

II.7 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO

II.7.1 - Descrição das Instalações

II.7.1.1 - Descrição da Unidade Marítima de Perfuração

Será utilizada pela Petrobras, na perfuração de poços exploratórios no Bloco BM-P-02, uma plataforma do tipo semissubmersível de propriedade da empresa *Diamond Offshore Drilling Limited*, denominada *Ocean Baroness*. As plantas da plataforma de perfuração bem como os certificados da Unidade Marítima estão apresentados no **Anexo II.3.1-2** e **Anexo II.7.1.1-2**, respectivamente. As informações básicas são apresentadas a seguir.

Descrição da Unidade de Perfuração

Nome da Unidade	Ocean Baroness
Identificador Petrobras	SS-46
Proprietário	Diamond Offshore Drilling Limited
Tipo	Semi-submersível
Bandeira	Ilhas Marshall
Ano de Construção	1973
Classificação	ABS AI Column Stabilized Drilling Unit
Sociedade classificadora	American Bureau of Shipping A1 A.M.S
Data de Classificação	1973

Documentação

Item	Nº certificado	Validade
Certificado de Prevenção Poluição por Óleo (IOPP)	7314636-2127269-006	30/abr/12
Certificado de Equipamentos segurança (MODU)	7314636-2127269-008	30/abr/12
Certificado de Conformidade da Marinha	381E006832	13/jul/12
International Air Pollution Prevention Certificate (IAPP)	7314636-2127269-004	30/abr/12
Certificado de Prevenção Poluição por Esgoto Sanitário (ISPP)	7314636-212769-005	30/abr/12
IMO	8750077	

Estrutura e Característica Gerais

Item	Dimensão	Unidade
Comprimento Total	335,5 m	m
Profundidade (Pontal)	120 m	m
Largura Total	298 m	m
Boca	326,07	m
Calado em operação	74,05	m
Velocidade de reboque em calado de operação	32, 745 Lt	Lt
Deslocamento com calado de operação	35 Lt	Lt
Calado em trânsito	41' 6"	Pés
Velocidade de reboque em calado de trânsito	3	Nós
Deslocamento calado transito	25883 Lt	Lt
Deslocamento (gross tonnage)	18, 842 Lt	Lt
Casco duplo (dimensões dos submarinos)	NA	—
Carga variável máxima	5.500	Ltr
Dimensões de moon-pool	25' x 91'	pés
Dimensões de moon-pool (livre)	19' x 35'	pes
Dimensões de moon-pool (total)	19' x 35'	pés
Peso leve	17.367	Lt

Parâmetros Ambientais de operação

Item	Dimensão	Unidade
Máxima lâmina d'água	6.500	m
Mínima lâmina d'água	140	m

Armazenamento

Produtos estocados	Tanques	Cap. individual	Unidade	Localização
Tanque óleo combustível	CPT-3	529	m ³	Pontoon
	CST-3	529	m ³	Pontoon
	Fuel oil deck tank	34	m ³	Pontoon
	Fuel oil overflow tank	3	m ³	Pontoon
	Capacidade Total	1097	m³	
Tanque de óleo sujo	Tanque 1	11,8	m ³	Sala de máquinas
	Capacidade Total	11,8	m³	
Tanque de óleo hidráulico	Tanque 1	3	m ³	deck de perfuração BB
	Capacidade Total	3	m³	
Tanque de lubrificante	Tanque 1	69,09	m ³	Sala de máquinas
	Tanque 2	6,14	m ³	Sala de máquinas
	Capacidade Total	75,25	m³	
Tanque de água industrial	10 P	673,76	m ³	Pontoon
	10 S	673,76	m ³	Pontoon
	10 P	597,73	m ³	Pontoon
	12 S	597,73	m ³	Pontoon
	Capacidade Total	2542,98	m³	
Tanque de água potável	Port	109	m ³	Engine room
	Stdb	89	m ³	Engine room
	Capacidade Total	198	m³	
Tanque de água de lastro	1P	810.74	m ³	Pontoon
	2P	1127.80	m ³	Pontoon
	3P	812.47	m ³	Pontoon
	4P	531.77	m ³	Pontoon
	5P	531.76	m ³	Pontoon
	6P	568.52	m ³	Pontoon
	7P	665.50	m ³	Pontoon
	8P	673.62	m ³	Pontoon
	13P	533.50	m ³	Pontoon
	14P	881.94	m ³	Pontoon
	15P	648.95	m ³	Pontoon

Produtos estocados	Tanques	Cap. individual	Unidade	Localização
Tanque de água de lastro	16P	544.48	m ³	Pontoon
	17P	321.93	m ³	Pontoon
	PC1-1	572.64	m ³	Coluna
	PC1-2	413.48	m ³	Coluna
	PC4-5	571.7	m ³	Coluna
	1P	810.74	m ³	Pontoon
	2P	1127.80	m ³	Pontoon
	3P	812.47	m ³	Pontoon
	4P	531.77	m ³	Pontoon
	5P	531.76	m ³	Pontoon
	6P	568.52	m ³	Pontoon
	7P	665.50	m ³	Pontoon
	8P	673.62	m ³	Pontoon
	13P	533.50	m ³	Pontoon
	14P	881.94	m ³	Pontoon
	15P	648.95	m ³	Pontoon
	16P	544.48	m ³	Pontoon
	17P	321.93	m ³	Pontoon
	SC1-1	572.64	m ³	Coluna
	SC1-2	413.48	m ³	Coluna
SC4-5	571.70	m ³	Coluna	
SC4-6	414.87	m ³	Coluna	
	Capacidade Total	20.836,47	m ³	

Produtos estocados	Tanques	Cap. individual	Unidade	Localização
Sistema de Baritina (baritina / bentonita / calcário)	SILO 1	41.08	m ³	PC2 Coluna
	SILO 2	98.71	m ³	PC2 Coluna
	SILO 3	41.08	m ³	PC3 Coluna
	SILO 4	98.71	m ³	PC3 Coluna
	SILO 5	42.36	m ³	Sala de ciment.
	SILO 6	42.36	m ³	Sala de ciment.
	SURGE 1	2.4	m ³	Mixing área
	SURGE 2	2.4	m ³	Mixing área
	Capacidade Total	369,1	m³	
Sistema de Cimentação (cimento)	SILO 1	41.08	m ³	SC2 Coluna
	SILO 2	98.71	m ³	SC2 Coluna
	SILO 3	41.08	m ³	SC3 Coluna
	SILO 4	98.71	m ³	SC3 Coluna
	SILO 5	42.36	m ³	Sala de cimentação
	SILO 6	42.36	m ³	Sala de cimentação
	SURGE 1	1.22	m ³	Sala de cimentação
	Capacidade Total	365,52	m³	
Tanque de lama	Tanque 1	35.0	m ³	Sala de lama
	Tanque 2	35.0	m ³	
	Tanque 3	11.1	m ³	
	Tanque 4	11.1	m ³	
	Tanque 5	71.6	m ³	
	Tanque 6	71.6	m ³	
	Tanque 7	71.6	m ³	
	Tanque 8	71.6	m ³	
	Tanque 9	71.6	m ³	
	Tanque 10	71.6	m ³	
	Tanque 11	95.4	m ³	
	Capacidade Total	617,2	m³	

Heliponto

A SS 46 é dotada de um heliponto à vante, projetado para receber uma aeronave Sykorski S-61, com capacidade máxima de 10 toneladas.

Acomodações

Item	Quantidade
Alojamento: 122 leitos	122
nº de leitos da enfermaria	3
Refeitório	1

Guindastes

Item	Quantidade	Capacidade	Unidade
Guindaste localizado no convés principal, boreste, ré.	1	58	ton.
Guindaste localizado no convés principal, bombordo.	1	58	ton.
Guindaste localizado no convés principal, bombordo, ré.	1	58	ton.

A movimentação de carga é feita através de 3 guindastes de pedestal hidráulicos com comprimento de lança 140ft. Caso seja necessária a movimentação de pessoal será utilizado cestas de transbordo certificadas.

Sistemas de Geração de Energia

Item	Quantidade	Unidade
Gerador principal	4	Unidade
Gerador de Emergência	1	Unidade
Descrição do funcionamento do sistema de geração de energia		

O sistema de geração principal é composto de quatro geradores acionados por motor diesel. Cada unidade geradora entrega efetivamente ao sistema elétrico uma potência de 2.690 KW, totalizando 10.760 KW. Estes são acionados por EMD's a diesel. Dali, a energia é convertida em eletricidade e distribuída por 6600V/600V/440V/230V/110V. Há um outro gerador de reserva de emergência, para o caso de falha geral, que fornece corrente para os equipamentos.

Gerador Elétrico de Emergência: Gerador Trifásico, Potência 550 KW, Tensão Nominal 440 V / 60 Hz, 1000 Amperes, Rotação 1800 RPM.

Para fases não operacionais a plataforma tem sua energia elétrica suprida por apenas um conjunto moto-gerador funcionando sob regime contínuo.

Respectivamente temos, nos casos acima, redundância estratégica operacional de um gerador, distintamente.

A unidade ainda é provida de conjuntos de baterias (no breaks estáticos) que garantem o funcionamento de alguns sistemas vitais para a segurança da plataforma.

Sistema de Distribuição:

- **Distribuição Principal:** O sistema de distribuição principal alimenta os impulsores para posicionamento da sonda com 6600V, com conversão de potência adicional para 440 V e 110 V, permitindo alimentação de potência corrigida para todos os consumidores, como Top drive, guinchos, bombas, sistemas de condicionamento de ar, ventiladores, instalações de iluminação, consumo do alojamento.
- **Distribuição de Emergência:** A unidade conta com potência de emergência fornecida por baterias e um gerador de emergência. As baterias alimentam suas respectivas funções automaticamente durante perda da alimentação principal. O quadro de distribuição de emergência automaticamente ativa e alimenta o quadro de distribuição de emergência em caso de falha do barramento de 440 V, seção A da unidade.

Sistema de Ancoragem

Item	Quantidade	Capacidade /Unidade
Âncoras tipo Stevpris MK 5	8	10 ton

Descrição do funcionamento do sistema de Ancoragem: O Sistema de Ancoragem da Barones é composto por 8 sistemas similares com a seguinte configuração: 4.200 pés de Âncoras tipo Stevpris MK 5.

Posicionamento dinâmico

Descrição do funcionamento do posicionamento dinâmico

NA

Equipamentos de salvatagem

Item	Quantidade
Embarcações de salvamento- baleeiras fechadas (60 pessoas em cada)	4
Bote resgate (6 pessoas)	1
Balsas salva vidas (25 pessoas)	4
Balsas salva vidas (20 pessoas)	8
Coletes salva-vidas (SOLAS)	280
Bóia salva-vidas (Simples)	6
Boia salva-vidas (com dispositivo luminoso)	6
Boia salva-vidas (Com dispositivos de iluminação e fumígeno)	2
Boia salva-vidas (moon pool)	2
Pirotécnico	11
Lança sinal de luz (estilo pára-quadras)	26
dispositivos sinal fumígeno	7
dispositivo de sinal fumígeno flutuante	21
Vestimenta de imersão	3
EPIRB	2
Lançador de retinida	4

Equipamentos de combate a incêndio

Item	Quantidade	Unidade
Bomba de incêndio principal elétrica	2	200 m ³ /h
Bomba de lavagem elétrica	2	15 m ³ /h
Bomba de espuma	1	260 m ³ /h
Extintores de incêndio acomodações	14	Unidade
Extintores Convés Principal	10	Unidade
Extintores convés de máquinas	29	Unidade
Extintores piso de perfuração	1	Unidade
Extintores Helideck	2	Unidade
Extintores Sala de bombas	4	Unidade
Canhão de espumas	3	200 m ³ /14 bar
Tanque de espumas	2	800 ltr
Bomba de reforço	1	135 m ³ /h
Tanque de espumas	1	Vazão máx. 250 m ³ /h - 10 bar/800 litros
Tanque de emulsificador	1	Unidade
Gerador de espuma (capacidade total)	2	103 m ³ /h
Extintor de pó químico com mangueira	62	9 Kg
Extintor de espuma com mangueira	48	9l
Extintor de pó químico(ou espuma) em carrinho, com mangueira	11	100 Kg ou 45 l
Extintor de água	0	NA
Extintor de CO2	73	6,8 Kg
Extintor de CO2 com carrinho	2	45 Kg

Descrição do Funcionamento dos equipamentos de combate a incêndio

O sistema de combate a incêndio consiste nos seguintes subsistemas e recursos: Combate a Incêndio com Água do Mar, sistema de dilúvio, sistema fixo de combate a incêndio por espuma, sistema fixo de combate a incêndio por gás inerte.

