

II.9 ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO AMBIENTAIS

➤ INTRODUÇÃO

A presente Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais (AGRA) foi elaborada visando ao cumprimento do Termo de Referência (TR) COEXP nº 12654479, de julho de 2022, emitido pela COEXP/CGMAC/DILIC/IBAMA no âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental para a Atividade de Perfuração Marítima no Bloco C-M-715, localizado na Bacia de Campos (Figura II.9 - 1).

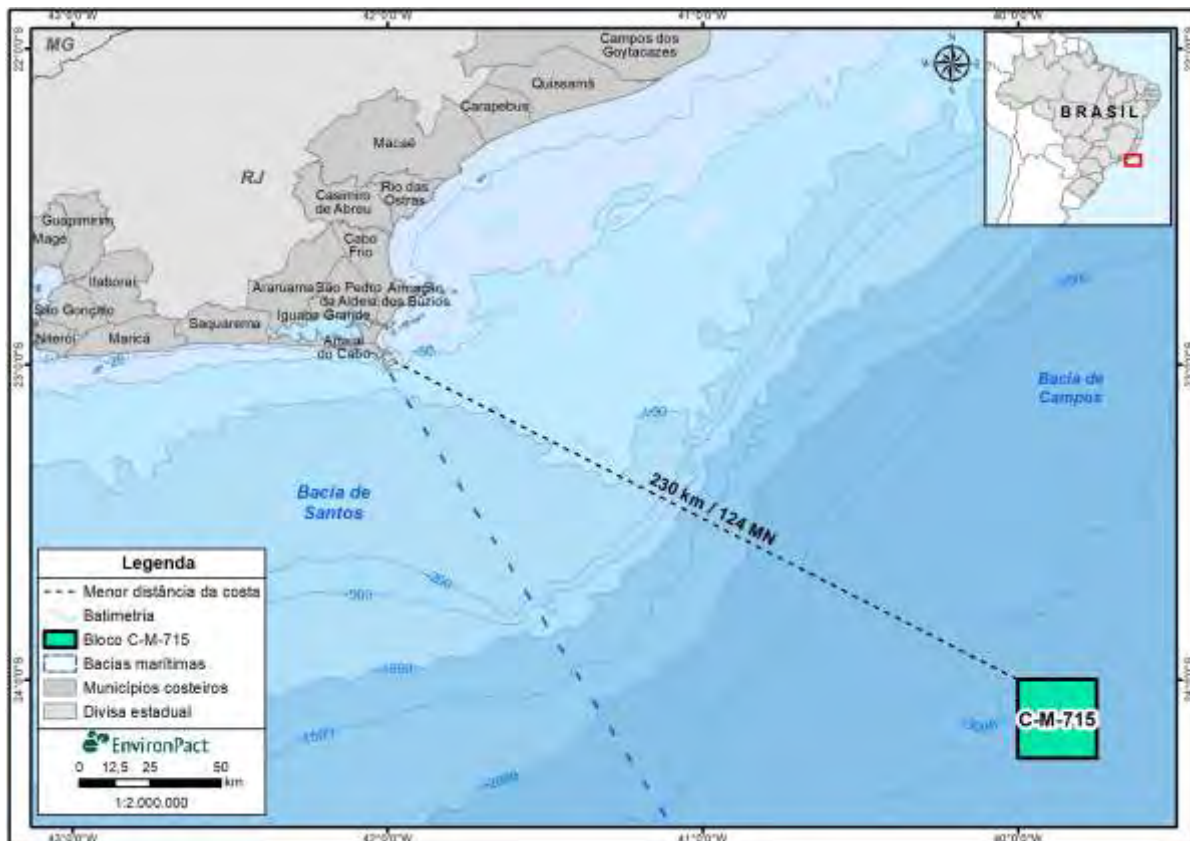


Figura II.9 - 1: Localização do Bloco C-M-715, na Bacia de Campos.

Está prevista a perfuração de um poço exploratório no Bloco C-M-715 (Foca-1), com possibilidade de perfuração de mais dois poços contingenciais (Foca-2 e Foca-3), a depender da avaliação dos resultados obtidos no primeiro poço.

A metodologia adotada para a Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais (AGRA) é apresentada em detalhes a seguir e, sequencialmente, são apresentados os resultados obtidos para esta atividade, assim como as conclusões estabelecidas.

➤ METODOLOGIA

Para a Análise e Gerenciamento dos Riscos Ambientais da atividade são considerados tanto os aspectos da operação quanto os do meio ambiente no qual a atividade está inserida. Tal abordagem permite uma análise abrangente, apesar da complexidade inerente ao processo. Desta forma, enquanto o risco da operação está focado na falha do funcionamento dos equipamentos e procedimentos implementados, o risco relativo ao ambiente foca nos recursos naturais existentes na região e no entorno onde a atividade será desenvolvida. Consequentemente, tais recursos, assim como o seu tempo de recuperação, poderão ser impactados.

De acordo com a metodologia proposta, o Risco Ambiental é expresso em termos da probabilidade de cada Componente e Subcomponente de Valor Ambiental (CVA/SVA) ser atingido por determinadas faixas de volume de óleo. Para tanto, são necessários o cálculo do Risco Operacional, os resultados das modelagens de Dispersão de Óleo no Mar e a identificação dos Componentes Ambientais e dos seus respectivos Tempos de Recuperação. Com a integração desses componentes é possível calcular um valor de Risco Ambiental para cada faixa de volume e cenário sazonal. A **Figura II.9 - 2** apresenta de maneira simplificada a metodologia empregada para a elaboração deste estudo.

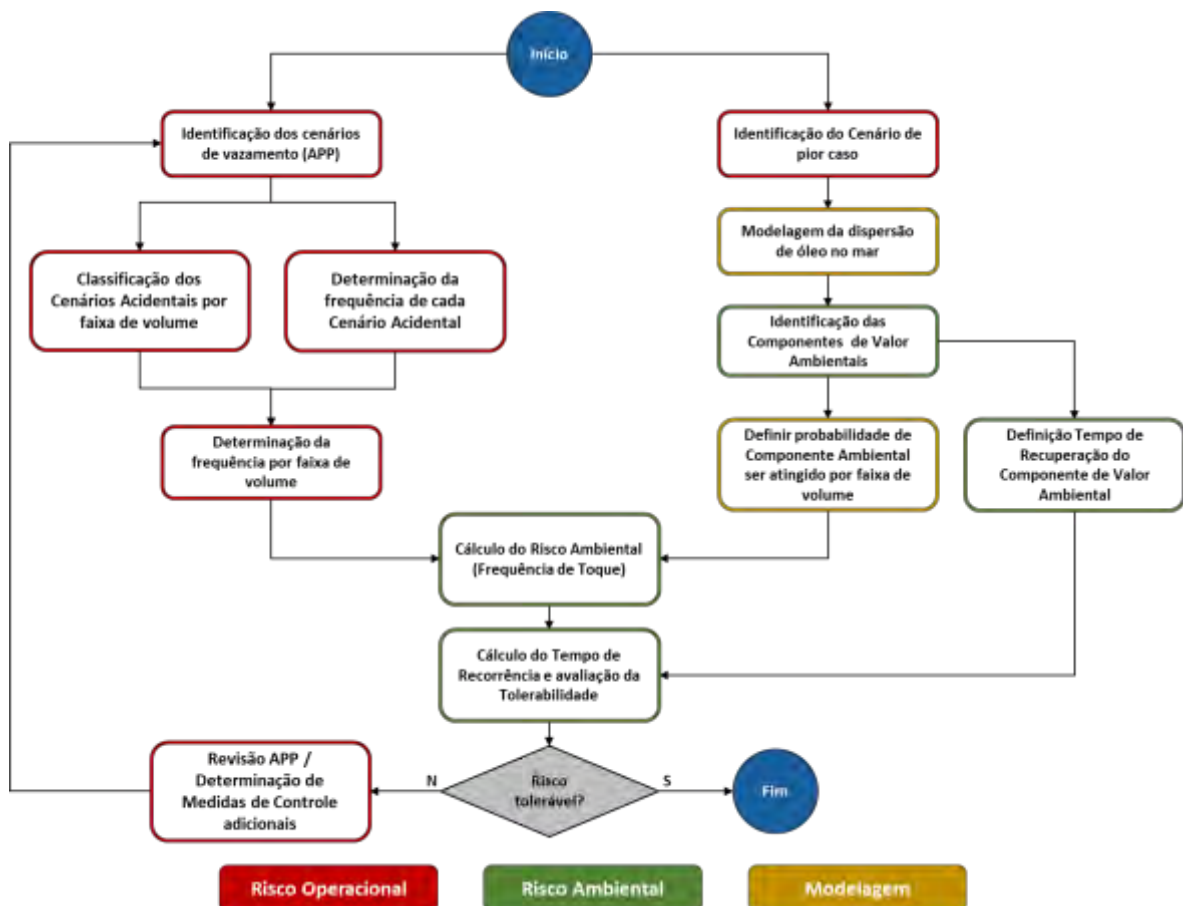


Figura II.9 - 2: Fluxograma para a elaboração da Análise de Risco Ambiental.

Cada uma das etapas dessa metodologia será apresentada em detalhes a seguir.

- **IDENTIFICAÇÃO DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS**

Um cenário acidental é definido como um evento ou sequência de eventos, não proposital, que tenham consequências indesejáveis. O levantamento dos cenários acidentais foi realizado através de uma Análise Preliminar de Perigos (APP). A APP deste Estudo possui como foco cenários de vazamentos de produtos químicos com potenciais danos ambientais.

A APP é uma técnica indutiva estruturada para identificar os principais perigos e situações acidentais, suas possíveis causas e consequências, avaliar seus riscos, e propor recomendações.

Um perigo é definido como uma característica do sistema, ou seja, uma condição física ou química com potencial de causar danos às pessoas, à propriedade e ao meio ambiente. Na APP são identificados os perigos presentes na unidade de perfuração e suas embarcações/instalações de apoio que podem resultar em liberação de hidrocarbonetos e/ou qualquer outro produto.

A APP é apresentada na forma de planilhas, identificando os eventos iniciadores de forma organizada e sistemática. A **Tabela II.9 - 1** apresenta o modelo da planilha utilizada neste estudo.

Tabela II.9 - 1: Modelo planilha de APP.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa:				Folha:				
Departamento:				Revisão:				
Sistema:		Subsistema:		Data:				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)/Observações (O)	CA

As colunas que compõem a planilha de APP são as seguintes:

○ **1ª Coluna: Perigo**

Perigos identificados para o subsistema/trecho de análise em estudo. Perigos são eventos acidentais com potencial para causar danos às instalações, aos operadores, público ou meio ambiente.

○ **2ª Coluna: Causa**

As causas podem envolver falhas intrínsecas dos equipamentos, fatores externos e erros humanos durante testes, operação e manutenção.

○ **3ª Coluna: Modo de Detecção**

A detecção da ocorrência do perigo pode ser através de sensores, instrumentação ou percepção humana.

○ **4ª Coluna: Consequências (Efeitos)**

Principais consequências acidentais envolvendo substâncias tóxicas ou inflamáveis, tais como incêndios, explosões, poluição ambiental, etc.

○ **5ª Coluna: Categoria de Frequência**

Corresponde à indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência de cada cenário acidental identificado. As categorias de frequência utilizadas neste trabalho encontram-se apresentadas na **Tabela II.9 - 2**.

Tabela II.9 - 2: Categorias de frequência.

CATEGORIAS DE FREQUÊNCIA			
Categoria	Denominação	Frequência (ano ⁻¹)	Características
A	Extremamente Remota	$F < 10^{-4}$	Não deverá ocorrer durante a vida útil da instalação. Não há registro anterior de ocorrência para as condições operacionais da análise.
B	Remota	$10^{-4} \leq F < 10^{-3}$	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação.
C	Ocasional	$10^{-3} \leq F < 10^{-2}$	Improvável de ocorrer durante a vida útil da instalação.
D	Provável	$10^{-2} \leq F < 10^{-1}$	Provável de ocorrer durante a vida útil da instalação.
E	Frequente	$F \geq 10^{-1}$	Esperado ocorrer pelo menos uma vez durante a vida útil da instalação.

Legenda: F - Frequência

○ **6ª Coluna: Categoria de Severidade**

É a indicação qualitativa do grau de severidade das consequências de cada cenário acidental identificado. As categorias de severidade utilizadas neste trabalho encontram-se

apresentadas na **Tabela II.9 - 3**. Tal abordagem adotada permite classificar a severidade por faixa de volume de todos os cenários que possuem possibilidade de atingir o mar. Todos esse cenários são considerados na análise de probabilidade de toque dos CVAs mediante análise das modelagens por faixa de volume (8 m³, 200 m³ e de pior caso) para posterior cálculo do risco ambiental e avaliação de tolerabilidade, em linha com os outros estudos já submetidos pela Petronas a esta Coordenação.

Tabela II.9 - 3: Categorias de severidade.

CATEGORIAS DE SEVERIDADE		
Categoria	Denominação	Características
I	Menor	Vazamentos de até 8 m ³ ($0 < V \leq 8 \text{ m}^3$).
II	Média	Vazamentos entre 8 m ³ e 200 m ³ ($8 < V \leq 200 \text{ m}^3$).
III	Crítica	Vazamentos maiores que 200 m ³ e menores que 11.200 m ³ ($200 < V \leq 11.200 \text{ m}^3$).
IV	Catastrófica	Vazamentos acima de até 11.200 m ³ ($V > 11.200 \text{ m}^3$).

Legenda: V: Volume

○ **7ª Coluna: Categoria de Risco**

Nessa coluna é apresentada, para cada cenário accidental, a indicação qualitativa do nível de risco, o qual é definido pela combinação da frequência de ocorrência de um determinado evento com as suas consequências (severidades) à vida humana e ao meio ambiente. A categoria de risco é definida a partir de uma matriz, tendo em vista as indicações anteriores das categorias de frequência e gravidade. A matriz utilizada neste trabalho para classificação de risco dos cenários accidentais encontra-se apresentada na **Tabela II.9 - 4**.

Tabela II.9 - 4: Matriz para Classificação de Risco.

MATRIZ DE RISCO					
		Categoria de Severidade			
		I - Menor	II - Média	III - Crítica	IV - Catastrófica
Categoria de Frequência	A – Extremamente Remota	Risco Baixo	Risco Baixo	Risco Baixo	Risco Médio
	B – Remota	Risco Baixo	Risco Baixo	Risco Médio	Risco Médio
	C – Ocasional	Risco Baixo	Risco Médio	Risco Médio	Risco Alto
	D - Provável	Risco Médio	Risco Médio	Risco Alto	Risco Alto
	E - Frequente	Risco Médio	Risco Alto	Risco Alto	Risco Alto

○ **8ª Coluna: Recomendações (R)/Observações (O)**

Recomendações de medidas preventivas e/ou mitigadoras que devem ser tomadas para diminuir a frequência de ocorrência e/ou a severidade do cenário accidental.

○ **9ª Coluna: Cenário Acidental**

Número de identificação do cenário acidental.

● **VOLUME DE ÓLEO LIBERADO**

Para a determinação dos volumes vazados em cada um dos cenários acidentais avaliados neste estudo, foram utilizadas as diretrizes da CONAMA 398/08 conforme descrito na **Tabela II.9 - 5**. Estas diretrizes também são utilizadas para determinar o volume associado ao cenário de pior caso.

Tabela II.9 - 5: Determinação do volume vazado.

DETERMINAÇÃO DO VOLUME VAZADO	
Tanques, equipamentos de processo e outros reservatórios	
$V = V_1$	V_1 : Capacidade máxima do tanque, equipamento de processo ou reservatório.
Dutos	
$V = (T_1 + T_2) * Q + V_1$	T_1 : Tempo de detecção do derramamento; T_2 : Tempo entre a detecção do derramamento e a interrupção da operação de transferência; Q : Vazão máxima de operação do duto; V_1 : Volume remanescente no duto após a interrupção da operação de transferência.
Plataformas de perfuração	
$V = V_1$	V_1 : Volume diário estimado decorrente da perda de controle do poço de maior vazão associado à plataforma x 30 dias*.
Operação de carga e descarga	
$V = (T_1 + T_2) * Q$	T_1 : Tempo de detecção do derramamento; T_2 : Tempo entre a detecção do derramamento e a interrupção da operação de transferência; Q : Vazão máxima de operação.

(*) No caso do presente estudo, há somente um poço (Mola-1) associado à plataforma, sendo a vazão deste poço (24.811,6 m³/dia) utilizada para determinação do volume de óleo vazado.

Fonte: CONAMA 398/08

➤ **DETERMINAÇÃO DA FREQUÊNCIA POR FAIXA DE VOLUME VAZADO**

Após a identificação e quantificação do volume vazado e da frequência de ocorrência dos cenários acidentais, estes devem ser agrupados em faixas de volume vazado. A organização destas faixas é determinada pela CONAMA 398/08 da seguinte maneira:

- **Pequeno Vazamento (Faixa 1):** Volume Vazado $\leq 8 \text{ m}^3$;
- **Médio Vazamento (Faixa 2):** $8 \text{ m}^3 < \text{Volume Vazado} \leq 200 \text{ m}^3$;
- **Grande Vazamento (Faixa 3):** Volume Vazado $> 200 \text{ m}^3$.

Com a frequência de ocorrência de cada cenário acidental definida é possível determinar as frequências de vazamento para cada faixa de volume, definidas como a soma da frequência de cada cenário acidental identificado na mesma faixa, conforme a **Equação II.9 - 1**.

$$F_v = \sum_{i=1}^n f_{CA(v)} \quad \text{Equação II.9 - 1}$$

F_v : Somatório das frequências de ocorrência dos cenários acidentais na faixa de volume “ V ”;

n : Número de Cenários Acidentais na mesma faixa de volume;

$f_{CA(v)}$: Frequência de ocorrência de cada Cenário Acidental na mesma faixa de volume “ V ”.

• PRODUTOS DA MODELAGEM DE ÓLEO

Conforme mencionado anteriormente, além das frequências de ocorrência dos cenários acidentais, os resultados da modelagem da dispersão de óleo no mar também são necessários para a obtenção do Risco Ambiental.

A partir da identificação e mapeamento dos componentes ambientais e dos resultados da modelagem de dispersão de óleo no mar, é possível calcular a probabilidade de cada componente ambiental ser atingido por óleo. O processo de identificação dos Componentes de Valor Ambiental, assim como o cálculo da probabilidade de cada componente ser atingido é apresentado no próximo item.

Os resultados da modelagem contemplam dois cenários sazonais e três faixas de volume. O relatório técnico de Modelagem de Transporte de Óleo é apresentado na íntegra no **Item II.6 (Modelagem Numérica)**.

Portanto, para o cálculo do Risco Ambiental foram considerados seis cenários simulados, os quais encontram-se representados na **Figura II.9 - 3**.

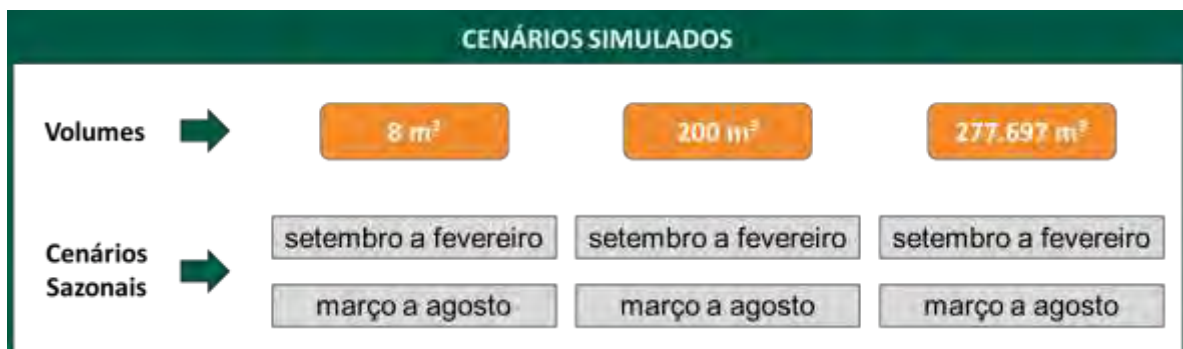


Figura II.9 - 3: Cenários considerados na modelagem de dispersão de óleo.

Nos cenários de pior caso, por tratar-se de um vazamento a partir do fundo, foi realizada uma integração dos resultados em superfície e na coluna d'água para os cálculos da probabilidade em cada CVA/SVA.

• COMPONENTES E SUBCOMPONENTES DE VALOR AMBIENTAL (CVA/SVA)

A identificação dos Componentes e Subcomponentes de Valor Ambiental (CVA/SVA) se deu a partir das informações contidas no Estudo Ambiental de Perfuração elaborado para essa atividade, principalmente aquelas constantes nos itens Síntese da Qualidade Ambiental e Análise de Vulnerabilidade.

Como condições para o estabelecimento dos CVAs considerou-se que esses componentes devam ter presença significativa na área afetada, ser vulneráveis à poluição por óleo e deverão atender aos seguintes critérios:

- Ser importante (e não apenas financeiramente) para a população local, ou
- Ter interesse nacional ou internacional, ou
- Ter importância ecológica.

Além disso, a CGPEG/DILIC/IBAMA orienta que estes componentes sejam comunidades biológicas (ex: aves marinhas, mamíferos aquáticos, tartarugas marinhas, etc.) ou ecossistemas (ex: manguezais, recifes de corais, etc.). Por fim, em adição aos critérios citados acima, deverá ser considerada a presença de espécies endêmicas ou ameaçadas de extinção.

Vale ressaltar que uma comunidade biológica pode ser definida por populações de diferentes espécies vivendo e interagindo em uma área e, ecossistema, por sua vez, é a interação de uma comunidade com seu meio físico e energia (PRIMACK & RODRIGUES, 2001; MILLER JR., 2007).

Uma vez que os CVAs foram identificados, realizou-se o mapeamento deles em termos de área de abrangência, utilizando-se informações disponíveis na literatura, entidades e órgãos ambientais, como também no próprio estudo ambiental desenvolvido. A bibliografia específica utilizada para o mapeamento de cada componente será fornecida nos resultados.

Os resultados deste mapeamento foram sobrepostos aos resultados das modelagens de deriva de óleo para o cálculo das probabilidades de toque de óleo nos componentes de valor ambiental, em cada um dos cenários identificados.

A probabilidade de presença de óleo foi calculada para cada CVA/SVA nas seis situações de derrame de óleo simuladas por modelagem (3 faixas de volume vazado e 2 períodos). O cálculo da probabilidade de presença de óleo para cada CVA/SVA com distribuição dispersa,

constitui uma média ponderada da probabilidade pela área de interseção dos elementos de grade atingidos pelo óleo em cada CVA/SVA, por faixa de volume e por cenário sazonal, conforme a **Equação II.9 - 2**.

$$Prob(i, v) = \frac{\sum_{j=1}^n (P_{j,v} \cdot A_j)}{\sum_{j=1}^n A_j} \quad \text{Equação II.9 - 2}$$

Prob(i,v): Probabilidade de o óleo atingir o CVA “i” considerando a faixa de volume “v”;

i: Identificação do CVA;

v: Faixa de volume;

n: Número de elementos de grade com probabilidade de presença de óleo dentro do CVA “i”;

j: Elemento de grade;

P_{j,v}: Probabilidade de presença de óleo no elemento da grade “j” dentro da faixa de volume “v”;

A_j: Área do elemento de grade “j”.

No caso do CVA/SVA de distribuição fixa/restrita, em função de apresentar distribuição restrita e alto grau de dependência de uma área específica, utiliza-se a maior probabilidade de toque de óleo encontrada.

Cada elemento de grade tem um valor de probabilidade de presença de óleo e uma área correspondente, conforme exemplificado na **Figura II.9 - 4**.

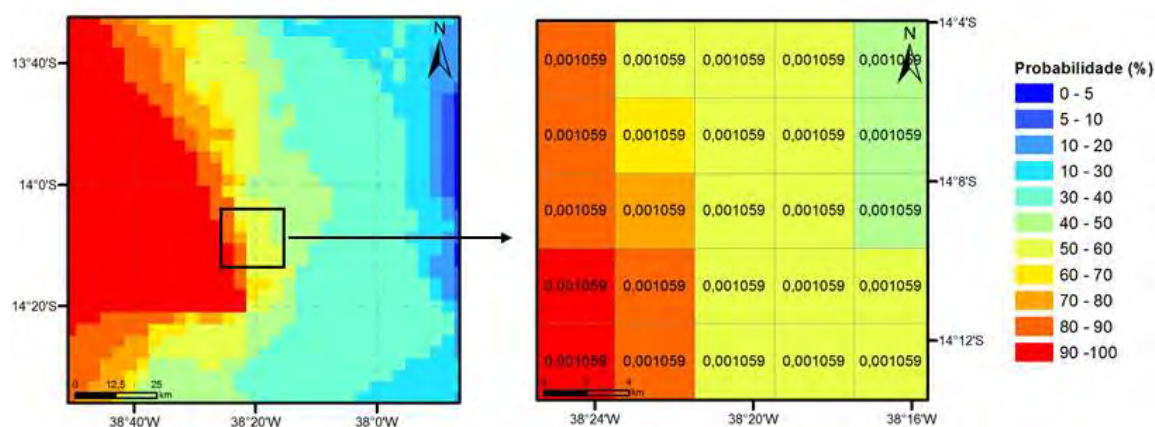


Figura II.9 - 4: Representação esquemática de um cenário probabilístico, detalhando à direita os valores de área em cada elemento de grade com suas respectivas cores representando a probabilidade.

• RISCO AMBIENTAL

Uma vez aferidas as frequências de ocorrência dos cenários acidentais e as probabilidades de cada CVA ser atingido por óleo, calcula-se o risco ambiental para cada componente, em cada faixa de volume e cenário sazonal, conforme a **Equação II.9 - 3**.

$$RA(i, v, p) = F_v \cdot Prob(i, v, p)$$

Equação II.9 - 3

RA (i, v, p): Risco Ambiental do CVA “i” dentro da faixa de volume vazado “v” e período “p”;

i: Identificação do CVA;

v: Faixa de volume;

p: Cenário sazonal ou período;

F_v: Somatório das frequências de ocorrência dos cenários acidentais na faixa de volume “v”;

Prob (i, v, p): Probabilidade de o óleo atingir o CVA “i” para a faixa de volume vazado “v” e período “p”.

A **Tabela II.9 - 6** exemplifica o resultado encontrado para cada componente em cada faixa de volume para um cenário sazonal.

Tabela II.9 - 6: Exemplo de resultado encontrado após o Cálculo do Risco Ambiental (RA) para cada Componente.

CVA/SVA	8 m³		200 m³		>200 m³	
	Período 1	Período 2	Período 1	Período 2	Período 1	Período 2
X	RA _{x, 8, P1}	RA _{x, 8, P2}	RA _{x, 200, P1}	RA _{x, 200, P2}	RA _{x, >200, P1}	RA _{x, >200, P2}
Y	RA _{y, 8, P1}	RA _{y, 8, P2}	RA _{y, 200, P1}	RA _{y, 200, P2}	RA _{y, >200, P1}	RA _{y, >200, P2}
Z	RA _{z, 8, P1}	RA _{z, 8, P2}	RA _{z, 200, P1}	RA _{z, 200, P2}	RA _{z, >200, P1}	RA _{z, >200, P2}
n

Ao final, os riscos calculados por faixa de volume deverão ser somados, a fim de exprimir o risco de um componente ser atingido por qualquer volume de óleo para cada cenário sazonal e, a partir desses valores, será definido o risco total a partir da seguinte fórmula.

$$RA(i, p) = \sum_{x=1}^n RA(i, v, p)$$

Equação II.9 - 4

$$RA_T(i) = 0,5 \cdot RA(i, p = 1) + 0,5 \cdot RA(i, p = 2)$$

RA_T (i): Risco Ambiental Total do CVA i;

RA (i, p): Risco Ambiental do CVA “i” no período “p”;

RA (i, v, p): Risco Ambiental do CVA “i”, para a faixa de volume vazado “v” e período p;

i: Identificação do CVA;

v: Faixa de volume;

p: Cenário sazonal ou período;

O risco ambiental total representa o somatório da contribuição do risco ambiental calculado para cada cenário sazonal (com duração de 6 meses cada) para o risco anual de cada CVA/SVA. Por isso, o valor encontrado para o risco ambiental total será utilizado como referência para a definição do Tempo de Ocorrência e da Tolerabilidade conforme descrito mais à frente.

- **TEMPO DE RECUPERAÇÃO**

O tempo de recuperação de cada CVA, essencial para o cálculo da tolerabilidade, foi obtido com base nas informações disponíveis em bibliografias especializadas, tanto nacionais quanto internacionais.

É digno de nota que diversos autores trabalharam definições para o que se entende como tempo de recuperação, como PARKER & MAKI (2003), KINGSTON (2002), JOHN & ROBILIARD (1997), entre outros. Além disso, os termos de referência emitidos pelo próprio IBAMA estabelecem como definição que tempo de recuperação é “o tempo que o componente, após ser atingido, levaria para se recompor aos níveis anteriores à exposição por óleo”.

A despeito das definições com relação à recuperação, algumas considerações relativas a tempos de recuperação são necessárias, tais como:

- Muitos dos recursos afetados pelos vazamentos possuem uma limitação de informações quanto ao seu *status* anterior aos acidentes. Adicionalmente, alguns dos dados pertinentes são resultados de uma amostragem limitada que, consequentemente, produz grandes intervalos de confiança ao redor das estimativas populacionais (EVOSTC, 2010);
- A distribuição dos animais é um desafio para se conseguir uma contagem acurada dos tamanhos populacionais (especialmente para os mais móveis, como peixes, aves e mamíferos marinhos). A maior parte das estimativas populacionais tem uma ampla variabilidade associada aos dados;
- É extremamente difícil separar o que é um efeito prolongado de um acidente do que são mudanças naturais ou causadas por fatores não relacionados ao vazamento de óleo;
- É impossível afirmar o quanto uma comunidade que tenha se recuperado de um vazamento de óleo é a mesma, ou diferente, da que teria persistido na ausência do óleo (KINGSTON, 2002);
- A escala geográfica de estudos conduzidos ao longo dos anos tem variado entre os recursos, e esta disparidade deve ser considerada quando os dados são interpretados e aplicados os resultados para o *status* de recuperação. Alguns estudos foram

realizados em uma grande escala espacial (e.g. BARTH, 2002; DICKS, 1998, HEUBECK *et al.*, 2003, entre outros) para responder às preocupações de populações e ecossistemas, enquanto outros estudos foram focados em exposição localizada e efeitos do óleo (e.g. BOERTMANN & AASTRUP, 2002; CARLS *et al.*, 2001; EPA, 1999; entre outros);

- O tempo de recuperação estabelecido para cada CVA não é necessariamente fixo, ou seja, o ambiente e as características da atividade que será realizada irão contribuir para o estabelecimento mais apropriado do tempo de recuperação para cada componente, que pode variar de estudo para estudo;
- Não se pode considerar um valor de tempo de recuperação igual para vazamentos que se originam perto da costa e para aqueles que se originam longe da costa, uma vez que no segundo caso o óleo sofre o processo de intemperização antes de atingir o litoral, chegando menos tóxico a este ambiente (KINGSTON, 2002);
- Se uma área é suprimida de sua fauna, esta pode se recuperar através do recrutamento de populações próximas (KINGSTON, 2002);
- A existência de algumas espécies ameaçadas dentro da comunidade (valor não significativo), por si só, não aumenta o tempo de recuperação da comunidade como um todo, até porque o tempo de recuperação estabelecido neste estudo é uma estimativa entre o pior e o melhor casos.

Os detalhes dos valores encontrados e da bibliografia consultada estão descritos no item de resultados.

• TEMPO DE OCORRÊNCIA

O Tempo de Ocorrência, o qual corresponde a outro fator essencial para o cálculo da tolerabilidade, pode ser definido como o espaço de tempo, em anos, entre a ocorrência de eventos de vazamentos de óleo no mar, em cada faixa de volume e cenário sazonal que, potencialmente, causariam danos a um determinado CVA. Desta forma, o tempo de ocorrência está relacionado com a frequência de ocorrência dos cenários acidentais em cada faixa de volume e com a probabilidade de o óleo atingir cada CVA podendo, portanto, ser definido como o inverso do Risco Ambiental, conforme a equação abaixo:

$$Tempo\ Ocorrência(i) = \frac{1}{RA_T(i)} \quad \text{Equação II.9 - 5}$$

Tempo Ocorrência (i): Tempo de Ocorrência de um vazamento atingir o CVA “i”;

RA_T (i): Risco Ambiental Total do CVA i;

i: Identificação do CVA.

Simplificadamente, o Tempo de Ocorrência pode ser considerado como o tempo total que um dado CVA teria para se recuperar dos potenciais danos causados por um dado vazamento de óleo até que um segundo vazamento de óleo viesse a ocorrer.

- **TOLERABILIDADE**

Uma vez estabelecido o Tempo de Recuperação e os valores de Risco Ambiental para cada CVA, a Tolerabilidade pode ser calculada. A NORSOK Standart Z-013 (2010) afirma que:

“A recuperação seguida de um dano ambiental para os recursos mais vulneráveis deve ser insignificante em relação ao período esperado entre a ocorrência destes danos”.

Desta forma, considera-se que o Tempo de Recuperação de um componente ambiental deve ter uma duração insignificante quando comparada ao período esperado de ocorrência destes danos. Partindo-se deste princípio, a Tolerabilidade é calculada levando-se em consideração a relação entre o Tempo de Recuperação definido para cada CVA e o tempo de ocorrência do dano, conforme a equação abaixo.

$$Tolerabilidade(i) = \frac{Tempo\ de\ Recuperação\ (i)}{Tempo\ de\ Ocorrência\ (i)} \cdot 100\%$$

Equação II.9 - 6

Tempo de Recuperação (i): Tempo de recuperação do CVA “i” após ser atingido por um vazamento de óleo;

Tempo de Ocorrência (i): Tempo de ocorrência de um vazamento atingir um CVA “i”;

i: Identificação do CVA.

Portanto, a Tolerabilidade foi calculada para cada CVA, considerando as modelagens de dispersão de óleo elaboradas, totalizando um resultado para cada CVA.

A Tolerabilidade pode ser entendida como um limite no qual os riscos são aceitáveis e a relação estabelecida deve variar de componente para componente. Conforme determinação da COEXP/CGMAC/DILIC/IBAMA, em caso de ocorrência de risco intolerável, os procedimentos e instalações que originaram o quadro de riscos e cenários acidentais devem ser revistos e novos cálculos realizados, até que o risco ambiental seja considerado tolerável.

Destaca-se que, para todos os cálculos realizados nessa Análise de Risco Ambiental, não são consideradas as medidas preventivas e de contingência a vazamentos adotadas pela empresa, tampouco as ações de resposta a derrames de óleo no mar previstas no Plano de Emergência Individual (PEI).

II.9.1 Descrição das Instalações

Para a execução da atividade de perfuração marítima no Bloco C-M-715, está prevista a utilização dos seguintes tipos de instalações:

- Sistema submarino;
- Uma unidade de perfuração, tipo navio sonda com posicionamento dinâmico;
- Embarcações de apoio; e
- Transporte Aéreo.

A seguir são apresentadas a descrição dos principais sistemas essenciais para a execução da atividade de perfuração, para cada uma das instalações previamente listadas.

II.9.1.1 Sistema Submarino

Conforme citado anteriormente, o empreendimento envolve a perfuração de um poço exploratório no Bloco C-M-715 (Foca-1), com possibilidade de perfuração de mais dois poços de contingenciais (Foca-2 e Foca-3), a uma profundidade final em torno de 6.960m e com uma distância da costa variando entre 246 a 259m (**Figura II.9 - 5**).

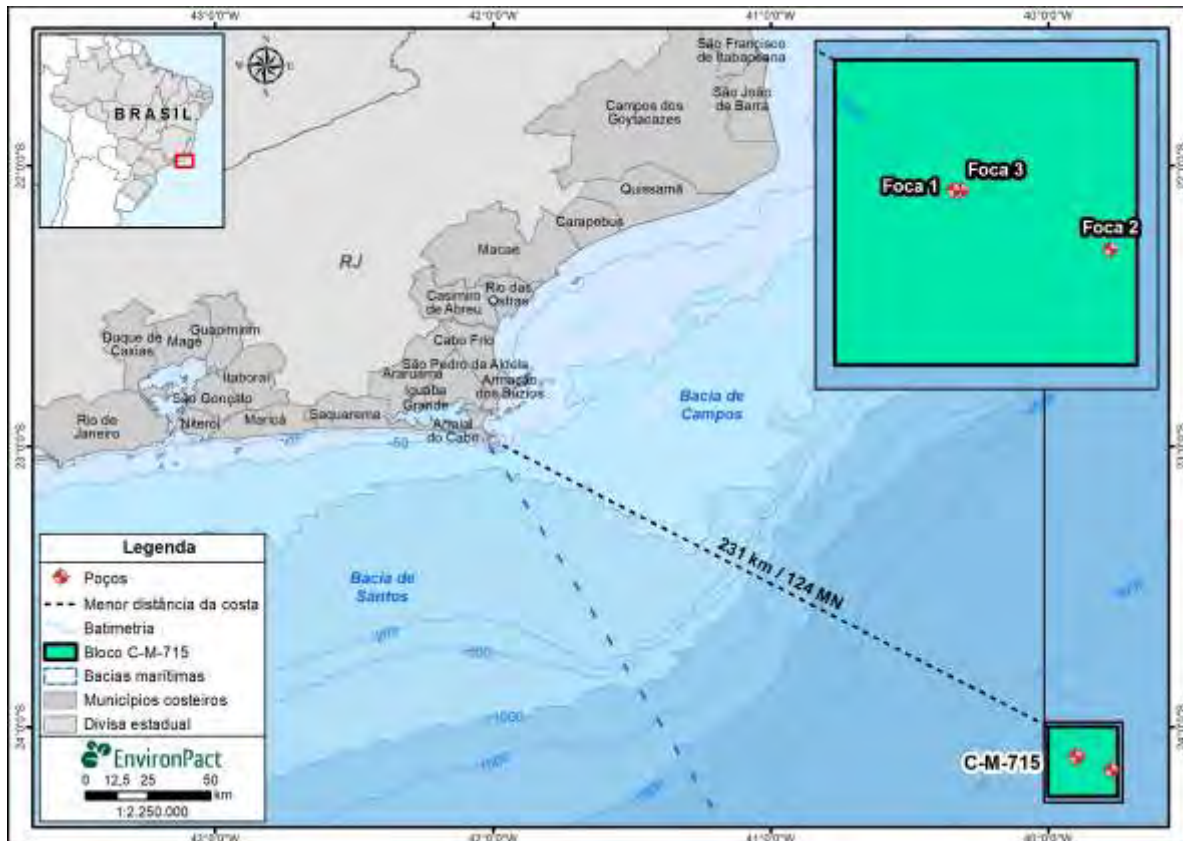


Figura II.9 - 5: Localização dos poços no Bloco C-M-715, na Bacia de Campos.

Estes poços estão planejados para serem perfurados individualmente, em 5 (cinco) fases, não sendo previstas perfurações simultâneas.

Tabela II.9 - 7: Caracterização das fases de perfuração dos poços.

Fase de Perfuração	Caracterização
I	Perfurada e alargada para 42" e revestida e cimentada com condutor de 36".
II	Perfurada em 26" e revestida e cimentada com revestimento de 22".
III	Perfurada em 18 1/8", alargada para 22" e revestida e cimentada com revestimento intermediário tipo <i>liner</i> de 18".
IV	Perfurada em 16 1/2" e revestida e cimentada com revestimento de produção de 14".
V	Perfurada em 12 1/4". Fase final do poço. Em caso de descoberta de hidrocarbonetos o <i>liner</i> de 9 5/8" será instalado.

Nas fases a serem perfuradas sem *riser* (Fases I e II) serão utilizados fluidos de perfuração de base aquosa. Nas demais fases, a PPBL planeja utilizar fluido de base não aquosa (fluido de base sintética, em conformidade com as regulamentações atuais), com retorno deste fluido e dos cascalhos para a superfície em sistema fechado.

Destaca-se que durante a fase de planejamento de perfuração dos poços, serão analisados os parâmetros sísmicos e correlacionados a outros poços e/ou blocos com similaridade

geológica, geofísica e batimétrica. Esta análise possui como objetivo principal minimizar incertezas relacionadas a fatores de riscos geológicos, por exemplo: prever a ocorrência de zonas de pressão anormal, formações não consolidadas e arenitos permeáveis. Adicionalmente, esta avaliação auxilia na redução da possibilidade de ocorrência de problemas durante a perfuração como, por exemplo, perfuração em zonas com bolsões de gás rasos (*shallow gas*), fraturamento de formações ou influxos indesejáveis (IBAMA,2010).

A seguir apresenta os principais critérios de segurança para mitigar os riscos de uma eventual perda de controle de poço.

➤ MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS PARA CONTROLE DE POÇO

A indústria de óleo & gás, durante a perfuração de um poço, segue padrões e procedimentos de segurança/medidas preventivas com o objetivo de garantir o controle de poço, monitorando e prevenindo eventuais influxos de fluidos do reservatório (*kick*) e otimizando ações de resposta. O descontrole de poço pode resultar em um evento de *blowout*, que possui potencial para causar danos graves aos trabalhadores, ao meio ambiente e as instalações/operações.

Os principais procedimentos de segurança e medidas preventivas /mitigadoras a serem seguidos durante as atividades de perfuração para garantir o controle de poço são:

- Planejar e implantar medidas, objetivando o gerenciamento da efetividade e integridade do conjunto solidário de barreiras do poço, a exemplo de:
 - Realização de testes de absorção (*leak off test*) e/ou integridade da formação e do revestimento após o fim das operações de descida e cimentação de revestimento (NORSOK, 2004);
 - Programação de volume adequado de fluido de perfuração, garantindo a presença permanente de reserva de segurança (IBAMA,2010);
 - Cálculo adequado da densidade do fluido de perfuração para garantir pressão do fluido maior que a pressão do reservatório, assim como gerenciamento operacional da produção do mesmo;
 - Uso do BOP (*Blowout Preventer* - Preventor de *Blowout*) apropriado para conter e controlar qualquer influxo indesejável, circulando-o para fora do poço e, depois, ajustando a densidade do fluido de perfuração para suportar a nova pressão de formação. O BOP deve cumprir os requerimentos necessários para realizar o fechamento do poço em tempo adequado. A pressão e a temperatura do BOP devem ser monitoradas através de sistema na superfície;

- Teste do BOP antes de sua descida na superfície (no momento da primeira descida e conexão com a cabeça de poço), após a descida e cimentação de um novo revestimento, e frequentemente a cada 21 dias, incluindo *manifolds* e válvulas de segurança conforme API standard 53;
- Planejar e implantar medidas visando a identificação do *kick* (precursor do *blowout*), a exemplo de:
 - Monitoramento da pressão de poros e fratura durante a perfuração das diversas fases ou seções do poço. Este monitoramento permite detectar a existência de uma formação com pressão anormal e pode ser realizado por métodos geofísicos, parâmetros de perfuração e do fluido de perfuração (ex. volume, fluxo de retorno), análise de cascalhos (ex. angulosidade, tamanho e densidade), perfilagem (LWD – ex. resistividade, perfis sônicos) através de sistemas da sonda e unidades de *mud logging* (IBAMA,2010);
 - Utilização de sensores de detecção de gás e cromatografia gasosa, além do recurso de *mud logging* para detectar possíveis influxos (IBAMA,2010);
 - Durante remoção da coluna ou paradas de perfuração e conexões, deve ser realizada a verificação da estabilidade do nível do fluido de perfuração no anular, analisando a existência de perda excessiva e influxo de fluido;
- Planejar e implantar medidas visando controlar o poço no caso de um *kick* e mitigar consequências de um eventual *blowout*, a exemplo de:
 - Manter estoque de material de contingência na sonda para uso, caso seja necessário combater uma perda excessiva de fluido de perfuração para a formação ou peso insuficiente do fluido de perfuração (ex. estocagem adicional de baritina na sonda para garantir aumento o peso do fluido de perfuração, caso necessário) (IBAMA,2010) (NORSOK, 2004);
 - Realização periódica de treinamento realístico de detecção e controle de perda de barreiras de poço (*kick*) para as equipes envolvidas na perfuração, com o objetivo de capacitá-las para controle do poço e adequar suas capacidades de reação em situações inesperadas, visando atingir tempos de resposta suficientes (IBAMA,2010) (NORSOK, 2004);
 - Estabelecimento de Plano de Contingência para *blowout*, considerando: estratégias para fechamento dos poços, equipamentos/pessoas/serviços necessários, medidas para limitar as consequências de *blowout* e Guia para normalização das operações (NORSOK, 2004);

- Em caso de detecção de um influxo indesejável no poço (*kick*), o procedimento imediato para operações convencionais deve ser parar a perfuração e fechar o BOP.

II.9.1.2 Unidade de Perfuração, Tipo Navio Sonda com Posicionamento Dinâmico

A unidade marítima a ser utilizada será um navio-sonda, com capacidade para operar em lâminas d'água de até 3.600 m. O navio-sonda é dotado de sistema de posicionamento dinâmico, de equipamentos para o controle do poço, equipamentos gerais de segurança pessoal e de prevenção à poluição, além de todos os equipamentos pertinentes às atividades de perfuração propriamente dita.

A características principais da plataforma são apresentadas na Descrição da Unidade Marítima (DUM), disponibilizada no **ANEXO A**, onde são caracterizados os principais sistemas, subsistemas e componentes da unidade de perfuração, incluindo recursos de segurança como sistema de controle do poço, sistemas de detecção de gases e os equipamentos de combate a incêndio, e nos Fluxogramas de Engenharia, disponibilizados no **ANEXO B**.

II.9.1.3 Embarcações de Apoio

Para atender a um conjunto de regulamentos nacionais e internacionais voltados para a segurança das instalações, as embarcações utilizadas deverão passar por um processo de inspeções e vistorias de bioincrustação e identificação de espécies exóticas. As embarcações só poderão operar se forem devidamente certificadas por sociedades classificadoras.

Para o apoio logístico à atividade de perfuração no Bloco C-M-715 serão utilizadas duas embarcações, do tipo PSV (*Platform Support Vessel*). A estimativa de tráfego de embarcações entre as bases de apoio marítimo e o Bloco C-M-715 é de 18 viagens mensais (ida e volta) no total.

As embarcações que serão utilizadas para a execução das atividades no Bloco C-M-715 ainda não foram selecionadas. Dessa forma, para a elaboração da análise de risco, considerou-se sistemas e capacidade de armazenamento típicas de embarcações utilizadas em atividades semelhantes. A **Tabela II.9 - 8** apresenta as capacidades de armazenamento consideradas.

Tabela II.9 - 8: Capacidades de armazenamento e vazão de transferência típicas de embarcações de apoio.

Produto	Capacidade Total de Armazenamento (m³)	Vazão de Transferência (m³/h)
Óleo Diesel/ Combustível	1.600	200
Fluido de Perfuração Sintético	1.500	200
Óleo Base	400	200
Granel Sólido	400	-

A base selecionada para suporte logístico à atividade é a Wilson Sons (antiga Brasco), localizada nos municípios de Niterói/RJ (base primária) e Rio de Janeiro/RJ (base secundária). A **Figura II.9 - 6** ilustra a rota de navegação das embarcações até as bases marítimas previstas.

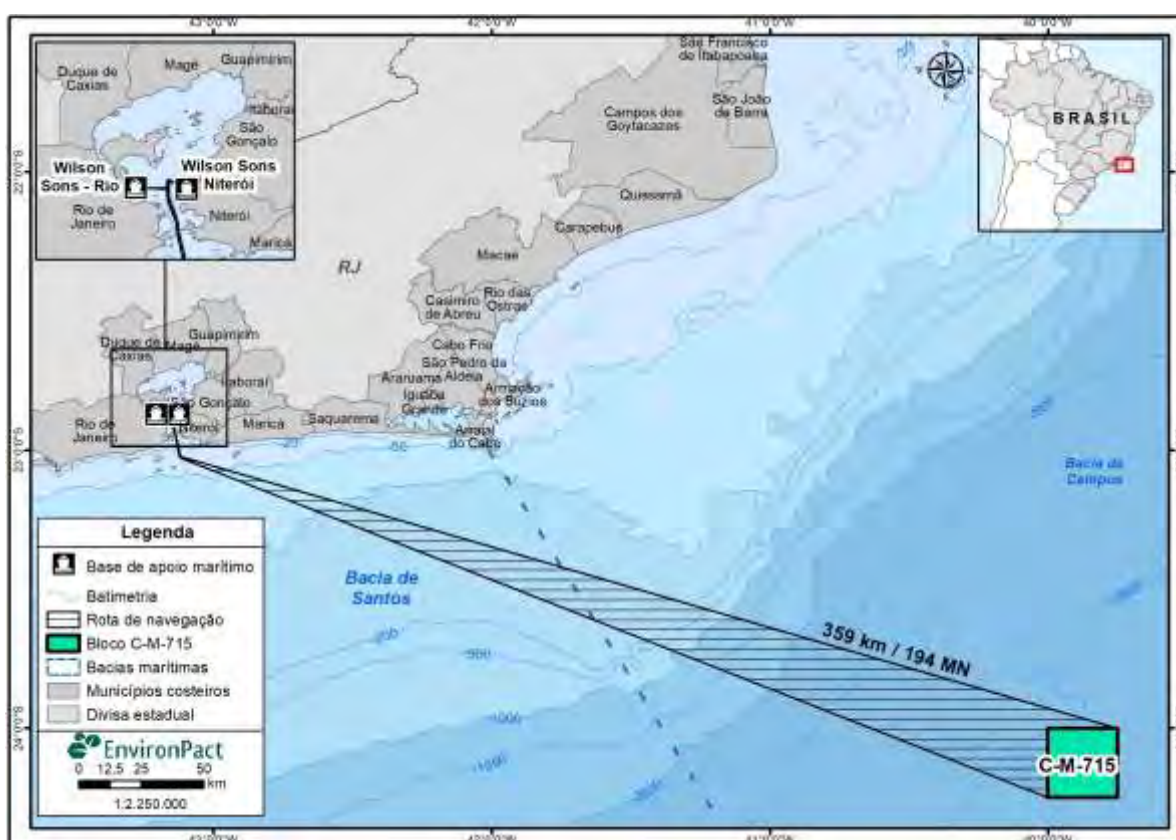


Figura II.9 - 6: Rota das embarcações de apoio até o Bloco C-M-715, Bacia de Campos.

II.9.1.4 Aeronaves

Para a base de apoio aéreo estão sendo considerados as seguintes opções:

- Aeroporto de Jacarepaguá – Rio de Janeiro/RJ;
- Aeroporto de Macaé - Macaé/RJ.

O transporte de passageiros para a unidade de perfuração ocorrerá a partir de voos de helicópteros. Estão previstos, inicialmente, até 24 voos mensais (ida e volta) no total para o transporte de passageiros (aeronaves do tipo S92).

A **Figura II.9 - 7** ilustra a rota que será utilizada pelas aeronaves até as bases aéreas previstas.

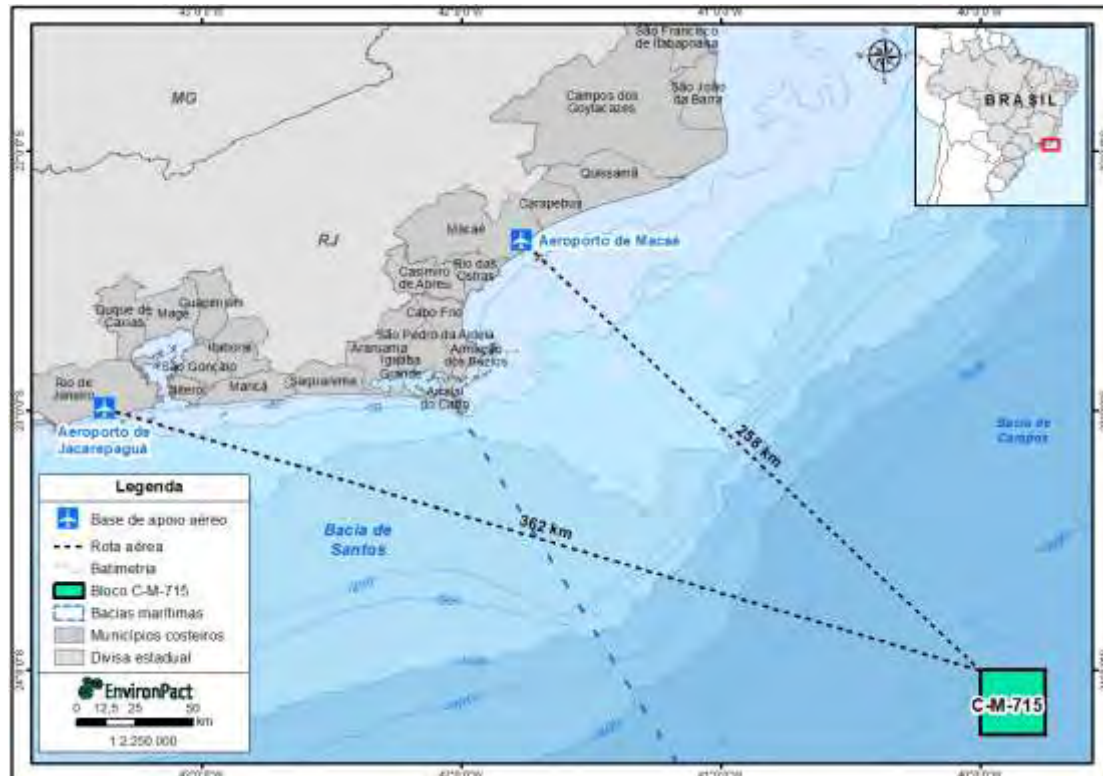


Figura II.9 - 7: Rota estimada das aeronaves até o Bloco C-M-715, Bacia de Campos.

II.9.2 Análise Histórica de Acidentes Ambientais

A análise histórica de acidentes ambientais consiste em um levantamento dos acidentes ocorridos em atividades e unidades marítimas similares; avaliadas neste estudo. Este levantamento considera acidentes que ocorreram pelo mundo e busca descrever, sempre que disponível, os desdobramentos dos acidentes. A descrição dos acidentes apresentados inclui:

- Tipologia accidental;
- Causas dos acidentes;
- Consequências e magnitude do Impacto Ambiental causado; e
- Dados estatísticos.

O objetivo da análise histórica é avaliar os cenários accidentais mais comuns da indústria de óleo e gás, internacional e nacional, para enriquecer a análise de risco proposta por este estudo.

II.9.2.1 Banco de Dados Utilizados

A identificação dos possíveis cenários acidentais, assim como as frequências de ocorrência e taxas de falha de equipamentos, foi feita através de um levantamento de dados a partir de diversas bases, nacionais e internacionais, conforme apresentado na **Tabela II.9 - 9**.

Tabela II.9 - 9: Bancos de Dados Consultados para a Análise de Riscos Ambientais.

#	Banco de Dados	Descrição
1	IOPG (2010a) Report No. 434-17 <i>Risk Assessment Data Directory – Major Accidents</i>	Apresenta uma visão geral do histórico internacional de grandes acidentes na indústria de óleo e gás (<i>onshore</i> e <i>offshore</i>).
2	IOPG (2022) <i>Safety Performance Indicators – Process Safety Events -2021</i>	Compilado de dados de dados referentes à segurança de processos para diversas atividades da indústria.
3	ANP (2022) Relatório Anual de Segurança Operacional	Apresenta resultados e indicadores referentes à segurança operacional praticada nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.
4	IBAMA (2019) – Portal Brasileiro de Dados Abertos	Dados de Comunicação de Acidentes Ambientais publicados pelo IBAMA (2019) no Portal Brasileiro de Dados Abertos.
5	SINTEF Report F2804 (2016) - <i>Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies</i>	Compilado de dados referentes a acidentes de perda de contenção em poços.
6	IOPG (2019a) Report 434-02 <i>Risk Assessment Data Directory – Blowout Frequencies</i>	Apresenta uma base de dados de <i>blowouts</i> a partir de um refinamento e filtro das informações de acidentes reportados.
7	HSE (2019) – <i>Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments</i>	Banco de dados que compila diversas taxas de falha associadas a segurança de processos.
8	IOPG (2019) Report No.434-06 <i>Risk Assessment Data Directory – Ignition Probabilities</i>	Apresenta frequências de ocorrências de ignição nos cenários de liberação descontrolada de hidrocarbonetos.
9	DNV (2011) Report No. PP002916 – <i>Assessment of the Risk of Pollution from Marine Oil Spills in Australian Ports and Waters</i>	Estudo apresenta estimativas para frequências de ocorrência de cenários acidentais envolvendo embarcações.
10	IOPG (2010c) Report Nº 434-11 <i>Risk Assessment Data Directory – Aviation Transport Accident Statistics</i>	Compilado de dados de acidentes envolvendo aeronaves operando em atividades <i>offshore</i> .
11	IOPG (2019b) Report 434-04 <i>Risk Assessment Data Directory – Riser & Pipeline Release Frequencies</i>	Banco de dados que compila diversas taxas de falha associadas a perda de contenção em <i>risers</i> e dutos <i>offshore</i> .
12	IOPG (2010d) Report 434-08 <i>Risk Assessment Data Directory – Mechanical Lifting Failures</i>	Apresenta frequências de ocorrência de queda de objetos durante operações de movimentação de carga em unidades <i>offshore</i> .

Os subitens apresentados a seguir descrevem, brevemente, os bancos de dados consultados e as informações relevantes obtidas em cada um deles.

II.9.2.1.1 IOGP - Report 434-17 *Risk Assessment Data Directory - Major Accidents*

Em 2010, a *International Association of Oil and Gas Producers* publicou o relatório nº 434-17 (*Risk Assessment Data Directory - Major Accidents*). Este relatório considerou informações do *World Offshore Accident Database* (WOAD) para o período entre 1970 e 2007.

Segundo a IOGP (2010a), um grande cenário acidental é definido como um acidente que resulta em pelo menos uma das seguintes consequências:

- Danos severos ou perda total de unidades *offshore*;
- Danos à propriedade superiores a 100.000 dólares em unidades *onshore*;
- Vazamentos superiores a 1.000 barris de óleo.

Além disso, a IOGP (2010a) define danos severos e perda total da seguinte maneira:

- **Danos Severos (DS):** Danos severos a um ou mais módulos da unidade; danos grandes ou médios em estruturas de sustentação; danos críticos a equipamentos essenciais.
- **Perda Total (PT):** Perda total da unidade, incluindo perda total do ponto de vista do seguro da unidade. Entretanto, a unidade pode ser reparada e colocada em operação novamente.

Segundo a IOGP (2010a), foram registrados 703 acidentes envolvendo danos severos e 318 acidentes envolvendo perda total no período entre 1970 e 2007. A **Figura II.9 - 8** apresenta a distribuição desses acidentes ao longo do mundo. Nesta distribuição, o Brasil encontra-se na classificação “Outros”, grupo responsável por aproximadamente 15% dos acidentes registrados.

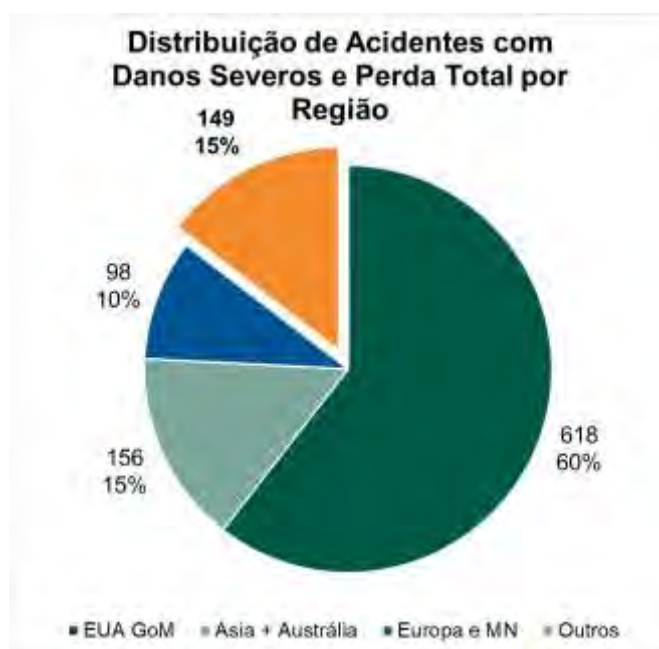


Figura II.9 - 8: Distribuição de acidentes envolvendo danos severos e perda total por região
(Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: IOGP, 2010a).

A **Figura II.9 - 9** e **Figura II.9 - 10** apresentam a distribuição desses acidentes por período operacional. Nelas, é possível observar que a fase de perfuração é responsável por aproximadamente 15% dos acidentes envolvendo danos severos e 18% dos acidentes envolvendo perda total. Em ambos os casos, a fase de perfuração é apresentada como o segundo período com maior incidência de acidentes.



Figura II.9 - 9: Distribuição de acidentes envolvendo danos severos por período operacional
(Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: IOGP, 2010a).



Figura II.9 - 10: Distribuição de acidentes envolvendo perda total por período operacional (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: IOGP, 2010a).

As **Figura II.9 - 11** e **Figura II.9 - 12** apresentam a distribuição dos acidentes registrados na fase de perfuração por tipo de unidade marítima. Nelas, é possível observar que 7 (sete) acidentes envolvendo danos severos e 3 (três) acidentes envolvendo perda total foram registrados em embarcações do tipo navio sonda. Em ambos os casos, estes valores correspondem a menos de 10% dos acidentes registrados durante atividades de perfuração.



Figura II.9 - 11: Distribuição de acidentes envolvendo danos severos durante atividades de perfuração por tipo de unidade (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: IOGP, 2010a).



Figura II.9 - 12: Distribuição de acidentes envolvendo perda total durante atividades de perfuração por tipo de unidade (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: IOGP, 2010a).

A IOGP (2010a) classifica os acidentes registrados nas seguintes tipologias acidentais:

- **Falha de ancoragem:** Problemas com as âncoras e cabos de ancoragem, dispositivos de amarração e guinchos;
- **Blowout:** Fluxo descontrolado de óleo, gás ou outros fluidos do reservatório, ou seja, perda dos Conjuntos Solidários de Barreiras (CSBs) em momento operacional onde há condições geológicas e geofísicas adequadas para o influxo de hidrocarbonetos para o poço (*kick*);
- **Emborcamento:** Perda de estabilidade transversal, resultando em virada de borco da unidade;
- **Colisão:** Contato acidental entre unidade *offshore* e embarcação marinha que está passando, quando pelo menos uma delas é propelida ou está sendo rebocada. Exemplos: navio tanque, cargueiro, barco de pesca. Também estão incluídas colisões com pontes, cais, etc., ou com embarcações engajadas na atividade de óleo e gás em outras plataformas que não a plataforma afetada e entre duas instalações offshore.
- **Guindaste:** Qualquer evento causado por ou envolvendo guindastes, gruas ou qualquer outro equipamento de içamento de carga;
- **Explosão:** Sobrepressão;
- **Queda de objetos:** Queda de carga/objetos de guindastes, gruas ou qualquer outro equipamento de içamento de carga. Também estão incluídos, nesta categoria, queda acidental de bote salva-vidas e homem ao mar;
- **Fogo:** Radiação térmica;
- **Perda de flutuabilidade ou naufrágio:** Perda de flutuabilidade ou afundamento da unidade;
- **Encalhe:** Instalação flutuante em contato com o fundo do mar;
- **Vazamento interno ao casco:** Vazamento contido no interior do casco duplo da embarcação;
- **Adernamento:** Inclinação descontrolada da unidade para um dos bordos;
- **Vazamento de líquido ou gás:** Liberação de óleo ou gás para o entorno, a partir do próprio equipamento da unidade/embarcações ou tanques, causando potencial poluição e/ou risco de explosão e/ou incêndio;
- **Falha de máquinas/propulsão:** Falha de motores ou propulsores, incluindo sistemas de controle;
- **Perda de posicionamento/À deriva:** Unidade não intencionalmente fora de sua posição esperada ou deriva fora de controle;

- **Quebra ou fadiga:** Ruptura de equipamentos ou estruturas devido à deformação, tensão ou qualquer outra ação externa;
- **Falha/Ruptura do cabo de reboque:** Rompimento do cabo de reboque;
- **Outros:** Eventos outros que não os especificados acima.

A **Tabela II.9 - 10** apresenta a distribuição dos acidentes registrados por tipologia acidental e tipo de embarcação. Nela, observa-se que as embarcações do tipo navio-sonda foram responsáveis pela menor quantidade de acidentes envolvendo danos severos ou perda total. Os acidentes envolvendo navio-sonda apresentaram as seguintes tipologias acidentais:

- *Blowout*;
- Emborcamento;
- Colisão;
- Queda de objetos;
- Encalhe;
- Quebra ou fadiga.

Tabela II.9 - 10: Distribuição de grandes eventos acidentais por tipologia acidental (1970 – 2007).

Tipologia Acidental	Auto elevatória (Jackup)		Jaqueta		Embarcações*		Semissubmersível		Navio-sonda		Outros		Total	
	DS	PT	DS	PT	DS	PT	DS	PT	DS	PT	DS	PT	DS	PT
Falha de ancoragem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Blowout	3	0	1	1	0	0	0	0	1	0	1	1	6	2
Emborcamento	29	47	79	6	0	0	0	4	1	4	80	12	189	73
Colisão	6	2	24	5	0	0	5	0	2	0	29	25	66	32
Guindaste	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Explosão	2	0	5	0	0	0	0	0	0	0	3	0	10	0
Queda de objetos	1	1	3	0	0	0	4	0	2	0	3	0	13	1
Fogo	14	10	44	16	0	0	5	3	0	0	23	11	86	40
Perda de fluabilidade ou naufrágio	11	8	9	1	0	0	1	2	0	0	12	129	33	140
Encalhe	8	3	0	0	0	0	6	1	1	0	6	6	21	10
Vazamento interno ao casco	3	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	1	5	3
Adernamento	11	3	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0	14	4
Vazamento de líquido ou gás	0	0	3	1	1	0	0	0	0	0	119	0	122	1
Falha de máquinas/propulsão	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	39	0	40	0
Perda de posicionamento/À deriva	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
Quebra ou fadiga	36	5	19	2	0	0	5	0	2	0	31	5	93	12
Falha/Ruptura do cabo de reboque	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	3	0
Total	127	81	189	33	1	0	30	10	9	4	347	190	703	318

Legenda: DS: Dano Severo e PT: Perda Total

*Embarcações não destinadas à produção nem perfuração

Fonte: IOGP, 2010a

II.9.2.1.2 IOGP - Report 2021 *Safety Performance Indicators – Process Safety Events*

Em 2022, a IOGP publicou um novo relatório a respeito de grandes eventos acidentais na indústria de óleo e gás, o *Safety Performance Indicators – Process Safety Events – 2021 Data*. Este relatório considerou dados internacionais obtidos entre 2012 e 2021 no banco de dados de performance de segurança da própria organização.

Neste relatório foram analisados eventos de segurança de processo do tipo *Tier 1* e 2, em instalações *onshore* e *offshore* e durante atividades de produção e perfuração. Segundo a IOGP (2022), eventos do tipo *Tier 1* e 2 são definidos como:

- **Tier 1:** Perda de contenção primária¹ com consequências severas, sendo estas:
 - Afastamento temporário e/ou fatalidade de trabalhadores, próprios ou contratados;
 - Hospitalização e/ou fatalidade de terceiros;
 - Evacuação das comunidades vizinhas;
 - Fogo e/ou explosões resultando em custos diretos a empresa maiores ou iguais a 100.000 dólares;
 - Descarga de equipamentos de alívio de pressão que resultem em: Liquefação; Descarga em área não seguras; Vazamento em locais fechados; Vazamentos que necessitem de medidas de proteção públicas (ex.: fechamento de estradas).
- **Tier 2:** Perda de contenção primária com consequências leves e que não foram classificadas como *Tier 1*, sendo estas:
 - Ferimento de trabalhadores, próprios ou contratados;
 - Fogo e/ou explosões resultando em custos diretos a empresa maiores ou iguais a 2.500 dólares;
 - Descarga de equipamentos de alívio de pressão que resultem em: Liquefação; Descarga em área não seguras; Vazamento em locais fechados; Vazamentos que necessitem de medidas de proteção públicas (ex.: fechamento de estradas).

Segundo a IOGP (2022), foram reportados 2.343 e 7.128 eventos do tipo *Tier 1* e 2, respectivamente. Destes, menos de 10% foram associados a atividades de perfuração, como

¹ Tanques, vasos de pressão, entre outros equipamentos, desenvolvidos para manter um material contido em seu interior, normalmente com a função de armazenar, separar, processar ou transferir gases/ fluidos.

pode ser observado na **Figura II.9 - 13** e na **Figura II.9 - 14**. Cabe ressaltar que os dados apresentados incluem atividades realizadas em instalações *onshore* e *offshore*.



Figura II.9 - 13: Distribuição dos eventos de segurança de processo do tipo *tier 1* por atividade (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: IOGP, 2022).



Figura II.9 - 14: Distribuição dos eventos de segurança de processo do tipo *tier 2* por atividade (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: IOGP, 2022).

A **Figura II.9 - 15** apresenta a distribuição dos eventos registrados durante atividades de perfuração ao longo do tempo, no período de 2012 a 2021. Nesta imagem, é possível observar que a quantidade de eventos do tipo *tier 1* permaneceu relativamente estável no período analisado e a quantidade de eventos do tipo *tier 2* sofre uma redução a partir de 2015.



Figura II.9 - 15: Distribuição dos eventos de segurança de processo registrados durante atividades de perfuração entre 2012 e 2021 (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: IOGP, 2022).

A **Figura II.9 - 16** apresenta a distribuição dos eventos registrados durante atividades de perfuração, tanto *Tier 1* quanto *Tier 2*, por região. Segundo a distribuição apresentada por IOGP (2022), 15% dos eventos registrados ocorreram nas Américas do Sul e Central.

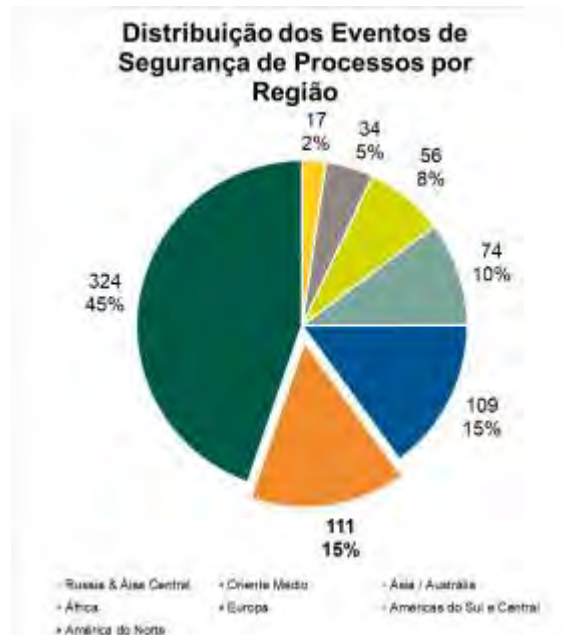


Figura II.9 - 16: Distribuição dos eventos de segurança de processos registrados entre 2012 e 2021 por região (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: IOGP, 2022).

A **Tabela II.9 - 11** apresenta a lista de consequências associadas aos eventos reportados em IOGP (2022). Nesta tabela, é possível notar uma grande quantidade de eventos associados a vazamentos (aproximadamente 77% e 89% para eventos do *Tier 1* e 2, respectivamente).

Tabela II.9 - 11: Consequência atribuída aos eventos de segurança operacional registrados.

Consequências do Evento	Quantidade	Fração
Evento Tier 1		
Hospitalização ou Fatalidade de Terceiros	9	0,4%
Evacuação da Comunidade Vizinha	30	1,2%
Descarga em equipamentos de Alívio de Pressão	143	5,8%
Fatalidades ou Afastamentos Temporários	157	6,4%
Fogo ou Explosão	221	8,9%
Vazamentos	1910	77,3%
Evento Tier 2		
Ferimentos	115	1,6%
Descarga em equipamentos de Alívio de Pressão	350	5,0%
Fogo ou Explosão	313	4,5%
Vazamentos	6208	88,9%

Fonte: IOGP, 2022

Nota: Mais de uma consequência pode ser atribuída a um mesmo evento.

A **Figura II.9 - 17** apresenta a distribuição desses eventos por tipo de produto vazado. Nela, é possível observar uma predominância dos cenários de vazamentos relacionados a líquidos perigosos (aproximadamente 43 %) e gás inflamável (aproximadamente 28%).



Figura II.9 - 17: Distribuição dos eventos de segurança de processo relacionado a vazamento de produtos químicos por tipo de substância vazada (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: IOGP, 2022).

II.9.2.1.3 ANP - Relatório Anual de Segurança Operacional

A análise histórica do contexto nacional foi baseada, em sua maior parte, em dados fornecidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, publicado em 2023. Este relatório apresentou resultados e indicadores referentes à segurança operacional praticada nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no período entre 2013 e 2022.

O relatório citado estabelece um comparativo com os dados divulgados pelo IRF (*International Regulators Forum for Offshore Safety*) em seu Projeto de Medição de Desempenho. Os valores de referência obtidos a partir dos dados divulgados pelo IRF foram apresentados com base na média entre os valores mínimos e máximos das taxas dos países de referência, entre os anos de 2013 e 2022.

A **Figura II.9 - 18** lustra as taxas de perda de contenção significativa de gás inflamável² nas instalações analisadas. Em todos os anos do período avaliado, a taxa apresentou um valor acima da referência utilizada. Os valores de referência do ano de 2022 (*Benchmark*) não estavam disponíveis durante o período de elaboração e divulgação do relatório.



Figura II.9 - 18: Taxas de perdas de contenção significativa de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022 (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: ANP, 2022).

As taxas de perdas de contenção maiores de gás inflamável³ são mostradas na **Figura II.9 - 19**. Os valores registrados apresentaram um aumento no período entre 2013 e 2016. E no período entre 2016 e 2022, houve sensível redução da taxa de perdas de contenção maiores de gás inflamável, apesar de não ter sido suficiente para reduzir o valor a um patamar dentro da faixa de referência.



Figura II.9 - 19: Taxas de perdas de contenção maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022 (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: ANP, 2022).

2 Liberação de gás inflamável que atenda ao menos uma das seguintes condições: a) Taxa de liberação entre 0,1 kg.s⁻¹ e 1 kg.s⁻¹, com duração entre 2 e 5 minutos; b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s⁻¹, com liberação entre 1 e 300 kg durante todo o evento.

3 Liberação de gás inflamável que atinja ao menos uma das seguintes condições: a) Taxa de liberação maior que 1 kg.s⁻¹ com duração superior a 5 minutos; e/ou b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s⁻¹, com a liberação de uma massa total maior do que 300 kg durante todo o evento.

Traçando um comparativo entre os gráficos apresentados, as taxas de perdas de contenção significantes são superiores às taxas de perda de contenção maior em todos os anos do período analisado. Com exceção apenas do ano de 2022 onde foi apresentada uma taxa significativamente mais baixa de perdas de contenções significativas, a qual quase equiparou a taxa de perdas de contenções maiores. Esta tendência de ocorrência em menor frequência de eventos com maior gravidade pode ser observada também nos valores de referência, onde a quantidade de eventos de perda de contenção significativa é, em média, correspondente ao quádruplo da quantidade de eventos de perda de contenção maior.

Os eventos de abalroamento também estão alinhados a esta tendência. Enquanto há eventos de abalroamento significativo⁴ comunicados à ANP, não há registros de abalroamentos maiores⁵ em instalações de exploração e produção atuando no Brasil. A **Figura II.9 - 20** apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção.



Figura II.9 - 20: Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022 (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: ANP, 2022)

Conforme pode ser observado na **Figura II.9 - 20**, quando há ocorrência de abalroamentos significantes comunicados à ANP dentro do período analisado, as taxas correspondentes se situam acima dos valores de referência. Adicionalmente, destaca-se que não houve ocorrências reportadas deste tipo de incidente nos anos de 2013, 2016, 2017, 2018, 2019 e

⁴ Qualquer abalroamento entre instalações offshore, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma Instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

⁵ Qualquer abalroamento entre instalações, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause: (a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma instalação offshore que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

2022. Os valores de referência do ano de 2022 (*Benchmark*) não estavam disponíveis durante o período de elaboração e divulgação do relatório.

A **Figura II.9 - 21** apresenta a variação nas taxas de princípios de incêndio⁶ em instalações de exploração e produção. Como pode ser observado, as taxas apresentaram seu menor valor em 2013, aumentando de forma praticamente linear até 2016, apresentando uma tendência de queda e posterior estabilização a partir de 2018. Valores de referência não são apresentados para esse tipo de incidente por não se tratar de um dos índices monitorados pelo IRF.



Figura II.9 - 21: Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022 (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: ANP, 2022).

A **Figura II.9 - 22** apresenta uma distribuição das taxas de incêndios significantes⁷ reportados. É possível observar que o ano de 2014 foi o que apresentou pior taxa e que posteriormente até 2020 os valores seguiram um valor consideravelmente mais baixo, até o ano de 2021 onde voltou a taxa a aumentar. Em 2022, a taxa de incêndio significativa atingiu valor muito próximo ao observado em 2021, no qual a taxa havia dobrado em relação ao ano anterior (passando de 0,53 para 1,10). Nesse ano, foi registrada a ocorrência de um incêndio significativo em instalação *offshore* no Brasil, após vazamento de gás em uma linha de *gas lift*. Os valores de referência do ano de 2022 (*Benchmark*) não estavam disponíveis durante o período de elaboração e divulgação do relatório.

⁶ Qualquer incêndio que tenha sido debelado ou interrompido de forma que não tenha causado danos que o qualifiquem como Incêndio Maior ou Significante.

⁷ Qualquer incêndio que cause: (a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.



Figura II.9 - 22: Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2021 (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: ANP, 2022)

A **Figura II.9 - 23** representa a distribuição das taxas de incêndios maiores⁸ em instalações *offshore*. Os únicos anos com ocorrência de incêndios maiores foram os anos de 2013 e 2021. É importante ressaltar que, no ano de 2013, houve uma única ocorrência de evento de incêndio maior (incêndio na plataforma P-20). Logo, o valor do limite superior da faixa de controle (0,35 incêndios a cada 100 instalações), é ultrapassado com apenas uma ocorrência de incêndio maior. Os valores de referência do ano de 2022 (*Benchmark*) não estavam disponíveis durante o período de elaboração e divulgação do relatório.



Figura II.9 - 23: Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022 (Gráfico: EnvironPact, 2023; Dados: ANP, 2022).

II.9.2.1.4 IBAMA – Portal Brasileiro de Dados Abertos

Segundo os dados de Comunicação de Acidentes Ambientais publicados pelo IBAMA (2019) no Portal Brasileiro de Dados Abertos, até fevereiro de 2019 havia sido registrado um total de 921 acidentes envolvendo o derramamento de produtos líquidos em plataformas no Brasil.

⁸ Qualquer incêndio que cause: (a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma Instalação que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

Vale ressaltar que este banco de dados não diferencia o tipo de plataforma envolvida no evento acidental e nem em qual fase operacional ela estava operando.

Segundo o IBAMA (2019), foram registrados 729 (79,15%) acidentes envolvendo produtos de origem oleosa, 78 (8,47%) de origem não oleosa e 114 (12,38%) em que não foi possível determinar a origem do produto devido à ausência de informações. A **Figura II.9 - 24** apresenta a distribuição dos eventos envolvendo produtos oleosos por tipo de produto.



Figura II.9 - 24: Distribuição da quantidade de vazamentos de produtos oleosos em plataformas por tipo de produto entre 2014 e 2019. (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: IBAMA: 2019)

II.9.2.1.5 SINTEF Report F2804 - *Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies*

Segundo a SINTEF (2016), foram avaliados dados internacionais obtidos entre os anos de 1955 e 2016. Neste período, foram registrados 642 *blowouts* e vazamentos em poços *offshore*. A distribuição desses acidentes ao longo do tempo é apresentada na **Figura II.9 - 25**.



