da etapa de apuração dos fatos é determinada pelo valor da gravidade inicialmente atribuído pelo Gerente da Sonda. Os recursos e o pessoal designados para o processo de apuração dos fatos têm que basear-se nas áreas de conhecimento especializado exigidas,

nível de experiência disponível, ambiente local e nível de envolvimento direto da gerência necessários para concluir a esta etapa.

Incidentes são indicadores dos pontos onde o desempenho pode ser melhorado. A análise de incidentes utiliza informações críticas para estabelecer o que aconteceu, porém de forma mais significativa determina como é importante à empresa atuar. Ela identifica as oportunidades de aprimoramento e correção que representam lições aprendidas, que serão estudadas em comparação com o Sistema de Gestão da empresa quanto à mudança e/ ou melhoria.

Esta análise de incidentes levará em conta os seguintes aspectos: localização da gerência regional e distrital, disponibilidade de conhecimento especializado, exigências regulamentares, localizações geográficas, infraestrutura de transportes, costume e cultura locais.

Quando concluída, a análise gerencial dos fatos será disponibilizada por meio do Gerente do distrito, do Gerente da região ou do departamento de serviços de QSMS da corporação.

O procedimento que normatiza o Registro e Investigação de Acidentes na Transocean é:

- Manual de Políticas e Requisitos de Saúde e Segurança - HQS-HSE-PP-01- *Incident Reporting*

II.8.8.11. Gerenciamento de Mudanças

Para que o Gerenciamento de Mudanças seja efetivo em seus processos esse programa define mudança como qualquer alteração permanente ou temporária no processo ou sistemática de instalações, tecnologia, força de trabalho, materiais, padrões de trabalho e etc., que não esteja previsto em nenhum de seus procedimentos. Mudanças em situações ou eventos inesperados têm que ser reconhecidos e seus riscos associados gerenciados.

O propósito desta política consiste em garantir que o pessoal compreenda o que é necessário para gerenciar mudanças e como isto pode ser obtido, ao:

- Garantir que todo o pessoal envolvido ou afetado por uma tarefa ou processo possua o conhecimento e as técnicas necessárias para reconhecer mudanças ou desvios da tarefa ou processo planejado;
- Assegurar que todo o pessoal compreenda a importância de identificar e consultar todas as outras pessoas, departamentos, grupos de trabalho, e assim por diante, durante o gerenciamento da mudança;
- Garantir que a tarefa ou processo seja interrompido quando uma mudança inesperada ocorrer;
- Quando uma mudança inesperada ocorrer, garantir que o plano seja revisado e comunicado a todo o pessoal envolvido ou afetado antes de reiniciar a tarefa ou processo;
- Garantir que as mudanças planejadas ou esperadas ocorram com a devida análise minuciosa, aprovação e notificação das partes afetadas;
- Garantir que todo o pessoal esteja ciente das ferramentas e processos usados para gerenciar mudanças (planejamento, monitoria do plano, reconhecimento da mudança, interrupção da tarefa, gerenciamento dos riscos associados e aprimoramento).

O Gerenciamento de Mudanças consiste de um processo de planejamento, reconhecimento e comunicação da mudança. Dependendo do nível e complexidade da mudança, podem ser necessários requisitos administrativos para garantir que a perícia e os recursos apropriados sejam usados para desenvolver o plano, avaliar a mudança e os riscos associados. O plano, riscos associados e controles têm que ser comunicados ao pessoal e aos departamentos afetados.

O gerenciamento de mudanças não tem o intuito de evitar que qualquer pessoa tome as medidas necessárias para proteger a segurança, o meio ambiente e a saúde. Planos de Resposta a Emergências são desenvolvidos para gerenciar o atendimento em situações críticas.

O atendimento de maneira segura durante uma situação de emergência com risco de vida constitui uma aplicação efetiva do processo de Gerenciamento de Mudanças no local de trabalho.

O processo de Gerenciamento de Mudanças, incorporando os processos THINK, START e FOCUS, envolve o desenvolvimento de um plano para a tarefa, o monitoramento do plano, reconhecimento das mudanças, a interrupção da tarefa para avaliar a mudança e a revisão do plano atual ou a elaboração de um novo plano.

O processo THINK é utilizado pela empresa para formular e comunicar o plano, enquanto que o START monitora o plano e reconhece quando o mesmo já não é mais adequado.

Finalmente, o FOCUS garante execução, acompanhamento e conclusão efetivos de medidas corretivas e oportunidades de aprimoramento para melhorar o desempenho.

É responsabilidade de todos os empregados e terceirizados a aplicação do Gerenciamento de Mudanças, independente do nível ou função.

O processo de Gerenciamento de Mudanças é executado usando uma das três abordagens:

- Simples;
- Intensificada;
- Isenção.

Para determinar a abordagem que se aplica a uma dada situação, as perguntas a seguir têm que ser respondidas pela(s) pessoa(s) envolvida(s) na elaboração do plano novo ou revisado:

- O plano novo ou revisado obedece aos procedimentos do Sistema de Gestão da empresa?
- Existe conhecimento, experiência, habilidade e autoridade de aprovação para avaliar e implementar o plano novo ou revisado?

Se a resposta a estas perguntas for positiva, a Abordagem Simples pode ser usada.