O sistema de combate a incêndio trabalha com pressão controlada por uma garrafa (vaso) que mantém a pressão da linha de incêndio. Uma vez aberta para a linha e havendo queda de pressão, a 1ª bomba de lavagem elétrica de vazão 15 m³/h a pressão de 7.5 bar é automaticamente ativada, conforme a configuração de baixa pressão.

Se a pressão ainda estiver baixa, a 2ª bomba de lavagem é ativada automaticamente. Se a pressão do sistema ainda estiver baixa, então a 1ª bomba de incêndio é ativada automaticamente. A segunda bomba de incêndio será ativada somente em modo manual de ativação (painel da sala de lastro).

A bomba de espuma é ativada remotamente por botões localizados sob os canhões de espuma no heliponto ou no painel de controle próximo à bomba. As conexões de linha de incêndio são de 2½", exceto nas acomodações, que são de 1½". Cada ponto é composto por: – Uma válvula de ativação rápida e uma conexão rápida; - Uma mangueira com 20 m com bocais de jato e névoa; – Uma caixa metálica pintada de vermelho. Duas conexões internacionais instaladas na linha de incêndio do convés principal, uma a boreste e outra a bombordo.

Equipamentos de Controle do Poço (BOP)

Item	Quantidade
BOP de 18 3/4" - 15000 PSI	1
Preventores anular - 10000 PSI W.P.	2
Conectores H4 Vetco 18 3/4" - 10000 PSI	2
SG5 Linhas de Kill e choke - 15000 PSI	2
Blocos de gavetas (total disponível) - 15000 PSI	4
Gavetas de 5"(uma dessas variável) - 15000 PSI	3
Gaveta cega cisalhante - 10000 PSI	1
Conector H4 de 18 3/4" - 15000 PSI	1
Choke manifold completo	1
Conexão 4 ½ IF Válvula de Segurança de Coluna - 10000 PSI	2

Descrição do funcionamento dos equipamentos de controle de poço

O sistema de segurança de poço consiste no equipamento de segurança da cabeça de poço e de equipamentos complementares para fechamento e controle do poço. O equipamento mais importante é o preventor de erupção, ou BOP (*Blowout Preventer*), que é um conjunto de válvulas que permitem o fechamento do poço com segurança.

O BOP permite que a sonda seja conectada à cabeça de poço de maneira que um teste possa ser realizado, além de controlar a vazão para permitir o fechamento do poço em caso de problemas operacionais que impeçam o controle da perfuração, permitindo, assim, que medidas sejam tomadas para controle de kicks antes de uma erupção (perda de controle). Trata-se, basicamente, de um sistema hidráulico que, em operação normal, é alimentado pelo sistema de geração de potência principal.

O controle do BOP é feito por duas unidades de controle Hydril MUX via três estações remotas localizadas na sala da CPU, no escritório do toolpusher e na cabine do sondador. Os sinais de controle elétricos são enviados para um de dois sistemas redundantes, consistindo em duas bases, dois carretéis de cabo MUX com aproximadamente 6.500 pés de cabo.

A bateria de emergência está localizada em SC-1, sendo acionada automaticamente em caso de falha de eletricidade.

Os controles do diverter estão localizados na sala de HPU, com controles remotos localizados em cada um dos três postos remotos.

A sonda está equipada com unidade de teste de BOP com baixo volume e alta pressão para teste de superfície do equipamento de controle de poço. Essa unidade está localizada na área da oficina submarina.

A unidade de teste de BOP tem uma pressão máxima de trabalho = 22.500 PSI, que compreende duas bombas triplex 25 HP cada. Em 22.500 PSI volume = 1,5 GPM e menos 15.000 PSI volume = 2,5 GPM.

Sistemas de Detecção

Item	Quantidade
Sistema de detecção e alarme de fogo: 01 sistema marca Pyrotronics, modelo CP-35, da marca Cerbeus com 20 alarmes cobrindo todo refeitório; Acomodações do piso inferior e lavanderia; acomodações de boreste do piso superior; acomodações de boreste/proa do piso superior; oficina do sub sea; sala de peneiras; Sala de lama; Almojarifado; Sala de bombas de boreste; Sala de máquinas; e 2 - Ponte; Acomodações de bombordo do piso inferior; Acomodações de boreste/popa do piso superior; Acomodações de popa do piso superior; Sala de rádio; Sala de controle; Piso de perfuração e cellar deck; Sala do piloto; Sala de bombas de bombordo; Sala de compressores. O sistema consiste em 129 sensores (69 sensores de calor, 52 sensores de calor com proteção de intempéries e 08 detectores iônicos de fumaça).	1
Sistema de detecção lenta da marca Siemens, modelo MXL com 22 sensores cobrindo a sala de máquinas, sala de compressores e sala de SCR.	1
Sistemas de detecção de H2S da marca DETCON, modelo 12B constituído de 07 sensores, modelo TP-624 ajustados para enviar um alarme audível quando H2S atinge níveis superiores a 10 ppm, assim distribuídos: 01 na área do piso de perfuração, 01 na sala de peneiras, 01 na área dos tanques de lama, 01 na mesa rotativa, 01 no tanque de serviço, 01 na área de teste de poço e 01 na calha do sistema de ventilação dos camarotes.	1
Sistema de detecção de gás da marca DETCON modelo HC 12A constituído de 07 sensores FP-624 ajustados para enviar um alarme audível quando gases combustíveis atingem níveis acima de 30 ppm, assim instalados: 02 nos tanques de lama, 01 na sala de peneiras, 01 na área de teste de poço, 01 no tanque de serviço, 01 no guincho pneumático, 01 na mesa rotativa e 01 na cabine do sondador.	1
Sistema fixo de CO2 constituído de 02 unidades (centrais separadas, um alimentado à sala de máquinas, sala de painéis (SCR) e paiol de tintas e outra alimentando a sala de gerador de emergência).	1
Detector de Gás CH4 e H2S	1
Localização- Peneiras, sala de cimentação, poontoon, tanques de lama, mixing room, sala de bombas de lama, área de teste de formação, praça de máquinas, sala do gerador de emergência, Sala dos equipamentos de BOP, Sala de controle, oficinas, DCR, LER, estações das baleeiras, tomada de ventilação da cozinha, tomada de ventilação das acomodações, mesa rotativa, riser bay, moonpool, choke e kill manifolds	24

Descrição do funcionamento do sistema de detecção

O sistema de detecção de fogo e de fumaça e fogo. é totalmente integrado ao VMS (Vessel Management System, ou sistema de Gerenciamento da Embarcação). O VMS inclui uma representação gráfica que permite ao operador identificar rapidamente o local do alarme. Uma interface com o sistema de Fonoclama gera automaticamente os alarmes sonoros apropriados pré-montados..

Um sistema de gás combustível e um sistema H2S de monitoramento contínuo e alarme estão instalados. Este sistema é totalmente integrado ao VMS (Vessel Management System, ou Sistema de Gerenciamento da Embarcação). Há sensores instalados nos locais seguintes: sala das peneiras vibratórias, sala de cimentação, suprimentos nas colunas e submarinos (4 cantos), sala de tanques de lama, sala de misturas, salas de bombas de lama, área de teste de poço, salas de máquinas, sala do gerador de emergência, salas de equipamentos do BOP, sala de controle de motores, oficinas (bombordo), centro do poço, DCR externo, suprimento LER, plataforma de baleeiras de ré, ventilador de entrada da ventilação da cozinha, câmaras de pressão de entrada da ventilação dos alojamentos, mesa rotativa e sala do diverter, baia do riser, sala de silos de cimento, área do moonpool, manifold de choke e kill.

Equipamentos e Materiais para Resposta a Derramamentos a Bordo da Sonda

A unidade dispõe de 11 kits para combate a derramamentos localizados: Moon Pool a Bombordo; Moon Pool a Boreste; Plataforma de Perfuração; Convés Principal ao lado da área de contenção de resíduos perigosos; Convés Principal na entrada da Sacaria; Convés Principal na entrada da Praça de Máquinas; Convés Principal na Proa; Convés Principal na Popa; Helideck; Convés Principal próximo a Oficina do Sub-Sea; Convés de Tubos a Boreste.

Item	Quantidade	Unidade
Pares de botas de borracha	5	Unidade
Macacões Tyvek	5	Unidade
Óculos ampla visão	5	Unidade
Pares de luvas de borracha	5	Unidade
Máscaras respiratórias com filtros	5	Unidade
Balde	1	Unidade
Pá	1	Unidade
Material absorvente para 65 litros de derramamento de óleo		—

Caracterização e disposição de resíduos

Os resíduos gerados são segregados a bordo em coletores apropriados, seguindo o padrão de cores proposto na Resolução CONAMA nº 275/01.

Os coletores encontram-se distribuídos por toda Unidade Marítima e são cobertos para evitar contaminação de outros resíduos ou a contaminação do meio ambiente.

Para cada resíduo gerado são preenchidas FCDR (Ficha de Controle de Descarte de Resíduos) nas quais constam todas as informações sobre os mesmos e que serve de controle para rastreamento deste dentro da empresa.

A FCDR acompanha o resíduo desde sua geração, a bordo, até empresa de armazenamento intermediário em terra.

Os resíduos gerados são devidamente acondicionados, transportados via rebocadores para empresa de armazenamento temporário, de onde são encaminhados para as empresas de destinação final devidamente licenciada.

Nesta etapa é também gerado Manifesto de Resíduo em atendimento a legislação ambiental, e que acompanha o resíduo até sua disposição final, gerando o certificado de destruição.

Os resíduos alimentares são dispostos em locais próprios e depois são triturados e lançados ao mar conforme MARPOL 73/78. O triturador é da marca Tuffgut Modelo E. Grinder e tem manutenção trimestral com verificação diária.

A política da Companhia (conforme o Sistema de GEMS, e Gerenciamento do Meio Ambiente, Seção 12.07) proíbe a descarga de quaisquer poluentes diretos no mar.

A Unidade Marítima dispõe também de um compactador de lixo de acordo com o anexo V da MARPOL.

Na relação abaixo, consta uma listagem dos principais resíduos gerados nas operações da plataforma e suas classificações, conforme NBR 10.004: Baterias automotivas Classe I; Bombonas plásticas Classe II; Cartuchos de Impressora Classe II-A.

Filtros de óleo Classe I; Lâmpadas fluorescentes Classe I; Latas de alumínio Classe II-B; Lixo ambulatorial Classe I; Lixo comum Classe II-A; Lixo contaminado Classe I; Madeira Classe II-A; Óleo queimado Classe I; Óleo lubrificante usado Classe I; Papel e papelão Classe II-A; Pilhas Classe I; Resíduo contaminado com óleo Classe I; Sucata ferrosa Classe II-A; Tambores usados Classe II-B; Vidro Classe II-B.

Sistema de Tratamento de Esgoto Sanitário

A unidade de tratamento de esgoto é a Omnipure, Modelo 12MX. Esta unidade é aprovada pela Guarda Costeira dos Estados Unidos e pela IMO. A unidade tem capacidade de tratamento de 7500 galões de esgoto por dia (28,350 litros) ou 120 pessoas.

A unidade Omnipure opera na demanda onde a entrada de água de esgoto é primeiramente coletada no tanque de surgência V-1. O ciclo do tratamento inicia quando o nível de água ativa o nível alto da chave de partida para iniciar a bomba maceradora.

A bomba maceradora tritura o esgoto a partículas de 1/6" e bombeia parte do esgoto de volta ao tanque de surgência para ser misturado com a água do mar e o restante é movido através da bateria eletrolítica, onde a lama do esgoto misturada na água do mar é eletrolisada.

O resultado é a morte total rápida de bactérias de 90 a 95%. Da bateria a água tratada se move para o tanque V-2 onde o tempo requerido de permanência de 30 minutos permite o término do processo antes da descarga no mar de acordo com regulamentos da Guarda Costeira dos Estados Unidos e IMO.