Figura II.9 - 25: Distribuição de *blowout* e vazamento em poços ao longo do tempo entre 1955 e 2016 (Gráfico: EnvironPact, 2020 Dados: SINTEF, 2016)

A **Figura II.9 - 26** apresenta a distribuição dos acidentes registrados por região. Dos acidentes apresentados pela SINTEF (2016), 22 foram registrados na América do Sul, o que corresponde a aproximadamente 3% dos acidentes registrados. Dos acidentes registrados na América do Sul, 6 (30%) foram no Brasil (**Figura II.9 - 27**).

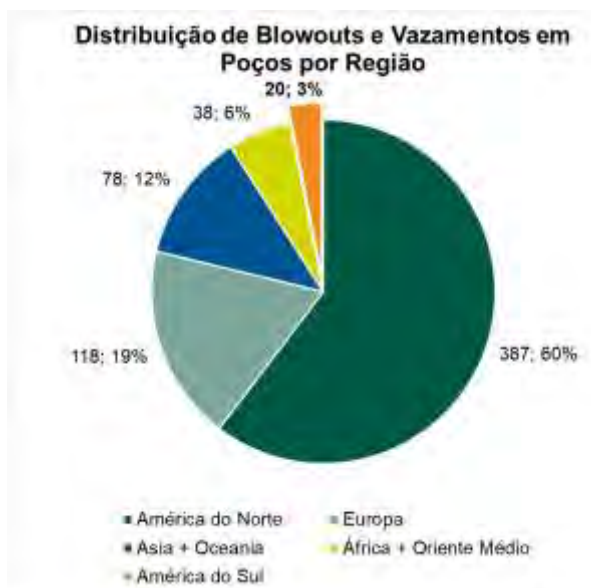


Figura II.9 - 26: Distribuição de *blowouts* e vazamentos em poços por região entre 1955 e 2016 (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: SINTEF, 2016)

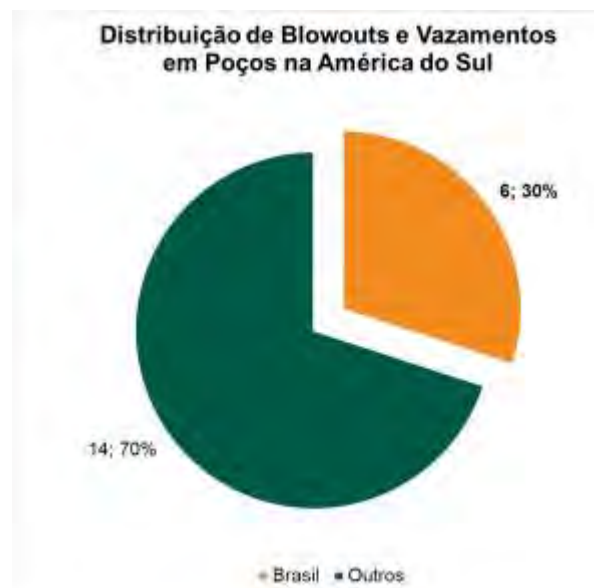


Figura II.9 - 27: Distribuição de *blowouts* e vazamentos em poços ocorridos na América do Sul entre 1955 e 2016 (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: SINTEF, 2016)

A **Figura II.9 - 28** apresenta a distribuição desses incidentes por período operacional durante o período entre 1955 e 2016. Nela, é possível observar que aproximadamente 37% dos incidentes ocorreram durante o período de perfuração exploratória, sendo este período o responsável pela maior parte dos incidentes registrados.



Figura II.9 - 28: Distribuição de *blowout* e vazamento em poços entre 1955 e 2016 (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: SINTEF, 2016)

A **Figura II.9 - 29** ilustra a distribuição dos *blowouts* e vazamentos em função de sua duração, registrados no Reino Unido, Noruega e na Plataforma Continental Exterior do Golfo do México (GoM OCS) no período entre 1980 e 2014. Observa-se que nestes 34 anos, dos 143 eventos acidentais registrados, 30 tiveram duração superior a 5 dias sem contenção, correspondente a aproximadamente 21% dos acidentes registrados.



Figura II.9 - 29: Distribuição de *blowouts* e vazamentos em poços por duração entre 1955 e 2016 (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: SINTEF, 2016)

II.9.2.1.6 IOGP Report 434-02 – *Blowout Frequencies*

A IOGP (2019a) apresenta avaliações de frequências de cenários acidentais para poços *offshore* baseadas em uma análise crítica dos dados apresentados pela SINTEF (1980 - 2014) e Lloyds Register (1980 – 2014). Neste relatório, é possível diferenciar as operações seguindo os padrões *North Sea Standards*⁹ (em linha com as diretrizes estabelecidas pela NORSOK D-010 e SGIP) das demais operações, o que permite uma análise mais refinada da atividade objeto desse estudo.

A NORSOK (2004) define, pela primeira vez, por meio da norma *NORSOK D-010 - Well integrity in drilling and well operations*, o conceito de “Integridade de Poços” como a aplicação de soluções técnicas, operacionais e organizacionais destinadas a reduzir o risco de liberação descontrolada de fluidos provenientes dos poços ao longo do seu ciclo de vida.

A ANP, através da Resolução ANP N°46/2016, estabelece requisitos e diretrizes (baseados, dentre outras referências, na NORSOK D-010) para a implementação e operação de um Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) para empresas detentoras de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território brasileiro.

A **Figura II.9 - 30** ilustra uma comparação entre as frequências de *blowout* por atividade e por cumprimento destes padrões nas operações. Observa-se que, para perfuração de poço exploratório (atividade alvo deste estudo), a frequência de ocorrência de *blowout* obtida para a operação seguindo as boas práticas da indústria é de $1,30\text{E-}04$ poço⁻¹, o que representa uma redução de 91,33% para operações sem o cumprimento dessas diretrizes.

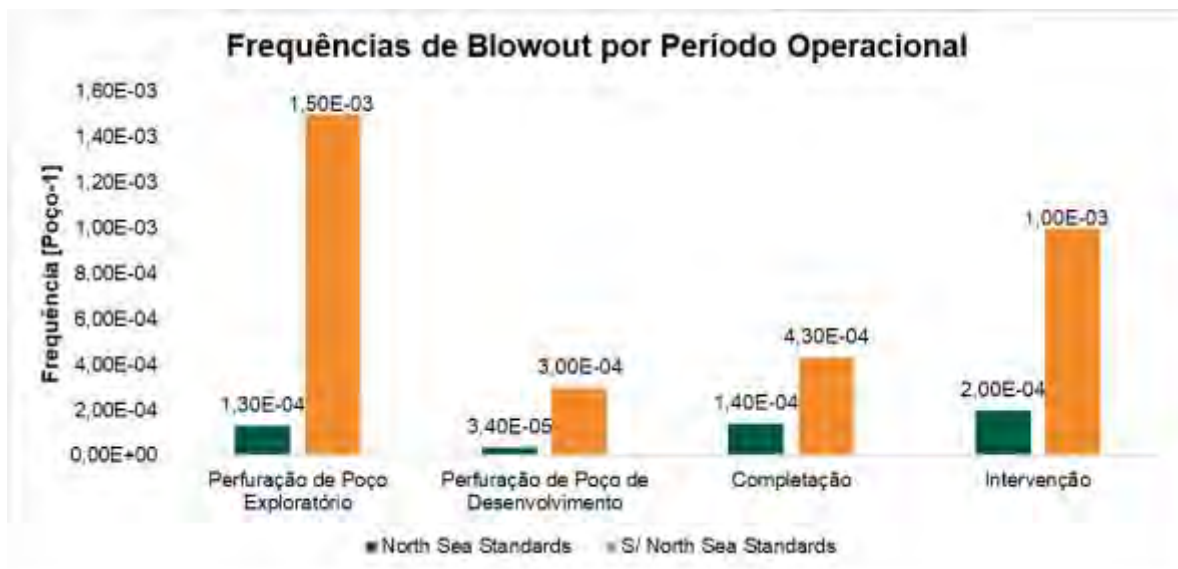


Figura II.9 - 30: Comparativo de frequências de *blowout* por atividade, de acordo com os *North Sea Standards* (Gráfico: EnvironPact, 2020 Dados: IOGP, 2019a)

⁹ IOGP [2019a]: Operações realizadas com BOP instalado e o princípio de “duas barreiras” seguido.

II.9.2.1.7 HSE – *Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments*

O *Health and Safety Executive* (2019) publicou o presente documento que consiste em um compilado de taxas de falhas de equipamentos e frequências de ocorrência de cenários acidentais envolvendo, principalmente, a segurança de processos.

Embora a base de dados apresente frequências de falha para operações de transferência em instalações industriais para caminhões-tanque, esta foi utilizada para avaliar os cenários relacionados a vazamentos durante operações de transferência entre a unidade de perfuração e embarcações de apoio, por ausência de dados mais significativos.

A publicação apresenta frequências de falha por transferência em função das medidas de segurança das instalações e do tipo de dano nos mangotes/conexões. As classificações dos mecanismos de segurança apresentadas nos dados são descritas a seguir:

- **Básicos:** Possuem um mecanismo de prevenção contra desconexão, efetuam testes de estanqueidade e ruptura, porém não possuem mecanismo de mitigação em caso de desconexão.
- **Medianos:** Dois mecanismos de prevenção contra desconexões, testes de estanqueidade/ruptura, porém sem mecanismos de mitigação em caso de desconexão.
- **Múltiplos Sistemas de Segurança:** Dois mecanismos de prevenção contra desconexões, sistema de mitigação em caso de desconexão de emergência e realização de testes de estanqueidade/ruptura.

As frequências obtidas são apresentadas na **Tabela II.9 - 12**.

Tabela II.9 - 12: Frequência de falhas em mangotes e conexões durante operações de transferências.

Mecanismos de segurança	Frequência de Falha por Transferência (operação ⁻¹)		
	Ruptura	Furo de 15 mm	Furo de 5 mm
Básicos	4x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁶	1,3 x10 ⁻⁵
Medianos	4 x10 ⁻⁶	0,4 x10 ⁻⁶	6 x10 ⁻⁶
Múltiplos Sistemas de Segurança	0,2 x10 ⁻⁶	0,4 x10 ⁻⁶	6 x10 ⁻⁶

Fonte: *Health Safety Executive* (2019)

II.9.2.1.8 IOGP Report No.434-06 Risk Assessment Data Directory – Ignition Probabilities

A IOGP (2019) apresenta, através desta publicação, as probabilidades de ignição nos cenários de liberação de hidrocarbonetos podendo resultar em explosão ou incêndio. Este relatório considerou dados apresentados pela *United Kingdom Offshore Operators Association* (UKOOA).

Segundo a IOGP (2019), a probabilidade de ignição de líquidos inflamáveis em instalações *offshore* é dada em função da vazão de liberação através de uma curva apresentada na **Tabela II.9 - 13** e **Figura II.9 - 31**. A probabilidade de ignição para cenários de *blowout* é dada pela curva apresentada na **Tabela II.9 - 14** e **Figura II.9 - 32**.

A probabilidade de ignição é considerada uma etapa na Árvore de Eventos utilizada na Análise Quantitativa de Riscos Ambientais. Ela é utilizada como um fator para o cálculo das frequências de ocorrência dos cenários acidentais, conforme apresentado mais adiante, no **Item II.9.3.4**.

Tabela II.9 - 13: Probabilidade de ignição de líquidos inflamáveis em unidades offshore.

Vazão (kg/s)	Probabilidade de Ignição
0,1	0,0011
0,2	0,0015
0,5	0,0021
1	0,0028
2	0,0037
5	0,0053
10	0,0070
20	0,0092
50	0,0133
100	0,0175
200	0,0175
500	0,0175
1.000,00	0,0175

Fonte: IOGP, 2019

Tabela II.9 - 14: Probabilidade de ignição em cenários de blowout.

Vazão (kg/s)	Probabilidade de Ignição
0,1	0,0010
0,2	0,0016
0,5	0,0029
1,0	0,0046
2,0	0,0074
5,0	0,0136
10,0	0,0215
20,0	0,0342
50,0	0,0630
100,0	0,1000
200,0	0,1000
500,0	0,1000
1.000,0	0,1000

Fonte: IOGP, 2019



Figura II.9 - 31: Curva de probabilidade de ignição para vazamento de líquidos inflamáveis em unidade *offshore* (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: IOGP, 2019).

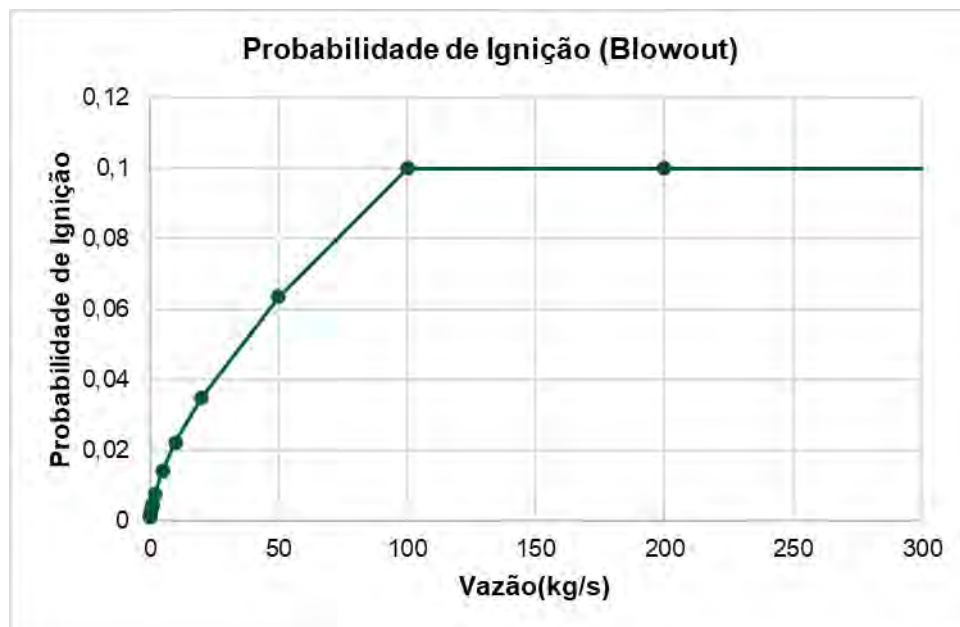


Figura II.9 - 32: Curva de probabilidade de ignição em cenários de *blowout* (Gráfico: EnvironPact, 2023 Dados: IOGP, 2019).

II.9.2.1.9 DNV Report No. PP002916 – Assessment of the Risk of Pollution from Marine Oil Spills in Australian Ports and Waters

DNV (2011) apresenta um estudo destinado ao órgão regulador marítimo australiano (*Australian Maritime Safety Authority – AMSA*) estimando o risco de poluição marinha por vazamento de óleo a partir de diferentes cenários acidentais envolvendo embarcações circulando em águas locais.

- **Colisão com Plataformas Offshore**

DNV (2011), a partir dos dados registrados pela *International Association of Oil & Gas Producers (IOGP)* para o período de 1990 a 2002, estabelece frequências de vazamentos para cenários de colisão de embarcações com plataformas *offshore*. Segundo DNV (2011), a probabilidade média de vazamento de óleo nesses cenários circula em torno de 15% ou mais. As estimativas de frequências de colisão embarcação-plataforma são apresentadas na **Tabela II.9 - 15**.

Tabela II.9 - 15: Frequências de vazamentos de óleo devido a colisões embarcação-plataforma (1990 - 2002).

Tipo de Embarcação	Colisões	Tempo de Exposição (anos)	Frequência de Colisão (ano ⁻¹)	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)
Embarcação Pesqueira	11	329.940	3,3E-05	5,0E-06
Embarcações de Apoio	5,5	49.923	1,1E-04	1,6E-05
Outros Navios Mercantes	7,4	782.396	9,5E-06	1,4E-06
Total	24	1.162.259	2,1E-05	3,1E-06

Fonte: DNV, 2011

- **Colisão com Outras Embarcações**

Segundo DNV (2011), as frequências de vazamentos de óleo originadas por colisões de embarcações diversas podem ser divididas em seções, sendo elas: no porto, em águas restritas e no mar. Para a elaboração deste estudo foram considerados os valores de frequência apresentados para navios tanque, devido à ausência de dados mais representativos.

A **Tabela II.9 - 16** destaca os dados de frequência de vazamentos de óleo, por seção, devido colisões de embarcações diversas conforme apresentado no relatório.

Tabela II.9 - 16: Frequências de vazamentos de óleo devido a colisões de embarcações diversas (1990 a 2002).

Tipo de Embarcação	No porto (visita ⁻¹)	Em Águas Restritas (km ⁻¹)	No Mar (hora ⁻¹)	Total (ano ¹)
Navios-tanque	8,8E-07	1,2E-08	3,1E-08	2,6E-04
Navios-tanque químicos	1,0E-06	1,3E-08	3,5E-08	3,0E-04
Navios Cargueiros	1,6E-06	2,2E-08	5,7E-08	4,8E-04
Navios porta-containers	1,9E-06	2,5E-08	6,4E-08	5,5E-04

Tabela II.9 - 16: Frequências de vazamentos de óleo devido a colisões de embarcações diversas (1990 a 2002).

Tipo de Embarcação	No porto (visita ⁻¹)	Em Águas Restritas (km ⁻¹)	No Mar (hora ⁻¹)	Total (ano ⁻¹)
Embarcações pesqueiras	1,7E-07	2,2E-09	5,8E-09	4,9E-05
Outros	4,1E-07	5,5E-09	1,4E-08	1,2E-04

Fonte: DNV, 2011

- Frequência para Danos Estruturais em Cascos de Embarcações**

Segundo DNV (2011), a frequência de danos estruturais em cascos de embarcações resultando em um vazamento pode ser dividida nas seções previamente apresentadas (no porto, em águas restritas e no mar). Assim como no caso anterior, este estudo considerou os valores de frequência apresentados para navios tanque, devido à ausência de dados mais representativos.

A **Tabela II.9 - 17** destaca os dados de frequência de vazamentos de óleo, por seção, devido, exclusivamente, a danos estruturais no casco da embarcação, conforme apresentado no relatório.

Tabela II.9 - 17: Frequências de vazamentos de óleo devido a danos estruturais no casco de navios-tanque.

No porto (visita ⁻¹)	Em Águas Restritas (km ⁻¹)	No Mar (hora ⁻¹)
2,2E-06	1,4E-08	4,6E-08

Fonte: DNV, 2011

- Frequência para Perda Total de Embarcações**

Segundo DNV (2011), entende-se por perda total cenários acidentais onde o navio deixe de existir ou ser funcional, podendo ser irrecuperável (perda total efetiva) ou uma situação onde o custo de reparo do navio excederia o valor do próprio.

Para a avaliação e estimativa de frequência de ocorrência dos cenários de naufrágios serão considerados os dados apresentados por DNV (2011) para colisões, danos ao casco e incêndios/explosões que resultem em perda total da unidade. Essa abordagem pode ser definida como conservadora, uma vez que os cenários envolvendo perda total segundo o presente relatório possuem um escopo mais amplo, conforme descrito anteriormente.

As frequências de acidentes resultando em perda total das embarcações em função dos incidentes anteriormente mencionados, são apresentadas na **Tabela II.9 - 18**. De forma análoga, foram considerados valores de frequência referentes a navios-tanques devido à ausência de dados mais representativos.

Tabela II.9 - 18: Frequência de acidentes resultando em perdas totais de navios-tanques.

Causas	Frequência (ano ⁻¹)
Colisão	9,4E-05
Danos ao Casco	3,9E-04
Incêndio e Explosões	3,2E-04

Fonte: DNV, 2011

II.9.2.1.10 IOGP Report N° 434-11 *Risk Assessment Data Directory – Aviation Transport Accident Statistics*

Para a definição de frequência de acidentes envolvendo queda de helicóptero associados às atividades *offshore*, foi utilizado o Relatório N° 434-11 da IOGP (2010c). Este estudo reúne estatísticas de acidentes aéreos ocorridos, mundialmente, no período de 1999 a 2006. Os dados usados no referido estudo foram obtidos a partir dos relatórios anuais emitidos pela própria IOGP.

A **Tabela II.9 - 19** apresenta os dados de frequência de acidentes com helicópteros para atividades *offshore* no resto do mundo (excluindo região do mar do norte e golfo do México).

Tabela II.9 - 19: Frequências de acidentes com helicópteros - atividades *offshore* (1999 - 2006).

Fase do Voo	Frequência
<i>In-flight</i> (voo em cruzeiro)	8,5 x 10 ⁻⁶ ocorrências/hora de voo
Decolagem/Aterrisagem	2,7 x 10 ⁻⁶ ocorrências/operação

Fonte: IOGP, 2010c

II.9.2.1.11 IOGP Report 434-04 *Risk Assessment Data Directory – Riser & Pipeline Release Frequencies*

IOGP (2019b) apresenta, através do Relatório N° 434-04, frequências de falhas de *risers* e dutos submarinos e um histórico de acidentes envolvendo vazamentos desses componentes. O documento consiste em uma compilação de dados de diversos bancos de dados internacionais, usualmente utilizados na indústria.

Embora o presente relatório apresente dados estatísticos para *risers* de produção, este foi utilizado como base para avaliar os cenários de perda de contenção no *riser* de perfuração, devido à ausência de um banco de dados que apresentasse um histórico robusto envolvendo falhas de *risers* de perfuração.

Sendo assim, as frequências e distribuições apresentadas são derivadas de um compilado de dados do relatório da OGK e *Energy Institute – Pipeline and Riser Loss of Containment*

(PARLOC) que abrange registros obtidos de incidentes ocorridos no Mar do Norte, Mar da Irlanda Oriental e nas águas do Reino Unido durante o período de 2001 a 2012.

A **Tabela II.9 - 20** apresenta a frequência de incidentes de perda de contenção em *risers* por tempo de exposição, em uma base anual.

Tabela II.9 - 20: Frequências de incidentes envolvendo *risers offshore* (2001 - 2012).

Tipo de Riser	Nº Estimado de Incidentes	Tempo de Exposição (<i>riser</i> -anos)	Frequência (ano ⁻¹)
Aço Rígido (ID ≤ 6")	4,3	3.856	1,11x10 ⁻³
Aço Rígido (6"<ID<10")	5,5	2.650	2,07 x10 ⁻³
Aço Rígido (10"<ID<16")	9,2	2.936	3,13 x10 ⁻³
Aço Rígido (ID > 16")	0,66	2.555	2,58 x10 ⁻⁴
Flexível (ID ≤ 4")	0,6	593	1,01 x10 ⁻³
Flexível (4"<ID<6")	5,7	1.607	3,55 x10 ⁻³
Flexível (6"<ID<8")	12,1	860	1,41 x10 ⁻²
Flexível (ID > 8")	5,0	914	5,47 x10 ⁻³

Fonte: IOGP, 2019b

Legenda: ID: Diâmetro Interno

Adicionalmente, o relatório apresenta uma distribuição dos incidentes em função da dimensão da perda de contenção (diâmetro dos furos) nos *risers*, representada na **Tabela II.9 - 21**.

Tabela II.9 - 21: Distribuição de incidentes envolvendo perda de contenção de *risers* em função do diâmetro do furo.

Tamanho do Furo	Riser de aço rígido	Riser Flexível
Muito Pequeno (<5mm)	50%	70%
Pequeno (5 a 20mm)	15%	5%
Médio (20 a 80mm)	10%	3%
Grande (>80mm)	15%	2%
Ruptura Total	10%	20%

Fonte: IOGP, 2019b

II.9.2.1.12 IOGP Report 434-08 *Risk Assessment Data Directory – Mechanical Lifting Failures*

A IOGP (2010d) apresenta uma base de dados com informações de frequências de acidentes envolvendo queda de objetos nas operações de movimentação mecânica de cargas em instalações *offshore* no período entre 1980 e 1999. O relatório é baseado em dados registrados de operações na plataforma continental do Reino Unido.

Este define estimativas de probabilidades de ocorrência por operação de içamento, com base em 1.637 registros de queda de objetos em um espaço amostral de 3.063 anos-instalação (cerca de 111 milhões de operações de içamento de carga).

As frequências de queda de objetos são definidas por peso da carga e por mecanismo de içamento. Os valores de frequência contidos no relatório para uma unidade móvel de perfuração são apresentados na **Tabela II.9 - 22**.

Tabela II.9 - 22: Frequência de queda de objetos em unidades de perfuração móveis (1980 e 1999).

Peso da Carga (tonelada)	Mecanismo de Içamento	Queda sobre		
		Plataforma	Mar	Embarcação
<1	Guindaste Principal	3,2E-05	8,8 E-06	1,1 E-05
	Torre de Perfuração	1,7 E-05	7,3 E-07	6,1 E-08
	Outros	8,6 E-05	1,1 E-05	-*
1 – 20	Guindaste Principal	3,1 E-06	2,0 E-06	3,0 E-06
	Torre de Perfuração	3,6 E-06	4,6 E-07	-*
	Outros	7,6 E-06	2,9 E-06	-*
20 – 100	Guindaste Principal	1,2 E-05	7,1 E-06	9,5 E-06
	Torre de Perfuração	1,8 E-06	-*	-*
	Outros	1,9 E-05	-*	-*
> 100	Guindaste Principal	2,8 E-04	-*	-*
	Torre de Perfuração	4,7 E-03	1,4 E-03	-*
	Outros	4,9 E-04	2,4 E-04	-*

Fonte: IOGP, 2010d

Legenda: *: Sem registro de incidentes

II.9.2.2 Acidentes Envolvendo Sondas de Perfuração

Esta seção apresenta uma breve discussão a respeito de acidentes envolvendo sondas de perfuração registrados ao longo do mundo. O seu objetivo não é cobrir todos os acidentes reportados nas estatísticas anteriores, mas sim apresentar uma amostragem representativa de acidentes que permita o entendimento da cadeia de eventos que levaram ao acidente e seus principais impactos.

A **Tabela II.9 - 23** apresenta os acidentes relevantes identificados a partir de um levantamento bibliográfico em base de dados de acidentes, tais como *International Tanker Owners Pollution Federation Limited* (ITOPF), *Centre of Documentation, Research and Experimentation on Accidental Water Pollution* (CEDRE) e *Health Safety Executive* (HSE), dentre outras no período entre 1977 e 2011.

Dentre os acidentes apresentados, destacam-se o acidente no campo de Frade, na Bacia de Campos (Brasil), em 2011, e o acidente com a plataforma *Deepwater Horizon*, no Golfo do México (Estados Unidos da América), em 2010.

Tabela II.9 - 23: Eventos acidentais reportados durante atividades de perfuração (1977 – 2011).

Tipo de Embarcação	Ano	País	Nome da Embarcação	Número de Feridos/Fatalidades	Substância Vazada	Quantidade Vazada	Cadeia de Eventos	Descrição	Ref.
Semissubmersível	2011	Brasil	Sedco 706/Frade	-	Óleo cru	558 m³	Blowout	Durante a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, a empresa atingiu um trecho superpressurizado devido à injeção de água realizada na área pela própria concessionária, o que gerou um <i>kick</i> . Com o <i>kick</i> identificado, o BOP foi fechado e, por isso, as paredes do poço foram submetidas a pressões superiores ao limite de resistência. Um trecho sem revestimento logo abaixo da sapata não resistiu à alta pressão e fraturou, gerando um <i>underground blowout</i> . O fluido do <i>underground blowout</i> migrou até atingir o leito marinho.	ANP, 2012 ANP, 2016
Semissubmersível	2010	EUA	Deepwater Horizon	17 (Feridos) 11 (Desap.)	Óleo cru	779.000 m³	Blowout Incêndio Explosão	<i>Blowout</i> seguido de incêndio e explosões. Após o acidente, os estados de Louisiana, Alabama, Flórida e Mississippi declararam estado de emergência. Enquanto isso, o governo federal dos EUA declarou esta poluição como "desastre nacional". A pesca foi proibida nas águas federais afetadas pelo vazamento. Um grande plano de resgate de tartarugas foi criado para proteger os locais de desova ao norte do Golfo do México. Após dois meses, a operação foi considerada um	CEDRE, 2019

Tabela II.9 - 23: Eventos acidentais reportados durante atividades de perfuração (1977 – 2011).

Tipo de Embarcação	Ano	País	Nome da Embarcação	Número de Feridos/Fatalidades	Substância Vazada	Quantidade Vazada	Cadeia de Eventos	Descrição	Ref.
								sucesso, com aproximadamente 15 mil tartarugas resgatadas.	
Sonda de Perfuração	2009	Austrália	Montara	-	Óleo cru	4.800 ton	Blowout	Um <i>blowout</i> de óleo e gás ocorreu a partir da plataforma <i>Wellhead</i> de Montara durante a operação da unidade de perfuração móvel West Atlas. A resposta ao vazamento foi bem-sucedida. Não foi observada a presença de óleo na costa ou em áreas ambientalmente sensíveis.	CEDRE, 2019
Semissubmersível	2001	Reino Unido	-	0	-	-	Perda do controle de poço Blowout	Foi observado um retorno inesperado da coluna de perfuração durante uma operação de perfuração de um tampão de cimento instalado entre 600 e 1.000 pés. O operador tinha acabado de instalar um seguimento de tubo de perfuração e estava pronto para prosseguir com a perfuração, quando a coluna foi hidráulicamente forçada para fora do poço. Este retorno resultou no rompimento da coluna de perfuração no trecho entre a mesa rotatória e o <i>topdrive</i> .	HSE, 2007

Tabela II.9 - 23: Eventos acidentais reportados durante atividades de perfuração (1977 – 2011).

Tipo de Embarcação	Ano	País	Nome da Embarcação	Número de Feridos/Fatalidades	Substância Vazada	Quantidade Vazada	Cadeia de Eventos	Descrição	Ref.
Semissubmersível	2000	Reino Unido	-	0	-	-	Falha do equipamento de movimentação de cargaQueda de objetos	Após a finalização da operação de completação de um poço, o riser e o BOP estavam sendo levados para a superfície. Durante esta operação, foi identificada uma falha na conexão entre o riser e a ferramenta de movimentação. Durante o ajuste dessa conexão, um flange do riser foi atingido, o que resultou na queda do conjunto BOP e riser no leito marinho.	HSE, 2007
Auto elevatória	2000	Reino Unido	-	0	-	-	Perda do controle de poço Blowout	As operações de perfuração foram suspensas após um influxo de gás raso (<i>shallow gas</i>) durante as atividades de perfuração. Um helicóptero de resgate foi mobilizado para transportar a tripulação da sonda para plataformas vizinhas. 22 funcionários essenciais permaneceram a bordo para manter o vazamento sob controle, enquanto os 60 funcionários não essenciais foram evacuados. O vazamento foi controlado e a situação se estabilizou rapidamente. Ninguém ficou ferido no incidente. Os trabalhadores evacuados retornaram à plataforma três dias após o incidente.	HSE, 2007

Tabela II.9 - 23: Eventos acidentais reportados durante atividades de perfuração (1977 – 2011).

Tipo de Embarcação	Ano	País	Nome da Embarcação	Número de Feridos/Fatalidades	Substância Vazada	Quantidade Vazada	Cadeia de Eventos	Descrição	Ref.
Auto elevatória	1994	Reino Unido	-	0	-	-	Contato	Durante a operação de perfuração, a unidade foi atingida por uma embarcação de apoio. A embarcação de apoio sofreu danos pesados e investigações foram iniciadas para avaliar os danos causados nas pernas da plataforma de perfuração. A tribulação da sonda foi direcionada para os pontos de encontro, mas retornou aos seus postos logo em seguida.	HSE, 2007
Auto elevatória	1993	Reino Unido	-	0	-	-	Dano estrutural Queda de objetos	Más condições climáticas causaram danos no tanque de água marítima. Este tanque era utilizado para alimentar o sistema de combate a incêndios e de resfriamento de motores. Como medida de precaução, 25 tripulantes não essenciais foram evacuados da plataforma e 37 permaneceram a bordo para supervisionar a suspensão das operações de perfuração e garantir a segurança do poço. Um sistema de bombeamento temporário de água do mar foi estabelecido para abastecer o sistema de combate a incêndio. Os reparos necessários foram iniciados na localidade e as operações de perfuração foram retomadas após 4 dias.	HSE, 2007

Tabela II.9 - 23: Eventos acidentais reportados durante atividades de perfuração (1977 – 2011).

Tipo de Embarcação	Ano	País	Nome da Embarcação	Número de Feridos/Fatalidades	Substância Vazada	Quantidade Vazada	Cadeia de Eventos	Descrição	Ref.
Semissubmersível	1991	Reino Unido	-	0	-	-	Perda do controle de poço Blowout	A plataforma encontrou um bolsão de gás raso (<i>shallow gas</i>) durante a perfuração de um poço. Toda a tripulação da unidade foi direcionada para os pontos de encontro, mas após uma hora, a situação voltou a normalidade. Após o incidente, a tripulação começou a operação para matar o poço com lama.	HSE, 2007
Semissubmersível	1991	Reino Unido	-	0	-	-	Dano estrutural Falha de ancoragem Queda de objetos Vazamento	A plataforma, com 73 pessoas a bordo, sofreu grandes danos devido às más condições climáticas. Pouco antes do incidente, a operação de perfuração foi interrompida e o poço estava seguro. Uma onda anormalmente grande, estimada em 100 pés, atingiu a unidade causando danos à casa do guindaste da âncora, aos conveses laterais e a um bote salva-vidas. O revestimento inferior da casa de máquina foi perfurado devido à queda de detritos, mas as bombas de lastro lidaram com a situação. Ninguém estava no convés no momento do incidente. Depois de ter 45 pessoas evacuadas com o auxílio de aeronaves, a plataforma foi encaminhada para reparos no porto.	HSE, 2007

Tabela II.9 - 23: Eventos acidentais reportados durante atividades de perfuração (1977 – 2011).

Tipo de Embarcação	Ano	País	Nome da Embarcação	Número de Feridos/Fatalidades	Substância Vazada	Quantidade Vazada	Cadeia de Eventos	Descrição	Ref.
Semissubmersível	1990	Reino Unido	-	0	-	-	Perda do controle de poço Blowout	Durante a operação de perfuração, encontrou-se um bolsão de gás raso (<i>shallow gas</i>) a 1.570 pés. Isso gerou um aumento da concentração de H ₂ S na plataforma (25 ppm). A plataforma acionou o alerta vermelho e se distanciou 3 km da sua posição inicial. A tripulação não essencial foi evacuada para uma plataforma próxima.	HSE, 2007
Auto elevatória	1988	Reino Unido	-	0	-	-	Colisão	39 tripulantes não essenciais foram evacuados depois da plataforma ser atingida por um navio de carga e 14 permaneceram na plataforma. A colisão causou danos nos cabos e guinchos de âncora, guindastes e no heliponto da unidade. Apenas helicópteros equipados com guinchos puderam ser utilizados nas operações de resgate devido aos danos causados no heliponto. O poço foi abandonado com segurança antes da sonda ser encaminhada para reparos.	HSE, 2007
Semissubmersível	1988	Reino Unido	-	1	-	-	Perda do controle de poço Perda de contenção Blowout	Durante a operação de perfuração, foi identificado um recuo da coluna de perfuração. Neste momento, o <i>Annular Preventer</i> foi fechado e uma lama mais densa foi bombeada	HSE, 2007

Tabela II.9 - 23: Eventos acidentais reportados durante atividades de perfuração (1977 – 2011).

Tipo de Embarcação	Ano	País	Nome da Embarcação	Número de Feridos/Fatalidades	Substância Vazada	Quantidade Vazada	Cadeia de Eventos	Descrição	Ref.
							Explosão Incêndio	<p>pela coluna de perfuração e retornada pela <i>Choke Line</i>. Um vazamento na <i>Choke Line</i> levou à presença de gás na superfície, o que causou a explosão da plataforma. O fogo durou 2 dias, até que o bolsão de gás se esgotou.</p> <p>Antes do incidente, as operações de perfuração haviam estado paralisadas por duas semanas devido à alta presença de gás na unidade. Acredita-se que medidores de gás ineficientes disfarçavam a gravidade da situação no momento do acidente. Uma grande quantidade de gás foi identificada na área das peneiras vibratórias antes do <i>blowout</i>.</p> <p>Durante o processo de evacuação da unidade, foi observada uma grande desordem. Operadores não sabiam o que fazer. Apesar disso, apenas o operador de rádio da unidade veio a óbito durante o incidente. Foram identificadas falhas no BOP e no sistema de controle de poço. Há a possibilidade desses equipamentos terem sido corroídos pela areia da formação, o que inviabilizou o fechamento total do poço.</p>	

Tabela II.9 - 23: Eventos acidentais reportados durante atividades de perfuração (1977 – 2011).

Tipo de Embarcação	Ano	País	Nome da Embarcação	Número de Feridos/Fatalidades	Substância Vazada	Quantidade Vazada	Cadeia de Eventos	Descrição	Ref.
								<p>Também há suspeitas de vazamento nas conexões dos tubos flexíveis devido à temperatura em que foram expostas.</p> <p>As linhas de ancoragem da sonda foram cortadas com o auxílio de explosivos e a unidade foi rebocada para longe do poço.</p>	
Auto elevatória	1985	Reino Unido	-	0	-	-	<p>Perda do controle de poço</p> <p>Perda de contenção</p>	<p>Um <i>kick</i> ocorreu quando a perfuração atingiu 10.120 pés. O poço foi imediatamente fechado e o peso da lama aumentado. Infelizmente, a coluna de perfuração ficou obstruída e a circulação não pôde ser recuperada. A pressão no revestimento aumentou, enquanto a pressão na coluna de perfuração permaneceu a mesma.</p> <p>Como medida de precaução, 36 trabalhadores não essenciais foram retirados da plataforma, enquanto 17 membros permaneceram a bordo para controlar o poço. O vazamento de fluido de perfuração sintético causou um brilho na água com aproximadamente 1,6 x 0,4 km.</p>	HSE, 2007

Tabela II.9 - 23: Eventos acidentais reportados durante atividades de perfuração (1977 – 2011).

Tipo de Embarcação	Ano	País	Nome da Embarcação	Número de Feridos/Fatalidades	Substância Vazada	Quantidade Vazada	Cadeia de Eventos	Descrição	Ref.
Sonda de Perfuração	1981	Reino Unido	-	0	-	-	Outros	Uma série de revestimentos ficaram presos durante operações de rotina em um poço pioneiro. A cabeça do poço foi danificada na tentativa de recuperar o revestimento e o poço foi abandonado.	HSE, 2007
Sonda de Perfuração	1977	Noruega	Bravo	0	Óleo cru	32.200 ton	Blowout	Um <i>blowout</i> ocorreu na plataforma de produção da Phillips Petroleum no campo norueguês Ekofisk. Uma mistura de óleo e lama jorrou até 50 m no ar acima da sonda de perfuração marítima. A tripulação da plataforma foi evacuada com segurança. O <i>blowout</i> resultou na liberação de cerca de 30.000 ton. de óleo, até que o vazamento foi interrompido sete dias depois do incidente (um atraso causado pelas más condições climáticas e pela acumulação perigosa de gás no local). O óleo vazado não chegou à costa e o Conselho Norueguês de Controle de Poluição declarou que não houve danos ambientais resultantes do incidente.	CEDRE, 2019

II.9.3 Identificação dos Cenários Acidentais

Conforme apresentado no início do Estudo, a Identificação dos Cenários Acidentais foi realizada a partir da Análise Preliminar de Perigos (APP) preparada para o projeto. A seguir, são apresentadas as premissas adotadas para os cenários acidentais identificados.

II.9.3.1 Premissas Adotadas

As seguintes premissas foram consideradas para a identificação dos cenários acidentais deste estudo, complementando a metodologia exigida pelo IBAMA.

Vazamento em Tanques e Equipamentos

Para o cenário envolvendo tanques e equipamentos que armazenem produtos oleosos ou outros tipos de produtos químicos, considerou-se que o volume vazado independe da hipótese de vazamento (furo, fissura ou ruptura). Isto é, o volume vazado sempre será correspondente à capacidade máxima do tanque ou equipamento de origem, independentemente da hipótese acidental.

Esta premissa está baseada na hipótese conservadora de que furos, fissuras e rupturas em tanques/recipientes ocorrem no ponto mais baixo do recipiente, e que vazamentos não podem ser interrompidos com, por exemplo, manobras de válvulas (como pode ser feito em cenários envolvendo tubulações).

Vazamentos em Tubulações

Já nos cenários envolvendo tubulações, o volume vazado está diretamente ligado ao tempo de identificação e contenção do vazamento e ao tamanho do orifício aberto na tubulação. RIVM (2009) define que as hipóteses de vazamento e seus respectivos tamanhos de orifícios, apresentados na **Tabela II.9 - 24**, sejam utilizadas na elaboração de estudos de análise de riscos.

Tabela II.9 - 24: Correlação entre hipótese de vazamento e tamanho de orifícios (tubulações).

Hipótese de Vazamento	Tamanho do Orifício
Ruptura Parcial (Furo ou Fissura)	10% do diâmetro da tubulação
Ruptura	100% do diâmetro da tubulação

Fonte: RIVM, 2009

Para os cenários em que as condições de escoamento foram fornecidas, as diretrizes da CONAMA 398/08 foram utilizadas para determinar a categoria de severidade (faixa de volume vazado) dos cenários acidentais avaliados. Na ausência destas informações, a **Tabela II.9 - 25** foi utilizada.

Nesta tabela é apresentada a relação entre o tamanho do orifício e a categoria de severidade (faixa de volume vazado) considerada na APP. Os valores apresentados nesta tabela foram baseados no tempo para a detecção do derramamento e a interrupção da operação de transferência, equivalente a 10 minutos (definido por RIVM (2009) para sistemas de bloqueio semiautomáticos), no tamanho do orifício de cada hipótese de vazamento e nas condições de pressão e vazão normalmente observadas em plantas de processo, com base em simulações de consequências utilizando *softwares* reconhecidos, como o PHAST, envolvendo liberações de líquidos inflamáveis em condições similares às deste projeto.

Tabela II.9 - 25: Correlação entre o tamanho do orifício e a categoria de severidade (faixa de volume vazado).

Diâmetro do Orifício	Categoria de Severidade
Diâmetro menor ou igual a 1" (25,4 mm)	I - Menor (Vazamento de até 8 m³)
Diâmetro entre 1" (25,4 mm) e 24" (609,6 mm)	II - Média (Vazamento entre 8 m³ e 200 m³)

Além disso, é importante ressaltar que o vazamento em tubulações é limitado pela capacidade máxima do tanque de armazenamento, isto é, o volume vazado em uma tubulação não pode ser superior à capacidade máxima do tanque de origem.

Cenários com Possibilidade de Atingir o Mar

Conforme pode ser observado na documentação presente no **ANEXO B**, a unidade de perfuração avaliada dispõe de um sistema de contenção e drenagem. Este sistema atua como uma barreira mitigadora para os cenários acidentais envolvendo vazamento de produtos químicos líquidos no interior da unidade. Desta forma, considerou-se que vazamentos que não extrapolem a capacidade máxima do sistema de contenção e drenagem não possuem a possibilidade de atingir o mar.

Cenários acidentais que não são atendidos pelo sistema de contenção e drenagem, tais como tubulações próximas às extremidades da embarcação ou operações de transferência, são considerados como cenários com possibilidade de atingir o mar.

Para os cenários relacionados a danos estruturais (furo, fissura e ruptura) em tanques de armazenamento da unidade de perfuração e das embarcações de apoio, considerou-se a possibilidade de os vazamentos atingirem o mar, mesmo com a presença do casco duplo na embarcação atuando como mecanismo de contenção secundário.

Para os mesmos cenários relacionados a danos estruturais em tanques de armazenamento das embarcações de apoio, também se considerou que há a possibilidade desses vazamentos atingirem o mar e foram considerados na análise quantitativa.

Para os cenários de vazamentos relacionado à colisão entre embarcações, considerou-se que a colisão possui energia suficiente para romper os cascos das embarcações (simples ou duplo) e, conseqüentemente, tanques estruturais. Por isso, estes cenários não só foram considerados na APP, mas também na análise quantitativa.

Cenários envolvendo Fluidos de Perfuração

Está prevista a utilização de fluido de perfuração de base aquosa nas fases a serem perfuradas sem *riser* (Fases I e II) e nas demais fases, a utilização de fluidos de perfuração de base sintética. Foram considerados os cenários com possibilidade de vazamento de fluido de perfuração sintético para o mar nesta análise.

II.9.3.2 Resultados da APP

A identificação dos cenários acidentais inerentes à atividade de perfuração avaliada neste estudo foi realizada a partir da análise dos processos e equipamentos que compõem a unidade de perfuração do tipo navio sonda com posicionamento dinâmico, além das embarcações e aeronaves de apoio previstas para a atividade. Para isso, foi utilizada a documentação técnica fornecida pelo cliente, tais como P&ID e arranjos gerais da sonda (**ANEXO B**).

A análise considerou sistemas envolvidos nas operações de perfuração e apoio em que existe a possibilidade de ocorrer algum cenário acidental capaz de resultar em danos ambientais ou a instalações de terceiros.

A metodologia utilizada para a identificação dos cenários acidentais foi a Análise Preliminar de Perigos (APP), conforme a metodologia apresentada no início deste estudo. As planilhas obtidas durante a elaboração da APP estão disponíveis no **APÊNDICE A**.

Para a avaliação da atividade em questão, foram considerados 07 (sete) sistemas e 24 (vinte e quatro) subsistemas, apresentados na **Tabela II.9 - 26**.

Tabela II.9 - 26: Identificação dos sistemas e subsistemas considerados no estudo.

Sistema	Subsistema	Componentes/Operações
Perfuração	Preparo e circulação de fluido de perfuração (Sistema de baixa pressão)	Sistema de mistura da barita e da bentonita (misturadores e moegas), Tanques ativos, Bombas de transferência/mistura, Bombas de carga.
	Injeção do fluido de perfuração (Sistema de alta pressão)	Bombas de lama, <i>Mud manifold</i> , Linhas flexíveis e rígidas de injeção de fluido.
	Sistema submarino	<i>Riser</i> de perfuração, <i>Blowout Preventer</i> (BOP) Stack e Cabeça de poço.

Tabela II.9 - 26: Identificação dos sistemas e subsistemas considerados no estudo.

Sistema	Subsistema	Componentes/Operações
Perfuração	Retorno e tratamento do fluido de perfuração	<i>Gumbo separator</i> , Peneiras vibratórias, Desgaseificador à vácuo (<i>Vacuum Degasser</i>), <i>Desander</i> , <i>Desilter</i> , Centrífugas, Tanques de armazenamento de fluido.
	Preparo e injeção de cimento	Sistema de preparação de cimento; <i>Cement manifold</i> ; Linhas flexíveis e rígidas de injeção de fluido.
	Sistema de controle de poço	BOP, <i>Diverter</i> , <i>Choke and Kill manifold</i> , Desgaseificador atmosférico (<i>Poor Boy Degasser</i>), <i>Trip tank</i>
Teste de Formação	Sistema de teste de formação	Área de teste de poço, Queimador (<i>Burner boom</i>)
Contenção, Drenagem e Tratamento de Efluentes	Contenção e drenagem de efluentes oleosos	Sistemas de drenos, Tanque intermediário (<i>Drains holding tank</i>), Tanque de drenagem.
Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Armazenamento e circulação de óleo diesel/combustível	Tanques de armazenamento de diesel, Bombas de transferência de diesel, linhas de distribuição.
	Armazenamento e circulação de óleo base	Tanques de armazenamento de óleo base, Bombas de transferência de óleo base, linhas de distribuição.
	Armazenamento e circulação de óleo lubrificante	Tanques de armazenamento de óleo lubrificante, linhas de distribuição.
	Armazenamento e circulação de óleo hidráulico	Sistema de distribuição de óleo hidráulico.
	Sistema de tanques reservas	Tanques reservas, Bombas de transferência/circulação. Este sistema é utilizado tanto para fluidos de perfuração quanto para efluentes oleosos.
	Armazenamento e circulação de barita/bentonita bruta	Silo de armazenamento de barita/bentonita bruta e sistema de transporte pneumático.
	Armazenamento e circulação de cimento bruto	Silo de armazenamento de cimento bruto e sistema de transporte pneumático.
Armazenamento (Embarcações de Apoio)	Armazenamento de óleo diesel/combustível.	Tanques de armazenamento de óleo diesel/combustível.
	Armazenamento de óleo base	Tanques de armazenamento de óleo base.
	Armazenamento de fluido de perfuração sintético.	Tanques de armazenamento de fluido de perfuração sintético.
	Armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto	Silo de armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto.

Tabela II.9 - 26: Identificação dos sistemas e subsistemas considerados no estudo.

Sistema	Subsistema	Componentes/Operações
Atividades de Logística e de Apoio	Operações de transferência	Operação de transferência de óleo diesel/combustível, óleo base ou fluido de perfuração sintético entre embarcações de apoio e a unidade de perfuração através de mangote.
	Operações de carga e descarga	Operações de movimentação de carga entre embarcações de apoio e a unidade de perfuração através de guindaste.
	Translado de aeronaves	Operações de voo das aeronaves, incluindo pouso e decolagem.
Navegação	Unidade de Perfuração	Perigos associados à estabilidade da unidade de perfuração ou à possibilidade de colisão com outras embarcações.
	Embarcação de apoio	Perigos associados à estabilidade da embarcação de apoio ou à possibilidade de colisão com outras embarcações.

A APP identificou um total de 49 (quarenta e nove) cenários acidentais com potencial de vazamento de produtos químicos. A **Tabela II.9 - 27** apresenta o tipo de produto, a categoria de frequência, a severidade e o risco de cada cenário acidental, indicando aqueles envolvendo produtos de origem oleosa e com possibilidade de atingir o mar (lembrando que estes últimos são os cenários que serão considerados na avaliação quantitativa).

Tabela II.9 - 27: Cenários acidentais identificados na APP.

Cenário Acidental	Produto	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Faixa de Volume Vazado	Produto de Origem Oleosa?	Possibilidade de Atingir o Mar?
1	Fluido de Perfuração Sintético	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
2	Fluido de Perfuração Sintético	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
3	Fluido de Perfuração Sintético	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
4	Fluido de Perfuração Sintético	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
5	Fluido de Perfuração Sintético	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
6	Fluido de Perfuração Sintético	C	II	Médio	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
7	Fluido de Perfuração Sintético	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
8	Fluido de Perfuração Sintético	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
9	Fluido de Perfuração Sintético	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
10	Fluido de Perfuração Sintético	A	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
11	Cimento	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Não	Não
12	Cimento	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Não	Não
13	Óleo Cru	B	IV	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
14	Óleo Cru	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
15	Efluente Oleoso	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
16	Efluente Oleoso	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
17	Efluente Oleoso	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
18	Óleo Diesel/Combustível	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
19	Óleo Diesel/Combustível	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
20	Óleo Diesel/Combustível	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
21	Óleo Base	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
22	Óleo Base	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
23	Óleo Base	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
24	Óleo Lubrificante	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
25	Óleo Lubrificante	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não

Tabela II.9 - 27: Cenários acidentais identificados na APP.

Cenário Acidental	Produto	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Faixa de Volume Vazado	Produto de Origem Oleosa?	Possibilidade de Atingir o Mar?
26	Óleo Hidráulico	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
27	Barita; Bentonita	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Não	Não
28	Barita; Bentonita	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Não	Não
29	Cimento Bruto	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Não	Não
30	Cimento Bruto	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Não	Não
31	Fluido de Perfuração Sintético	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
32	Fluido de Perfuração Sintético	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
33	Fluido de Perfuração Sintético	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
34	Óleo Diesel/Combustível	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
35	Óleo Base	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
36	Fluido de Perfuração Sintético	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
37	Barita; Bentonita e Cimento Bruto	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Não	Não
38	Óleo Diesel/Combustível	D	I	Médio	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Sim
39	Óleo Diesel/Combustível	D	II	Médio	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
40	Fluido de Perfuração Sintético	D	I	Médio	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Sim
41	Fluido de Perfuração Sintético	D	II	Médio	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
42	Óleo Base	D	I	Médio	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Sim
43	Óleo Base	D	II	Médio	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
44	Produtos Oleosos; Produtos Químicos	B	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Sim
45	Querosene de Aviação	A	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Sim
46	Óleo Diesel / Combustível; Óleo Lubrificante; Óleo Hidráulico; Fluido de Perfuração Sintético; Óleo Base e Efluente Oleoso.	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim

Tabela II.9 - 27: Cenários acidentais identificados na APP.

Cenário Acidental	Produto	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Faixa de Volume Vazado	Produto de Origem Oleosa?	Possibilidade de Atingir o Mar?
47	Óleo Diesel / Combustível; Óleo Lubrificante; Óleo Hidráulico; Fluido de Perfuração Sintético; Óleo Base e Efluente Oleoso.	A	IV	Médio	V > 200 m ³	Sim	Sim
48	Óleo Diesel / Combustível; Fluido de Perfuração Sintético e Óleo Base.	A	III	Baixo	V > 200 m ³	Sim	Sim
49	Óleo Diesel / Combustível; Fluido de Perfuração Sintético e Óleo Base.	A	III	Baixo	V > 200 m ³	Sim	Sim

Legenda: V: Volume

Dos cenários identificados na APP, 35 (trinta e cinco) foram classificados como risco baixo e 14 (quatorze) como médio. Não foi identificado nenhum cenário acidental classificado com risco alto. A **Figura II.9 - 33** apresenta a distribuição dos cenários acidentais identificados por categoria de risco.



Figura II.9 - 33: Distribuição dos cenários acidentais por categoria de risco.

A APP deu origem a 18 (dezoito) recomendações para mitigação ou prevenção dos riscos avaliados nos cenários acidentais analisados, descritas na **Tabela II.9 - 28**.

Tabela II.9 - 28: Lista de Recomendações identificadas na APP.

Lista de Recomendações
R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.
R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.
R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).
R. 4: Garantir que a contratada possua um programa de manutenção preventiva e periódica do sistema de posicionamento dinâmico da unidade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar este programa.
R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.
R. 6: Garantir que a contratada possua um programa de monitoramento / controle da integridade dos elementos que compõem os conjuntos solidários de barreiras (CSBs) e implementar ações para monitorar / controlar este programa.
R. 7: Garantir que a contratada realize simulados periódicos com cenários relacionados a perda de controle de poços e implementar ações para monitorar / controlar a realização e a eficiência desses simulados.
R. 8: Garantir que a contratada siga o Programa de Poços durante a atividade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades.
R. 9: Implementar ações para garantir que a contratada possua um observador durante a execução do teste de formação.
R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional.

Tabela II.9 - 28: Lista de Recomendações identificadas na APP.

Lista de Recomendações
R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas.
R. 12: Garantir que a contratada possua um programa de manutenção periódica e preventiva de equipamentos e implementar ações para monitorar / controlar este programa.
R. 13: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados.
R. 14: Garantir que durante a operação de transferência, a comunicação entre as embarcações envolvidas na operação seja mantida de forma contínua, de modo a interromper o bombeio em caso de vazamento.
R. 15: Garantir e monitorar a realização de inspeções em cabos, acessórios e equipamentos de movimentação de carga antes da realização deste tipo de operação.
R. 16: Garantir que as empresas contratadas para a realização de serviços de transporte aéreo sigam as boas práticas da indústria para este tipo de atividade, tais como procedimento de embarque e desembarque incluindo pesagem de passageiros/ bagagens e manutenção preventiva e periódica da aeronave.
R. 17: Implementar programa de manutenção preventiva e periódica, incluindo inspeções, para os equipamentos de telecomunicação e o <i>helideck</i> da plataforma.
R. 18: Garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura, segundo as boas práticas da indústria.

II.9.3.2.1 Cenários Avaliados na Análise Quantitativa

Aqueles cenários identificados na APP envolvendo vazamentos de produtos de origem oleosa que possam atingir o mar devem ser avaliados quantitativamente, isto é, o volume vazado e a frequência de ocorrência associadas a estes cenários serão calculados e utilizados para a definição do Risco Ambiental. A **Tabela II.9 - 29** apresenta os 23 cenários que apresentaram estas características.

Tabela II.9 - 29: Cenários acidentais considerados na análise quantitativa.

Sistema	Subsistema	CA	Perigo	Causa	Consequências	Cat. Risco
Perfuração	Sistema submarino	6	Médio vazamento de fluido de perfuração sintético.	Ruptura parcial (furo ou fissura) do <i>riser</i> de perfuração, acessórios, linhas de <i>choke</i> , <i>kill</i> e <i>booster</i> devido à queda de carga / fadiga / corrosão.	Impacto Ambiental.	Médio
		7	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético.	Ruptura total do <i>riser</i> de perfuração, acessórios, linhas de <i>choke</i> , <i>kill</i> e <i>booster</i> devido à queda de carga / fadiga / corrosão / perda do posicionamento da unidade de perfuração.	Impacto Ambiental.	Médio
	Sistema de controle de poço	13	Grande vazamento de óleo cru.	<i>Blowout</i> de óleo cru/ gás ocasionado por: <ul style="list-style-type: none"> • Perda de integridade dos Conjuntos Solidários de Barreiras (CSBs) do poço. • Falha na identificação do <i>kick</i> (Erro humano ou Instrumentação). • Falha na implementação dos procedimentos de controle de poço (Erro humano). • Falha do BOP. 	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	Médio
Teste de Formação	Sistema de teste de formação	14	Médio vazamento de óleo cru e gás.	Falha no sistema de queima durante o teste de formação por: <ul style="list-style-type: none"> • Falha no sistema de ignição; • Condições climáticas adversas; • Falha no suprimento de ar comprimido. 	Impacto Ambiental.	Baixo
Contenção, Drenagem e Tratamento de Efluentes	Contenção e drenagem de efluentes oleosos	17	Grande vazamento de efluente oleoso.	Ruptura total ou parcial do tanque de drenagem devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Impacto Ambiental.	Baixo

Tabela II.9 - 29: Cenários acidentais considerados na análise quantitativa.

Sistema	Subsistema	CA	Perigo	Causa	Consequências	Cat. Risco
Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Armazenamento e circulação de óleo diesel/combustível	20	Grande vazamento de óleo diesel/combustível.	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de diesel devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Impacto Ambiental	Baixo
	Armazenamento e circulação de óleo base	23	Grande vazamento de óleo base.	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo base devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Impacto Ambiental.	Baixo
	Sistema de tanques reservas	33	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético.	Ruptura total ou parcial dos tanques reservas / tanques de descarte devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Impacto Ambiental.	Baixo
Armazenamento (Embarcações de Apoio)	Armazenamento de óleo diesel/combustível	34	Grande vazamento de óleo diesel/combustível.	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo diesel / combustível da embarcação de apoio devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Impacto Ambiental.	Médio
	Armazenamento de óleo base	35	Grande vazamento de óleo base.	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo base devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Impacto Ambiental.	Médio
	Armazenamento de fluido de perfuração sintético	36	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético.	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de fluido de perfuração devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Impacto Ambiental.	Médio

Tabela II.9 - 29: Cenários acidentais considerados na análise quantitativa.

Sistema	Subsistema	CA	Perigo	Causa	Consequências	Cat. Risco
Atividades de Logística e de Apoio	Operações de transferência	38	Pequeno vazamento de óleo diesel / combustível.	Ruptura parcial (furo ou fissura) do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo diesel / combustível.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	Médio
		39	Médio vazamento de óleo diesel / combustível.	Ruptura total do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo diesel / combustível.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	Médio
		40	Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético.	Ruptura parcial (furo ou fissura) do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de fluido de perfuração.	Impacto Ambiental.	Médio
		41	Médio vazamento, fluido de perfuração sintético.	Ruptura total do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de fluido de perfuração.	Impacto Ambiental.	Médio
		42	Pequeno vazamento de óleo base.	Ruptura parcial (furo ou fissura) do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo base.	Impacto Ambiental.	Médio
		43	Médio vazamento de óleo base.	Ruptura total do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo base.	Impacto Ambiental.	Médio

Tabela II.9 - 29: Cenários acidentais considerados na análise quantitativa.

Sistema	Subsistema	CA	Perigo	Causa	Consequências	Cat. Risco
Atividades de Logística e de Apoio	Operações de carga e descarga	44	Pequeno vazamento de produtos oleosos ou produtos químicos.	Queda de tanques portáteis durante operações de movimentação de cargas entre as embarcações de apoio e a unidade de perfuração.	Impacto Ambiental; Danos pessoais.	Baixo
	Translado de aeronaves	45	Pequeno vazamento de querosene de aviação.	Queda da aeronave durante voo/ pouso/ decolagem devido a: <ul style="list-style-type: none"> Falha mecânica/ elétrica do helicóptero. Erro humano na condução da aeronave. FOD (<i>Foreign Object Damage</i>). Colisão da aeronave com estrutura fixa (guindaste). Condições climáticas adversas. Sobrecarga da aeronave (excesso de peso). Falha estrutural do heliponto. 	Impacto Ambiental (queda da aeronave no mar); Incêndio; Explosão; Danos pessoais (lesões, fatalidades).	Baixo
Navegação	Unidade de Perfuração	46	Grande vazamento de óleo diesel / combustível, óleo lubrificante, óleo hidráulico, fluido de perfuração sintético, óleo base; efluente oleoso.	Ruptura dos tanques de armazenamento devido a colisão da unidade de perfuração com outras embarcações.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	Baixo
		47	Grande vazamento de óleo diesel / combustível, óleo lubrificante, óleo hidráulico, fluido de perfuração sintético, óleo base; efluente oleoso.	Naufrágio da unidade de perfuração devido a: <ul style="list-style-type: none"> Danos estruturais; Colisão com outras embarcações; Condições climáticas adversas. 	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	Médio

Tabela II.9 - 29: Cenários acidentais considerados na análise quantitativa.

Sistema	Subsistema	CA	Perigo	Causa	Consequências	Cat. Risco
Navegação	Embarcação de apoio	48	Grande vazamento de óleo diesel / combustível, fluido de perfuração sintético e óleo base.	Ruptura dos tanques de armazenamento devido a colisão da embarcação de apoio com outras embarcações.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	Baixo
		49	Grande vazamento de óleo diesel / combustível, fluido de perfuração sintético e óleo base.	Naufrágio da embarcação de apoio devido a: <ul style="list-style-type: none"> • Danos estruturais; • Colisão com outras embarcações; • Condições climáticas adversas; • Perda de estabilidade da embarcação (ex.: falha no sistema de lastro) 	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	Baixo

II.9.3.3 Volumes de Óleo Liberados

Esta seção apresenta o cálculo do volume de óleo vazado dos cenários acidentais apresentados anteriormente, na **Tabela II.9 - 29**. Estes volumes foram calculados conforme a metodologia apresentada no início deste estudo e as premissas apresentadas a seguir.

Premissas Adotadas

As seguintes premissas foram consideradas para o cálculo do volume vazados dos cenários acidentais deste estudo, complementando a metodologia exigida pelo IBAMA:

- Caso a capacidade de contenção do sistema de contenção e drenagem seja inferior ao volume vazado em cada um dos cenários acidentais analisados, será considerado que o cenário é 100% não contido, ou seja, o volume total do vazamento seguiria para o mar;
- Nos cenários relacionados ao vazamento de produtos que possuam óleo como uma parte de sua composição, tais como fluidos de perfuração ou completação sintético e efluentes oleosos, considerou-se um vazamento de produto composto por 100% de óleo. Por exemplo, fluidos de perfuração sintético normal possuem de 60 a 70% de óleo base em sua composição, entretanto, nos cenários relacionados a fluidos de perfuração, considerou-se o vazamento de um produto composto por 100% óleo base;
- Para o cenário envolvendo vazamentos de fluidos de perfuração ou complementares devido a danos no *riser* de perfuração e linhas de *choke*, *kill* e *booster*, considerou-se que o volume máximo que poderia vazar corresponde ao volume de fluido contido no interior de uma tubulação de 19.25" (diâmetro interno do *riser* de perfuração) com 3.087 m de comprimento (i.e. 3.062 m, maior lâmina d'água prevista para os poços dessa atividade, mais 25 m de elevação) mais o volume total contido nas linhas de *choke*, *kill* e *booster* de 74,4 m³ (volume fornecido pela PPBL).
- Para o cenário relacionado ao vazamento de óleo cru devido à perda de controle de poço, considerou-se a liberação de óleo durante 30 dias com a vazão de 9.256,6 m³/dia (vazão fornecida pela PPBL), conforme determinado pela CONAMA 398/08.
- Para o cenário relacionado ao vazamento de óleo cru durante o teste de formação, considerou-se a vazão de produção de óleo de 1.590 m³/dia (vazão fornecida pela PPBL) e o tempo de 10 minutos para a identificação e interrupção do vazamento;
- Como no momento da elaboração desse estudo as embarcações de apoio necessárias para a atividade não estavam definidas, considerou-se a capacidade de armazenamento e a vazão de transferência típicas de embarcações de apoio utilizadas

em outras atividades semelhantes. Os valores considerados no estudo são apresentados na **Tabela II.9 - 8**;

- Para os cenários que envolvem operações de transferência, considerou-se a vazão de transferência de cada produto de interesse da embarcação de referência e o tempo de 10 minutos para a identificação e interrupção do escoamento (tempo definido por RIVM (2009) para sistema de bloqueio semiautomáticos);
- Para o cenário de dano estrutural nos tanques de armazenamento da unidade de perfuração, considerou-se que o volume associado ao maior tanque de cada tipo de produto seria atingido;
- Para o cenário relacionado ao vazamento de produtos de origem oleosa diversos durante operações de movimentação de carga entre a unidade de perfuração e as embarcações de apoio, considerou-se a queda de um tanque portátil de 5 m³ (capacidade padrão desse tipo de recipiente);
- Para o cenário envolvendo queda de aeronaves, foi considerado o volume correspondente a capacidade de combustível de uma aeronave modelo Sikorsky S-92 com capacidade máxima de 19 passageiros;
- Para os cenários de colisão entre embarcações, considerou-se que o impacto gerado possui energia suficiente para romper o casco da embarcação (sendo ele simples ou duplo) e atingir os 2 maiores tanques de armazenamento de produtos de origem oleosa, no caso da unidade de perfuração, e toda a capacidade de armazenamento de um determinado produto oleoso, no caso da embarcação de apoio;
- Para os cenários relacionados à perda de estabilidade da embarcação, considerou-se o volume vazado correspondente à capacidade total de armazenamento de produtos de origem oleosa da embarcação.

Resultados do Cálculo de Volumes de Óleo Liberados

Baseado nas premissas da CONAMA 398/08 apresentadas no início deste estudo, nas premissas acima descritas e nas informações técnicas fornecidas pela empresa, determinou-se o volume vazado para cada um dos cenários apresentados na **Tabela II.9 - 29**. Os resultados obtidos são apresentados na **Tabela II.9 - 30**.

Foram identificados 05 (cinco) cenários acidentais na faixa de Pequeno Vazamento (volume vazado menor que 8 m³), 05 (cinco) na faixa de Médio Vazamento (volume vazado maior que 8 m³ e menor que 200 m³) e 13 (treze) na faixa de Grande Vazamento (volume vazado maior que 200 m³).

Tabela II.9 - 30: Cálculo de volume dos cenários considerados na análise quantitativa.

CA	Produto	Volume de Armazenamento (m³)	Vazão de Bombeio	Tempo de Identificação e Interrupção	Volume Liberado (m³)
6	Fluido de Perfuração Sintético	654,0	-	-	200
7	Fluido de Perfuração Sintético	654,0	-	-	654,0
13	Óleo Cru	-	9.256,6m³/dia	30 dias	277.697,0
14	Óleo Cru	-	1.590 m³/dia	10 min	11,0
17	Efluente Oleoso	268,3	-	-	268,3
20	Óleo Diesel/Combustível	1.485,5	-	-	1.485,5
23	Óleo Base	572,8	-	-	572,8
33	Fluido de Perfuração Sintético	359,1	-	-	359,1
34	Óleo Diesel/Combustível	1.600,0	-	-	1.600,0
35	Óleo Base	400,0	-	-	400,0
36	Fluido de Perfuração Sintético	1.500,0	-	-	1.500,0
38	Óleo Diesel/Combustível	-	200,0 m³/h	10 min	8,0
39	Óleo Diesel/Combustível	-	200,0 m³/h	10 min	33,3
40	Fluido de Perfuração Sintético	-	200,0 m³/h	10 min	8,0
41	Fluido de Perfuração Sintético	-	200,0 m³/h	10 min	33,3
42	Óleo Base	-	200,0 m³/h	10 min	8,0
43	Óleo Base	-	200,0 m³/h	10 min	33,3
44	Produtos Diversos	5,0	-	-	5,0
45	Querosene de Aviação	3,0	-	-	3,0
46	Óleo Diesel / Combustível, Óleo Lubrificante, Óleo Hidráulico, Fluido De Perfuração Sintético, Óleo Base; Efluente Oleoso	2.971,0	-	-	2.971,0
47	Óleo Diesel / Combustível, Óleo Lubrificante, Óleo Hidráulico, Fluido De Perfuração Sintético, Óleo Base; Efluente Oleoso	12.153,0	-	-	12.153,0
48	Óleo Diesel / Combustível, Fluido De Perfuração Sintético e Óleo Base.	1.600,0	-	-	1.600,0
49	Óleo Diesel / Combustível, Fluido De Perfuração Sintético e Óleo Base.	3.500,0	-	-	3.500,0

II.9.3.4 Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

A frequência de ocorrência de contaminação ambiental por óleo associada a cada um dos cenários acidentais é determinada a partir de duas etapas: a primeira é a avaliação da taxa de falhas de equipamentos, tubulações e/ou acessórios, e a segunda é a construção da árvore de eventos.

A partir da análise de documentos técnicos, tais como os Diagramas de Tubulação e Instrumentação (P&ID) e o arranjo geral da unidade de perfuração, foram identificados os equipamentos, tubulações e acessórios envolvidos em cada um dos sistemas. Suas respectivas taxas de falhas foram obtidas em bancos de dados e através de uma análise histórica de acidentes, apresentada no **Item** Erro! Fonte de referência não encontrada. deste documento. Os valores de frequência de ocorrência dos cenários acidentais foram calculados considerando a contribuição de todos os componentes do trecho em análise, para diferentes faixas de vazão de vazamento.

Para a análise dos sistemas, foi considerado que a falha em cada um dos equipamentos avaliados isoladamente resultaria na ocorrência de vazamento de óleo e/ou produtos químicos. Dessa forma, as frequências dos eventos iniciadores foram obtidas pela soma das taxas de falha de cada um dos equipamentos constituintes do sistema em análise.

De acordo com RIVM (2009), as diferentes possibilidades de evolução dos acidentes podem ser representadas através da Análise de Árvore de Eventos. A **Figura II.9 - 34** apresenta um exemplo de Árvore de Eventos para vazamento de substâncias líquidas.

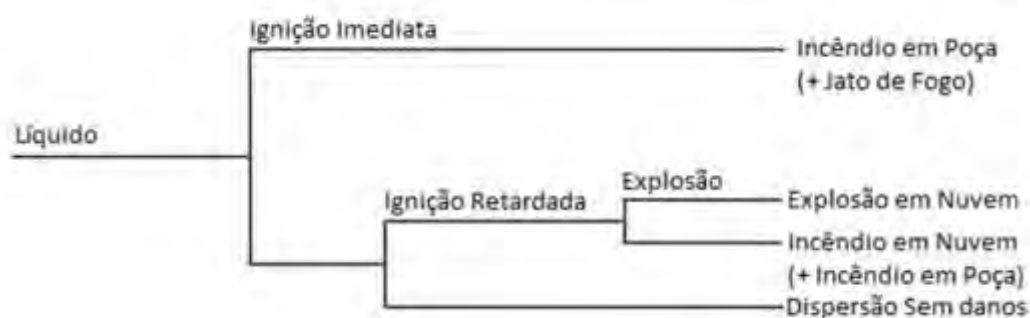


Figura II.9 - 34: Árvore de Eventos para o vazamento de líquidos inflamáveis (Fonte: RIVM, 2009)

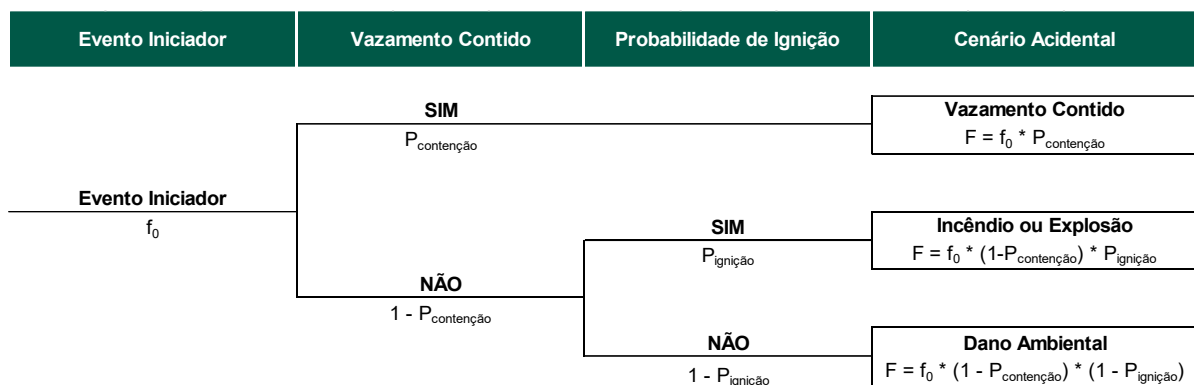
As árvores de eventos foram construídas partindo-se dos eventos iniciadores e considerando-se o desdobramento do perigo referente a cada cenário da APP, em diferentes tipologias acidentais. Para o presente estudo, as tipologias acidentais consideradas foram incêndio em poça, incêndio/explosão, flash e contaminação ambiental.

A frequência de ocorrência da hipótese acidental e de cada desdobramento possível são combinadas para a determinação da frequência de ocorrência de contaminação ambiental por óleo associadas a cada um dos cenários acidentais. Para o presente estudo, foram considerados apenas os cenários relacionados ao derramamento de óleo no mar (representado na **Figura II.9 - 34** como Dispersão Sem Danos) devido ao foco do estudo.

II.9.3.4.1 Premissas Adotadas

As seguintes premissas foram consideradas para a determinação quantitativa da frequência de ocorrência dos cenários acidentais desse estudo, complementando a metodologia exigida pelo IBAMA:

- Para a construção da árvore de eventos associadas aos cenários acidentais avaliados neste estudo, foram consideradas a possibilidade de contenção do vazamento e de ignição total (incluindo ignição imediata e retardada). A possibilidade de ignição imediata e retardada foram consideradas em conjunto, porque o foco deste estudo é a probabilidade da contaminação ambiental e esta medida simplifica a construção das árvores de evento (**Figura II.9 - 35**).



Legenda:

f_0 : Frequência de ocorrência do evento iniciador;

$P_{\text{contenção}}$: Probabilidade de contenção do vazamento;

$P_{\text{ignição}}$: Probabilidade de ignição total (ignição imediata e retardada).

Figura II.9 - 35: Arvore de Eventos considerada nesse estudo.

- Para definição das probabilidades de ignição associadas aos diversos cenários acidentais identificados no estudo, foram utilizados os dados apresentados pela IOGP (2010b), destacados anteriormente no **Item II.9.2.1.8**. Na ausência de informações da vazão do cenário avaliado, será considerada, de forma conservadora, a probabilidade de ignição igual a 0,001. Segundo a IOGP (2010b), este valor corresponde à probabilidade de ignição imediata, que é independente da vazão ou do cenário acidental, e é o menor valor apresentado pelas curvas.

- Para os cenários envolvendo produtos não inflamáveis, considerou-se a probabilidade de ignição como nula. Segundo a Norma Regulamentadora (NR) 20 da Secretaria do Trabalho, produtos inflamáveis são definidos como:
 - **Líquidos Inflamáveis:** Líquidos que possuem ponto de fulgor menor ou igual a 60° C;
 - **Gases Inflamáveis:** Gases que inflamam com o ar a 20° C e uma pressão padrão de 101,3 kPa.
- As propriedades dos produtos químicos abordados nesta análise estão disponíveis nas Fichas de Informações de Segurança de Produtos Químicos (FISPQ) (**ANEXO C**).

II.9.3.4.2 Avaliação das Frequências

Conforme descrito na metodologia deste estudo, a frequência de ocorrência dos cenários classificados com risco alto na APP ou que envolvam o vazamento de produtos de origem oleosa com possibilidade de atingir o mar deve ser determinada quantitativamente.

As frequências de cenários acidentais e taxas de falha de equipamentos foram obtidas por meio da análise histórica de acidentes apresentada no **Item** Erro! Fonte de referência não encontrada.. Para os cenários onde não foram encontrados bancos de dados com informações significativas, foram consultados artigos científicos e estudos de confiabilidade de equipamentos, de acordo com as especificidades do estudo.

Os dados de frequências acidentais e respectivos bancos de dados utilizados como referência para o presente estudo são apresentados na **Tabela II.9 - 31**.

Tabela II.9 - 31: Frequências acidentais utilizadas na Análise Quantitativa de Riscos Ambientais.

Frequência Avaliada	Cenários da APP	Banco de Dados Consultado	Ref. Análise Histórica
Perda de contenção em <i>risers</i>	06 e 07	IOGP, 2019b	II.9.2.1.11
<i>Blowout</i> em perfuração exploratória	13	IOGP, 2019a IOGP 2010b	II.9.2.1.6 II.9.2.1.8
Falha no queimador (<i>burner boom</i>) durante teste de formação	14	BERROUANE; LOUNIS, 2016	-
Danos estruturais no casco/tanques	17, 20, 23, 33, 34, 35 e 36	DNV, 2011	II.9.2.1.9
Falha em mangotes de transferência	38, 39, 40, 41, 42 e 43	HSE, 2019 IOGP 2010b	II.9.2.1.7 II.9.2.1.8
Queda de objetos em operações de movimentação de carga	44	IOGP, 2010d	II.9.2.1.12
Acidentes de aeronaves	45	IOGP, 2010c	II.9.2.1.10
Vazamento de óleo em plataformas <i>offshore</i> causado por colisão com embarcações	46	DNV, 2011	II.9.2.1.9
Perda total de plataformas <i>offshore</i>	47	DNV, 2011 IOGP, 2010a	II.9.2.1.9 II.9.2.1.1

Tabela II.9 - 31: Frequências acidentais utilizadas na Análise Quantitativa de Riscos Ambientais.

Frequência Avaliada	Cenários da APP	Banco de Dados Consultado	Ref. Análise Histórica
Vazamento de óleo causado por colisões de embarcações	48	DNV, 2011	II.9.2.1.9
Perda total de embarcações de apoio	49	DNV, 2011 IOGP, 2010a	II.9.2.1.9 II.9.2.1.1

A seguir, são descritas detalhadamente as premissas consideradas para a determinação da frequência de cada um dos cenários indicados na APP.

Cenários 06 e 07

Estes cenários estão associados ao vazamento de fluidos de perfuração sintéticos devido a danos causados ao *riser* de perfuração, acessórios e linhas de *choke*, *kill* e *booster*. Para a quantificação dos riscos ambientais associados a estes cenários, foi utilizado como base o relatório emitido pela IOGP (2019b), apresentado no **Item II.9.2.1.11**.

Segundo IOGP (2019b), a frequência de vazamentos em *riser* rígidos de aço carbono com diâmetro superior a 16" é $2,58E-04 \text{ ano}^{-1}$, conforme apresentado na **Tabela II.9 - 20**.

Adicionalmente, o relatório aponta que 10% dos vazamentos em *risers* offshore foram devido a rupturas totais e 90% foram devido a furos/fissuras (**Tabela II.9 - 21**).

Por fim, nenhum destes cenários possui sistema de contenção disponíveis ou envolve produto químico inflamável. A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para os cenários 06 e 07 são apresentados na **Tabela II.9 - 32**.