Se o plano novo ou revisado obedecer aos procedimentos do Sistema de Gestão da empresa, porém carecer de conhecimento, experiência, habilidades ou autoridade para aprovação, usa-se a Abordagem Intensificada. Emprega-se a Abordagem Intensificada mesmo que se considere a Abordagem Simples aceitável, a critério do pessoal que estiver realizando a avaliação de riscos.

Se o plano novo ou revisado não obedecer aos procedimentos do Sistema de Gestão da empresa, solicita-se uma Isenção.

O formulário de Solicitação de Isenção não sofrerá modificação no seu formato original. Reproduz-se este formulário e disponibiliza-se o mesmo para todas as instalações/ dependências em seus escritórios distritais/ regionais.

Para quaisquer sugestões de aprimoramento deste formulário usa-se o formulário de *feedback* de QSMS.

O procedimento que normatiza o Gerenciamento de Mudanças na Transocean é:

- Manual de Políticas e Requisitos de Saúde e Segurança - HQS-HSE-PP-01

II.8.8.12. Sistema de Permissão de Trabalho

Todas as instalações e dependências têm que ter um Sistema de Permissão de Trabalho implantado para controlar operações perigosas com segurança. Não é necessária uma PT para todo serviço, existem outras formas de medidas de controle, tais como o processo de planejamento THINK, isolamentos de energia, etc., antes de gerar uma PT. A bordo das Unidades Marítimas de Perfuração da Transocean, o OIM é a pessoa responsável pela implantação, aplicação, manutenção do Sistema de Permissão de Trabalho, cujos objetivos são:

- Assegurar que seja dada a autorização apropriada para realizar um trabalho específico em certa hora e local;
- Assegurar que o pessoal que realiza o trabalho compreenda claramente a natureza do serviço, os perigos envolvidos e as limitações do trabalho e de tempo;
- Fornecer procedimentos para outras atividades que possam interagir;
- Especificar as medidas de controle a serem tomadas antes, durante e depois da conclusão do trabalho;
- Assegurar que OIM ou seu designado esteja totalmente ciente e aprove o trabalho a ser realizado;
- Proporcionar um registro, mostrando o tipo de trabalho e indicar a designação de uma pessoa responsável;
- Fornecer um procedimento para as ocasiões em que o trabalho precise ser suspenso;
- Fornecer um procedimento formal de transferência se o trabalho ultrapassar uma troca de turno;
- Fornecer um procedimento formal de devolução para assegurar que qualquer parte da instalação afetada pelo trabalho esteja em condição de segurança e pronta para voltar ao normal;
- Fornecer um ponto central para exposição de permissões em aberto ou suspensas.

O processo de emissão da PT tem como propósito assegurar que pessoal autorizado, conhecedor da operação perigosa a ser executada, planeje o trabalho, inspecione o local do trabalho, identifique os perigos e comunique as medidas de controle adequadas a serem tomadas para evitar a ocorrência de um incidente usando o Sistema de Permissão de Trabalho. Cabem aos responsáveis pelas áreas designadas da instalação/dependência e equipamentos relevantes, assegurar que todas as medidas de controle e procedimentos estejam implantados antes de assinar uma PT. Em certas circunstâncias, os responsáveis podem delegar suas atribuições para uma pessoa competente, sem, entretanto, isentar-se da responsabilidade pela segurança da tarefa. Todo o pessoal tem que ser treinado antes de usar o Sistema de Permissão de Trabalho.

As operações perigosas que exigem PT incluem, porém não se limitam às seguintes situações: Trabalho a quente, entrada em espaço confinado, trabalho sobre a água, embarcações de apoio, trabalho com explosivos, trabalhos com materiais radioativos, mergulho, fontes de energia, manutenção de sistemas críticos para a segurança, trabalho com amianto, estropos especiais (eslingas trançadas), líquidos perigosos, içamento de materiais e serviços em altura.

Outros trabalhos não previstos pelas situações acima mencionadas, nas quais o OIM, o supervisor ou qualquer avaliação de riscos identifique riscos, serão precedidos de uma PT e do Plano THINK.

É obrigatório suspender uma PT por qualquer das seguintes razões:

- Se as medidas de controle implantadas não forem adequadas;
- Quando ocorre o acionamento do alarme geral ou instruções pelo sistema de boca de ferro (o administrador da permissão será imediatamente notificado sobre a interrupção do trabalho);
- Sempre que qualquer pessoa julgar que as circunstâncias tenham mudado ou possam mudar, de forma que as medidas de controle implantadas não sejam mais adequadas, ou que outras atividades em andamento possam oferecer perigos adicionais.

Se os serviços autorizados por uma PT forem passados para outro turno, os dois responsáveis e o encarregado do trabalho têm que assegurar que o trabalho está compreendido e que as medidas de controle estão sendo implementadas, desta forma o reinício do trabalho ocorrerá somente após confirmação por parte do responsável de que todas as medidas de controle estão implementadas.

Se houver troca do responsável ou encarregado do trabalho, ambos têm que assinar a permissão, confirmando que o trabalho foi entendido e os controles implementados.

A validade máxima de qualquer PT é de 12 horas. Se o trabalho não for concluído em 12 horas, a PT deverá ser fechada e iniciada uma nova com todos os passos relacionados à tarefa.

O documento que normatiza o sistema de Permissão de Trabalho na Transocean é:

- Manual de Políticas e Requisitos de Saúde e Segurança - HQS-HSE-PP-01- Permissão de Trabalho