O sistema não opera com nenhum sensor de eficiência que verifique padrões pré-estabelecidos. O equipamento mede a resistividade da água antes de descartá-la e se a mesma estiver acima dos parâmetros a água é re-circulada para o início do processo. Com isto garante-se uma eficiência de 100%.

Diariamente é checada a voltagem da bateria quatro vezes por dia e anotados os resultados no livro de registro. A bateria opera com 50 volts, se ela excede este valor de voltagem, a unidade é paralisada e soa o alarme na sala de controle de lastro, que é monitorada 24 horas por dia.

Esta unidade cuida apenas da água proveniente dos sanitários das acomodações. Todos os sanitários das acomodações escoam para uma tubulação única que por sua vez escoam para a unidade de tratamento de esgoto.

Equipamentos e Sistema do Fluido de Perfuração

Item	Quantidade	Unidade
Tanques de Lama	6	Unidade
Tanques de Lama Viscosa/ Pesada	2	Unidade
Tanque de Manobra	1	Unidade
Tanque de Manobra com Poço Fechado	1	Unidade
Tanque de Mistura de produto químico	1	Unidade
Peneira Vibratórias	4	Unidade
Desareador	1	Unidade
Dessilador	1	Unidade
Agitador de Lama	3	Unidade
Funil de Mistura de Lama	4	Unidade
Silos de Baritina/Bentonita	6	Unidade
Silos de Cimento	6	Unidade
Tanque de Compensação para Baritina/Bentonita	2	Unidade

Sistema de Circulação de Diesel/Óleo Combustível

O óleo diesel é recebido na Unidade, através de tomadas dispostas nos bordos laterais (bombordo e boreste), seguindo por tubulação até os tanques de armazenamento, situados nos *pontoons* das plataformas semissubmersíveis ou nos *decks* inferiores.

Dos tanques de armazenagem, o óleo é bombeado para o tanque de decantação através de uma bomba de drenagem, passando por uma centrífuga de óleo diesel (limpeza) e chegando finalmente ao tanque de serviço diário (*Day-tank*). A partir deste tanque, o diesel é distribuído aos equipamentos consumidores da plataforma através de bombas de engrenagem. Esses equipamentos consumidores são, essencialmente, os grupos moto-geradores, o guincho de perfuração e, em algumas Unidades, os guindastes, quando não são elétricos.

Sistema de Comunicação

A plataforma Ocean Baroness (SS-46) conta com estação de rádio guarnecida permanentemente por operador GMDSS qualificado. Os equipamentos contam com contrato de manutenção com empresas especializadas, o que garante o certificado de isenção de duplicidade de equipamentos. Os equipamentos são também conectados a UPS, que garantem a operacionalidade da sala de rádio no evento de um *blackout*.

Os equipamentos do sistema de comunicação e suas quantidades estão apresentados na tabela a seguir.

Item	Quantidade	Localização
Sistema de telefonia, fabricante Caprock, <i>Make: Caprock</i> - 05 centrais com ligação externa, localizadas na sala de controle, almoxarifado, escritório do OIM, escritório de manutenção e hospital.	01	Escritórios e acomodações
Rádios GMDSS portáteis – fabricante SP3110	02	Sala de rádio
Rádios GMDSS portáteis – fabricante ACR	02	Sala de rádio
Rádio GMDSS fabricante Sailor	01	Sala de rádio
VHF Rádios	01	Sala de rádio
Sistema de Intercon, fabricante Gai-Tronics, contendo também o sistema de detecção de incêndio.	01	Sala de controle

O sistema de fluidos de perfuração é um circuito fechado, de modo a proporcionar a circulação de fluido durante todo o processo de perfuração, visando, também, a manutenção de suas propriedades físico-químicas.

Essencialmente, o sistema de circulação do fluido de perfuração envolve as seguintes etapas:

- O fluido de perfuração preparado nos tanques é injetado no poço pelas bombas de lama;
- Ao sair do poço, o fluido passa pelas peneiras para que sejam retirados os fragmentos mais grosseiros das rochas perfuradas (frações > areia grossa);
- Em seguida, o fluido segue para os desareadores e dessiltadores, onde são retirados fragmentos mais finos;
- Caso ainda haja sólidos finos no fluido, em uma proporção que possa comprometer suas propriedades físico-químicas, parte do fluido é direcionada para uma centrífuga, onde são retiradas essas partículas finas;
- Após a passagem por todos esses equipamentos para a retirada de sólidos do fluido, este volta aos tanques de lama onde suas propriedades são verificadas e, havendo necessidade, recondicionadas, para que o fluido volte a ser injetado no poço.

No caso de perfurações com fluidos de base não aquosa, os cascalhos retirados do fluido ao longo do processo são direcionados para um secador de cascalho. Esse equipamento é, essencialmente, uma centrífuga vertical, onde o processo de retirada de fluido dos cascalhos é potencializado, alcançando performances de no máximo 6,9% de fluido aderido ao cascalho.

Sistema de circulação de diesel/óleo combustível

O sistema de armazenamento e distribuição de óleo Diesel recebe óleo de embarcações através de um mangote 4", com uma pressão máxima de trabalho de 150 PSI, conectado em uma das 2 estações de recebimento situadas em Bombordo ou Boreste.

“Na plataforma o óleo diesel passa por uma rede de 4” seguindo para os tanques de armazenamento de óleo Diesel nos submarinos e suspiros protegidos com corta-fogo.

Duas bombas elétricas de transferência, com um filtro duplex na sucção, uma em cada sala de bombas (BB e BE), descarregam para o tanque de decantação. Duas centrífugas, de limpeza manual, alimentadas por bombas rotativas aspiram e limpam o óleo diesel descarregando-o no tanque diário de serviço.

Sistema de comunicação

Item	Quantidade	Localização
Sistema de telefonia a prova de explosão	10 conexões digitais 120 extensões	Sala de rádio
Radio VHF Aeronáutico	2	Sala de rádio
Bastidor repetitivo ativo UHF	1	Sala de rádio
Radio operacional UHF fixo	1	Sala de rádio
Radio operacional UHF fixo	1	Enfermaria
Radio operacional UHF fixo	2	Sala de controle
Radio operacional UHF fixo	1	Guindaste BB
Radio operacional UHF fixo	1	Guindaste BE
Radio operacional UHF fixo	1	Escritório do fiscal
Inmarsat C transceiver	1	Sala de rádio
Inmarsat C Printer	1	Sala de rádio
SSB (MF/HF) rádio transc	1	Sala de rádio
SSB (MF/HF) DSC Terminal	1	Sala de rádio
Terminal VHF/DSC	1	Sala de rádio
Terminal VHF	2	Sala de rádio
VHF Radiotelephone	2	Sala de controle
NAVTEX Receiver	1	Sala de rádio
EPIRB - Pains Wessex SOS Rescue	2	Pátio das baleeiras

Item	Quantidade	Localização
SART Jotron	1	Lança balsas proa
SART Jotron	1	Lança balsas popa
SART Jotron	1	Baleeira 1
SART Jotron	1	Baleeira 2
SART Jotron	1	Baleeira 3
SART Jotron	1	Baleeira 4
Portable GMDSS VHF	6	Sala de controle
GPS Navigator	1	Sala de rádio
UAIS Transponder	1	Sala de controle

Descrição do funcionamento sistema de comunicação

O sistema de comunicação é composto por:

a) Sistema de telefone: consiste em uma central com 10 conexões digitais e 120 extensões, com capacidade de expansão, instalada na sala de comunicações e alimentada por baterias alcalinas integradas a um carregador de baterias; pontos telefônicos protegidos contra intempéries e/ou explosões onde necessário; telefones de mesa e montados em parede.

b) Sistema de intercom: É possível usar o sistema de intercom, de qualquer telefone da sonda, para enviar uma mensagem geral ou estabelecer conversaçãõ privada com uma ou duas pessoas a bordo. Cada posto consiste em: - Sistema de intercomunicação, avisos e alarmes, proporcionando à SS-46 uma rede interna que permite que o envio de comunicações e avisos operacionais e de segurança por uma linha de voz, chamada e alarme.

- Uma unidade de alto-falante equipada com: um amplificador (120 W - para conexão de 4 ou 5 alto-falantes) e um ou mais alto-falantes. É possível transmitir sinais de alarme como alarme de incêndio, alarme de gás e alarme de abandono. Esses alarmes têm prioridade sobre mensagens de voz.

c) Sistema de Rádio: composto pelos seguintes equipamentos:

- Transreceptor hb ssb;
- Radiofone vhf;
- Transreceptor vhf am;
- Radiofarol;
- Rádio do baleeira (vhf);
- Sinalizador sart em cada baleeira;
- Antena;
- Retificador de bateria;
- Barômetro.

d) Sistema GMDSS

Sala de Rádio:

- Rádio marítimo VHF/DSC conectado a um VHF Sailor;
- IMARSAT C, número 00874/353830010
- Rádio de 131,45 MHZ para comunicação com aeronaves;
- Rádio SSB DSC Furuno FM-8800 S .

Sala de Lastro:

- Rádio VHF Furuno
- Rádio SSB DSC Furuno FM-8800 S

II.7.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

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

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

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

II.7.2.1 - Análise Histórica de Acidentes

Os possíveis riscos de acidentes contemplados nesses bancos de dados permitem identificar as origens de suas ocorrências e subsidiar o cálculo das taxas de falhas para cenários acidentais com ocorrência de derramamento de óleo cru, diesel ou outros produtos para o meio ambiente, considerando a similaridade da atividade.

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

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

Como a ênfase da análise histórica está centrada na atividade de perfuração, utilizando-se unidades móveis, apresentamos a seguir na **Tabela II.7.2.1-1** os tipos de unidades móveis de perfuração, em operação ou ociosa, que compõem o universo de exposição contido no WOAD, edição 1998, considerando o período 1970 a 1997.

Tabela II.7.2.1-1 - Unidades móveis de perfuração

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

Fonte: WOAD, 1998.

II.7.2.1.1 - Tipos de Acidentes

Os acidentes registrados no WOAD e utilizados para Análise Histórica de Acidentes Ambientais foram classificados conforme as seguintes causas iniciadoras (**Quadro II.7.2.1.1-1**).

Quadro II.7.2.1.1-1- Classificação dos acidentes segundo as causas iniciadoras

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

Fonte: WOAD, 1998.

II.7.2.1.2 - Acidentes com Plataformas do Tipo Semissubmersível

A Tabela II.7.2.1.2-1 apresenta distribuição dos tipos de acidentes identificados considerando “todas as unidades móveis” e “somente plataformas Semissubmersíveis”. Pode-se observar que o dano estrutural é o acidente com maior número de ocorrências quando consideramos todas as unidades móveis, porém

considerando somente plataformas semissubmersíveis o tipo de acidente mais frequente é a Falha da Âncora (**Gráfico II.7.2.1.2-1**).

Tabela II.7.2.1.2-1 - Tipo de Acidente vs Tipo de Unidade.
Número de Ocorrências

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

Fonte: WOAD, 1998.

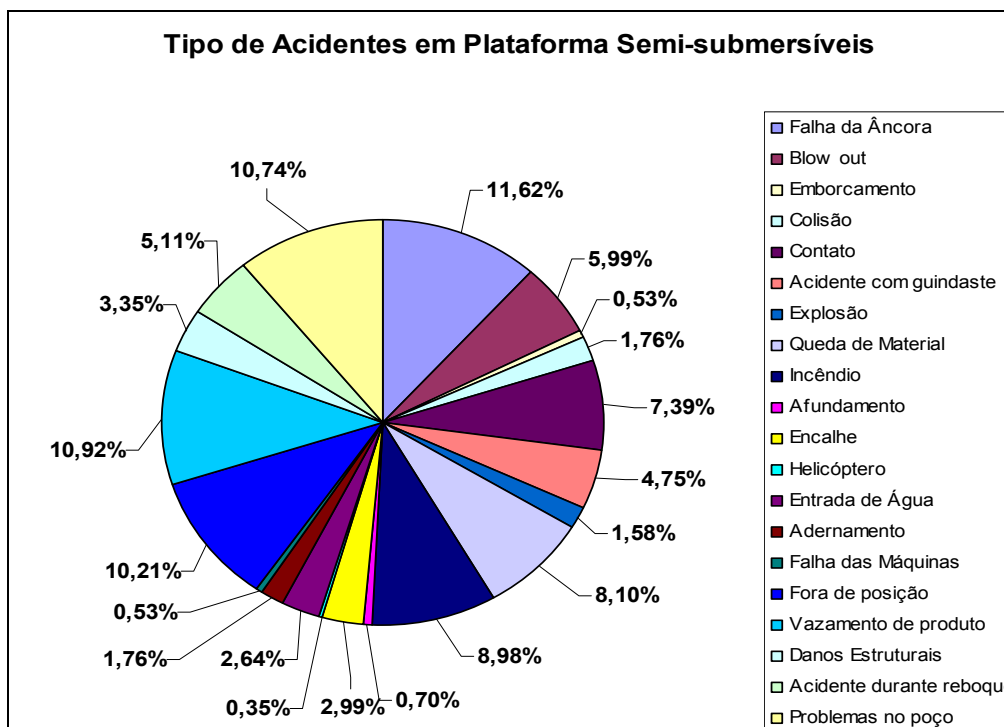


Gráfico II.7.2.1.2-1 - Tipo de Acidentes em Plataforma emissubmersíveis

Foi também realizada a distribuição do tipo de acidente de acordo com o modo de operação, conforme as atividades definidas a seguir.