Tabela II.9 - 32: Cálculo da frequência para os cenários 06 e 07.

CA	Frequência de Vazamento (ano^{-1})	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano^{-1})
06	$2,32E-04$	0	0	$2,32E-04$
07	$2,58E-05$	0	0	$2,58E-05$

Cenário 13

Este cenário está relacionado ao vazamento de óleo cru devido à perda de controle do poço, resultando em um *blowout*. Segundo PEREZ *et al.* (2019), o *blowout* é um fluxo descontrolado do fluido da formação após a ocorrência de um *kick*. Para a ocorrência de um *kick*, são necessárias que as seguintes condições ocorram simultaneamente:

- Falha do 1º Conjunto solidário de barreiras (CSB):
 - A pressão hidrostática no interior do poço é menor que a pressão no poro de formações permeáveis.

- Condições Geológicas e Geofísicas:
 - Formação com permeabilidade suficiente;
 - A viscosidade do fluido é baixa o suficiente para fluir.

A **Figura II.9 - 36** apresenta o encadeamento de eventos necessários para a ocorrência de um *kick* e os desdobramentos necessários para que este cenário resulte em um *blowout*.

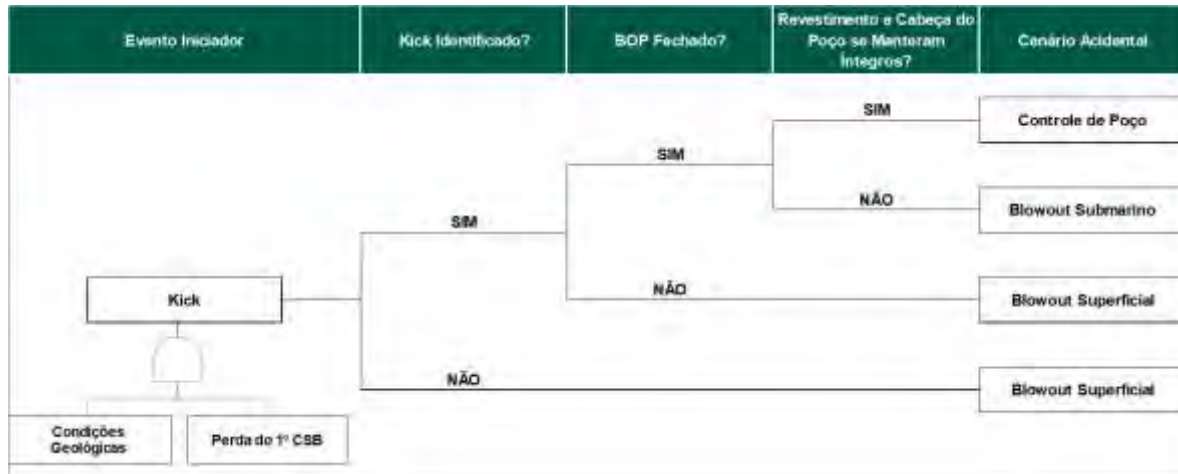


Figura II.9 - 36: Árvore de falhas e eventos para ocorrência do cenário de *blowout*.

Para o presente estudo foi considerada a frequência de *blowout* apresentada pela IOGP (2019a) referente à perfuração exploratória de poços submarinos pioneiros, de acordo com os *North Sea Standards*. Este tipo de perfuração é definido no próprio relatório como “operação realizada com BOP instalado e o princípio de duas barreiras seguido”, assim como exigido pelo órgão regulador local (ANP), por meio do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços (SGIP).

Sendo assim, a frequência de ocorrência apresentada pelo relatório e utilizada para a quantificação do risco ambiental associada a este cenário é de $1,30\text{E-}04$ poço⁻¹ (**Figura II.9 - 30**).

Conforme apresentado no capítulo de Caracterização da Atividade (item II.2) deste EAP, a duração estimada para a perfuração de um poço é de até 120 dias. Logo, considerou a perfuração de 03 (três) poços por ano para a determinação da frequência de ocorrência de *blowouts* em operações de perfuração exploratória na base anual. O resultado obtido é $3,90\text{E-}04$ ano⁻¹.

Conforme descrito nas premissas do estudo, foram definidas as probabilidades de ignição de acordo com o relatório apresentado por IOGP (2010b). O óleo esperado para a região possui 33 API, o que corresponde a um óleo com massa específica de $859,3 \text{ kg/m}^3$. Considerando esta massa específica e a vazão de produção do poço de $9.256,6 \text{ m}^3/\text{dia}$, obtém-se a probabilidade de ignição igual a 0,0941 (**Figura II.9 - 32**).

A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para o cenário 13 é apresentada na **Tabela II.9 - 33**.

Tabela II.9 - 33: Cálculo da frequência para o cenário 13.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
13	3,90E-04	0	0,0941	3,53E-04

Cenário 14

Este cenário está relacionado ao vazamento de óleo cru devido a uma falha no queimador (*burner boom*) durante a execução de testes de formação.

Por se tratar de um vazamento sobre o mar, não foi considerada a probabilidade de contenção. Além disso, não foi considerada a probabilidade de ignição, porque a presença de chama está diretamente ligada à operação normal deste tipo de equipamento e o cenário acidental está associado à ausência dessa chama.

BERROUANE; LOUNIS (2016) apresenta um estudo baseado na construção de uma árvore de eventos para a determinação da frequência de falha de um queimador. Segundo os autores, a frequência de falha obtida através da árvore de falhas para esse tipo de equipamento é de 4,28E-04 ano⁻¹.

A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para o cenário 14 é apresentada na **Tabela II.9 - 34**.

Tabela II.9 - 34: Cálculo da frequência para o cenário 14.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
14	4,28E-04	0	0	4,28E-04

Cenários 17, 20, 23, 33

Estes cenários estão relacionados ao vazamento de produtos oleosos devido a danos estruturais nos tanques de armazenamento da unidade de perfuração.

Para a quantificação dos riscos ambientais associados a estes cenários, foram adotadas como base as frequências de danos estruturais em cascos de navios-tanque apresentadas pela DNV (2011), devido à ausência de dados mais representativos. A **Tabela II.9 - 17** apresenta os dados de frequência dividida em seções, sendo elas: no porto, em águas restritas e no mar.

Considerando a frequência de $4,60\text{E-}08 \text{ hora}^{-1}$ (período de exposição no mar) e que a unidade de perfuração esteja 100% do tempo em exposição ao longo do ano (8.760 horas), obtendo uma frequência na base anual de $4,03\text{E-}04 \text{ ano}^{-1}$.

A frequência de ocorrência obtida através dos dados apresentados por DNV (2011) não é normalizada pela quantidade de tanques presentes na embarcação. Por isso, considerou-se um fator baseado na distribuição volumétrica dos tanques contendo produtos oleosos identificados na análise quantitativa e no plano de capacidade da embarcação a fim de estimar a exposição dos tanques em um cenário de dano estrutural no casco. Esta abordagem pode ser considerada conservadora, uma vez que não são considerados tanques de armazenamento de produtos não oleosos, como os tanques de lastro. A **Tabela II.9 - 35** apresenta os fatores obtidos e a frequência ajustada.

Tabela II.9 - 35: Frequência de dano estrutural no casco da sonda de perfuração ajustada.

CA	Produto	Volume Total no Casco (m³)	Fator Volumétrico	Frequência Ajustada (ano ⁻¹)
17	Efluente Oleoso	981,5	0,082	3,30E-05
20	Óleo Diesel/Combustível	7554,9	0,630	2,54E-04
23	Óleo Base	1145,1	0,095	3,85E-05
33	Fluido de Perfuração Sintético	2317,9	0,193	7,78E-05

Para estes cenários, a possibilidade de contenção do vazamento é nula, tendo em vista que é considerada que a dano estrutural atinge os tanques e o casco duplo da unidade. Além disso a probabilidade de ignição também é considerada nula.

A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para os cenários 17, 20, 23 e 33 são apresentadas na **Tabela II.9 - 36**.

Tabela II.9 - 36: Cálculo da frequência para o cenário 17, 20, 23 e 33.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
17	3,30E-05	0	0	3,30E-05
20	2,54E-04	0	0	2,54E-04
23	3,85E-05	0	0	3,85E-05
33	7,78E-05	0	0	7,78E-05

Cenários 34, 35 e 36

Estes cenários estão associados a vazamento de produtos oleosos devido a danos estruturais nos tanques de armazenamento das embarcações de apoio.

Para a elaboração deste estudo foi considerado apenas o período no qual a embarcação de apoio estará no bloco realizando alguma operação relacionada à atividade de perfuração. Para determinar o tempo de exposição, considerou-se:

- Serão utilizadas 2 embarcações de apoio do tipo PSV (*Platform Supply Vessel*);
- 216 viagens das embarcações de apoio para a base de apoio terrestre por ano (18 viagens mensais no total);
- Duração máxima de 2 dias para a embarcação de apoio realizar todas as suas atividades essenciais na plataforma (valor adotado com base em dados típicos para atividades similares).

Sendo assim, o tempo de exposição das embarcações de apoio é de 10.368 horas por ano. Considerando a frequência de vazamentos de óleo por danos estruturais no casco de $4,60\text{E}-08 \text{ hora}^{-1}$ (**Tabela II.9 - 17**), obtém-se a frequência de $4,77\text{E}-04 \text{ ano}^{-1}$.

Assim como foi feito com os cenários anteriores, a frequência de ocorrência obtida através dos dados apresentados por DNV (2011) foram ajustado por um fator baseado na distribuição volumétrica do plano de capacidade da embarcação. Esta abordagem pode ser considerada conservadora, uma vez que não são considerados tanques de armazenamento de produtos não oleosos, como os tanques de lastro. A **Tabela II.9 - 37** apresenta os fatores obtidos e a frequência ajustada.

Tabela II.9 - 37: Frequência de dano esturural no casco da embarcação de apoio ajustada.

CA	Produto	Volume Total no Casco (m ³)	Fator Volumétrico	Frequência Ajustada (ano ⁻¹)
34	Óleo Diesel/Combustível	1.600,0	0,457	2,18E-04
35	Óleo Base	400,0	0,114	5,45E-05
36	Fluido de Perfuração Sintético	1.500,0	0,429	2,04E-04

Para estes cenários, a possibilidade de contenção do vazamento é nula, tendo em vista que é considerada que a dano estrutural atinge os tanques e o casco duplo da unidade (quando aplicável). Além disso a probabilidade de ignição também é considerada nula.

A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para o cenário 34, 35 e 36 é apresentada na **Tabela II.9 - 38**.

Tabela II.9 - 38: Cálculo da frequência para os cenários 34, 35 e 36.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
34	2,18E-04	0	0	2,18E-04
35	5,45E-05	0	0	5,45E-05
36	2,04E-04	0	0	2,04E-04

Cenários 38, 39, 40, 41, 42 e 43

Estes cenários estão relacionados a vazamentos devido a danos/falhas em mangotes utilizados em operações de transferência entre a unidade de perfuração e embarcações de apoio.

Segundo informação fornecida pela empresa, está prevista a realização de 18 viagens mensais das embarcações de apoio até as bases de apoio marítimo. Considerando que em cada uma destas viagens é realizada uma operação de transferência por produto oleoso (óleo diesel/combustível, fluido de perfuração sintético e óleo base), serão realizadas 216 operações de transferência por ano para cada produto (considerando as 2 embarcações de apoio).

Conforme informado pela Operadora, a unidade de perfuração apresenta mecanismos para evitar desconexões (conexões TODO-matic breakaway), bem como procedimentos operacionais para cobrir cenários de operações de transferências (inspeção visual de todas as mangueiras antes e depois de cada transferência e teste de integridade para transferências de hidrocarbonetos). Desta forma, segundo HSE (2019), a unidade de perfuração é classificada como uma unidade com múltiplos sistemas de segurança.

Segundo HSE (2019), unidades com múltiplos sistemas de segurança apresentam a frequência de 6,4E-06 transferência⁻¹ para ruptura parcial em mangote e de 2,0E-07 transferência⁻¹ para ruptura total (**Tabela II.9 - 12**). Baseado nestas informações e na frequência das operações de transferências, obtém-se a frequência de 1,38E-03 ano⁻¹ para ruptura parcial e 4,32E-05 ano⁻¹ para ruptura total.

Os cenários 38 e 39 envolvem a transferência de um líquido inflamável (óleo diesel/combustível), por isso será considerada a probabilidade de ignição nesses cenários. Considerando a vazão máxima de transferência de 200 m³/h, a massa específica do óleo diesel marinho de 865 kg/m³ e a curva de probabilidade de ignição (**Figura II.9 - 31**), obtém-se a probabilidade de ignição igual a 0,0128.

Os cenários 40, 41, 42 e 43 não envolvem vazamento de líquidos inflamáveis (fluidos de perfuração sintético e óleo base). Por isso, não foi considerada a probabilidade de ignição nestes cenários.

Para estes cenários, a possibilidade de contenção do vazamento é nula.

A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para os cenários 38, 39, 40, 41, 42 e 43 são apresentadas na **Tabela II.9 - 39**.

Tabela II.9 - 39: Cálculo da frequência para os cenários 38, 39, 40, 41, 42 e 43.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
38	1,38E-03	0	0,0128	1,36E-03
39	4,32E-05	0	0,0128	4,26E-05
40	1,38E-03	0	0	1,38E-03
41	4,32E-05	0	0	4,32E-05
42	1,38E-03	0	0	1,38E-03
43	4,32E-05	0	0	4,32E-05

Cenário 44

Este cenário está relacionado ao vazamento de produtos químicos diversos de origem oleosa devido à queda no mar durante operações de movimentação de carga entre a unidade de perfuração e embarcações de apoio.

Para este cenário não será considerada a possibilidade de contenção do vazamento devido à ausência de sistemas de contenção para este tipo de atividade. Além disso, não será considerada a probabilidade de ignição devido à baixa probabilidade de uma fonte de ignição entrar em contato com o material transportado.

Para a quantificação do risco ambiental associado a este cenário foram consideradas as frequências de queda de objetos durante operações de movimentações de carga apresentadas por IOGP (2010d). Segundo este relatório, a frequência de queda de objetos no mar em operações utilizando o guindaste principal de uma unidade marítima móvel é de 8,8E-06 içamento⁻¹ (**Tabela II.9 - 22**).

Como estimativa da quantidade de operações de carga e descarga realizadas entre a unidade de perfuração e a embarcação de apoio, considerou-se 2 operações (uma de carga e outra de descarga) por viagem das embarcações de apoio até a base terrestre.

Conforme apresentado anteriormente, este estudo considera uma frequência de 216 viagens por ano das embarcações de apoio até as bases de apoio marítimo. Sendo assim, foram consideradas 432 operações por ano. Desta forma, a frequência de quedas de carga no mar é dada por 3,80E-03 ano⁻¹.

A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para o cenário 44 é apresentada na **Tabela II.9 - 40**.

Tabela II.9 - 40: Cálculo da frequência para o cenário 44.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
44	3,80E-03	0	0	3,80E-03

Cenário 45

Este cenário é referente aos perigos associados a uma queda de aeronave de apoio. Para a quantificação do risco ambiental correspondente a este cenário, foram utilizadas as informações e dados de frequência apresentados por IOGP (2010c).

Foi adotado como premissa que o tempo de voo das aeronaves circulando dentro do bloco não é significativo para a quantificação da frequência acidental. Sendo assim, foi adotada apenas a frequência de acidentes em procedimentos de pouso e decolagem.

Estão previstos 24 voos mensais para o transporte de passageiros durante a atividade, contabilizando 288 voos por ano. A partir da frequência de 2,70E-06 por operação, ajusta-se a frequência para uma base anual de 7,78E-04 ano⁻¹.

Adotando a premissa de que a possibilidade de contenção do vazamento e ignição são nulas, a **Tabela II.9 - 41** apresenta o cálculo da frequência para o cenário 45.

Tabela II.9 - 41: Cálculo da frequência para o cenário 45.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
45	7,78E-04	0	0	7,78E-04

Cenário 46

Este cenário está relacionado à possibilidade de vazamento de produtos de origem oleosas devido à colisão de embarcações diversas com a unidade de perfuração.

Para a quantificação do risco ambiental associado a este cenário, foi adotada como base a frequência apresentada por DNV (2011) para vazamento ocasionado por colisões de embarcações com plataformas *offshore*. Sendo assim, conforme apresentada na **Tabela II.9 - 15**, a frequência obtida para o presente estudo é de 3,10E-06 ano⁻¹.

Para este cenário, a possibilidade de contenção do vazamento é nula, tendo em vista que se considera que a colisão possui energia suficiente para romper o casco duplo da unidade de perfuração. Além disso, a probabilidade de ignição é considerada nula.

A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para o cenário 46 é apresentada na **Tabela II.9 - 42**.

Tabela II.9 - 42: Cálculo da frequência para o cenário 46.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
46	3,10E-06	0	0	3,10E-06

Cenário 48

Este cenário está relacionado à possibilidade de vazamento de produtos de origem oleosa causado por colisões de embarcações com as embarcações de apoio.

Segundo DNV (2011), a frequência de uma colisão entre embarcações resultar em um vazamento pode ser dividida em seções, sendo elas: no porto, em águas restritas e no mar. Para a elaboração deste estudo, foram considerados os valores de frequência apresentados para navios tanque, devido à ausência de dados mais representativos.

De forma análoga à adotada para os cenários de danos estruturais, para este cenário, considerou-se apenas o período no qual a embarcação de apoio estará no bloco realizando alguma operação relacionada à atividade de perfuração. Dessa forma, o tempo de exposição das embarcações de apoio considerado é de 10.368 horas por ano.

Considerando a frequência de vazamentos de óleo originados por colisões apresentada por DNV (2011) de 3,10E-08 hora⁻¹ (**Tabela II.9 - 16**), obtêm-se a frequência de 3,21E-04 ano⁻¹.

Para este cenário, a possibilidade de contenção do vazamento é nula, tendo em vista que se considera que a colisão possui energia suficiente para romper o casco das embarcações. Além disso, a probabilidade de ignição é considerada nula.

A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para o cenário 48 é apresentada na **Tabela II.9 - 43**.

Tabela II.9 - 43: Cálculo da frequência para os cenários 48.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
48	3,21E-04	0	0	3,21E-04

Cenários 47 e 49

Estes cenários estão associados ao naufrágio da unidade de perfuração e das embarcações de apoio. Para a quantificação da frequência de ocorrência destes cenários serão considerados os dados apresentados por DNV (2011) para colisões, danos das casco e incêndios e explosões que resultem em perda total da unidade.

Sendo assim, serão consideradas as causas para a perda total das embarcações apresentadas na **Tabela II.9 - 44**. Vale ressaltar que foram considerados valores de frequência referentes a navios tanques devido à ausência de dados mais representativos.

Tabela II.9 - 44: Parâmetros utilizados como referência para determinar a frequência de naufrágio das embarcações (frequência de acidentes resultando em perdas totais).

Causas	Frequência (ano ⁻¹)
Colisão	9,4E-05
Danos ao Casco	3,9E-04
Incêndio e Explosões	3,2E-04
Total	8,04E-04

Fonte: DNV, 2011

Conforme apresentado no **Item II.9.2.1.9**, DNV (2011) define cenários de perda total como aqueles acidentes onde o navio deixe de existir ou ser funcional, podendo ser irrecuperável (perda total efetiva), ou uma situação onde o custo de reparo do navio excederia o valor do próprio.

Desta forma, será considerado um fator de correção respaldado pela análise histórica, através do relatório da IOGP (2010a), apresentado no **Item II.9.2.1.1**. Conforme pode ser observado na **Tabela II.9 - 10**, foram notificados 04 (quatro) acidentes associados à perda total de navios-sonda, entretanto, nenhum deles foi relacionado à perda de fluviabilidade ou naufrágio. Analogamente, para embarcações diversas, nenhum acidente associado à perda total originado por naufrágio foi identificado.

Desta forma, determinou-se um fator de 0,01 pois, ao mesmo tempo que a análise histórica indica a ausência desde cenário acidental para navio sonda e outras embarcações, esta indica que esse é um cenário possível para atividades de perfuração e há registro para outros tipos de unidades. Consequentemente, esse fator foi utilizado para indicar a possibilidade desse cenário, mas com uma baixa probabilidade.

A partir da frequência de ocorrência para os cenários envolvendo perda total de embarcações 8,04E-04 ano⁻¹, ajusta-se a frequência com o fator de correção apresentado anteriormente e a quantidade de embarcações, obtendo uma frequência anual de 8,04E-06 ano⁻¹ e 2,41E-05, respectivamente.

Para estes cenários, considerou-se nula a probabilidade de contenção do vazamento e a probabilidade de ignição. A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para os cenários 47 e 49 são apresentadas na **Tabela II.9 - 45**.

Tabela II.9 - 45: Cálculo da frequência para os cenários 47 E 49.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
47	8,04E-06	0	0	8,04E-06
49	1,61E-05	0	0	1,61E-05

II.9.3.4.3 Resultados obtidos

A **Tabela II.9 - 46** apresenta os volumes de óleo associados e a frequência de ocorrência dos cenários acidentais considerados na análise quantitativa.

Tabela II.9 - 46: Volume de óleo liberado e frequência de ocorrência para cada cenários envolvendo vazamento para o mar.

Cenário Acidental	Produto	Volume de Óleo Liberado (m³)	Frequência de Ocorrência (ano ⁻¹)
6	Fluido de Perfuração Sintético	200,0	2,32E-04
7	Fluido de Perfuração Sintético	654,0	2,58E-05
13	Óleo Cru	277.697,0	3,53E-04
14	Óleo Cru	11,0	4,28E-04
17	Efluente Oleoso	268,3	3,30E-05
20	Óleo Diesel/ Combustível	1.485,5	2,54E-04
23	Óleo Base	572,8	3,85E-05
33	Fluido de Perfuração Sintético	359,1	7,78E-05
34	Óleo Diesel/ Combustível	1.600,0	2,18E-04
35	Óleo Base	400,0	5,45E-05
36	Fluido de Perfuração Sintético	1.500,0	2,04E-04
38	Óleo Diesel/ Combustível	8,0	1,36E-03
39	Óleo Diesel/ Combustível	33,3	4,26E-05
40	Fluido de Perfuração Sintético	8,0	1,38E-03
41	Fluido de Perfuração Sintético	33,3	4,32E-05
42	Óleo Base	8,0	1,38E-03
43	Óleo Base	33,3	4,32E-05
44	Produtos Diversos	5,0	3,80E-03
45	Querosene de Aviação	3,0	7,78E-04
46	Óleo Diesel / Combustível, Óleo Lubrificante, Óleo Hidráulico, Fluido De Perfuração Sintético, Óleo Base; Efluente Oleoso	2.971,0	3,10E-06
47	Óleo Diesel / Combustível, Óleo Lubrificante, Óleo Hidráulico, Fluido De Perfuração Sintético, Óleo Base; Efluente Oleoso	12.153,0	8,04E-06
48	Óleo Diesel / Combustível, Fluido De Perfuração Sintético e Óleo Base	1.600,0	3,21E-04
49	Óleo Diesel / Combustível, Fluido De Perfuração Sintético e Óleo Base	3.500,0	1,61E-05

Baseado nas informações apresentadas na **Tabela II.9 - 46**, determinou-se a frequência de ocorrência dos cenários acidentais por faixa de volume. A **Tabela II.9 - 47** apresenta os resultados obtidos. As frequências de ocorrência por faixa de volume serão combinadas com o resultado obtido na modelagem de dispersão de óleo no mar (probabilidade de toque) e, assim, será obtido o Risco Ambiental.

Tabela II.9 - 47: Frequência de ocorrência dos cenários acidentais por faixa de volume

Faixa de Volume	Frequência de Ocorrência (ano ⁻¹)
Pequeno Vazamento	8,71E-03
Médio Vazamento	7,89E-04
Grande Vazamento	1,61E-03

II.9.4 Avaliação das Consequências

II.9.4.1 Modelagem da Dispersão de Óleo

A seguir serão apresentados os resultados da Modelagem do Transporte do Óleo no Mar, os quais contemplam dois cenários sazonais: Período 1 (setembro a fevereiro) e Período 2 (março a agosto), e três faixas de volume de vazamento de óleo cru estabelecidas pela Resolução CONAMA N°398/08, conforme a **Tabela II.9 - 48**.

Tabela II.9 - 48: Cenários considerados na modelagem da dispersão do óleo.

Cenário	Período	Volume Vazado (m³)
1	Período 1	8
2	Período 2	8
3	Período 1	200
4	Período 2	200
5	Período 1	277.697
6	Período 2	277.697

A seguir, são apresentados os mapas de probabilidade de presença de óleo para os vazamentos de volume pequeno (8 m³) (**Figura II.9 - 37**), volume médio (200 m³) (**Figura II.9 - 38**) e volume de pior caso (277.697 m³) (**Figura II.9 - 39**). Destaca-se que estes mesmos resultados, assim como a metodologia e o relatório completo, encontram-se apresentados no **item II.6** (Modelagem Numérica) deste Estudo Ambiental de Perfuração (EAP).

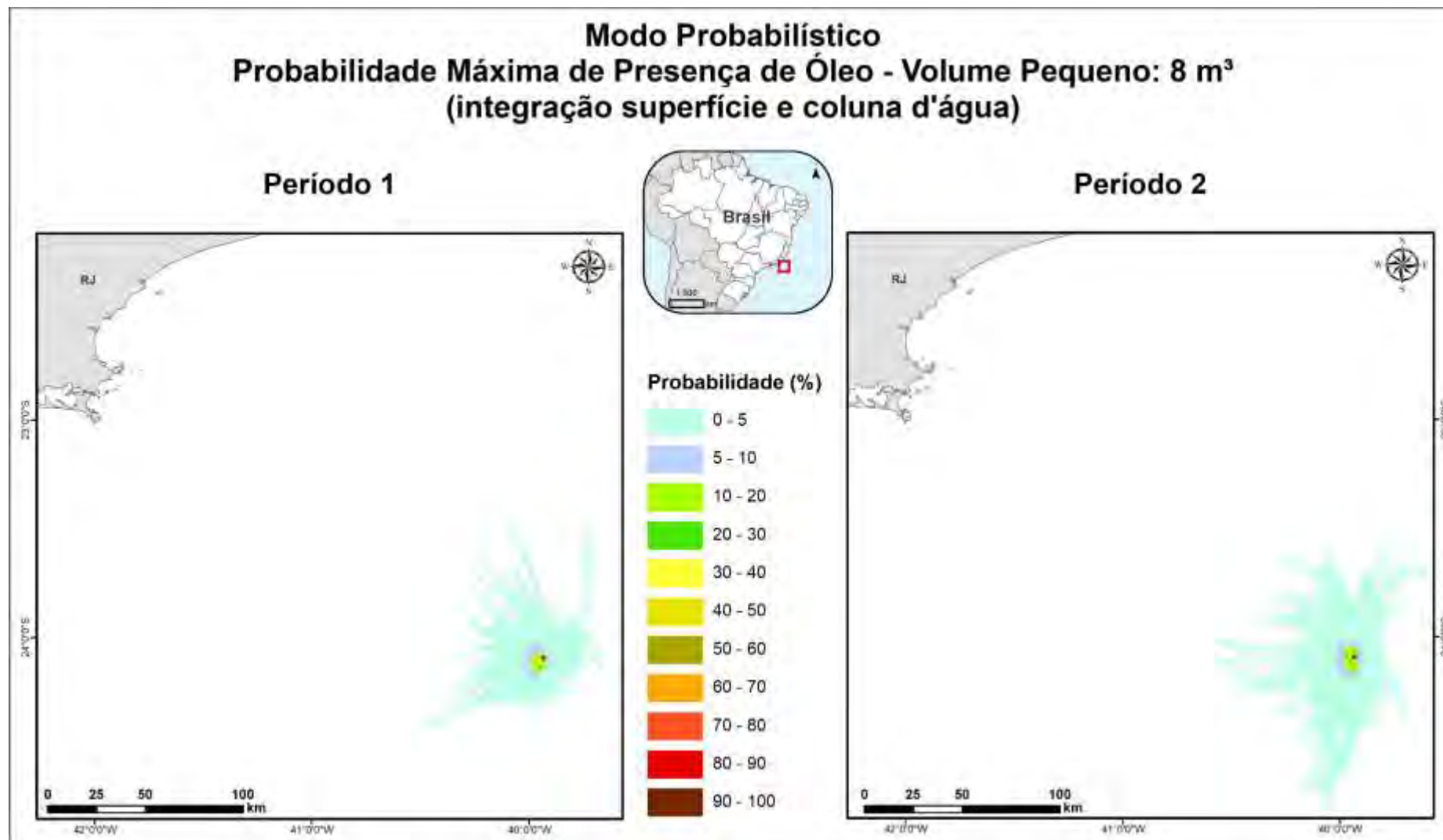


Figura II.9 - 37: Probabilidade de presença de óleo para o CENÁRIO 1 (Período 1; volume: 8 m³; 30 dias de simulação) e CENÁRIO 2 (Período 2; volume: 8 m³; 30 dias de simulação) – integração superfície e coluna d'água.

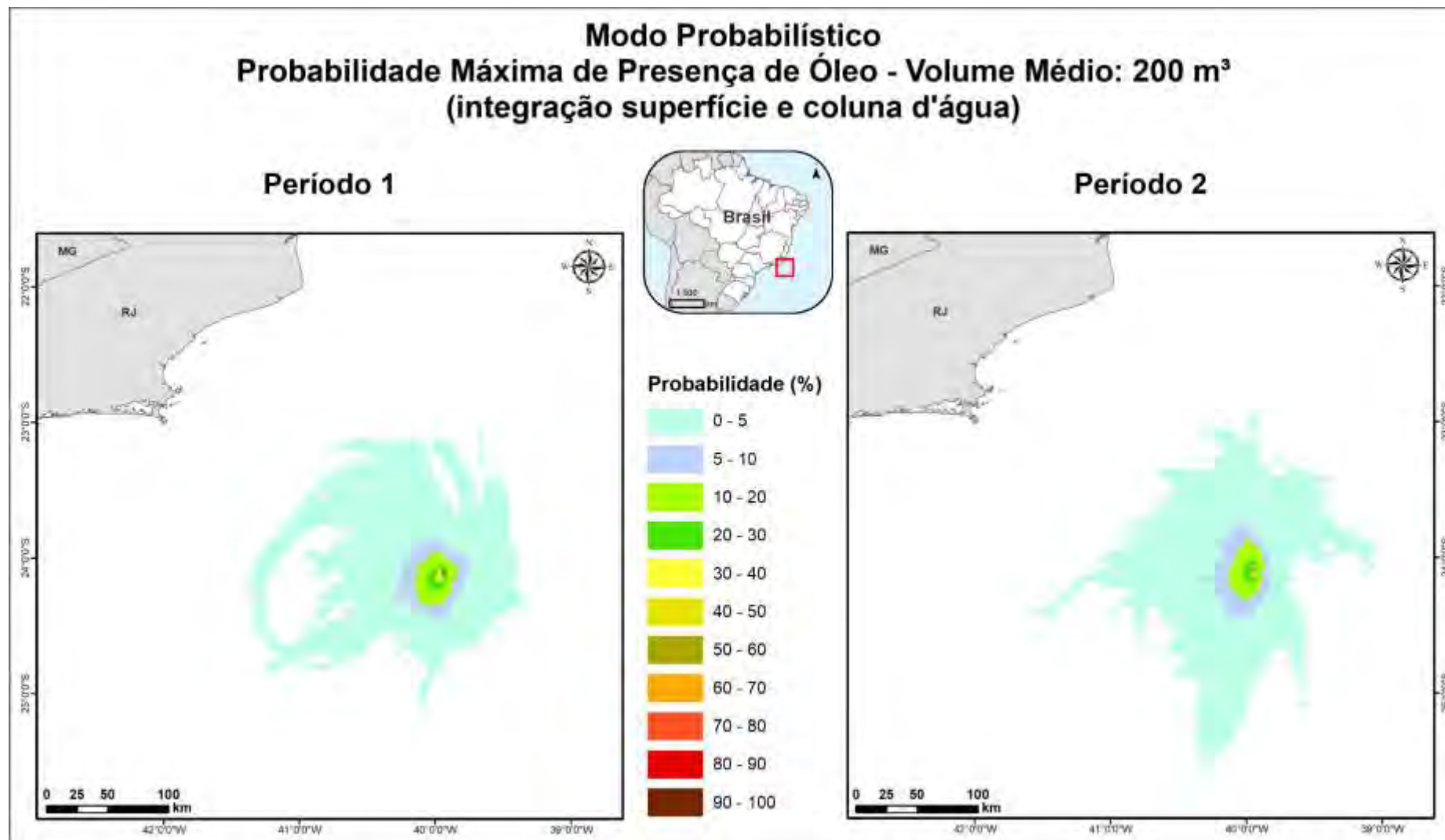


Figura II.9 - 38: Probabilidade de presença de óleo para o CENÁRIO 3 (Período 1; volume: 200 m³; 30 dias de simulação) e CENÁRIO 4 (Período 2; volume: 200 m³; 30 dias de simulação) – integração superfície e coluna d'água.

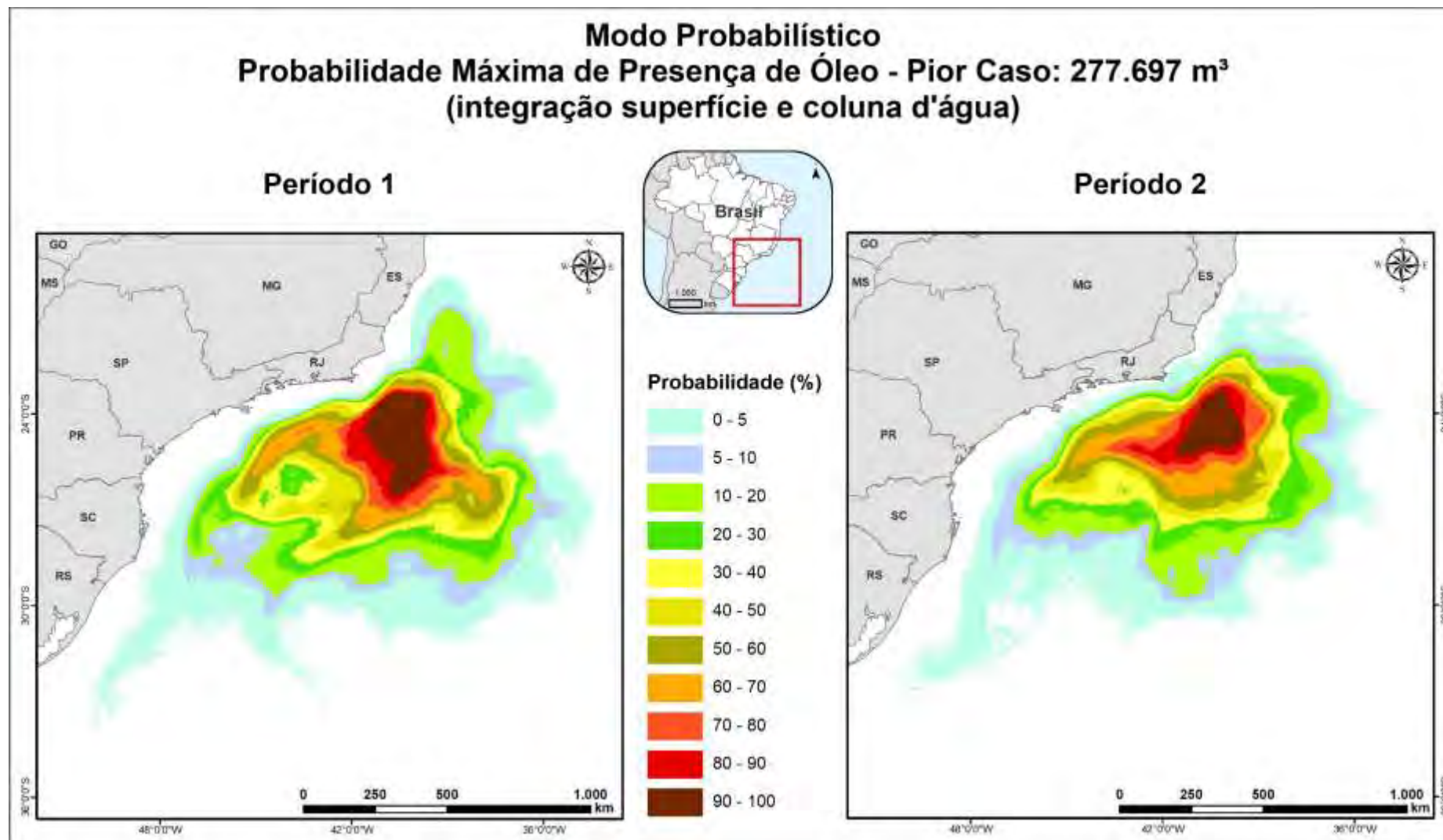


Figura II.9 - 39: Probabilidade de presença de óleo para o CENÁRIO 5 (Período 1; volume: 277.697 m³; 60 dias de simulação) e CENÁRIO 6 (Período 2; volume: 277.697 m³; 60 dias de simulação) – integração superfície e coluna d'água.

II.9.4.2 Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes com Valor Ambiental

Os Componentes e Subcomponentes de Valor Ambiental (CVA e SVA, respectivamente) passíveis de serem atingidos, considerando os resultados da modelagem de óleo para o cenário de pior caso para o Bloco C-M-715, foram identificados a partir das informações constantes na Síntese da Qualidade Ambiental, que compõe o Estudo Ambiental de Perfuração (EAP) elaborado para a presente atividade de perfuração.

Foram identificados, ao todo, sete Componentes de Valor Ambiental, sendo seis comunidades biológicas e um ecossistema. Além disso, foram identificados mais quatro Subcomponentes de Valor Ambiental, que representam áreas de grande importância de concentração e/ou reprodução de espécies.

Sendo assim, os CVAs/SVAs identificados para a presente avaliação, assim como a classificação de cada um quanto à distribuição, pode ser encontrado a seguir.

Recursos Biológicos:

- **CVA Recurso Pesqueiro Costeiro – Distribuição Dispersa/Difusa**
- **CVA Recurso Pesqueiro Oceânico – Distribuição Dispersa/Difusa**
- **CVA Cetáceos – Distribuição Dispersa/Difusa**
 - **SVA Boto-cinza – Distribuição Fixa/Restrita**
 - **SVA Toninha – Distribuição Fixa/Restrita**
 - **SVA Reprodução de Baleia-jubarte – Distribuição Fixa/Restrita**
- **CVA Tartarugas Marinhas – Distribuição Dispersa/Difusa**
 - **SVA Desova de Tartarugas-marinhas (tartaruga-cabeçuda) – Distribuição Fixa/Restrita**
- **CVA Aves Marinhas Oceânicas – Distribuição dispersa/Difusa**
- **CVA Aves Marinhas Costeiras – Distribuição Fixa/Restrita**

Ecossistemas:

- **CVA Recifes Rochosos – Distribuição Fixa/Restrita**

É importante observar que os recursos pesqueiros oceânicos e os recursos pesqueiros costeiros foram considerados como componentes distintos. Esta separação se fundamenta nas diferenças entre os ciclos de vida e as taxas de crescimento das populações presentes nestes dois ambientes.

Uma vez identificados e mapeados os CVAs e SVAs, definiu-se o tempo de recuperação para cada componente. Para a classificação do tempo de recuperação, foi consultada bibliografia

especializada sobre impactos do óleo em grupos faunísticos e ecossistemas e tempos de recuperação, além dos guias da IPIECA (Associação Internacional da Indústria do Petróleo pela Conservação Ambiental - *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association*). A sensibilidade dos componentes foi avaliada em função do seu tempo de recuperação.

Vale ressaltar que estabelecer o tempo de recuperação de uma comunidade biológica em região tropical é extremamente difícil e subjetivo, uma vez que os estudos existentes sobre o assunto se limitam a poucas espécies (o que, portanto, não reflete a comunidade como um todo), cuja maioria habita ambientes temperados ou polares. Diversas bibliografias utilizadas na presente Análise de Risco abordam estudos de caso ocorridos em regiões polares do círculo Ártico, como Fall & Field (1993); Matkin *et al.* (2008); Evostc (2010); Taylor & Plater (2001); Day *et al.* (1996); Esler *et al.* (2002); Peterson *et al.* (2003) e Mosbech (2002). Destaca-se, contudo, que ponderações devem ser feitas uma vez que nos ambientes tropicais, onde o clima é mais quente e há mais luminosidade, a degradação do óleo é mais rápida (NOAA, 1994) e espera-se efeitos menos prolongados nos ecossistemas e comunidades biológicas.

Além disso, em muitos vazamentos de óleo relatados na literatura foram adotadas medidas mitigadoras que eventualmente vieram a acelerar ou, em alguns casos, retardar o processo de recuperação observado. Desta maneira, dificulta-se ainda mais o estabelecimento do tempo de recuperação para áreas atingidas que, de acordo com a metodologia proposta, não deve considerar tais interferências.

➤ COMPONENTES (CVA) E SUBCOMPONENTES (SVA) DE VALOR AMBIENTAL

A seguir serão apresentados os aspectos técnicos relacionados a cada CVA/SVA identificado, como: principais características, espécies endêmicas ou ameaçadas de extinção (quando se referir a comunidades biológicas), impactos do óleo e estudos de caso que abordem tempos de recuperação.

Além disso, ao final de cada CVA/SVA serão apresentados os resultados de probabilidade de cada componente ambiental ser atingido por óleo. Estes resultados são provenientes do cruzamento da área de concentração/ocorrência do CVA/SVA com as probabilidades de chegada de óleo, para os seis cenários avaliados. Com isso, é possível inferir a probabilidade de cada CVA/SVA ser atingido, em cada um dos cenários.

Conforme apresentado no item Metodologia, para o cálculo da probabilidade de um dado CVA/SVA de distribuição difusa ser atingido é considerada a média ponderada das probabilidades de toque em relação à área de ocorrência daquele CVA/SVA potencialmente

atingida por óleo. No caso do CVA/SVA de distribuição fixa/restrita, conforme orientação do IBAMA, utilizou-se a maior probabilidade de toque encontrada, uma vez que este CVA/SVA foi classificado como fixo, em função de apresentar distribuição restrita e alto grau de dependência de uma área específica.

É importante ressaltar que para os CVAs que possuem subcomponentes associados, os SVAs serão caracterizados juntamente com seu componente.

➤ **CVA RECURSOS PESQUEIROS COSTEIROS E CVA RECURSOS PESQUEIROS OCEÂNICOS**

A separação dos componentes Recursos Pesqueiros Costeiros e Recursos Pesqueiros Oceânicos será feita apenas através do mapeamento, uma vez que o valor de tempo de recuperação considerado para os dois componentes é o mesmo.

Isso se justifica uma vez que as referências encontradas sobre tempo de recuperação e impacto de óleo em recursos pesqueiros não fazem diferenciação espacial entre espécies costeiras e oceânicas (e.g. ITOFF, 2004; HJERMANN *et al.*, 2007; MOSBECH *et al.*, 2000; IPIECA, 2000b; TEAL & HOWARTH, 1984). Soma-se a isso o fato de que a maior parte dos impactos identificados em recursos pesqueiros se referirem a acidentes que atingiram a região costeira, com os impactos em região oceânica sendo pouco avaliados, até pela dificuldade de se coletar dados nesse ambiente.

As espécies que habitam a região oceânica normalmente são capazes de evitar a contaminação física, já que nadam para longe da área contaminada, evitando, assim, efeitos em longo prazo nas populações locais (MOSBECH *et al.*, 2000). Segundo alguns autores (IPIECA, 2000b; ITOFF, 2004), não existem evidências ou informações de um vazamento de óleo que tenha causado a morte de um número suficiente de peixes adultos ou de estágios jovens em mar aberto a ponto de afetar, significativamente, as populações adultas. Isso ocorre, principalmente, porque em mar aberto as concentrações tóxicas são raramente alcançadas (MOSBECH *et al.*, 2000). No entanto, Mascarelli (2010) afirma que os organismos oceânicos que foram expostos ao óleo quando larva ou embrião podem sofrer sérios danos. Na verdade, pode levar muitos anos para entender como a exposição ao óleo no início da vida irá afetar a população de peixes. Os peixes que vivem por décadas, como as garoupas, têm bastante tempo para se recuperar; no entanto, animais que vivem apenas de um a três anos, como os camarões, poderiam ser altamente afetados se expostos a um evento deste tipo, podendo sofrer uma drástica redução em suas populações por um tempo, afetando, também, a comunidade de pessoas que depende desse recurso (MASCARELLI, 2010).

Para esse estudo, são entendidos como recursos pesqueiros os peixes, crustáceos e moluscos capturados pelos pescadores e marisqueiros na Área de Estudo, que os utilizam, seja para a própria subsistência, seja para a atividade comercial. Os organismos considerados são popularmente denominados como “frutos-do-mar” e, em função do ambiente em que ocorrem, são denominados pelágicos, bentônicos ou demersais. A maior parte das espécies comerciais, como atuns, dourados e lulas, é pelágica e vive em profundidades de até 200 m. As espécies bentônicas, por sua vez, são mais sedentárias, vivendo e se alimentando no substrato marinho, e incluem peixes como raias, linguados e a maior parte dos crustáceos. Por fim, os organismos demersais são mais vágues, vivendo e/ou se alimentando sobre ou próximo ao fundo (FROESE & PAULY, 1998 *apud* HAIMOVICI & KLIPPEL, 1999; IPIECA, 2000b).

Na região da presente atividade são encontradas muitas espécies de recursos pesqueiros. Destas, pelos menos 35 espécies são consideradas ameaçadas de extinção em nível nacional e/ou global, incluindo peixes ósseos e cartilagosos (MMA, 2022; MMA, 2023, IUCN, 2022), conforme **Tabela II.9 - 49**.

Tabela II.9 - 49: Lista das espécies de recursos pesqueiros ameaçados de extinção no Brasil e/ou no mundo presentes na área com probabilidade de presença de óleo e seus *status* de conservação nacional e global.

Nome científico	Nome comum	Status de Conservação	
		MMA (2022)	IUCN (2022)
Elasmobrânquios			
<i>Carcharhinus acronotus</i>	Cação-lombo-preto	VU	EN
<i>Carcharhinus limbatus</i>	Cação-serra-garoupa	-	VU
<i>Carcharhinus obscurus</i>	Cação-fidalgo	EN	EN
<i>Carcharhinus perezi</i>	Cação-coralino	VU	EN
<i>Carcharhinus plumbeus</i>	Cação-galhudo	CR	EN
<i>Carcharhinus signatus</i>	Cação-noturno	EN	EN
<i>Carcharias taurus</i>	Cação-mangona	CR	CR
<i>Galeorhinus galeus</i>	Cação-bico-de-cristal	CR	CR
<i>Isurus oxyrinchus</i>	Tubarão-mako	CR	EN
<i>Mobula birostris</i>	Raia-manta	VU	EN
<i>Mobula japanica</i>	Raia-manta	-	EN
<i>Pseudobatos horkelii</i>	Raia-viola	CR	CR
<i>Rhizoprionodon lalandii</i>	Cação-frango	-	VU
<i>Rhizoprionodon porosus</i>	Tubarão-rabo-seco	-	VU
<i>Sphyrna lewini</i>	Tubarão-martelo-de-ponta-preta	CR	CR
<i>Sphyrna tiburo</i>	Tubarão-cambeva-pata	CR	EN
<i>Sphyrna zygaena</i>	Tubarão-martelo	CR	VU
<i>Squatina argentina</i>	Cação-anjo-de-asa-longa	CR	CR
<i>Squatina guggenheim</i>	Cação-anjo-anjo-espinhudo	CR	EN

Tabela II.9 - 49: Lista das espécies de recursos pesqueiros ameaçados de extinção no Brasil e/ou no mundo presentes na área com probabilidade de presença de óleo e seus *status* de conservação nacional e global.

Nome científico	Nome comum	Status de Conservação	
		MMA (2022)	IUCN (2022)
<i>Squatina occulta</i>	Cação-anjo-de-asa-curta	CR	CR
<i>Zapteryx brevirostris</i>	Raia-viola-de-bico-curto	VU	EN
Teleósteos			
<i>Balistes capriscus</i>	Peixe-porco (peroá)	-	VU
<i>Epinephelus itajara</i>	Mero	CR	VU
<i>Epinephelus marginatus</i>	Garoupa	VU	VU
<i>Epinephelus morio</i>	Garoupa-de-São-Tomé	VU	VU
<i>Hyporthodus niveatus</i>	Cherne-verdadeiro	VU	VU
<i>Kajikia albida</i>	Agulhão branco	VU	LC
<i>Lopholatilus villarii</i>	Batata	VU	NE
<i>Lutjanus cyanopterus</i>	Caranha	VU	VU
<i>Mycteroperca bonaci</i>	Badejo	VU	NT
<i>Mycteroperca interstitialis</i>	Badejo amarelo	VU	VU
<i>Polyprion americanus</i>	Cherne-poveiro	CR	DD
<i>Pomatomus saltatrix</i>	Anchova	-	VU
<i>Sciades parkeri</i>	Gurijuba	VU	VU
<i>Thunnus obesus</i>	Albacora bandolim	-	VU

Fonte: EQUINOR/WITT O' BRIENS, 2019; EXXONMOBIL/WITT O' BRIENS, 2019; IBAMA, 2007; INSTITUTO DE PESCA, 2015; IUCN, 2022; MMA, 2022; SBEEL, 2005 e VIANNA, 2009.

Legenda: Categorias segundo IUCN (2022) e MMA (2022, 2023): CR (Em perigo crítico), "Critically endangered" - Risco extremamente alto de extinção na natureza em futuro imediato; EN (Em perigo), "Endangered" - Risco muito alto de extinção na natureza em futuro próximo; VU (Vulnerável), "Vulnerable" - Alto risco de extinção na natureza em médio prazo; NT (Quase ameaçada), "Near Threatened" - Quando a espécie, tendo sido avaliada, não se enquadra nas categorias anteriores porém está perto de ser qualificado como ameaçado em um futuro próximo; DD (Dados Insuficientes), "Data deficiente" - Quando não há informação adequada para fazer uma avaliação direta ou indireta do seu risco de extinção, com base na sua distribuição e/ou estado populacional; NE (Não Avaliada) - "Not Evaluated" - Quando a espécie não foi avaliada pela IUCN.

Impactos do Óleo sobre os Recursos Pesqueiros

Os efeitos de um vazamento de óleo sobre os recursos pesqueiros, em determinada área, dependem de vários fatores, os quais, em sua maioria, estão associados às condições ecológicas e oceanográficas no momento do acidente. A natureza e a extensão do vazamento, as condições meteorológicas e oceanográficas, a época do ano, o tipo de atividade de pesca e os inúmeros aspectos ecológicos, em conjunto, influenciam na extensão do impacto sobre esse grupo (ITOPF, 2004; HJERMANN *et al.*, 2007). Com isso, alguns acidentes podem impactar consideravelmente os recursos pesqueiros, enquanto outros podem ocasionar pequena ou nenhuma consequência.

Como nenhum fator isolado é um parâmetro confiável para predizer ou mensurar o dano, é necessário um estudo cuidadoso do incidente para se chegar a conclusões corretas. Dessa forma, uma previsão precisa de tempo de recuperação se torna igualmente difícil (ITOPF, 2004).

Encontram-se detalhadas, a seguir, as formas com que os recursos pesqueiros podem vir a ser impactados em caso de um derramamento significativo de óleo.

O óleo, dependendo da sua concentração e composição, pode causar inúmeros efeitos fisiológicos e histopatológicos nos animais (IPIECA, 2000b; ITOPF, 2004). Os organismos podem incorporar os componentes do óleo em seus tecidos através da água, sedimento ou da ingestão de presas contaminadas (EPA, 1999).

Em áreas costeiras, onde o óleo pode ficar preso em baías e enseadas, existe uma chance maior de concentrações tóxicas serem alcançadas, podendo causar efeitos letais nos peixes (MOSBECH *et al.*, 2000). Nestes locais, o dano potencial para os organismos é grande, particularmente nas espécies que possuem estoque restrito ou com limitadas áreas de desova (IPIECA, 2000b).

É improvável, também, que os componentes do óleo bioacumulem em altas concentrações nos tecidos dos peixes, dada a sua capacidade de metabolizar e excretar esses contaminantes (MOSBECH *et al.*, 2000). Entretanto, os efeitos diretos do óleo em bancos costeiros de moluscos é uma preocupação particular, já que os moluscos sésseis são incapazes de nadar para fora de águas poluídas. Nos acidentes Arrow e Amoco Cadiz, por exemplo, um número significativo de mexilhões foi morto (IPIECA, 2000b).

Em alguns casos, esse impacto pode ser revertido, uma vez que muitos peixes são territoriais e geralmente retornam para as áreas impactadas depois de retirado o óleo, podendo restabelecer territórios para alimentação e reprodução (IPIECA, 2000b; MOSBECH *et al.*, 2000).

As lagostas e caranguejos, por sua vez, dependem fortemente do olfato para realizar suas atividades, e a exposição ao óleo ou a seus derivados perturba essa percepção de odor. Alguns trabalhos demonstram que isso afeta o comportamento de caça dessas espécies, principalmente no que diz respeito à alimentação e à busca por parceiros em lagostas, e no comportamento de acasalamento em caranguejos. Entretanto, é difícil reproduzir um ambiente tão complexo em laboratório, e alguns estudos de exposição em curto prazo têm sido inconsistentes em termos de condições reais em que os organismos estão expostos durante um vazamento de óleo (IPIECA, 2000b).

Os ovos e as larvas de peixe são geralmente mais sensíveis à poluição por óleo do que os peixes adultos (IPIECA, 2000b; MOSBECH *et al.*, 2000; FODRIE *et al.*, 2014). Embora ovos e larvas possam sofrer mortalidade causada pela exposição a vazamentos de óleo, existem relativamente poucos casos reportados em que o óleo tenha de fato impactado de forma significativa os estoques pesqueiros (HJERMANN *et al.*, 2007). Entretanto, isso não significa que os estoques pesqueiros não possam ser afetados por vazamentos de óleo. Os estoques podem estar em risco se o vazamento for muito grande, coincidir com períodos de desova ou se o óleo derivar para locais que apresentem espécies com desova restrita a poucas áreas ou a áreas fisicamente restritas (p. ex. baías) (IPIECA, 2000b).

A maior preocupação é com os HPAs (hidrocarbonetos policíclicos aromáticos), componentes do óleo que podem ter efeitos subletais em longo prazo naqueles organismos marinhos que estão no auge da época de desova quando acontece um vazamento de óleo (MASCARELLI, 2010). HPAs podem prejudicar o crescimento dos peixes que, por ficarem menores, deixam de ser predados por peixes maiores, como anchova ou atum, para serem alvo de espécies menores que consomem peixes pequenos. Dessa forma, peixes de níveis mais elevados da cadeia trófica têm sua oferta de alimento reduzida acarretando, ainda, um impacto sobre a pesca. A exposição a esses componentes no início do ciclo de vida também pode levar à infertilidade e a uma série de problemas de desenvolvimento (MASCARELLI, 2010).

Após o acidente com o navio Arco Merchant, em 1976, por exemplo, foram reportados efeitos diretos no ictioplâncton, incluindo a morte de um número mensurável de larvas nas proximidades do vazamento. Entretanto, por causa do grande número de ovos e larvas que são produzidos anualmente e por muitas espécies possuírem extensas áreas de desova, não foram encontrados efeitos no número da subsequente população de adultos (IPIECA, 2000b).

Outro exemplo em que foi detectado efeitos do óleo sobre os recursos pesqueiros ocorreu no Golfo do México, após o vazamento do Deepwater Horizon, no ano de 2010. Entre os impactos observados está o desenvolvimento de anormalidades (batimentos cardíacos irregulares, ataques cardíacos, alteração dos genes que atuam em vasos sanguíneos) em muitas espécies de peixes como atum-rabilho e albacora (NWF, 2015). Também foi detectado um menor número de indivíduos de pargos e trutas nos anos após o acidente (NWF, 2015). Embriões de peixes expostos a sedimentos oleosos coletados mais de um ano após o derramamento exibiram efeitos significativos, capazes de causar impacto a nível populacional, incluindo taxas reduzidas de eclosão, tamanho menor na eclosão e frequências cardíacas reduzidas (NWF, 2015).

Outro impacto observado após o vazamento do Deepwater Horizon ocorreu durante a estação de desova do caranguejo-azul, quando as fêmeas estavam migrando de estuários protegidos

para as águas mais profundas do Golfo do México para liberar seus ovos (NWF, 2015). Estudos mostraram que houve queda nas populações de caranguejos-azuis nos anos após o derramamento, principalmente em 2013. As coletas de caranguejos-azuis foram aproximadamente 20% mais baixas entre 2011 e 2014 do que nos dez anos anteriores a 2010 (ano do vazamento) (NWF, 2015). Pesquisadores concluíram que o óleo e os dispersantes utilizados podem ter comprometido a carapaça protetora dos crustáceos, levando a lesões (NWF, 2015). Segundo Teal & Howarth (1984), sem um estudo intensivo e bem desenvolvido, ninguém saberia ou seria capaz de dar um bom palpite quanto à existência de uma conexão entre o dano causado pela poluição por óleo e o fracasso no recrutamento posterior. Com isso, não é possível definir se as taxas de recrutamento não são, simplesmente, um fenômeno natural, ou seja, outro ano no qual o recrutamento foi sem sucesso.

Como a Área de Estudo está inserida na região tropical, onde a produtividade primária e as taxas de degradação são altas, os ecossistemas são relativamente complexos e os recursos pesqueiros frequentemente desovam por um longo período ou durante o ano todo, espera-se que os impactos sobre o ictioplâncton sejam significativamente reduzidos e, portanto, o tempo de recuperação deste grupo a um incidente de vazamento de óleo também.

Tempo de Recuperação

A **Tabela II.9 - 50** apresenta alguns exemplos de acidentes com vazamento de óleo e os efeitos reportados para a pesca e os recursos pesqueiros.

Tabela II.9 - 50: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre a pesca e os recursos pesqueiros.

Vazamento	Efeitos reportados
1969: <i>Blowout</i> do poço Santa Barbara, Califórnia-EUA. Volume do óleo derramado: 4.500 a 10.500 toneladas de óleo cru (ITOPF, 2019).	Efeitos negativos em curto prazo na abundância do bonito e da cavala. Sem efeitos em longo prazo na abundância das espécies pelágicas estudadas (IPIECA, 2000b).
1970: Arrow, Baía Chedabucto, Canadá. Cerca de 11.000 toneladas de petróleo (ITOPF, 2019).	Registros mostraram contaminação em tecidos de moluscos e crustáceos, além da diminuição de seu crescimento e estoque. Estudos concluíram que as lagostas atingidas não afetariam o consumo humano, porém, o mesmo foi proibido. Além disso, análises indicaram a presença de óleo no aparelho digestivo e nos órgãos das vieiras (TEAL & HOWARTH, 1984).
1976: Argo Merchant, Estados Unidos. Volume do óleo derramado: 28.000 toneladas de petróleo venezuelano (ITOPF, 2019).	Mortandade de ovos de peixes e redução da densidade de larvas, porém os estoques de peixes estudados entre 1975-1977 não mostraram grandes impactos. O vazamento não ocorreu durante o pico da época de desova. Ocasionalmente, foram observados exemplares de peixes e mariscos contaminados (TEAL & HOWARTH, 1984; IPIECA, 2000b).
1977: Tsesis, Mar Báltico, Suécia. Volume do óleo derramado: 1.000 toneladas de óleo combustível médio (ITOPF, 2019).	Um mês após o vazamento, arenques foram pescados normalmente nas áreas impactadas pelo óleo. Não foi detectada contaminação nos tecidos. Alguns efeitos na desova foram reportados na primavera seguinte, mas estes podem ter outras causas que não o derrame. Após o desastre, foi observado um aumento na mortandade de ovos e larvas de peixes. Apesar de não

Tabela II.9 - 50: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre a pesca e os recursos pesqueiros.

Vazamento	Efeitos reportados
	ter sido observado significativa mortandade de peixes comerciais, a frequência de desovas diminuiu. Os mariscos apresentaram níveis notáveis de contaminação (TEAL & HOWARTH, 1984; IPIECA, 2000b).
1977: Ekofish 'Bravo blowout', Mar do Norte. Volume do óleo derramado: 9.000 a 13.000 toneladas de óleo cru (ITOPF, 2019).	Peixes capturados por arrasto de fundo foram analisados para a presença de hidrocarbonetos. Houve evidências de contaminação em peixes duas semanas após a explosão, mas somente em quantidades reduzidas (IPIECA, 2000b).
1978: Amoco Cadiz. N. Brittany (Bretanha). Volume do óleo derramado: 223.000 toneladas de petróleo do Irã e da Arábia e 4.000 toneladas de combustível (ITOPF, 2019).	Muitas toneladas de peixes foram mortas. Cardumes de um ano de solha, linguado e tainha desapareceram das zonas mais afetadas e demonstraram redução de crescimento, fecundidade e recrutamento. A reprodução e o crescimento de peixes de fundo em baías impactadas e anormalidades histopatológicas ficaram evidentes na região anos depois (IPIECA, 2000b). Duas semanas após o acidente, milhões de moluscos, ouriços-do-mar e outras espécies bentônicas mortas foram encontrados nas praias. Equinodermos e pequenos crustáceos quase desapareceram completamente de algumas áreas, mas a população de muitas espécies se recuperou dentro de um ano. O cultivo de ostra foi seriamente afetado e estima-se que 9.000 toneladas foram destruídas por causa da contaminação ou como medida de segurança (TEAL & HOWARTH, 1984).
1979: Betelgeuse, Bantry Bay, Irlanda. Volume do óleo derramado: 64.000 toneladas. Óleo leve cru árabe – explosão pós-vazamento de 18 meses (ITOPF, 2019).	O badejo e a espadilha desovaram normalmente na primavera. Não houve efeitos adversos sérios nos ovos e larvas das espécies comerciais detectadas. Nenhuma redução aparente no processo de reprodução das vieiras em 1979 (IPIECA, 2000b).
1980: Bahrain. Volume do óleo derramado: Estima-se que 3.300 toneladas chegaram à costa (ITOPF, 2019).	Inicialmente, alguns indivíduos mortos de garoupas, xereletes e sardinhas, sem ocorrência de mortalidade massiva (IPIECA, 2000b).
1983: Castillo de Bellver, África do Sul. Volume do óleo derramado: 160.000 a 190.000 toneladas de óleo cru (ITOPF, 2019).	O vazamento se manteve na região oceânica. Impacto aparentemente pequeno nos estoques. Ocorrência e abundância normais de ovos e larvas. O vazamento ocorreu antes da principal temporada de desova (IPIECA, 2000b).
1989: Exxon Valdez, Alasca, EUA. Volume do óleo derramado: 37.000 toneladas de petróleo (ITOPF, 2019).	Após o vazamento do "Exxon Valdez", em uma comparação entre peixes de áreas contaminadas e não contaminadas, foi demonstrado que as taxas de prevalência e de intensidade do parasitismo foram significativamente mais altas em grupos expostos ao óleo. Houve esforços especiais para proteger a pesca. Alguns cientistas contestam a evidência de dano em longo prazo para a fauna e as populações de peixes locais (IPIECA, 2000b). Fall & Field (1993) estudaram as consequências do acidente na atividade pesqueira e observaram que a pesca de subsistência havia caído 77% em 10 das 15 comunidades estudadas, em comparação com as médias anteriores ao acidente. O estudo foi realizado durante três anos, em que também analisaram tecidos de invertebrados e de peixes para concentração de hidrocarbonetos. Os resultados indicaram que os peixes de todas as áreas eram seguros para consumo, mas que os invertebrados da zona das marés de algumas áreas específicas não deveriam ser consumidos.

Tabela II.9 - 50: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre a pesca e os recursos pesqueiros.

Vazamento	Efeitos reportados
	Ao final dos três anos de estudo, o nível de coleta de subsistência se recuperou em algumas comunidades, mas ainda estava abaixo das médias observadas antes do vazamento.
1991: Guerra do Golfo, Golfo Pérsico. Volume do óleo derramado: 700.000 a 900.000 toneladas de óleo cru (ITOPF, 2019).	Entre 1991 e 1992, os estoques de camarão mostraram um declínio de 25% na biomassa em relação aos níveis pré-guerra. As causas exatas não foram estudadas (IPIECA, 2000b).
1993: Braer, Nova Escócia, Canadá. Volume do óleo derramado: 84.700 toneladas de petróleo, além de até 1.500 toneladas de combustível (ITOPF, 2019).	Uma grande variedade de peixes, crustáceos e moluscos presentes em uma área bem grande contaminou-se com óleo, resultando na imposição de uma Zona de Exclusão de Pesca. O salmão cultivado em gaiolas em águas superficiais não conseguiu escapar da contaminação. Após seis anos, realizaram-se novas análises e percebeu-se que os organismos estavam livres de contaminação. Os efeitos do óleo foram localizados e foram encontrados somente impactos temporários sobre os animais. Considerando o tamanho do derramamento, os impactos ambientais foram surpreendentemente limitados (IPIECA, 2000b).
1997: Navio Russo Nakhodka Cerca de 6.500 toneladas de petróleo (ITOPF, 2019).	Moluscos impactados pelo óleo foram monitorados após três anos do vazamento, de modo a avaliar a presença de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos. Resultados mostraram que os compostos foram eliminados rapidamente e, após três anos, os moluscos foram classificados como recuperados (KOYAMA <i>et al.</i> , 2004).
2010: Deep Water Horizon, Golfo do México, Estados Unidos. Cerca de 4,9 milhões de barris de petróleo (ITOPF, 2019)	O vazamento durou 87 dias e causou a morte e contaminação de milhares de organismos e efeitos crônicos que poderão ser identificados a longo prazo. Mais de 20 milhões de hectares no Golfo do México estavam com a pesca proibida (BARRON, 2012).

Alguns dos estudos realizados abordaram, especificamente, o tempo de recuperação para os principais acidentes. Dentre eles, podemos citar o trabalho realizado por Martíne-Gomez *et al.* (2009) após o acidente com o navio-tanque Prestige, no litoral da Espanha, em 2002. Os autores buscaram determinar, através da análise de biomarcadores, se duas espécies de peixes demersais (*Lepidorhombus boscii* e *Callionymus lyra*) tinham tido alguma resposta à exposição por hidrocarbonetos nos anos seguintes ao acidente. Os resultados mostraram uma diminuição significativa na contaminação ao longo do tempo, sendo que três anos após o vazamento, as espécies tinham recuperado seus valores metabólicos normais.

É importante citar, ainda, o vazamento de óleo da sonda Deepwater Horizon, no Golfo do México, em 2010, que ocasionou o vazamento de 4,9 milhões de barris de petróleo e causou a morte de diversos organismos e efeitos crônicos que poderão ser identificados a longo prazo. Whitehead *et al.* (2012) avaliaram durante quatro meses após o incidente os efeitos do óleo sobre peixes residentes que vivem em pântanos atingidos e detectaram exposições subletais biologicamente relevantes, que causaram alterações no genoma e na morfologia. Dois meses após o vazamento atingir a costa, o óleo permanecia no local, porém, após quatro meses, o óleo não era mais detectado nas estações amostradas. No entanto, os autores

ressaltam que os efeitos do impacto pelo óleo podem permanecer por muito tempo no ambiente (WHITEHEAD *et al.*, 2012).

Apesar de poucos estudos que abordem tempos de recuperação dos recursos pesqueiros relacionados ao vazamento de Deepwater Horizon, principalmente pela escassez de dados pré-vazamento, Soto *et al.* (1981) *apud* Tunnell (2011) documentaram que dois anos após o vazamento de Ixtoc, na mesma região do Golfo do México, os camarões já haviam retomado às características anteriores ao vazamento, indicando sua recuperação. Os autores sugerem que este grupo pode se recuperar em um ano ou, no máximo, dois, devido ao seu ciclo de vida anual. Rooker *et al.* (2013), por sua vez, avaliaram as larvas de quatro espécies de peixes mais abundantes no Golfo do México e puderam perceber uma redução larval numérica no ano do acidente, o que pode ter sido gerado pela mudança na distribuição dos adultos.

Kubach *et al.* (2011) avaliaram grupos de peixes ribeirinhos após um rompimento de um oleoduto onshore, no sul da Califórnia/EUA. O monitoramento ocorreu durante nove anos após o vazamento de óleo diesel. Inicialmente, as diferenças entre as áreas contaminadas e as áreas de controle eram muito grandes, porém, com o tempo foram diminuindo, até chegar à similaridade máxima, que indicava uma recuperação das comunidades de peixes quatro anos após o vazamento. Os autores perceberam, ainda, que os peixes presentes em sítios mais contaminados se recuperaram ainda mais rápido do que aqueles em locais menos atingidos, pois estavam próximos a locais não impactados, o que acelerou sua recuperação (KUBACH *et al.*, 2011).

Mapeamento e Cálculo da Probabilidade dos Componentes à Presença de Óleo

Para realizar o mapeamento, foram consideradas informações oriundas do REVIZEE (Programa de Avaliação do Potencial Sustentável de Recursos Vivos na Zona Econômica Exclusiva), segundo o qual, os recursos tradicionalmente explorados na zona costeira se estendem até cerca de 100 m de profundidade (MAGRO *et al.*, 2000). Desta forma, considerou-se como limiar entre os recursos costeiros e oceânicos a isóbata de 100 m de profundidade.

Recursos Pesqueiros Costeiros

Os resultados referentes ao CVA - Recursos Pesqueiros Costeiros para os cenários em que houve probabilidade de presença de óleo, são apresentados na **Figura II.9 - 40**, assim como na **Tabela II.9 - 51**. Destaca-se que não houve probabilidade deste CVA sofrer toque de óleo para os vazamento de pequeno volume (8 m³) e de médio volume (200 m³).

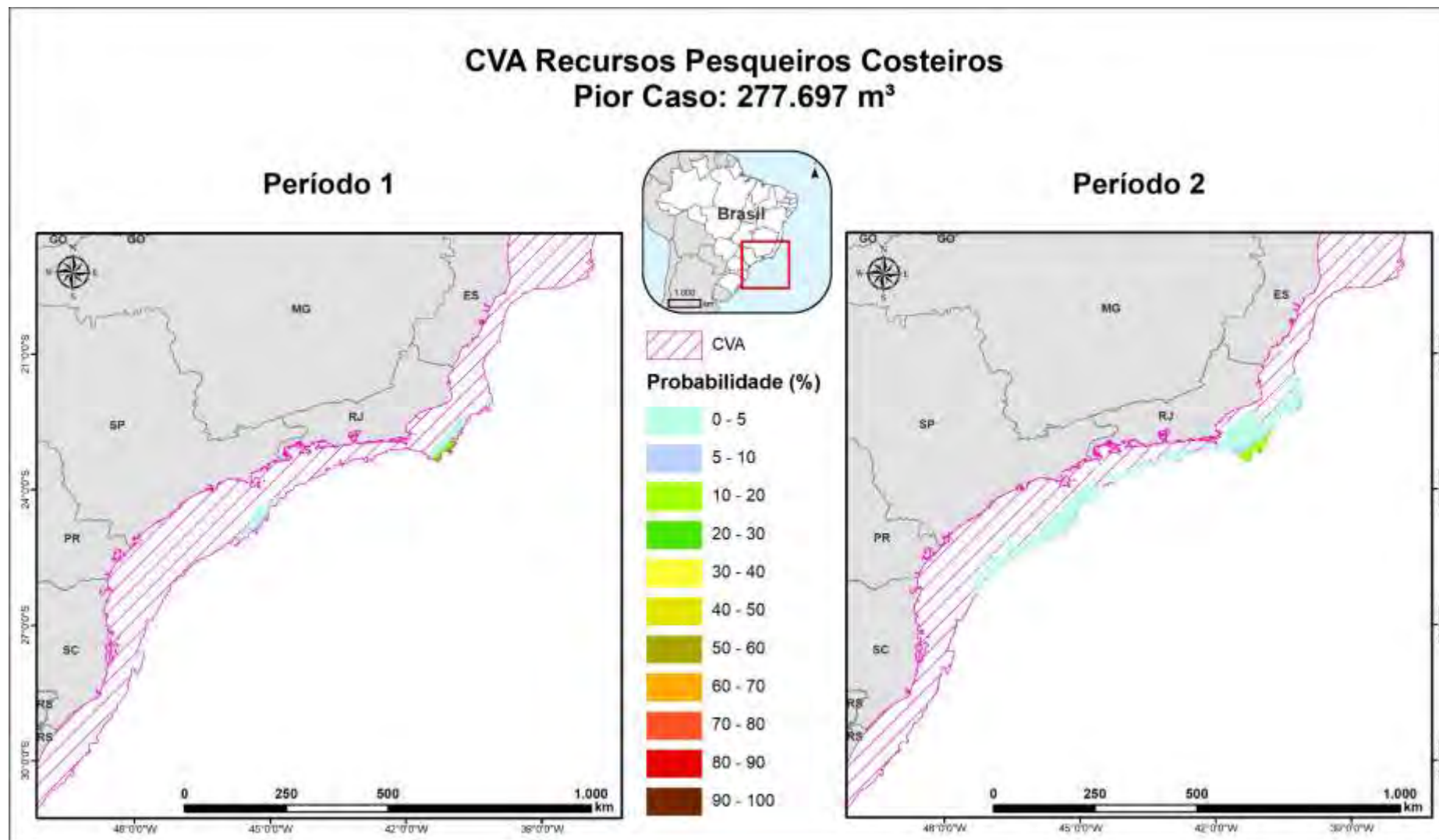


Tabela II.9 - 51: Probabilidade ponderada de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Recursos Pesqueiros Costeiros.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (dias)
1	Período 1	8	-	-
2	Período 2	8	-	-
3	Período 1	200	-	-
4	Período 2	200	-	-
5	Período 1	277.697	3,9	6,5
6	Período 2	277.697	2,1	11,8

Apenas para o volume de pior caso houve probabilidade de presença de óleo neste CVA, apresentando valores inferiores a 5% em ambos os períodos, com 3,9% no Cenário 5 (Período 1) e 2,1% no Cenário 6 (Período 2). Os valores de probabilidade mais altos ocorreram na região central para norte do estado do Rio de Janeiro, chegando até a classe entre 20-30% em ambos os períodos.

O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA foi de no mínimo 6,5 dias para o Cenário 5 (Pior Caso - Período 1) e de 11,8 dias para o Cenário 6 (Pior Caso – Período 2).

Recursos Pesqueiros Oceânicos

Os resultados referentes ao CVA – Recursos Pesqueiros Oceânicos para os seis cenários são apresentados da **Figura II.9 - 41** à **Figura II.9 - 43** e na **Tabela II.9 - 52**.

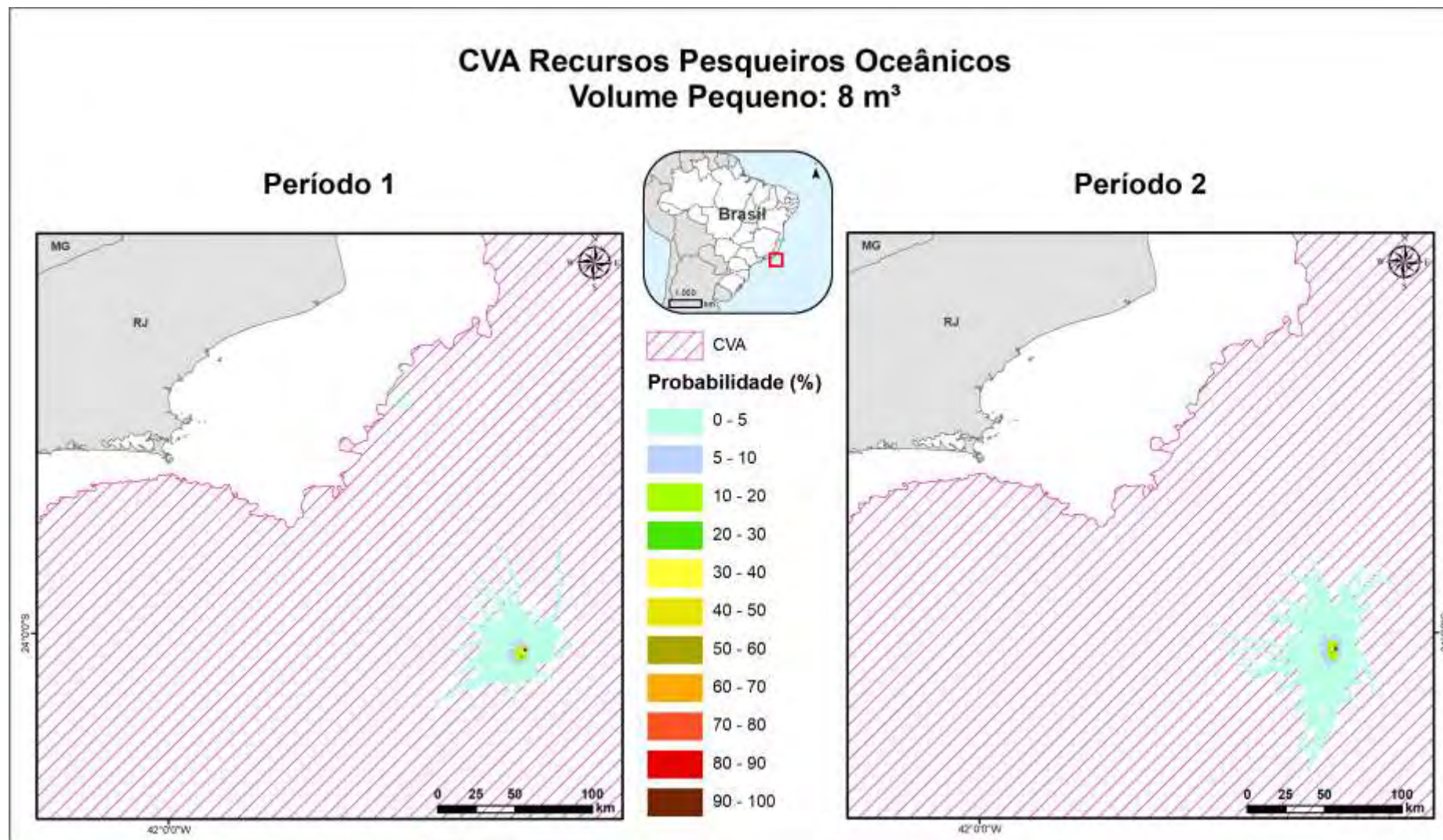


Figura II.9 - 41: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Recursos Pesqueiros Oceânicos nos cenários 1 (8 m³ – Período 1) e 2 (8 m³ – Período 2).

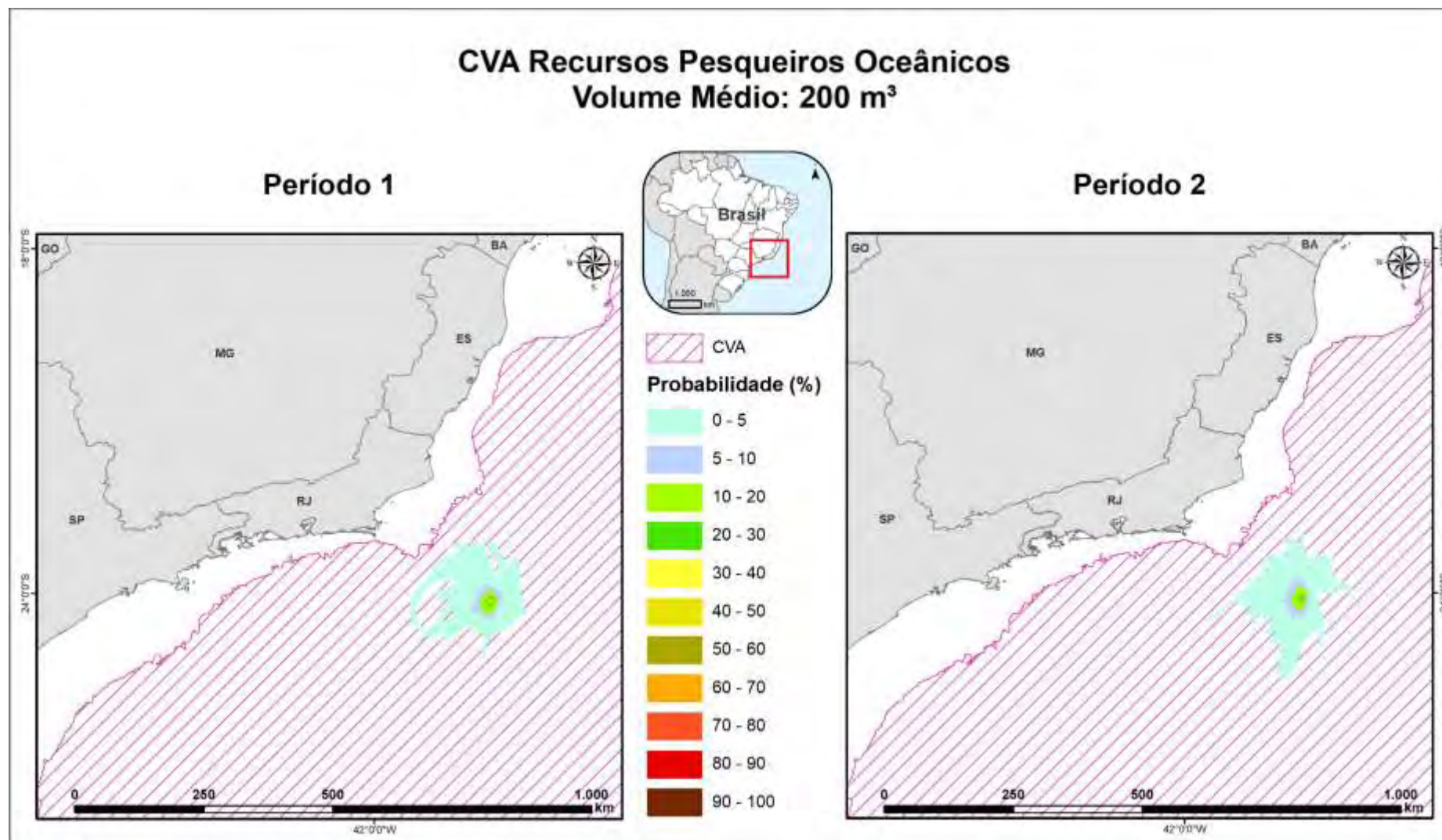


Figura II.9 - 42: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Recursos Pesqueiros Oceânicos nos cenários 3 (200 m³ – Período 1) e 4 (200 m³ – Período 2).

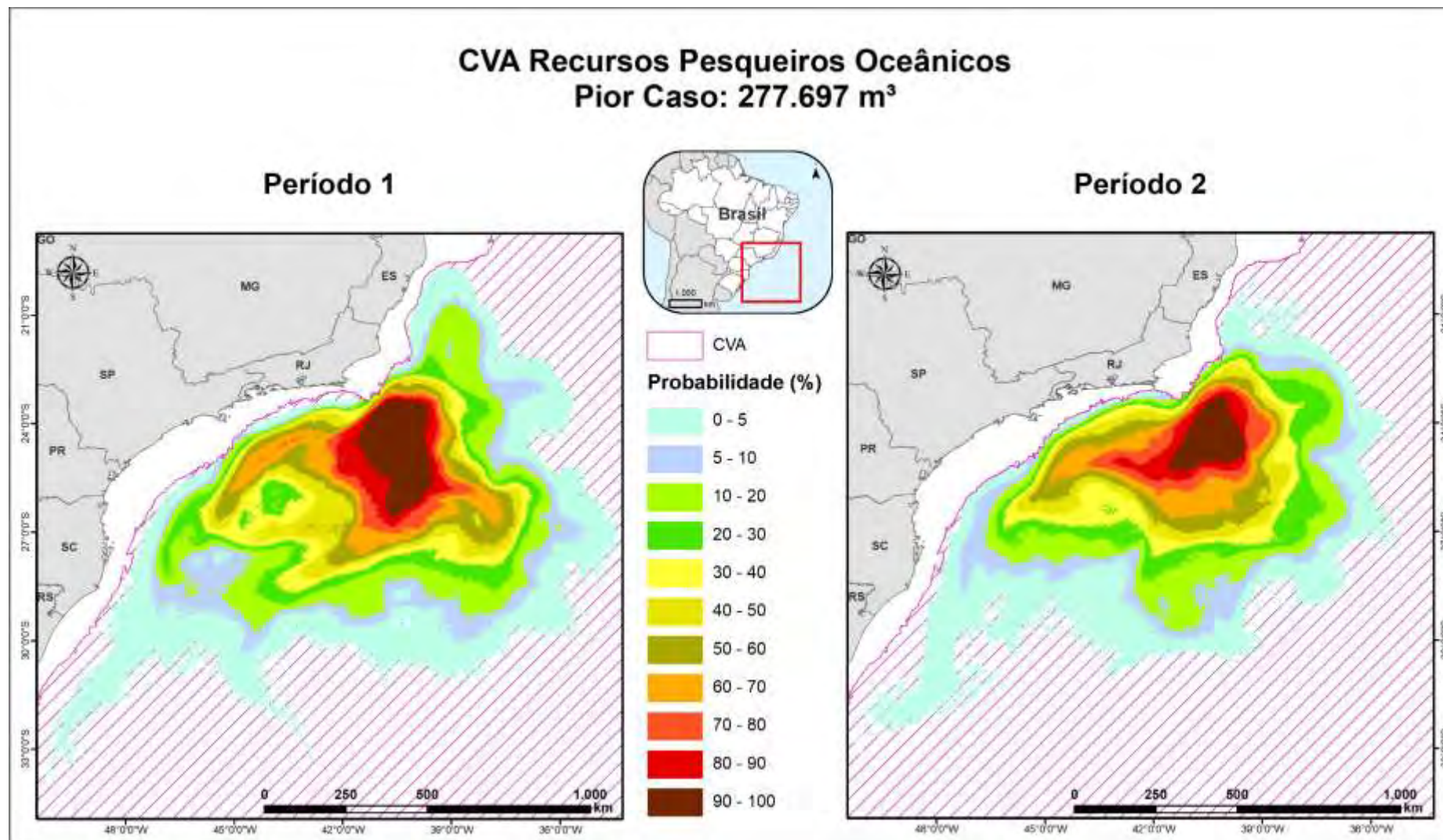


Figura II.9 - 43: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Recursos Pesqueiros Oceânicos nos cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 - 52: Probabilidade ponderada de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Recursos Pesqueiros Oceânicos.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (horas)
1	Período 1	8	1,5	1
2	Período 2	8	1,3	1
3	Período 1	200	2,0	1
4	Período 2	200	2,0	1
5	Período 1	277.697	25,4	1
6	Período 2	277.697	25,1	1

Para os cenários de pequeno volume (8 m³), a maior probabilidade ponderada da presença de óleo foi observada no Cenário 1 com 1,5% (Período 1). Com relação aos cenários de médio volume (200 m³), ambos os períodos apresentaram probabilidade de 2%. Nos cenários de vazamento de óleo de pior caso (277.697 m³), a área total com probabilidade de presença de óleo é consideravelmente maior quando comparada aos cenários anteriores. Os valores de probabilidade mais altos, na classe entre 90-100%, ocorreram na região em frente ao estado do Rio de Janeiro em ambos os períodos 1 e 2. Não houve grande variação entre as probabilidades ponderadas encontradas para os cenários de pior caso, sendo 25,4% para o Cenário 5 (Pior Caso – Período 1) e 25,1% no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2).

O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA foi de 1 hora em todos os seis cenários (8 m³, 200 m³ e Pior Caso, em ambos os períodos 1 e 2).

Conclusão

Considerando o exposto anteriormente, pode-se dizer que os recursos pesqueiros podem ser afetados diretamente por um vazamento de óleo ou indiretamente através dos ecossistemas que os suportam. Entretanto, existe uma grande dificuldade em separar o processo natural do induzido pelo vazamento de óleo na instabilidade das populações, e não existe evidência de que algum vazamento de óleo tenha matado um número suficiente de peixes em mar aberto, a ponto de afetar a população adulta. O impacto potencial é mais significativo em áreas costeiras com águas abrigadas, particularmente para espécies com áreas de reprodução restritas.

Com base nas informações e estudos de tempo de recuperação apresentados acima, considerou-se satisfatório definir tempo de recuperação de até 10 anos para esses componentes na região.

Com relação às probabilidades de toque de óleo, no CVA - Recurso Pesqueiro Costeiro houve probabilidade apenas para o volume de pior caso, com a média ponderada no valor de 3,9% para o Período 1 (Cenário 5) e 2,1 para o Período 2 (Cenário 6).

Para o CVA - Recurso Pesqueiro Oceânico houve possibilidade de toque de óleo em todas as faixas de volume modeladas (8 m³, 200 m³ e pior caso), sendo as médias ponderadas iguais a 1,5% no período 1 e 1,3% no período 2 para o volume de 8 m³, de 2% em ambos os períodos para o volume de 200 m³ e para um vazamento de 277.697 m³, o valor foi de 25,4% (Período 1) e 25,1% (Período 2).

➤ CVA CETÁCEOS

Na região ocorre uma grande diversidade de cetáceos, com pelos menos sete espécies classificadas como ameaçadas de extinção no Brasil (MMA, 2022) e/ou no mundo (IUCN, 2022), conforme **Tabela II.9 - 53**.

Tabela II.9 - 53: Lista das espécies de cetáceos ameaçados de extinção no Brasil e/ou no mundo presentes na área com probabilidade de presença de óleo e seus status de conservação nacional e global.

Nome científico	Nome comum	Status de Conservação	
		MMA (2022)	IUCN (2022)
Subordem Odontoceti			
<i>Physeter macrocephalus</i>	Cachalote	VU	VU
<i>Pontoporia blainvillei</i>	Toninha	CR	VU
<i>Sotalia guianensis</i>	Boto-cinza	VU	NT
Subordem Mysticeti			
<i>Balaenoptera borealis</i>	Baleia-sei	EN	EN
<i>Balaenoptera musculus</i>	Baleia-azul	CR	EN
<i>Balaenoptera physalus</i>	Baleia-fin	EN	VU
<i>Eubalaena australis</i>	Baleia-franca-austral	EN	LC

Fonte: ENGEL *et al.*, 2006; FLORES & LUNA, 2021; IUCN, 2022; LODI & BOROBIA, 2013; LODI *et al.*, 2015; MAREM, 2016; MMA, 2022; SIMMAM, 2015; PETROBRAS/SOCIOAMBIENTAL, 2019, 2020; SICILIANO *et al.*, 2006; ZERBINI *et al.*, 1999, 2006.

Legenda: Categorias segundo IUCN (2022) e MMA (2022): CR (Em perigo crítico), “Critically Endangered” – Risco extremamente alto de extinção na natureza em futuro imediato; EN (Em perigo), “Endangered” – Risco muito alto de extinção na natureza em futuro próximo; VU (Vulnerável), “Vulnerable” – Alto risco de extinção na natureza em médio prazo; NT (Quase ameaçada), “Near Threatened” – Quando a espécie, tendo sido avaliada, não se enquadra nas categorias anteriores porém está perto de ser qualificada como ameaçada em um futuro próximo; LC (Pouco preocupante), “Least Concern” - Quando a espécie, tendo sido avaliada, não se enquadra nas categorias acima.

A distribuição dessas espécies varia desde águas mais rasas e costeiras (p.e., boto-cinza) até lâminas d’água superiores a 500 m (misticetos, zifídeos e a maior parte dos delfinídeos). Algumas espécies podem, ainda, se aproximar mais da costa durante o período reprodutivo, como é o caso da baleia-jubarte (*Megaptera novaeangliae*) nas regiões sudeste e sul do Brasil (SICILIANO *et al.*, 2006).

As Bacias de Campos e Santos se configuram como um corredor migratório de baleias-jubarte, entre suas áreas de alimentação nas Ilhas Geórgia do Sul e Sandwich do Sul (Zona Polar Antártica) e reprodução no nordeste do Brasil (principalmente no Banco de Abrolhos), entre os meses de junho e novembro (ZERBINI *et al.*, 2006; SICILIANO *et al.*, 2006).

Quanto à biologia dos cetáceos, é importante observar que o período de gestação da maioria das espécies é de cerca de um ano, com nascimento de um filhote por vez, e que o período de lactação é altamente variável, podendo chegar a muitos anos em alguns odontocetos (JEFFERSON *et al.*, 2008).

Impactos do Óleo sobre os Cetáceos

As ameaças do óleo aos cetáceos variam bastante e irão depender do comportamento de cada espécie, da sua história de vida e das suas adaptações anatômicas e fisiológicas (St AUBIN, 1992). A composição do óleo e o quanto ele está intemperizado também são fatores importantes para determinar os impactos, uma vez que indivíduos atingidos por óleo logo após o vazamento podem ser expostos a mais componentes tóxicos pelo contato direto e ingestão do que indivíduos afetados pelo óleo já intemperizado (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

Smith *et al.* (1983) levantaram a possibilidade de os cetáceos terem a capacidade de detectar o óleo na superfície da água, e com isso evitá-lo. Experimentos realizados pelos autores com golfinhos-nariz-de-garrafa (*Tursiops truncatus*) em cativeiro mostraram que esses animais conseguem detectar, visualmente, uma lâmina de óleo cru de 1 cm de espessura na superfície da água do mar, evitando subir à superfície nesses locais. No entanto, é importante ressaltar que as condições encontradas durante os experimentos em cativeiro são bem distintas daquelas encontradas em uma situação real de vazamento, não sendo possível garantir que o mesmo comportamento de evitação ocorrerá no oceano.

Estratégias similares têm sido observadas durante outros eventos de vazamento, como o ocorrido com a população de boto-cinza (*Sotalia guianensis*) residente na Baía de Guanabara (RJ), que foi vista deixando o local após o incidente de vazamento de óleo ocorrido no ano 2000. A população foi para mar aberto, retornando para suas áreas de alimentação antes mesmo das operações de limpeza terem sido finalizadas, sem aparentes alterações de comportamento (BARCELLOS & SILVA, 2003; SHORT, 2003). O fato de as áreas de alimentação não terem sido atingidas por óleo, no entanto, pode ter contribuído para isso (SHORT, 2003).

Entretanto, os comportamentos citados acima contrastam com observações feitas em campo por outros autores, com esses e outros cetáceos que, aparentemente, nadaram e se comportaram normalmente no meio de manchas de óleo (MATKIN *et al.*, 2008; NOAA, 2010).

Durante o vazamento Mega Borg, no Golfo do México, em 1990, por exemplo, foi reportado que indivíduos de um grupo de *Tursiops* sp. não evitaram o contato com a mancha, nadando através das áreas com óleo (WURSIG & SMULTEA, 1991). Dias *et al.* (2017) também avaliaram cetáceos no Golfo do México. No entanto, após o vazamento do Deepwater Horizon, em 2010, detectaram óleo cru ou filme de óleo (*sheen*) em 11 das 21 espécies de cetáceos regularmente avistadas na região. Além disso, os autores relatam que em mais de 70% dos avistamentos realizados durante o monitoramento aéreo, os cetáceos foram registrados nadando em águas oleadas, contabilizando mais de 20 evidências de exposição direta destes animais ao óleo.

Isso demonstra que, apesar da capacidade de alguns cetáceos evitarem áreas com óleo, o tamanho da mancha, a dependência por comida e uma interação social podem sobrepujar essa estratégia de evitação, com potenciais consequências negativas para as espécies, tais como efeitos na reprodução e saúde, bem como comprometimento da disponibilidade/captura de alimento e coesão do grupo. Vale ressaltar que isso se aplica, principalmente, às espécies costeiras que possuem fidelidade a determinadas áreas, enquanto que espécies pelágicas, por sua vez, seriam impactadas apenas se suas áreas de reprodução fossem atingidas.

Mesmo considerando que as espécies de cetáceos possam ser atingidas por óleo, é importante destacar que este grupo biológico é considerado menos vulnerável a vazamentos de óleo do que outros mamíferos, como pinípedes e mustelídeos, já que não dependem da pele para regular sua temperatura corporal (ITOPF, 2010; EPA, 1999; MOSBECH, 2002). Além disso, a pele dos cetáceos é diferente da de qualquer outro mamífero, sendo predominantemente lisa e sem calosidades, como nos golfinhos, e com limitadas áreas recobertas com pelos ou superfícies rugosas devido à presença de cracas, como em misticetos (St AUBIN, 1992; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

Em misticetos, apesar do óleo tender a aderir nas partes rugosas (pelos e calosidades dos animais), como elas são limitadas a uma pequena área da pele dos animais, o óleo não afeta consideravelmente a saúde do animal (St AUBIN, 1992). Já nos golfinhos e outros cetáceos de pele lisa, por não apresentarem pêlos ou calosidades, o óleo não se fixa na pele (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

St Aubin (1992) testou o impacto do óleo sobre o tecido epitelial de golfinhos-nariz-de-garrafa em cativeiro, colocando esponjas embebidas em óleo sobre a pele dos animais por cerca de 75 minutos para determinar os efeitos na integridade, crescimento e função das células da epiderme. Apesar dos resultados terem demonstrado alguns efeitos histopatológicos, após uma semana, nenhum efeito no crescimento ou nas outras funções celulares puderam ser detectadas a partir das técnicas utilizadas. Vale ressaltar que as condições desse experimento

excedem as que cetáceos estariam normalmente expostos na natureza, exceto para animais em locais confinados, normalmente na região costeira. Ainda assim, sem pelo ou pele que retenha o óleo, a superfície molhada da pele macia não permite que o óleo se fixe por muito tempo, reduzindo significativamente o efeito na epiderme.

Apesar dos danos causados por óleo à pele destes animais serem, em princípio, transitórios, a região dos olhos pode ser bastante afetada no caso de exposições prolongadas (ENGELHARDT, 1983; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). Além disso, os cetáceos também podem inalar óleo ou vapores tóxicos ao subirem à superfície para respirar, se alimentar de presas contaminadas ou mesmo ficar cansados devido à ausência de alimento ou à incapacidade de encontrar comida.

Segundo Raaymakers (1994), a inalação de porções de óleo, vapores e fumaça é bem provável se a subida dos cetáceos à superfície para respirar se der em uma área oleada, principalmente em se tratando de indivíduos jovens. Exposições ao óleo desta maneira podem danificar as membranas mucosas, as vias aéreas, congestionar os pulmões, causar enfisema intersticial e até a morte (NOAA, 2010; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

Os cetáceos podem, ainda, em pânico, ingerir quantidade suficiente de óleo para lhes causar danos severos. Um golfinho estressado, por exemplo, pode se mover mais rapidamente e, com isso, subir mais frequentemente para respirar, aumentando assim sua exposição ao óleo (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). A intoxicação aguda por petróleo, entretanto, ainda não está bem estabelecida em cetáceos, não existindo estudos de laboratório que tenham estabelecido a quantidade mínima necessária para causar toxicidade (St AUBIN, 1992).

Em tese, o óleo ingerido poderia causar efeitos tóxicos e disfunção secundária dos órgãos, além de úlcera gastrointestinal e hemorragia (NOAA, 2010a; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). Entretanto, um levantamento realizado com cetáceos encalhados impactados pelo óleo mostrou baixos níveis de hidrocarbonetos em vários tecidos, mostrando que a eliminação do óleo acumulado parece ser rápida. Isto poderia ser explicado pelo fato dos cetáceos terem o potencial para metabolizar óleo devido à presença do Citocromo P-450 no fígado, uma vez que este sistema enzimático está envolvido na quebra de compostos de hidrocarbonetos e foi identificado em várias espécies (ENGELHARDT, 1983).

No caso dos odontocetos, além da ingestão direta, existe ainda a possibilidade de as espécies ingerirem óleo através das suas presas, embora dados publicados sugiram que uma pequena quantidade de óleo ingerida durante a alimentação não seja suficiente para causar danos. Além disso, a maior parte das presas dos odontocetos possui os sistemas enzimáticos necessários para metabolizar hidrocarbonetos de petróleo, reduzindo a possibilidade delas

acumularem tais frações em seus tecidos, evitando assim a transferência dos componentes tóxicos através da cadeia alimentar (St AUBIN, 1992).

Contudo, a ingestão de óleo representa um tipo diferente de ameaça aos misticetos, que se alimentam através de ingestão de grandes quantidades de água, utilizando suas cerdas orais para capturar plâncton e krill (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). Estudos de laboratório têm mostrado que, apesar do óleo incrustado entre os fios dessas cerdas restringirem a passagem de água, o fluxo constante com água limpa é capaz de remover a maior parte do óleo em menos de 24h, não sendo notados efeitos residuais após este período. Entretanto, dependendo da magnitude do vazamento, a alimentação pode ser interrompida por muitos dias, causando diminuição da massa corpórea e trazendo consequências para o desenvolvimento do animal, principalmente para migração e reprodução (St AUBIN, 1992).

Além dos efeitos apresentados acima, pode-se citar, também, a possibilidade de infecções secundárias por fungos e bactérias, devido a deficiências causadas pelos componentes tóxicos do óleo no sistema imunológico dos animais (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

Como exemplo mais recente do impacto do óleo em cetáceos, pode-se citar o vazamento do Deepwater Horizon, no Golfo do México em 2010. Dados apontam que quatro anos após o vazamento, golfinhos foram encontrados mortos a taxas quatro vezes maiores do que as taxas históricas (NWF, 2015). Wise *et al.* (2018) também avaliaram os efeitos do vazamento sobre os cetáceos, através da concentração de metais pesados nos tecidos de três espécies de baleias presentes no Golfo do México, cachalote (*Physeter macrocephalus*), baleia-piloto-de-barbatana-curta (*Globicephala macrorhynchus*) e baleia-de-Bryde (*Balaenoptera edeni*). Durante os três anos de monitoramento os níveis de metais genotóxicos na pele das baleias apresentou concentrações superiores às médias globais relatadas.

Tempo de Recuperação

Foram encontradas poucas evidências que documentem que populações de cetáceos, principalmente baleias, tenham sido afetadas por vazamentos de óleo, uma vez que a maior parte dos trabalhos analisa indivíduos separadamente, sem considerar a população como um todo.

Matkin *et al.* (2008) apresenta, em seu trabalho, um estudo realizado com orcas após o vazamento do Exxon Valdez, contendo dados oriundos de 16 anos de monitoramento após o acidente. Dois grupos foram estudados em detalhe: um grupo residente, chamado de AB, e uma população itinerante, AT1. Ambos os grupos sofreram perdas significativas (33 e 41%, respectivamente) no primeiro ano após o vazamento. O grupo AB (residente) perdeu 13 animais, entre machos e fêmeas, tanto juvenis quanto adultos em idade reprodutiva. Essa

taxa de mortalidade no ano do vazamento e no ano subsequente foi 18 vezes maior do que o número esperado para o mesmo período de tempo, levando-se em conta a estrutura sexual e etária do grupo. O grupo AT1 (transeunte) perdeu nove de um total de 22 animais, sendo importante observar que, nesse grupo, quatro animais foram vistos nadando no óleo logo após o vazamento, e que nenhum recrutamento havia sido observado nessa população desde 1984.

Até a data da publicação do estudo (19 anos após o acidente), os autores ainda não haviam observado recuperação nos grupos estudados, tendo concluído que, mesmo em condições ótimas, os grupos podem levar décadas para se recuperar, particularmente no caso de perda de fêmeas reprodutivas e/ou fêmeas juvenis.

Vale ressaltar, porém, que entre os anos de 1985 e 1986, período anterior ao acidente, 6 (seis) orcas do grupo AB (residentes) haviam sido perdidas, o que representa uma taxa de mortalidade cinco vezes maior do que o esperado (MATKIN & SAUTILIS, 1997). Com isso, pode-se questionar se essa população já não possuía uma tendência a diminuir, e se outros fatores não poderiam ter atrapalhando a sua recuperação após o vazamento de óleo. Outro estudo que indica que o óleo por si só pode não ter sido a causa da ausência de recuperação nos grupos de orca foi patrocinado pelo Instituto Exxon Valdez *Oil Spill Trustee Council* (EVOSTC, 2010), no qual a espécie foi examinada quanto à presença de contaminantes em seus tecidos. Os resultados encontrados indicaram que os indivíduos da população AT1 (transeuntes) apresentavam elevados níveis de PCBs (bifenilas policloradas), DDT (diclorodifeniltricloroetano) e metabólitos de DDT nos seus tecidos, contaminantes estes não associados a vazamentos de óleo. Além disso, as altas concentrações encontradas são comparáveis aos níveis que causam distúrbios reprodutivos em outros mamíferos marinhos, podendo justificar a ausência de recuperação dessa população.

Taylor & Plater (2001) também estudaram a população residente AB da Baía de Sound durante 26 anos, mesmo antes do acidente com o Exxon Valdez, e indicaram que o óleo foi importante para diminuir o tamanho da população, mas não foi o único fator, com o declínio sendo atribuído a diversos impactos de fontes antropogênicas, como diminuição dos estoques alimentares, distúrbio por barcos de observadores de baleia e tráfego marítimo. Com isso, não se pode afirmar que a ausência de recuperação da população de orcas de *Prince William Sound* tenha sido causada, simplesmente, pelo impacto do Exxon Valdez. Acrescenta-se que Matkin *et al.* (2008) citam que o fato da população transeunte se alimentar de leões-marinhos pode ter influenciado na diminuição do número de indivíduos, pois os leões-marinhos são particularmente sensíveis ao óleo e as orcas podem ter se contaminado ao ingerir a presa contaminada.

É importante citar, ainda, o último grande episódio de vazamento de óleo, que ocorreu no Golfo do México com a plataforma *Deepwater Horizon*, controlada pela BP. Neste acidente, cerca de 26.000 espécimes de mamíferos marinhos foram impactados pelo óleo (BERWIG, 2015).

Após este vazamento, alguns estudos com populações de golfinho-de-nariz-de-garrafa (*Tursiops truncatus*) foram realizados a fim de avaliar possíveis impactos sobre essa espécie. Schwacke *et al.* (2013) avaliaram o estado de saúde de 32 indivíduos dessa espécie na Baía Barataria, Louisiana (EUA), através de captura, exame veterinário e posterior soltura. Dentre os impactos causados pelo contato com o óleo estão doenças nos pulmões e anormalidades bioquímicas, como a diminuição de hormônios adrenais (cortisol e aldosterona) (SCHWACKE *et al.*, 2013). Mais tarde, Lane *et al.* (2015) estudaram os potenciais efeitos do óleo na reprodução dos indivíduos dessa mesma região, através do monitoramento de 10 espécimes grávidas dos 32 anteriormente amostrados (SCHWACKE *et al.*, 2013). Após 1 ano e 11 meses de monitoramento, os autores confirmaram uma diminuição significativa no sucesso reprodutivo e alta mortalidade de indivíduos quando comparados com populações não impactadas pelo óleo. Os autores concluíram que a reprodução e a sobrevivência dos espécimes estão sendo impactadas por doenças crônicas, indicando que os efeitos do vazamento de óleo têm sido de longa duração. Contudo, os autores ressaltam a necessidade de estudos contínuos sobre essas populações (LANE *et al.*, 2015).

Mapeamento e Cálculo da Probabilidade dos Componentes à Presença de Óleo

Considerando que os cetáceos podem habitar todo o ambiente marinho (águas costeiras e oceânicas), foi considerada toda a área com probabilidade de presença de óleo em ambos os cenários sazonais (Período 1 e Período 2) como área de ocorrência deste grupo biológico. Portanto, não representa uma área específica de agregação e sim uma área abrangente de ocorrência e, por isso, este CVA foi classificado como um CVA disperso.

Os resultados da probabilidade de toque de óleo no CVA Cetáceos, para os seis cenários, são apresentados da **Figura II.9 - 44** à **Figura II.9 - 46**, e na **Tabela II.9 - 54**.

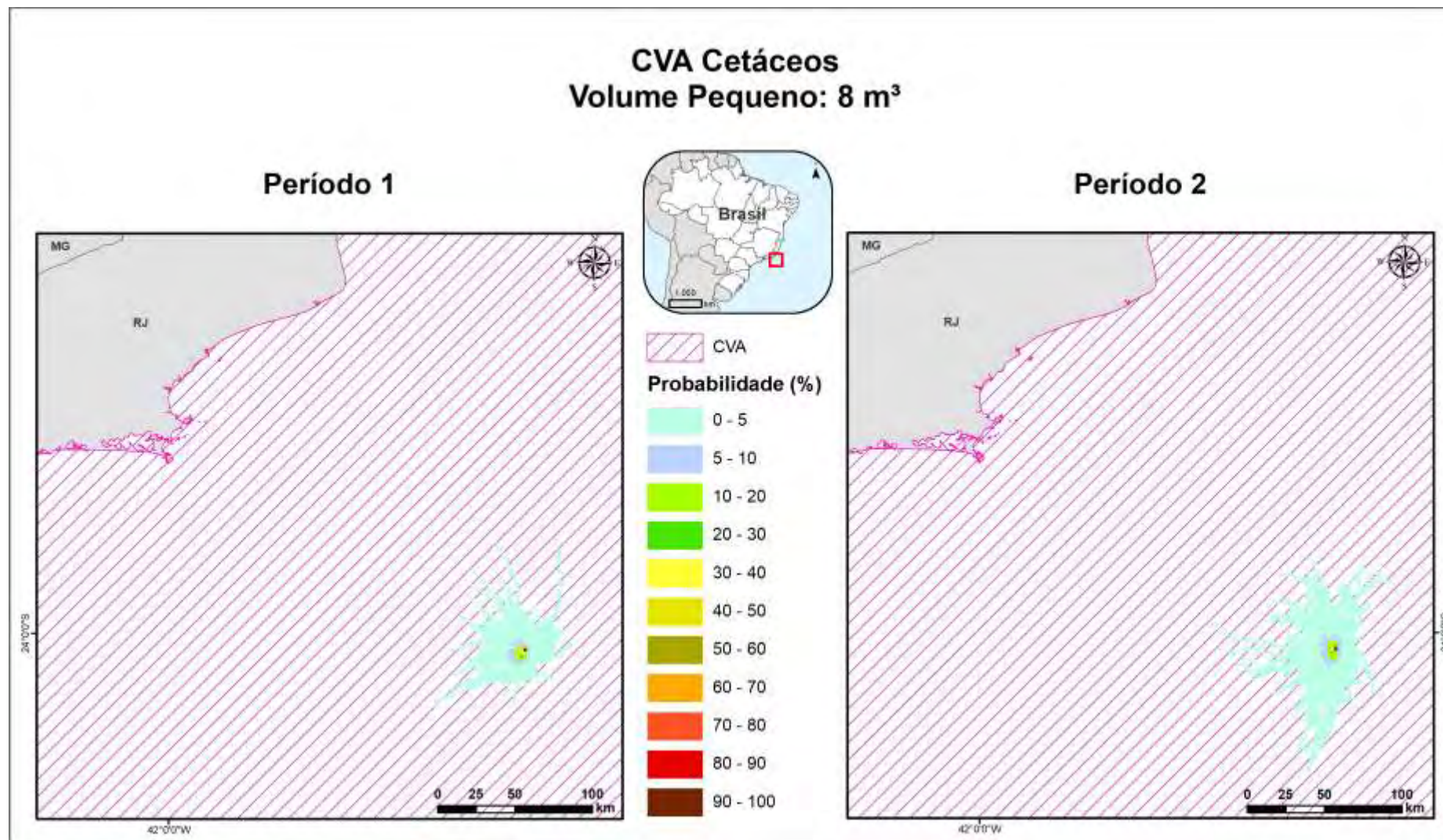


Figura II.9 - 44: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Cetáceos nos cenários 1 (8 m³ – Período 1) e 2 (8 m³ – Período 2).

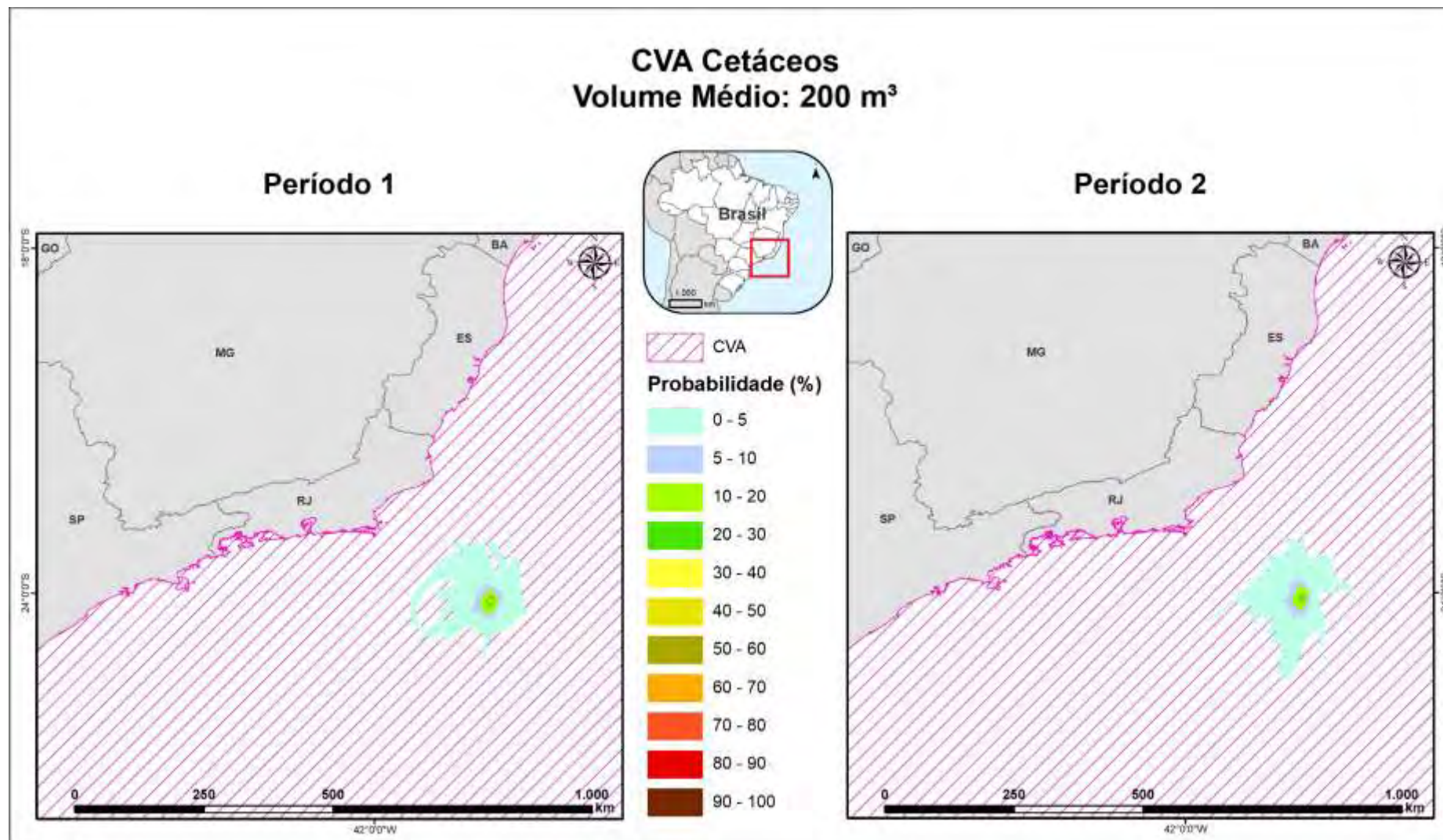


Figura II.9 - 45: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Cetáceos nos cenários 3 (200 m³ – Período 1) e 4 (200 m³ – Período 2).

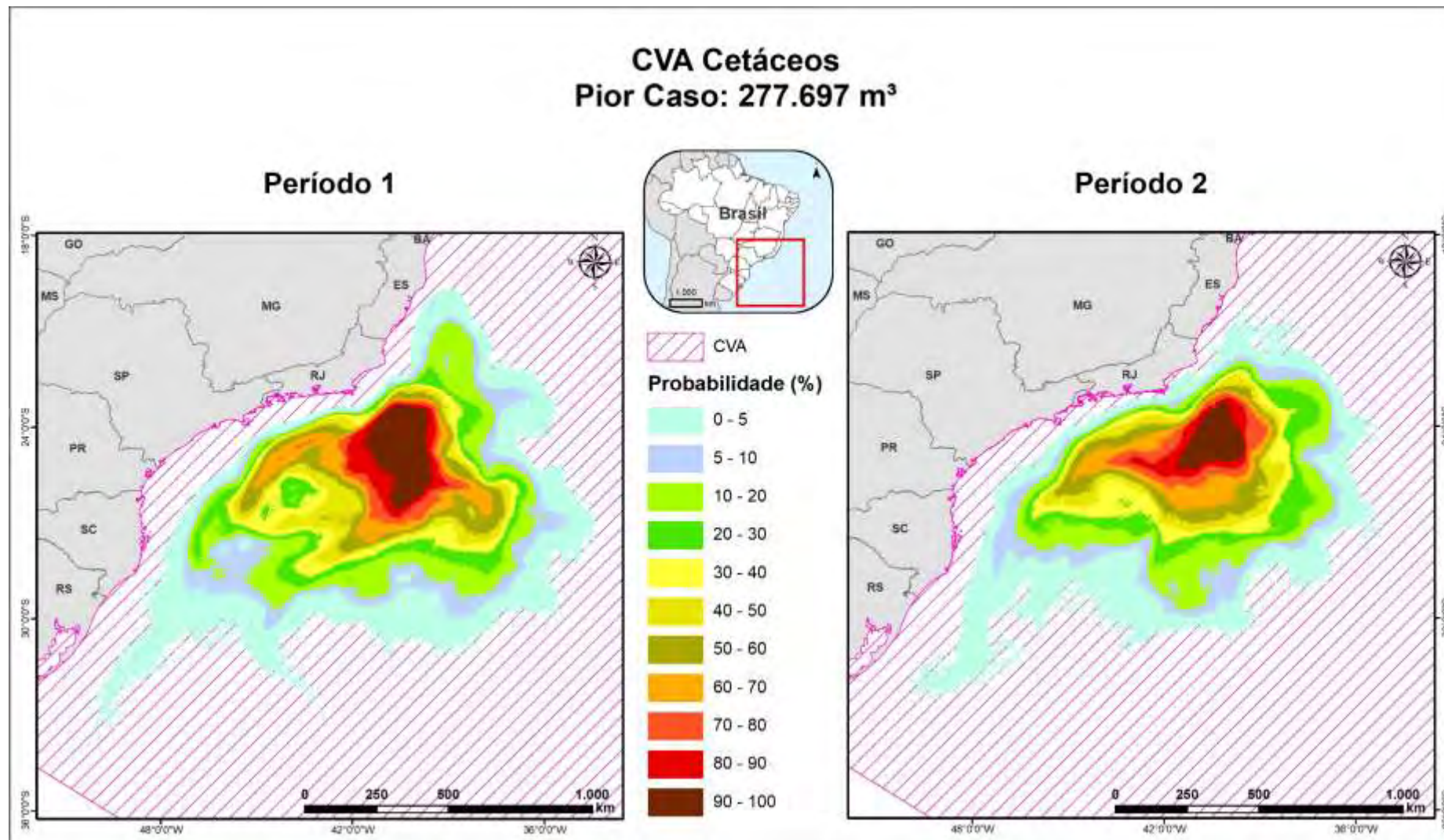


Figura II.9 - 46: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Cetáceos nos cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 - 54: Probabilidade ponderada de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Cetáceos.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (horas)
1	Período 1	8	1,5	1
2	Período 2	8	1,3	1
3	Período 1	200	2,0	1
4	Período 2	200	2,0	1
5	Período 1	277.697	25,3	1
6	Período 2	277.697	24,5	1

Assim como ocorreu para o CVA Recursos Pequenos Oceânicos, para os cenários de pequeno volume (8 m³), a maior probabilidade ponderada da presença de óleo foi observada no Cenário 1 com 1,5% (Período 1). Com relação aos cenários de médio volume (200 m³), ambos os períodos apresentaram probabilidade de 2%. Nos cenários de vazamento de óleo de pior caso (277.697 m³), a área total com probabilidade de presença de óleo é consideravelmente maior quando comparada aos cenários anteriores. Os valores de probabilidade mais altos, na classe entre 90-100%, ocorreram na região em frente ao estado do Rio de Janeiro em ambos os períodos, 1 e 2. A maior probabilidade ponderada foi observada no Cenário 5 (Pior Caso – Período 1), sendo de 25,3%, seguida por 24,5% no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2).

O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA foi de 1 hora em todos os seis cenários (8 m³, 200 m³ e Pior Caso, em ambos os períodos).

Conclusão

Os mamíferos marinhos possuem uma ampla gama de sensibilidade ao óleo, demonstrada pela sua diversidade em termos de morfologia, comportamento e ecologia. Desta forma, para se estabelecer apropriadamente os efeitos do petróleo em uma dada espécie, são necessárias maiores informações sobre a sua história natural e fisiologia, além de mais estudos sobre as características toxicológicas do óleo nesses animais.

Os únicos estudos encontrados que abordam os efeitos de vazamento de óleo em populações de cetáceos são aqueles referentes ao acidente do Exxon Valdez, no Alasca. Este vazamento ocorreu em condições muito distintas daquelas encontradas na Área de Estudo da atividade da Petronas na Bacia de Campos, já que o vazamento ocorreu próximo à costa, em uma região de clima polar e com estudos dos efeitos do óleo sobre uma única espécie, a orca (*Orcinus orca*).

Como ressaltado anteriormente, as populações de orcas foram monitoradas por duas décadas após o vazamento de óleo, e os resultados encontrados sugerem que os efeitos ainda persistem.

É importante destacar, entretanto, que segundo Kingston (2002), vazamentos que ocorrem em locais afastados da costa apresentam menor gravidade aos grupos biológicos que habitam ambientes costeiros, uma vez que fenômenos de evaporação e dispersão de partículas de óleo ocorrem durante a sua viagem até a costa. Dessa forma, o óleo perde grande parte de seus componentes tóxicos e não se configura tão impactante quanto um óleo em seu primeiro estágio de vazamento (NOAA, 2002). Além disso, IPIECA (1993) defende que a degradação do óleo é significativamente mais rápida em regiões tropicais.

Levando-se em consideração as informações apresentadas acima, além do fato de o tempo de recuperação ser definido para a comunidade como um todo e a região apresentar grande relevância para os cetáceos, funcionando como área de reprodução, rota migratória e abrigando grupos residentes em alguns locais específicos, estima-se que o tempo para que a comunidade de cetáceos se recupere aos níveis anteriores ao de um acidente com vazamento de óleo seja de 20 anos.

Com relação às probabilidades de toque de óleo no CVA Cetáceos, houve probabilidade de toque de óleo em todas as faixas de volume modeladas (8 m³, 200 m³ e pior caso), sendo as médias ponderadas iguais a 1,5% no período 1 e 1,3% no período 2 para o volume de 8 m³, de 2% em ambos os períodos para o volume de 200 m³ e para um vazamento de 277.697 m³, o valor foi de 25,3% (Período 1) e 24,5% (Período 2).

A seguir, serão descritos os Subcomponentes de Valor Ambiental (SVA) selecionados para esse CVA: SVA Boto-cinza, SVA Toninha e SVA Reprodução de Baleia-jubarte. Ressalta-se que o tempo de recuperação estabelecido para esses SVAs é o mesmo estabelecido para o CVA Cetáceos.

A escolha do SVA Boto-cinza foi motivada pelo fato de existirem populações limitadas ou concentradas a determinadas áreas e que, caso os indivíduos sejam perdidos, o reestabelecimento dessa população dificilmente será feito por indivíduos de populações adjacentes. Além disso, a espécie *Sotalia guianensis* encontra-se ameaçada de extinção no Brasil (MMA, 2022).

No caso do SVA Toninha, a escolha deste subcomponente foi motivada pelo fato de existirem populações que apresentam distribuição restrita a determinadas áreas e que, caso os indivíduos sejam perdidos, o reestabelecimento dessa população dificilmente será feito por indivíduos de populações adjacentes. Além disso, a espécie *Pontoporia blainvillei* encontra-se criticamente ameaçada de extinção no Brasil (MMA, 2022).

Já no caso do SVA Reprodução de Baleia-jubarte, destaca-se a presença de área de especial relevância para a reprodução da espécie no Banco dos Abrolhos, nordeste do Brasil (ENGEL, 1996; MARTINS *et al.*, 2001; MORETE *et al.*, 2003; ANDRIOLO *et al.*, 2006, 2010). Esta área representa

o principal sítio reprodutivo da espécie em todo o Oceano Atlântico Sul Ocidental (SICILIANO *et al.*, 2006).

➤ **SVA BOTO-CINZA (*Sotalia guianensis*)**

O boto-cinza (*Sotalia guianensis*) é a espécie de odontoceto de hábitos costeiros com maior número de registros ao longo do litoral brasileiro. Contudo, as informações a respeito da espécie ainda são poucas, pois os dados biológicos são coletados de forma oportuna e a maioria dos estudos é desenvolvida em áreas restritas. Devido a esses fatores, a IUCN classifica a espécie como “Quase Ameaçada” (IUCN, 2022), sendo ainda considerada como uma das espécies prioritárias no Plano de Ação para Mamíferos Aquáticos do IBAMA (IBAMA, 2001) e uma espécie ameaçada da mastofauna brasileira, sendo classificada como Vulnerável (MMA, 2022).

Para o boto-cinza, as áreas de ocorrência consideradas no presente estudo foram definidas a partir dos trabalhos de Siciliano *et al.* (2008); Emin-Lima *et al.* (2010); Santos *et al.* (2012) e do MAREM, (2016), sendo considerados os locais onde existem populações residentes.

A **Figura II.9 – 47** e a **Tabela II.9 – 55** apresentam os resultados da probabilidade de toque de óleo no SVA Boto-cinza para o Cenário 6 (Pior Caso - Período 2), uma vez que não há probabilidade de toque de óleo neste SVA nos vazamentos de 8 m³, 200 m³ e Pior Caso (Cenário 5 – Período 1).

Ressalta-se que, uma vez que as populações são entendidas como residentes, o SVA boto-cinza (*Sotalia guianensis*) foi considerado um subcomponente fixo, para o qual foi utilizado o maior valor de probabilidade de toque de óleo na inferência do risco ambiental.

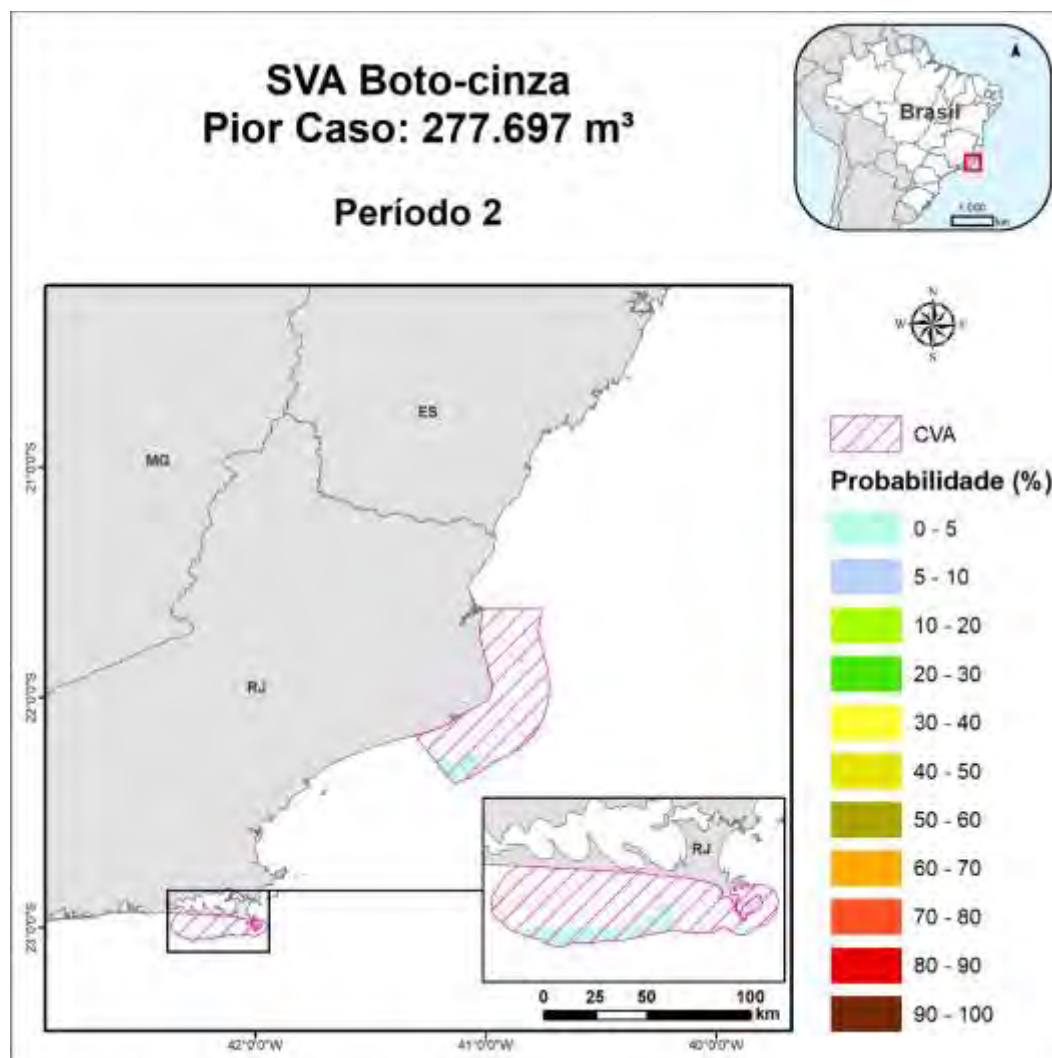


Figura II.9 – 47: Probabilidade de presença de óleo no SVA – *Sotalia guianensis* (boto-cinza) no cenário 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 – 55: Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no SVA – Boto cinza.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (dias)
1	Período 1	8	-	-
2	Período 2	8	-	-
3	Período 1	200	-	-
4	Período 2	200	-	-
5	Período 1	277.697	-	-
6	Período 2	277.697	0,4	27,3

Apenas para o volume de pior caso (Cenário 6 – Período 2) houve probabilidade de 0,4% de presença de óleo e tempo mínimo 27,3 dias de chegada de óleo neste SVA.

➤ **SVA TONINHA (*Pontoporia blainvillei*)**

A toninha (*Pontoporia blainvillei*) apresenta distribuição restrita às águas costeiras entre o Espírito Santo e a Região do Prata, na Argentina. Evidências indicam que sua distribuição não é contínua ao longo da costa do Oceano Atlântico Sul Ocidental, havendo um hiato situado entre as localidades de Macaé (RJ) e Ubatuba (SP) e outro ao norte de Atafona (RJ) até o Rio Doce (ES). Normalmente não chegam além da isóbata de 30 m, com alguns registros em águas de até 50 m e a 55 km da costa, mas com uma densidade de animais muito pequena (JEFFERSON *et al.*, 2008). É um dos menores cetáceos, sendo que indivíduos adultos podem chegar a no máximo 1,75 m de comprimento. Geralmente habita águas mais escuras. Não há evidências de realização de migrações e pouco se conhece sobre a extensão de seus movimentos diários (SICILIANO *et al.*, 2006).

A toninha é, ainda, o pequeno cetáceo mais ameaçado no Atlântico Sul Ocidental, devido aos altos níveis de mortalidade acidental em redes de emalhe. Encontra-se em diversas listas de animais ameaçados de extinção. Na IUCN (2022) está na categoria “Vulnerável” e de acordo com a Portaria MMA Nº 148/2022 é considerada “Criticamente em Perigo”, categoria que antecede a extinção (MMA, 2022).

A área estabelecida para a toninha (*P. blainvillei*) foi determinada a partir do Plano de Ação Nacional para a Conservação do Pequeno Cetáceo – Toninha *Pontoporia blainvillei* (ICMBio/MMA, 2010). Foram delimitadas três áreas de concentração: Norte do Espírito Santo; Norte do Rio de Janeiro e Ubatuba (São Paulo) até o extremo sul do Brasil.

No mapeamento realizado para o presente estudo, a delimitação de profundidade foi até a isóbata de 30 m, uma vez que há fortes indícios de ocorrência restrita dessa espécie até essa profundidade (PINEDO *et al.*, 1989; DI BENEDITTO & RAMOS, 2001).

A **Figura II.9 – 48** e a **Tabela II.9 – 56** apresentam os resultados da probabilidade de toque de óleo no SVA Toninha para o Cenário 6 (Pior Caso - Período 2), uma vez que não há probabilidade de toque de óleo neste SVA nos vazamentos de 8 m³, 200 m³ e Pior Caso (Cenário 5 – Período 1).

É importante ressaltar que, uma vez que apresentam uma distribuição restrita, considerou-se esse componente como fixo para o cálculo das probabilidades de chegada de óleo (uso da maior probabilidade de toque). O tempo de recuperação adotado no cálculo da tolerabilidade deste SVA é o mesmo adotado para o CVA Cetáceos, que é de 20 anos.

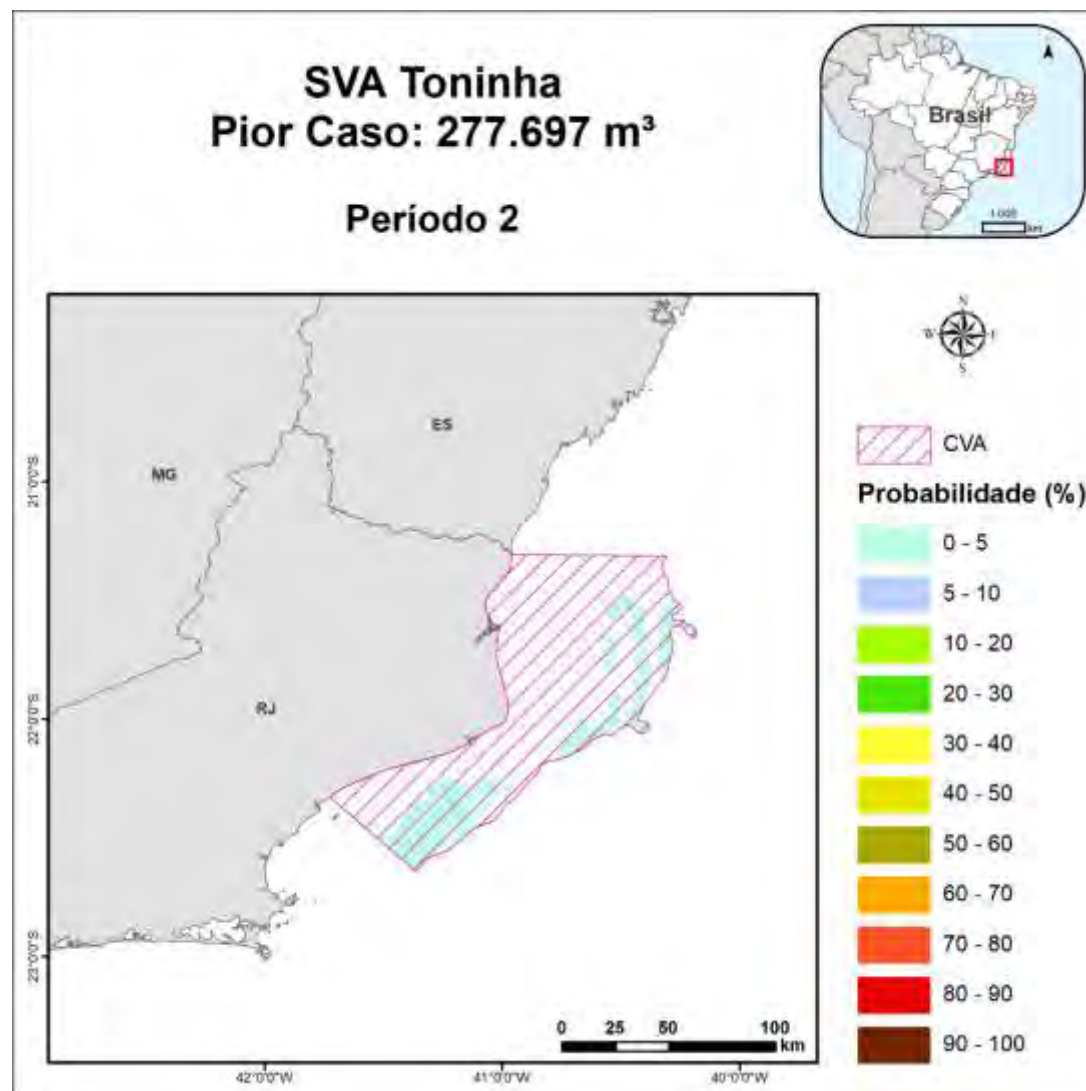


Figura II.9 – 48: Probabilidade de presença de óleo no SVA – Toninha no cenário 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 – 56: Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no SVA – Toninha.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m ³)	Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (dias)
1	Período 1	8	-	-
2	Período 2	8	-	-
3	Período 1	200	-	-
4	Período 2	200	-	-
5	Período 1	277.697	-	-
6	Período 2	277.697	1,0	24,9

Apenas para o volume de pior caso (Cenário 6 – Período 2) houve probabilidade de 1,0% de presença de óleo e tempo mínimo 24,9 dias de chegada de óleo neste SVA.

➤ SVA ÁREA DE REPRODUÇÃO DE BALEIA-JUBARTE

As baleias-jubarte (*Megaptera novaeangliae*) são animais cosmopolitas, ou seja, podem ser encontradas em todos os oceanos e em ambos os hemisférios. Suas populações apresentam um padrão de migração anual, estando presentes em áreas de alimentação situadas nas regiões polares durante o verão e o outono austral, e em áreas de reprodução e cria de filhotes situadas em regiões tropicais e subtropicais durante o inverno e a primavera (SICILIANO *et al.*, 2006).

A temporada reprodutiva das baleias-jubarte ocorre entre julho e novembro na região do Banco dos Abrolhos, nordeste do Brasil, região reconhecida como principal área de concentração da espécie (ENGEL, 1996; MARTINS *et al.* 2001; MORETE *et al.* 2003; ANDRIOLO *et al.* 2006, 2010), em especial em sua porção sul, com densidade relativa máxima da mesma (SICILIANO *et al.*, 2006).

Estimativas populacionais realizadas pelo Instituto Baleia Jubarte desde o Rio Grande do Norte até o Rio de Janeiro estimaram cerca de 6.404 baleias em 2005 (ANDRIOLO *et al.* 2010) e 9.330 baleias em 2008 (WEDEKIN *et al.* 2010), das quais 5.973 (93,26%) e 8.531 (91,4%), respectivamente, foram avistadas no Banco dos Abrolhos. Entretanto, este número decresce em regiões mais ao norte, confirmando a importância do trecho da região do Banco dos Abrolhos como área de concentração de jubartes durante a temporada reprodutiva (SICILIANO *et al.*, 2006).

Devido aos hábitos costeiros e nado relativamente lento, as baleias-jubarte foram um dos primeiros alvos da caça pelo homem, acarretando uma queda brusca do número de indivíduos existentes (SICILIANO *et al.*, 2006). No entanto, devido a esforços de conservação, a espécie

deixou de integrar a lista de espécies ameaçadas do MMA em 2014, passando para a categoria “Quase Ameaçada” (ICMBio/MMA, 2018).

Atualmente, os principais impactos sobre as populações de baleia-jubarte estão relacionados às rotas de navegação de barcas e corredores de navegação próximos ao Banco de Abrolhos e outras áreas de concentração para a espécie, localizadas próximas à costa baiana, às atividades de exploração de hidrocarbonetos e ao crescimento na atividade de observação de baleias, principalmente na região de Abrolhos (MORETE *et al.*, 2003; MARTINS, 2004).

Deve-se salientar, portanto, que devido ao fato da região do Banco dos Abrolhos representar o principal sítio reprodutivo da baleia-jubarte (*M. novaeangliae*) em todo o oceano Atlântico Sul Ocidental (SICILIANO *et al.*, 2006), somando-se o fato de que a localidade apresenta densidade relativa máxima da espécie durante o período de reprodução, e considerando-se ainda a probabilidade, mesmo que muito baixa (0,2%), da mesma ser atingida por óleo em caso de vazamento de pior caso a partir dos Bloco C-M-715, essa área foi considerada um SVA.

Para delimitação dessa área foram utilizadas as informações presentes na proposta de ampliação da área protegida presente na região do Banco de Abrolhos, a qual tem, entre outros objetivos, o de proteger essa espécie migratória (MMA, 2012).

A **Figura II.9 – 49** e a **Tabela II.9 – 57** apresentam os resultados da probabilidade de toque de óleo no SVA Área de Reprodução de Baleia-jubarte para o Cenário 5 (Pior Caso, Período 1), uma vez que não há probabilidade de toque de óleo neste SVA nos vazamentos de 8 m³, 200 m³ e Pior Caso (Cenário 6 – Período 2).

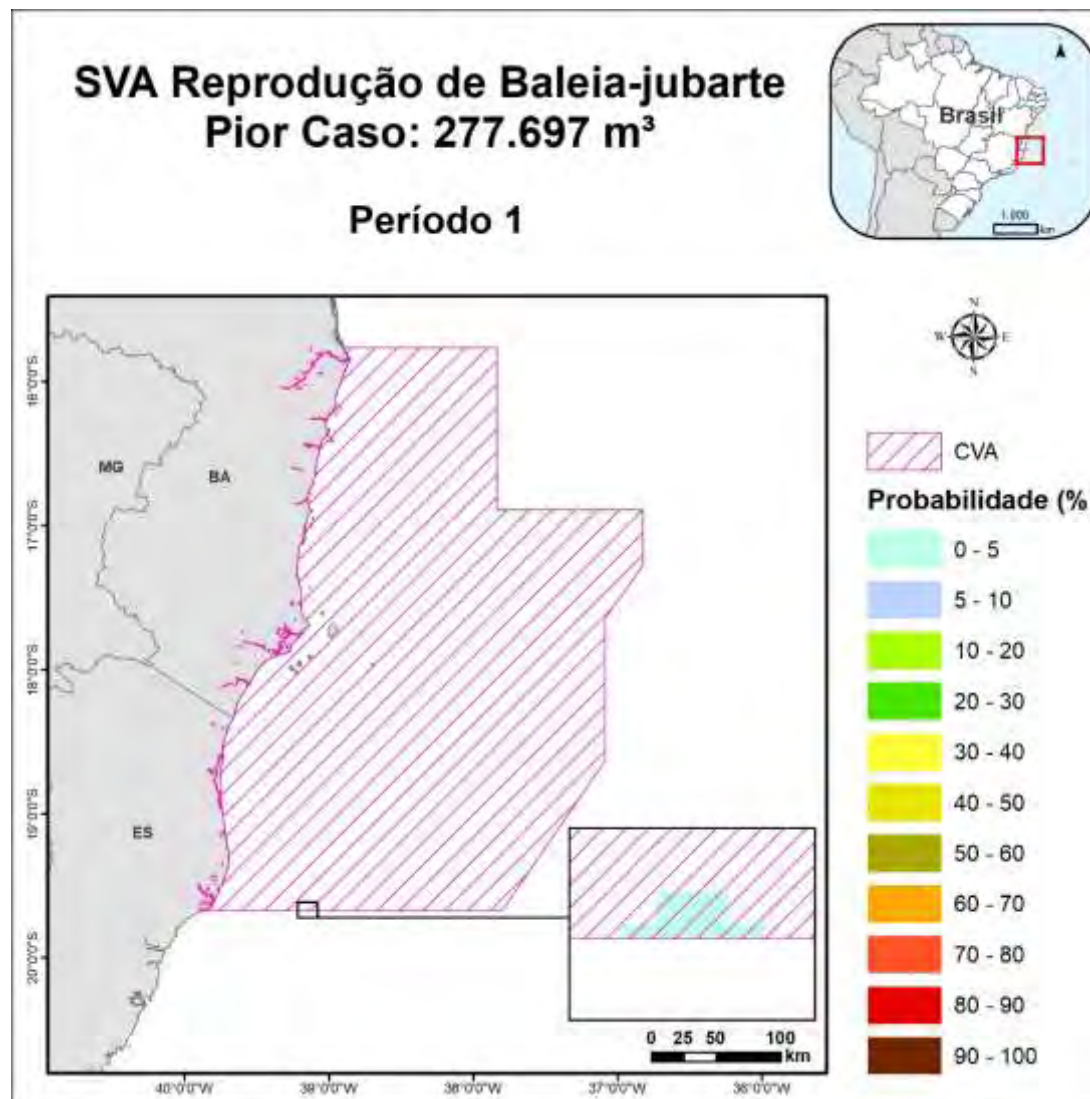


Figura II.9 – 49: Probabilidade de presença de óleo no SVA – Área de Reprodução de Baleia-jubarte no cenário 5 (Pior caso – Período 1).

Tabela II.9 – 57: Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no SVA –Área de Reprodução de Baleia-jubarte.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (dias)
1	Período 1	8	-	-
2	Período 2	8	-	-
3	Período 1	200	-	-
4	Período 2	200	-	-
5	Período 1	277.697	0,2	38,8
6	Período 2	277.697	-	-

Não houve probabilidade de presença de óleo nos cenários de volume pequeno (8 m³), médio (200 m³). Para os cenários que envolvem um vazamento de pior caso, houve probabilidade máxima de presença de óleo apenas para o Cenário 5 (Período 1) com 0,2%.

O tempo mínimo de chegada de óleo no SVA Área de Reprodução de Baleia-jubarte é de cerca de 38,8 dias no Cenário 5 (Pior Caso – Período 1).

➤ CVA TARTARUGAS-MARINHAS

Na região com probabilidade de presença de óleo podem ser encontradas as cinco espécies de tartarugas-marinhas existentes no Brasil. Nessa região ocorrem, ainda, áreas de concentração para alimentação, áreas de desova, além de representar um corredor migratório para as espécies (ALMEIDA *et al.*, 2011a; ALMEIDA *et al.*, 2011b; CASTILHOS *et al.*, 2011; MARCOVALDI *et al.*, 2011; SANTOS *et al.*, 2011; MAREM, 2016).

Todas as espécies presentes na região de estudo são mundialmente consideradas ameaçadas de extinção pela União Internacional para a Conservação da Natureza – IUCN (IUCN, 2022), bem como nacionalmente pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA), com exceção da espécie *Chelonia mydas* (MMA, 2022), conforme observado na **Tabela II.9 - 58**.

Tabela II.9 - 58: Lista das espécies de tartarugas marinhas ameaçadas de extinção no Brasil e/ou no mundo presentes na área com probabilidade de presença de óleo e seus status de conservação nacional e global.

Espécie	Nome Comum	MMA (2022)	IUCN (2022)
<i>Caretta caretta</i>	Tartaruga-cabeçuda	VU	VU
<i>Chelonia mydas</i>	Tartaruga-verde	-	EN
<i>Dermochelys coriacea</i>	Tartaruga-de-couro	CR	VU
<i>Eretmochelys imbricata</i>	Tartaruga-de-pente	EN	CR
<i>Lepidochelys olivacea</i>	Tartaruga-oliva	VU	VU

Fonte: MMA, 2012; IUCN, 2022.

Legenda: Categorias segundo IUCN (2022) e MMA (2022): EN (Em perigo) - "Endangered" - Risco muito alto de extinção na natureza em futuro próximo; VU (Vulnerável) - "Vulnerable" - Alto risco de extinção na natureza em médio prazo; CR (Criticamente em perigo) - "Critically endangered" - Risco extremamente alto de extinção na natureza em futuro imediato.

A maior parte das tartarugas marinhas atinge a maturidade sexual entre os 20 e 30 anos, embora espécies como a tartaruga-oliva (*Lepidochelys olivacea*) alcancem a maturidade entre 11 e 16 anos. A partir daí, passam a viver em áreas de alimentação, de onde saem apenas na época reprodutiva, quando migram para as praias na qual nasceram. Estima-se que, de cada mil filhotes, apenas um ou dois atingem a idade adulta, sendo que a maioria acaba por servir de alimento para crustáceos, aves e peixes. O acasalamento ocorre no oceano, em águas profundas ou costeiras, muitas vezes próximas às áreas de desova (PROJETO TAMAR, 2022).

Na área com probabilidade de presença de óleo, a região norte do estado do Rio de Janeiro e o litoral do Espírito Santo representam áreas prioritárias de desova de *Carreta caretta* (tartaruga-cabeçuda) (SANTOS *et al.*, 2011).

Impactos do Óleo sobre as Tartarugas Marinhas

As tartarugas marinhas são particularmente sensíveis à contaminação por óleo, uma vez que não possuem o comportamento de evitar águas oleosas, apresentam alimentação indiscriminada e realizam grandes inalações pré-mergulho (SHIGENAKA, 2003, NOAA, 2010a). Entretanto, alguns aspectos de sua morfologia podem diminuir sua chance de mortalidade como, por exemplo, a incapacidade de limpar oralmente seu corpo devido a limitações da sua carapaça e a pouca flexibilidade.

Por serem altamente migratórias, as tartarugas marinhas também são vulneráveis em todos os seus estágios de vida (ovos, recém-nascidos, juvenis e adultos). A severidade, a taxa e os efeitos da exposição irão variar dependendo do estágio de maturidade, sendo que os indivíduos jovens possuem um risco maior que os adultos. As razões para isso são muitas como, por exemplo, o mecanismo metabólico que um animal usa para desintoxicar seu organismo pode ainda não estar desenvolvido em um animal juvenil. Além disso, nos estágios

iniciais de vida, estes animais podem conter mais lipídios em seu corpo, no qual muitos contaminantes como hidrocarbonetos de petróleo se ligam (SHIGENAKA, 2003).

É válido informar que em acidentes que envolvem a chegada de óleo nas praias, as tartarugas marinhas podem ser impactadas em seus locais de desova e os ovos podem ser expostos ao óleo durante a incubação, resultando em um aumento potencial da mortalidade dos ovos e/ou a possibilidade de desenvolver anormalidades nos recém-nascidos. Os filhotes que emergem dos seus ninhos podem encontrar o óleo na praia ou na água logo que eles começam sua vida no mar (SHIGENAKA, 2003).

A exposição crônica pode não ser letal por si só, mas pode prejudicar a saúde da tartaruga, tornando-a mais vulnerável a outros estresses (SHIGENAKA, 2003).

As tartarugas marinhas podem ser expostas aos agentes químicos do óleo de duas maneiras: internamente (comendo ou engolindo óleo, consumindo presas contaminadas ou inalando) ou externamente (nadando no óleo) (SHIGENAKA, 2003).

Efeitos internos

Alguns estudos demonstram que o óleo cru não é percebido pelos quelônios como sendo algo perigoso e que, portanto, não é evitado (GRAMMETZ, 1988). Estudos comportamentais em tartaruga-verde (*Chelonia mydas*) e tartaruga-cabeçuda (*Caretta caretta*) não mostraram evidências de que essas espécies detectam e evitam áreas contaminadas ou distinguem o óleo intemperizado (tarball¹⁰) de um item alimentar (LUTZ & LUTCAVAGE, 2010). Além disso, uma vez que esses animais sobem com frequência à superfície para respirar, no evento de um grande vazamento, esses animais podem ser expostos a químicos voláteis durante a inalação (GRAMMETZ, 1988).

A inalação de orgânicos voláteis do óleo pode causar irritação respiratória, dano ao tecido e pneumonia. A ingestão de óleo pode resultar em inflamação gastrointestinal, úlceras, sangramento, diarreia e má digestão. A absorção pela inalação ou ingestão de químicos pode danificar órgãos como o fígado e o rim, resultando em anemia e imunossupressão, ou levar a uma falha reprodutiva e até à morte (SHIGENAKA, 2003).

Em um estudo que avaliou as alterações fisiológicas e clinicopatológicas em tartarugas-cabeçudas cronicamente expostas ao óleo, foram encontradas anormalidades nas células epiteliais, alterações nos padrões respiratórios e disfunções nas células sanguíneas. O óleo foi observado aderido às narinas, olhos e esôfago superior, além de encontrado nas fezes.

¹⁰ *Tarballs* são pequenos pedaços, geralmente esféricos, de óleo intemperizado remanescentes de um vazamento. As *Tarballs* são muito persistentes no ambiente marinho e podem se deslocar por centenas de milhas (NOAA, 2010b).

Tartarugas contaminadas tiveram um aumento de até quatro vezes na quantidade de células brancas sanguíneas e uma redução de 50% na quantidade de hemácias. As mudanças celulares na epiderme são uma preocupação em particular, pois isso pode aumentar sua susceptibilidade a infecções. Muitos dos danos fisiológicos observados parecem ter sido resolvidos após 21 dias de recuperação. Entretanto, os efeitos a longo prazo do óleo nas tartarugas se mantêm completamente desconhecidos (LUTCAVAGE *et al.*, 1995).

Efeitos externos

Em relação aos efeitos externos, pode-se citar a incrustação por óleo. Keller & Adams (1983), examinando tartarugas impactadas por óleo, notaram que o óleo intemperizado selou a boca e as narinas das tartarugas pequenas. Estas também podem ser imobilizadas e morrerem devido à exaustão quando expostas a grandes quantidades de óleo (KELLER & ADAMS, 1983).

Em estudo de Mignucci-Giannoni (1998 *apud* SABA & SPOTILA, 2003), os autores concluíram que tartarugas marinhas reabilitadas (*Chelonia mydas* e *Eretmochelys imbricata*), quando comparadas a aves marinhas, tiveram maiores chances de sobrevivência após terem sido expostas a um vazamento de óleo em Porto Rico, em 1994. Entretanto, isso não quer dizer que essas tartarugas não tivessem óleo residual presente nos seus tecidos após a reabilitação.

Efeitos indiretos também podem afetar as tartarugas marinhas, podendo-se citar a perda da sensibilidade olfativa devido à contaminação por agentes químicos voláteis, causando mudanças substanciais no comportamento, uma vez que o sentido do olfato é importante para a orientação e navegação destes indivíduos. Outro efeito que pode ser citado é a diminuição da quantidade de alimento disponível, uma vez que o óleo pode causar a morte de outros animais importantes na dieta das tartarugas (FRAZIER, 1980 *apud* SHIGENAKA, 2010).

A **Tabela II.9 - 59** apresenta alguns exemplos de acidentes com vazamento de óleo e os efeitos reportados para as tartarugas marinhas.

Tabela II.9 - 59: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre as tartarugas marinhas.

Vazamento (toneladas)	Efeitos reportados
1979: Poço Ixtoc I, Baía de Campeche, no México. Volume de óleo derramado: 3 milhões de barris.	Sete tartarugas marinhas (6 tartarugas-verdes, <i>Chelonia mydas</i> e uma tartaruga-de-kemp, <i>Lepidochelys kemp</i>) foram coletadas durante o episódio do derramamento. algumas foram tratadas e um indivíduo foi liberado. Três tartarugas (duas tartarugas-verdes e uma tartaruga-de-kemp) foram encontradas mortas em Laguna Niadre e foram enviadas congeladas para Patuxent Wildlife Research Center para investigações para determinar a causa da morte (HALL <i>et al.</i> , 1983).
1983: campo de Nowruz, Golfo Pérsico, águas territoriais iranianas.	Foram encontradas 56 tartarugas mortas das espécies pente (<i>Eretmochelys imbricata</i>) e verde (<i>Chelonia mydas</i>), embora se estime um número bem maior de óbitos, já que apenas uma parte

Tabela II.9 - 59: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre as tartarugas marinhas.

Vazamento (toneladas)	Efeitos reportados
Volume de óleo derramado: 260.000 toneladas de óleo cru.	da costa foi monitorada. Burchard (citado em NOAA, 2010a) estima que cerca de 500 tartarugas das duas espécies tenham morrido, representando quase que a total aniquilação da população de tartarugas-de-pente e a maior parte da população de tartaruga-verde (SHIGENAKA, 2010).
1991: Guerra do Golfo, Golfo Pérsico. Volume de óleo derramado: 700.000 a 900.000 toneladas de óleo cru.	Estima-se que o número de tartarugas marinhas mortas durante os vazamentos da Guerra do Golfo esteja na faixa de dezenas a centenas, mas esta ocorrência não foi bem documentada. Uma tartaruga-verde encalhada morta foi necropsiada e continha mais de 4.000 ppm de óleo em seu fígado e 310 ppm no estômago, mas não havia indicação de óleo na parte externa (SHIGENAKA, 2010).
1991: Barge Vistabella, mar do Caribe Volume de óleo derramado: 2.000 toneladas de óleo combustível pesado.	Restos de óleo e <i>tarballs</i> atingiram as praias da região, mas apenas uma tartaruga-de-pente foi encontrada com óleo (atribuído ao acidente) em uma praia de Porto Rico (SHIGENAKA, 2010).
1993 Barge Bouchard B155 Volume de óleo derramado: 336.000 galões de óleo combustível pesado nº 6.	Áreas de desova e de forrageamento foram atingidas. Tartarugas-cabeçudas, as mais comuns, foram impactadas mais severamente: quatro recém-nascidos foram encontrados mortos e 12 vivos, sendo que entre eles, três indivíduos encontravam-se oleados e os demais estavam perturbados por causa do método utilizado na limpeza. Vários ninhos foram atingidos e muitos filhotes ainda não tinham nascido. Cento e quinze ninhos foram marcados como em risco, 96 estavam em praias com óleo e dois estavam inundados por óleo e tiveram uma taxa de sucesso de nascimento menor do que o normal (5% dos ovos, comparado com 50-90% normalmente). No total, 212 recém-nascidos foram mortos e 2.177 foram potencialmente impactados pela exposição ao óleo e atividades de resposta (SHIGENAKA, 2010).
2010: Deep Water Horizon, Golfo do México, Estados Unidos. Cerca de 4,9 milhões de barris de petróleo.	<p>Maior vazamento de óleo da história dos Estados Unidos, os efeitos do vazamento de grandes proporções ainda vêm sendo estudados para avaliar os impactos que tiveram sobre as tartarugas marinhas. Registros indicam um declínio populacional de indivíduos adultos (LEUNG, 2012; BARRON, 2012). Tartarugas-de-kemp monitoradas desde a década de 1970 vinham aumentando o número de ninhos a uma taxa exponencial de cerca de 15 a 18% ao ano. No entanto, após o acidente, o número de ninhos caiu 35%. O número de ninhos anuais se recuperou para os níveis anteriores ao derramamento em 2011 e 2012, mas caiu novamente em 2013 e 2014 (NWF, 2015). Cientistas estão tentando determinar se a diminuição dos ninhos se deve apenas ao aumento da mortalidade ou se as fêmeas adultas podem ter se tornado menos saudáveis e, portanto, menos capazes de se reproduzir. Esse efeito na saúde pode ter sido causado pela exposição ao óleo ou por uma redução no suprimento de comida disponível, como o caranguejo-azul (NWF, 2015).</p> <p>Lauritsen <i>et al.</i> (2017) avaliaram os efeitos do vazamento sobre as tartarugas-cabeçudas, comparando, através de modelagem estatística, os registros históricos de desova da espécie e os registros após o acidente. Segundo os autores, as densidades de ninhos da espécie nas praias do noroeste da Flórida em 2010 foram reduzidas em 43,7% (intervalo de confiança de 95%: 10-65%) em relação às taxas de nidificação esperadas na ausência de óleo DWH e esforços de limpeza. Isso equivale a uma perda de aproximadamente 251 ninhos não realizados a partir da</p>

Tabela II.9 - 59: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre as tartarugas marinhas.

Vazamento (toneladas)	Efeitos reportados
	temporada de nidificação de 2010, atribuída a efeitos diretos e indiretos relacionados ao incidente.