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

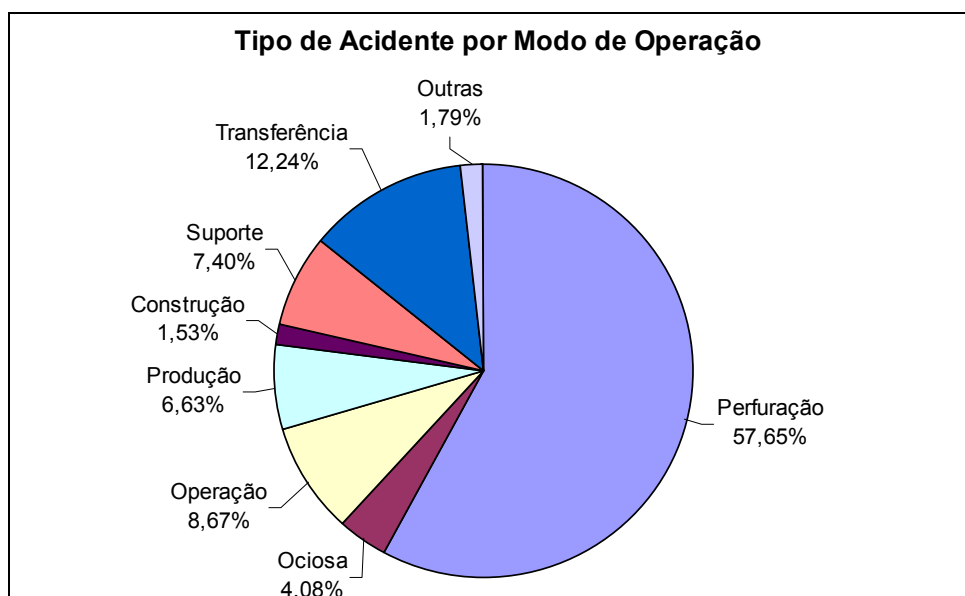
Obtendo-se os seguintes dados:

Tabela II.7.2.1.2-2 - Tipo de Acidente versus Modo de Operação. Número de Ocorrências

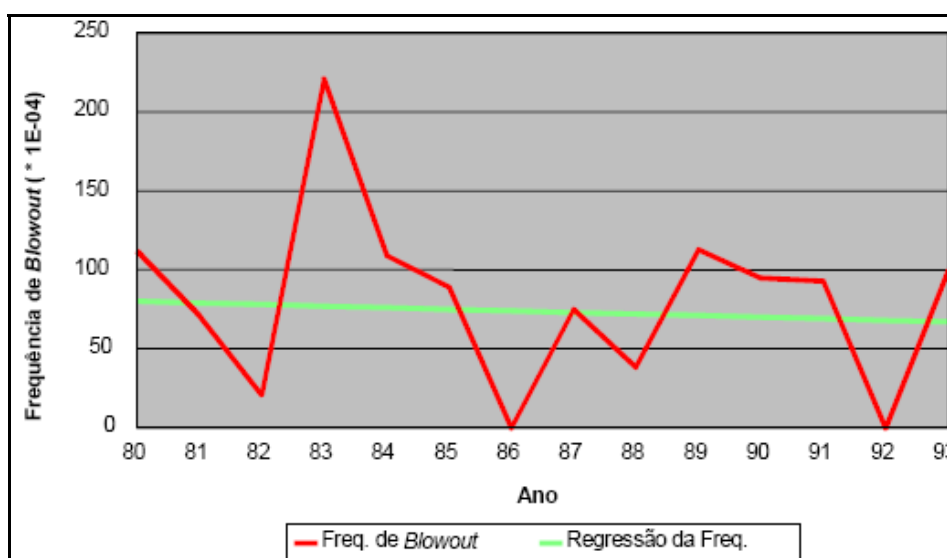
Modo de Operação	Tipo de Unidade	
	Todas as Unidades Móveis	Plataformas Semi-Submersíveis
Perfuração	465	226
Ociosa	46	16
Operação	122	34
Produção	34	26
Construção	12	6
Suporte	53	29
Transferência	162	48
Outras	22	7
Total	916	392

Fonte: WOAD, 1998.

Considerando somente as plataformas Semissubmersíveis, podemos observar que aproximadamente 58% dos acidentes ocorrem na fase de perfuração, conforme a **Gráfico II.7.2.1.2-2**.

**Gráfico II.7.2.1.2-2 - Distribuição dos acidentes versus Modo de Operação. Plataforma Semissubmersível**

Devido as suas possíveis conseqüências (perda de grande quantidade de óleo/gás e possibilidade de danos), dos 21 tipos de acidentes identificados o *Blow out* é o acidente que traz maiores preocupações na fase de perfuração, (86% dos *Blow outs* neste período ocorreram nesta fase). Embora não se tenham dados específicos para as unidades móveis e conseqüentemente para as plataformas Semissubmersíveis, somente dados gerais sobre a fase de exploração, pode-se inferir, com base na análise do **Gráfico II.7.2.1.2-3**, que a freqüência de ocorrência de *Blow out* vem diminuindo ao longo dos anos e que devido às atuais inovações tecnológicas estas freqüências deverão ser hoje ainda menores.



Fonte: E&P Fórum Risk Assessment Data Directory - 1996

Gráfico II.7.2.1.2-3 - Freqüência de Ocorrência de Blowout (a cada 10.000 poços perfurados no Golfo de México e no Mar do Norte na fase de exploração)

Na **Tabela II.7.2.1.2-3** é apresentada a distribuição das ocorrências de *blowouts* para as diferentes fases operacionais, extraídas do banco de dados do SINTEF.

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

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

A **Tabela II.7.2.1.2-3** apresenta os dados do SINTEF de *blowouts* ocorridos, no período de 1980 a 2002, no Golfo do México e na área do Mar do Norte (Inglaterra e Noruega).

Tabela II.7.2.1.2-3 - Ocorrências de blowouts de poços

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

Fonte: SINTEF Offshore Blow out Database (www.sintef.no)

* São consideradas causas externas tempestades, ações militares, colisão com navio, incêndios e terremotos.
Período da ocorrência dos dados: 1980 – 2002.

Com base nas fontes potenciais presentes nas unidades de perfuração que serão utilizadas na atividade, os possíveis produtos vazados serão:

Óleo cru:	óleo cru e óleo lubrificante;
Óleo e gás:	Óleo e gás, ambos para o ar ou formação
Gás:	Gás, incluindo gás combustível e gás sulfídrico;
Óleo leve:	óleo combustível aquecido, óleo hidráulico, condensado, metanol, glicol, óleo diesel ou lama a base de óleo;
Produtos químicos:	produtos químicos, lama a base de água para o mar ou para o ar;
Outros:	outros produtos.

Os vazamentos dos produtos citados foram classificados de acordo com a dimensão (**Tabela II.7.2.1.2-4**) conforme o seguinte critério, apresentado no banco de dados WOAD, onde a correlação do volume vazado (em m³) foi feita considerando óleo cru com densidade de 818 kg/m³.

Tabela II.7.2.1.2-4 - Classificação de vazamentos

Dimensão do vazamento	Massa (t)	Volume (m ³)
Pequeno Vazamento	0–9	0 a 11
Vazamento Moderado	10–100	12 a 125
Vazamento Significante	101–1000	126 a 1250
Grande Vazamento	1001–10.000	1251 a 12.500
Vazamento Muito Grande	> 10.000	> 12.500

Fonte: WOAD, 1998

A **Tabela II.7.2.1.2-5** apresenta a distribuição dos acidentes (que geraram vazamentos), de acordo com o tipo de produto vazado e a dimensão do vazamento, considerando números de acidentes/incidentes com liberação, para todas as unidades móveis no período de 1970 a 1997, de acordo com a classificação apresentada na **Tabela II.7.2.1.2-4**. Observa-se que é pequeno o número de acidentes que culminaram em vazamentos de dimensões grande ou muito grande, quando comparado com o número de acidentes que ocasionaram vazamentos de dimensões classificadas como, pequeno, moderado e significativo.

Tabela II.7.2.1.2-5 - Tipo de vazamento vs dimensão do vazamento. Número de acidentes/ incidentes com vazamento – unidades móveis

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

Fonte: WOAD, 1998

Utilizando os dados acima e considerando somente os vazamentos de óleo cru, óleo e gás e óleo leve, cujas dimensões são conhecidas podemos identificar que, neste período de 17 anos aproximadamente 42% das ocorrências foram de pequenos vazamentos (quantidades inferiores a 11 m³), conforme o **Gráfico II.7.2.1.2-4**.

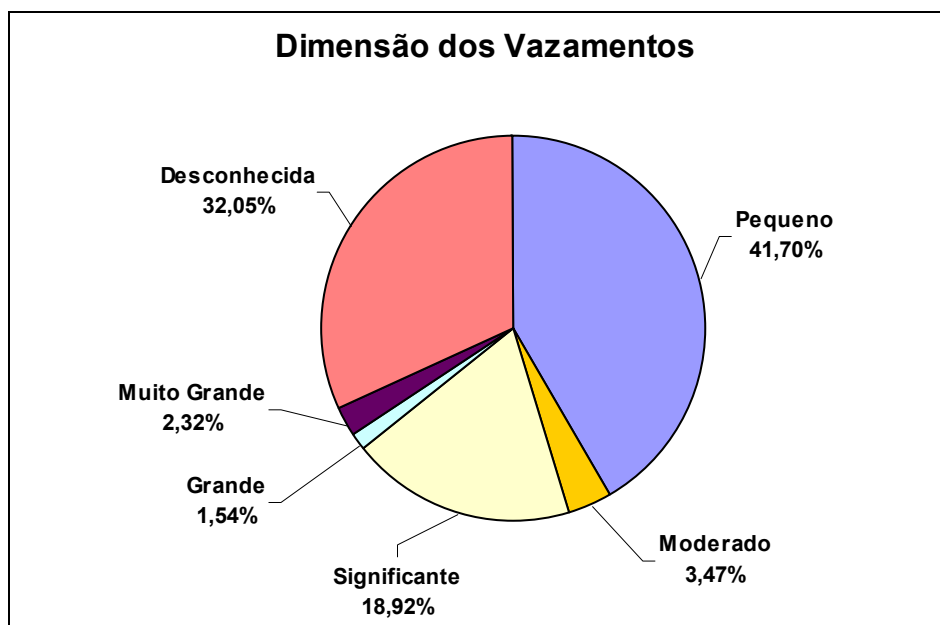


Gráfico II.7.2.1.2-4 - Magnitude dos Vazamentos vs nº de Ocorrências para os Vazamentos de Óleo

II.7.2.2 - Taxa de Falhas de Equipamentos

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

Os quadros a seguir apresentam as taxas de frequências anuais de falhas de alguns equipamentos e dispositivos comumente utilizados na indústria do petróleo e presentes em unidades de perfuração offshore.

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

O PARLOC 1996 apresenta informações de perda de contenção (vazamentos) com base em dois bancos de dados dos Operadores do Mar do Norte: *Pipeline Database e Incident Database*. A **Tabela II.7.2.2-1** apresenta as taxas de falhas de risers obtidas por esse banco de dados.