Tempo de Recuperação

Hall *et al.* (1983) analisaram três tartarugas marinhas encontradas mortas após o massivo vazamento de óleo do poço Ixtoc I atingir a costa do México em 1979, onde por um período de meses, de 10.000-15.000 barris de óleo vazaram diariamente do poço no Golfo do México. Os animais foram necropsiados e seus tecidos analisados em busca de resíduos de hidrocarbonetos de petróleo.

Apesar de em todos os tecidos examinados de três tartarugas ter-se encontrado a presença de óleo, não foram encontradas evidências de que este tivesse causado lesões no trato alimentar ou que a contaminação tivesse ocorrido através de aspiração pulmonar. A análise dos indivíduos também demonstrou que existia uma eliminação seletiva de partes desse óleo. Tanto a presença de resíduos em vários tecidos, quanto a eliminação seletiva indicaram que a exposição ao óleo foi crônica, portanto, as tartarugas evidentemente ficaram expostas a ele por algum tempo, e não apenas o encontrado pouco tempo antes de sua morte.

A exposição prolongada ao óleo pode ter causado as condições precárias do corpo das tartarugas, talvez perturbando o comportamento alimentar. Em tais condições de fraqueza, as tartarugas podem ter sucumbido a algum componente tóxico do óleo ou algum agente ainda não descoberto. No entanto, os exames microscópicos não indicaram a causa da morte.

Além deste estudo, é de suma importância detalhar os efeitos adversos do vazamento de Deepwater Horizon sobre as tartarugas, no Golfo do México. Nessa região ocorrem desovas regulares de *Caretta caretta* que, ao nascerem, deslocam-se até o Mar de Sargãos (LEUNG *et al.*, 2012). Estes mesmos autores criaram, então, um modelo para avaliar os impactos do vazamento sobre elas, simulando a chegada do óleo em três locais de reprodução: um no Golfo (severamente impactado por vazamentos), um na Flórida e outro na costa da Carolina do Norte. Para avaliar os efeitos crônicos do vazamento, os autores simularam 20 anos de monitoramento e puderam perceber que após a inserção do vazamento de óleo, há um declínio mais acelerado das populações. No entanto, os resultados sugerem que o declínio da população da tartaruga-cabeçuda (*Caretta caretta*) não é acelerado por um único evento de derramamento de óleo e sim por eventos cumulativos (LEUNG *et al.*, 2012).

É válido destacar que diversas tartarugas-marinhas foram encontradas mortas após o vazamento da Deepwater Horizon e que centenas foram encontradas vivas, porém, oleadas, de acordo com o trabalho de Barron (2012), encontrado na **Figura II.9 - 50**.

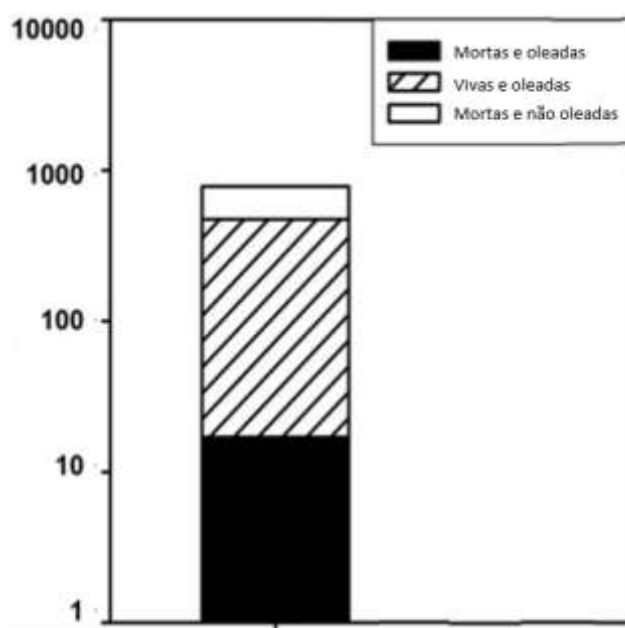


Figura II.9 - 50: Número de tartarugas reportadas durante o vazamento de óleo da Deepwater Horizon (Fonte: BARRON, 2012).

Segundo Crowder & Heppell (2011) a recuperação das tartarugas é particularmente difícil, porque o potencial de crescimento da população é limitado pela idade tardia para alcançar a maturidade sexual e, ainda, pela baixa fertilidade. Por muito tempo os esforços de conservação das tartarugas se limitaram à proteção de ninhos e fêmeas no momento da nidificação. No entanto, modelos populacionais recentes elaborados para tartaruga-cabeçuda indicaram que a estratégia de proteção dos ninhos apenas prolongaria o momento da extinção (CROWDER & HEPPELL, 2011). Sendo assim, para diminuir o tempo de recuperação das tartarugas, deve-se ter como foco principal a proteção de indivíduos juvenis e organismos mais velhos, em alto mar.

Após o vazamento da plataforma Deepwater Horizon, tartarugas-de-kemp foram atingidas pelo óleo, porém, acredita-se que sua recuperação será mais rápida quando comparada as tartarugas-cabeçuda, uma vez que alcançam a maturidade sexual muito mais cedo (cerca de 12 anos) em relação as demais tartarugas (CROWDER & HEPPELL, 2011). No entanto, por apresentarem uma distribuição geográfica limitada e um conhecimento recente de sua biologia, as tartarugas-de-kemp são consideradas as mais vulneráveis a um vazamento de óleo (CROWDER & HEPPELL, 2011). É válido destacar, ainda, que não há registro desta espécie na costa brasileira.

O modelo matemático criado para avaliar a recuperação das tartarugas-de-kemp demonstrou que após 20 anos do vazamento no Golfo do México, a taxa de recuperação estava relacionada à forma como o impacto caía ao longo dos anos (CROWDER & HEPPELL, 2011).

Porém, apenas o tempo irá dizer como o vazamento da plataforma Deepwater Horizon afetou, de fato, as populações de tartarugas no Golfo do México.

Mapeamento e Cálculo da Probabilidade do Componente à Presença de óleo

O mapeamento deste CVA considerou as áreas de ocorrências não reprodutivas de tartarugas marinhas nas áreas com probabilidade de chegada de óleo.

Considerando que as tartarugas podem ocorrer em todo ambiente marinho (águas costeiras e oceânicas), foi considerada toda a área com probabilidade de presença de óleo em ambos os períodos. Portanto, não representa uma área específica de agregação e sim uma área abrangente de ocorrência, e, por isso, este CVA foi classificado como um CVA disperso.

Os resultados referentes ao CVA Tartarugas Marinhas para os seis cenários são apresentados da **Figura II.9 - 51** à **Figura II.9 - 53**, e na **Tabela II.9 - 60**. Ressalta-se que, em função do CVA abranger toda a área com probabilidade de presença de óleo, os resultados encontrados para este CVA são iguais aos resultados apresentados no CVA Cetáceos (página 111).

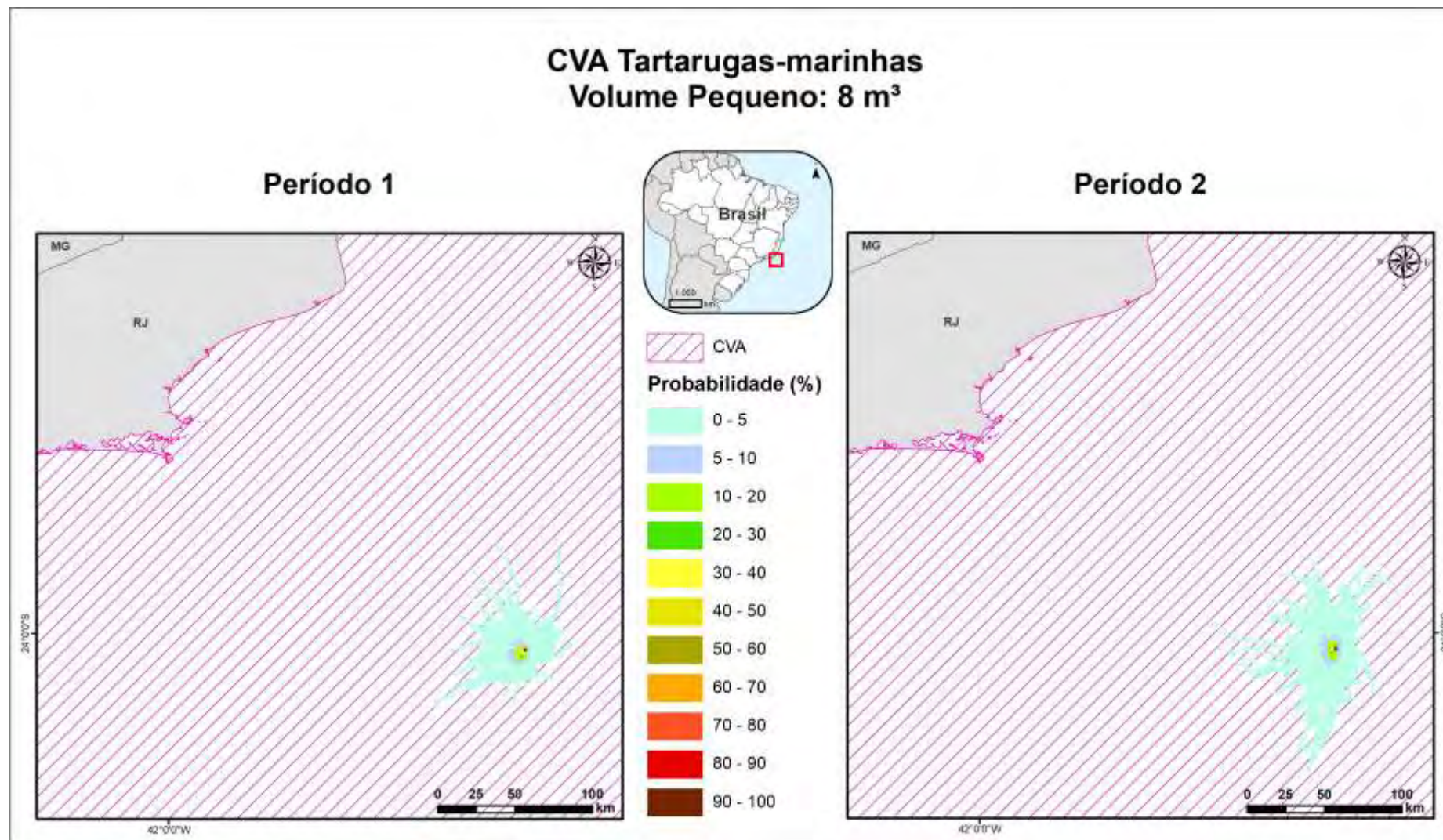


Figura II.9 - 51: Probabilidade de presença de óleo no CVA Tartarugas Marinhas nos cenários 1 (8 m³ – Período 1) e 2 (8 m³ – Período 2).

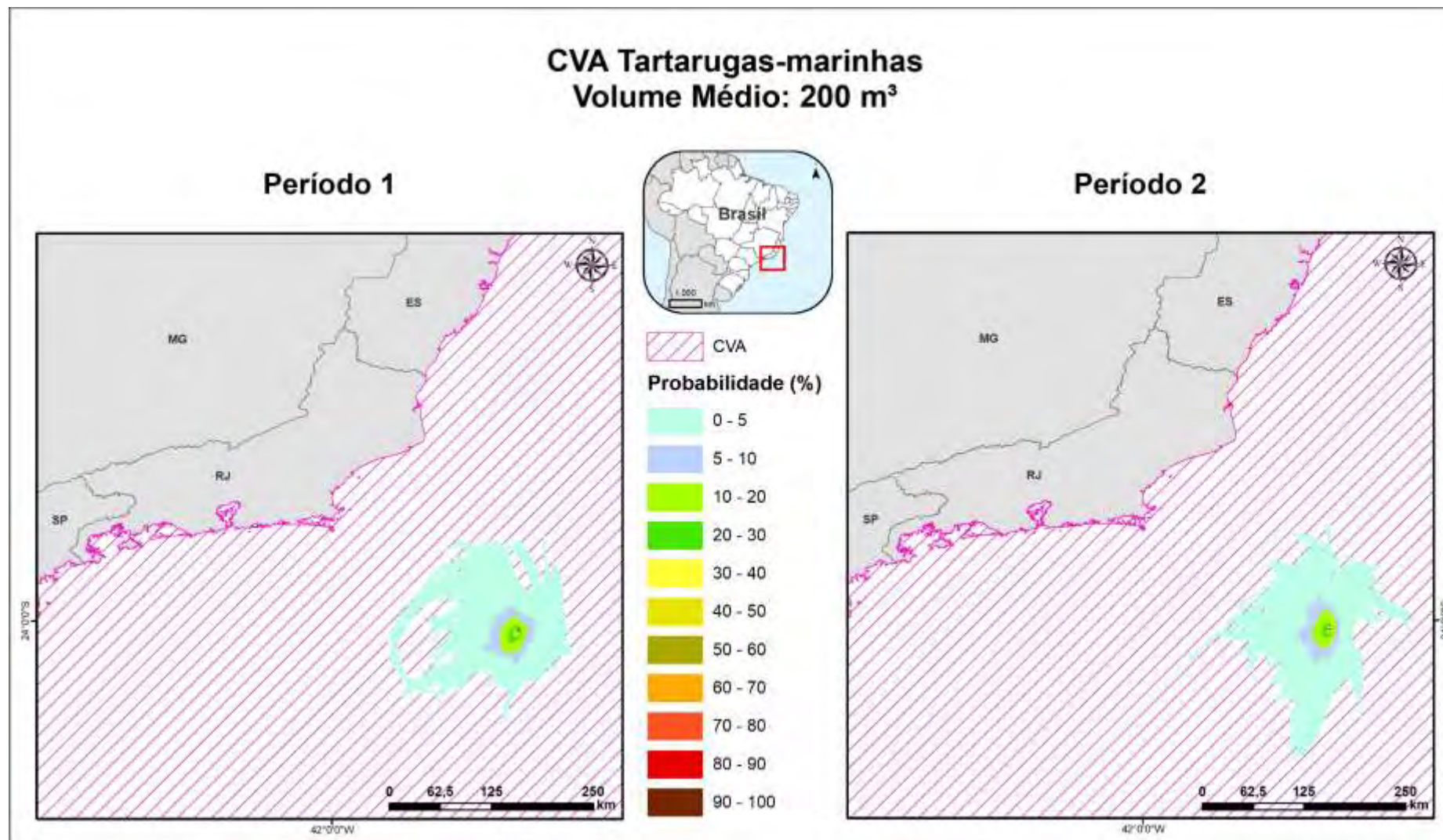


Figura II.9 - 52: Probabilidade de presença de óleo no CVA Tartarugas Marinhas nos cenários 3 (200 m³ – Período 1) e 4 (200 m³ – Período 2).

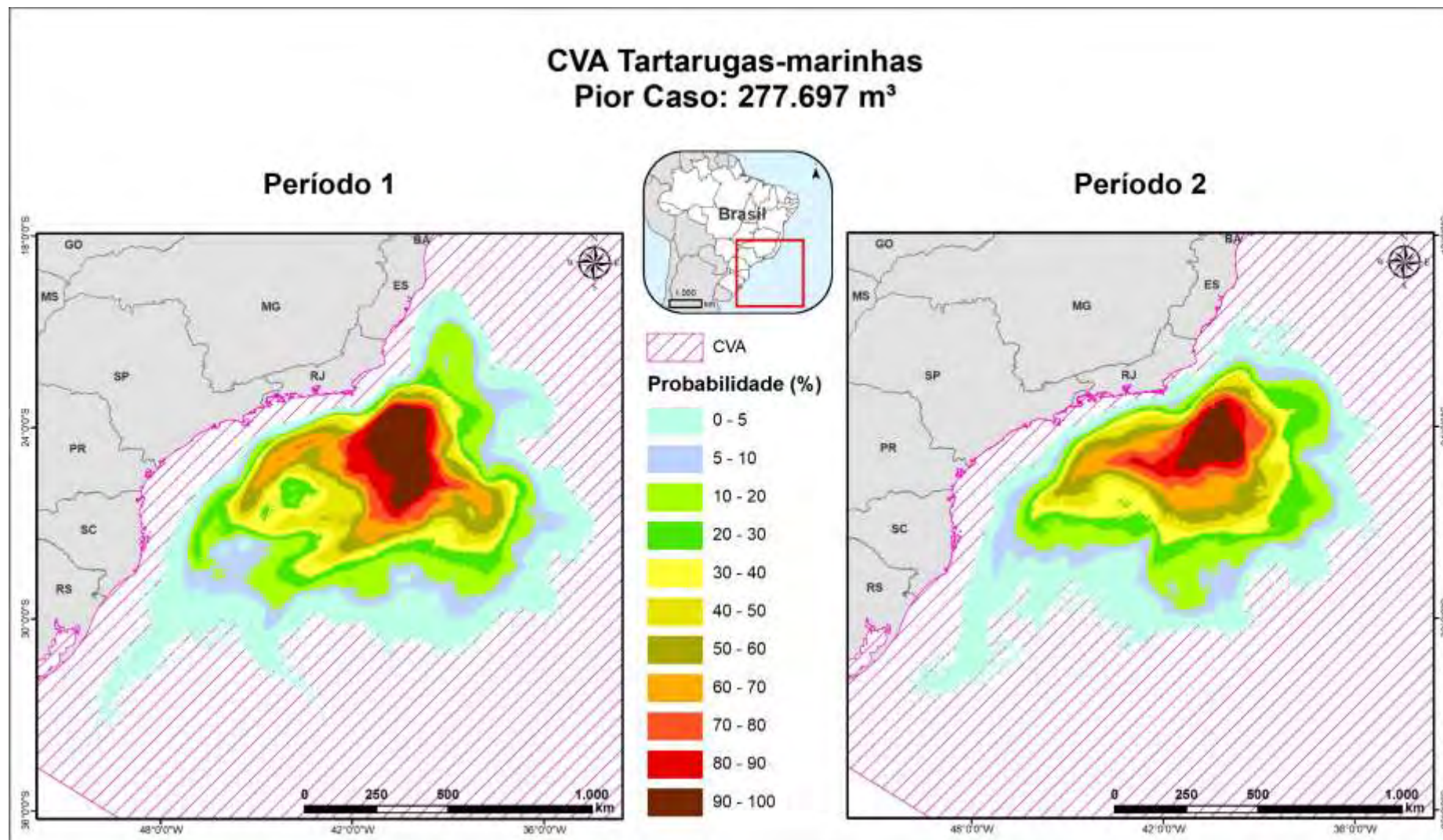


Figura II.9 - 53: Probabilidade de presença de óleo no CVA Tartarugas Marinhas nos cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 - 60 : Probabilidade ponderada de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA Tartarugas Marinhas em cada cenário.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (hora)
1	Período 1	8	1,5	1
2	Período 2	8	1,3	1
3	Período 1	200	2,0	1
4	Período 2	200	2,0	1
5	Período 1	277.697	25,3	1
6	Período 2	277.697	24,5	1

Conforme visto para os CVAs de Recursos Pequenos Oceânicos e Cetáceos, para os cenários de pequeno volume (8 m³), o CVA Tartarugas Marinhas apresentou a maior probabilidade ponderada da presença de óleo foi observada no Cenário 1 com 1,5% (Período 1). Com relação aos cenários de médio volume (200 m³), ambos os períodos apresentaram probabilidade de 2%. Nos cenários de vazamento de óleo de pior caso (277.697 m³) os valores de probabilidade mais altos, na classe entre 90-100%, ocorreram na região em frente ao estado do Rio de Janeiro em ambos os períodos, 1 e 2. A maior probabilidade ponderada foi observada no Cenário 5 (Pior Caso – Período 1), sendo de 25,3%, seguida por 24,5% no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2).

O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA foi de 1 hora em todos os seis cenários (8 m³, 200 m³ e Pior Caso, em ambos os períodos).

Conclusão

Embora relativamente poucos estudos tenham analisado o impacto do óleo em tartarugas marinhas, muitos aspectos da sua biologia fazem com que elas estejam expostas ao risco em potencial (ausência do comportamento de evitação, alimentação indiscriminada em áreas de convergência e grandes inalações antes de mergulhar) decorrente de vazamentos de óleo. Outros comportamentos, entretanto, evitam a sua mortalidade, como a incapacidade de limpar oralmente o seu corpo.

Na bibliografia científica existem poucos registros de quelônios e áreas de desova contaminadas por óleo ou machucadas em resposta a um vazamento de óleo. Segundo Shigenaka (2003), atualmente, a principal ameaça às tartarugas não vem do óleo cru e sim de vazamentos envolvendo combustíveis de barcos pesqueiros ou de carga, onde é estimado que apenas 1% dos encalhes de quelônios marinhos estejam associados ao óleo cru. No entanto, como os estudos de caso anteriormente citados atestam, alguns autores reportam a presença de indivíduos mortos após acidentes com vazamentos de óleo.

A ausência de estudos de efeitos populacionais e de tempo de recuperação de populações de tartarugas marinhas faz com que esse item seja difícil de ser avaliado no que se refere a este grupo. No entanto, com base na literatura disponível, é possível estimar que o tempo de recuperação deste grupo biológico é de 15 anos, considerando o impacto sobre áreas de ocorrência.

Com relação às probabilidades de toque de óleo no CVA Tartarugas Marinhas, houve probabilidade de toque de óleo em todas as faixas de volume modeladas (8 m³, 200 m³ e pior caso), sendo as médias ponderadas iguais a 1,5% no período 1 e 1,3% no período 2 para o volume de 8 m³, de 2% em ambos os períodos para o volume de 200 m³ e para um vazamento de 277.697 m³, o valor foi de 25,3% (Período 1) e 24,5% (Período 2).

A seguir, será descrito o Subcomponente de Valor Ambiental (SVA) selecionado para esse CVA: SVA Desova de Tartarugas marinhas (tartaruga-cabeçuda). Ressalta-se que o tempo de recuperação estabelecido para esse SVA é o mesmo estabelecido para o CVA Tartarugas marinhas.

➤ SVA DESOVA DE TARTARUGAS MARINHAS (TARTARUGA-CABEÇUDA)

Das cinco espécies de tartarugas-marinhas presentes no Brasil, apenas a espécie tartaruga-cabeçuda (*Caretta caretta*), ameaçadas de extinção (MMA, 2022), apresenta área prioritária de desova na área com probabilidade de presença de óleo a partir de vazamento no Bloco C-M-715. Considera-se como áreas prioritárias de desova de tartarugas marinhas locais com ocorrências significativas de reprodução, com monitoramento continuado de aproximadamente 40 anos, caracterizando a importância das dessas áreas e sua tendência populacional (TAMAR/ICMBio, 2023).

Conforme abordado anteriormente, a tartaruga-cabeçuda encontra-se ameaçada de extinção no Brasil (MMA, 2022) e no mundo (IUCN, 2022). Isso significa que suas populações podem desaparecer num futuro imediato, caso medidas de manejo e conservação para essas espécies não sejam implantadas e respeitadas. De um modo geral, as áreas de reprodução e desova das tartarugas marinhas no Brasil foram muito reduzidas quando comparadas às áreas no passado (SANTOS *et al.*, 2011). Por essa razão, as áreas prioritárias de desova dessas espécies foram selecionadas como um SVA específico.

As áreas prioritárias de desova para a tartaruga-cabeçuda (*Caretta caretta*) estão localizadas no norte do Rio de Janeiro e Espírito Santo, em Sergipe e no norte da Bahia. Áreas secundárias ocorrem em alguns pontos do litoral sul do Espírito Santo e sul da Bahia (SANTOS *et al.*, 2011). Durante a temporada não reprodutiva, os indivíduos em diferentes

estágios de vida podem ser encontrados em praticamente todo o litoral do país, desde o Rio Grande do Sul até o Pará, em áreas costeiras ou oceânicas (SANTOS *et al.*, 2011).

É importante observar que devido à sua alta filopatria (*homing* - capacidade das fêmeas de voltarem para se reproduzir na praia onde nasceram), é praticamente impossível a recolonização das praias por fêmeas oriundas de outras populações (CASTILHOS *et al.*, 2011). Sendo assim, a destruição de uma área de reprodução regular pode significar a perda de uma população de tartarugas marinhas.

A seguir, são apresentadas as áreas prioritárias de desova de tartarugas marinhas, juntamente com as probabilidades de chegada de óleo, no vazamento de pior caso, em ambos os cenários sazonais. Para a definição dessas áreas foram usadas as informações contidas no documento “Avaliação do Estado de Conservação da Tartaruga Marinha *Caretta caretta* (SANTOS *et al.*, 2011) e no “Guia de Licenciamento de Tartarugas Marinhas” (TAMAR/ICMBio, 2023).

Ressalta-se que, mesmo que o CVA Tartarugas marinhas seja um componente disperso, o SVA Desova de tartarugas marinhas passa a ser considerado fixo, usando para o cálculo do seu risco ambiental, a probabilidade máxima de toque de óleo neste subcomponente. Essa é, sem dúvida, uma estratégia conservadora, uma vez que nem toda a área é atingida com a mesma probabilidade.

Os resultados referentes ao SVA Desova de Tartarugas marinhas para o Cenário 6 (Pior Caso - Período 2) são apresentados na **Figura II.9 - 54** e na **Tabela II.9 - 61**. Destaca-se que não há probabilidade de toque de óleo neste SVA em caso de vazamento de 8 m³, 200 m³ e de Pior Caso - Período 1.

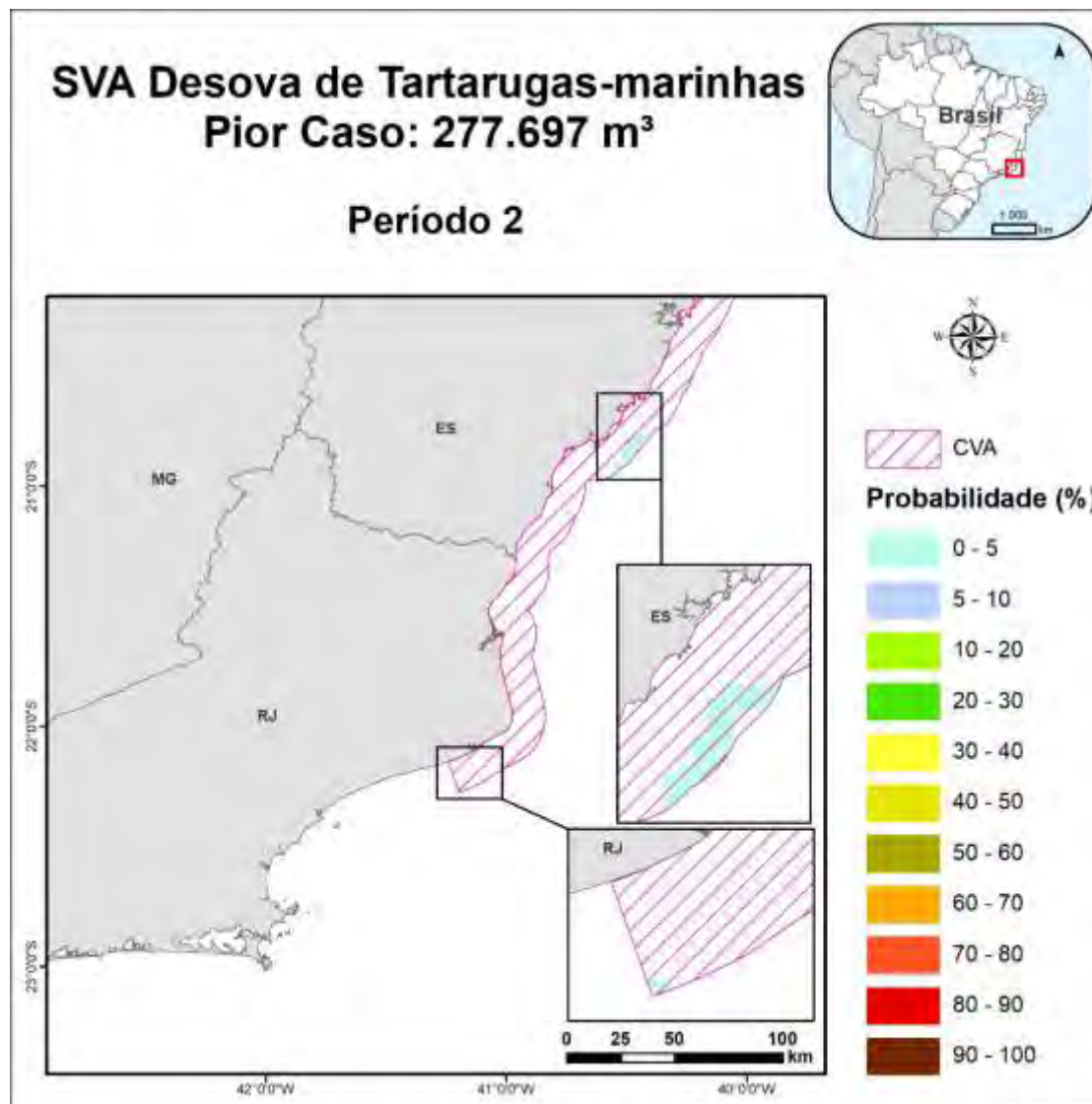


Figura II.9 - 54: Probabilidade de presença de óleo no SVA Desova de Tartarugas marinhas (tartaruga-cabeçuda) no Cenários 6 (Pior Caso – Período 2).

Tabela II.9 - 61 : Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no SVA Desova de Tartarugas-marinhas (tartaruga-cabeçuda) em cada cenário.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (dias)
1	Período 1	8	-	-
2	Período 2	8	-	-
3	Período 1	200	-	-
4	Período 2	200	-	-
5	Período 1	277.697	-	-
6	Período 2	277.697	0,2	50,6

Não houve probabilidade de presença de óleo nos cenários de volume pequeno (8 m³) e médio (200 m³). Também não houve probabilidade de presença de óleo neste SVA no Pior Caso – Período 1 (Cenário 5). Apenas no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2) houve probabilidade de toque de óleo no valor de 0,2% e tempo mínimo de chegada de óleo de 50,6 dias.

➤ CVA AVIFAUNA MARINHA COSTEIRA E CVA AVIFAUNA MARINHA OCEÂNICA

Ao longo da evolução técnica das Análises de Risco identificou-se a relevância de se mapear separadamente as aves marinhas costeiras e as aves marinhas oceânicas, e considerá-las na análise da ARA como dois CVAs distintos. É importante esclarecer que a separação desses componentes será feita apenas através do mapeamento, sendo o valor de tempo de recuperação o mesmo para ambos.

Isso se justifica, uma vez que as referências encontradas sobre tempo de recuperação e impacto de óleo sobre a avifauna marinha não fazem diferenciação entre espécies costeiras e oceânicas (e.g. GERTLER, 1992; EPA, 1999; MOSBECH, 2002; HEUBECK *et al.*, 2003; CARTER, 2003; BURGER, 2003; KINGSTON, 2002; WIENS, 2004; IRONS *et al.*, 2000; EDWARDS & WHITE, 2010; BARROS *et al.*, 2014; MORENO *et al.*, 2013).

Podem ser encontradas diversas espécies de aves marinhas na região de estudo. Dentre as ordens presentes na região, destaca-se a ordem Charadriiformes, que é a mais representativa em riqueza de espécies. Este grupo, que engloba aves limícolas e costeiras, foi destacado nos diversos estudos consultados (SCHULZ-NETO *et al.*, 1996; NASCIMENTO, 1998; RODRIGUES, 2013; SOUZA *et al.*, 2008) por possuir elevada abundância na região.

É importante destacar, ainda, que entre as espécies de aves encontradas na região, pelo menos 20 são consideradas ameaçadas de extinção no Brasil e/ou no mundo (MMA, 2022; IUCN, 2022), conforme **Tabela II.9 - 62**.

Tabela II.9 - 62: Lista das espécies de aves ameaçadas de extinção no Brasil e/ou no mundo presentes na área com probabilidade de presença de óleo e seus status de conservação nacional e global.

Nome científico	Nome comum	Status de Conservação	
		MMA (2022)	IUCN (2022)
Aves marinhas pelágicas			
<i>Diomedea epomophora</i>	Albatroz-real	VU	VU
<i>Diomedea exulans</i>	Albatroz-gigante	CR	VU
<i>Oceanodroma leucorhoa</i>	Painho-de-cauda-furcada	-	VU
<i>Procellaria aequinoctialis</i>	Pardela-preta	VU	VU
<i>Procellaria conspicillata</i>	Pardela-de-óculos	VU	VU
<i>Pterodroma deserta</i>	Grazina-de-Desertas	CR	VU
<i>Pterodroma incerta</i>	Grazina-de-barriga-branca	EN	EN
<i>Thalassarche chlororhynchos</i>	Albatroz-de-nariz-amarelo	EN	EN
<i>Thalassarche chrysostoma</i>	Albatroz-de-cabeça-cinza	-	EN
Aves marinhas costeiras			
<i>Sterna hirundinacea</i>	Trinta-réis-de-bico-vermelho	VU	LC
<i>Sula sula</i>	Atobá-de-pé-vermelho	EN	LC
<i>Thalasseus acuflavidus</i>	Trinta-réis-de-bando	VU	LC
<i>Thalasseus maximus</i>	Trinta-réis-real	EN	LC
Aves de rapina			
<i>Amadonastur lacernulatus</i>	Gavião-pombo-pequeno	VU	NE
<i>Morphnus guianensis</i>	Uiraçu	VU	NT
Aves limícolas			
<i>Calidris canutus</i>	Maçarico-de-papo-vermelho	VU	NT
<i>Calidris pusilla</i>	Maçarico-rasteirinho	EN	NT
<i>Calidris subruficollis</i>	Maçarico-acanelado	VU	NT
<i>Limnodromus griseus</i>	Maçarico-de-costas-brancas	EN	LC
<i>Numenius hudsonicus</i>	Macarico-de-bico-torto	VU	NE

Fonte: ALVES *et al.*, 2004, 2017; BENCKE *et al.*, 2006; DIAS *et al.*, 2012; IUCN, 2022; MAREM, 2016; MMA, 2022; NACINOVIC, 2005; SICK, 1997; SIGRIST, 2009.

Legenda: Categorias segundo IUCN (2022) e MMA (2022): EN (Em perigo) - Risco muito alto de extinção na natureza em futuro próximo; VU (Vulnerável) - Alto risco de extinção na natureza em médio prazo; CR (Criticamente em perigo) - Risco extremamente alto de extinção na natureza em futuro imediato; NT (Quase ameaçado) – Não se enquadra em nenhuma categoria de ameaça, mas é provável que venha a se enquadrar em um futuro próximo; LC (Pouco preocupante) - Quando a espécie, tendo sido avaliada, não se enquadra nas categorias acima; NA (Não aplicável) - Categoria de um táxon considerado inelegível para ser avaliado em nível regional; NE (Não avaliado) - Táxon ainda não avaliado sob os critérios IUCN.

Impactos do Óleo sobre a Avifauna

De todos os grupos impactados por óleo, as aves provavelmente atraem a maior preocupação do público (KINGSTON, 2002). Grandes vazamentos costumam impactar muitos aves, que são muito sensíveis, tanto aos efeitos externos quanto internos do óleo (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010; HEUBECK *et al.*, 2003; ZAFONTE & HAMPTON, 2005).

As aves marinhas são particularmente sensíveis e têm um alto risco de contato com o óleo vazado devido à quantidade de tempo em que ficam sobre, ou perto, da superfície do mar, ou em áreas costeiras afetadas, além de possuírem baixas taxas reprodutivas (EPA, 1999; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). Populações de aves com um pequeno número de indivíduos, distribuição geográfica restrita ou com espécies ameaçadas (EPA, 1999) também são bastante afetadas.

Após o vazamento Deepwater Horizon, em 2010 no Golfo do México, por exemplo, foram registradas mais de 7.000 aves mortas entre os meses de maio e outubro do mesmo ano (TRAN *et al.*, 2014). Estima-se que 12% dos pelicanos e 32% das gaivotas-alegre tenham morrido após este incidente (NWF, 2015).

Os danos causados por incidentes variam com o tipo e volume do óleo, condições ambientais, área e época do ano onde o acidente ocorreu, mas sempre há consequências ambientais (HEUBECK *et al.*, 2003). Os possíveis efeitos do óleo sobre as aves podem ser encontrados a seguir:

Contaminação externa dos indivíduos

Entre os efeitos causados pela contaminação externa das aves, pode-se citar o colapso das penas e alterações na plumagem, que causam a diminuição do isolamento térmico. A queda das penas também é outro fator a ser considerado, pois pode alterar a cobertura e dificultar severamente a habilidade das aves para voar. A quebra na impermeabilização e no isolamento térmico proporcionado pelas penas pode levar à hipotermia. As penas encharcadas com óleo, por sua vez, provocam uma diminuição ou perda da flutuabilidade, podendo levar ao afogamento pelo aumento do peso ou da falta de aeração entre as penas. O óleo pode, ainda, irritar a pele, os olhos, a boca e a cavidade nasal, além de inibir o comportamento de procura por alimento, como o mergulho e o nado (MOSBECH, 2002; ITOPF, 2010; BURGER, 2003; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

É importante observar que experimentos de campo demonstram que aves adultas, quando contaminadas mesmo que levemente, podem transferir óleo para os ovos durante a incubação, com consequente diminuição do sucesso de nascimento (LEWIS & MALECKI, 1984 *apud* MOSBECH, 2002).

Um estudo sobre os efeitos do óleo no comportamento alimentar do maçarico-branco (*Calidris alba*) e da batuíra-de-bando (*Charadrius semipalmatus*), ambos presentes na Área de Estudo da presente atividade, realizado após um vazamento de óleo na costa atlântica de Nova Jersey, mostrou que o tempo gasto por essas espécies na alimentação diminui quanto maior a presença de óleo em suas penas. Isso ocorre porque aves contaminadas gastam mais

tempo se limpando e ajeitando suas penas do que as não contaminadas. Tal alteração de comportamento aumenta o estresse energético durante a migração. Para espécies que capturam o alimento na água, o aumento da demanda energética é combinado com a redução da habilidade da ave em se alimentar, devido à perda de fluabilidade das penas encharcadas (BURGUER, 1997 *apud* MOSBECH, 2002).

Contaminação interna dos indivíduos

As aves podem ingerir óleo ao realizar a manutenção da plumagem através do alisamento das penas com o bico ou quando se alimentam de presas contaminadas, podendo sofrer efeitos a longo prazo (EPA, 1999; ITOPI, 2010).

A ingestão de óleo causa envenenamento e intoxicação, além de irritação gastrointestinal, rompimento da glândula adrenal, níveis anormais de corticosteroides (hormônios de estresse), danos no fígado, disfunção renal, anemia e disfunção da glândula de sal. As células sanguíneas também podem ser destruídas, causando distúrbios no sistema imune. Entre os efeitos na reprodução, pode-se citar a redução da habilidade de se reproduzir e do número de ovos previsto, diminuição da fertilidade dos ovos, da espessura da casca, e interrupção do comportamento normal de incubação (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010; BURGER, 2003; MOSBECH, 2002).

O acompanhamento de indivíduos de pato-real (*Anas platyrhynchos*) alimentados com óleo intemperizado proveniente do acidente Exxon Valdez mostrou que não houve interferência significativa sobre a sobrevivência, o crescimento e a reprodução dos mesmos. Os resultados indicaram, porém, que em concentrações extremamente altas (20 g de óleo/kg de alimento) existiram reduções significativas na espessura média e na resistência da casca dos ovos. Baseando-se nesses resultados e na literatura toxicológica disponível, foi possível concluir que os efeitos tóxicos subletais do óleo intemperizado na vida selvagem em vazamentos como o Exxon Valdez parecem ser bastante improváveis (MOSBECH, 2002). Destaca-se que essa espécie não ocorre na área de estudo.

Outros exemplos sobre os impactos do óleo sobre as aves estão relacionados ao vazamento Deepwater Horizon, ocorrido em 2010 no Golfo do México. O monitoramento dos níveis de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) em moluscos, aumentaram nos dois anos seguintes ao incidente, mas as concentrações gerais permaneceram relativamente baixas (NWF, 2015). Em 2013, no entanto, muitos moluscos tinham níveis de HPA altos o suficiente para causar danos, indicando que esses compostos oleosos estavam sendo transmitidos na cadeia alimentar, e bioacumulando nos animais (NWF, 2015). Pritsos *et al.* (2017) relataram que a ingestão de peixes contaminados com óleo resultou em aumento significativo do estresse oxidativo nos tecidos hepáticos dos cormorões-de-orelha (*Phalacrocorax auritus*), o

que pode ter impactos negativos na história de vida das aves. A maior colônia de pelicanos-brancos em Marsh Lake também foi avaliada e dois anos após o incidente 90% dos ovos testados apresentavam compostos de petróleo (NWF, 2015).

É importante destacar que não se sabe, ao certo, se aves marinhas são capazes de intencionalmente evitar áreas com manchas de óleo. Contudo, evidências encontradas em um experimento realizado na Noruega sugerem fortemente que a espécie fulmar-glacial (*Fulmarus glacialis*) evita se estabelecer na superfície marinha poluída com óleo pesado (LORENTSEN & ANKER-NILSSEN, 1993 *apud* MOSBECH, 2002). Isso pode ser verdade, também, para outras espécies de aves, entretanto, ainda são necessários muitos estudos para que isso seja comprovado. Essa espécie também não ocorre na Área de Estudo, porém, foi considerada para colaborar com o embasamento teórico do relatório.

Efeitos a longo prazo nos indivíduos

Efeitos a longo prazo são muito difíceis de serem detectados e monitorados, pois as aves podem colocar seus ovos a centenas de milhares de quilômetros do local do acidente. Além disso, os efeitos do óleo podem ser sutis, afetando as populações por longos períodos e diminuindo o sucesso reprodutivo e o recrutamento. Contudo, esses efeitos devem ser avaliados, pois podem vir a influenciar fortemente no tempo de recuperação de uma população (BURGER, 2003).

Entre os efeitos a longo prazo, pode-se citar o atraso na maturação dos ovários em fêmeas, alteração nos níveis hormonais, redução na sobrevivência e crescimento de embriões e filhotes cujos pais tenham sido externamente contaminados por óleo, supressão da imunidade e da resistência à doenças, efeitos mutagênicos, interrupção da monogamia (caso um dos pares esteja contaminado e deixe de reproduzir temporariamente) e redução da sobrevivência no inverno após o acidente (BURGER, 2003). Corroborando com essas informações, estudos envolvendo pinguins africanos (*Spheniscus demersus*) impactados por óleo proveniente de dois grandes vazamentos, revelaram uma redução da capacidade reprodutiva da espécie após exposição prolongada ao óleo (WOLFAARDT *et al.*, 2001; SHERLEY, 2010).

A costa Atlântica, local de ocorrência da rota dos pinguins-de-magalhães, também é rota de navios petrolíferos. Caso esses animais ingerissem o petróleo ao limpar suas penas durante um eventual vazamento na área, poderiam ter dificuldade de flutuação e, principalmente, a manutenção da temperatura corporal comprometida (MÄDER, 2011).

Além da queda da capacidade reprodutiva, Henkel *et al.* (2012) descrevem a ocorrência da anemia hemolítica, que reduz a capacidade de transportar oxigênio no sangue. Isso afeta diretamente as aves que realizam atividades aeróbicas e que, por isso, possuem alta

demanda de oxigênio, como as aves migratórias que realizam longos deslocamentos. Como resposta à destruição de células vermelhas a partir da ingestão de óleo, existe um aumento compensatório na produção de eritrócitos, o que resulta em imunossupressão e diminuição da produção de glóbulos brancos (HENKEL *et al.*, 2012).

Moreno *et al.* (2013) destacam que o monitoramento a longo prazo da ecologia alimentar de aves marinhas tem o potencial de fornecer informações valiosas acerca da dinâmica da cadeia alimentar devido à contaminação por hidrocarbonetos, refletindo o estado dos ecossistemas adjacentes afetados.

Efeitos na População

O impacto do óleo sobre uma população de aves ocorre em função de dois fatores: grau (i.e., o número inicial de aves mortas) e duração (i.e., o tempo que a população impactada leva para recuperar a condição pré-vazamento) (ZAFONTE & HAMPTON, 2005).

Para detectar efeitos na população são necessárias informações das espécies envolvidas, sua origem reprodutiva e geográfica, idade e estrutura sexual dos indivíduos que morreram. A composição etária dos indivíduos também é importante, pois algumas espécies levam muitos anos até atingir a idade reprodutiva. Se, por exemplo, a maioria das vítimas estiver na idade adulta, um efeito pode ser detectado no próximo período reprodutivo, enquanto que, se a maioria for imatura, os efeitos podem demorar anos para aparecer (HEUBECK *et al.*, 2003).

Exemplos históricos mostram que populações de aves, em geral, se recuperam a partir de grupos muito pequenos, dificultando que uma extinção da população ocorra (RYAN & SIEGFRIED, 1994 *apud* MOSBECH, 2002). Entretanto, são relatados casos de extinção de espécies de aves em algumas regiões, principalmente devido à destruição do habitat e à caça predatória (MOSBECH, 2002).

Um exemplo a ser citado é o caso das populações marginais de papagaios-do-mar na região da Bretanha, onde uma colônia destes animais sofreu grandes perdas pela combinação de causas naturais e poluição por óleo, após o naufrágio do Amoco Cadiz, tendo que ser repovoada com indivíduos de outras colônias (HOPE JONES *et al.* 1978 *apud* MOSBECH, 2002). Além disso, no sul da Califórnia, uma colônia de pombos Guillemot foi dizimada em 1980, principalmente devido ao grande número de vazamentos de óleo que ocorreram na região (PARKER *et al.*, 1997 *apud* MOSBECH, 2002).

Adicionalmente, é importante observar que o volume de óleo vazado não está necessariamente correlacionado com o número de aves mortas, uma vez que outros fatores podem possuir efeitos mais fortes como, por exemplo, a densidade de aves na água no momento do acidente, o comportamento das aves afetadas, a proximidade das colônias e de

outras agregações, a direção do vento, a ação das ondas, a temperatura e o tipo do óleo. Contudo, pequenos vazamentos de poucas toneladas podem matar milhares de aves se isto ocorrer em uma área com grande concentração de indivíduos (BURGER, 1993).

Tempo de Recuperação

Apesar de haver relatos na literatura disponível de tempos de recuperação para espécies após acidentes com vazamentos de óleo, modelagens matemáticas são, atualmente, as ferramentas mais utilizadas para a obtenção de tais estimativas, já que dificilmente são encontrados estudos a longo prazo de populações impactadas. Devido à escassez de estudos que abordem tempos de recuperação de aves disponíveis na literatura científica, os casos levantados abordarão espécies contaminadas em ambientes costeiros, onde a contaminação tende a ser mais crítica, uma vez que pode atingir espécies estritamente costeiras e colônias reprodutivas.

É difícil determinar o tempo de recuperação de uma população de aves, uma vez que a reposição ou recuperação de uma população não é somente o retorno ao número de indivíduos anterior, mas também de toda a estrutura da população. A dinâmica populacional e a ecologia alimentar de aves marinhas são complexas e informações importantes para modelagens matemáticas ainda são escassas (MOSBECH, 2002).

Como as aves marinhas têm uma alta expectativa de vida, com alta sobrevivência e diferentes expectativas por classe etária, estudos de populações a longo prazo são necessários para entender e prever um tempo de recuperação.

De modo a recuperar uma população, os indivíduos podem tender a usar estratégias que agilizem esse processo, como colocar mais ovos que o habitual, reproduzir-se mais frequentemente ou inserir aves jovens nos grupos reprodutivos. Embora esses processos possam ajudar, ainda assim a recuperação pode levar muitos anos e irá depender de outros fatores como, por exemplo, o alimento disponível. Embora seja comum que ocorra a perda de indivíduos a curto e médio prazo, existem poucos registros de que vazamentos tenham causado prejuízos a longo prazo em populações de ovos ou causado declínio permanente em uma colônia (ITOPF, 2010).

Atualmente, o estabelecimento de um tempo de recuperação relativamente curto para as populações de aves tem sido justificado pelas boas taxas demográficas (p. ex. taxas de sobrevivência) observadas e pela flutuação normal no número de indivíduos dentro das populações, demonstrando a resiliência das espécies. Em contraste, longos tempos de recuperação têm sido prescritos com base em evidências de declínio das populações, na

idade tardia da primeira reprodução, no baixo sucesso reprodutivo da maioria das espécies e na grande mortalidade (ZAFONTE & HAMPTON, 2005).

Em relação às espécies impactadas pelo vazamento com o Exxon Valdez, é muito importante citar o artigo de Day *et al.* (1996), no qual estudou-se o uso de habitats afetados por óleo por 42 espécies de aves marinhas, dois anos e meio após o acidente. Os autores consideraram a população como recuperada quando já não se podia mais detectar uma relação significativa entre a abundância de espécies e o nível de óleo. Os resultados encontrados mostram que 23 (55%) das 42 espécies estudadas não mostraram impactos negativos iniciais no uso de seu habitat. Das 19 espécies que apresentaram impactos negativos, 13 (68%) mostraram evidências de recuperação dentro dos 2 anos e meio de monitoramento. Apenas seis espécies não mostraram clara evidência de recuperação dentro do período estudado, ou seja, menos de 15% das espécies estudadas. A proporção de espécies registradas em campanhas individuais que mostraram impactos negativos diminuiu ao longo do estudo, de 54% na primeira campanha (1989) para 10% na última (1991). Ressalta-se que as espécies que não mostraram sinais de recuperação tendiam a se alimentar e residir na zona entre marés, sendo que essas características também existiram para algumas espécies que não apresentaram os impactos iniciais. Os autores, portanto, concluem que o vazamento do Exxon Valdez impactou o uso de habitat para quase metade das espécies estudadas, sugerindo efeitos iniciais na adequação de habitat por essas espécies. Entretanto, para a maioria das espécies afetadas, os impactos persistiram por menos de 2 anos e meio. Essa taxa de recuperação no uso de habitat, paralelamente à rápida recuperação da abundância das espécies (geralmente menor que dois anos) também foi documentada para outras comunidades afetadas pelo óleo (invertebrados da região entre marés, peixes e aves) que foram estudadas no Alaska e em outros locais (DAY *et al.*, 1996).

Outro exemplo no qual foi observada recuperação após um vazamento de óleo de grandes proporções é o da águia americana (*Haliaeetus leucocephalus*), espécie residente e abundante na região costeira da área atingida pelo óleo oriundo do vazamento do Exxon Valdez, no Alaska, em 1989, onde um total de 151 carcaças foi recuperado da área atingida, sendo importante considerar que a região fornece habitat permanente e sazonal para cerca de 6000 águias. Foi estimado que, dentro da baía, 250 aves morreram como resultado do vazamento. Adicionalmente à mortalidade direta, a produtividade foi reduzida nas áreas impactadas. Entretanto, observou-se um retorno da taxa reprodutiva aos valores de pré-vazamento entre 1990 e 1991. Da mesma forma, vistoria aérea realizada em 1995 indicou que a população tinha retornado ou até excedido os valores pré-vazamento dentro da baía. Em setembro de 1996, o Trustee Council classificou a águia americana como recuperada dos

efeitos do vazamento de óleo do Exxon Valdez (EVOSTC, 2010). Portanto, essa espécie se recuperou e pode até ter excedido o número inicial de indivíduos seis anos após o vazamento.

Kingston (2002) reporta que estudos com airoso (*Uria aalge*), cujos sítios reprodutivos foram atingidos pelo vazamento de óleo do Exxon Valdez, demonstraram que o número de indivíduos encontrado foi geralmente similar às estimativas históricas do final dos anos 70, evidenciando a questão da flutuação natural das populações e a boa capacidade de recuperação de espécies de aves. A recuperação rápida dos sítios reprodutivos de airoso no Alaska sugere que o número de animais mortos deve ser menor que a estimativa inicial ou que pares reprodutores foram repostos por aves jovens que vieram do oceano (BOERSMA *et al.*, 1995 *apud* KINGSTON, 2002).

Gertler (1992) cita em seu trabalho um estudo focado em espécies que utilizam as áreas entre marés e zonas rasas do infralitoral, áreas normalmente mais atingidas por óleo em caso de vazamento. Todas as espécies que vivem nesses ambientes se alimentam de invertebrados como mexilhões e continuam a ficar expostas ao petróleo remanescente através da sua alimentação. Os arlequins (*Histrionicus histrionicus*), que fazem parte desse grupo, foram as aves mais impactadas pelo vazamento do Exxon Valdez, com cerca de 33% de indivíduos coletados no inverno de 1989-1990 apresentando más condições corporais, e cerca de 40% com os tecidos contaminados. Resultados preliminares indicam que o arlequim pode ter sido impactado nas suas áreas reprodutivas.

Esler *et al.* (2002), também estudando os impactos do acidente do Exxon Valdez sobre a população de arlequins (*Histrionicus histrionicus*) entre 1995 e 1998, apresentaram estudos de recuperação. Foram avaliadas as eventuais limitações, como exposição ao óleo residual, redução da disponibilidade de comida, limitações demográficas intrínsecas e taxas de crescimento populacional. Concluiu-se que as populações ainda não tinham se recuperado totalmente em 1998 (nove anos após o acidente). Além disso, os efeitos adversos continuaram a ser registrados, em contraste com o paradigma convencional de que os efeitos do óleo em populações de aves têm vida curta.

Também é importante citar o estudo realizado por Barcellos & Silva (2003) com as aves impactadas após o vazamento de óleo que ocorreu na Baía de Guanabara em 2000, em que o biguá (*Phalacrocorax brasilianus*) foi a espécie mais afetada devido ao seu comportamento de mergulho. No entanto, a ausência de estudos anteriores sobre a abundância e a distribuição dessas populações na região não permitiram determinar o grau de impacto na população local.

Outro vazamento de grande proporção que causou graves consequências para as aves foi o vazamento de 60.000 toneladas de óleo do navio Prestige, na costa da Espanha, em 2002. O

óleo atingiu o Parque Nacional das Ilhas Atlânticas de Galícia e foi considerado a maior catástrofe desse tipo ocorrida na Europa. Avaliando a inexistência de dados robustos sobre um monitoramento a longo prazo, Moreno *et al.* (2013) avaliaram as concentrações de componentes químicos oriundos do vazamento de óleo em três colônias distintas de aves. Os resultados mostraram, de maneira geral, que em 2007 (cinco anos após o vazamento) havia um retorno gradual da concentração dos componentes para níveis pré-vazamento. Os autores detectaram, ainda, que após o incidente as aves mudaram sua dieta alimentar (MORENO *et al.*, 2013).

Outro estudo que avaliou os impactos a longo prazo do vazamento de Prestige foi elaborado por Barros *et al.* (2014). Os autores tiveram como objetivo avaliar o sucesso reprodutivo da espécie corvo-marinho-de-crista (*Phalacrocorax aristotelis*) após 10 anos do vazamento, uma vez que óleo residual ainda vinha sendo encontrado nove anos depois do incidente. De acordo com os autores, essa espécie foi fortemente afetada pelo derrame inicial e, cinco anos após o vazamento, as colônias eram 70% menores. A deficiência reprodutiva permaneceu por pelo menos 10 anos após vazamento (BARROS *et al.*, 2014).

Alonso-Alvarez *et al.* (2007) também avaliaram os impactos do vazamento de Prestige sobre a espécie de gaivota *Larus michahellis* e constataram a presença de hidrocarbonetos policíclicos aromáticos em filhotes, 17 meses após o vazamento. No entanto, é importante destacar que esses filhotes nunca tiveram contato com o óleo e seus pais também não apresentavam sinais aparentes de contaminação, indicando que os hidrocarbonetos foram incorporados através da cadeia alimentar (ALONSO-ALVAREZ *et al.*, 2007). Essa hipótese foi corroborada por Zuberogitia *et al.* (2006), que verificaram a presença de hidrocarbonetos em ovos de falcão-peregrino em áreas adjacentes ao vazamento de Prestige, indicando a ingestão de presas contaminadas e consequente transmissão da contaminação para os ovos.

Outro local que merece destaque pelos impactos gerados por vazamentos de óleo é o Golfo do México, tendo estes vazamentos de óleo afetado diversos ecossistemas e organismos. O vazamento de Ixtoc, em 1979, ocasionou o vazamento de aproximadamente 476.190 toneladas de óleo, causando a morte de um grande número de aves (TUNNELL, 2011). Infelizmente, como na maioria dos grandes vazamentos, não houve estudos a longo prazo para monitorar os impactos crônicos nas espécies e ecossistemas (TUNNELL, 2011). Avaliações de curto prazo revelaram a recuperação das aves apenas um ano após o vazamento (CHAPMAN 1979, 1981 *apud* TUNNELL, 2011).

Mais recentemente, no acidente com a plataforma Deepwater Horizon, foram contabilizados inúmeros casos de aves marinhas afetadas. Barron (2012) descreveu mais de 3.000 indivíduos mortos recolhidos nas praias e mais de 10.000 de alguma forma afetados. Já Haney

et al. (2014), através de modelo matemático, apresentaram números ainda mais alarmantes, com uma média de 200.000 indivíduos mortos.

A região do Golfo do México representa o primeiro ponto de parada de aves migratórias neárticas que se deslocam anualmente em direção a América do Sul (HENKEL *et al.*, 2012). Aproximadamente 1 milhão de aves migratórias, distribuídas em 28 espécies, foram potencialmente afetadas pelo vazamento da plataforma Deepwater Horizon em 2010 (HENKEL *et al.*, 2012). Durante o ano seguinte ao vazamento, 85 aves migratórias vivas e mortas foram coletadas, dentre as quais 23 estavam visivelmente sujas de óleo (USFWS 2011 *apud* HENKEL *et al.*, 2012). No entanto, considerando o pequeno tamanho desses animais e a dificuldade de localização, os autores acreditam que esse número possa estar subestimado.

Henkel *et al.* (2012) avaliaram os efeitos agudos do óleo sobre as populações de aves, assim como os efeitos a longo prazo, já que muitas aves migratórias possuem grande fidelidade a seus pontos de parada para descanso, o que as fazem repetidamente suscetíveis ao óleo toda vez que retornam de sua migração anual. As aves migratórias, devido a sua ecologia alimentar e padrões de uso do habitat, possuem especial suscetibilidade aos impactos do óleo, através de um conjunto diversificado de vias de contaminação (HENKEL *et al.*, 2012). Além disso, a incapacidade de obter recursos suficientes para sua engorda antes dos deslocamentos migratórios pode atrasar a partida para seus locais de reprodução, diminuindo o sucesso reprodutivo (HENKEL *et al.*, 2012).

Montevecchi *et al.* (2011) avaliaram os impactos do óleo sobre uma espécie de atobá migrante na região do Golfo do México. Ainda que a maioria dos adultos tenha retornado logo em seguida ao vazamento da Deepwater Horizon para suas colônias de origem no Canadá, muitos indivíduos imaturos morreram pelo contato com o óleo, fato este capaz de gerar um decaimento do tamanho populacional ou um processo histórico de vida relacionado à idade dos indivíduos que sobreviveram (MONTEVECCHI *et al.*, 2011). Um ano após o vazamento ainda foi possível encontrar espécimes com manchas escuras que muito se assemelhavam a óleo, porém, testes químicos não foram realizados para confirmar a hipótese (MONTEVECCHI *et al.*, 2011).

Mais recentemente, Champoux *et al.* (2020) estudaram a espécie marinha migratória *Morus bassanus* (ganso-patola) e observaram alterações em marcadores endócrinos que podem estar relacionados ao vazamento Deepwater Horizon. Os autores sugerem que essa espécie, ao migrar para a região do Golfo, pode ter uma qualidade inferior na sua dieta alimentar e/ou uma maior exposição a estressores ou contaminantes ambientais, gerando alterações em aspectos fisiológicos (CHAMPOUX *et al.*, 2020).

É válido ressaltar que a quantificação da intensidade e duração dos impactos sobre as populações e ecossistemas devido a desastres ambientais exige o reconhecimento de que níveis anteriores ao vazamento foram alcançados. No entanto, para isso, se faz necessário ter conhecimento da região antes mesmo da ocorrência do incidente. Infelizmente, no caso do vazamento da Deepwater Horizon, muito pouco era conhecido sobre a densidade das populações, uso de habitats ou idade (HENKEL *et al.*, 2012) de aves da região do Golfo do México,.

Henkel *et al.* (2012) destacam que, em regiões de clima quente, o incremento da atividade microbiana sugere uma persistência menor de hidrocarbonetos e, conseqüentemente, efeitos menos severos sobre as aves.

Mapeamento e Cálculo da Probabilidade dos Componentes à Presença de Óleo

Avifauna marinha costeira

Para o mapeamento das aves marinhas costeiras são consideradas as áreas de concentração deste grupo biológico, em função de comportamentos alimentares e/ou reprodutivos, além de todas as ilhas costeiras e oceânicas (MAREM, 2016).

Os resultados referentes ao CVA Avifauna Marinha Costeira para o Cenário 6 (Pior Caso - Período 2) são apresentados na **Figura II.9 - 55** e na **Tabela II.9 - 63**. Destaca-se que não há probabilidade de toque de óleo neste SVA em caso de vazamento de 8 m³, 200 m³ e de Pior Caso - Período 1.

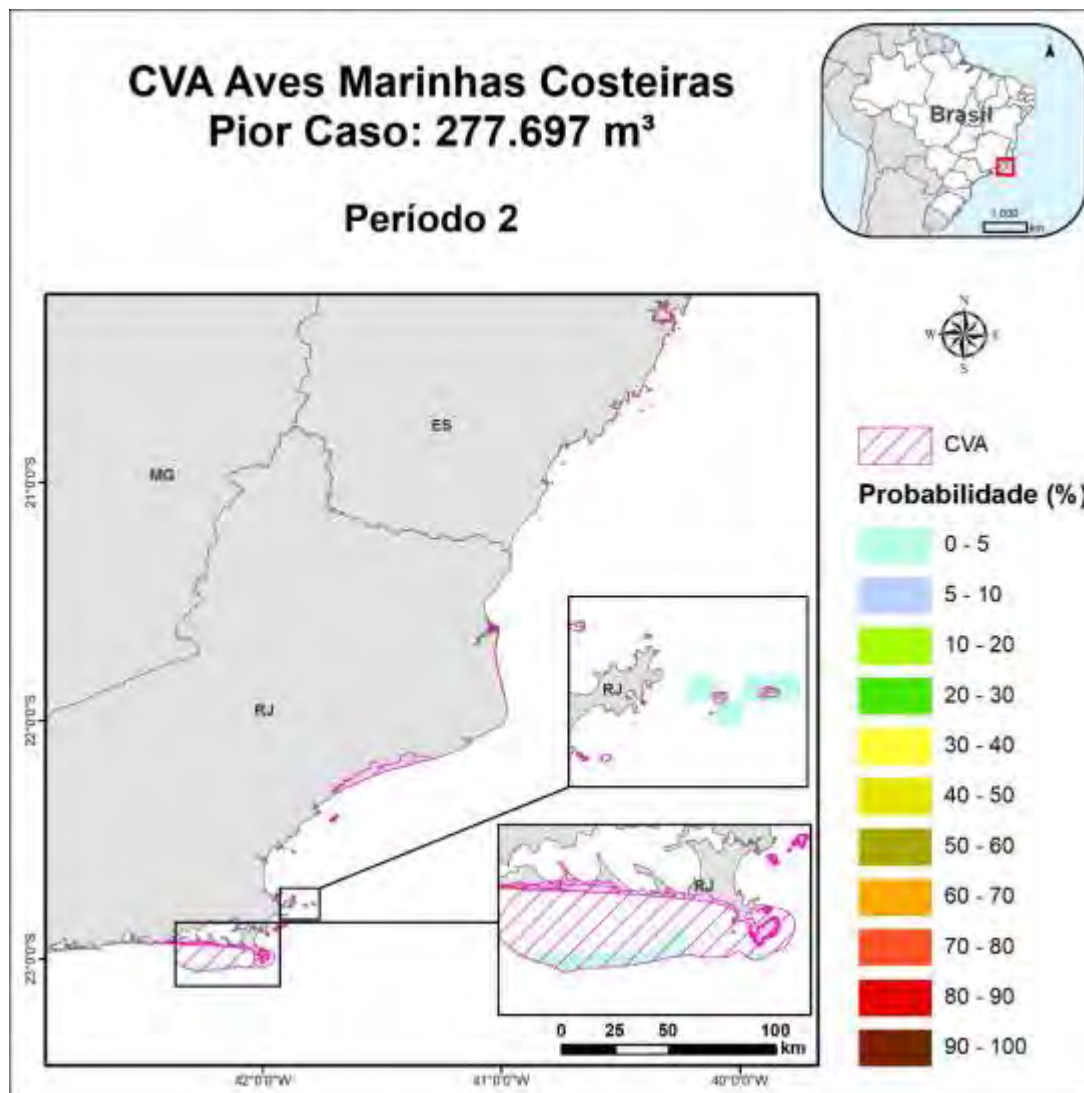


Figura II.9 - 55: Probabilidade de presença de óleo no CVA Avifauna Marinha Costeira no cenário 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 - 63: Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Avifauna Marinha Costeira.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (dias)
1	Período 1	8	-	-
2	Período 2	8	-	-
3	Período 1	200	-	-
4	Período 2	200	-	-
5	Período 1	277.697	-	-
6	Período 2	277.697	0,4	39,0

Não houve probabilidade de presença de óleo nos cenários de volume pequeno (8 m³) e médio (200 m³). Também não houve probabilidade de presença de óleo neste SVA no Pior Caso – Período 1 (Cenário 5). Apenas no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2) houve probabilidade de toque de óleo no valor de 0,4% e tempo mínimo de chegada de óleo de 39,0 dias.

Avifauna marinha oceânica

Considerando que as aves oceânicas podem ocorrer em todo ambiente marinho (águas costeiras e oceânicas), foi considerada toda área com probabilidade de presença de óleo em ambos os cenários. Portanto, não representa uma área específica de agregação e sim uma área abrangente de ocorrência, e, por isso, este CVA foi classificado como um CVA disperso.

Os resultados referentes ao CVA Avifauna Marinha Oceânica para os seis cenários são apresentados da **Figura II.9 - 56** à **Figura II.9 - 58** e na **Tabela II.9 - 64**.

Ressalta-se que, em função do CVA abranger toda área com probabilidade de presença de óleo, os resultados encontrados para este CVA são iguais aos resultados apresentados no CVA Cetáceos (página 111) e CVA Tartarugas Marinhas (página 131).

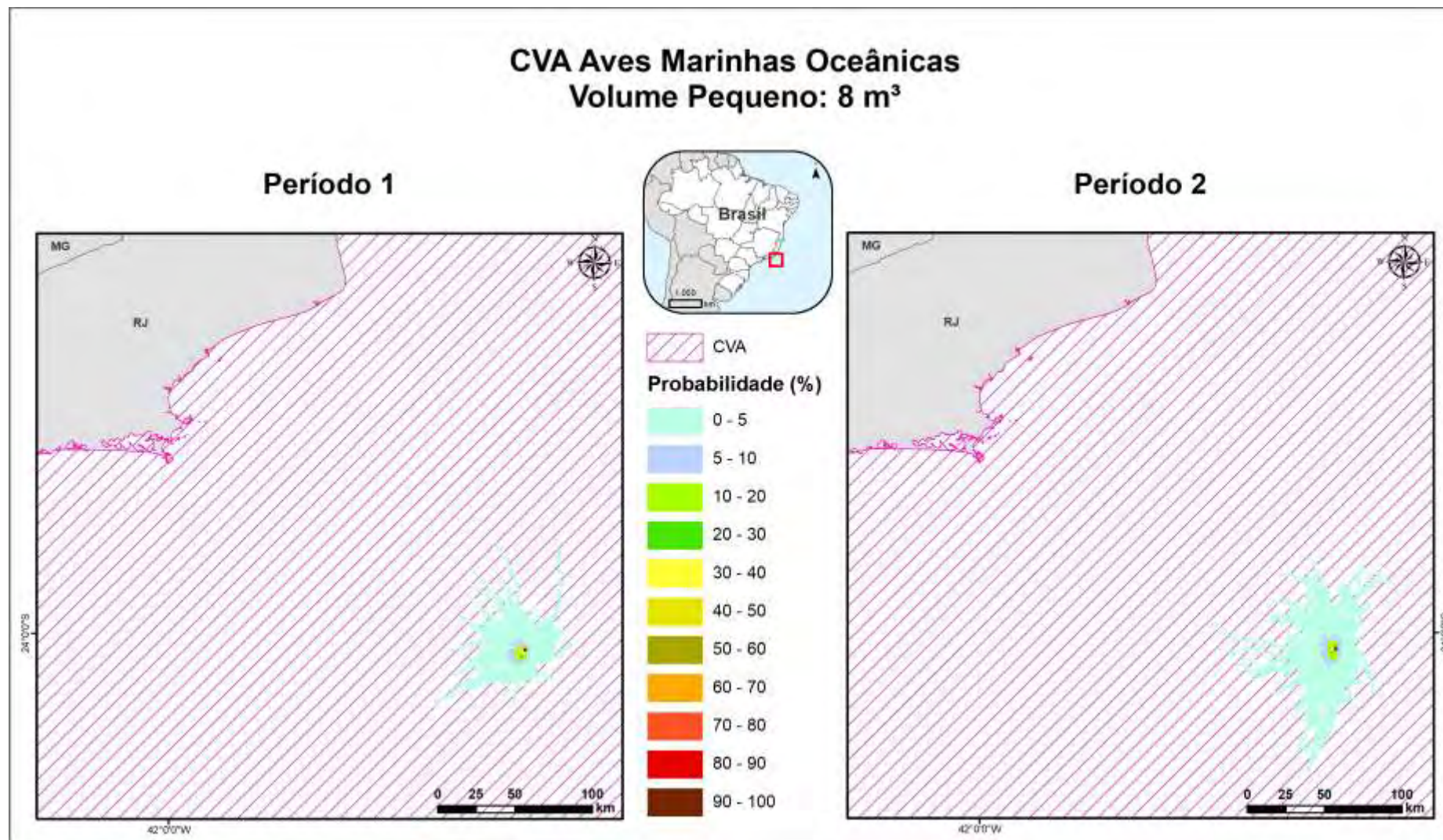


Figura II.9 - 56: Probabilidade de presença de óleo no CVA Avifauna Marinha Oceânica nos cenários 1 (8 m³ – Período 1) e 2 (8 m³ – Período 2).

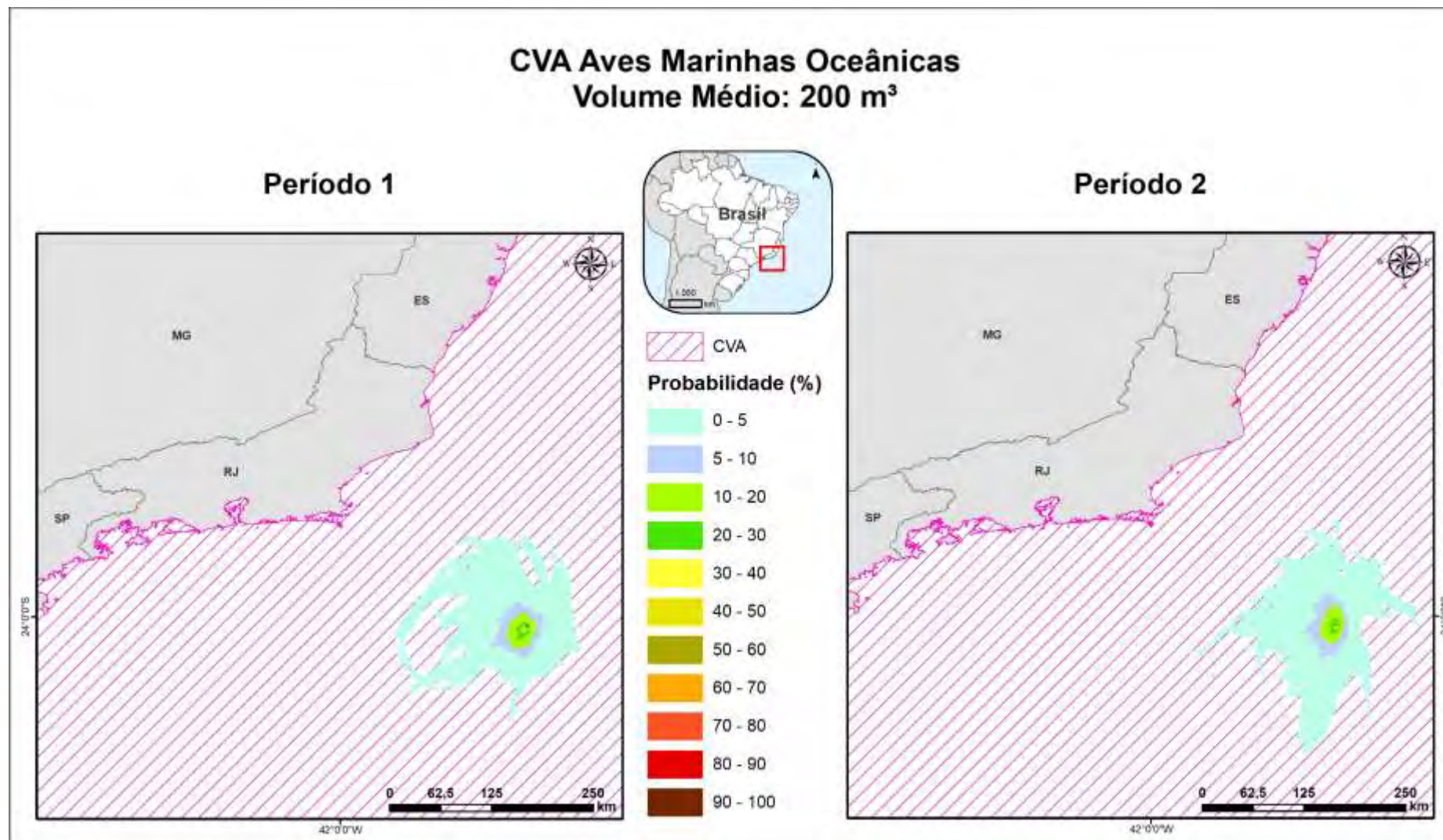


Figura II.9 - 57: Probabilidade de presença de óleo no CVA Avifauna Marinha Oceânica nos cenários 3 (200 m³ – Período 1) e 4 (200 m³ – Período 2).

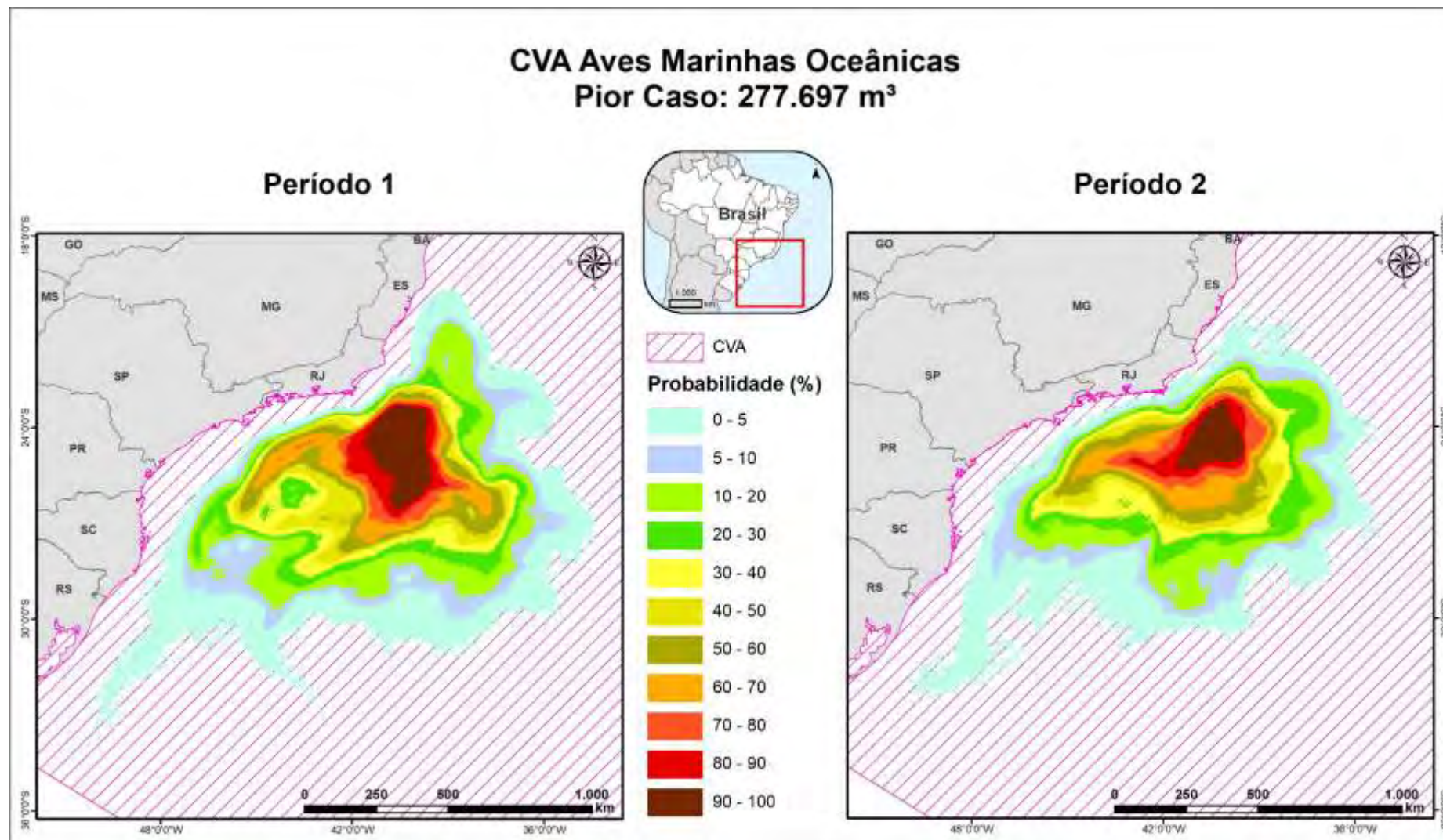


Figura II.9 - 58: Probabilidade de presença de óleo no CVA Avifauna Marinha Oceânica nos cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 - 64: Probabilidade ponderada de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA Avifauna Marinha Oceânica em cada cenário.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (horas)
1	Período 1	8	1,5	1
2	Período 2	8	1,3	1
3	Período 1	200	2,0	1
4	Período 2	200	2,0	1
5	Período 1	277.697	25,3	1
6	Período 2	277.697	24,5	1

Conforme visto para os CVAs Recusos Pequenos Oceânicos, Cetáceos e Tartarugas marinhas, para os cenários de pequeno volume (8 m³), o CVA Aves Marinhas Oceânicas apresentou a maior probabilidade ponderada da presença de óleo foi observada no Cenário 1 com 1,5% (Período 1). Com relação aos cenários de médio volume (200 m³), ambos os períodos apresentaram probabilidade de 2%. Nos cenários de vazamento de óleo de pior caso (277.697 m³), a área total com probabilidade de presença de óleo é consideravelmente maior quando comparada aos cenários anteriores. Os valores de probabilidade mais altos, na classe entre 90-100%, ocorreram na região em frente ao estado do Rio de Janeiro em ambos os períodos, 1 e 2. A maior probabilidade ponderada foi observada no Cenário 5 (Pior Caso – Período 1), sendo de 25,3%, seguida por 24,5% no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2).

O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA foi de 1 hora em todos os seis cenários (8 m³, 200 m³ e Pior Caso, em ambos os períodos).

Conclusão

Considerando o exposto anteriormente, pode-se dizer que a variação natural e a enorme gama de fatores que influenciam as estatísticas populacionais de aves tornam difícil relacionar o impacto e a recuperação deste grupo a um evento único, como o vazamento acidental de óleo.

Grandes vazamentos de óleo têm o potencial de esgotar populações de aves. Entretanto, experimentos com vazamentos indicaram uma considerável resiliência de aves marinhas a um único evento catastrófico, sendo improvável que um vazamento de óleo possa aniquilar uma população sem a influência de outros fatores (como a caça e a captura em artes de pesca).

Embora a literatura científica apresente alguns estudos sobre recuperação de populações de aves após eventos de vazamento de óleo, a ausência de estudos prévios na área de estudo, bem como o fato de a maioria dos estudos existentes se basearem em espécies

características de locais temperados, dificulta qualquer predição sobre o tempo de recuperação das populações de aves na região de interesse.

Adaptando-se à realidade local, portanto, considerou-se, conservadoramente, para fins desta análise, o tempo de recuperação de até 20 anos para a avifauna na região de interesse.

Para o CVA - Aves Marinhas Costeiras houve probabilidade de toque de óleo apenas no Cenário 6 (Período 2) relacionado ao vazamento de pior caso, com a média ponderada no valor de 0,4%.

Com relação às probabilidades de toque de óleo no CVA - Aves Marinhas Oceânicas, houve probabilidade de toque de óleo em todas as faixas de volume modeladas (8 m³, 200 m³ e pior caso), sendo as médias ponderadas iguais a 1,5% no período 1 e 1,3% no período 2 para o volume de 8 m³, de 2% em ambos os períodos para o volume de 200 m³ e para um vazamento de 277.697 m³, o valor foi de 25,3% (Período 1) e 24,5% (Período 2).

➤ CVA RECIFES ROCHOSOS

Os recifes rochosos são formados pelos costões rochosos e pela área marinha adjacente a eles (LOPES, 2007). Os costões rochosos verdadeiros estão presentes, quase que exclusivamente, nas regiões Sudeste e Sul da costa brasileira. O principal trecho da costa onde os costões rochosos estão entre os ecossistemas mais importantes compreende Cabo Frio (RJ) até o Cabo de Santa Marta (SP). Nesta região, a composição específica é de característica subtropical, com uma alta diversidade de espécies (COUTINHO, 2004).

Quanto à composição faunística, os recifes rochosos apresentam uma rica e complexa comunidade. O substrato duro favorece a fixação de larvas de diversas espécies de invertebrados, sendo comum a ocupação do espaço por faixas densas de cracas, mexilhões e ostras, além de diversas espécies de macroalgas, muitas das quais formando, também, densas coberturas na rocha (LOPES, 2007). Os organismos sésseis fornecem abrigo e proteção para uma grande variedade de animais, servindo, também, como substrato para a fixação de outros organismos (LOPES, 2007). Os grupos animais mais comuns nesse ambiente são crustáceos, moluscos, poliquetas, esponjas, tunicados, equinodermos, cnidários e briozoários. Entre as algas, as vermelhas (Rhodophyta) são as mais abundantes quanto ao número de espécies, seguidas pelas verdes (Chlorophyta) e pardas (Phaeophyta) (COUTINHO, 2004; LOPES, 2007).

Devido à presença de fatores ambientais de estresse, a comunidade apresenta estrutura espacial peculiar, denominada de zonação, que ocorre de acordo com o grau de sensibilidade de cada espécie aos gradientes ambientais verticais, em associação com as interações biológicas intra e interespecíficas como predação e competição (COUTINHO, 1995). Dois

fatores ambientais de grande importância tomam parte na complexidade das comunidades de recifes rochosos: o grau de hidrodinamismo, determinado principalmente pelo impacto das ondas, e a complexidade do substrato (CARVALHAL & BERCHEZ, 2005). Em relação ao hidrodinamismo reconhece-se, basicamente, dois tipos de recife rochoso: exposto ou batido e protegido. No primeiro tipo, o elevado grau de hidrodinamismo é um dos principais responsáveis pela mortalidade de organismos mais frágeis nos recifes rochosos, o que resulta em um ambiente com menor diversidade de espécies. Os recifes rochosos abrigados, por sua vez, apresentam alto nível de complexidade, resultando numa grande riqueza de espécies (CARVALHAL & BERCHEZ, 2005).

Na região Sudeste e Sul do Brasil, a área marinha adjacente aos costões rochosos pode apresentar espécies de corais construtores. Vale ressaltar, porém, que essas construções não caracterizam um recife de coral verdadeiro (ou seja, de estrutura biológica) (PROJETO CORAL VIVO, 2014). Em seu lugar, são encontradas concentrações de organismos recifais. Como podem se fixar em pedras ou rochas, os corais começam a se desenvolver sobre essas superfícies, criando ambientes similares aos recifes, entretanto, sem que a estrutura seja formada exclusivamente por seus esqueletos.

Impactos do Óleo sobre os Recifes Rochosos

Considerando que os recifes rochosos são compostos pelos costões rochosos e sua porção marinha adjacente, analisa-se, inicialmente, a sensibilidade dos costões rochosos e a seguir refere-se às comunidades coralíneas como um todo.

Dentre os fatores que podem ser destacados por influenciar mais diretamente no tempo de recuperação dos recifes rochosos, os principais são: o grau de exposição às ondas; a presença de áreas menos impactadas próximas (que atuem como fontes de larvas) e o tipo de óleo vazado no acidente (MILANELLI, 1994; KINGSTON, 2002). Alguns tipos de óleos são mais resistentes à degradação e agravam os possíveis impactos causados por danos físicos; enquanto outros, mais leves, porém mais tóxicos, têm um maior potencial para gerar impactos químicos no ambiente. Outros fatores que também são passíveis de influenciar na recuperação são a inclinação e a porosidade do costão rochoso, além da época de ocorrência do acidente (BAKER, 1999; IPIECA, 1996).

De maneira geral, a persistência do óleo em recifes rochosos expostos é baixa, uma vez que o mesmo não penetra no substrato, sendo rapidamente removido pela ação das ondas. No entanto, os recifes rochosos podem ter micro ecossistemas, como fendas abrigadas, fissuras e poças, onde espécies sensíveis encontram proteção, assegurando a manutenção de suas populações (NOAA, 2005).

De acordo com NOAA (2005), durante diferentes acidentes com vazamento de óleo, foram observados os seguintes efeitos em recifes rochosos expostos: o óleo depositado é rapidamente removido das partes expostas; o óleo mais resistente pode permanecer como uma faixa acima ou na linha da maré alta e os impactos nas comunidades entre marés são esperados como sendo de curta duração (uma exceção poderia ser onde altas concentrações de produto leve refinado chega à costa rapidamente).

Os recifes rochosos abrigados são muito mais sensíveis ao efeito do óleo do que os recifes rochosos expostos. Nesses ambientes, há uma grande dificuldade de o óleo ser disperso e eliminado naturalmente, uma vez que a ação das ondas e correntes é mínima. Assim, o óleo pode permanecer nas rochas por muitos anos, impedindo ou dificultando o processo de recuperação da comunidade atingida (LOPES, 2007). Além disso, os organismos que vivem nos recifes rochosos abrigados são mais sensíveis ao óleo pois, muitas vezes, não possuem conchas ou carapaças para sua proteção (LOPES, 2007).

Os efeitos do óleo nos recifes rochosos podem ser tanto físicos quanto químicos, com potenciais impactos agudos e efeitos subletais. O aumento da biomassa das espécies menos sensíveis e o declínio daquelas mais sensíveis aos efeitos tóxicos do óleo, são consequências bem conhecidas dos derrames de óleo nos recifes rochosos (KOTTA *et al.*, 2008). Em geral, os impactos agudos costumam ser a mortalidade dos herbívoros, que são mais sensíveis, especialmente os gastrópodes, podendo levar à proliferação posterior de algas verdes oportunistas (SOUTHWARD & SOUTHWARD, 1978; HOUGHTON *et al.*, 1996; MORRELL, 1998). Os depositívoros costumam se beneficiar do aumento da matéria orgânica, enquanto os efeitos negativos podem ser os impactos físicos do recobrimento por óleos pesados nos organismos, o que pode causar asfixia ou o entupimento do aparato alimentar dos filtradores (ELMGREN *et al.*, 1983; BERGE, 1990). Dentre os efeitos subletais pode-se destacar a narcotização, especialmente com relação aos óleos leves como o diesel, que desprende o animal da rocha e o deixa vulnerável ao impacto das ondas (STIRLING, 1977).

O processo de recuperação consiste, primeiramente, num aumento das espécies oportunistas e, depois, na sua gradual substituição pelas mais sensíveis. Ao longo do tempo, a riqueza de espécies se recompõe e, posteriormente, a abundância retorna a valores semelhantes aos de antes do evento, dentro da faixa de variabilidade esperada para esses ambientes. Devido à forte interação biológica entre todos os componentes das comunidades bentônicas dos recifes rochosos, e que determinam muito da dinâmica do sistema, qualquer alteração na abundância de alguma espécie chave é capaz de produzir fortes efeitos diretos e indiretos nos outros componentes (PAINE, 1966; MENGE *et al.*, 1994; PETERSON *et al.*, 2003).

Lopes *et al.* (1997) realizou um estudo em 17 recifes rochosos localizados ao longo do Canal de São Sebastião, litoral de São Paulo, entre novembro de 1992 e maio de 1995, após um derramamento de óleo, com o objetivo de avaliar os possíveis efeitos nesses ambientes. Os resultados mostraram que, apesar do petróleo ser um produto pesado e, portanto, com efeito potencial de recobrimento, e exibir elevada toxicidade, não foi constatado, pelos métodos empregados, qualquer efeito adverso (mortalidade) sobre as populações de craca (*Chthamalus* sp.) atingidas. Isso ocorreu, possivelmente, porque o óleo não chegou a recobrir essas populações e porque as condições meteorológicas favoráveis na ocasião dos derrames diminuíram a toxicidade dos produtos.

Como já abordado anteriormente, a porção marinha adjacente aos costões rochosos do sudeste e sul do Brasil pode ser composta por comunidades de corais. Por esse motivo, essas comunidades também serão tratadas a seguir. Entretanto, como a maioria dos trabalhos que fazem referência ao impacto do óleo nos corais tratam dos recifes de corais verdadeiros, ou seja, de estrutura biológica (e.g. IPIECA, 1996; NOAA, 2010a), essa mesma abordagem é feita no presente estudo.

A severidade dos impactos da exposição dos corais ao óleo e o tempo de recuperação pode variar de acordo com uma série de fatores como o tipo e quantidade de óleo, a composição e estrutura das espécies e a natureza da exposição ao óleo (IPIECA, 1992; NOAA, 2010a). O óleo pode matar o coral dependendo da espécie e exposição. Corais com colônias arborescentes são mais sensíveis aos impactos por óleo do que corais de colônias massivas. Estudos apontam que a exposição prolongada a baixos níveis de óleo pode matar os corais assim como exposições com menor duração e maior concentração (LOYA & RINKEVICH, 1980; NOAA, 2010a). A toxicidade crônica do óleo impede a reprodução dos corais, seu crescimento e desenvolvimento. A época do ano em que ocorre um vazamento também pode ser crítica, uma vez que a reprodução e os corais nos primeiros estágios de vida são particularmente sensíveis. No entanto, o cálculo do risco nos corais é complexo e depende de diversos fatores, como o tipo de óleo e as condições do mar (NOAA, 2010a).

De acordo com NOAA (2010a), a toxicidade aguda pode não ser o melhor indicador dos impactos de óleo, pois os efeitos adversos aos corais podem ser percebidos em longo prazo. Resultados de um estudo realizado por Harrison (1998) mostrou que exposições a baixos níveis de óleo desintegraram quase completamente os tecidos dos corais depois de 48 horas. Os resultados sugerem que exposições mais longas (4-48 horas) a baixas concentrações de óleo podem ser mais tóxicas do que exposições mais curtas a altas concentrações (NOAA, 2010a), apesar de não haver maiores detalhes sobre os valores dessas concentrações. Legore *et al.* (1989) constatou, ainda, após um ano de testes, que os corais de recifes

saudáveis conseguem tolerar exposições breves (1 a 5 dias) ao óleo flutuante, não havendo efeitos observáveis sobre eles. Portanto, apesar de ligeiramente conflitantes, as informações encontradas na literatura científica mostram, em linhas gerais, que eventos de vazamento de óleo crônicos são mais impactantes para os corais do que uma única exposição, mesmo que essa seja mais visível (IPIECA, 1992; LOYA & RINKEVICH, 1980). De acordo com Blumer *et al.* (1971 *apud* LOYA & RINKEVICH, 1980), muito tempo após traços visíveis de óleo provenientes de um vazamento em Buzzards Bay (Oceano Atlântico, próximo ao estado americano de Massachusetts) desaparecerem, muitas frações de óleo continuaram presentes em quantidades consideráveis nos sedimentos de fundo, a 13 m de profundidade.

Ao contrário dos estudos com toxicidade aguda, quase todos os estudos com efeitos crônicos, ou seja, após determinado tempo, mostram mudanças subletais nos corais expostos, podendo matar toda a colônia. Mesmo envolvendo menores concentrações de hidrocarbonetos, os efeitos crônicos da exposição ao óleo parecem ter maior potencial de comprometimento sobre os corais. Em Israel, por exemplo, dois terminais de petróleo próximos a uma comunidade recifal liberaram pequenas quantidades de óleo ao longo de 10 anos de operação (1969-1979). A exposição crônica ao óleo afetou a reprodução do sistema coralíneo e provocou a queda da diversidade de espécies recifais (corais e peixes) e a diminuição da colonização do recife por corais hermatípicos (LOYA & RINKEVICH, 1979 *apud* LOYA & RINKEVICH, 1980). O óleo reduz a fertilidade do coral, diminui o sucesso reprodutivo e inibe o desenvolvimento dos estágios primários de vida. A substância também prejudica dois componentes fundamentais para toda a comunidade recifal: a produção primária pelas zooxantelas simbióticas e a transferência de energia através do muco de corais. Outro efeito adverso é a bioacumulação de hidrocarbonetos de forma rápida nos tecidos dos corais. Além dos efeitos nos corais, o óleo irá impactar os organismos associados como plantas, peixes e invertebrados, causando danos a todo ecossistema (NOAA, 2010a).

Segundo Marchioro & Nunes (2003), os riscos mais elevados de efeitos letais são atribuídos aos recifes da zona entre marés e aos recifes rasos, devido ao contato direto destes com o óleo. Os corais se recuperam lentamente de distúrbios, sejam naturais ou causados pelo homem.

Tempo de Recuperação

A **Tabela II.9 - 65** apresenta alguns exemplos de acidentes com vazamento de óleo e os efeitos reportados em costões rochosos e em recifes de corais, mostrando a complexidade e variabilidade desse tipo de acidente. Através das descrições, pode-se constatar que pouca ou

nenhuma atenção é dada aos ambientes recifais após os vazamentos, havendo assim, dados escassos dos impactos sobre esses ecossistemas.

Tabela II.9 - 65: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre os costões rochosos e recifes de corais.

Vazamento	Efeitos reportados
1968: Navio-tanque SS Witwate, Panamá. Volume do óleo derramado: 20.000 barris de óleo diesel.	Um estudo conduzido após dois meses do vazamento mostrou que não houve grandes impactos aos corais. Isso ocorreu, provavelmente, porque os corais da região não eram expostos, não havendo contato direto com o óleo (NOAA, 2010a).
1986: Rompimento de refinaria, Bahia Lãs Minas, Panamá. Volume do óleo derramado: 60.000 a 100.00 barris de óleo cru.	O incidente mostrou ter efeitos letais e subletais em todos os ambientes, incluindo os recifes de coral. A cobertura, tamanho e diversidade dos recifes de coral diminuíram substancialmente após o vazamento. Logo após o vazamento, estudos relataram uma mortalidade extensiva de várias formas e espécies de coral (NOAA, 2010a).
1987: Navio Nella Dan, Macquarie Island (região sub-antártica). Volume do óleo derramado: 120 toneladas de óleo diesel e 5 toneladas de óleo lubrificante.	Um estudo sobre o impacto do acidente na Ilha Macquarie mostrou que comunidades da macrofauna de recifes rochosos ainda mostravam evidências de impacto sete anos após o acidente (SMITH & SIMPSON, 1998).
1989: Navio Exxon Valdez, Alasca. Volume do óleo derramado: 41 milhões de litros de petróleo.	Durante o acidente com o navio Exxon Valdez, no Alasca, muitos quilômetros de costões rochosos abrigados foram atingidos. O óleo permaneceu mais de um ano em um cenário de energia muito baixa, como resultado da proteção oferecida pelos afloramentos rochosos ao largo da plataforma (NOAA, 2005). Em 1991 a cobertura de algas e a abundância de invertebrados nos recifes rochosos atingidos pelo óleo tinham retornado às condições semelhantes àquelas observadas em áreas não atingidas. Entretanto, a ampla flutuação da cobertura de algas nas áreas contaminadas causou uma subsequente alteração na estrutura da comunidade. O dossel de <i>Fucus</i> foi inicialmente eliminado na maioria das áreas que sofreram limpeza profunda, eliminando assim, a proteção contra predação, dessecação e abrasão fornecida por essa alga para os organismos da região entre marés. Até 1997, as populações de <i>Fucus</i> ainda não tinham se recuperado totalmente na zona superior dos recifes rochosos voltados diretamente para o sol, mas em muitos locais, a recuperação da comunidade entre marés tem sido substancial (EVOSTC, 2010).
1991: Guerra do Golfo, Golfo Pérsico. Volume do óleo derramado: 6,3 milhões de barris de óleo.	No vazamento de óleo ocorrido durante a Guerra do Golfo, todos os costões rochosos foram danificados. No entanto, a ação das ondas acelerou a degradação do óleo e ajudou na regeneração desses ecossistemas. De acordo com Barth (2001), dois anos após o acidente todas as espécies-chave estavam presentes e, após quatro anos, foi observada a recuperação da abundância de espécies, quando os costões rochosos estavam completamente recuperados. Apesar da grande quantidade de óleo derramada, pode-se dizer que o impacto foi bem menor que o esperado. Alguns recifes de coral foram impactados nesse derramamento, com a morte de várias colônias de coral. No entanto, foi observado um novo crescimento dos corais na parte impactada (BARTH, 2001).

Tabela II.9 - 65: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre os costões rochosos e recifes de corais.

Vazamento	Efeitos reportados
1993: Navio Pesqueiro Jin Shiang Fa, Refúgio Nacional da Vida Selvagem Rose Atol, Samoa. Volume do óleo derramado: 100.000 galões de óleo diesel, 500 galões de óleo lubrificante e 1,1 toneladas de amônia.	Devido ao naufrágio do navio, houve diversos impactos físicos ao atol. No entanto, os pesquisadores afirmam que os impactos mais graves e generalizados foram devido ao óleo diesel (NOAA, 2010a).
1994: Canal de São Sebastião, São Paulo, Brasil. Ruptura de um duto. Volume do óleo derramado: 2.700 m ³ .	Resultados de testes estatísticos não indicaram diferenças significativas entre o percentual de cobertura das populações monitoradas (mexilhões e mariscos) das amostras feitas antes e após o vazamento. A ausência de mortalidade, porém, não significa que o estresse subletal não estivesse presente nos indivíduos. Os indivíduos poderiam estar estressados, mesmo que sua resposta fisiológica não resultasse em morte ou em outra mudança em abundância. Os testes de toxicidade crônicos e agudos mostraram alta toxicidade ao óleo. A ausência de estresse (i.e., mortalidade) nas populações pode estar associada a fatores como: a área amostrada não foi altamente contaminada, apesar da grande quantidade de óleo que alcançou as áreas adjacentes. Não existiam efeitos físicos ou químicos do óleo suficientes para alterar a densidade das populações de mexilhões e mariscos, que são consideradas moderadamente resistentes ao óleo (LOPES <i>et al.</i> , 1997).
1999: Navio Erika, Brittany (França). Volume do óleo derramado: 41 milhões de litros de petróleo.	Um ano após o acidente com o petroleiro Erika, foi realizado um estudo na Ilha Groix, França. A macrofauna de diferentes recifes rochosos foi monitorada e cada habitat mostrou respostas específicas para os impactos, tendo diferentes padrões de sucessão. Em um dos ambientes houve mudança em termos de abundância, porém não houve variação na riqueza de espécies; nas fendas, ocorreu tanto o desaparecimento de algumas espécies, como a imigração de outras espécies oportunistas; em outro ambiente houve a perda de muitas espécies e um ano após o vazamento o ambiente ainda não havia se reestruturado (LE HIR & HILY, 2002).
2010: Plataforma Deepwater Horizon, Golfo do México. Volume do óleo derramado: 4.9 milhões de barris de óleo cru.	Algumas colônias de corais de águas frias (ou de águas profundas) exibiram sinais de estresse sete meses após o vazamento. Os sintomas incluíam produção excessiva de muco e retração dos pólipos. A presença de óleo nos corais indica o impacto por óleo em uma profundidade de 1.370 metros, e distância de até 11 km do poço. Em março de 2011 (11 meses após o vazamento), houve uma redução significativa dos flocos de óleo presentes nos primeiros meses que sucederam o acidente, embora ainda fosse perceptível a diminuição das proporções medianas das colônias. Após 16 meses era possível perceber uma redução significativa dos efeitos do impacto do óleo, com maior recuperação das colônias que não haviam sido gravemente atingidas. Como os corais de água fria possuem crescimento lento devido às baixas taxas metabólicas, pesquisadores estimam que ainda sejam necessários muitos anos para que se possa perceber os efeitos não óbvios do impacto do óleo nesses organismos (WHITE <i>et al.</i> , 2012; HSING <i>et al.</i> , 2013; RABALAIS, 2014; FISHER <i>et al.</i> , 2014).

Tabela II.9 - 65: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre os costões rochosos e recifes de corais.

Vazamento	Efeitos reportados
2020: navio MV Wakashio, Ilhas Maurício. Volume de óleo derramado 1000 toneladas de óleo combustível.	Apesar de ser considerado um volume pequeno, o acidente impactou ecossistemas sensíveis como recifes de corais e florestas de manguezal. Desde o vazamento, monitoramentos têm sido realizados, no entanto, a avaliação dos impactos na fauna da marinha e a ação para restaurar os ecossistemas afetados ainda estão em andamento (SEVESO <i>et al.</i> , 2021).

IPIECA (1996) afirma que mesmo que os danos sejam consideráveis, as comunidades presentes em recifes rochosos se recuperam em três ou quatro anos, pois muitas das espécies presentes têm grande potencial de se restabelecer. Entretanto, efeitos em longo prazo podem ocorrer em certas circunstâncias, por exemplo, se grandes quantidades de óleo viscoso atingirem uma área costeira protegida da ação das ondas.

O tempo de recuperação de um recife de coral depende de vários fatores como o grau e tipo de dano, a localização, as espécies afetadas, dentre outros. Segundo NOAA (2010a), a recuperação pode ser medida usando-se o percentual da cobertura de coral afetada, a diversidade de espécies, a altura média da colônia e, em geral, a cor e saúde do coral. Se os corais foram danificados mas não foram mortos, os sobreviventes podem se regenerar. No entanto, se a maioria dos corais for morta, a recuperação dependerá quase que, exclusivamente, do recrutamento e crescimento das larvas provenientes de outras áreas, sendo esse um processo muito mais lento.

Mapeamento e Cálculo da Probabilidade dos Componentes à Presença de Óleo

As áreas ocupadas por recifes rochosos foram delimitadas a partir do índice de sensibilidade do litoral mais recente disponível no Brasil, publicado em 2014 (MAREM, 2016). Foram considerados neste CVA os trechos de costa com ISL 1, 2 e 6 e 8.

Ressalta-se que para esse mapeamento foi realizado, de maneira conservadora, um buffer, ou seja, um polígono no entorno da linha de ISL, com 20 metros de distância. Com isso, o mapeamento do CVA Recifes Rochosos compreendeu 20 metros da linha da costa para o continente e 20 m da linha da costa para o mar. Dessa forma, as áreas ocupadas pelos recifes rochosos contemplam, não somente a extensão dos costões rochosos, mas também sua faixa adjacente, continental e marinha.

Os resultados referentes ao CVA Recifes Rochosos, para o Cenário 6 (Pior Caso - Período 2) são apresentados na **Figura II.9 - 59** e na **Tabela II.9 - 66**. Destaca-se que não há probabilidade de toque de óleo neste SVA em caso de vazamento de 8 m³, 200 m³ e de Pior Caso - Período 1.

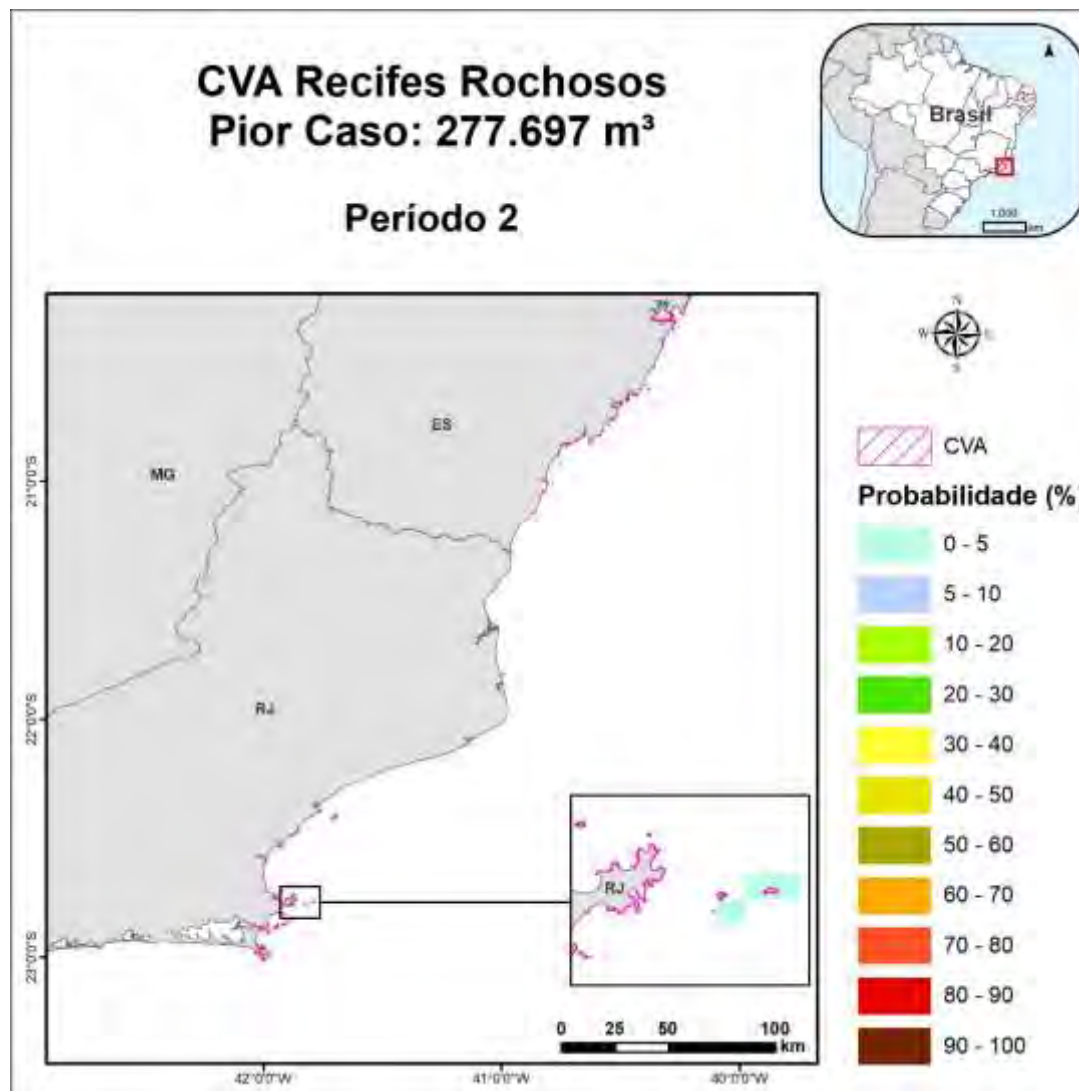


Figura II.9 - 59: Probabilidade de presença de óleo no CVA Recifes Rochosos no cenário 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 - 66: Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Recifes Rochosos.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)	Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (dias)
1	Período 1	8	-	-
2	Período 2	8	-	-
3	Período 1	200	-	-
4	Período 2	200	-	-
5	Período 1	277.697	-	-
6	Período 2	277.697	0,2	39,0

Não houve probabilidade de presença de óleo nos cenários de volume pequeno (8 m³) e médio (200 m³). Também não houve probabilidade de presença de óleo neste SVA no Pior Caso – Período 1 (Cenário 5). Apenas no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2) houve probabilidade de toque de óleo no valor de 0,2% e tempo mínimo de chegada de óleo de 39,0 dias.

Conclusão

Os recifes rochosos expostos são considerados um dos ambientes mais resistentes aos efeitos do óleo, principalmente porque estão expostos à ação das ondas e marés, sendo limpos relativamente rápido por ação natural (DICKS, 1999; NOAA, 2005; LOPES, 2007). No entanto, recifes abrigados são muito mais sensíveis, pois o óleo pode permanecer por muitos anos nas rochas, dificultando o processo de recuperação.

Em geral, os recifes rochosos se recuperam entre três e quatro anos (IPIECA, 1996), porém efeitos em longo prazo também podem ser observados, onde há evidência de impactos mesmo sete anos após o vazamento (SMITH & SIMPSON, 1998). De acordo com Dicks (1999), o completo restabelecimento do ambiente pode levar muitos anos em situações extremas, onde áreas muitas grandes são afetadas ou onde espécies estão próximas do limite do seu alcance geográfico e a recolonização será lenta. Considerando que os recifes rochosos possuem uma alta biodiversidade e incluem espécies de corais que vivem na região marinha adjacente aos costões rochosos, conclui-se que o tempo de recuperação dos recifes rochosos será superior a dez anos, podendo chegar, portanto, a até 20 anos em casos extremos.

Com relação às probabilidades de toque de óleo no CVA Recifes Rochosos, houve probabilidade de toque de óleo apenas no Cenário 6 (Período 2) relacionado ao vazamento de pior caso, com a média ponderada no valor de 0,2%.

➤ CONSIDERAÇÕES FINAIS

O impacto de um vazamento de óleo na vida marinha depende, em sua maioria, das características químicas e físicas do óleo derramado e da maneira como ele se altera com o tempo, em um processo conhecido como intemperismo. Alguns importantes processos físicos que atuam no óleo são a evaporação, a dispersão natural e, em menor grau, a dissolução e a sedimentação. O tempo predominante e as correntes marinhas também irão determinar o movimento do óleo vazado, sendo a gravidade específica, a viscosidade, a composição química e a toxicidade do poluente as principais propriedades que determinarão o provável impacto do óleo nos organismos marinhos (ITOPF, 2004).

Além disso, a gravidade do impacto está diretamente relacionada à atividade desenvolvida pelos organismos. Por exemplo, quando agregações reprodutivas ou alimentares são atingidas, o impacto é considerado muito mais grave.

A **Tabela II.9 - 67**, a seguir, apresenta um resumo das informações neste item, mostrando em que classes de tempo de recuperação os CVAs e SVAs identificados foram dispostos e qual valor foi utilizado para o cálculo da tolerabilidade. A tabela mostra, ainda, a probabilidade de cada CVA/SVA ser atingido por óleo em cada cenário sazonal (Período 1 e Período 2) nos diferentes volumes modelados (8 m³, 200 m³ e 277.697 m³).

Tabela II.9 - 67: CVA/SVAs identificados e suas principais informações associadas: classificação, tempo de recuperação e probabilidade de toque de óleo por faixa de volume e cenário sazonal.

Componentes e Subcomponentes	Classificação	Tempo de Recuperação (anos)	Probabilidade de presença de óleo utilizada no cálculo de Risco (%)					
			8m³ P1	8m³ P2	200m³ P1	200m³ P2	277.697m³ P1	277.697m³ P2
CVA Recursos pesqueiros costeiros	Disperso	10	-	-	-	-	3,9	2,1
CVA Recursos pesqueiros oceânicos	Disperso	10	1,5	1,3	2,0	2,0	25,4	25,1
CVA Cetáceos	Disperso	20	1,5	1,3	2,0	2,0	25,3	24,5
SVA Boto-cinza	Fixo	20	-	-	-	-	-	1,0
SVA Toninha	Fixo	20	-	-	-	-	-	0,4
SVA Reprodução de baleia-jubarte	Fixo	20	-	-	-	-	0,2	-
CVA Tartarugas-marinhas	Disperso	15	1,5	1,3	2,0	2,0	25,3	24,5
SVA Desova de Tartarugas marinhas (tartaruga-cabeçuda)	Fixo	15	-	-	-	-	-	0,2
CVA Aves Marinhas Costeiras	Fixo	20	-	-	-	-	-	0,4
CVA Aves Marinhas Oceânicas	Disperso	20	1,5	1,3	2,0	2,0	25,3	24,5
CVA Recifes Rochosos	Fixo	20	-	-	-	-	-	0,2

Legenda:

P1: Período 1 (setembro a fevereiro)

P2: Período 2 (março a agosto)

– : Ausência de probabilidade de toque de óleo no CVA/SVA.

*Valor utilizado seguindo orientações do IBAMA em usar o limite superior da Classe de Tempo de Recuperação para efeito do cálculo da tolerabilidade, visando ao conservadorismo.

As características diferenciadas de cada incidente descrito nas bibliografias consultadas, associadas à dificuldade de estabelecer adequadamente tempos de recuperação para ambientes onde não existem estudos que corroborem tais números, faz com que seja preciso criar categorias onde ocorre a maior parte dos valores para cada componente. É válido ressaltar que, mesmo que categorias sejam estabelecidas, são usados valores específicos para o cálculo do risco ambiental e, conforme citado acima, tais valores foram selecionados como o valor máximo da classe na qual o componente se encontra.

II.9.5 Cálculo dos Riscos Ambientais

Com base na frequência de ocorrência dos cenários acidentais por faixa de volume (**Tabela II.9 - 46**) e nas probabilidades de alcance de óleo em cada CVA/SVA (**Tabela II.9 - 67**), determinou-se os Riscos Ambientais inerentes a cada CVA/SVA por faixa de volume. Conforme apresentado anteriormente, para o cálculo do Risco Ambiental por faixa de volume e período sazonal foi utilizada a **Equação II.9 - 3**. A **Tabela II.9 - 68** apresenta os valores obtidos.

A partir dos valores de risco ambiental, por período e faixa de volume, os valores de risco ambiental total foram calculados para cada CVA (**Equação II.9 - 4**). Os resultados obtidos são apresentados na **Tabela II.9 - 69** e representados graficamente na **Figura II.9 - 60**.

Tabela II.9 - 68: Cálculo do Risco Ambiental para cada CVA/SVA por faixa de volume e período.

#	Componente de Valor Ambiental (CVA)/Subcomponente de Valor Ambiental (SVA)	Risco Ambiental por Faixa de Volume e Período (ano ⁻¹)					
		Pequeno Vazamento		Médio Vazamento		Grande Vazamento	
		Período 1	Período 2	Período 1	Período 2	Período 1	Período 2
1	CVA Recursos pesqueiros costeiros	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,27E-05	3,38E-05
2	CVA Recursos pesqueiros oceânicos	1,31E-04	1,13E-04	1,58E-05	1,58E-05	4,08E-04	4,04E-04
3	CVA Cetáceos	1,31E-04	1,13E-04	1,58E-05	1,58E-05	4,07E-04	3,94E-04
4	SVA Boto-cinza	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,61E-05
5	SVA Toninha	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,43E-06
6	SVA Reprodução de baleia-jubarte	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,22E-06	0,00E+00
7	CVA Tartarugas-marinhas	1,31E-04	1,13E-04	1,58E-05	1,58E-05	4,07E-04	3,94E-04
8	SVA Desova de Tartarugas marinhas (tartaruga-cabeçuda)	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,22E-06
9	CVA Aves Marinhas Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,43E-06
10	CVA Aves Marinhas Oceânicas	1,31E-04	1,13E-04	1,58E-05	1,58E-05	4,07E-04	3,94E-04
11	CVA Recifes Rochosos	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	3,22E-06

Tabela II.9 - 69: Risco Ambiental Total para cada CVA/SVA

#	Componente de Valor Ambiental (CVA)	Risco Ambiental Total por Período (ano ⁻¹)		
		Período 1	Período 2	Total Anual
1	CVA Recursos pesqueiros costeiros	6,27E-05	3,38E-05	4,82E-05
2	CVA Recursos pesqueiros oceânicos	5,55E-04	5,33E-04	5,44E-04
3	CVA Cetáceos	5,53E-04	5,23E-04	5,38E-04
4	SVA Boto-cinza	0,00E+00	1,61E-05	8,04E-06
5	SVA Toninha	0,00E+00	6,43E-06	3,22E-06
6	SVA Reprodução de baleia-jubarte	3,22E-06	0,00E+00	1,61E-06
7	CVA Tartarugas-marinhas	5,53E-04	5,23E-04	5,38E-04
8	SVA Desova de Tartarugas marinhas (tartaruga-cabeçuda)	0,00E+00	3,22E-06	1,61E-06
9	CVA Aves Marinhas Costeiras	0,00E+00	6,43E-06	3,22E-06
10	CVA Aves Marinhas Oceânicas	5,53E-04	5,23E-04	5,38E-04
11	CVA Recifes Rochosos	0,00E+00	3,22E-06	1,61E-06

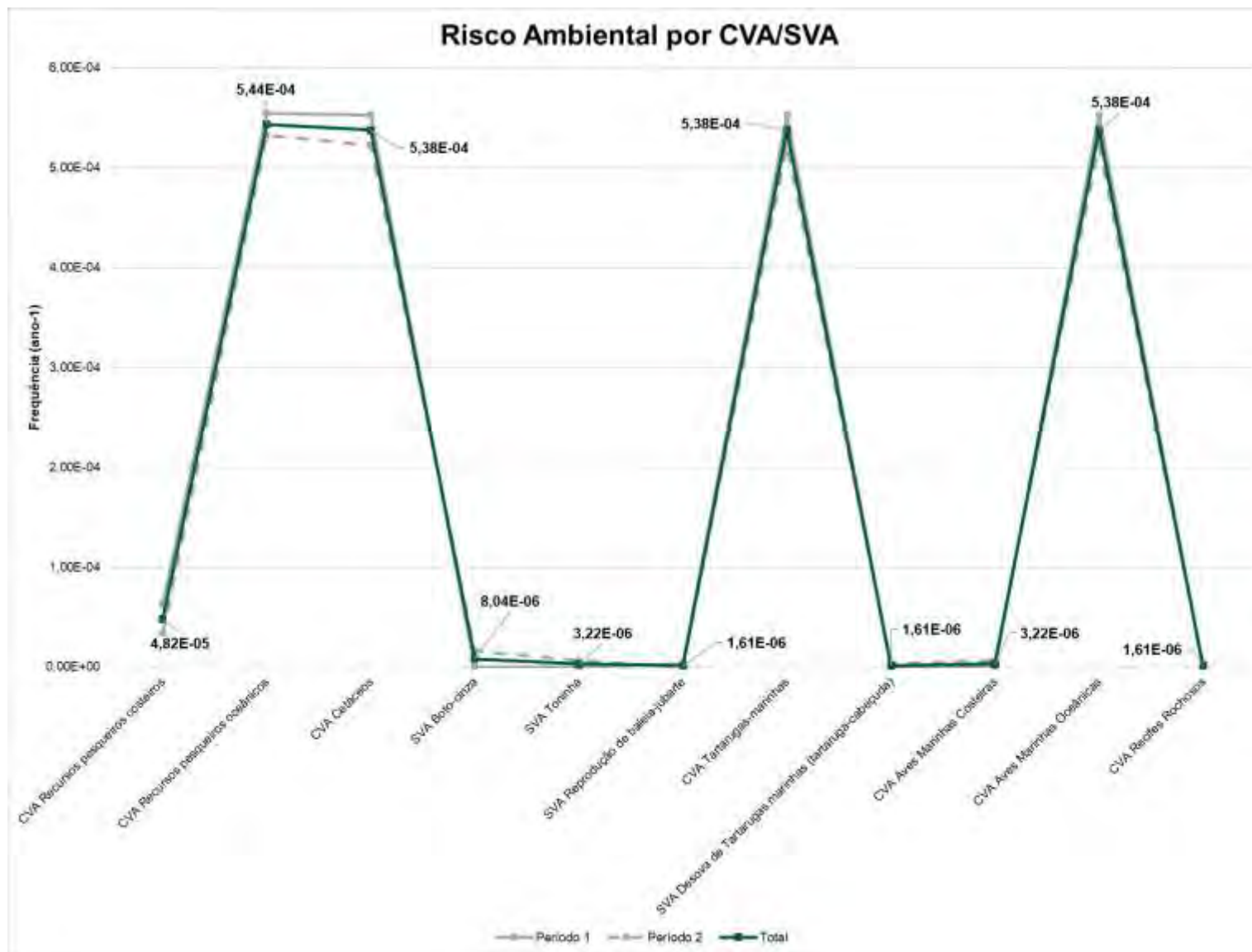


Figura II.9 - 60: Distribuição do Risco Ambiental por CVA/SVA.

Com base nos valores de risco ambiental total por CVA, observa-se que os maiores valores obtidos estão associados ao CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos ($5,44\text{E-}04 \text{ ano}^{-1}$), seguido por CVA Cetáceos, CVA Tartarugas-marinhas e CVA Aves Marinhas Oceânicas (todos com $5,38\text{E-}04 \text{ ano}^{-1}$). Todos os CVA/SVA avaliados nesse estudo apresentaram probabilidade de toque inferiores a 30% e que na maioria dos casos a probabilidade de toque foi inferior a 3%.

Observa-se, na **Tabela II.9 - 69**, que para o SVA Boto-cinza, SVA Toninha, SVA Desova de Tartarugas marinhas (tartaruga-cabeçuda), CVA Aves Marinhas Costeiras e CVA Recifes Rochosos, o risco ambiental total para o Período 1 (setembro a fevereiro) é nulo. Isso ocorre uma vez que os resultados da modelagem de dispersão de óleo não indicam probabilidade de toque nestes CVAs/SVAs durante o período.

Vale ressaltar que o valor de referência para a determinação do Tempo de Ocorrência e, consequentemente, da Tolerabilidade dos Riscos desse empreendimento, é o Risco Ambiental total. Essa abordagem é adotada uma vez que este valor apresenta, de uma forma mais assertiva, a contribuição de cada cenário sazonal ao longo do ano, conforme apresentado na metodologia do estudo.

II.9.6 Tolerabilidade dos Riscos

A Tolerabilidade dos riscos ambientais é calculada a partir da relação entre o Tempo de Recuperação de cada CVA/SVA e o Tempo de Ocorrência do dano ambiental, conforme a **Equação II.9 - 6**. Os Tempos de Recuperação considerados nesse estudo, os Tempos de Ocorrência calculados a partir do Risco Ambiental (**Equação II.9 - 5**) e os valores de Tolerabilidade obtidos são apresentados na **Tabela II.9 - 70**. A **Figura II.9 - 61** ilustra graficamente a distribuição dos resultados.

Tabela II.9 - 70: Tempo de Ocorrência e Tolerabilidade de cada CVA/SVA.

#	Componente de Valor Ambiental (CVA)	Tempo de Recuperação (anos)	Tempo de Ocorrência (ano)			Tolerabilidade (%)		
			Total por Período		Total Anual	Total por Período		Total Anual
			Período 1	Período 2		Período 1	Período 2	
1	CVA Recursos pesqueiros costeiros	10	15.949,8	29.621,1	20.734,8	0,06%	0,03%	0,05%
2	CVA Recursos pesqueiros oceânicos	10	1.802,6	1.877,9	1.839,5	0,55%	0,53%	0,54%
3	CVA Cetáceos	20	1.807,9	1.912,6	1.858,7	1,11%	1,05%	1,08%
4	SVA Boto-cinza	20	-	62.204,3	124.408,6	0,00%	0,03%	0,02%
5	SVA Toninha	20	-	155.510,8	311.021,5	0,00%	0,01%	0,01%
6	SVA Reprodução de baleia-jubarte	20	311.021,5	-	622.043,1	0,01%	0,00%	0,00%
7	CVA Tartarugas-marinhas	15	1.807,9	1.912,6	1.858,7	0,83%	0,78%	0,81%
8	SVA Desova de Tartarugas marinhas (tartaruga-cabeçuda)	15	-	311.021,5	622.043,1	0,00%	0,00%	0,00%
9	CVA Aves Marinhas Costeiras	20	-	155.510,8	311.021,5	0,00%	0,01%	0,01%
10	CVA Aves Marinhas Oceânicas	20	1.807,9	1.912,6	1.858,7	1,11%	1,05%	1,08%
11	CVA Recifes Rochosos	20	-	311.021,5	622.043,1	0,00%	0,01%	0,00%

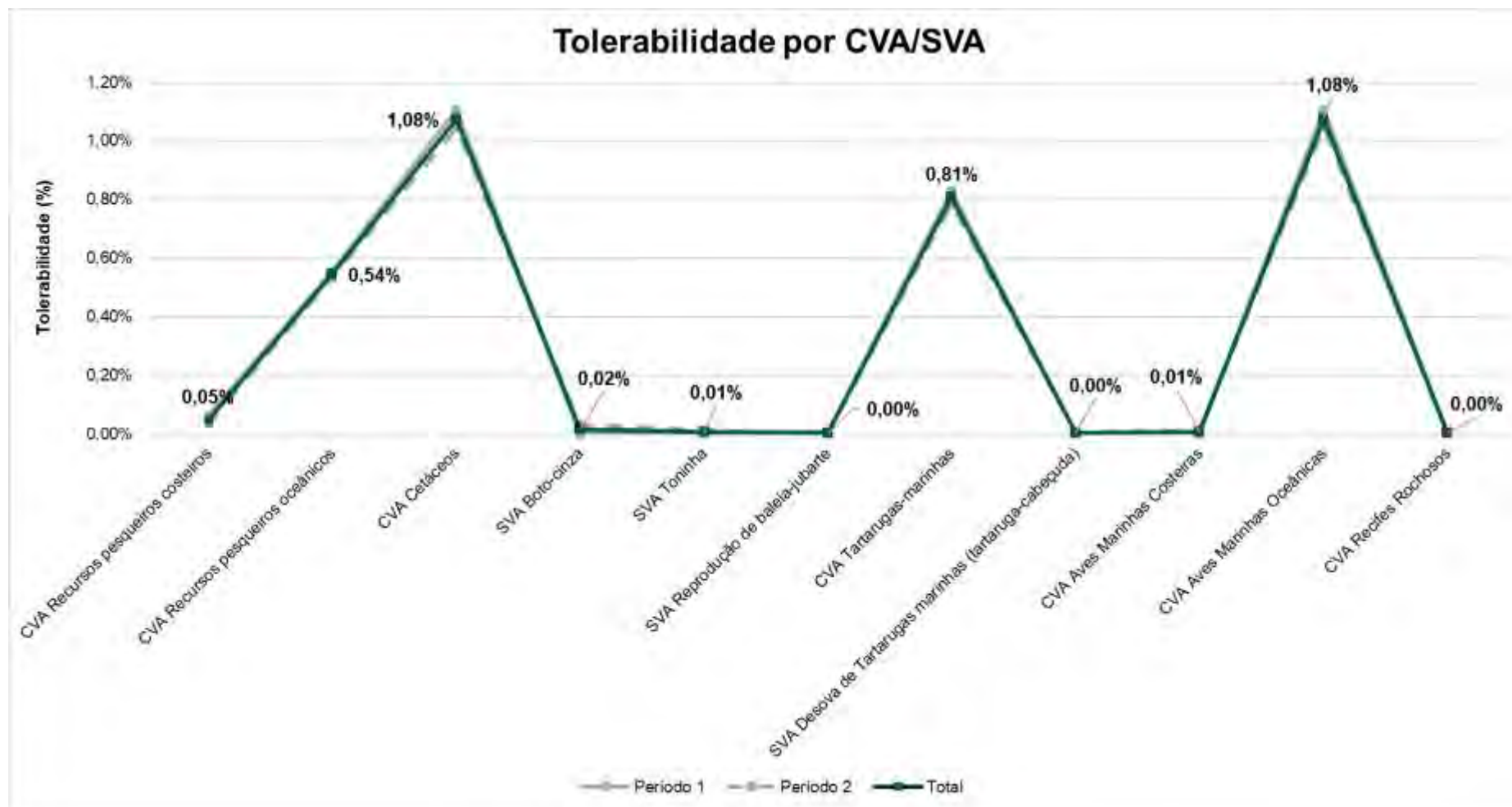


Figura II.9 - 61: Distribuição da Tolerabilidade por CVA/SVA.

Com relação à Tolerabilidade total, os maiores valores obtidos estão associados ao CVA Cetáceos (1,08%), CVA Aves Marinhas Oceânicas (1,08%), CVA Tartarugas-Marinhas (0,81%) e CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos (0,54%). Todos os demais CVA/SVA apresentaram Tolerabilidade muito próximas a zero.

Para os cenários de maiores Tolerabilidade (CVA Cetáceos e CVA Aves Marinhas Oceânicas), considerou-se um Tempo de Recuperação de 20 anos e Tempo de Ocorrência de 1.858,7 anos. Isso significa que se o CVA Cetáceos ou CVA Aves Marinhas Oceânicas forem atingidos, eles seriam capazes de se recuperar aproximadamente 92,9 vezes antes de serem atingidos por outro evento semelhante. Para o CVA Tartarugas-Marinhas a capacidade de recuperação é de 123,9 vezes e para o CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos é de 183,9 vezes. Todos os demais CVA/SVA apresentam capacidade de recuperação acima de 2.000 vezes.

II.9.7 Revisão do Estudo de Análise de Riscos

Conforme explicado por Bezerra (2014), um critério de aceitabilidade de risco, seja ele qual for, pressupõe a existência de alguma valoração dos elementos expostos ao risco e envolve ao mesmo tempo algum nível de percepção de risco. Ambos, a valoração dos elementos expostos ao risco e o nível de percepção do risco, são variáveis sociais que dependem de fatores tais como a sensação de controle sobre o risco e os benefícios que se espera auferir da exposição ao risco.

Na medida em que se trata aqui da gestão social do risco ambiental associado às atividades de E&P de óleo e gás, e não da gestão empresarial desse risco, a determinação dos critérios de aceitabilidade de risco não deveria ser responsabilidade exclusiva de uma única parte, seja ele o operador, a consultoria ou mesmo o órgão regulador. É a sociedade afinal quem deve decidir o tempo aceitável de recorrência de um acidente que possa resultar em danos capazes de prejudicar a função ecológica ou a função social de um determinado componente de valor ambiental.

Na Noruega, é adotada há mais tempo uma metodologia específica para cálculo de risco ambiental (MIRA) que é baseada na norma NORSOK Z-013 que se assemelha em vários pontos com a metodologia exigida pelo IBAMA. Os princípios do método MIRA e uma discussão sobre o critério de aceitabilidade de riscos ambientais é apresentado em Hauge *et al* (2011). Esses autores também questionam a arbitrariedade da adoção de um valor limiar como critério único de aceitabilidade de riscos ambientais, entendendo que o estabelecimento deste limiar é tema complexo e com alta carga de subjetividade.

Segundo Hauge et al (2011), na Noruega, a responsabilidade da definição desse critério é das operadoras e, de maneira geral, é utilizado o valor de 5% para a razão entre o tempo de recuperação e tempo de recorrência. Além da subjetividade inerente à definição de um valor limiar como critério de aceitação de riscos ambientais conforme já discutido, cabe observar que, mesmo salvo as semelhanças entre as metodologias adotadas na Noruega e no Brasil, algumas diferenças estruturais entre elas fazem com que a metodologia aqui adotada resulte em resultados mais genéricos e conservadores, por exemplo: nas premissas adotadas para a modelagem do pior cenário (*blowout*); no método de quantificação dos danos ambientais aos CVAs (ausência de um parâmetro associado a quantidade de óleo que atinge o CVA, somado a premissas conservadoras de taxas de exposição), dentre outros. Desta forma, a utilização do valor limiar de 5% não deve ser utilizada aqui como referência.

Decidiu-se estabelecer um critério de aceitabilidade baseado em estudos previamente desenvolvidos, submetidos e aprovados pelo órgão regulador. Baseado nas informações apresentadas nos estudos presentes no banco de dados do IBAMA, sugerimos a adoção do valor 20% como limite de tolerabilidade. Este valor, representa que os componentes ambientais mais sensíveis e com maior tempo de recuperação (30 anos) seriam capazes de se recuperar 5 vezes antes de serem atingidos novamente por outro evento de mesma magnitude, o que se considera bastante razoável.

Dessa forma, considerando os valores de tolerabilidade obtidos para cada CVA/SVA avaliado nesse estudo (valor máximo obtido de 1,08% para CVA Cetáceos), considera-se a atividade proposta como tolerável e sem a necessidade de revisões no estudo de análise de risco.

Diante do exposto, reforçamos que o valor apresentado neste estudo como referência para o critério de aceitabilidade de tolerabilidade deve ser alvo de futuro refinamento, através de método científico adequado e, principalmente, com o envolvimento das diferentes partes interessadas a este processo: academia, sociedade, agência reguladora e empresas.

II.9.8 Plano de Gerenciamento de Riscos

II.9.8.1 Introdução

O Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) possui como objetivo principal prover uma sistemática, com procedimentos e requisitos mínimos associados aos elementos de Gestão de Riscos e Segurança Operacional. O PGR possui papel fundamental para redução dos riscos e para controle dos mesmos a níveis toleráveis ou tão baixos quanto possível. A Análise Preliminar de Perigos (APP) é uma ferramenta eficaz que pode ser utilizada para fornecer os subsídios para a elaboração do PGR.

Durante a realização da APP, são propostas como ações medidas preventivas e mitigadoras. O risco é um produto da severidade dos cenários ambientais com a frequência de ocorrência deles. Sendo assim, ambas as medidas (preventivas e mitigadoras) são capazes de reduzir os níveis de risco. As medidas preventivas reduzem os riscos através da redução da probabilidade de ocorrência dos cenários acidentais, enquanto as medidas mitigadoras são capazes de reduzir os riscos através da minimização dos potenciais impactos dos cenários. Os riscos ambientais e as medidas preventivas/mitigadoras identificadas através da APP devem ser gerenciados através do PGR.

II.9.8.2 Riscos Ambientais Identificados para o Gerenciamento

Os riscos ambientais identificados e que estão sendo gerenciados pelo presente Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) são aqueles inerentes ao projeto e que foram levantados na Análise Preliminar de Perigos (APP). A **Tabela II.9 - 71** relaciona cada um dos cenários acidentais com seus respectivos riscos avaliados e medidas preventivas/mitigadoras propostas associadas. As medidas propostas são identificadas nesta tabela, porém suas respectivas descrições são apresentadas no item a seguir (II.9.8.3).

Tabela II.9 - 71: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
01	Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de preparo e circulação de fluido de perfuração (Sistema de baixa pressão).	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
02	Médio vazamento de fluido de perfuração sintético ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de preparo e circulação de fluido de perfuração (Sistema de baixa pressão).	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
03	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético ($200 < GV < 236,5 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total ou parcial nos tanques associados ao sistema de preparo e circulação de fluido de perfuração (Sistema de baixa pressão).	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
04	Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de injeção do fluido de perfuração (Sistema de alta pressão).	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
05	Médio vazamento de fluido de perfuração sintético ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de injeção do fluido de perfuração (Sistema de alta pressão).	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3

Tabela II.9 - 71: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
06	Médio vazamento de fluido de perfuração sintético ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) devido a ruptura parcial (furo ou fissura) do riser de perfuração, acessórios, linhas de <i>choke</i> , <i>kill</i> e <i>booster</i> associados ao sistema submarino.	Médio	R. 1 R. 4 R. 5
07	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético ($200 < MV < 654,0 \text{ m}^3$) devido a ruptura total do riser de perfuração, acessórios, linhas de <i>choke</i> , <i>kill</i> e <i>booster</i> associados ao sistema submarino.	Médio	R. 1 R. 4 R. 5
08	Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de retorno e tratamento do fluido de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
09	Médio vazamento de fluido de perfuração sintético ($8 < MV < 19,8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de retorno e tratamento do fluido de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
10	Médio vazamento de fluido de perfuração sintético ($8 < MV < 19,8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total ou parcial em tanques associados ao sistema de retorno e tratamento do fluido de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
11	Pequeno vazamento de cimento ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de preparo e injeção de cimento.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
12	Médio vazamento de cimento ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de preparo e injeção de cimento.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
13	Grande vazamento de óleo cru ($200 < GV < 277.697 \text{ m}^3$) devido a <i>blowout</i> associado ao sistema de controle de poço.	Médio	R. 5 R. 6 R. 7 R. 8
14	Médio vazamento de óleo cru e gás ($8 < MV < 11 \text{ m}^3$) devido a falha no sistema de queima durante o teste de formação.	Baixo	R. 5 R. 9 R. 10 R. 11 R. 12
15	Pequeno vazamento de efluente oleoso ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de contenção, drenagem e tratamento de efluentes.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
16	Médio vazamento de efluente oleoso ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de contenção, drenagem e tratamento de efluentes.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
17	Grande vazamento de efluente oleoso ($200 < GV < 268,3 \text{ m}^3$) devido a ruptura total ou parcial por falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de efluente oleoso associados ao sistema de contenção e drenagem de efluentes oleosos.	Baixo	R. 1 R. 5

Tabela II.9 - 71: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
18	Pequeno vazamento de óleo diesel/combustível ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de armazenamento e circulação de óleo diesel/combustível da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
19	Médio vazamento de óleo diesel/combustível ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de armazenamento e circulação de óleo diesel/combustível da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
20	Grande vazamento de óleo diesel/combustível ($200 < GV < 1.485,5 \text{ m}^3$) devido a ruptura total ou parcial por falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de óleo diesel/combustível da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 5
21	Pequeno vazamento de óleo base ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de armazenamento e circulação de óleo base da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
22	Médio vazamento de óleo base ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de armazenamento e circulação de óleo base da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
23	Grande vazamento de óleo base ($200 < GV < 572,8 \text{ m}^3$) devido a ruptura total ou parcial por falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de óleo base da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 5
24	Pequeno vazamento de óleo lubrificante ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de armazenamento e circulação de óleo lubrificante da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
25	Médio vazamento de óleo lubrificante ($8 < MV < 68,5 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos ou ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo lubrificante devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga) associados ao sistema de armazenamento e circulação de óleo lubrificante da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
26	Pequeno vazamento de óleo hidráulico ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial ou total em tubulação/acessórios/equipamentos ou a ruptura total ou parcial por falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de óleo hidráulico associados ao sistema de armazenamento e circulação de óleo hidráulico da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3

Tabela II.9 - 71: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
27	Pequeno vazamento de barita, e bentonita bruta ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos ou a sobrepressão no sistema levando a liberação de produto pelo sistema de alívio (<i>Vent</i>).associados ao sistema de armazenamento e circulação de barita e bentonita bruto da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 3
28	Médio vazamento de barita e bentonita bruta ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos ou ruptura total ou parcial do silo de armazenamento, por falha estrutural (corrosão ou fadiga), associados ao sistema de armazenamento e circulação de barita e bentonita bruto da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 3
29	Pequeno vazamento de cimento bruto ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos ou a Sobrepressão no sistema, levando à liberação de produto pelo sistema de alívio (<i>Vent</i>) associados ao sistema de armazenamento e circulação de cimento bruto da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 3
30	Médio vazamento de cimento bruto ($8 < MV < 68 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos ou ruptura total ou parcial do silo de armazenamento de cimento bruto, por falha estrutural (corrosão ou fadiga), associados ao sistema de armazenamento e circulação de cimento bruto da unidade de perfuração	Baixo	R. 1 R. 3
31	Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de tanques reservas da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
32	Médio vazamento de fluido de perfuração sintético ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos associados ao sistema de tanques reservas da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
33	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético ($200 < GV < 359,1 \text{ m}^3$) devido a ruptura total ou parcial por falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de fluido de perfuração sintético da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
34	Grande vazamento de óleo diesel/combustível ($200 < GV < 1.600 \text{ m}^3$) devido a ruptura total ou parcial por falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de óleo diesel/combustível da embarcação de apoio.	Médio	R. 1 R. 5
35	Grande vazamento de óleo base ($200 < GV < 400 \text{ m}^3$) devido a ruptura total ou parcial por falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de óleo base da embarcação de apoio.	Médio	R. 1 R. 5
36	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético ($200 < GV < 1.500 \text{ m}^3$) devido a ruptura total ou parcial por falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de fluido de perfuração sintético da embarcação de apoio.	Médio	R. 1 R. 5

Tabela II.9 - 71: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
37	Médio vazamento de barita, bentonita e cimento bruto ($200 < GV < 400 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total ou parcial dos silos de armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto da embarcação de apoio.	Médio	R. 1
38	Pequeno vazamento de óleo diesel/combustível ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em mangote/tubulação/acessórios/equipamentos devido a falha de conexão/fadiga/corrosão/sobrepessão durante a transferência.	Médio	R. 1 R. 5 R. 10 R. 11 R. 13 R. 14
39	Médio vazamento de óleo diesel/combustível ($8 < MV < 33,3 \text{ m}^3$) devido a ruptura total em mangote/tubulação/acessórios/equipamentos devido a falha de conexão/fadiga/corrosão/sobrepessão durante operações de transferência.	Médio	R. 1 R. 5 R. 10 R. 11 R. 13 R. 14
40	Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em mangote/tubulação/acessórios/equipamentos devido a falha de conexão/fadiga/corrosão/sobrepessão durante operações de transferência.	Médio	R. 1 R. 5 R. 10 R. 11 R. 13 R. 14
41	Médio vazamento de fluido de perfuração sintético ($8 < MV < 33,3 \text{ m}^3$) devido a ruptura total em mangote/tubulação/acessórios/equipamentos devido a falha de conexão/fadiga/corrosão/sobrepessão durante operações de transferência.	Médio	R. 1 R. 5 R. 10 R. 11 R. 13 R. 14
42	Pequeno vazamento de óleo base ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) devido a ruptura parcial (furo ou fissura) em mangote/tubulação/acessórios/equipamentos devido a falha de conexão/fadiga/corrosão/sobrepessão durante a transferência de produtos.	Médio	R. 1 R. 5 R. 10 R. 11 R. 13 R. 14
43	Médio vazamento de óleo base ($8 < MV < 33,3 \text{ m}^3$) devido a ruptura total em mangote/tubulação/acessórios/equipamentos devido a falha de conexão/fadiga/corrosão/sobrepessão durante operações de transferência.	Médio	R. 1 R. 5 R. 10 R. 11 R. 13 R. 14
44	Pequeno vazamento de produtos oleosos ou produtos químicos ($0 < PV < 5 \text{ m}^3$) devido à queda de tanques portáteis durante operações de movimentação de cargas entre as embarcações de apoio e a unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 5 R. 10 R. 11 R. 15
45	Pequeno vazamento de querosene de aviação ($0 < PV < 3,0 \text{ m}^3$) devido à queda da aeronave durante voo/pouso/decolagem.	Baixo	R. 5 R. 10 R. 11 R. 16 R. 17

Tabela II.9 - 71: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
46	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético, óleo diesel/combustível, óleo base, óleo lubrificante e efluente oleoso (200 < GV < 2.971 m³) devido a ruptura dos tanques de armazenamento por colisão da unidade de perfuração com outras embarcações.	Baixo	R. 4 R. 5 R. 18
47	Grande vazamento de fluido de perfuração Sintético, óleo diesel/combustível, óleo base, óleo lubrificante, óleo hidráulico e efluente oleoso (200 < GV < 12.153 m³) devido a naufrágio da unidade de perfuração.	Médio	R. 4 R. 5 R. 10 R. 11 R. 18
48	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético, óleo diesel/combustível e óleo base (200 < GV < 1.600 m³) devido a ruptura dos tanques de armazenamento por colisão da embarcação de apoio com outras embarcações.	Baixo	R. 5 R.18
49	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético, óleo diesel/combustível e óleo base (200 < GV < 3.500 m³) devido a naufrágio da embarcação de apoio.	Baixo	R. 5 R. 10 R. 11 R. 18

II.9.8.3 Procedimentos/Ações Necessárias Propostas para Gestão de Riscos

Durante a elaboração da APP, foram sugeridas Medidas Preventivas/Mitigadoras e Propostas para Gerenciamento dos Riscos Ambientais identificados para a Atividade de Perfuração. Estas medidas representam procedimentos/ações que devem ser adotadas para evitar ou mitigar os riscos identificados. A **Tabela II.9 - 72** apresenta estas medidas propostas.

Tabela II.9 - 72: Procedimentos/Ações Necessárias Propostas para a Gestão dos Riscos

Recomendações (Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras Propostas)		Item de gestão Relacionado	Maior nível de risco associado
Nº	Descrição		
R. 1	Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.	Programa de Manutenção; Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Médio
R. 2	Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.	Inspeções de HSE; Gestão de Emergências; Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Baixo
R. 3	Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).	Programa de Manutenção; Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Baixo

Tabela II.9 - 72: Procedimentos/Ações Necessárias Propostas para a Gestão dos Riscos

Recomendações (Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras Propostas)		Item de gestão Relacionado	Maior nível de risco associado
Nº	Descrição		
R.4	Garantir que a contratada possua um programa de manutenção preventiva e periódica do sistema de posicionamento dinâmico da unidade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar este programa.	Programa de Manutenção; Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Médio
R.5	Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.	Inspeções de HSE; Gestão de Emergências.	Médio
R. 6	Garantir que a contratada possua um programa de monitoramento / controle da integridade dos elementos que compõem os conjuntos solidários de barreiras (CSBs) e implementar ações para monitorar / controlar este programa.	Programa de Manutenção; Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Médio
R.7	Garantir que a contratada realize simulados periódicos com cenários relacionados a perda de controle de poços e implementar ações para monitorar / controlar a realização e a eficiência desses simulados.	Gestão de Emergências; Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Médio
R. 8	Garantir que a contratada siga o Programa de Poços durante a atividade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades.	Sistema de Controle de Trabalho; Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Médio
R. 9	Implementar ações para garantir que a contratada possua um observador durante a execução do teste de formação.	Sistema de Controle de Trabalho.	Baixo
R. 10	Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional.	Processo de Contratação e Gestão de Terceiros; Sistema de Controle de Trabalho.	Médio
R. 11	Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas.	Sistema de Controle de Trabalho.	Médio
R.12:	Garantir que a contratada possua um programa de manutenção periódica e preventiva de equipamentos e implementar ações para monitorar / controlar este programa.	Programa de Manutenção; Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Baixo
R.13:	Garantir que a contratada utilize mangotes certificados.	Processo de Contratação e Gestão de Terceiros; Inspeções de HSE; Programa de Manutenção.	Médio
R.14:	Garantir que durante a operação de transferência, a comunicação entre as embarcações envolvidas na operação seja mantida de forma contínua, de modo a interromper o bombeio em caso de vazamento.	Processo de Contratação e Gestão de Terceiros; Sistema de Controle de Trabalho.	Médio

Tabela II.9 - 72: Procedimentos/Ações Necessárias Propostas para a Gestão dos Riscos

Recomendações (Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras Propostas)		Item de gestão Relacionado	Maior nível de risco associado
Nº	Descrição		
R.15:	Garantir e monitorar a realização de inspeções em cabos, acessórios e equipamentos de movimentação de carga antes da realização deste tipo de operação.	Inspeções de HSE; Programa de Manutenção.	Baixo
R.16:	Garantir que as empresas contratadas para a realização de serviços de transporte aéreo sigam as boas práticas da indústria para este tipo de atividade, tais como procedimento de embarque e desembarque incluindo pesagem de passageiros/bagagens e manutenção preventiva e periódica da aeronave.	Processo de Contratação e Gestão de Terceiros; Sistema de Controle de Trabalho.	Baixo
R.17:	Implementar programa de manutenção preventiva e periódica, incluindo inspeções, para os equipamentos de telecomunicação e o <i>helideck</i> da plataforma.	Inspeções de HSE; Programa de Manutenção.	Baixo
R.18:	Garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura, segundo as boas práticas da indústria.	Processo de Contratação e Gestão de Terceiros; Sistema de Controle de Trabalho. Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Médio

II.9.8.3.1 Cronograma para Implantação/Acompanhamento das Ações Propostas

As medidas propostas neste PGR deverão ser imediatamente iniciadas e finalizadas antes do início das atividades de perfuração.

II.9.8.4 Procedimentos Adotados para Atividade de Perfuração

Para um eficaz gerenciamento dos riscos identificados, é essencial que a Operadora da Sonda possua procedimentos associados aos elementos de gestão de segurança de processo para que o controle dos riscos seja existente e efetivo. Cada elemento de gestão cobre algum aspecto de segurança de processos e auxiliam na prevenção/mitigação dos riscos (mantendo-os em níveis aceitáveis).

Os itens a seguir descrevem os principais procedimentos que devem ser adotados pela operadora da sonda, que será empregada na atividade de perfuração marítima. Tais itens visam o controle contínuo dos riscos previamente identificados para as atividades de perfuração marítima no Bloco C-M-715, Bacia de Campos, buscando a redução da frequência esperada de ocorrência de eventos acidentais ou das suas consequências para o meio

ambiente, garantindo, assim, que as operações sejam realizadas dentro de níveis de risco aceitáveis.

II.9.8.4.1 Definição das Principais Atribuições e Responsabilidades

Neste item, são apresentadas as principais atribuições e respectivas responsabilidades referente às atividades de perfuração e gestão dos riscos.

➤ GERENTE DE HSE

O Gerente de HSE possui as seguintes responsabilidades:

- Estabelecer e garantir funcionamento do departamento de HSE;
- Desenvolver e manter o sistema de gestão de HSE;
- Garantir investigação, reporte e acompanhamento de todos os incidentes regionais;
- Prover assistência aos trabalhadores regionais em relação a questões de HSE e mantê-los atualizados sobre as mudanças nos objetivos, políticas, diretrizes corporativas e procedimentos de HSE;
- Desenvolver plano de auditoria do sistema de gestão;
- Assegurar que o plano de resposta a emergências esteja devidamente atualizado e a execução de exercícios simulados;
- Realizar comunicação com órgãos reguladores locais.

➤ GERENTE DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO (OIM)

O Gerente da Unidade de Perfuração da operadora possui as seguintes responsabilidades:

- Aprovação de procedimentos da sonda;
- Ser autoridade responsável pela investigação de incidentes na sonda;
- Atuar como Comandante no local de todas as emergências que forneçam ameaças para a operação;
- Reportar todos os perigos e positivamente intervir em todos os atos inseguros observados;
- Apoiar e comunicar as filosofias e políticas da empresa com relação aos objetivos anuais e as práticas de trabalho seguro;
- Assegurar que os requisitos para a gestão de ativos são implementados e eficazes por meio de inspeções de rotina no local da unidade de perfuração de forma a avaliar o seu estado e auditar a eficácia das atividades de manutenção;
- Realizar relatórios de monitoração e indicadores de desempenho da plataforma;

- Assegurar a realização das atividades operacionais *offshore* por pessoal competente e treinado ou assegurar a aplicação de medidas de compensação caso tal competência não esteja disponível.

➤ **REPRESENTANTE OFFSHORE DA PETRONAS**

O Representante *Offshore* da Petronas da Unidade de Perfuração possui as seguintes responsabilidades:

- Disponibilizar ao OIM e ao Líder da Seção de Perfuração qualquer informação sobre a área operacional, tais como dados do poço, dados sísmicos ou qualquer outra informação relevante, assim como cooperar no planejamento de operações de perfuração para garantir que sejam conduzidas de forma segura;
- Fornecer aconselhamento especializado em controle de poços com, se disponível, conhecimento detalhado da área específica de operação;
- Participar da inspeção de HSE, se aplicável;
- Garantir que os operadores das empresas contratadas forneçam equipamentos adequados para uso.

➤ **LÍDER DA SEÇÃO DE PERFURAÇÃO**

O Líder da Seção de Perfuração possui as seguintes responsabilidades:

- Aprovação de procedimentos ou instrução de trabalho;
- Participar nas reuniões de controle de trabalho, assegurar que a Permissão de Trabalho seja implementada a bordo e utilizar avaliação de risco adequada para as devidas tarefas;
- Assegurar que os perigos relevantes sejam identificados, a existência de medidas de controle adequadas e que todo o pessoal envolvido na tarefa tenha uma compreensão clara do âmbito de trabalho, dos perigos e das medidas de controle;
- Assegurar a cooperação e comunicação adequada entre o pessoal envolvido nas operações de perfuração e completação e representante(s) da Petronas;
- Garantir o planejamento sobre as operações de perfuração e a familiarização dos envolvidos com guias operacionais e procedimentos;
- Verificar qualquer defeito e devidas manutenções nos equipamentos associados à atividade;
- Planejar, conduzir e controlar as operações de perfuração de forma a assegurar que sejam conduzidas da forma mais segura possível, assim como garantir que o pessoal envolvido seja treinado em situações de emergência (ex. controle de poço);

- Atender ao programa de poço da Petronas, políticas e procedimentos, incluindo procedimentos de resposta de emergência, afim de assegurar que os padrões mínimos de segurança sejam atendidos.

➤ **OFICIAL DE SEGURANÇA**

O Oficial de Segurança possui as seguintes responsabilidades:

- Participar nas reuniões de controle de trabalho, assegurar que a Permissão de Trabalho seja implementada a bordo e utilizar avaliação de risco adequada para as devidas tarefas;
- Comunicar, se aplicável, os resultados e conclusões das investigações de incidentes às Autoridades e ao Cliente;
- Apoiar o OIM frente à cena e evidências de incidentes, apoiar equipe de investigação e participar da Comissão de Revisão de Incidentes;
- Realizar inspeções de HSE;
- Possuir registro de toda a certificação referente a formação formal ou com base na plataforma frente à operação de aeronave.

II.9.8.4.2 Inspeções de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (HSE)

Diretrizes para a realização de inspeções periódicas devem ser definidas com o objetivo de assegurar a conformidade do ambiente de trabalho, equipamento, a ordem e limpeza das instalações frente às normas estabelecidas. Além disso, qualquer condição descoberta que seja insatisfatória deve ser registrada e acompanhada.

O escopo da inspeção deve cobrir minimamente itens, tais como:

- Sistemas de emergência e rotas de fuga;
- Iluminação;
- Equipamento de segurança;
- Armazenamento de produtos químicos;
- Risco de quedas de objetos;
- Uso correto de EPI;
- *Housekeeping*.

Além da definição dos itens de verificação o procedimento deve estabelecer responsáveis pela execução das inspeções, periodicidade e o registro dos resultados da inspeção.

II.9.8.4.3 Programa de Manutenção

Este elemento de gestão será responsável por garantir que os equipamentos e sistemas de segurança da instalação estejam íntegros e não falhem. Este elemento permite uma antecipação em relação às falhas de linhas, equipamentos e tanques, evitando vazamentos. A antecipação deverá ser garantida através dos testes e manutenções preventivas.

O procedimento de manutenção deverá fornecer diretrizes relacionadas a:

- Manutenção preventiva;
- Manutenção corretiva;
- Testes e inspeções periódicas;
- Registro e acompanhamento de indicadores de falha e investigação de suas possíveis causas; e
- Indicadores de integridade (KPIs).

Outra medida relativa a este elemento de gestão é a implantação de um sistema de manutenção centrada em confiabilidade, que deverá ser adotado para assegurar a operabilidade e a integridade mecânica das instalações. Os princípios básicos do sistema de manutenção são:

- Preservação da operabilidade e funcionalidade dos equipamentos em relação ao sistema geral, empregando redundâncias custo-efetivas;
- Priorização das funções dos sistemas em relação aos componentes, com prioridade para os componentes críticos;
- Utilização dos resultados para revisões de projeto e dos planos de manutenção.

Uma análise de criticidade dos equipamentos e sistemas deverá ser feita, relacionada ao elemento de HSE. Esta análise deverá determinar a criticidade quanto à segurança de funcionários, contratados e do meio ambiente, à regularidade operacional e ao custo das falhas.

O programa de manutenção, incluindo a classificação de criticidade, deverá fazer parte do sistema de gerenciamento de manutenção e deverá ser revisado sistematicamente.

II.9.8.4.4 Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários

Este elemento de gestão registra o compromisso da empresa em contratar funcionários capacitados e treiná-los periodicamente nos procedimentos críticos. Este controle auxilia na prevenção de falha humanas e erros operacionais.

As necessidades de treinamento serão avaliadas e um programa de treinamento será estabelecido de forma a manter as pessoas adequadamente qualificadas. Este programa deverá conter:

- As competências básicas requeridas para cada função;
- Os treinamentos mandatórios e adicionais requeridos para início do exercício da função;
- A frequência de treinamentos e atualizações requeridas durante o exercício da função;
- O conteúdo e a carga horária de cada treinamento;
- Os critérios para avaliação dos treinamentos realizados e para identificação da necessidade de novos treinamentos;
- Os procedimentos para registro e controle dos treinamentos realizados.

A capacitação de recursos humanos é considerada uma etapa fundamental do PGR. O treinamento adequado é uma exigência básica para a realização de operações eficientes e seguras. Desse modo, todos os funcionários, terceirizados e prestadores de serviços deverão conhecer detalhadamente suas tarefas, demonstrando a competência exigida na realização de suas funções.

II.9.8.4.5 Processo de Contratação e Gestão de Terceiros

Este elemento é responsável por garantir que as empresas contratadas e seus funcionários sigam os procedimentos, políticas e diretrizes pré-estabelecidas. Caso necessário, podem ser criados documentos de interface “*bridging documents*” que auxiliam na equalização dos sistemas de gestão de ambas as empresas.

Deverão ser estabelecidos procedimentos para contratação e qualificação apropriada de terceiros, especialmente com relação aos seus procedimentos e registros de segurança, incluindo no mínimo:

- A obtenção de informações relativas à capacitação técnica e ao histórico do contratado;
- A definição dos requisitos de saúde, segurança e meio ambiente a serem obedecidos pelo contratado;
- O acompanhamento da atividade e avaliação periódica do desempenho do contratado;
- A necessidade de fornecimento de informação e treinamento às equipes do contratado.

II.9.8.4.6 Análise e Gerenciamento de Riscos

Este elemento é responsável pela definição das metodologias e controle dos Estudos de Análise de Risco para as operações e atividades das unidades marítimas, garantindo que os perigos associados às instalações sejam identificados e seus riscos avaliados.

Esta prática incluirá:

- Adoção de procedimentos para identificação de risco e avaliação de consequências e probabilidades, incluindo Análise de Segurança de Processos, no Trabalho e para o Meio Ambiente e outras ferramentas de avaliação de risco;
- Avaliação de medidas de prevenção e mitigação de risco;
- Adoção de procedimentos para avaliação, priorização, gerenciamento e registro dos riscos identificados;
- Adoção de procedimentos para acompanhamento e verificação das medidas de gestão de risco.

As análises de risco deverão ser revisadas quando ocorrerem modificações nos processos e tarefas independente da origem (melhorias, legislação, força de trabalho, materiais, instalações, etc.).

Caso não ocorram mudanças, os estudos de riscos deverão ser revisados com uma frequência definida.

II.9.8.4.7 Registro e Investigação de Incidentes

Para que não haja repetições de erros que quando somados possam conduzir a ocorrência de grandes acidentes, este elemento de gestão é responsável por registrar ferramentas adequadas para correta investigação de acidentes e divulgação na empresa. O processo de investigação deverá conter:

- Definir uma metodologia para conduzir a investigação;
- Estabelecer requisitos para formação da equipe de investigação;
- Estabelecer necessidade da análise de causa raiz;
- Estabelecer a necessidade de análise de abrangência das recomendações da investigação.

Além disso, o procedimento deve prever a necessidade de comunicação dos resultados da investigação, assim como o registro e acompanhamento das recomendações geradas pelo processo de investigação.

II.9.8.4.8 Gestão de Mudanças

Este procedimento de gestão garante que todas as mudanças que sejam inseridas nas atividades/ operações tenham seus riscos analisados e registrados. Através da previsão dos riscos, é possível propor medidas para realizar as operações de forma segura. Existem dois tipos de mudanças:

- **Mudanças Permanentes:** Mudanças nas operações, procedimentos, padrões, equipamentos ou pessoal realizadas de maneira definitiva.
- **Mudanças Temporárias:** Mudanças nas operações, procedimentos, padrões, equipamentos ou pessoal realizadas por um intervalo de tempo definido.