Tabela II.7.2.2-1 - Frequência de falhas em riser (PARLOC 1996)

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

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

O banco de dados Petrobras 2002 é composto por dados registrados do período de 1983 a 2002 do, conforme apresentado na **Tabela II.7.2.2-2**.

Tabela II.7.2.2-2- Freqüência de falhas em riser (Petrobras, 2002)

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

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

As taxas de falhas anuais de equipamentos apresentadas no *Health & Safety Executive* (HSE, 2007) estão apresentadas a seguir na **Tabela II.7.2.2-3** e na **Tabela II.7.2.2-4**.

Tabela II.7.2.2-3- Freqüência de falhas de equipamentos e sistemas (HSE, 2007)

Componente	Taxa de Falhas
Risers (por diâmetro):	
Riser de Aço	
D≤4"	Sem informação disponível
4"<D≤8"	$2,58 \times 10^{-6}$ /riser
8"<D≤12"	Sem informação disponível
12"<D≤16"	$1,37 \times 10^{-5}$ /riser
D>16"	$1,15 \times 10^{-5}$ /riser
Riser Flexível	
D≤4"	$3,20 \times 10^{-5}$ /riser
4"<D≤8"	$1,17 \times 10^{-5}$ /riser
8"<D≤12"	Sem informação disponível
12"<D≤16"	Sem informação disponível
D>16"	Sem informação disponível
BOP	$8,30 \times 10^{-4}$ / sistema ano
Equipamentos de Perfuração	$8,76 \times 10^{-3}$ /sistema ano
Unidades móveis (plataformas do tipo Semissubmersível) – acidentes com outras embarcações	
Todos os acidentes	$2,38 \times 10^{-1}$ /acidente ano
Acidentes com danos moderados e/ou severos	$4,81 \times 10^{-2}$ / acidente ano

Componente	Taxa de Falhas
Risers (por diâmetro):	
Unidades móveis (plataformas) – falha Estrutural	
Todas as falhas	$5,20 \times 10^{-2}$ /plataforma ano
Perda Total	$3,75 \times 10^{-3}$ / plataforma ano
Unidades móveis (plataformas) – falha no transporte	
Plataforma do Tipo semissubmersível	$2,40 \times 10^{-2}$ / plataforma ano
Unidades móveis (plataformas) – falha na ancoragem	
Plataforma do Tipo semissubmersível	$3,87 \times 10^{-2}$ / plataforma ano
Unidades móveis (plataformas) – perda de estabilidade	
Plataforma do Tipo semissubmersível	$3,44 \times 10^{-2}$ / plataforma ano

Fonte: HSE, 2007

Tabela II.7.2.2-4 - Frequência de acidentes fatais com helicópteros (HSE, 2007)

Componente	Taxa de Falhas
Hora de voo*	1.36×10^{-5} / hora de voo

Fonte: HSE, 2007

*baseado em 1.000.000 hora de voo/ setor

II.7.2.3 - Conclusões

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

A análise para a atividade de perfuração foi realizada com dados referentes às unidades móveis do mundo (um total 16.415), especificamente a do tipo semissubmersível, no universo de 4.008 unidades desse tipo, coletados ao longo de 27 anos (1970 – 1997) de atividades.

Os principais dados foram obtidos do banco de dados de acidentes WOAD para atividades *offshore*, no qual foram extraídas informações de áreas cujas condições meteo-oceanográficas são mais severas do que as encontradas na Bacia de Santos, tornando os resultados mais conservativos. Complementarmente, foram coletados dados de outros bancos de dados como o SINTEF, PARLOC 1996, e HSE 2007.

Os resultados da análise histórica mostram que o tipo de acidente com a maior frequência, ocorrido em unidades móveis do tipo semissubmersível, no período de 1970 a 1997, foi o de falha na âncora, totalizando cerca de 12% do total de acidentes listados, seguido de vazamento de produto (cerca de 11%) e fora de posição (cerca de 10%), embora o WOAD não identifique as causas que levaram a determinada ocorrência do evento. O HSE apresenta uma taxa de falha para unidades móveis de $5,20 \times 10^{-2}$ /plataforma ano, para todas as falhas e de $3,5 \times 10^{-3}$ / plataforma ano, para perda total da unidade. Especificamente para plataformas do tipo semissubmersível apresenta taxa de falha de $2,40 \times 10^{-2}$ / plataforma ano, para falha no transporte, de $3,87 \times 10^{-2}$ / plataforma ano, para falha na ancoragem, e de $3,44 \times 10^{-2}$ / plataforma ano, para perda de estabilidade.

Outro aspecto que foi considerado nesta avaliação foi o número de acidentes/incidentes de acordo com o modo de operação, referentes às unidades móveis do tipo semissubmersível. Foi constatado que cerca de 58% dos acidentes/incidentes ocorrem durante a atividade principal relacionada à perfuração.

Os resultados da análise, também, permitiram diagnosticar que é pequeno o número de acidentes que culminaram em vazamentos de grande ou muito grande dimensões, que totalizam cerca de 4 %, quando comparado com o número de acidentes que ocasionaram vazamentos de dimensões classificadas como, pequeno, moderado e significativo. A análise de histórica permitiu identificar que, no período de 27 anos, cerca de 42% das ocorrências foram de pequenos vazamentos (quantidades inferiores a 11 m^3), apesar do banco de dados não fazer distinção entre os tipos de unidades móveis.

Em relação aos números de ocorrências de *blowouts*, os dados da análise histórica revelaram que, aproximadamente 35% dos *blowouts*, considerando o período de 1980 a 2003, ocorreram na fase de perfuração de poços exploratórios e 26,3% ocorreram durante a fase de perfuração de poços de desenvolvimento perfurados nas áreas do Golfo de México, Noruega e Reino Unido. O HSE apresenta uma taxa de falha para o sistema de *blowout preventer* (BOP) de 8.30×10^{-4} / sistema ano.

II.7.3 - Identificação dos Eventos Perigosos

II.7.3.1 - Metodologia

A identificação dos eventos perigosos passíveis de ocorrência durante a atividade de perfuração teve início com a análise histórica dos acidentes ocorridos em atividades e instalações similares. Dessa forma, buscou-se apresentar uma lista de eventos acidentais e as tipologias resultantes.

Para a elaboração da análise dos riscos ambientais, foi utilizada a técnica denominada Análise Preliminar de Perigos – APP.

Inicialmente foram definidos os objetivos e a abrangência da análise, e as fronteiras das instalações analisadas, sendo realizada uma coleta de dados e de informações relativas às instalações da plataforma e das características previstas para as unidades de apoio, substâncias perigosas e processos envolvidos, bem como informações da região onde será efetuada a operação.

Através da aplicação da APP, são identificados os eventos acidentais capazes de originar danos ao meio ambiente a partir da liberação de hidrocarbonetos, os perigos. Em seguida, são identificadas as causas de cada um destes eventos e suas possíveis consequências, formando um conjunto que se considera como uma “Hipótese Acidental”.

Para os perigos identificados através da Análise Histórica buscou-se a identificação das principais causas de liberação de hidrocarbonetos que possam acarretar danos ao meio ambiente.

Em termos de riscos de liberação de hidrocarbonetos, estas causas dividem-se em 3 (três) grupos principais, quais sejam:

- 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 (erro humano, colisão, fatores naturais, etc.).

Na elaboração da APP são estabelecidas categorias de frequência e de severidade dos cenários acidentais, visando à avaliação qualitativa dos riscos, através de uma matriz combinatória destes fatores, conforme descrito a seguir.

II.7.3.2 - Descrição do Método

A APP é realizada através do preenchimento de uma planilha padrão para cada subsistema de um dado sistema ou de uma dada instalação envolvidos com a operação. A planilha utilizada nesta APP possui 9 colunas, as quais devem ser preenchidas conforme indicado.

1ª coluna: Perigos

Essa coluna contém os perigos identificados no subsistema em questão. Os perigos são os eventos acidentais que têm potencial para causar danos diretos ao meio ambiente.

2ª coluna: Causas

As causas de cada evento são discriminadas nessa coluna. Essas causas podem envolver falhas de processo, mecânicas ou externos ao processo.

3ª coluna: Modo de detecção

As formas através das quais o perigo analisado é detectado.

4ª coluna: Efeitos

Os possíveis efeitos danosos de cada hipótese de acidente identificada são listados nessa coluna, inclusive alguns indiretos no que se referem a impactos secundários que possam afetar igualmente o meio ambiente, como incêndios ou explosões.

5ª coluna: Categoria de Frequência

As hipóteses de acidente foram classificadas em categorias de frequência, as quais fornecem uma indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência de cada hipótese acidental identificada, de acordo com as informações coletadas em bancos de dados. Nessa coluna, foram indicados valores comumente correlacionados às categorias de frequência quando relacionados ao derramamento de óleo em operações *offshore*. A **Tabela II.7.3.2-1** relaciona as categorias de frequência consideradas neste estudo.

Tabela II.7.3.2-1 - Categorias de Frequência (N-2782)

Categoria	Descrição	Probabilidade
A – Extremamente Remota	Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria.	$F < 10^{-4}$
B - Remota	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria.	$10^{-3} > F \geq 10^{-4}$
C – Pouco Provável	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares.	$10^{-2} > F \geq 10^{-3}$
D – Possível	Possível ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação.	$10^{-1} > F \geq 10^{-2}$
E - Frequente	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.	$F \geq 10^{-1}$

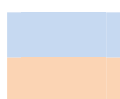
6ª coluna: Categoria de Severidade

As hipóteses de acidente foram classificadas em categorias de severidade, de acordo com a Norma Petrobras N-2782, as quais fornecem uma indicação qualitativa do grau de severidade das consequências de cada cenário identificado. Na coluna “volume vazado” (**Quadro II.7.3.2-2**) estão indicados valores correlacionados com o grau API do óleo vazado. A classificação do óleo da região segundo seu grau API está enquadrada na faixa $17,5 < \text{API} < 35$ (33,7 – conforme dados da modelagem realizada). Nesta faixa, também foram incluídos os óleos lubrificantes e hidráulicos e, para o óleo diesel adotou-se um valor de grau API 42, faixa $35 < \text{API} < 45$.

Essas categorias são apresentadas na **Tabela II.7.3.2-2**.

Tabela II.7.3.2-2- Categoria de Severidade (N-2782)

Tipo de ambiente (água)	Categoria de Severidade	Volume vazado (V) em m ³ , conforme o grau API			
		API ≥ 45	35 ≤ API < 45	17,5 ≤ API < 35	API < 17,5
1 Regiões Oceânicas	V Catastrófica	≥ 1000	≥ 700	≥ 400	≥ 200
	IV Crítica	100 ≤ V < 1000	80 ≤ V < 700	40 ≤ V < 400	20 ≤ V < 200
	III Média	5 ≤ V < 100	4 ≤ V < 80	2 ≤ V < 40	1 ≤ V < 20
	II Marginal	0,5 ≤ V < 5	0,4 ≤ V < 4	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1
	I Desprezível	V < 0,5	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1



Óleo Diesel – API 42

Óleo Bruto – API 33,7

7ª coluna: Risco

A combinação das categorias de frequência com as de severidade através da Matriz de Riscos (**Quadro II.7.3.2-1**) fornece uma indicação qualitativa do nível de risco de cada hipótese identificada na análise.

8ª coluna: Recomendações

Esta coluna contém as recomendações com vistas a reduzir a frequência de ocorrência da hipótese acidental e/ou a consequência da hipótese acidental.

9ª coluna: Cenário

Esta coluna contém um número de identificação da hipótese acidental, preenchida sequencialmente para facilitar a consulta da hipótese de interesse.