Deverão ser estabelecidos procedimentos incluindo:

- Autoridade para aprovar alterações;
- Análise dos riscos associados à mudança;
- Cumprimento de regulamentos e padrões aprovados;
- Obtenção de licenças e documentação necessárias, incluindo o motivo da mudança;
- Avaliação das possíveis consequências das medidas compensatórias necessárias;
- Necessidade de informar e treinar funcionários.

Identificada a necessidade de mudança, deverá proceder a análise da mesma, com objetivo de assegurar que nenhum novo elemento possa gerar um novo risco não previsto.

Se as mudanças implicarem na necessidade de novas habilidades dos empregados, deverá ser elaborado um plano específico de treinamento e capacitação. O treinamento deverá ocorrer antes da implantação da mudança.

II.9.8.4.9 Sistema de Controle de Trabalho

Esta prática de gestão auxilia no controle de trabalho, garantindo que os riscos da tarefa sejam analisando e que os equipamentos e medidas de segurança serão seguidos.

Para cada tarefa serão estabelecidas medidas preventivas para evitar não-conformidades, incidentes/quase-acidentes e acidentes, incluindo um sistema de permissão para trabalhos não rotineiros. O sistema de permissão para trabalho estabelecerá os procedimentos a serem seguidos para execução de atividades tais como:

- Trabalho em espaço confinado;
- Trabalho a quente;
- Trabalho em áreas classificadas;
- Trabalho em altura;

- Teste de pressão hidrostática ou pneumática;
- Trabalho em equipamento elétrico ou mecânico;
- Trabalho realizado abaixo do nível do mar;
- Trabalho que possa afetar ou desabilitar sistemas de segurança.

O sistema deverá estabelecer:

- Os trabalhos que requerem a emissão de permissão para trabalho (PT);
- Os procedimentos e os responsáveis pela solicitação, emissão, manutenção, baixa e arquivamento de PT;
- O tempo de validade e os critérios para suspensão da PT.

Entre os requisitos para emissão da PT deverão estar:

- A identificação dos perigos associados à realização do trabalho;
- A identificação das medidas de segurança necessárias para realização do trabalho;
- A inspeção do local do trabalho antes do seu início, quando for suspenso ou reiniciado, e após a sua conclusão.

Ao término do trabalho, o Solicitante deverá comparecer à presença do Emitente da PT, ou seu Substituto, a fim de efetuar o encerramento da mesma.

O local de trabalho deverá ser verificado pelo Solicitante e pelo Emitente ou seu Substituto para garantir a integridade do pessoal, dos equipamentos, do local, da preservação do meio ambiente e da continuidade operacional.

A permissão de trabalho deverá ser cancelada se as condições na área onde se executam os trabalhos apresentarem novas situações de risco ou quando expirado o tempo de validade. Em caso de emergência, a PT deverá ser automaticamente cancelada. Com o cancelamento da PT deverá ser emitida uma nova PT.

II.9.8.4.10 Auditorias

Todos os elementos de gestão citados nesse documento precisam ser auditados periodicamente para identificar possíveis não conformidades e propor melhorias. Este procedimento de gestão será responsável por monitorar todos os demais.

As auditorias têm por objetivo identificar situações de não conformidade que possam influenciar na segurança de todas as operações realizadas na instalação. Sendo assim, as auditorias buscam de forma preventiva, identificar situações que possibilitem alguma ocorrência indesejável e indicar pontos de melhoria contínua dos controles e dos processos internos na gestão de saúde, segurança e meio ambiente.

Os resultados das auditorias devem ser adequadamente registrados, comunicados e tratados de forma a promover o aprendizado organizacional e melhoria contínua. Especificamente para o PGR, o processo de auditoria é bastante direto, e visa verificar se as barreiras de segurança estão disponíveis e efetivas.

Com resultado da auditoria, deverá ser elaborado um Plano de Ação que servirá como base para o processo de melhoria contínua do PGR. O Plano de Ação deverá apontar ações necessárias para garantir a efetividade das barreiras que não foram consideradas efetivas.

II.9.8.4.11 Gestão de Emergências

O Plano de Emergência é concebido para propiciar respostas rápidas e eficazes, visando proteger a integridade física das pessoas, do patrimônio e do meio ambiente, quando da ocorrência de eventuais situações anormais durante a realização da atividade de perfuração.

Este plano deverá contar com uma estrutura de resposta a ser implantada na unidade, com suas responsabilidades e procedimentos para as ações de emergência, incluindo as fases de identificação, acionamento de equipes, plano de comunicação, recursos necessários e treinamentos, visando o adequado controle das situações de emergência, envolvendo cenários de saúde, segurança, danos patrimoniais e ao meio ambiente.

II.9.9 Considerações Finais

Para avaliação dos Riscos Ambientais e Tolerabilidades associados aos Componentes e Subcomponentes de Valor Ambiental (CVAs/SVAs) identificados na Área de Estudo do presente EAP, foram considerados os vazamentos a partir de um ponto no Bloco C-M-715, em três faixas de volume (8 m³, 200 m³ e pior caso, de 277.697 m³) e dois cenários sazonais (Período 1 – setembro a fevereiro; e Período 2 – março a agosto).

O maior valor de Tolerabilidade encontrado neste estudo está associado ao CVA Cetáceos e CVA Aves Marinhas Oceânicas (1,08%). Esta tolerabilidade representa um Tempo de Ocorrência de aproximadamente 1.858,7 anos, que é cerca de 92,9 vezes maior que o Tempo de Recuperação destes componentes (20 anos). Os demais CVA/SVA com maiores valores de tolerabilidade são: CVA Tartarugas-Marinhas (0,81%) e CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos (0,54%). O restante dos CVA/SVA identificados apresentaram Tolerabilidade muito próximas a zero.

Conforme verificado no estudo, não foi identificado nenhum cenário acidental que fosse classificado como de risco alto. Isto é, todos os cenários analisados foram classificados com um risco baixo ou médio, incluindo grandes eventos acidentais (tais como *blowout* e naufrágio das embarcações).

Além disso, a atividade no Bloco C-M-715 prevê, apenas, a execução de atividades típicas para atividades de perfuração exploratória, seguindo boas práticas da indústria e em uma localização amplamente utilizada para atividades de produção e exploração de óleo e gás. Baseado nesses resultados, a atividade foi classificada como tolerável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Investigação do Incidente de Vazamento de Petróleo no Campo de Frade**. Relatório Final, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Investigação de Incidente: Exsudação e Subsidência Ocorrida no campo de Frade**. 2016a.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. 2020.

ALMEIDA, A. P.; SANTOS, A. J. B.; THOMÉ, J. C. A.; BELINI, C.; BAPTISTOTTE, C.; MARCOVALDI, M. A.; SANTOS, A. S.; LOPES, M. Avaliação do Estado de Conservação da Tartaruga Marinha *Chelonia mydas* (Linnaeus, 1758) no Brasil. **Biodiversidade Brasileira**, Ano I. n.1, p.12-19. 2011a.

ALMEIDA, A. P.; THOMÉ, J. C. A.; BAPTISTOTTE, C.; MARCOVALDI, M. A.; SANTOS, A. S.; LOPEZ, M. Avaliação do Estado de Conservação da Tartaruga Marinha *Dermochelys coriacea* (Vandelli, 1761) no Brasil. **Biodiversidade Brasileira**, Ano I, n1, p.37-44. 2011b.

ALONSO-ALVAREZ C, MUNILLA I, LÓPEZ-ALONSO M, VELANDO A. 2007. Sublethal Toxicity of the Prestige Oil Spill on Yellow-Legged Gulls. **Environmental International**, 54, 7733-7781.

ALVES, V. S., A. B. A. SOARES & G. S. COUTO. 2004. **Aves marinhas e aquáticas das ilhas do litoral do estado do Rio de Janeiro**. PP. 83-100. In: J. O. Branco (Org.) *Aves marinhas e insulares brasileiras*. Biologia e conservação. Itajaí: Univali Editora. 266p.

ALVES, V.S., SOARES, A.B.A., BESSA, R. 2017. Aves da Bacia de Campos. In: Lima, S.O.F., editora. *Atlas de sensibilidade ambiental ao óleo: caracterização ambiental regional da bacia de Campos, Atlântico Sudoeste*. Rio de Janeiro: Elsevier. **Habitats**, v. 9. p. 71-103.

ANDRIOLO A, MARTINS C.C.A., ENGEL, M.H., PIZZORNO J.L. and four others . The first aerial survey of humpback whale (*Megaptera novaeangliae*) to estimate abundance in the breeding ground, Brazil. J. **Cetacean Research Management**, v. 8, n. 3, p. 307-311. 2006.

ANDRIOLO, A.; KINAS, P.G.; ENGEL, M.H.; MARTINS, C.C.M.A.; RUFINO, A.M. Humpback whales within the Brazilian breeding ground: distribution and population size estimate. **Endangered Species Research**, v. 11, p. 233-243. 2010.

ARCELLOS, L. & SILVA F. O, R. P. 2003. Petrobras wildlife rehabilitation response at Guanabara bay oil spill. In: **International Oil Spill Conference**. 4p.

AUSTRALIAN GOVERNMENT. 2010. **Marine Environment Protection**. Disponível em: www.amsa.gov.au. Acessado em setembro de 2014.

BAKER, J. M. Ecological effectiveness of oil spill countermeasures. How clean is clean? **Pure Appl. Chem.**, v.71, n.1, p.135-151. 1999.

BARRON, M. G. 2012. Ecological Impacts of the Deepwater Horizon Oil Spill: Implications for Immunotoxicity. **Toxicologic Pathology**, 40: 315-320.

BARROS, A., ÁLVAREZ, D. & VELANDO, A. 2014. Long-term reproductive impairment in a seabird after the Prestige oil spill. **Biology Letters**, 10, 20131041.

BARTH, H. J. 2002. **The coastal ecosystems 10 years after the 1991 Gulf War Oil Spill**. Disponível em: http://www.uniregensburg.de/Fakultaeten/phil_Fak_III/Geographie/phygeo/downloads/barthcoast.pdf. Acessado em agosto de 2014.

BARTH, H.J. 2001. **The coastal ecosystems 10 years after the 1991 Gulf War oil spill**. Preliminary report. Disponível em: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.626.5958&rep=rep1&type=pdf>. Acesso em: ago. 2022.

BERGE, J.A. 1990. Macrofauna recolonization of subtidal sediments. Experimental studies on defaunated sediment contaminated with crude oil in two Norwegian fjords with unequal eutrophication status. I. Community responses. **Marine Ecology Progress Series**. Vol. 66, 103-115. Disponível em: <https://www.int-res.com/articles/meps/66/m066p103.pdf>. Acesso em: ago. 2022

BERROUANE, M. T.; LOUNIS, Z. Safety Assessment of Flare System by Fault Tree Analysis. **Journal of Chemical Technology and Metallurgy**, 51, 2, 229-234, 2016.

BERWIG, J.A. 2015. **Os serviços ecossistêmicos na gestão dos desastres ambientais ocorridos no setor energético**. Revista Eletrônica Direito e Política, Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Ciência Jurídica da UNIVALI, Itajaí, v.10, n.1, edição especial de 2015. Disponível em: www.univali.br/direitoepolitica - ISSN 1980-7791

BEZERRA, I. S., & SILVA, T. C. 2014. Análise de riscos à perda de solo para diferentes cenários de uso e ocupação na bacia hidrográfica do rio Abiaí-Papocas. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, 9, 95-204.

BOYD, J. N.; SCHOLZ, D.; WALKER, A. H. 2001. **Effects of oil and chemically dispersed oil in the environment**. International Oil Spill Conference. Disponível em <http://www.iosc.org/papers/00633.pdf>. Acessado em agosto de 2014.

BURGER, A. E. 1993. Estimating the mortality of seabirds following oil spills: effects of spill volume. **Marine Pollut. Bull.**, 26: 140-143.

BURGER, A. E., 2003. **Summary of Presentation to the Royal Society Expert Panel on Oil and Gas Activities Offshore Bc**. 10 p.

CARLS, M. G., HEINTZ, R., MOLES, A., RICE, S. D., & SHORT, J. W. 2001. Long-Term Biological Damage: What is Known, and How Should that Influence Decisions on Response, Assessment, and Restoration?. In International Oil Spill Conference **American Petroleum Institute**. Vol. 2001, Nº. 1, 399-403 pp.

CARTER, H. R. 2003. Oil and California's seabirds. **Marine Ornithology**, v. 31, p. 1-7.

CARVALHAL, F.; BERCHEZ, F. A. S. 2005. **Costão rochoso: a diversidade em microescala**. São Paulo. Disponível em: <http://www.ib.usp.br/ecosteios/costao%20web/costao/index2.html>. Acessado em agosto de 2014.

CASTILHOS, J.C.; COELHO, C. A.; ARGOLO, J. F.; SANTOS, E. A. P.; MARCOVALDI, M. A.; SANTOS, A. S.; LOPEZ, M. 2011. Avaliação do Estado de Conservação da Tartaruga

Marinha *Lepidochelys olivacea* (Eschscholtz, 1829) no Brasil. Biodiversidade Brasileira, Ano I (1): 28-36.

CEDRE (CENTRE OF DOCUMENTATION, RESEARCH AND EXPERIMENTATION ON ACCIDENTAL WATER POLLUTION). 2019. **Spills**. Disponível em: <http://www.cedre.fr/en/Resources/Spills>. Acesso em: 02 agosto 2019.

CHAMPOUX, L., RAIL, J.-F., HOUDE, M., GIRAUDO, M., LACAZE, É., FRANCI, C. D., Fairhurst, G. D.; Hobson, K. A.; Brousseau, P.; Guillemette, M.; Pelletier, D.; Montevecchi, W. A.; Laird, S.; Verreault, J.; Soos, C. 2020. An investigation of physiological effects of the Deepwater Horizon oil spill on a long-distance migratory seabird, the northern gannet. **Marine Pollution Bulletin**, 153, <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2020.110953>

COUTINHO, R. 1995. Avaliação crítica das causas da zonação dos organismos bentônicos em costões rochosos. **Oecologia brasiliensis**, v. 1, n. 1, p. 259-271.

COUTINHO, R. **Grupo de ecossistemas: costões rochosos**. 2004. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/meio/guias/sismica/refere/Costoesrochosos.pdf>. Acesso em: ago. 2014.

CROWDER, L. & HEPPELL, S. 2011. The decline and rise of a sea turtle: How Kemp's Ridleys are recovering in the Gulf of Mexico. **The Solutions Journal**. Volume 2, Capítulo 1 – Pgs 67-73. Disponível em: <http://thesolutionsjournal.org/node/859?page=1>

DAY, R. H.; MURPHY, S. M.; WIENS, J. A.; HAYWARD, G. D.; HARNER, E.; SMITH, L. N. 1996. Effects of the Exxon Valdez Oil Spill on Habitat Use by Birds in Prince William Sound, Alaska. **Ecological Applications**, 7: 593-613.

DET NORSKE VERITAS (DNV). **Report for Australian Marine Safety Authority**. Project No PP002916, Rev. 5, 2011.

DI BENEDITTO, A. P. & RAMOS, R. M. A. 2001. **Biologia e Conservação de Pequenos Cetáceos no Norte do Estado do Rio de Janeiro**. UENF, Campos dos Goytacazes, 94 p.

DIAS, L. A., LITZ, J., GARRISON, L., MARTINEZ, A., BARRY, K., & SPEAKMAN, T. 2017. Exposure of cetaceans to petroleum products following the Deepwater Horizon oil spill in the Gulf of Mexico. **Endangered Species Research**, 33, 119-125.

DIAS, R. A., AGNE, C. E., BARCELOS-SILVEIRA, A. & BUGONI, L., 2012. New records and a review of the distribution of the Arctic Tern *Sterna paradisica* Pontoppidan, 1763 (Aves: Sternidae) in Brazil. **Check List**, 8(3): 563-567.

DICKS, B. 1998. **The environmental impact of marine oil spills: effects, recovery and compensation**. In: International Seminar on Tanker Safety, Pollution Prevention, Spill Response and Compensation, 1998, Rio de Janeiro, BR. Proceedings.

DICKS, B. 1999. **The environmental impacts of marine oil spills – effects, recovery and compensation**. Disponível em: <http://www.itopf.com/fileadmin/data/Documents/Papers/enviro.pdf>. Acesso em: ago. 2014.

EDWARDS, R. & WHITE, I. 2010. **The Sea Empress Oil Spill: Environmental Impact and Recovery**. Disponível em: <http://www.itopf.com/information-services/data-andstatistics/casehistories/documents/seaemp.pdf>.

ELMGREN, R.; HANSSON, S.; LARSSON, U. & SUNDELIN, B. & BOEHM, P. 1983. The Tesis oil spill: Acute and long-term impact on the benthos. **Marine Biology**.

EMIN-LIMA, R., MOURA, L. N., RODRIGUES, A. F., & SILVA, M. L. 2010. Note on the group size and behavior of Guiana dolphins (*Sotalia guianensis*) (Cetacea: Delphinidae) in Marapanim Bay, Pará, Brazil. **Latin American Journal of Aquatic Mammals**, v. 8, n. 1-2, p. 167-170.

ENGEL, M. H. 1996. Comportamento reprodutivo da baleia jubarte (*Megaptera novaeangliae*) em Abrolhos. **Anais de Etologia**, v. 14, p. 275-284.

ENGEL, M., ROCHA-CAMPOS, C., CÉSAR, F. B. & MARINI-FILHO, O. J., 2006. **Brazil progress report on cetacean research, march 2005 to february 2006, with statistical data for the calendar season 2005/06**. Disponível em: <https://iwc.int/private/downloads/3wuc6xe6w46cgwoo8o4oowoww/SC-58-ProgRepBrazil.pdf>.

ENGELHARDT, F. R. 1983. Petroleum effects on marine mammals. **Aquatic Toxicology**, 4 (3):199-217.

EPA. 1999. **Wild life and Oil Spill. In: Understanding Oil Spills and Oil Spill Response**. Office of Emergency and Remedial Response. 6 p.

EQUINOR/ WITT O' BRIENS. 2019. **Estudo de Impacto Ambiental – Atividade de Produção do Campo de Carcará, Bacia de Santos**. Revisão 00, novembro de 2019.

ESLER, D.; BOWMAN, T. D.; TRUST, K. A.; BALLACHEY, B. E.; DEAN, T. A.; JEWETT, S. C.; O'CLAIR, C. E. 2002. Harlequin duck population recovery following the 'Exxon Valdez' oil spill: progress, process and constraints. **Mar. Ecol. Prog. Ser.**, 241: 271-286.

EVOSTC (INSTITUTO EXXON VALDEZ OIL SPILL TRUSTEE COUNCIL). 2010. **Update Injured Resources and Services. Exxon Valdez Oil Spill Restoration Plan**. 45 p. 2010. Disponível em: <http://www.evostc.state.ak.us/static/PDFs/2010IRSUpdate.pdf>. Acesso em: dez. 2014

EXXONMOBIL/WITT O' BRIENS. 2019. **Estudo de Impacto Ambiental – Atividade de Perfuração nos Blocos BM-C-753, BM-C-789, BM-S-536, BM-S-647 e Titã, Bacias de Campos e Santos**. Revisão 00, novembro de 2019.

FALL, J. A.; FIELD, L. I., 1993. Subsistence uses of fish and wildlife before and after the Exxon Valdez oil spill. PROCEEDINGS OF THE EXXON VALDEZ OIL SPILL SYMPOSIUM. pp. 819-836. **American Fisheries Society Symposium**. Vol. 18.

FISHER, C.R.; DEMOPOULOS, W.J.; CORDES, E.E.; BAUMS, I.B.; WHITE, H.K. & J.R. BOURQUE. 2014. Coral communities as indicators of ecosystem-level impacts of the Deepwater Horizon spill **Bioscience**, 64, pp. 796-807.

FLORES & LUNA, 2021. **Brazil. Progress report on cetacean research, March 2009 to February 2010, with statistical data for the calendar year 2009**. Disponível em: https://www.icmbio.gov.br/cma/images/stories/CIB__SORP/CIB/SC-62-ProgRepBrazil.pdf. Acesso em: dez. 2021.

FODRIE, F. J., ABLE, K. W., GALVEZ, F., HECK JR, K. L., JENSEN, O. P., LÓPEZ-DUARTE, P. C., ... & WHITEHEAD, A. 2014. Integrating organismal and population responses of estuarine fishes in Macondo spill research. **BioScience**, 64(9), 778-788.

- GERTLER, P. E. 1992. **Effects of the Exxon Valdez oil spill on birds and marine mammals**. In: MMS (Minerals Management Service) – AOCs Region Information Transfer Meeting. Disponível em: http://www.mms.gov/alaska/reports/1990rpts/92_0046.pdf#page=81. Acessado em agosto de 2014.
- GRAMMETZ, D. 1988. Involvement of loggerhead turtles with the plastic, metal, and hydrocarbon pollution in the central Mediterranean. **Mar. Poll. Bull.** 19(1): 11-13.
- GUNDLACH, E. R.; HAYES, M. O. 1978. Vulnerability of Coastal Environments to Oil Spill Impacts. **Marine Technology Society Journal**, v.12, n.4, p.18-27.
- HAIMOVICI, M.; KLIPPEL, S. 1999. **Diagnóstico da Biodiversidade dos Peixes Teleósteos Demersais Marinhos e Estuários do Brasil**. Trabalho realizado para o Programa Nacional da Diversidade Biológica – PRONABIO, Subprojeto “Avaliação e Ações Prioritárias para a Zona Costeira e Marinha”, área temática “Peixes Demersais”, FURG, Rio Grande, RS. 79 p.
- HALL, R. J., BELISLE, A. A. & SILEO, L., 1983. Residues of petroleum hydrocarbons in tissues of sea turtles exposed to the Ixtoc I oil spill. **Journal of Wildlife Diseases**, 19(2): 106-109.
- HANEY, J.C.; GEIGER, H.J.; SHORT, J.W. 2014. Bird mortality from the Deepwater Horizon oil spill. I. Exposure probability in the offshore Gulf of Mexico. **Marine Ecology Progress Series**. Vol. 513: 225–237.
- HARRISON, Peter L. **Hard Corals**. 1998. In: P. Davie. (Org.). Wild Guide to Moreton Bay. Brisbane: Queensland Museum, p. 177-185.
- HAUGE S. *et.al.* 2011. **Barriers to prevent and limit acute release to sea – environmental risk acceptance criteria and requirements to safety systems**. SINTEF Technology and Society, Safety Research.
- HEALTH SAFETY EXECUTIVE (HSE). **Failure Rate and Event Data for Use Within Risk Assessments**. 2019.
- HEALTH SAFETY EXECUTIVE. **Accident Statistics for Floating Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980-2005**. 2007.
- HENKEL, R.H.; SIGEL, B.J.; TAYLOR, C.M. 2012. Large-Scale Impacts of the Deepwater Horizon Oil Spill: Can Local Disturbance Affect Distant Ecosystems through Migratory Shorebirds? **BioScience**, Vol. 62 Nº 7.
- HEUBECK, M.; CAMPHUYSEN, C. J.; BAO, R.; HUMPLE, D.; REY, A. S.; CADIOU, B.; BRAGER, S.; THOMAS, T. 2003. Assessing the impact of major oil spills on seabird populations. **Mar. Pol. Bull.**, 46: 900-902.
- HJERMANN, D. O.; MELSOM, A.; DINGSOR, G. E.; DURANT, J. M.; EIKESET, A. M.; ROED, L. P.; OTTERSEN, G.; STROVIK, G.; STENSETH, N. C. 2007. Fish and oil in Lofoten-Barents Sea System: synoptic review of the effect of oil spills on fish populations. **Mar. Ecol. Prog. Ser.**, 339: 283-299.
- HOUGHTON, J.P.; LEES DC, DRISKELL W.B, LINDSTROM S.C., MEARNS AJ, 1996. Recovery of Prince William Sound intertidal epibiota from Exxon Valdez oiling and shoreline treatments, 1989 through 1992. **In Proceedings of the Exxon Valdez Oil Spill**

Symposium. (Eds SD Rice, RB Spies, DA Wolfe, BA Wright) pp. 412-423. American Fisheries Society Symposium 18, Bethesda, MD, USA.

HSING, P.; FU, B.; LARCOM, E.A.; BERLET, S.P.; SHANK, T.M.; GOVINDARAJAN, A.F.; LUKASIEWICZ, A.J.; DIXON, P.M. & FISHER, C.R. 2013. **Evidencie of leasing impacto of the Departe Horizonte mil still on a dep. Gula of México coral Community.** Elementar: Science of the Anthropocene. 1: 000012 • doi: 10.12952/journal.elementa.000012.

IBAMA (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS). 2019. **Portal Brasileiro de Dados Abertos – Dados de Comunicação de Acidentes Ambientais.** Disponível em: <http://dados.gov.br/dataset/comunicacao-de-acidentes-ambientais>. Acesso em: 2019.

IBAMA (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS). **Portal Brasileiro de Dados Abertos – Dados de Comunicação de Acidentes Ambientais.** Disponível em: <http://dados.gov.br/dataset/comunicacao-de-acidentes-ambientais>. Acesso em: 06 de Janeiro de 2022.

IBAMA (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS). **Análise de Risco Ambiental (ARA – II.8). Atividade de Perfuração Marítima nos Blocos BM-POT-16 e BM-POT-17 Bacia Potiguar.** Rev. 00, 2010.

IBAMA (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS). 2001. **Mamíferos aquáticos do Brasil: Plano de ação.** Versão II.

IBAMA (INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS). 2007. **Estatística da Pesca 2007 Brasil: Grandes regiões e Unidades da Federação.** Brasília. 174 p.

ICMBio/MMA (INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). 2010. **Plano de Ação Nacional para Conservação do Pequeno Cetáceo. Toninha (*Pontoporia blainvillei*).** Brasília: ICMBio, n. 10, p. 76.

ICMBio/MMA (INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). 2018. **Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção.** v. 1 p. 492. DF: ICMBio/MMA.

INSTITUTO DE PESCA, 2015. **Programa de Monitoramento da Atividade Pesqueira Marinha e Estuarina do Instituto de Pesca – PMAP.** Disponível em: <http://www.propesq.pesca.sp.gov.br/propesq/web/app.php/publico/2/conteudo>. Acessado em maio de 2015.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS– **Risk Assessment Data Directory: Aviation Transport Accident Statistics.** Relatório nº 434-02, 2010c.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. **Risk Assessment Data Directory: Major Accidents.** Relatório nº 434-17, 2010a.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. **Risk Assessment Data Directory: Blowout Frequencies.** Relatório nº 434-02, 2019a.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. **Risk Assessment Data Directory: Ignition Probabilities.** Relatório nº 434-06, 2010b.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. **Risk Assessment Data Directory: Mechanical Lifting Failures**. Relatório nº 434-08, 2010d.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. **Risk Assessment Data Directory: Riser & Pipeline Release Frequencies**. Relatório nº 434-04, 2019b.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. **Safety Performance Indicators: Process Safety Events – 2019 Data**. Relatório 2019p, 2020.

IPIECA (INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION). 1992. Biological Impacts of Oil Pollution: Coral Reefs. **Ipieca Report Series**, v.3.

IPIECA (INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION). 1996. Biological Impacts of Oil Pollution: Rocky Shores. **Ipieca Report Series**. V.7

IPIECA (INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION). 2000b. Biological Impacts of Oil Pollution: Fisheries. **IPIECA Report Series**, V.8. 28 p.

IRONS, D. B., KENDALL, S. J., ERICKSON, W. P., MCDONALD, L. L. & LANCE, B. K. 2000. Nine years after the Exxon Valdez oil spill: effects on marine bird populations in Prince William Sound, Alaska. **The Condor**, 102: 723-737.

ITOPF (INTERNATIONAL TANKER OWNERS POLLUTION FEDERATION LIMITED). **Handbook 2014/2015**. 2010. 52 p. Disponível em: www.itopf.com. Acessado em setembro de 2014.

ITOPF (INTERNATIONAL TANKER OWNERS POLLUTION FEDERATION LIMITED). 2004. Oil Spill Effects on Fisheries. **Technical Information Paper** Nº 3. p.8.

ITOPF (INTERNATIONAL TANKER OWNERS POLLUTION FEDERATION LIMITED). 2019. **Recent Case Studies**. Disponível em: <https://www.itopf.org/in-action/recent-case-studies/>. Acesso em: ago. 2019.

IUCN (INTERNATIONAL UNION FOR CONSERVATION OF NATURE). 2022. **The IUCN Red List of Threatened Species**. Database. 2022-2. Disponível em: <https://www.iucnredlist.org/>. Acesso em: jun. 2022.

JEFFERSON, T. A.; WEBBER, M. A; PITMAN, R. L. 2008. **Marine Mammals of the World – A comprehensive guide to their identification**. 5ª edição. Editora Elsevier. 573 p.

KELLER, C. E.; ADAMS, J. K. 1983. **Proceedings of a workshop on cetaceans and sea turtles in the Gulf of Mexico: study planning for effects of Outer Continental Shelf Development**. Prepared by the U.S. Fish and Wildlife Service for the Minerals Management Service, Metairie, LA. 42pp.

KINGSTON, P. F. 2002. Long-term Environmental Impact of Oil Spills. **Spill Science & Technology Bulletin**, 7(1-2): 53-61.

KOTTA, J.; APS, R. & HERKUL, K. 2008. Predicting ecological resilience of marine benthic communities facing a high risk of oil spills. In **Environmental Problems in Coastal Regions VII, Book 99**, C.A. Brebbia (ed.). Southampton, UK: Wit Press 99,101-110.

KOYAMA, J.; UNO, S.; KOHNO, K. 2004. Polycyclic aromatic hydrocarbon contamination and recovery characteristics in some organisms after the Nakhodka oil spill. **Marine Pollution Bulletin**, Volume 49, Capítulos 11–12, Pgs. 1054–1061.

KUBACH, K.M.; SCOTT, M.C.; BULAK, J.S. 2011. Recovery of a temperate riverine fish assemblage from a major diesel oil spill. **Freshwater Biology**, Volume 56, Pgs. 503-518.

LANE, S.M., C.R. SMITH, J. MITCHELL, B.C. BALMER, K.P. BARRY, T. MCDONALD, C.S. MORI, P.E. ROSEL, T.K. ROWLES, T.R. SPEAKMAN, F.I. TOWNSEND, M.C. TUMLIN, R.S. WELLS, E.S. ZOLMAN, & L.H. SCHWACKE. 2015. Disponível em: <http://rspb.royalsocietypublishing.org/content/282/1818/20151944> "t" "_blank. **Proc. R. Soc. B**, 282 20151944.

LAURITSEN, A. M., DIXON, P. M., CACELA, D., BROST, B., HARDY, R., MACPHERSON, S. L., ... WITHERINGTON, B. 2017. Impact of the Deepwater Horizon oil spill on loggerhead turtle *Caretta caretta* nest densities in northwest Florida. **Endangered Species Research**, 33, 83–93. <https://doi.org/10.3354/esr00794>

LE HIR, M. & HILY, C. 2002. First observations in a high rocky-shore community after the E: oil spill (December 1999, Brittany, France). **Marine Pollution Bulletin** 44, 1243-1252.

LEGORE, S.; MARSZALEK, D.S.; DANEK, L.J.; TOMLINSON, M.S.; HOFMANN, J.E. & CUDDEBAK, J.E. 1989. Effect of chemically dispersed oil on Arabian Gulf corals: A field experiment. In **Proceed 1989 Intern Oil Spill Conf**, San Antonio, February 13-16, 1989: 375-381.

LEUNG, M.; MARCHAND, M.; STYKEL, S.; HUYNH, M.; FLORES, J.D. 2012. Effect of localized oil spills on Atlantic loggerhead population dynamics. **Open Journal of Ecology**. Vol.2, No.3, 109-114.

LODI, L. & BOROBIA, M., 2013. **Baleias, Botos e Golfinhos do Brasil: Guia de Identificação**. 1. ed. Rio de Janeiro: Technical Books Editora. v. 1. 479p.

LODI, L.; TARDIN, R. H.; HETZEL, B.; MACIEL, I. S.; FIGUEIREDO, L. D.; SIMÃO, S. M., 2015. Bryde's whale (*Cetartiodactyla*: Balaenopteridae) occurrence and movements in coastal areas of southeastern Brazil. **Zoologia**, 32(2): 171-175.

LOPES, C. F. 2007. **Ambientes costeiros contaminados por óleo: procedimentos de limpeza – manual de orientação** - São Paulo: Secretaria de Estado do Meio Ambiente, 120p.

LOPES, C. F.; MILANELLI, J. C. C.; PROSPERI, V. A.; ZANARDI, E.; TRUZZI, A. C. 1997. Coastal monitoring program of São Sebastião Channel: Assessing the effects of TEBAR V oil spill on rocky shore populations. **Marine Pollution Bulletin**, v.34, n.11, p. 923-927.

LOYA, Y. & RINKEVICH, B. 1980. Effects of oil pollution on coral reef communities. **Mar. Ecol. Prog. Ser.** 3: 167-180.

LUTCAVAGE, M. E.; LUTZ, P. L.; BOSSART, G. D.; HUDSON, D. M. 1995. Physiologic and clinicopathologic effects of crude oil on loggerhead sea turtles. **Archives of Environmental Contamination and Toxicology**, 28: 417-422.

LUTZ, P. L.; LUTCAVAGE, M. E. 2010. **The effects of petroleum on sea turtles: applicability to Kemp's ridley**. Disponível em <http://md1.csa.com>. Acessado em agosto de 2014.

MÄDER, A. 2011. Por que morrem tantos Pinguins-de-Magalhães no Brasil? Projeto Nacional de Monitoramento do Pinguim-de-Magalhaes (*Spheniscus magellanicus*) 2010-2015. **Boletim Pinguins no Brasil** n°1, abril de 2011.

MAGRO M.; CERGOLE M.C.; ROSSI-WONGTSHOWSKI, C. L. B. 2000. **Síntese de conhecimento dos principais recursos pesqueiros costeiros potencialmente exploráveis na Costa Sudeste-Sul do Brasil: Peixes**. Graflina Editora. Rio de Janeiro. pp.143.

MARCHIORO, G.B. & NUNES, M.A., 2003. **Avaliação de Impactos da Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Banco dos Abrolhos e Adjacências (G.F. Dutra e R.L. Moura, eds.)**. Conservation International Brasil, Instituto Baleia Jubarte, Núcleo de Educação e Monitoramento Ambiental, BirdLife Brasil, Sociedade Brasileira de Estudos de Recifes de Coral e Fundação SOS Mata Atlântica. Caravelas. 119.

MARCOVALDI, M. A.; LOPEZ, G. G.; SANTOS, A. J. B.; BELLINI, C.; SANTOS, A. S.; LOPEZ, M. 2011. Avaliação do Estado de Conservação da Tartaruga Marinha *Eretmochelys imbricata* (Linnaeus, 1766) no Brasil. **Biodiversidade Brasileira**, Ano I (1): 20-27.

MAREM (MAPEAMENTO AMBIENTAL PARA RESPOSTA À EMERGÊNCIA NO MAR). 2016. Disponível em: <http://www.marem-br.com.br/>. Acesso em: jun. 2022.

MARTÍNE-GOMEZ, C.; FERNÁNDEZ, B.; VALDÉS, J.; CAMPILLO, J. A.; BENEDICTO, J.; SÁNCHEZ, F. 2009. Evaluation of three-year monitoring with biomarkers in fish following the Prestige oil spill (N Spain). **Chemosphere**, 74: 613-620.

MARTINS, C.C.A. 2004. **O uso de sistema de informações geográficas como ferramenta na identificação de áreas prioritárias para a conservação da população de baleia jubarte, *Megaptera novaeangliae*, em seu sítio reprodutivo na costa leste do Brasil**. Dissertação de mestrado. Universidade de Brasília, Brasília. 119 p.

MARTINS, C.C.A.; MORETE, M.E.; ENGEL, M.H.; FREITAS, A. C.; SECCHI, E. R. & KINAS, P. G. 2001. Aspects of habitat use patterns of humpback whales in the Abrolhos Bank, Brazil, breeding ground. **Memoirs of the Queensland Museum**, 47: (2) 563-570.

MASCARELLI, A. 2010. Deepwater Horizon: After the oil. **Nature** 467, 22-24.

MATKIN, C. O.; SAUTILIS, E. L.; ELLIS, G. M.; OLESIUUK, P.; RICE, S. D. 2008. Ongoing population-level impacts on killer whales *Orcinus orca* following the 'Exxon Valdez' oil spill in Prince William Sound, Alaska. **Mar. Ecol. Prog. Ser.**, 356: 269-281.

MATKIN, C.; SAULITIS, E., 1997. **Killer Whales Restoration Notebook. Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council**. Disponível em: http://www.evostc.state.ak.us/static/PDFs/RN_orca.pdf. Acesso em: Dezembro de 2014.

MENGE, B. A., P. A. WHEELER, AND B. DALEY. 1994. Control of interaction strength in marine benthic communities. In G. A. Polis, editor. **Food webs: integration of pattern and dynamics**. Chapman & Hall, New York, New York, USA. Disponível em: https://www.researchgate.net/journal/0012-9615_Ecological_Monographs "t " _blank. 64(3):249-286

MILANELLI, J. C. C. 1994. **Efeitos do petróleo e da limpeza por jateamento em um costão rochoso da praia de Barequeçaba, São Sebastião, São Paulo**. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil. 2 vol. 103 p.

MILLER Jr., G. T. 2007. **Ciência Ambiental**. Cengage Learning.

MMA (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). 2012. **Proposição de Unidades de Conservação na Região dos Abrolhos**: Documento-Base. ICMBio, DIMAN, CGCAP, COCUC, abril 2012.

MMA (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). 2023a. **Portaria MMA Nº 354, de 27 de janeiro de 2023**. Disponível em:

https://mapas.icmbio.gov.br/cepsul/images/stories/legislacao/Portaria/2023/P_mma_354_2023_revoga_portarias_mma_299_mma_300_2022.pdf. Acesso em: ago. 2023.

MMA (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). 2022. **Portaria MMA Nº 148, de 7 de junho de 2022**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-mma-n-148-de-7-de-junho-de-2022-406272733>. Acesso em: jun. 2022.

MONTEVECCHI W, FIFIELD D, BURKE C, GARTHE S, HEDD A, RAIL JF, ROBERTSON G. 2011. Tracking long-distance migration to assess marine pollution impact. **Biology Letters** 8: 218–221. doi:10.1098/rsbl.2011.088

MORENO, R.; JOVER, L.; DIEZ, C.; SARDÀ, F.; SANPERA, C. PLOS ONE. 2013. Ten years after the prestige oil spill: seabird trophic ecology as indicator of long-term effects on the coastal marine ecosystem. v. 8, Issue 10. Disponível em: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/24130877>.

MORETE, M. E.; FREITAS, A.; ENGEL, M. H.; PACE, R. M.; CLAPHAMC, P. J. 2003. A novel behavior observed in humpback whales on wintering grounds at Abrolhos Bank (Brazil). **Marine Mammal Science**, v. 19, n. 4, p. 694-707. 2003.

MORRELL, S. L. 1998. Sea Empress rocky shore assessment/monitoring: dale Fort Field Centre permanent transects and rocky pool studies. **CCW Sea Empress Contract Report**. 118 p.

MOSBECH, A. 2002. **Potential Environmental impacts of oil spills in Greenland. An assessment of informations status and research needs**. National Environmental Research Institute, Denmark. 118 pp. – NERI Technical Report No. 415 p.

MOSBECH, A.; ANTHOSEN, K. L.; BLYTH, A.; BOERTMAN, D.; BUCH, E.; CAKE, D.; GRØNDAHL, L.; HANSEN, K. Q.; KAPEL, H.; NIELSEN, S.; NIELSEN, N.; VON PLATEN F.; POTER S.; RASCH, M. 2000. **Environmental oil spill sensitivity atlas for the West Greenland coastal zone. Internet-version**. The Danish Energy Agency, Ministry of Environment and Energy, 341 p. mais apêndice 155 p.

NACINOVIC, B., 2005. **Aves marinhas na Bacia de Campos. Série Guias de Campo: Fauna marinha da Bacia de Campos**. FIOCRUZ, Rio de Janeiro, 60 pp.

NASCIMENTO, J. L. X. 1998. Muda de Charadriidae e Scolopacidae (Charadriiformes) no norte do Brasil. **Ararajuba**, v. 6, n. 2, p. 141-144.

NATIONAL INSTITUTE OF PUBLIC HEALTH AND THE ENVIRONMENTAL. **Reference Manual Bevi Risk Assessments**. Version 3.2, 2009.

NOAA (NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION). 1994. **Oil and Hazardous Materials Response Reports, October 1992-September 1993**. Seattle: Hazardous Materials Response and Assessment Division, National Ocean Service, National Oceanic and Atmospheric Administration. 128 pp.

NOAA (NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION). 2005. **An Introduction to Coastal Habitats and Biological Resources for Oil Spill Response**. Report No HMRAD 92-4. 42p.

NOAA (NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION). 2010a. Impacts of Oil on Marine Mammals and Sea Turtles. US Department of Commerce. **National Marine Fisheries Service**. Disponível em: www.noaa.gov. Acesso: agosto de 2011.

NOAA (NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION). 2010b. Understanding Tar Balls. **NOAA's Oil Spill Response**. Disponível em: https://response.restoration.noaa.gov/sites/default/files/tar_balls_NOAA_2010.pdf. Acesso: ago. 2022.

NORSOK STANDARD. **D-010 – Well Integrity in drilling and Well Operations**. Rev. 3, 2004. NORSOK.

NORSOK STANDARD. **Z-013 – Risk and Emergency Preparedness Assessment**. Edição 3, 2010. NORSOK

NWF (NATIONAL WILDLIFE FEDERATION). Disponível em: <https://www.nwf.org/>. Acessado em: Setembro de 2020.

PAINE, R.T. 1966. Food web complexity and species diversity. **American Naturalist** 100(910): 65-75.

PEREZ, PEDRO; DALU, GUIDO; GOMEZ, NATALIA; TAN, HENRY. Offshore Drilling Blowout Risk Model – Na Integration of Basic Causes, Safety Barriers, Risk Performance Indicators. **Safety and Reliability**, 38:1-2, 99-133, 2019.

PETERSON, C. H.; RICE, S. D.; SHORT, J. W.; ESLER, D.; BODKIN, J. L.; BALLACHEY, B. E.; IRONS, D. B. 2003. Long-term ecosystem response to the Exxon Valdez oil spill. **Science**, v.302, p.2082-2086.

PETROBRAS/SOCIOAMBIENTAL. 2019. **Projeto de Monitoramento de Cetáceos na Bacia de Santos – PMC-BS – 4º Relatório Anual – V. I - Ciclos 1 a 8**. Revisão 00, dezembro de 2019.

PETROBRAS/SOCIOAMBIENTAL. 2020. **Projeto de Monitoramento de Cetáceos na Bacia de Santos – PMC-BS – 5º Relatório Anual – V. I - Ciclos 1 a 10**. Revisão 00, dezembro de 2020.

PINEDO, M. C., PRADERI, R., & BROWNELL JR, R. L. 1989. Review of the biology and status of the franciscana *Pontoporia blainvillei*. Biology and Conservation of the River Dolphins. Occas. pap. **IUCN SSC**, 3, 46-51.

PRIMACK, R. B. & RODRIGUES E. 2001. **Biologia da conservação**. Londrina: Editora Rodrigues.

PRITSOS, K.L. *et al.* 2017. Dietary intake of Deepwater Horizon oil-injected live food fish by doublecrested cormorants resulted in oxidative stress. **Ecotoxicology and Environmental Safety**. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ecoenv.2017.06.067>

PROJETO CORAL VIVO, 2014. **Coral Vivo – Quem somos**. Disponível em: <http://coralvivo.org.br/coral-vivo/quem-somos/>. Acesso em: março de 2015.

PROJETO TAMAR, 2022. **Ciclo de Vida**. Disponível em:
<https://www.tamar.org.br/interna.php?cod=90>. Acesso em: ago. 2022.

RAAYMAKERS, S. 1994. Marine Pollution & Cetaceans – implication for Management. Encounters with whales '93: a conference to further explore the management issues relating to human-whale interactions. pp. 82-87. **Workshop series. Great Barrier Reef Marine Park Authority**.

RABALAIS, N. 2014. Assessing Early Looks at Biological Responses to the Macondo Event. **BioScience**, Vol. 64 No. 9.

RIVM (NATIONAL INSTITUTE OF PUBLIC HEALTH AND THE ENVIRONMENTAL). 2009. **Reference Manual Bevi Risk Assessments**. Version 3.2.

RODRIGUES, A. G. 2013. Urbanização como moduladora da diversidade de aves de uma cidade. Monografia (Graduação em Ciências Biológicas). Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

ROOKER, J.R.; KITCHENS, L.L.; DANCE, M.A.; WELLS, R.J.D.; FALTERMAN, B.; CORNIC, M.I. 2013. **Spatial, Temporal, and Habitat-Related Variation in Abundance of Pelagic Fishes in the Gulf of Mexico: Potential Implications of the Deepwater Horizon Oil Spill**. 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0076080>

SABA, V. S.; SPOTILA, J. R. 2003. Survival and behaviour of freshwater turtles after rehabilitation from an oil spill. **Environmental Pollution**, 126: 213-223.

SANTOS, A. S.; SOARES, L. S.; MARCOVALDI, M. A.; MONTEIRO, D. S.; GIFFONI, B.; ALMEIDA, A. P. 2011. Avaliação do Estado de Conservação da Tartaruga Marinha *Caretta caretta* (Linnaeus, 1758) no Brasil. **Biodiversidade Brasileira**, Ano I (1): 3-11.

SANTOS, L. C. M.; CUBHA-LIGNO, N. M.; SCHAEFFER-NOVELLI, Y.; CINTRÓN-MOLERO, G. 2012. Long term effects of oil pollution in mangrove forests (Baixada Santista, Southeast Brazil) detected using a gis-based multitemporal analysis of aerial photographs. **Brazilian Journal of Oceanography**, v.60, n.2, p.159-170.

SBEEL (SOCIEDADE BRASILEIRA PARA O ESTUDO DE ELASMOBRÂNQUIOS). 2005. **Plano Nacional de Ação para a Conservação e o Manejo dos Estoques de Peixes Elasmobrânquios no Brasil**. Recife. 100 p.

SCHWACKE, L. H.; SMITH, C.R.; TOWNSEND, F.I.; WELLS, R.S.; HART, L.B.; BALMER, B.C.; COLLIER, T.K.; GUISE, S.D.; FRY, M.M.; GUILLETTE JR, L.J.; LAMB, S.V.; LANE, S.M.; MCFEE, W.E.; PLACE, N.J.; TUMLIN, M.C.; YLITALO, G.M.; ZOLMAN, E.S. & ROWLES, T.K. 2013. Health of Common Bottlenose Dolphins (*Tursiops truncatus*) in Barataria Bay, Louisiana, Following the Deepwater Horizon Oil Spill. **Environ. Sci. Technol.** v.48, p. 93–103.

SEVESO, D.; LOUIS, Y.D.; MONTANO, S.; GALLI, P.; SALIU, F. 2021. The Mauritius Oil Spill: What's Next? **Pollutants**, 1, 18–28. <https://doi.org/10.3390/pollutants1010003>

SHERLEY, R.B. 2010 **Factors influencing the demography of endangered seabirds at Robben Island, South Africa**. PhD thesis, University of Bristol, Bristol, UK. Disponível em: http://adu.org.za/pdf/Sherley_RB_2010_PhD_Thesis.pdf

SHIGENAKA, G. 2003. Oil and Sea Turtles – Biology, Planning and Response. **NOAA National Ocean Service**. 116 p.

SHIGENAKA, G. 2010. **Sea Turtles: Biology, planning, and response**. NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration), National Ocean Service, Office of Response and Restoration. July, 2010

SHORT, M. K. J. 2003. **Guanabara Bay Oil Spill 2000, Brazil – Cetacean Response**. In: International Oil Spill Conference. 3 p.

SICILIANO, S.; EMIN-LIMA, N.R.; COSTA, A.F.; RODRIGUES, A.L.; MAGALHÃES, F.A.D.; TOSI, C.H.; GARRI R.G.; SILVA, C.R.; SOUSA, J. & SILVA-JR., J.D.S. 2008. Revisão do conhecimento sobre os mamíferos aquáticos da costa norte do Brasil. **Arquivos do Museu Nacional** 66(2):381-401.

SICILIANO, S.; MORENO, I. B.; SILVA, E. D.; ALVES, V. C. 2006. Baleias, botos e golfinhos na Bacia de Campos. **Série Guia de Campos – Fauna Marinha da Bacia de Campos**. p. 45-49.

SICK, H., 1997. **Ornitologia Brasileira**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira. 912 p.

SIGRIST, T., 2009. Guia de campo avis brasiliis - Avifauna Brasileira: descrição das espécies. São Paulo: **Avis Brasiliis**. 600 p.

SIMMAM (SISTEMA DE MONITORAMENTO DE MAMÍFEROS MARINHOS). 2015. Disponível em: http://simmam.acad.univali.br/site/?page_id=60.

SINTEF. **Blowout and Well Release Characteristics and Frequency, 2016**. Noruega, 2016.

SMITH, S.D.A. & SIMPSON, R.D. 1998. Recovery of benthic communities at Macquarie Is (Sub-Antarctic) following a small oil spill. **Marine Biology** 131, 567-581.

SMITH, T. R.; GERACI, J. R.; St AUBIN, D. J. 1983. Reaction of bottlenose dolphins, *Tursiops truncatus*, to a controlled oil spill. **Can. J. Fish. Aquat. Sci.**, 40: 1522-1525.

SOUTHWARD, A.J.; SOUTHWARD, E.C. 1978. Recolonization of rocky shores in Cornwall after use of toxic dispersants to clean up the Torrey Canyon spill. **J Fish Board Can** 35(5):682-706.

SOUZA E.A. *et al.* 2008. **As Aves do Parque Nacional do Cabo Orange: Guia de Campo**. CEMAVE/ICMBio, João Pessoa, PB.

St. AUBIN, D. J. 1992. **Overview of the effects of oil on marine mammals**. 1992 MMS (Minerals Management Service) – AOCS Region Information Transfer Meeting. Disponível em: http://www.mms.gov/alaska/reports/1990rpts/92_0046.pdf \l "page=81. Acessado em agosto de 2014.

STIRLING, H. P. 1977. Effects of a spill of marine diesel oil on the rocky shore fauna of Lamma Island, Hong Kong. **Environ Pollut.**, v.12, p.93-117.

TAMAR/ICMBio. **Guia de Licenciamento - Tartarugas Marinhas: Diretrizes para Avaliação e Mitigação de Impactos de Empreendimentos Costeiros e Marinhos**. 2ª Edição. Brasília: ICMBio, 152 p. 2023

TAYLOR, M.; B. PLATER. 2001. **Population viability analysis for the southern resident population of the killer whale (*Orcinus orca*)**. Center for Biological Diversity, Tuscon, Arizona.

TEAL, J. M.; HOWARTH, R. W. 1984. Oil spill studies: a review of ecological effects. **Environmental Management**, 8 (1): 27-44.

TRAN, T., YAZDANPARAST, A., SUESS, E.A. 2014. Effect of oil spill on birds: a graphical assay of the Deepwater Horizon oil spill's impact on birds. **Comput. Stat.** 29, 133–140.

TUNNELL JR., J.W. 2011. **An expert opinion of when the Gulf of Mexico will return to pre-spill harvest status following the BP Deepwater Horizon MC 252 oil**. Harte Institute for Gulf of Mexico Studies at Texas A&M University-Corpus Christi. Disponível em: <file:///C:/Users/saissen/Downloads/221870.pdf>

VIANNA, M. (coord. tec.) 2009. **Diagnóstico do setor pesqueiro do Estado do Rio de Janeiro**. Acordo de cooperação FAERJ/REDETEC. 217 p.

WEDEKIN, L. L., NEVES, M. C., MARCONDES, M. C., BARACHO, C., ROSSI-SANTOS, M. R., ENGEL, M. H., & SIMÕES-LOPES, P. C. 2010. Site fidelity and movements of humpback whales (*Megaptera novaeangliae*) on the Brazilian breeding ground, southwestern Atlantic. **Marine Mammal Science**, 26(4), 787-802.

WHITE, H.K., HSING, P.Y., CHO, W., SHANK, T.M., CORDES, E.E., QUATTRINI, A.M., NELSON, R.K., CAMILLI, R., DEMOPOULOS, A.W., GERMAN, C.R., BROOKS, J.M., ROBERTS, H.H., SHEDD, W., REDDY, C.M., FISHER, C.R.. 2012. Impact of the Deepwater Horizon oil spill on a deepwater coral community in the Gulf of Mexico. **Proc. Natl. Acad. Sci.** 109, 20303–20308. Disponível em: <https://www.pnas.org/content/pnas/109/50/20303.full.pdf>

WHITEHEAD, A.; DUBANSKY, B.; BODINIER, C.; GARCIA, T.I.; MILES, S.; PILLEY, C.; RAGHUNATHAN, V.; ROACH, J.L.; WALKER, N.; WALTER, R.B.; RICE, C.D.; GALVEZ, F. 2012. Genomic and physiological footprint of the Deepwater Horizon oil spill on resident marsh fishes. **PNAS**, Volume 109, Nº. 50. Disponível em: www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1118844109

WIENS, J. D. Post-fledging survival and natal dispersal of northern goshawks in Arizona. Thesis, Master of Science. **Colorado State University**. 2004. Disponível em: http://www.fs.fed.us/rmrs/docs/pubs/northern-goshawk/rmrs_2004_wiensj001.pdf. Acesso em: set. 2014.

WISE, JR., J.P.; WISE, J.T.F.; WISE, C.F.; WISE, S.S.; GIANIOS, JR.; C., XIE, H., WALTER, R., BOSWELL, M.; PERKINS, C. & WISE, SR., J.P. 2018. **Metal levels in skin biopsies of whales in the Gulf of Mexico after the Deepwater Horizon oil crisis**. Comparative biochemistry and physiology – part c, **toxicology & pharmacology**. 205:15–25.

WOLFAARDT, A.C.; UNDERHILL, L.G.; CRAWFORD, R.J.M.; KLAGES, N.T.W. 2001 Results of the 2001 census of African penguins *Spheniscus demersus* in South Africa: first measures of the impact of the Treasure oil spill on the breeding population. **Trans. R. Soc. South Afr.** 56, 45–49.

WURSIG, B.; SMULTEA, M. A. 1991. **Bottlenose dolphin reactions to the Mega Borg oil spill**. Marine Mammal Research Program. Texas A&M University, Galveston.

ZAFONTE, M.; HAMPTON, S. 2005. **Lost bird-years: quantifying bird injuries in natural resource damage assessments for oil spill**. IOSC 2005 Proceedings.

ZERBINI, A. N.; ANDRIOLO, A.; HEIDE-JORGENSEN, M. P.; PIZZORNO, J. L.; MAIA, Y. G.; VANBLARICOM, G. R.; DEMASTER, D. P.; SIMÕES-LOPES, P. C.; MOREIRA, S.; BETHLEM, C. 2006. Satellite-monitored movements of humpback whales *Megaptera novaeangliae* in the Southwest Atlantic Ocean. **Mar. Ecol. Prog. Ser.**, 313: 295-304.

ZERBINI, A. N.; SICILIANO, S.; PIZZORNO, J. L. A., 1999. **Avaliação e ações prioritárias para conservação da biodiversidade da zona costeira e marinha: diagnóstico para mamíferos marinhos**. Disponível em:

http://www.anp.gov.br/brasilrounds/round8/round8/guias_r8/perfuracao_r8/%C3%81reas_Priorit%C3%A1rias/Mamiferos_marinhos.pdf.

ZUBEROGOITIA I, MARTÍNEZ JA, IRAETA A, AZKONA A, ZABALA J, JIMÉNEZ B, MERINO R, GÓMEZ G. 2006. Short-term effects of the prestige oil spill on the peregrine falcon (*Falco peregrinus*). **Marine Pollution Bulletin** 52: 1176–1181.

APÊNDICE A – PLANILHAS DE APP

Sistema	Subsistema	Escopo	Pág.
Perfuração	Preparo e circulação de fluido de perfuração (Sistema de baixa pressão)	Sistema de mistura da barita e da bentonita (misturadores e moegas), Tanques ativos, Bombas de transferência / mistura, Bombas de carga.	4
	Injeção do fluido de perfuração (Sistema de alta pressão)	Bombas de lama, <i>Mud manifold</i> , Linhas flexíveis e rígidas de injeção de fluido.	7
	Sistema submarino	<i>Riser</i> de perfuração, <i>Blowout Preventer</i> (BOP) Stack e Cabeça de poço.	9
	Retorno e tratamento do fluido de perfuração	<i>Gumbo separator</i> , Peneiras vibratórias, Desgaseificador à vácuo (<i>Vacuum Degasser</i>), <i>Desander</i> , <i>Desilter</i> , Centrífugas, Tanques de armazenamento de fluido.	11
	Preparo e injeção de cimento	Sistema de preparação de cimento; <i>Cement manifold</i> ; Linhas flexíveis e rígidas de injeção de fluido.	14
	Sistema de controle de poço	BOP, <i>Diverter</i> , <i>Choke and Kill manifold</i> , Desgaseificador atmosférico (<i>Poor Boy Degasser</i>), <i>Trip tank</i> .	16
Teste de Formação	Sistema de teste de formação	Área de teste de poço, Queimador (<i>Burner boom</i>)	18
Contenção, Drenagem e Tratamento de Efluentes	Contenção e drenagem de efluentes oleosos	Sistemas de drenos, Tanque intermediário (<i>Drains holding tank</i>), Tanque de drenagem.	20
Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Armazenamento e circulação de óleo diesel / combustível	Tanques de armazenamento de diesel, Bombas de transferência de diesel, linhas de distribuição.	24
	Armazenamento e circulação de óleo base	Tanques de armazenamento de óleo base, Bombas de transferência de óleo base, linhas de distribuição.	27
	Armazenamento e circulação de óleo lubrificante	Tanques de armazenamento de óleo lubrificante, linhas de distribuição.	30
	Armazenamento e circulação de óleo hidráulico	Sistema de distribuição de óleo hidráulico.	32
	Armazenamento e circulação de barita / bentonita bruta	Silo de armazenamento de barita / bentonita bruta e sistema de transporte pneumático.	33
	Armazenamento e circulação de cimento bruto	Silo de armazenamento de cimento bruto e sistema de transporte pneumático.	35
	Sistema de tanques reservas	Tanques reservas, Bombas de transferência / circulação. Este sistema é utilizado tanto para fluidos de Perfuração quanto para efluentes oleosos.	37

Sistema	Subsistema	Escopo	Pág.
Armazenamento (Embarcações de Apoio)	Armazenamento de óleo diesel / combustível	Tanques de armazenamento de óleo diesel / combustível.	41
	Armazenamento de óleo base	Tanques de armazenamento de óleo base.	42
	Armazenamento de fluido de perfuração sintético	Tanques de armazenamento de fluido de perfuração sintético	43
	Armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto	Silo de armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto	44
Atividades de Logística e de Apoio	Operações de transferência	Operação de transferência de óleo diesel / combustível, óleo base ou fluido de perfuração entre embarcações de apoio e a unidade de perfuração através de mangote.	46
	Operações de carga e descarga	Operações de movimentação de carga entre embarcações de apoio e a unidade de perfuração através de guindaste.	52
	Translado de aeronaves	Operações de voo das aeronaves, incluindo pouso e decolagem.	53
Navegação	Unidade de Perfuração	Perigos associados à estabilidade da unidade de perfuração ou à possibilidade de colisão com outras embarcações.	55
	Embarcação de apoio	Perigos associados à estabilidade da embarcação de apoio ou à possibilidade de colisão com outras embarcações.	57

1. PERFURAÇÃO

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 1			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Perfuração		Subsistema: Preparo e circulação de fluido de perfuração (Sistema de baixa pressão)			Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados aos seguintes trechos: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Mud manifold</i> de baixa pressão; • Trecho entre os tanques ativos e: <ul style="list-style-type: none"> ○ Bombas de mistura e transferência; ○ Bombas de lama; ○ Bombas de carga. • Trecho entre as bombas de mistura e transferência e: <ul style="list-style-type: none"> ○ Sistema de Mistura/Moega ○ Tanques reservas; ○ Tanques ativos. 	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	1

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 1
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Perfuração	Subsistema: Preparo e circulação de fluido de perfuração (Sistema de baixa pressão)	Data: Setembro, 2023



PETRONAS

Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 200 m³)	Ruptura total devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados aos seguintes trechos: <ul style="list-style-type: none"> • <i>Mud manifold</i> de baixa pressão; • Trecho entre os tanques ativos e: <ul style="list-style-type: none"> ○ Bombas de mistura e transferência; ○ Bombas de lama; ○ Bombas de carga. • Trecho entre as bombas de mistura e transferência e: <ul style="list-style-type: none"> ○ Sistema de Mistura/Moega ○ Tanques reservas; ○ Tanques ativos. 	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	B	II	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	2

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 1			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Perfuração		Subsistema: Preparo e circulação de fluido de perfuração (Sistema de baixa pressão)			Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 236,5 m³) ¹	Ruptura total ou parcial dos tanques ativos devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda.	A	III	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	3



¹ Volume correspondente ao maior tanque ativo disponível na unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 2
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Perfuração	Subsistema: Injeção do fluido de perfuração (Sistema de alta pressão)	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados aos seguintes trechos: <ul style="list-style-type: none"> Trecho entre as bombas de lama e o <i>mud standpipe manifold</i>; Trecho entre o <i>mud standpipe manifold</i> e <i>Diverter Housing</i>. Trecho entre a bomba de lama e o agitador de alta pressão (<i>HP shear gun</i>); 	Visual; Instrumentação.	Danos pessoais; Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	4

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 2
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Perfuração	Subsistema: Injeção do fluido de perfuração (Sistema de alta pressão)	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$)	Ruptura total devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados aos seguintes trechos: <ul style="list-style-type: none"> Trecho entre as bombas de lama e o <i>mud standpipe manifold</i>; Trecho entre o <i>mud standpipe manifold</i> e <i>Diverter Housing</i>. Trecho entre a bomba de lama e o agitador de alta pressão (<i>HP shear gun</i>); 	Visual; Instrumentação.	Danos pessoais; Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	B	II	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	5

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.	Folha: 3
Departamento: HSE	Revisão: 01
Sistema: Perfuração	Subsistema: Sistema submarino
	Data: Setembro, 2023



PETRONAS

Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 200 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) do <i>riser</i> de perfuração, acessórios, linhas de <i>choke</i> , <i>kill</i> e <i>booster</i> devido à queda de carga / fadiga / corrosão.	Visual; Instrumental.	Impacto Ambiental.	C	II	M	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 4: Garantir que a contratada possua um programa de manutenção preventiva e periódica do sistema de posicionamento dinâmico da unidade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar este programa. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.	6

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.

Folha: 3


Departamento: HSE

Revisão: 01

Sistema: Perfuração

Subsistema: Sistema submarino

Data: Setembro, 2023



PETRONAS

Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
<p>Grande vazamento de fluido de perfuração sintético.</p> <p>(200 < GV < 654 m³)²</p>	<p>Ruptura total do <i>riser</i> de perfuração, acessórios, linhas de <i>choke</i>, <i>kill</i> e <i>booster</i> devido à queda de carga / fadiga / corrosão / perda do posicionamento da unidade de perfuração.</p>	<p>Visual;</p> <p>Instrumental.</p>	<p>Impacto Ambiental.</p>	<p>B</p>	<p>III</p>	<p>M</p>	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 4: Garantir que a contratada possua um programa de manutenção preventiva e periódica do sistema de posicionamento dinâmico da unidade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar este programa.</p> <p>R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.</p>	<p>7</p>

² Volume calculado considerando o volume interno de um *riser* de 19.25" de diâmetro interno com 3.087 m de comprimento (i.e. 3.062 m, maior lâmina d'água prevista para os poços dessa atividade, mais 25 m de elevação) e das linhas de *choke*, *kill* e *booster* (74,4 m³).

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 4
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Perfuração	Subsistema: Retorno e tratamento do fluido de perfuração	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados aos seguintes trechos: <ul style="list-style-type: none"> Trecho entre o <i>diverter</i>, <i>gumbo box</i> e peneiras vibratórias, tanques e bombas de tratamento de lama; Trecho entre as bombas de tratamento de lama e: <ul style="list-style-type: none"> <i>Desilter</i>; <i>Desander</i>; <i>Poor boy degasser</i>; <i>Trip tank</i> Centrífugas. Trecho entre o tanque de retorno e tanques ativos. 	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	8

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 4
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Perfuração	Subsistema: Retorno e tratamento do fluido de perfuração	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 19,8 m³) ³	Ruptura total das linhas devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados aos seguintes trechos: <ul style="list-style-type: none"> Trecho entre o <i>diverter</i>, <i>gumbo box</i> e peneiras vibratórias, tanques e bombas de tratamento de lama, e <i>Trip Tank</i>; Trecho entre as bombas de tratamento de lama e: <ul style="list-style-type: none"> <i>Desilter</i>; <i>Desander</i>; <i>Poor boy degasser</i>; <i>Trip tank</i> <i>Centrifugas</i>. Trecho entre o tanque de retorno e ativos. 	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	B	II	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	9

³ Volume correspondente ao maior tanque entre os tanques de tratamento de fluido (*Sand trap tank*, *Degasser tank*, *Desander tank*, *Desilter tank* e tanque de retorno) da unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 4			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Perfuração			Subsistema: Retorno e tratamento do fluido de perfuração		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 19,8 m³) ⁴	Ruptura total ou parcial dos tanques de tratamento de fluidos devido a falha na instalação / fadiga / corrosão.	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	A	II	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	10



⁴ Volume correspondente ao maior tanque entre os tanques de tratamento de fluido (*Sand trap tank*, *Degasser tank*, *Desander tank*, *Desilter tank* e tanque de retorno) da unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 5
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Perfuração	Subsistema: Preparo e injeção de cimento	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de cimento. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos entre a unidade de cimentação e <i>cement manifold</i> .	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	11

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 5
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Perfuração	Subsistema: Preparo e injeção de cimento	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de cimento. (8 < MV < 200 m³)	Ruptura total devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos entre a unidade de cimentação e <i>cement manifold</i> .	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	B	II	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	12

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.

Folha: 6

Departamento: HSE

Revisão: 01

Sistema: Perfuração

Subsistema: Sistema de controle de poço

Data: Setembro, 2023


Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de óleo cru. (200 < GV < 277.697 m³) ⁵	<i>Blowout</i> de óleo cru/ gás ocasionado por: <ul style="list-style-type: none"> Perda de integridade dos Conjuntos Solidários de Barreiras (CSBs) do poço. Falha na identificação do <i>kick</i> (Erro humano ou Instrumentação). Falha na implementação dos procedimentos de controle de poço (Erro humano). Falha do BOP. 	Visual; Instrumentação	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	B	IV	M	R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. R. 6: Garantir que a contratada possua um programa de monitoramento / controle da integridade dos elementos que compõem os conjuntos solidários de barreiras (CSBs) e implementar ações para monitorar / controlar este programa. R. 7: Garantir que a contratada realize simulados periódicos com cenários relacionados a perda de controle de poços e implementar ações para monitorar / controlar a realização e a eficiência desses simulados. R. 8: Garantir que a contratada siga o Programa de Poços durante a atividade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades.	13

⁵ Volume calculado considerando a vazão de produção do poço de 9.256,6 m³/dia e a ocorrência do vazamento durante 30 dias.

2. TESTE DE FORMAÇÃO

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 7			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Teste de formação			Subsistema: Sistema de teste de formação		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de óleo cru e gás. (8 < MV < 11 m³) ⁶	Falha no sistema de queima durante o teste de formação por: <ul style="list-style-type: none"> Falha no sistema de ignição; Condições climáticas adversas; Falha no suprimento de ar comprimido. 	Visual.	Impacto Ambiental	B	II	B	R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. R. 9: Implementar ações para garantir que a contratada possua um observador durante a execução do teste de formação. R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional. R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas. R. 12: Garantir que a contratada possua um programa de manutenção periódica e preventiva de equipamentos e implementar ações para monitorar / controlar este programa.	14



⁶ Volume calculado considerando a vazão de produção de óleo do poço de 1.590 m³/dia e a ocorrência de um vazamento durante 10 minutos.

3. CONTENÇÃO, DRENAGEM E TRATAMENTO DE EFLUENTES

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 8
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Contenção, drenagem e Tratamento de Efluentes	Subsistema: Contenção e drenagem de efluentes oleosos	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de efluente oleoso. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de contenção, drenagem e tratamento de efluentes.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	15

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 8			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Contenção, drenagem e Tratamento de Efluentes			Subsistema: Contenção e drenagem de efluentes oleosos		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de efluente oleoso. (8 < MV < 200 m³)	Ruptura total devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de contenção, drenagem e tratamento de efluentes.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	B	II	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	16

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 8			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Contenção, drenagem e Tratamento de Efluentes			Subsistema: Contenção e drenagem de efluentes oleosos		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de efluente oleoso. (200 < GV < 268,3 m³) ⁷	Ruptura total ou parcial do tanque de drenagem devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual; Instrumentação.	Impacto Ambiental	A	III	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. O. 2: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.	17



⁷ Volume correspondente à capacidade de armazenamento do tanque de efluente oleoso de maior volume da unidade de perfuração.

4. ARMAZENAMENTO (UNIDADE DE PERFURAÇÃO)

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 9
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo diesel / combustível	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de óleo diesel / combustível. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura Parcial (Furo ou Fissura) devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de suprimento e transferência de diesel/ combustível.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	18

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 9
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo diesel / combustível	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de óleo diesel / combustível. (8 < MV < 200 m³)	Ruptura total devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de suprimento e transferência de diesel/ combustível.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	B	II	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	19

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 9			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)			Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo diesel / combustível		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de óleo diesel / combustível. (200 < GV < 1.485,5 m³) ⁸	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de diesel devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual.	Impacto Ambiental.	A	III	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. O. 2: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.	20



⁸ Volume corresponde à capacidade de armazenamento do tanque de óleo diesel / combustível de maior volume da unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 10
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo base	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de óleo base. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de suprimento e transferência de óleo base.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	21

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.				Folha: 10				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)			Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo base		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de óleo base. (8 < MV < 200 m³)	Ruptura total devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de suprimento e transferência de óleo base.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	B	II	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	22

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 10			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)			Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo base		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de óleo base. (200 < GV < 572,8 m³) ⁹	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo base devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual.	Impacto ambiental	A	III	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.</p> <p>O. 2: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.</p>	23



⁹ Volume correspondente à capacidade do único tanque de armazenamento de óleo base da unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 11			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)			Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo lubrificante		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de óleo lubrificante. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de distribuição de óleo lubrificante.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.</p>	24

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 11			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)			Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo lubrificante		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de óleo lubrificante. (8 < MV < 68,5 m³) ¹⁰	Ruptura total das linhas devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de distribuição de óleo lubrificante. Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo lubrificante devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	B	II	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	25



¹⁰ Volume correspondente à capacidade de armazenamento do tanque de óleo lubrificante de maior volume da unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.				Folha: 12				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)			Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo hidráulico		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de óleo hidráulico. (0 < PV < 6,7 m³) ¹¹	Ruptura total ou parcial das linhas devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de distribuição de óleo hidráulico; Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo hidráulico devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	26



¹¹ Volume correspondente à capacidade de armazenamento de um dos tanques de óleo hidráulico da unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 13
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Subsistema: Armazenamento e circulação de barita / bentonita bruta	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de barita / bentonita bruta. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura Parcial (Furo ou Fissura) de linhas devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos entre os silos de armazenamento e os pontos de consumo. Sobrepresão no sistema levando a liberação de produto pelo sistema de alívio (Vent).	Visual; Instrumentação.	Vazamento de material sólido no piso da sonda.	C	I	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	27

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 13
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Subsistema: Armazenamento e circulação de barita / bentonita bruta	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de barita / bentonita bruta. (8 < MV < 68 m³) ¹²	Ruptura total das linhas devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos entre os silos de armazenamento e os pontos de consumo. Ruptura total ou parcial do silo de armazenamento de barita / bentonita bruta devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual; Instrumentação.	Vazamento de material sólido no piso da sonda.	B	II	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	28

¹² Volume correspondente à capacidade de armazenamento de um dos tanques de barita / bentonita bruta da unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 14
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Subsistema: Armazenamento e circulação de cimento bruto	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de cimento bruto. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) de linhas devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos entre os silos de armazenamento e os pontos de consumo. Sobrepresão no sistema, levando à liberação de produto pelo sistema de alívio (Vent).	Visual Instrumentação.	Vazamento de material sólido no piso da sonda.	C	I	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	29

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.				Folha: 14				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)			Subsistema: Armazenamento e circulação de cimento bruto		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de cimento bruto. (8 < MV < 68 m ³) ¹³	Ruptura total das linhas devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos entre os silos de armazenamento e os pontos de consumo. Ruptura total ou parcial do silo de armazenamento de cimento bruto devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual; Instrumentação.	Vazamento de material sólido no piso da sonda.	B	II	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	30



¹³ Volume correspondente à capacidade de armazenamento de um dos tanques de cimento bruto da unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 15
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Subsistema: Sistema de tanques reservas	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura Parcial (Furo ou Fissura) das linhas devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados aos seguintes trechos: <ul style="list-style-type: none"> Trecho entre as bombas de transferência e mistura e os tanques reservas; Trecho entre as bombas de transferência e: <ul style="list-style-type: none"> Tanques reservas; Tanques ativos; Tranque de descarte de fluidos; Unidade de transferência de lama. 	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	C	I	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	31

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 15
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Subsistema: Sistema de tanques reservas	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 200 m³)	Ruptura total das linhas devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados aos seguintes trechos: <ul style="list-style-type: none"> Trecho entre as bombas de transferência e mistura e os tanques reservas; Trecho entre as bombas de transferência e: <ul style="list-style-type: none"> Tanques reservas; Tanques ativos; Tranque de descarte de fluidos; Unidade de transferência de lama. 	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	B	II	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas). O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	32

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 15			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)			Subsistema: Sistema de tanques reservas		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 359,1 m ³) ¹⁴	Ruptura total ou parcial dos tanques reservas / tanques de descarte devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual; Instrumentação.	Impacto Ambiental	A	III	B	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.</p> <p>R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).</p> <p>O. 2: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.</p>	33



¹⁴ Volume referente à capacidade do tanque de descarte de fluidos de perfuração da unidade de perfuração.

5. ARMAZENAMENTO (EMBARCAÇÃO DE APOIO)

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 16			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Armazenamento (Embarcação de Apoio)		Subsistema: Armazenamento de óleo diesel / combustível			Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de óleo diesel / combustível. (200 < GV < 1.600,0 m³) ¹⁵	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo diesel / combustível da embarcação de apoio devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual.	Impacto Ambiental.	B	III	M	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.	34



¹⁵ Volume corresponde à capacidade total de armazenamento de óleo diesel/ combustível da embarcação de apoio típica considerada no estudo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 17			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Armazenamento (Embarcação de Apoio)			Subsistema: Armazenamento de óleo base		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de óleo base. (200 < GV < 400 m ³) ¹⁶	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo base devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual.	Impacto ambiental	B	III	M	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.	35



¹⁶ Volume corresponde à capacidade total de armazenamento de óleo base da embarcação de apoio típica considerada no estudo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 18			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Armazenamento (Embarcação de Apoio)			Subsistema: Armazenamento de Fluido de Perfuração Sintético		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 1.500 m ³) ¹⁷	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de fluido de perfuração devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual.	Impacto ambiental.	B	III	M	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.	36



¹⁷ Volume corresponde à capacidade total de armazenamento de fluido de perfuração sintético da embarcação de apoio típica considerada no estudo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 19
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Armazenamento (Embarcação de Apoio)	Subsistema: Armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Grande vazamento de barita, bentonita e cimento bruto. (200 < GV < 400 m³)	Ruptura total ou parcial do silo de armazenamento de barita / bentonita bruta devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual; Instrumentação.	Vazamento de material sólido no piso da embarcação.	B	III	M	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.	37

6. ATIVIDADES DE LOGÍSTICA E DE APOIO

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.

Folha: 20

Departamento: HSE

Revisão: 01

Sistema: Atividades de logística e apoio

Subsistema: Operações de transferência

Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de óleo diesel / combustível. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura Parcial (Furo ou Fissura) do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo diesel / combustível.	Visual; Instrumentação	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	D	I	M	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional. R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas. R. 13: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 14: Garantir que durante a operação de transferência, a comunicação entre as embarcações envolvidas na operação seja mantida de forma contínua, de modo a interromper o bombeio em caso de vazamento.	38

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 20			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Atividades de logística e apoio			Subsistema: Operações de transferência		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de óleo diesel / combustível. (8 < MV < 33,3 m³) ¹⁸	Ruptura total do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo diesel / combustível.	Visual; Instrumentação	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	D	II	M	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional. R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas. R. 13: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 14: Garantir que durante a operação de transferência, a comunicação entre as embarcações envolvidas na operação seja mantida de forma contínua, de modo a interromper o bombeio em caso de vazamento.	39

¹⁸ Volume calculado considerando a vazão de transferência de 200 m³/h (vazão de transferência de óleo diesel/ combustível na embarcação de apoio típica considerada no estudo) e a ocorrência do vazamento durante 10 minutos.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 20
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Atividades de logística e apoio	Subsistema: Operações de transferência	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de fluido de perfuração sintético. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de fluido de perfuração.	Visual.	Impacto Ambiental.	D	I	M	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.</p> <p>R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional.</p> <p>R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas.</p> <p>R. 13: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados.</p> <p>R. 14: Garantir que durante a operação de transferência, a comunicação entre as embarcações envolvidas na operação seja mantida de forma contínua, de modo a interromper o bombeio em caso de vazamento.</p>	40

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 20			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Atividades de logística e apoio			Subsistema: Operações de transferência		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento, fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 33,3 m³) ¹⁹	Ruptura total do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de fluido de perfuração.	Visual.	Impacto Ambiental.	D	II	M	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional. R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas. R. 13: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 14: Garantir que durante a operação de transferência, a comunicação entre as embarcações envolvidas na operação seja mantida de forma contínua, de modo a interromper o bombeio em caso de vazamento.	41

¹⁹ Volume calculado considerando a vazão de transferência de 200 m³/h (vazão de transferência de fluido de perfuração sintético na embarcação de apoio típica considerada no estudo) e a ocorrência do vazamento durante 10 minutos.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.