O modelo de Matriz de Riscos utilizada segue a norma Petrobras N-2782 fornece uma qualificação dos riscos em 3 (três) categorias, Risco Não Tolerável, Risco Moderado e Risco Tolerável, para as diferentes possíveis combinações de categorias de frequência e severidade, servindo como instrumento para tomada de decisões no gerenciamento de riscos e adoção de medidas mitigadoras. A matriz é apresentada a seguir:

Quadro II.7.3.2-1 - Modelo de Matriz de Riscos Ambientais (N-2782)

		A	B	C	D	E
		Extremamente Remota	Remota	Pouco Provável	Possível	Frequente
		Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação
V	Catastrófica					
IV	Crítica					
III	Média					
II	Marginal					
I	Desprezível					

Categoria de Risco	Descrição do nível de controle necessário
Tolerável (T)	Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos.
Moderado (M)	Controles adicionais devem ser avaliados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados aqueles considerados praticáveis (região ALARP – “As Low As Reasonably Practicable”).
Não Tolerável (NT)	Os controles existentes são insuficientes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência ou a severidade das consequências, de forma a trazer os riscos para regiões de menor magnitude de riscos (regiões ALARP ou tolerável).

Os dados estatísticos analisados contemplam causas diretas, como descarga de óleo devido a uma falha mecânica de um componente da instalação, e indiretas, quando estas falhas são provocadas por incêndio, impacto físico ou explosão.

II.7.3.3 - Aplicação do Método

As planilhas de APP preenchidas de acordo com a atividade de perfuração pleiteada encontram-se ao final deste documento. As seguintes instalações/sistemas, e subsistemas correspondentes, foram considerados na sua confecção:

Unidade de Perfuração

- Fluido de Perfuração
- Revestimento/Cimentação dos Poços
- Execução do Poço
- Teste do Poço
- Teste do Poço (Avaliação)
- Óleo Diesel, Lubrificantes
- Efluentes Oleosos
- Sistema de Posicionamento
- Desativação do Poço
- Estabilidade da Unidade

Unidades de Apoio

- Estabilidade da Embarcação
- Integridade da Aeronave

Considerando que as frequências decorrentes de falhas de equipamentos e componentes, remetiam a mesma categoria probabilística, e na dificuldade dos especialistas em correlacionar causas, frequências e consequências, adotou-se neste estudo a indicação de diferentes causas numa mesma hipótese acidental, porém segregando-as de forma a permitir que as medidas preventivas sejam indicadas discriminadamente.

Quando da possibilidade de pequenos ou grandes derramamentos para causas semelhantes, cujas medidas preventivas são idênticas, adotou-se a severidade das consequências de maior significância.

Com base nas planilhas de APP apresentadas foi elaborada a Matriz de Riscos a seguir, para a unidade de perfuração.

As consequências e as frequências de ocorrência das causas de contaminação previstas nas planilhas foram avaliadas em correspondência com os dados levantados na análise histórica, resultando na seguinte Matriz de Riscos.

Quadro II.7.3.3-1 - Matriz de Riscos da Atividade

		A	B	C	D	E
		Extremamente Remota	Remota	Pouco Provável	Possível	Frequente
V	Catastrófica		HA 05; HA 12; HA 13; HA 14;			
IV	Crítica		HA 10;	HA 01; HA 03;		
III	Média		HA 06; HA 07; HA 09; HA 11;			
II	Marginal					HA 02; HA 08;
I	Desprezível					HA 04;

	Risco Tolerável
	Risco Moderado
	Risco Não Tolerável

Nota-se que segundo os resultados da avaliação, não existem perigos classificados como Não Tolerável na operação de perfuração. Além disso, verifica-se que das 14 hipóteses acidentais levantadas, 9 foram classificadas como Risco Moderado e 5 como Risco Tolerável.

II.7.3.4 - Avaliação dos Riscos Identificados

As hipóteses acidentais avaliadas neste estudo foram formuladas a partir da análise dos sistemas de perfuração e auxiliares da unidade *OCEAN BARONESS*, e das características definidas para as unidades de apoio envolvidas na operação, e que possam gerar danos ao meio ambiente.

Para estes sistemas e operação de unidades de apoio, foram identificados os perigos que possam resultar em liberação de hidrocarbonetos ou outros produtos segundo as causas já mencionadas de falhas de processo, mecânicas ou externas conforme recomendações de normas internacionais.

Para as hipóteses acidentais relacionadas na APP, adotou-se o critério de avaliar a dimensão do derramamento ou descarga de produtos que acarretasse o maior impacto ao meio ambiente, independente de sua frequência de ocorrência, e consequente risco.

Hipótese Acidental 01

Na avaliação dos riscos de derramamento no manuseio e preparo do fluido de perfuração a fonte geradora do perigo identificado pode ser qualquer uma das diferentes causas mencionadas.

Ainda que a maior frequência refira-se a pequenos vazamentos, em que o volume vazado não é significativo, há possibilidade da descarga de um volume correspondente ao volume do maior tanque de lama ativa da unidade, correspondente a 95,4 m³.

Os fluidos de perfuração podem ser constituídos à base de água, bentonita ou baritina, nos quais são adicionados soda caustica e outros produtos químicos em pequenas proporções, ou ainda sintéticos. A análise histórica registra a frequência de $2,5 \times 10^{-4}$ ocorrências por ano de descargas na operação de plataformas semi-submersíveis no período analisado. Com relação a vazamentos identificados em unidades móveis, apenas 1,8% foram qualificados pelo WOAD como danos significantes, 5,2% como dano menor e 93% como danos insignificantes. Ainda relacionados a esses vazamentos verifica-se pelo WOAD que de acordo com o tipo de produto vazado 8,7% relativas a produtos químicos ou produtos diversos, como os fluidos de perfuração.

A análise histórica registra a frequência de $2,5 \times 10^{-4}$ ocorrências por ano de descargas na operação de plataformas semissubmersíveis no período analisado. Com relação a vazamentos identificados em unidades móveis, apenas 1,8% foram qualificados pelo WOAD como danos significantes, 5,2% como dano menor e 93% como danos insignificantes. Ainda relacionados a esses vazamentos verifica-se pelo WOAD que de acordo com o tipo de produto vazado 8,7% relativas a produtos químicos ou produtos diversos, como os fluidos de perfuração.

A hipótese acidental foi categorizada de forma bastante conservadora com probabilidade de ocorrência pouco provável e sua severidade como crítica, adotando como grau API a faixa $35 \leq \text{API} < 45$ para aplicação da norma Petrobras N-2782.

Hipótese Acidental 02

Ainda com relação ao sistema do fluido de perfuração, existe a possibilidade de acidentes no sistema de transferência dos produtos (baritina/bentonita) em granel das embarcações de apoio até a plataforma de perfuração. Na operação de abastecimento foram avaliadas as hipóteses acidentais devido à possibilidade de ocorrência de vazamento durante essa transferência.

A hipótese acidental de vazamento durante a transferência da baritina/bentonita foi caracterizada pela perda de contenção do mangote de transferência. Para estimativa do volume de descarga, no caso de ocorrência desta hipótese, foi considerada uma vazão média de transferência (estimada em 40 t/h) e o somatório dos tempos de detecção e interrupção do derramamento, sendo desprezado o volume remanescente contido no interior do mangote, por ser insignificante quando comparado com o volume da descarga. Para calcular o volume do derramamento correspondente, os tempos de detecção e interrupção do fluxo foi estimado em 3 minutos (0,05 horas), sendo 1 minuto para detecção e 2 para bloqueio.

$$V = (T1 + T2) * Q1$$
$$V = 0,05h * 40m^3 / h = 2t$$

Não foram encontrados dados históricos específicos para este perigo, e de forma conservadora, considerou-se probabilidade de ocorrência frequente e a severidade como marginal.

Hipótese Acidental 03

A exemplo da hipótese acidental 01, a presente hipótese avalia derramamento de cimento no sistema de revestimento dos poços, pode ser causado por falhas decorrentes de processo, deterioração mecânica, ou externas ao processo/operação.

O silo de maior volume disponível possui o volume de 98,71 m³, e dada às características ambientais da solução de água e cimento, a liberação deste volume foi categorizada como de severidade crítica, com a mesma frequência de ocorrência conferida à hipótese 01, pouco provável.

Hipótese Acidental 04

Com relação ao sistema de cimentação, existe a possibilidade de acidentes no sistema de transferência de cimento em granel das embarcações de apoio até a

plataforma de perfuração. Na operação de abastecimento foram avaliadas as hipóteses acidentais devido à possibilidade de ocorrência de vazamento durante essa transferência.

A hipótese acidental de vazamento durante a transferência de cimento foi caracterizada pela perda de contenção do mangote de transferência. Para estimativa do volume de descarga, no caso de ocorrência desta hipótese, foi considerada uma vazão média de transferência (estimada em 40 t/h) e o somatório dos tempos de detecção e interrupção do derramamento, sendo desprezado o volume remanescente contido no interior do mangote, por ser insignificante quando comparado com o volume da descarga. Para calcular o volume do derramamento correspondente, os tempos de detecção e interrupção do fluxo foi estimado em 3 minutos (0,05 horas), sendo 1 minuto para detecção e 2 para bloqueio.

$$V = (T1 + T2) * Q1$$
$$V = 0,05h * 40m^3 / h = 2t$$

Não foram encontrados dados históricos específicos para este perigo, e de forma conservadora, considerou-se probabilidade de ocorrência frequente e severidade desprezível.

Hipótese Acidental 05

O descontrole do poço decorrente do encontro com zonas de pressão anormalmente alta na execução dos poços, aliada as diferentes falhas e causas que impedem o seu controle, é um evento raro no vasto histórico de perfurações realizadas nas condições brasileiras.

Condições naturais extremas do mar também podem provocar a ruptura do *riser* e ocorrência do descontrole do poço, ainda que raras na região, assim como em toda costa brasileira, sendo que a interrupção das operações com fechamento das válvulas de segurança de subsuperfície e de produção é recomendável nestas situações.

Dada as previsões das análises realizadas, os perigos decorrentes de descarga por *blowout* não ultrapassariam um volume de 10.200 m³ em derramamento com duração de 30 dias (340 m³/d), o que representa uma severidade catastrófica.

Pela análise histórica mundial do WOAD, este perigo seria categorizado com probabilidade de ocorrência remota ($1,4 \times 10^{-4}$ ocorrências por ano).

Hipótese Acidental 06

A realização de testes dos poços poderá contemplar a necessidade de execução de testes como perfilagem, amostragem de fluidos dos reservatórios, testemunhagem e amostragem lateral das paredes dos poços, além dos testes de formação e de produção.

As descargas máximas de óleo, que se constitui no maior risco ambiental nestas atividades, principalmente devido a falhas em válvulas de segurança foi estimada em 10% da vazão de *blowout* por 1 (um) dia, correspondendo a 34 m³ o que configura uma severidade média.

A análise histórica aponta probabilidade de $2,5 \times 10^{-4}$ ocorrências por ano para problemas no poço, assim a frequência foi classificada como remota.

Hipótese Acidental 07

Na realização dos testes dos poços, os sistemas de separação, medição, alívio e queimador, destinados a avaliação da produção dos poços, oferecem perigos de descarga relacionados a falhas nestes sistemas.

Para efeitos de descarga de óleo no mar foi identificado como derramamento mais crítico em termos ambientais, os que podem ocorrer no sistema de transferência do sistema de produção e avaliação, provocado por falhas ou acidentes, e podendo ocasionar descargas de 4,5 m³, considerando uma vazão média de cerca de 90 m³/h e 3 minutos para sua interrupção.

Considerou-se probabilidade equivalente a da hipótese anterior (remota) e a severidade é considerada média.

Hipótese Acidental 08

Os acidentes em sistemas de transferência de óleo diesel são fonte de riscos para o meio ambiente em operações em unidades *offshore* em operações de transferência das embarcações de suprimento e apoio para a unidade de perfuração. Na operação de abastecimento foram avaliadas as hipóteses acidentais devido à possibilidade de ocorrência de vazamento durante a transferência de óleo diesel para a plataforma.

A hipótese acidental de vazamento durante a transferência de óleo diesel foi caracterizada pela perda de contenção do mangote de transferência. Para estimativa do volume de descarga, no caso de ocorrência desta hipótese, foi considerada uma vazão média de transferência e o somatório dos tempos de detecção e interrupção do derramamento, sendo desprezado o volume remanescente contido no interior do mangote, por ser insignificante quando comparado com o volume da descarga. Para calcular o volume do derramamento correspondente, os tempos de detecção e interrupção do fluxo foi estimado em 3 minutos (0,05 horas), sendo 1 minuto para detecção e 2 para bloqueio. O valor médio calculado e informado pela Petrobras foi 70 m³/h e, desta forma:

$$V = (T1 + T2) * Q1$$
$$V = 0,05h * 70m^3 / h = 3,5m^3$$

Não foram encontrados dados históricos específicos para este perigo, e de forma conservadora, considerou-se probabilidade de ocorrência frequente. A severidade é considerada marginal considerando o grau API do óleo diesel (API 42).

Hipótese Acidental 09

O sistema de separação e tratamento de águas oleosas utiliza um tanque de resíduo oleoso com capacidade estimada de 11,8 m³. Dos cenários avaliados a partir dos perigos identificados, estimou-se como o derramamento mais crítico desta hipótese acidental a descarga total do tanque. Como não foram encontrados dados históricos específicos para este perigo considerou-se probabilidade de ocorrência remota e sua severidade média, adotando-se o grau API do óleo local (API 33,7).

Hipótese Acidental 10

O sistema de ancoragem da plataforma é outra fonte de risco ambiental. Podendo ser decorrente de falhas de sistema, o histórico de acidentes indica frequência de $2,7 \times 10^{-4}$ ocorrências por ano, caracterizando uma frequência remota. A ruptura do riser, caso não haja danos no BOP, não levaria a um *Blowout*. O BOP seria imediatamente acionado, devendo ser reportado apenas o inventário contido nesta tubulação. Para esta hipótese acidental a severidade foi considerada como crítica, associada ao volume de 233 m³ de fluido de perfuração contido no riser, para a lâmina d'água do poço Guarani.

Hipótese Acidental 11

Nas operações de desativação dos poços, quando são utilizados tampões de cimento e/ou mecânicos, podem ocorrer vazamentos de óleo ocasionados pela perda de contenção destes tampões. O volume de derramamento estimado para esta hipótese acidental é de cerca de 10% da vazão de *blowout* por um período de 24 horas, ou seja, de cerca de 34 m³ (severidade média)

Para falhas no poço o histórico de acidentes indica probabilidade remota de $2,5 \times 10^{-4}$ ocorrências por ano indicada na análise histórica para "problemas no poço".

Hipótese Acidental 12

A principal causa da perda de estabilidade da plataforma, com possibilidade de seu afundamento é decorrente incêndios e explosões, muitas vezes consequente de outras hipóteses acidentais, além de colisão com outras embarcações. Em menor escala, principalmente para as condições geológicas, meteorológicas ou oceanográficas brasileiras, aparecem as condições naturais extremas. Este tipo de perigo pode acarretar derramamentos equivalentes à capacidade de armazenamento de combustível da unidade (1.187,05 m³ de óleo), considerada catastrófica. Considera-se que nestes casos as válvulas de segurança do poço serão acionadas muito antes da ocorrência de um possível afundamento, dado que o evento não é instantâneo.

A análise histórica indica probabilidade de $1,2 \times 10^{-4}$ ocorrências por ano para afundamentos de unidades de perfuração do tipo semissubmersível, o que se caracteriza como uma frequência de ocorrência remota.

Hipótese Acidental 13

Com relação às unidades de apoio como as embarcações que operam no suprimento e apoio nas atividades de perfuração, para efeitos deste estudo foram considerados os eventos mais críticos a elas associados, que corresponde a perda de estabilidade decorrente de fatores semelhantes ao da plataforma, podendo acarretar seu afundamento. Há de ser considerar a possibilidade da colisão das embarcações de apoio com a plataforma acarretar na perda de estabilidade, com o afundamento da mesma conforme a Hipótese Acidental anterior. Conforme informações da Petrobras, as embarcações previstas possuem um volume de 700 m³. Levando-se em conta todos os acidentes que geraram vazamentos em unidades móveis pelo WOAD, observa-se que 63% eram relacionados a derramamento de óleo leve (entre estes o óleo diesel) sendo desses 67,2% qualificados como de pequena dimensão, 13,8% como de dimensão moderada, 6,9% como de dimensão significativa e 12,1% como desconhecida. Como não foram encontrados dados históricos específicos para este

perigo considerou-se probabilidade de ocorrência remota. Considerando o grau API do diesel (API 42), este volume representa uma severidade catastrófica.

Hipótese Acidental 14

Os helicópteros, também utilizados no transporte de pessoal e apoio as operações, possuem riscos que são maiores nas aterrissagens e decolagens. Procedimentos específicos, como a proibição de operação de guindastes, utilização dos procedimentos de segurança de vôo do Departamento de Aeronáutica Civil, que incluem a não operação em condições climáticas desfavoráveis.

Ainda que os riscos próprios sejam restritos a sua capacidade de combustível de cerca de 2 m³ (QAV), há de ser considerado a possibilidade de acarretarem incêndio e explosão da unidade, com o afundamento da mesma. Devido às características deste tipo de evento acidental e as dificuldades de se estimar as consequências do acidente, torna-se pouco preciso qualquer dimensionamento dos volumes de vazamentos de óleo e derivados para o ambiente. Dessa forma, o evento acidental foi avaliado considerando-se a frequência associada à taxa de falha associada à magnitude de danos estruturais e a perda da aeronave, já a severidade, contempla o pior caso de descargas de óleo para o ambiente, o afundamento da unidade (1.187,05 m³ de óleo). Para este volume, com base na Norma Petrobras N-2782, a categoria de severidade é classificada como catastrófica.

Os dados de acidentes de helicópteros apresentam probabilidade na análise histórica de $1,59 \times 10^{-5}$ ocorrências por ano, neste estudo considerada como frequência remota.

Nota: Sempre que ocorrem descargas de produtos inflamáveis ou combustíveis, há a possibilidade de ocorrência de incêndios e explosões, gerando maiores consequências. Nesta análise optou-se por considerá-las apenas quando os fatos geradores do perigo favorecem a sua ocorrência, como nos casos de blowout ou colisões.

As hipóteses acidentais identificadas durante a APP, podendo ocasionar danos ao meio ambiente, estão listadas a seguir, por unidade, sistema ou atividade.

A	Causa	Sistema/atividade	Produto	Estimativa de Derramamento
1	Vazamentos / Rupturas	Sistema de Fluido de Perfuração	Betonita /Baritina	95,4 m ³
2	Vazamentos / Rupturas	Sistema de Fluido de Perfuração	Betonita /Baritina	2 t
3	Vazamentos / Rupturas	Sistema de Revestimento do Poço	Cimento	98,71 m ³
4	Vazamentos / Rupturas	Sistema de Revestimento do Poço	Cimento	2 t
5	Blowout	Sistema de Perfuração	Óleo	10.200 m ³
6	Vazamentos / Rupturas	Sistema de Perfuração	Óleo	34 m ³
7	Vazamentos / Rupturas	Sistema de Teste do Poço	Condensado/Gás	4,5 m ³
8	Vazamentos / Rupturas	Sistema de Estocagem e Abastecimento	Óleo Diesel	3,5 m ³
9	Vazamentos / Rupturas	Sistema de Efluentes Oleosos	Óleo / Resíduo oleoso	11,8 m ³
10	Perda de Posição	Sistema de posicionamento	Óleo	233 m ³
11	Vazamento	Desativação da Atividade	Óleo	34 m ³
12	Perda de Estabilidade	Plataforma	Óleo diesel Óleo Lubrificante Óleo Sujo	1.187,05 m ³
13	Estabilidades	Embarcações de apoio	Óleo Diesel	700 m ³
14	Integridade	Helicópteros	QAV Óleo Diesel Óleo Lubrificante Óleo Sujo	2 ou 1.187,05 m ³

Como não foram identificados perigos classificados como de Risco Não Tolerável na operação de perfuração no Bloco BM-P-2, de acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 011/11, o presente estudo de análise de riscos apresentará em seguida o **Item II.7.4 - Gerenciamento de Riscos Ambientais**.

A seguir apresenta-se a APP.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP								
EMPRESA: PETROBRAS				FOLHA: 01				
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS				REVISÃO: 01				
SISTEMA: Fluido de Perfuração			SUBSISTEMA: -		DATA: 12/03/2012			
PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. EVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Vazamentos ou Ruptura de Mangotes, Linhas, Vasos e Válvulas do Sistema de Fluidos. (95,4 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de sistemas de controle / emergência Preparo e Manuseio Deterioração mecânica (erosão ou corrosão) 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Derramamento de pó de bentonita ou baritina 	C	IV	M	<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc)</p>	1
	<ul style="list-style-type: none"> Contato com embarcações, queda de objetos, erro humano, etc. 						<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
EMPRESA: PETROBRAS				FOLHA: 02				
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS				REVISÃO: 01				
SISTEMA: Fluido de Perfuração			SUBSISTEMA: abastecimento		DATA: 12/03/2012			
PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Vazamentos ou Ruptura de Mangotes, Linhas, Vasos e Válvulas do Sistema de Fluidos. (2 t)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de sistemas de controle / emergência Preparo e Manuseio Deterioração mecânica (erosão ou corrosão) 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Derramamento de pó de bentonita ou baritina 	E	II	M	<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc)</p>	2
	<ul style="list-style-type: none"> Contato com embarcações, queda de objetos, erro humano, etc. 						<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

EMPRESA: PETROBRAS		FOLHA: 03
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS		REVISÃO: 01
SISTEMA: Revestimento do poço	SUBSISTEMA: -	DATA: 12/03/2012

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Vazamentos ou Ruptura de Mangotes, Linhas, Vasos e Válvulas do Sistema de Revestimento do Poço (98,71 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de sistemas de controle / emergência de Cimentação Deterioração mecânica (erosão ou corrosão) 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Derramamento de cimento 	C	IV	M	<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc).</p>	3
	<ul style="list-style-type: none"> Contato com embarcações, queda de objetos, erro humano, etc. 						<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP								
EMPRESA: PETROBRAS				FOLHA: 04				
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS				REVISÃO: 01				
SISTEMA: Revestimento do poço			SUBSISTEMA: abastecimento		DATA: 12/03/2012			
PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Vazamentos ou Ruptura de Mangotes, Linhas, Vasos e Válvulas do Sistema de Revestimento do Poço (2 t)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de sistemas de controle / emergência de Cimentação Deterioração mecânica (erosão ou corrosão) 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Derramamento de cimento 	E	I	M	<ul style="list-style-type: none"> M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc). 	4
	<ul style="list-style-type: none"> Contato com embarcações, queda de objetos, erro humano, etc. 						<ul style="list-style-type: none"> M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada. M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc); M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores. M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente. 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

EMPRESA: PETROBRAS		FOLHA: 05						
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS		REVISÃO: 01						
SISTEMA: Perfuração	SUBSISTEMA: -	DATA: 12/03/2012						
PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Descontrole do Poço Devido ao Encontro de zonas de Pressão Anormalmente Altas (<i>Blowout</i>) (10.200 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de equipamentos de Controle e segurança da Perfuração 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Descarga de óleo no mar e atmosfera Possibilidade de incêndio / explosão 	B	V	M	<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc)</p>	5
	<ul style="list-style-type: none"> Falha de Operação do BOP (erro humano) 						<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> Condições naturais extremos (marremotos, furacões, etc.) 						<p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

EMPRESA: PETROBRAS		FOLHA: 06
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS		REVISÃO: 01
SISTEMA: Testes do poço	SUBSISTEMA: -	DATA: 12/03/2012

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Vazamentos ou Ruptura de Mangotes, Linhas, Vasos e Válvulas Do Sistema Submarino e de Segurança (34 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de sistemas de controle / emergência de teste Deterioração mecânica (erosão ou corrosão) 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Descarga de óleo no mar e atmosfera Possibilidade de incêndio / explosão 	B	III	T	M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc).	6
	<ul style="list-style-type: none"> Queda de objetos, erro humano, etc. 						M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada. M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc); M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores. M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

EMPRESA: PETROBRAS		FOLHA: 07
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS		REVISÃO: 01
SISTEMA: Teste do poço	SUBSISTEMA: -	DATA: 12/03/2012

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Vazamentos ou Ruptura de Mangotes, Linhas, Vasos E Válvulas do Sistema de Separação, Alívio e Queimador (4,5 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de sistemas de controle / emergência de alívio e flare Deterioração mecânica (erosão ou corrosão) 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Descarga de óleo no mar e atmosfera Possibilidade de incêndio / explosão 	B	III	T	<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc)</p>	7
	<ul style="list-style-type: none"> Queda de objetos, erro humano, etc. 						<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p> <p>M8 - Seguir programa de teste do poço.</p> <p>M11 - Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP.</p> <p>M12 - Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP								
EMPRESA: PETROBRAS				FOLHA: 08				
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS				REVISÃO: 01				
SISTEMA: Estocagem e Abastecimento			SUBSISTEMA: transferência		DATA: 12/03/2012			
PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Vazamentos ou Ruptura de Mangotes, Linhas, Vasos e Válvulas do Sistema de Estocagem e Abastecimento (3,5m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de sistemas de controle / emergência de manuseio e estocagem Deterioração mecânica (erosão ou corrosão) 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Derramamento de óleo diesel 	E	II	M	<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc)</p>	8
	<ul style="list-style-type: none"> Queda de objetos, erro humano, etc. 						<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p> <p>M11 - Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i>.</p> <p>M12 - Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP								
EMPRESA: PETROBRAS			FOLHA: 09					
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS			REVISÃO: 01					
SISTEMA: Efluentes Oleosos		SUBSISTEMA: -		DATA: 12/03/2012				
PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Vazamentos ou Ruptura de Mangotes, Linhas, Vasos e Válvulas do Sistema de Efluentes Classificados da Unidade (11,8 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de sistemas de controle / emergência das Unidades Separadoras Deterioração mecânica (erosão ou corrosão) 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Derramamento de água oleosa (teor acima do permitido) 	B	III	T	<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc)</p>	9
	<ul style="list-style-type: none"> Queda de objetos, erro humano, etc. 						<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6- Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7- Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p> <p>M11 - Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP.</p> <p>M12 - Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP								
EMPRESA: PETROBRAS				FOLHA: 10				
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS				REVISÃO: 01				
SISTEMA: Posicionamento			SUBSISTEMA: -		DATA: 12/03/2012			
PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Perda de Posição da Unidade (233 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de equipamentos do sistema de Posicionamento 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Ruptura do riser com descarga de óleo no mar e atmosfera Possibilidade de incêndio / explosão 	B	IV	T	M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc)	10
	<ul style="list-style-type: none"> Falha de Operação do sistema de Posicionamento (erro humano) 						M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada. M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc); M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores. M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente. M9 - Seguir estudo de ancoragem. M10 - Consultar o estudo de fundo do mar antes de posicionar a unidade. M11 - Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP. M12 - Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.	
	<ul style="list-style-type: none"> Impactos naturais extremos (maremotos, furacões, etc.) 						M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP								
EMPRESA: PETROBRAS					FOLHA: 11			
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS					REVISÃO: 01			
SISTEMA: Desativação da Atividade			SUBSISTEMA: -		DATA: 12/03/2012			
PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Vazamento dos Tampões de Abandono (34 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha em equipamentos na operação Deterioração mecânica de equipamentos (erosão ou corrosão) 						<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc).</p>	11
	<ul style="list-style-type: none"> Erro humano. 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Derramamento de óleo 	B	III	T	<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p> <p>M11 - Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP.</p> <p>M12 - Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.</p> <p>M13 - Seguir o procedimento para desativação temporária dos poços conforme a portaria da ANP nº. 25/2002.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

EMPRESA: PETROBRAS		FOLHA: 12
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS		REVISÃO: 01
SISTEMA: Plataforma	SUBSISTEMA: -	DATA: 12/03/2012

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Perda de Estabilidade da Unidade (1.187,05 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de equipamentos de Controle e segurança do sistema de Lastro 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Ruptura de tanques de combustível Incêndio / explosão Emborcamento e afundamento da Unidade 	B	V	M	<ul style="list-style-type: none"> M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc) 	12
	<ul style="list-style-type: none"> Falha de Operação do sistema de Lastro (erro humano), colisão com embarcações 						<ul style="list-style-type: none"> M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada. M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc); M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores. M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência. M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente. M11 - Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP. M12 - Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI. 	
	<ul style="list-style-type: none"> Condições naturais extremos (maremotos, furacões, etc.) 						<ul style="list-style-type: none"> M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc); 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP								
EMPRESA: PETROBRAS					FOLHA: 13			
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS					REVISÃO: 01			
SISTEMA: Embarcação de Apoio			SUBSISTEMA: -		DATA: 12/03/2012			
PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Perda de estabilidade da embarcação (700 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de equipamentos de Controle e segurança de Navegação 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Colisão com descarga de combustível no mar Incêndio / explosão Afundamento da Embarcação 	B	V	M	<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc)</p>	13
	<ul style="list-style-type: none"> Falha de Operação do DPS ou sistema de Lastro, colisão com embarcações (erro humano) 						<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p> <p>M11 - Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP.</p> <p>M12 - Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> Condições naturais extremos (maremotos, furacões, etc.) 						<p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP		
EMPRESA: PETROBRAS		FOLHA: 14
DEPARTAMENTO: PETROBRAS/E&P-EXP/SMS		REVISÃO: 01
SISTEMA: Helicóptero	SUBSISTEMA: -	DATA: 12/03/2012

PERIGOS	CAUSAS	MODO DE DETECÇÃO	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEVER.	RISCO	RECOMENDAÇÕES	CENÁRIO
Queda / Choque da Aeronave com a Unidade (2 ou 1.129,04 m³)	<ul style="list-style-type: none"> Falha de equipamentos de Controle e segurança de vôo 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Ruptura de vasos e linhas com descarga de óleo no mar Incêndio / explosão Afundamento no mar 	B	V	M	<p>M1 - Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos, dispositivos de controle e linhas</p> <p>M2 - Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança e emergência (dispositivos de interrupção e alarmes, sensores, etc)</p>	14
	<ul style="list-style-type: none"> Falha de Operação de pilotagem (erro humano), colisão com guindaste 						<p>M3 - Seguir procedimento de contratação de mão-de-obra qualificada.</p> <p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p> <p>M5 - Seguir programa de treinamento e atualização de operadores.</p> <p>M6 - Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.</p> <p>M7 - Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.</p> <p>M11 - Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP.</p> <p>M12 - Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.</p>	
	<ul style="list-style-type: none"> Condições naturais extremas (maremotos, furacões, etc.) 						<p>M4 - Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);</p>	

II.7.4 - Gerenciamento de Riscos Ambientais

O gerenciamento de riscos para a atividade de perfuração será implementado levando-se em consideração os procedimentos adotados pela *Diamond Offshore Drilling Limited* e por fornecedores de suprimentos e serviços inerentes à atividade. Caberá à PETROBRAS, garantir a operacionalidade e a confiabilidade durante as atividades de perfuração, obedecendo aos critérios de segurança e proteção ao meio ambiente.

O Programa de Gerenciamento de Riscos adotado para as unidades de perfuração tem como finalidade garantir maior confiabilidade operacional e administração dos riscos postulados neste estudo.

Os objetivos do PGR são focados para minimizar e controlar os riscos para os trabalhadores e para o meio ambiente, através da aplicação de um conjunto de práticas modernas de gestão, as quais abrangem todos os aspectos importantes para a segurança da atividade de perfuração e estão em consonância com padrões e normas internacionais de gestão de segurança em instalações de exploração de óleo e gás em alto mar.

II.7.4.1 - Medidas para Gerenciamento dos Riscos

As medidas de redução dos riscos têm como objetivo principal minimizar os riscos de eventos indesejáveis que resultem em danos ao meio ambiente. Estas medidas visam à redução da probabilidade de ocorrência e/ou da magnitude de potenciais consequências das hipóteses acidentais identificadas.

São apresentadas 13 medidas com o objetivo de aumentar a confiabilidade operacional da atividade de perfuração além de permitir a melhor forma de administração do risco para cada perigo identificado no estudo de Análise de Risco:

- M1. Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas;

- M2. Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes, válvulas de alívio, BOP, geradores de emergência, radar, sistemas de inundação etc);
- M3. Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada;
- M4. Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade (Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos, transferência de produtos entre embarcações, observar continuamente o radar, atender as condições climáticas limites etc);
- M5. Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores.
- M6. Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.
- M7. Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.
- M8. Seguir programa de teste do poço.
- M9. Seguir estudo de ancoragem.
- M10. Consultar o estudo de fundo do mar antes de posicionar a unidade.
- M11. Acionar o Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP.
- M12. Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.
- M13. Seguir o procedimento para desativação temporária dos poços conforme a portaria da ANP nº. 25/2002.

II.7.4.2 - Riscos Residuais

Na indústria de perfuração e produção de petróleo no mar, os conceitos de gerenciamento de riscos já se encontram arraigados e são comumente empregados, e as medidas e recomendações sugeridas já são normalmente adotadas pela PETROBRAS e pela *Diamond Offshore Drilling Limited*.

Os riscos avaliados já equivalem aos riscos residuais, não havendo necessidade da reavaliação dos riscos, pois a Matriz de Risco Final, considerando a adoção das medidas sugeridas, é idêntica a Matriz de Risco já apresentada.

II.7.4.3 - Plano de Gerenciamento de Riscos

Quadro II.7.4.3-1 - Matriz de Gerenciamento dos Riscos

Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
M1	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas	Procedimentos de inspeção e manutenção (preventiva e corretiva), estabelecidos pela empresa proprietária das sondas e aprovados pela PETROBRAS, serão empregados em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade desde o início das atividades da unidade marítima.	Inspeção e Manutenção
M2	Seguir programa de inspeção e manutenção e teste dos sistemas de segurança	Procedimentos de inspeção, manutenção (preventiva e corretiva) e teste estabelecidos pela empresa proprietária das sondas e aprovados pela PETROBRAS, serão empregados em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade desde o início das atividades da unidade marítima.	Inspeção e Manutenção
M3	Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada	Procedimentos de seleção e contratação de terceiros segundo critérios estabelecidos pela empresa proprietária das sondas e aprovados pela PETROBRAS serão empregados em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade.	Contratação de Terceiros

Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
M4	Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade	Procedimentos operacionais estabelecidos pela empresa proprietária das sondas e aprovados pela PETROBRAS definindo as atribuições para cada atividade, serão empregados em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade desde o início das atividades de perfuração.	Operacional
M5	Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores	Todo pessoal de operação possui capacitação e experiência, será seguido o programa de treinamento e atualização estabelecido pela PETROBRAS e será empregado em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade.	Capacitação Técnica
M6	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência	O treinamento será realizado periodicamente pelas equipes das plataformas, de acordo com padrões estabelecidos pela empresa proprietária das sondas e será empregado em todas as instalações offshore sob responsabilidade.	Plano de Ação de Emergência
M7	Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	Procedimentos estabelecidos pela empresa proprietária das sondas e aprovados pela PETROBRAS, serão adotados em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade desde o início das atividades da unidade marítima.	Registro e Investigação de Acidentes
M8	Seguir programa de teste do poço	Procedimentos estabelecidos pela empresa proprietária das sondas e aprovados pela PETROBRAS, serão adotados em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade desde o início das atividades da unidade marítima.	Operacional
M9	Seguir plano de ancoragem	Procedimentos estabelecidos pela empresa proprietária das sondas e aprovados pela PETROBRAS, serão adotados em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade desde o início das atividades da unidade marítima.	Operacional
M10	Consultar o estudo de fundo do mar antes de posicionar a unidade	Procedimentos estabelecidos pela empresa proprietária das sondas e aprovados pela PETROBRAS, serão adotados em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade desde o início das atividades da unidade marítima.	Operacional
M11	Acionar Ship Oil Pollution Emergency Plan SOPEP	Plano elaborado e implantado na plataforma de acordo com os padrões internacionais será empregado em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade.	Plano de Ação de Emergência a bordo da unidade

Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
M12	Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI	O Plano de Ação de Emergência foi elaborado e estará implantado quando do início da operação de perfuração de acordo com os padrões estabelecidos pela legislação.	Plano de Ação de Emergência
M13	Seguir o procedimento para desativação temporária dos poços conforme a portaria da ANP N° 25/2002	Procedimentos operacionais estabelecidos e aprovados pela PETROBRAS, serão empregados em todas as instalações offshore sob sua responsabilidade, quando necessário.	Operacional

A Matriz de Gerenciamento de Risco da plataforma de perfuração *Ocean Baroness*, bem como seu Plano de Gerenciamento de Riscos são apresentados, respectivamente, no **Anexo II.7.4.3-1** e **Anexo II.7.4.3-2**.