Folha: 20

Departamento: HSE

Revisão: 01

Sistema: Atividades de logística e apoio

Subsistema: Operações de transferência

Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de óleo base. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura parcial (furo ou fissura) do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo base.	Visual.	Impacto Ambiental.	D	I	M	<p>R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.</p> <p>R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.</p> <p>R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional.</p> <p>R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas.</p> <p>R. 13: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados.</p> <p>R. 14: Garantir que durante a operação de transferência, a comunicação entre as embarcações envolvidas na operação seja mantida de forma contínua, de modo a interromper o bombeio em caso de vazamento.</p>	42

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.		Folha: 20
Departamento: HSE		Revisão: 01
Sistema: Atividades de logística e apoio	Subsistema: Operações de transferência	Data: Setembro, 2023



Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Médio vazamento de óleo base. (8 < MV < 33,3 m³) ²⁰	Ruptura total do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepressão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo base.	Visual.	Impacto Ambiental.	D	II	M	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional. R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas. R. 13: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 14: Garantir que durante a operação de transferência, a comunicação entre as embarcações envolvidas na operação seja mantida de forma contínua, de modo a interromper o bombeio em caso de vazamento.	43

²⁰ Volume calculado considerando a vazão de transferência de 200 m³/h (vazão de transferência de óleo base na embarcação de apoio típica considerada no estudo) e a ocorrência do vazamento durante 10 minutos.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 21			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Atividades de logística e apoio			Subsistema: Operações de carga e descarga		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Medidas de Controle (C) / Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de produtos oleosos ou produtos químicos. (0 < PV < 5 m³) ²¹	Queda de tanques portáteis durante operações de movimentação de cargas entre as embarcações de apoio e a unidade de perfuração.	Visual.	Impacto Ambiental; Danos pessoais.	B	I	B	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos. R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional. R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas. R. 15: Garantir e monitorar a realização de inspeções em cabos, acessórios e equipamentos de movimentação de carga antes da realização deste tipo de operação.	44



²¹ Volume correspondente a capacidade padrão de um tanque portátil.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.					Folha: 22			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Atividades de logística e apoio			Subsistema: Translado de aeronaves		Data: Setembro, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
Pequeno vazamento de querosene de aviação. (0 < PV < 3,0 m³) ²²	Queda da aeronave durante voo/ pouso/ decolagem devido a: <ul style="list-style-type: none"> Falha mecânica/ elétrica do helicóptero. Erro humano na condução da aeronave. FOD (<i>Foreign Object Damage</i>). Colisão da aeronave com estrutura fixa (guindaste). Condições climáticas adversas. Sobrecarga da aeronave (excesso de peso). Falha estrutural do heliponto. 	Visual.	Impacto Ambiental (queda da aeronave no mar); Incêndio; Explosão; Danos pessoais (lesões, fatalidades).	A	I	B	R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele. R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional. R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas. R. 16: Garantir que as empresas contratadas para a realização de serviços de transporte aéreo sigam as boas práticas da indústria para este tipo de atividade, tais como procedimento de embarque e desembarque incluindo pesagem de passageiros/ bagagens e manutenção preventiva e periódica da aeronave. R. 17: Implementar programa de manutenção preventiva e periódica, incluindo inspeções, para os equipamentos de telecomunicação e o <i>helideck</i> da plataforma. Erro! Fonte de referência não encontrada.	45



²² Volume correspondente à capacidade de combustível de uma aeronave modelo Sikorsky S-92 com capacidade máxima de 19 passageiros.

7. NAVEGAÇÃO

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.

Folha: 23


Departamento: HSE

Revisão: 01

Sistema: Navegação

Subsistema: Unidade de Perfuração

Data: Setembro, 2023



PETRONAS

Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
<p>Grande vazamento de óleo diesel / combustível, óleo lubrificante, óleo hidráulico, fluido de perfuração sintético, óleo base e efluente oleoso.</p> <p>(200 < GV < 2.971 m³)²³</p>	Ruptura dos tanques de armazenamento devido a colisão da unidade de perfuração com outras embarcações.	Visual.	<p>Impacto Ambiental;</p> <p>Incêndio;</p> <p>Explosão.</p>	A	III	B	<p>R. 4: Garantir que a contratada possua um programa de manutenção preventiva e periódica do sistema de posicionamento dinâmico da unidade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar este programa.</p> <p>R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.</p> <p>R. 18: Garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura, segundo as boas práticas da indústria.</p>	46



²³ Volume corresponde à soma do volume dos dois maiores tanques de armazenamento de diesel / combustível da unidade de perfuração.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.

Folha: 23


Departamento: HSE

Revisão: 01

Sistema: Navegação

Subsistema: Unidade de Perfuração

Data: Setembro, 2023



PETRONAS

Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
<p>Grande vazamento de óleo diesel / combustível, óleo lubrificante, óleo hidráulico, fluido de perfuração sintético, óleo base e efluente oleoso.</p> <p>(200 < GV < 12.153 m³)²⁴</p>	<p>Naufrágio da unidade de perfuração devido a:</p> <ul style="list-style-type: none"> Danos estruturais; Colisão com outras embarcações; Condições climáticas adversas. 	Visual.	<p>Impacto Ambiental;</p> <p>Incêndio;</p> <p>Explosão.</p>	A	IV	M	<p>R. 4: Garantir que a contratada possua um programa de manutenção preventiva e periódica do sistema de posicionamento dinâmico da unidade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar este programa.</p> <p>R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.</p> <p>R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional.</p> <p>R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas.</p> <p>R. 18: Garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura, segundo as boas práticas da indústria.</p>	47



²⁴ Volume calculado a partir da soma de todos os tanques da unidade de perfuração que armazenam óleo diesel / combustível, fluido de perfuração, óleo lubrificante, óleo base e efluente oleoso.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.

Departamento: HSE


Sistema: Navegação

Subsistema: Embarcação de Apoio

Folha: 24

Revisão: 01

Data: Setembro, 2023



PETRONAS

Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
<p>Grande vazamento de óleo diesel / combustível, fluido de perfuração sintético e óleo base.</p> <p>(200 < GV < 1.600,0 m³)²⁵</p>	Ruptura dos tanques de armazenamento devido a colisão da embarcação de apoio com outras embarcações.	Visual.	<p>Impacto Ambiental;</p> <p>Incêndio;</p> <p>Explosão.</p>	A	III	B	<p>R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.</p> <p>R. 18: Garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura, segundo as boas práticas da indústria.</p>	48



²⁵ Volume corresponde à capacidade total de armazenamento de óleo diesel/ combustível da embarcação de apoio típica considerada no estudo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP

Empresa: Petronas Petróleo Brasil Ltda.

Departamento: HSE


Sistema: Navegação

Subsistema: Embarcação de Apoio

Data: Setembro, 2023

Folha: 24

Revisão: 01



PETRONAS

Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R) / Observações (O)	CA
<p>Grande vazamento de óleo diesel / combustível, fluido de perfuração sintético e óleo base.</p> <p>(200 < GV < 3.500,0 m³)²⁶</p>	<p>Naufrágio da embarcação de apoio devido a:</p> <ul style="list-style-type: none"> Danos estruturais; Colisão com outras embarcações; Condições climáticas adversas; Perda de estabilidade da embarcação (ex.: falha no sistema de lastro) 	Visual.	<p>Impacto Ambiental;</p> <p>Incêndio;</p> <p>Explosão.</p>	A	III	B	<p>R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.</p> <p>R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional.</p> <p>R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas.</p> <p>R. 18: Garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura, segundo as boas práticas da indústria.</p>	49



²⁶ Volume corresponde à capacidade total de armazenamento de óleo diesel/ combustível, fluido de perfuração e óleo base da embarcação de apoio típica considerada no estudo.

Lista de Recomendações

- R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos.
- R. 2: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização.
- R. 3: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha e equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas).
- R. 4: Garantir que a contratada possua um programa de manutenção preventiva e periódica do sistema de posicionamento dinâmico da unidade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar este programa.
- R. 5: Implementar medidas para garantir a integração entre o Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade e o Plano de Emergência da Contratada e assegurar a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto nele.
- R. 6: Garantir que a contratada possua um programa de monitoramento / controle da integridade dos elementos que compõem os conjuntos solidários de barreiras (CSBs) e implementar ações para monitorar / controlar este programa.
- R. 7: Garantir que a contratada realize simulados periódicos com cenários relacionados a perda de controle de poços e implementar ações para monitorar / controlar a realização e a eficiência desses simulados.
- R. 8: Garantir que a contratada siga o Programa de Poços durante a atividade de perfuração e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades.
- R. 9: Implementar ações para garantir que a contratada possua um observador durante a execução do teste de formação.
- R. 10: Garantir que limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional.
- R. 11: Interromper a operação caso as condições climáticas estejam adversas.
- R. 12: Garantir que a contratada possua um programa de manutenção periódica e preventiva de equipamentos e implementar ações para monitorar / controlar este programa.
- R. 13: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados.
- R. 14: Garantir que durante a operação de transferência, a comunicação entre as embarcações envolvidas na operação seja mantida de forma contínua, de modo a interromper o bombeio em caso de vazamento.
- R. 15: Garantir e monitorar a realização de inspeções em cabos, acessórios e equipamentos de movimentação de carga antes da realização deste tipo de operação.
- R. 16: Garantir que as empresas contratadas para a realização de serviços de transporte aéreo sigam as boas práticas da indústria para este tipo de atividade, tais como procedimento de embarque e desembarque incluindo pesagem de passageiros/ bagagens e manutenção preventiva e periódica da aeronave.
- R. 17: Implementar programa de manutenção preventiva e periódica, incluindo inspeções, para os equipamentos de telecomunicação e o *helideck* da plataforma.
- R. 18: Garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura, segundo as boas práticas da indústria.

Lista de Observações

- O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.
- O. 2: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.

ANEXO A – DESCRIÇÃO DA UNIDADE MARÍTIMA (DUM)

DESCRIÇÃO DA UNIDADE MARÍTIMA - DUM
1. DESCRIÇÃO DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO

Nome da Unidade	
Identificação	
Proprietário	
Tipo	Navio-sonda
Bandeira	Ilhas Marshall
Ano de Construção	2014
Classificação	ABS +A1 Drillship, +MAS, +ACCU, +DPS-3, HELIDK (SRF) SH-DLA, SFA(25), UWILD, +CDS, CRC, CPS, ENVIRO-OS, NBL, ISQM
Sociedade Classificadora	American Bureau of Shipping (ABS)
Data da Classificação	17/01/2014

2. ESTRUTURA/CARACTERÍSTICAS GERAIS

	Dimensão	Unidade
Comprimento Total	229,22	m
Profundidade (Pontal)	-	-
Largura Total	36	m
Boca	36	m
Calado em Operação	11	m
Velocidade de reboque em calado de operação	12	Nós
Calado de Trânsito	11	M
Velocidade de reboque em calado de trânsito	12	Nós
Casco Duplo (dimensões dos submarinos)	-	-
Carga variável máxima	IADC List 20,000	T
Peso Leve	37042,9	T

3. PARÂMETROS AMBIENTAIS DE OPERAÇÃO

	Dimensão	Unidade
Máxima lâmina d'água	3657,6	m
Mínima lâmina d'água	300	m

Produto Estocado	Nº de tanques	Capacidade Individual	Capacidade Total
Óleo Combustível (Diesel)	13	NO.1 F.O.STOR.T.(P) - 657,5 m ³	7.564,4 m ³
		NO.1 F.O.STOR.T.(S) - 657,5 m ³	
		NO.2 F.O.STOR.T.(P) – 1.485,5 m ³	
		NO.2 F.O.STOR.T.(S) – 1.485,5 m ³	
		NO.3 F.O.STOR.T.(P) – 1.438,7 m ³	
		NO.3 F.O.STOR.T.(S) – 1.436,8 m ³	
		NO.1 F.O.SETT.T.(S) – 76,3 m ³	

Produto Estocado	Nº de tanques	Capacidade Individual	Capacidade Total
		NO.2 F.O.SETT.T.(P) – 76,3 m ³	
		NO.1 F.O.SERV.T.(S) – 57,2 m ³	
		NO.2 F.O.SERV.T.(P) – 57,2 m ³	
		NO.3 F.O.SERV.T.(S) – 57,2 m ³	
		F.O.OVER.T. – 69,2 m ³	
		EMCY GEN.D.O.T. – 9,5 m ³	
Óleo Base	02	BASE OIL T.(P) – 572,3 m ³	1.145,1 m ³
		BASE OIL T.(S) – 572,8 m ³	
Óleo Hidráulico	02	FWD Thruster Clean G.O.T	29,5 m ³
		AFT Thruster Clean G.O.T	
Óleo Lubrificante	01	L.O.T.(S) – 68,5 m ³	68,5 m ³
Óleo Sujo	03	FWD DIRTY GEAR OIL T. – 6,7 m ³	246,7 m ³
		AFT DIRTY GEAR OIL T. – 22,8 m ³	
		DIRTY OIL T. – 217,2 m ³	
Água Industrial	02	DRILL WATER T.(P) – 1.478,0 m ³	2.956,0 m ³
		DRILL WATER T.(S) – 1.478,0 m ³	
Água Potável	04	NO.1 POTABLE W.T.(P) – 381,1 m ³	1.404,5 m ³
		NO.1 POTABLE W.T.(S) – 399,6 m ³	
		NO.2 POTABLE W.T.(P) – 311,9 m ³	
		NO.2 POTABLE W.T.(S) – 311,9 m ³	
Salmoura	16	NO.2 ACTIVE BRINE PIT – 254,8 m ³	2.161,6 m ³
		NO.4 ACTIVE BRINE PIT – 61,2 m ³	
		NO.6 ACTIVE BRINE PIT – 68,6 m ³	
		NO.8 ACTIVE BRINE PIT – 69,9 m ³	
		NO.10 ACTIVE BRINE PIT – 78,3 m ³	
		NO.12 ACTIVE BRINE PIT – 147,5 m ³	
		NO.14 ACTIVE BRINE PIT – 156,7 m ³	
		NO.18 SLUG BRINE PIT – 21,9 m ³	
		NO.19 SLUG BRINE PIT – 21,9 m ³	
		NO.20 SLUG BRINE PIT – 23 m ³	
		NO.1 BRINE T.(P) – 212,3 m ³	
		NO.1 BRINE T.(S) – 212,3 m ³	

Produto Estocado	Nº de tanques	Capacidade Individual	Capacidade Total
		NO.2 BRINE T.(P) – 153,4 m ³	
		NO.2 BRINE T.(S) – 153,4 m ³	
		NO.3 BRINE T.(P) – 263,2 m ³	
		NO.3 BRINE T.(S) – 263,2 m ³	
Cimento	06	P-Tank A (P) - 68 m ³	408,0 m ³
		P-Tank B (P) - 68 m ³	
		P-Tank C (P) - 68 m ³	
		P-Tank D (P) - 68 m ³	
		P-Tank E (P) - 68 m ³	
		P-Tank F (P) - 68 m ³	
Bentonita	03	P-Tank A (S) - 68 m ³	204,0 m ³
		P-Tank B (S) - 68 m ³	
		P-Tank C (S) - 68 m ³	
Barita	03	P-Tank D (S) - 68 m ³	204,0 m ³
		P-Tank E (S) - 68 m ³	
		P-Tank F (S) - 68 m ³	
Querosene de Aviação	03	2,9 m ³	8,7 m ³
		2,9 m ³	
		2,9 m ³	
Água de Lastro	35	F.P.T. – 1.012,3 m ³	20.779,2 m ³
		NO.1 W.B.T.(P) – 684,1 m ³	
		NO.1 W.B.T.(S) – 685,0 m ³	
		NO.2 W.B.T.(P) – 1.019,0 m ³	
		NO.2 W.B.T.(S) – 985,8 m ³	
		NO.3 D.B.W.B.T.(P) – 1.022,5 m ³	
		NO.3 D.B.W.B.T.(S) – 1.022,5 m ³	
		NO.4 D.B.W.B.T.(P) – 306,3 m ³	
		NO.4 D.B.W.B.T.(S) – 306,3 m ³	
		NO.5 D.B.W.B.T.(P) – 406,4 m ³	
		NO.5 D.B.W.B.T.(S) – 406,4 m ³	
		NO.6 D.B.W.B.T.(P) – 284,7 m ³	
		NO.6 D.B.W.B.T.(S) – 284,7 m ³	
		NO.7 D.B.W.B.T.(P) – 549 m ³	
		NO.7 D.B.W.B.T.(S) - 549 m ³	
		NO.8 D.B.W.B.T.(P) – 320,2 m ³	
		NO.8 D.B.W.B.T.(S) – 320,2 m ³	
		NO.9 D.B.W.B.T.(P) – 476,9 m ³	
		NO.9 D.B.W.B.T.(S) – 476,9 m ³	
		NO.10 D.B.W.B.T.(P) – 324,9 m ³	

Produto Estocado	Nº de tanques	Capacidade Individual	Capacidade Total
		NO.10 D.B.W.B.T.(S) – 324,9 m ³	
		NO.1 S.W.B.T.(P) – 778,4 m ³	
		NO.1 S.W.B.T.(S) – 778,4 m ³	
		NO.2 S.W.B.T.(P) – 619,7 m ³	
		NO.2 S.W.B.T.(S) – 619,7 m ³	
		NO.3 S.W.B.T.(P) – 640,8 m ³	
		NO.3 S.W.B.T.(S) – 640,8 m ³	
		NO.4 S.W.B.T.(P) – 564,5 m ³	
		NO.4 S.W.B.T.(S) – 564,5 m ³	
		NO.5 S.W.B.T.(P) - 472 m ³	
		NO.5 S.W.B.T.(S) - 472 m ³	
		NO.6 S.W.B.T.(P) – 920,1 m ³	
		NO.6 S.W.B.T.(S) – 920,1 m ³	
		NO.7 S.W.B.T.(P) – 510,1 m ³	
		NO.7 S.W.B.T.(P) – 510,1 m ³	
Lama Reserva	08	NO.1 RESERVE MUD PIT – 359,1 m ³	1.270,8 m ³
		NO.2 RESERVE MUD PIT – 359,1 m ³	
		NO.3 RESERVE MUD PIT – 145,6 m ³	
		NO.4 RESERVE MUD PIT – 145,6 m ³	
		NO.5 RESERVE MUD PIT – 97,7 m ³	
		NO.6 RESERVE MUD PIT – 97,7 m ³	
		NO.7 RESERVE MUD PIT – 105,8 m ³	
		NO.8 RESERVE MUD PIT – 105,8 m ³	
Lama Ativa	15	NO.1 ACTIVE MUD PIT – 236,5 m ³	977,1 m ³
		NO.3 ACTIVE MUD PIT – 147,5 m ³	
		NO.5 ACTIVE MUD PIT – 165,9 m ³	
		NO.7 ACTIVE MUD PIT – 61,1 m ³	
		NO.9 ACTIVE MUD PIT – 68,6 m ³	
		NO.11 ACTIVE MUD PIT – 74,1 m ³	
		NO.13 ACTIVE MUD PIT – 83,1 m ³	
		NO.15 SLUG MUD PIT – 20,9 m ³	

Produto Estocado	Nº de tanques	Capacidade Individual	Capacidade Total
		NO.16 SLUG MUD PIT – 21,9 m ³	
		NO.17 SLUG MUD PIT - 21,9 m ³	
		CLEAN T. – 12,1 m ³	
		DESILTER T. – 12,3 m ³	
		DESANDER T. – 12,6 m ³	
		DEGASSER T. – 18,8 m ³	
		SAND TRAP T. – 19,8 m ³	
Lama de Descarte	N/A	N/A	N/A
Óleo de Descarte	01	WASTE OIL COLLECT.T. - 21 m ³	21 m ³
Uréia	02	UREA T.(P) – 175,4 m ³	350,8 m ³
		UREA T.(S) – 175,4 m ³	
Água de Esgoto	06	BILGE WATER T. – 268,3 m ³	854,7 m ³
		NO.1 HOLDING T.(P) - 96 m ³	
		NO.1 HOLDING T.(S) – 116,5 m ³	
		NO.2 HOLDING T.(P) – 116,5 m ³	
		NO.2 HOLDING T.(S) – 116,5 m ³	
		G/E AIR COOL.DRAIN T. – 140,9 m ³	
Material a Granel (sacos)	8500 sacos	Sacos de 25 kg	Sacos

4. HELIPONTO

Haverá abastecimento no heliponto? Sim

5. ACOMODAÇÕES

Capacidade Total: 210 pessoas

Ocupação estimada durante atividade: De 180 até 200

6. GUINDASTES

Item/Modelo	Quantidade	Capacidade
OC4000 KCE (20-100)	3	100 mT
OC4475 KSCE (32-165)	1	165 T
Provision crane	1	20 T / 2 mT
FWD service Davit	1	11 T
X-mas tree bridge crane	2	15 mT
BOP gantry crane	2	270 mT
Riser Gantry Crane - 2 Riser Gantry Cranes and 1 Riser Elevation Crane	3	18 mT
Mux Clean Room Crane	1	15 T

7. SISTEMA DE PROPULSÃO E REFRIGERAÇÃO DE MOTORES

Item	Quantidade
Rolls-Royce Marine (UUC 455 FP), Azimuth thruster - 6 Sets, Rated Power; 5000 kW / Set	06

Descrição do Sistema:

O navio é impulsionado por seis propulsores azimutais Rolls-Royce Marine (UUC 455 FP). Duas bombas de resfriamento de propulsores são disponibilizadas para atender o circuito de refrigeração de cada propulsor. A operação do arranjo de bombas é controlada remotamente através do sistema de monitorização (VMS). As pressões de sucção e de descarga são monitoradas por um medidor de pressão. A bomba de reserva é automaticamente acionada, pelo VMS, se/quando a bomba principal parar de funcionar. A temperatura, da linha de abastecimento do propulsor, é monitorada através de um medidor de temperatura.

O filtro duplex, da linha de abastecimento, possui um interruptor de pressão diferencial; para alarme de filtro sujo. A tubulação de suprimento e retorno para o propulsor é disposta através de uma linha umbilical para o tanque do propulsor. O tanque do propulsor possui, dentro dele, medidores de temperatura para monitorar a temperatura de saída, da água de resfriamento, proveniente dos trocadores de calor: da HPU (Unidade de Hidráulica de Potência), L.O. e do motor de ignição.

8. SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Item	Quantidade
Main Engines - Himsen 8,000 kW	06
Emergency generator - 1500 kW	01

9. SISTEMA DE ANCORAGEM/POSICIONAMENTO DINÂMICO

Item	Quantidade	Capacidade
K-POS	4 Estações de Operação	N/A

Descrição do Sistema:

Sistema de Controle de Posicionamento Dinâmico

Corroborando com a ABS DPS-3, o Sistema de Controle de Posicionamento Dinâmico consiste nos seguintes componentes com seus sensores e sistemas de referência:

- K-POS DP-22 (sistema principal de controle);
- K-POS DP-12 (sistema reserva de controle); e
- Sistema de joystick independente OS-7.

O K-POS DP-22 é um sistema de controle de posição integrado e duplamente redundante com controle automático de propulsão. O sistema de controle principal será o sistema de controle primário para o posicionamento dinâmico. Tal sistema está integrado, além de compartilhar informações, com o Sistema Integrado de Controle e Monitoramento Kongsberg. A comunicação ocorre por meio da rede de processo duplo Kongsberg. O K-POS DP-12 também é um sistema de controle de posição integrado, mas com redundância única. Esse sistema de reserva será o sistema emergencial de controle, para operações de posicionamento dinâmico, caso o sistema de controle principal ou a estação de controle principal estejam indisponíveis. Esse sistema também está integrado, além de compartilhar informações, com o Sistema Integrado de Controle e Monitoramento Kongsberg. E a comunicação também ocorre por meio da rede de processo duplo Kongsberg. O Sistema de joystick independente OS-7 é um sistema à parte. Esse sistema não está fisicamente conectado a nenhum dos dois sistemas apresentados anteriormente; sendo completamente independente. Também é independente da rede de processo duplo, pois todas as interfaces do propulsor são conectadas diretamente à lógica de controle do propulsor.

Sensores

Os sensores com interface para o Sistema de Controle de Posicionamento Dinâmico e para o Sistema de joystick independente OS-7 estão listados na tabela abaixo. A tabela também indica com

quais sistemas os sensores possuem interface. Cada tipo de sensor possui um propósito próprio. Os giroscópios fornecerão ao sistema de controle informações de rumo do navio-sonda. Os sensores de vento darão ao sistema de controle a velocidade e direção reais do vento. O VRS / VRU fornecerá ao navio-sonda os ângulos reais de rotação e inclinação. Os sensores VRU fornecem dados de elevação que são usados apenas para fins de monitoramento. Para reduzir o desgaste do sistema do riser e evitar quebrar o riser ou as juntas esféricas, os ângulos de empilhamento do riser e do BOP são interligados para fins de consulta e monitoramento.

Sistemas de Referência

Os sistemas de referência, que possuem interface com o Sistema de Controle de Posicionamento Dinâmico, estão listados na tabela. A tabela também indica quais são os sistemas de controle que possuem interface com os sistemas de referência. A função dos sistemas de referência é a de fornecer aos sistemas de controle um feedback de posicionamento.

Sensor	DP-22	DP-12	Sist. OS-7	Comentário
Gyro-1	X	X	X	-
Gyro-2	X	X	-	-
Gyro-3	X	X	-	-
Wind-1	X	X	X	-
Wind-2	X	X	-	-
Wind-3	X	X	X	-
Wind-4	X	X	-	-
VRS-1(MRU-5 1)	X	X	-	Monitoramento de elevação incluído.
VRS-2(MRU-5 2)	X	X	-	Monitoramento de elevação incluído.
VRS-3(MRU-5 3)	X	X	-	Monitoramento de elevação incluído.
"Electric Riser and BOP angle"	X	X	-	Cameron. Uma linha serial para DP-12 e uma linha serial para DP-22. Telegramas Azul e Amarelo são enviados em ambas as linhas seriais.
GPS 1 (DPS232)	X	X	-	-
GPS 2 (Fugro 9205)	X	X	-	-
GPS 3 (Fugro 9205)	X	X	-	-
GPS 4 (DPS232)	X	X	-	-
HPR-1 (Port)	X	X	-	Fornecido pela Nautronix.
HPR-2 (Stbd)	X	X	-	Fornecido pela Nautronix.

10. EQUIPAMENTOS DE COMBATE A INCÊNDIO

Item	Quantidade
Bombas de Incêndio	
Shin\Shin-Hamworthy Centrifugal Pump, 2 X 670 m3/hr, Head 100 m	02
Estações de Mangueira	
15 to 25 m, Acoplamento rápido (STORTZ)	56
Extintores de Incêndio Portáteis	
Tipo 1 - CO2	63
Tipo 2 – Químico seco	91

Tipo 3 - Espuma	09
Sistema Fixo de Espuma	
NK / SLG - FL V310, localização de salmoura ativa, tratamento de lama, poços de lama ativos, poços de lama de reserva	800 litros
Sistema de Espuma no Heliponto	
SKUM/FJM-80 Oscilatório	3 canhões monitores
Sistema Fixo de Combate à Incêndio	
Névoa d'água	8 espaços
NOVEC 1230	32 espaços
Dilúvio Manual	3 áreas
Sistema de Aspersão - 6 bar, 3000 L	Acomodações
SCBA's	14
11. EQUIPAMENTOS DE CONTROLE DE POÇO	
Tipo (molhado ou seco?): Molhado	
Pressão suportada (em psi): 15000 psi	
12. SISTEMA DE DETECÇÃO DE GASES	
Item	Quantidade
Detector H ₂ S	48
Detector de HC	108
Descrição do Sistema:	
<p>Um sistema de alarme e monitoramento contínuo de gás combustível e H₂S está instalado no navio. Este sistema está totalmente integrado ao Sistema de Monitorização do Navio VMS. As áreas protegidas com detectores de gás são / mas não se limitam também:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Área de BOP • Piso de perfuração • Calha de retorno de lama • Salas do poço de lama • Sala de processamento de lama • Perto da linha de fluxo • <i>Pool Area</i> • Salas de bomba de lama • Salas de máquinas • Entradas de ventilação dos quartos • Ventilador de entrada de ventilação da cozinha • Linhas de entrada do compressor de ar respirável • Ventiladores de entrada de ventilação do espaço de máquinas • Ventiladores de exaustão de ventilação para áreas perigosas • O VMS deve monitorar continuamente cada sensor e gerar um alarme na detecção de qualquer uma das seguintes condições: <ul style="list-style-type: none"> ○ 5ppm H₂S – Nível elevado de H₂S ○ 10ppm H₂S - Nível elevado de H₂S ○ 20% LEL – Nível elevado de Gás Combustível ○ 40% LEL – Nível Elevado de Gás Combustível • O VMS inclui gráficos completos que permitem ao operador identificar rapidamente a localização do incidente e, a partir dos dados programados no sistema, decidir a melhor forma de agir. O VMS exibirá o valor medido do gás detectado. Uma interface com o Sistema de Endereço Público gera automaticamente os alarmes sonoros predefinidos apropriados. Luzes de alarme visuais são fornecidas em todas as áreas e são totalmente integradas ao VMS. 	

13. EQUIPAMENTOS E MATERIAIS PARA RESPOSTA A DERRAMAMENTO A BORDO DA SONDA (KIT SOPEP)**Quantidade total de kits na plataforma: 12**

Kit:	Quantidade
Barril Bordo Derramamento de Óleo Kit	10
Armário SOPEP com inventário completo	1
Caixa de Armazenamento SOPEP – Carretel de mangote Estibordo	1

14. EQUIPAMENTOS PARA TRATAMENTO DE RESÍDUOS SÓLIDOS

Item	Quantidade
Compactador	2
Triturador	N/A
Incinerador	N/A

15. SISTEMA DE DRENAGEM E DESCARTE DE ÁGUAS OLEOSAS**Modelo:** Blohm & Voss Turbulo TMPB5**Capacidade de Tratamento:** 5 m³/ hr**Descrição do Sistema:**

O disjuntor de fase mecânico TURBULO é um separador de coalescência por gravidade, ou seja, usando a diferença de densidade e a tensão superficial entre o óleo e a água, bem como os processos de coalescência, o óleo do porão é removido em um processo de duas fases.

16. SISTEMA DE TRATAMENTO DE ESGOTO SANITÁRIO**Modelo:** 2 x Hamworthy ST8-C; 1 x STC02**Capacidade de Tratamento:** 2 x 105 pessoas (15 L/pessoa/dia); 1 x 20 pessoas (70 L/pessoa/dia)**Descrição do Sistema:**

As linhas de drenagem sanitária dos alojamentos são coletadas para as tubulações principais do solo, na sala de tratamento de esgoto, e conduzidas à caixa coletora de esgoto por vácuo. As águas cinzas da enfermaria, dos ralos e dos mictórios são conduzidas separadamente por gravidade ao tanque coletor de esgoto. O tanque coletor de esgoto (capacidade: 15m³) é equipado com interruptores de nível alto / baixo e uma unidade de vácuo é combinada com este tanque. A bomba de transferência de esgoto no tanque coletor de esgoto é capaz de transferir o esgoto coletado para a estação de tratamento de esgoto. Bombas ejetoras de vácuo em tanque coletor de esgoto são capazes de gerar vácuo circulando certa quantidade de esgoto para o edutor.

Estações de tratamento de esgoto (capacidade: cada 170 pessoas/dia, dois (2) conjuntos) são divididas em três compartimentos:

- Compartimento de aeração: o esgoto entra no compartimento pelas entradas de solo, passando por uma tela grossa, antes de ser completamente misturado e aerado pelos aeradores localizados no fundo do tanque. A mistura é deslocada para o compartimento de decantação através da entrada de esgoto;
- Compartimento de sedimentação: Este compartimento é projetado para precipitar todo o material sólido para o fundo da tremonha como lodo ativado que é então devolvido por sucção de volta ao compartimento de aeração, onde é misturado com o esgoto bruto que entra. O líquido claro sobrenadante é então deslocado para o compartimento de desinfecção; e
- Compartimento de desinfecção: Esta seção fornece tempo para a desinfecção do efluente; de modo a matar qualquer bactéria remanescente. A desinfecção é feita pelo contato com hipoclorito de sódio químico. A descarga do efluente resultante é controlada por boias conectadas às bombas de descarga. O bissulfato de sódio é adicionado ao efluente à medida que é descarregado para neutralizar qualquer cloro residual.

A bomba de descarga de esgoto em cada estação de tratamento de esgoto é capaz de descarregar o fluido tratado diretamente ao mar e à conexão de descarga da costa.

Tanto o tanque de coleta de esgoto quanto as estações de tratamento de esgoto são equipadas com alarme de “nível elevado” e ventilação para uma área adequada acima do convés.

Drenos de água cinza nas acomodações são adequadamente coletados para o tubo principal e conduzidos diretamente para o mar através da válvula tempestade tipo reta. O dreno do espaço de alimentação é equipado com uma caixa de gordura, localizada no nível superior do convés intermediário, próximo à área do elevador de serviço.

Os drenos de esgoto de banheiros, armários de água, mictórios e embornais de piso do banheiro (água negra) na área da sala de máquinas e área do convés principal de popa, plataforma mecânica, oficina do soldador, banheiro e depósito são conduzidos para a estação de tratamento de esgoto da popa.

Estação de tratamento de esgoto de ré (capacidade: 20 pessoas / dia, Um (1) conjunto) é dividida em três compartimentos.

- Compartimento de aeração: o esgoto entra no compartimento pelas entradas de solo, passando por uma tela grossa, antes de ser completamente misturado e aerado pelos aeradores localizados no fundo do tanque. A mistura é deslocada para o compartimento de decantação através da entrada de esgoto.
- Compartimento de sedimentação: Este compartimento é projetado para precipitar todo o material sólido para o fundo da tremonha como lodo ativado que é então devolvido por sucção de volta ao compartimento de aeração onde é misturado com o esgoto bruto que entra. O líquido claro sobrenadante é então deslocado para o compartimento de desinfecção.
- Compartimento de desinfecção: Esta seção fornece tempo para a desinfecção do efluente; de modo a matar qualquer bactéria remanescente. A desinfecção é feita pelo contato com hipoclorito de sódio químico. A descarga do efluente resultante é controlada por boias conectadas às bombas de descarga. O bissulfato de sódio é adicionado ao efluente à medida que é descarregado para neutralizar qualquer cloro residual.

A bomba de descarga de esgoto, na estação de tratamento de esgoto de popa, é capaz de descarregar o fluido tratado diretamente na conexão de descarga ao mar e na costa.

O esgoto dos banheiros posteriores pode ser lançado ao mar através da linha de ventilação (100A-PF927083) e MV-927120 quando/se a estação de tratamento de esgoto falhar.

A estação de tratamento de esgoto é equipada com alarme de “nível elevado” e um respiradouro para funil no topo do convés.

As águas negras da popa são recebidas em uma pequena unidade de tratamento de esgoto MSD e o esgoto tratado é lançado ao mar. Um painel de controle local controla a unidade de tratamento de esgoto e a bomba de descarga de esgoto embutida funciona por um interruptor de nível do tanque de cloração. O alarme de anormalidade do sistema é conectado ao VMS.

17. EQUIPAMENTOS E SISTEMAS DO FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Item	Quantidade
Peneiras Vibratórias	08
Desgaseificadores	02
Desarenadores	01
Dessiltadores	01
Secador de Cascalho (centrífuga)	00

18. SISTEMA DE ABASTECIMENTO E CIRCULAÇÃO DE DIESEL/ÓLEO COMBUSTÍVEL

Quantidade de pontos de abastecimento: 02

Localização dos pontos de abastecimento: Estações porto e estibordo (*take-on*)

Os pontos de abastecimento são localizados em áreas contidas? Sim

Qual tipo de conexão entre os mangotes e o *manifold*? Conexão TODO de 4"

19. EQUIPAMENTOS DE TESTE DE FORMAÇÃO

Que equipamentos estão instalados na plataforma?

A Área de Teste do Poço tem aproximadamente 300 m² de espaço na Zona 2.

- Uma linha de teste de poço ID de 4" é conduzida do *drill floor*.
- Linha de água industrial (de perfuração) de 1".
- Linha de combustível de 1" com válvula de conexão rápida é fornecida
- 1 Burner Boom, tipo pescoço de cisne, incorporando mecanismo de giro hidráulico é fornecido com um gabinete de controle local montado em um rack no topo do pedestal, passarelas e plataformas para fácil manutenção.

ANEXO B – FLUXOGRAMAS E ARRANJOS DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO

1

2

3

4

5

6

7

A

B

C

D

E

F

G

H

I

J

1

2

3

4

5

6

7

1

2

3

4

5

6

7

1

2

3

4

5

6

7

A

B

C

D

E

F

G

H

I

J

SPECIFICATION FOR PIPING SYSTEM																
SERVICE	FLUID CON.		NOM. DIA. (A)	P I P E				PIPE CONNec.			VALVE			REMARK		
	PRESS (KG/ CM ²)	TEMP. (° C)		MAT'L SPEC.	TEST PRESS.		TREAT- MENT	NO.	TYPE	FLANGE		CONNec. TYPE	MAT'L			
					SHOP	SHIP				ST'D	MAT'L		BODY	DISC		
FUEL OIL BUNKERING & TRANSFERING LINE	6.0	—	300 TO 100	SMLS STEEL (JIS STPG370-S SCH.40)	9.0	9.0	EP60	FA 001-024 FA 101-104	FLANGE (SLEEVE IN FOT)	SLIP-ON JIS 5K	SS400	JIS 5K	FCD	SUS		
FUEL OIL FEEDING LINE TO EQUIP. TK	6.0	—	40 TO 15	SMLS STEEL (JIS STPG370-S SCH.40)	9.0	9.0	EP60		FLANGE	SLIP-ON JIS 5K	SS400	JIS 5K FLANGED	BC	BC		
FUEL OIL OVERFLOW LINE FROM EQUIP. TK	—	—	50		—	—	EP60						FCD	SUS		

REFERENCE DRAWING:
1. 3U-2400-101 LEGENDS AND SYMBOLS

1	REMOVED THE H&H PLAN HISTORY.	2017 HT 1125	22SEP17	—
0	THE DRAWING SUPERSEDES & IS A CARBON COPY OF ORIGINAL DRAWING 3U-2400-102, REVISION 21, DATED 11DEC13. ALL REVISION CLOUDS & TRIANGLES HAVE BEEN REMOVED.	2017 HT 1125	21SEP17	—
REV	DESCRIPTION	DETR BY	DATE	ENG
REVISION RECORD				
REVISION	1	22		
DATE	SEP 17			
CLASS: —	—			
PLANS: —	—			
PROJECTS: —	—			
OPERATIONS: 1E				
ENGINEERING: 1E				
OTHER: —	—			
OTHER: —	—			
COPIES: ELEC: 2E				
COPIES: PAPER	—			

TRANSMITTAL RECORD	
THIS DOCUMENT AND THE INFORMATION CONTAINED HEREIN COMPRISE PROPRIETARY INFORMATION OWNED SOLELY BY ROWAN COMPANIES. THIS DOCUMENT IS PROVIDED SUBJECT TO THE PROVISION THAT THE INFORMATION HEREIN WILL NOT BE DISCLOSED OR REPRODUCED, IN ANY MANNER, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF ROWAN COMPANIES. ANY REUSE OF THIS INFORMATION IS STRICTLY PROHIBITED. ANY REUSE OF THIS INFORMATION WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF ROWAN COMPANIES SHALL BE DEEMED A VIOLATION OF THE PROPRIETARY RIGHTS OF ROWAN COMPANIES. THIS DOCUMENT, REPRODUCTIONS PREVIOUSLY AUTHORIZED IN WRITING AND ASSOCIATED INFORMATION SHALL BE DESTROYED WHEN THEY HAVE SERVED THEIR INTENDED PURPOSES, OR ON DEMAND.	

ROWAN COMPANIES

MARINE PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM

FUEL OIL (F.O.) SYSTEM - 1 OF 2 (HULL)

DATE: HT DATE: 21SEP17 DATE: 21SEP17 DATE: 21SEP17

DATE: TM DATE: 22SEP17 DATE: 22SEP17 DATE: 22SEP17

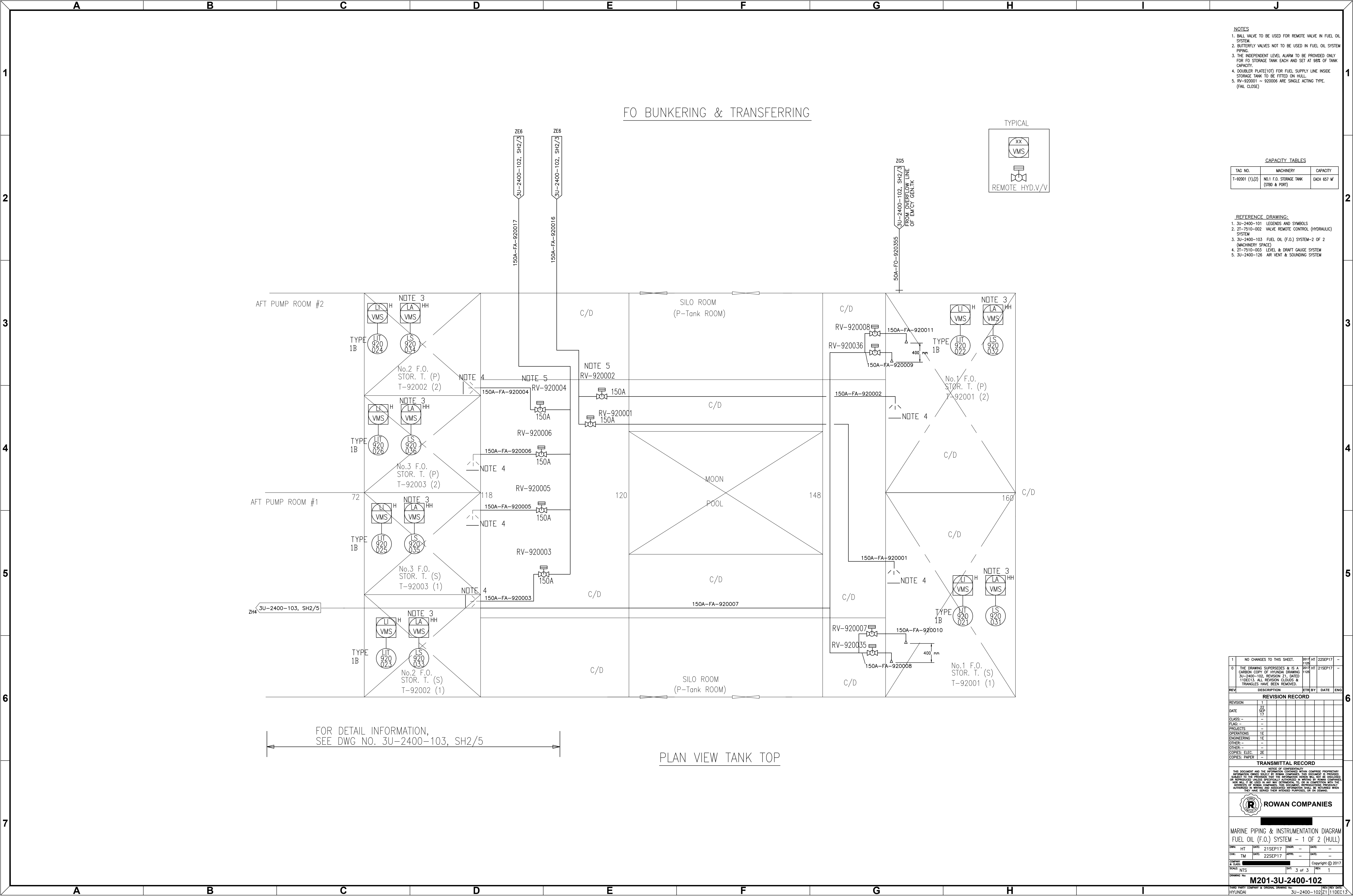
COUNTRY: NTS

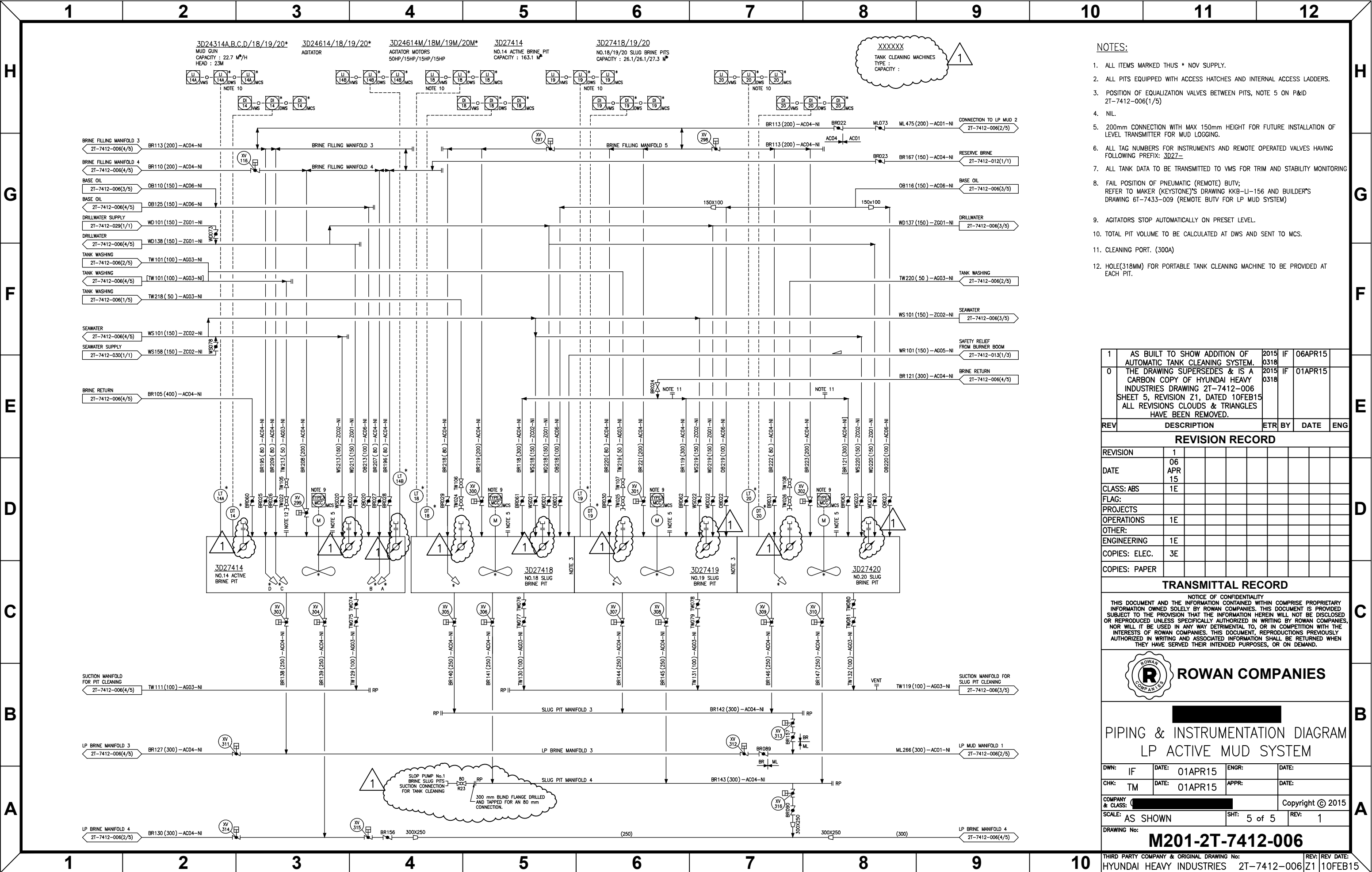
SCALE: 1 of 3

DATE: 2017

DRAWING NO: M201-3U-2400-102

THIRD PARTY COMPANY & ORIGINAL DRAWING NO: HYUNDAI 3U-2400-102(Z1 11DEC13)





- NOTES:
1. ALL ITEMS MARKED THUS * NOV SUPPLY.
 2. ALL PITS EQUIPPED WITH ACCESS HATCHES AND INTERNAL ACCESS LADDERS.
 3. POSITION OF EQUALIZATION VALVES BETWEEN PITS, NOTE 5 ON P&ID 2T-7412-006(1/5)
 4. NIL.
 5. 200mm CONNECTION WITH MAX 150mm HEIGHT FOR FUTURE INSTALLATION OF LEVEL TRANSMITTER FOR MUD LOGGING.
 6. ALL TAG NUMBERS FOR INSTRUMENTS AND REMOTE OPERATED VALVES HAVING FOLLOWING PREFIX: 3D27-
 7. ALL TANK DATA TO BE TRANSMITTED TO VMS FOR TRIM AND STABILITY MONITORING
 8. FAIL POSITION OF PNEUMATIC (REMOTE) BUTV; REFER TO MAKER (KEystone)'S DRAWING KKB-U-156 AND BUILDER'S DRAWING 6T-7433-009 (REMOTE BUTV FOR LP MUD SYSTEM)
 9. AGITATORS STOP AUTOMATICALLY ON PRESET LEVEL.
 10. TOTAL PIT VOLUME TO BE CALCULATED AT DWS AND SENT TO MCS.
 11. CLEANING PORT. (300A)
 12. HOLE(318MM) FOR PORTABLE TANK CLEANING MACHINE TO BE PROVIDED AT EACH PIT.

1	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF AUTOMATIC TANK CLEANING SYSTEM.	2015 0318	IF	06APR15	
0	THE DRAWING SUPERSEDES & IS A CARBON COPY OF HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES DRAWING 2T-7412-006 SHEET 5, REVISION Z1, DATED 10FEB15 ALL REVISIONS CLOUDS & TRIANGLES HAVE BEEN REMOVED.	2015 0318	IF	01APR15	

REV	DESCRIPTION	ETR	BY	DATE	ENG
REVISION RECORD					
REVISION	1				
DATE	06 APR 15				
CLASS: ABS	1E				
FLAG:					
PROJECTS					
OPERATIONS	1E				
OTHER:					
ENGINEERING	1E				
COPIES: ELEC.	3E				
COPIES: PAPER					

TRANSMITTAL RECORD					
NOTICE OF CONFIDENTIALITY THIS DOCUMENT AND THE INFORMATION CONTAINED WITHIN COMPRISE PROPRIETARY INFORMATION OWNED SOLELY BY ROWAN COMPANIES. THIS DOCUMENT IS PROVIDED SUBJECT TO THE PROVISION THAT THE INFORMATION HEREIN WILL NOT BE DISCLOSED OR REPRODUCED UNLESS SPECIFICALLY AUTHORIZED IN WRITING BY ROWAN COMPANIES. NOR WILL IT BE USED IN ANY WAY DETRIMENTAL TO, OR IN COMPETITION WITH THE INTERESTS OF ROWAN COMPANIES. THIS DOCUMENT, REPRODUCTIONS PREVIOUSLY AUTHORIZED IN WRITING AND ASSOCIATED INFORMATION SHALL BE RETURNED WHEN THEY HAVE SERVED THEIR INTENDED PURPOSES, OR ON DEMAND.					

**ROWAN COMPANIES**

PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM
LP ACTIVE MUD SYSTEM

DWN: IF	DATE: 01APR15	ENGR: [Redacted]	DATE: [Redacted]
CHK: TM	DATE: 01APR15	APPR: [Redacted]	DATE: [Redacted]

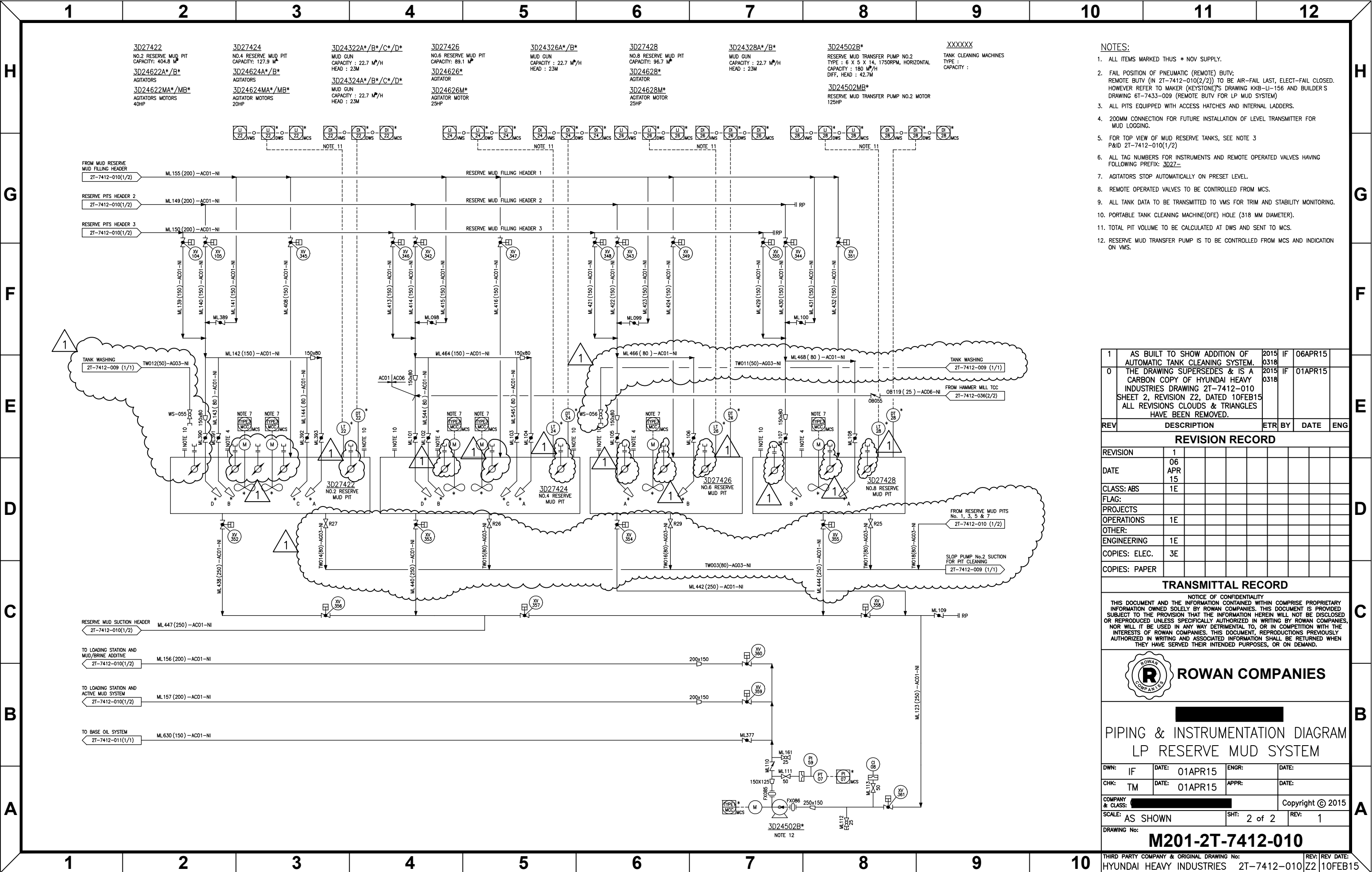
COMPANY & CLASS: [Redacted] Copyright © 2015

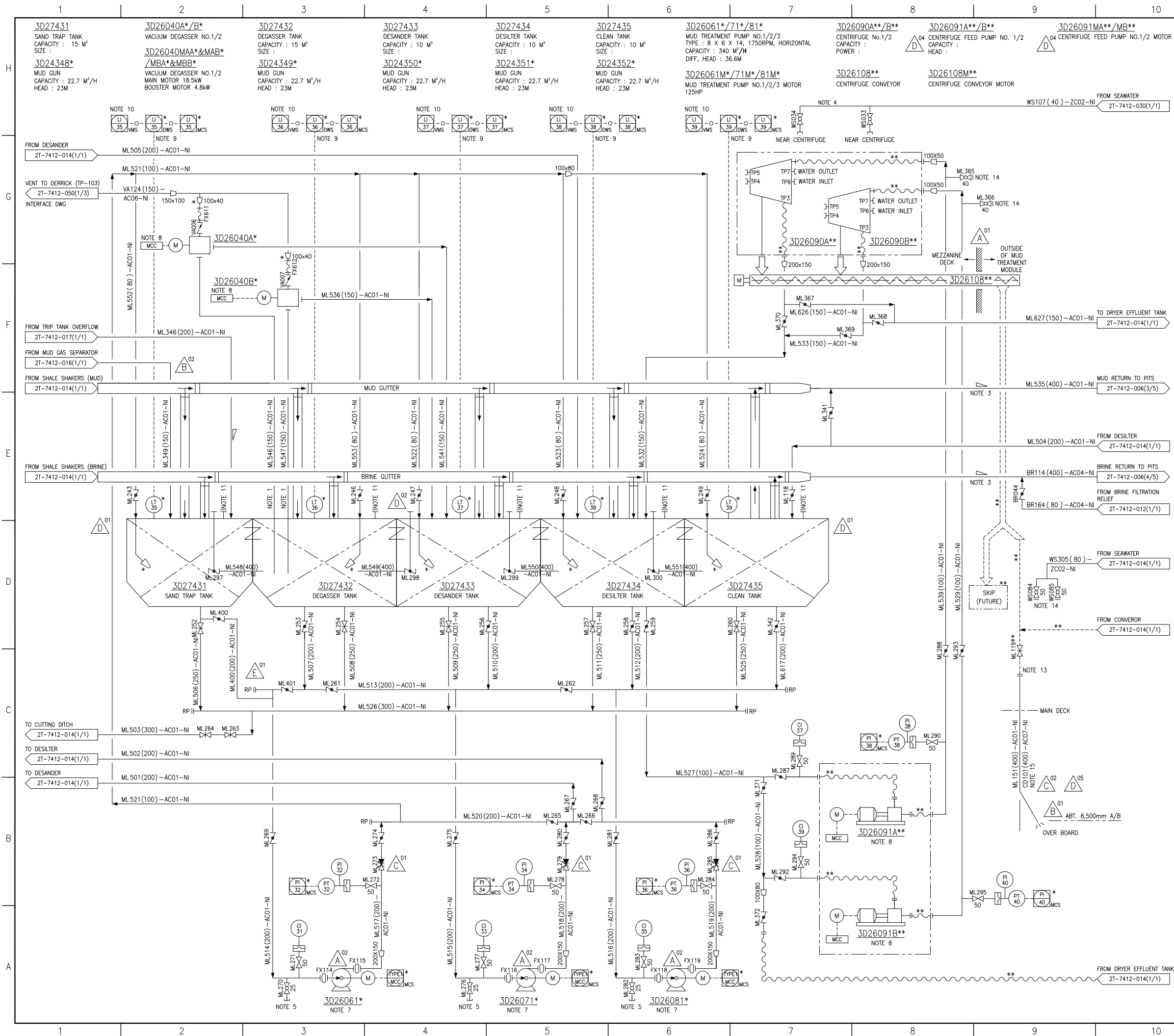
SCALE: AS SHOWN SHT: 5 of 5 REV: 1

DRAWING No: **M201-2T-7412-006**

THIRD PARTY COMPANY & ORIGINAL DRAWING No: HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES 2T-7412-006 Z1 10FEB15





REV: [Redacted] REV DATE: [Redacted]

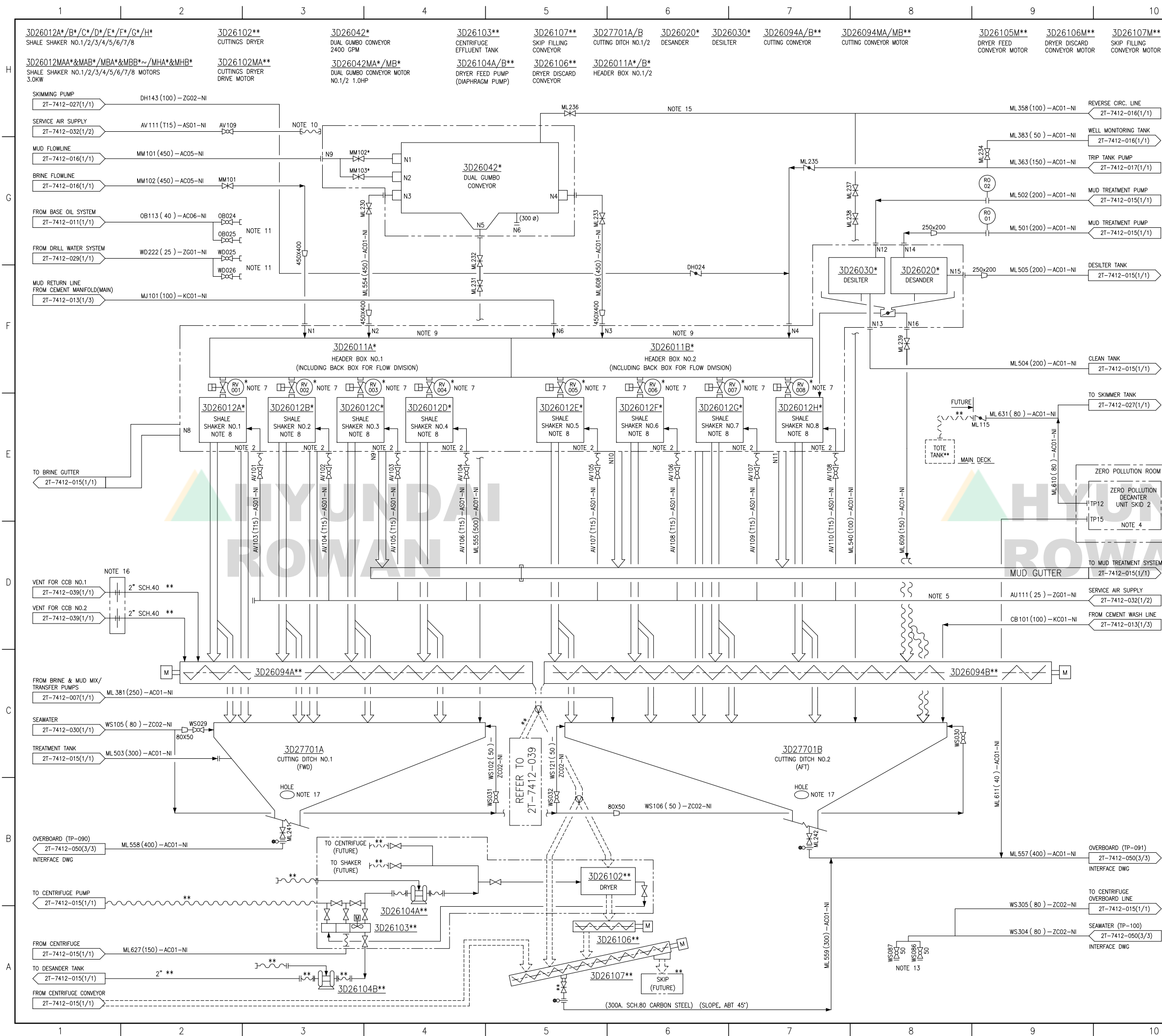




- NOTES:
- 18" to 24" CLEARANCE TO BE PROVIDED BETWEEN THE PIPE END AND THE BOTTOM OF THE TANK.
 - ALL ITEMS SHOWN THUS * NOV SUPPLY. ** OFE SUPPLY
 - LINE TO SLOPE TO MUD PITS. MAXIMUM SLOPE AVAILABLE IN EXCESS OF 5'.
 - HOSE CONNECTIONS FOR SEA WATER TO CENTRIFUGES AND TO CHUTE.
 - DRAIN IS TO BE ROUTED INSIDE PUMP COAMING.
 - ALL TAG NUMBERS FOR INSTRUMENTS HAVING PREFIX: 3D26-
 - MUD TREATMENT PUMPS ARE TO BE CONTROLLED FROM MCS AND ONLY RUNNING INDICATION TO DWS.
 - VACUUM DEGASSER AND CENTRIFUGE FEED PUMPS ARE TO BE LOCAL CONTROLLED.
 - TOTAL PIT VOLUME TO BE CALCULATED AT DWS AND SENT TO MCS.
 - TANK LEVEL SHALL BE TRANSMITTED TO THE TRIM AND STABILITY COMPUTER IN VMS.
 - PORTABLE TANK CLEANING MACHINE (BY OFE) HOLE (318MM DIAMETER).
 - NIL.
 - ML151(400)-AC01-NI TO BE BLINDED. THE BLIND TO BE REMOVED WHEN OFE ARE INSTALLED.
 - ML365, ML366, WS084, WS085 : TO BE REMAINED CLOSED AND BLINDED. (FOR FUTURE USE)
 - CENTRIFUGE CONVEYOR DRAIN OVERBOARD:
- [CD101(400)-AC07-NI] CARBON STEEL SCH.120 PIPE TO BE USED.
 - ROUTE FROM DRYER FEED PUMP TO SAND TRAP TANK;
- 3" PIPE : OFE.
 - H.2560 ONLY :
MEZZANINE DECK
OUTSIDE OF MUD TREATMENT MODULE
COVER THE OPENINGS
① THE WALL
② GRATING(OFE) ON WALK WAY AT PLATFORM

Z0	F	ISSUED FOR FINISHED PLAN APPROVAL	20.JUN.14	HRJ	RK	SHK
500	E	REVISED AS MARKED	27.JAN.14	HRJ	RK	SHK
400	D	REVISED AS MARKED	16.MAY.13	HRJ	RK	SHK
300	C	REVISED AS MARKED	21.SEP.12	HRJ	RK	SHK
200	B	REVISED AS MARKED	03.JUL.12	HRJ	RK	SHK
100	A	REVISED AS MARKED	28.FEB.12	HRJ	RK	SHK
0	-	ISSUED FOR APPROVAL	30.NOV.11	HRJ	RK	SHK
REV	HHI MARK	ISSUE	DATE	ORIG	CHK	HHI APP

REVISIONS									
PROJECT 03 									
SHIP NAME 									
BUILDER 									
DRAWING TITLE PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM LP MUD TREATMENT/RETURN SYSTEM									
DRG SIZE A3		SCALE N.T.S		CON No. PID-58		DRAWN BY. JEL			
SFI No.		DRAWING No. 2T-7412-015				1/1		Z0	
SERVICE No.		JOB No. DISC				TASK MOD		SEQ No	
		11				12		REV	

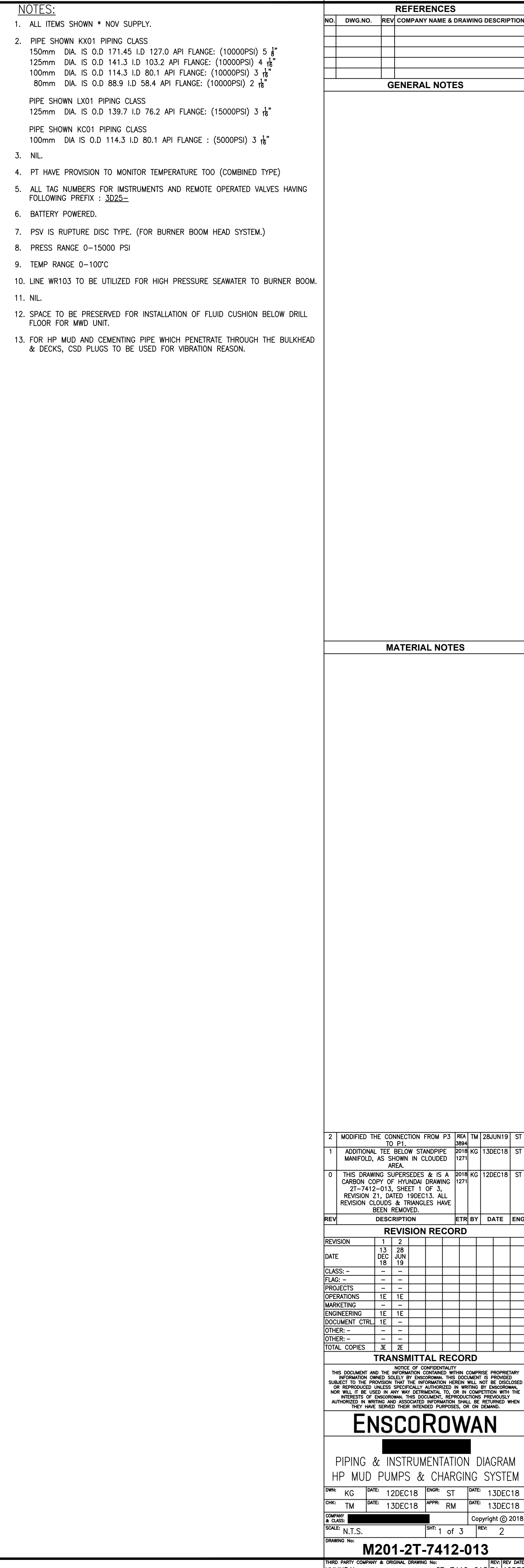


NOTES:

- ALL ITEMS MARKED THUS * NOV SUPPLY, ** OFE SUPPLY.
- 10MM HORSETAIL CONNECTION.
- ALL TAG NUMBERS FOR INSTRUMENTS SHALL HAVE FOLLOWING PREFIX: 3D26-
- FOR DETAIL OF DECANTER UNIT SKID REFER TO MARINE P&ID 3U-2400-106(8/8).
- 1/2" AIR LINE (max. 80-90PSI) TO LOCK DOWN SHAKER SCREENS WITH SEPARATE VALVES CONNECTED TO ALL SHAKERS NOZZLE SIZE: 1/2" NPT.
- LP MUD SOLID CONTROL SYSTEM TO BE CONTROLLED FROM LCP.
- FOR HYDRAULIC OIL SUPPLY/RETURN REFER P&ID : 2T-7412-021 THE HYDRAULIC OPERATED VALVES ARE TO BE OPERATED FROM LCP.
- FLOW DIVIDERS HAVE INTERNAL VALVES TO BYPASS SHALE SHKERS.
- 3RD PARTY GAS TRAP SENSOR TO BE INSTALLED ON HEADER BOX OF SHAKERS.
- 1/2" QUICK CONNECTION FOR SERVICE AIR.
- ONE FOR THE FOUR NUMBERS FORWARD SHAKERS AND ONE FOR THE FOUR NUMBERS AFT SHAKERS.
- NIL.
- WS087, WS086 : TO BE REMAINED CLOSED AND BLUNDED. (FOR FUTURE USE)
- DELETED.
- PIPE END OF REVERSE CIRC. LINE TO BE LED TO OPEN SECTION OF GUMBOBOX FOR EASY MONITORING BY CCTV.
- CCB VENTING ROUTE : PENETRATION TO BE PROVIDED.
- HOLE ON CUTTING DITCHES : TO BE LOCATED AS LOW AS POSSIBLE. SIZE : ABT 600mm X 400mm

Z1	ISSUED FOR AS BUILT	19.DEC.13	HRJ	RK	SHK
Z0	ISSUED FOR FINISHED PLAN APPROVAL	25.NOV.13	HRJ	RK	SHK
400	REVISED AS MARKED	16.MAY.13	HRJ	RK	SHK
300	NO CHANGES	21.SEP.12	HRJ	RK	SHK
200	REVISED AS MARKED	03.JUL.12	HRJ	RK	SHK
100	REVISED AS MARKED	28.FEB.12	HRJ	RK	SHK
0	ISSUED FOR APPROVAL	30.NOV.11	HRJ	RK	SHK
REV	ISSUE	DATE	ORIG	CHK	HHI APP

REVISIONS					
PROJECT					
SHIP NAME					
BUILDER					
DRAWING TITLE					
PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM LP MUD SOLID CONTROL SYSTEM					
DRG. SIZE	A3	SCALE	N.T.S	CON. No.	PID-57
SFI No.	DRAWING No.		2T-7412-014		DRAWN BY. JEL
SERVICE No.	JOB No. DISCOP/ASH MOD		SEQ No		SHT No. REV

[illegible]

3D25190C*/D*/E*
MUD CHARGE PUMP NO. 3/4/5
TYPE: 8X6X14, 1150 RPM, VERTICAL
CAPACITY: 340 M³/H
DIFF. HEAD: 19.2M

3D25190MC*/MD*/ME*
MUD CHARGE PUMP NO. 3/4/5 MOTOR
POWER: 100HP

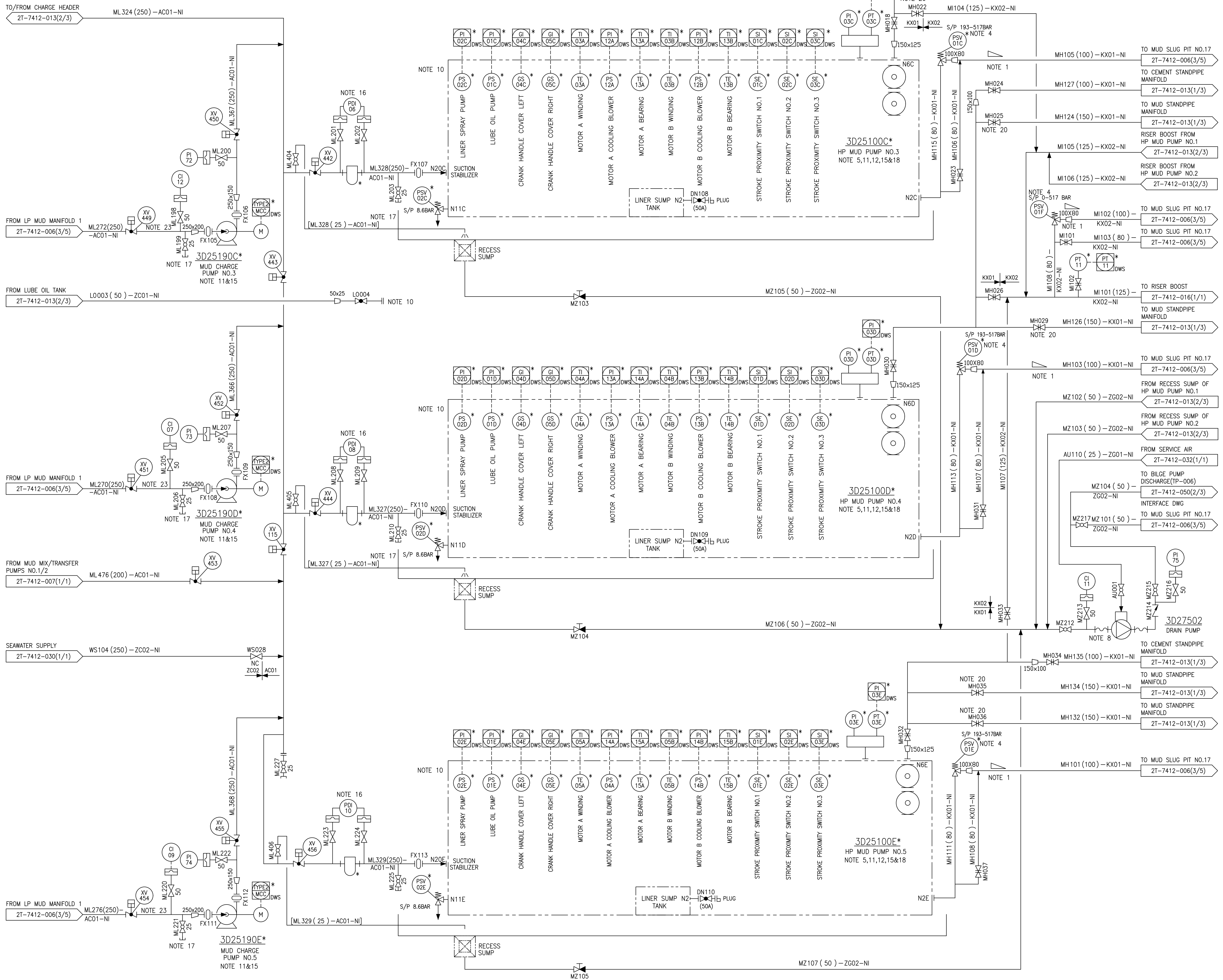
3D25100C*/D*/E*
HP MUD PUMP NO. 3/4/5
MODEL: 14-P-220, FLUID END, VFD
CAPACITY: 276-85M³/H
HEAD: 193-517BAR
POWER: 2200HP

3D25100MCA*/MCB*
HP MUD PUMP NO.3 MOTOR NO.3 A/B
POWER: 1150HP

3D25100MDA*/MDB*
HP MUD PUMP NO.4 MOTOR NO.4 A/B
POWER: 1150HP

3D25100MEA*/MEB*
HP MUD PUMP NO.5 MOTOR NO.5 A/B
POWER: 1150HP

3D27502
DRAIN PUMP
CAPACITY: 6M³/H
HEAD: 35M



- NOTES:
- RELIEF LINES TO BE ROUTED DIRECTLY TO MUD SLUG PIT NO.17 WITH NO POCKET LINE TO SLOPE CONTINUOUSLY TO MUD SLUG PIT NO.17.
 - PIPE SHOWN KX01/KX02 PIPING CLASS
150mm DIA. IS O.D 171.45 I.D 127.0 API FLANGE: (10000) 5 1/4"
125mm DIA. IS O.D 141.3 I.D 103.2 API FLANGE: (10000) 4 1/2"
100mm DIA. IS O.D 114.3 I.D 80.1 API FLANGE: (10000) 3 1/2"
80mm DIA. IS O.D 88.9 I.D 58.4 API FLANGE: (10000) 2 1/2"
 - ALL ITEMS SHOWN * NOV SUPPLY.
 - PSV IS TITAN BX RELIEF VALVE.
 - HP PUMP MOTORS SUPPLIED FROM NOV ARE AIR COOLED.
 - NIL
 - ALL TAG NUMBERS FOR INSTRUMENTS AND REMOTE OPERATED VALVES HAVING FOLLOWING PREFIX : 3D25-
 - DIAPHRAGM PUMP TO BE FITTED WITH EXHAUST MUFFLER, LUBRICATOR /REGULATOR.
 - FAIL POSITION OF PNEUMATIC (REMOTE) BUTV:
REFER TO MAKER (KEystone)'S DRAWING KKB-LI-156 AND BUILDER'S DRAWING 6T-7433-009 (REMOTE BUTV FOR LP MUD SYSTEM)
 - LUBE OIL FILLING CONNECTION FOR HP MUD PUMP NO. 3/4/5.
 - HP MUD PUMP AND MUD CHARGE DWS AND INDICATION ON MCS.
 - HP MUD PUMP HAS COMMON EMERGENCY PUSH BUTTON LOCATED IN DWS AND LOCAL EMERGENCY STOP FOR EACH HP MUD PUMP.
 - NIL
 - ALL REMOTE OPERATED VALVES ARE TO BE CONTROLLED FROM MCS.
 - CONTROL LOGIC FOR HP MUD PUMP AND MUD CHARGE PUMP BY NOV.
 - PDI TO BE PERIODICALLY MONITORED FOR SAFE OPERATION OF HP MUD PUMP.
 - DRAIN TO BE ROUTED INSIDE PUMP COAMING.
 - FOR FRESH WATER SUPPLY/RETURN TO HP MUD PUMP LUBE OIL COOLERS AND HP MUD PUMP LINER SPRAY COOLERS REFER P&ID : 2T-7412-034(1/1).
 - NIL
 - SPACER FOR WAVE BLOCKER TO BE INSTALLED AT DOWNSTREAM OF VALVE.
 - RODDING POINT TO BE ADDED ACCORDING TO ARRANGEMENT AND LENGTH OF CHARGING HEADER.
 - FOR HP MUD AND CEMENTING PIPE WHICH PENETRATE THROUGH THE BULKHEAD & DECKS, CSD PLUGS TO BE USED FOR VIBRATION REASON.
 - CHARGE PUMP SUCTION : A TEMPORARY FILTER FOR YARD CLEANING TO BE INSTALLED.

2	NO CHANGES TO THIS SHEET.	REA TM	28JUN19	ST
1	NO CHANGES TO THIS SHEET.	2018 KG	13DEC18	ST
0	THIS DRAWING SUPERSEDES & IS A CARBON COPY OF HYUNDAI DRAWING 2T-7412-013, SHEET 2 OF 3. REVISION Z1, DATED 13DEC18. ALL REVISION CLOUDS & TRIANGLES HAVE BEEN REMOVED.	1271	12DEC18	ST

REV	DESCRIPTION	ETRY	BY	DATE	ENG
REVISION RECORD					
REVISION	1	2			
DATE	13 DEC 18	19			
CLASS	-	-			
FLAG	-	-			
PROJECTS	-	-			
OPERATIONS	1E	1E			
MARKETING	-	-			
ENGINEERING	1E	1E			
DOCUMENT CTRL	1E	-			
OTHER	-	-			
TOTAL COPIES	3E	2E			

TRANSMITTAL RECORD					
NOTICE OF CONFIDENTIALITY					
THIS DOCUMENT AND THE INFORMATION CONTAINED HEREIN COMPRISE PROPRIETARY INFORMATION OF HYUNDAI. IT IS THE PROPERTY OF HYUNDAI AND IS NOT TO BE DISCLOSED OR REPRODUCED WITHOUT SPECIALLY AUTHORIZED WRITING BY HYUNDAI. NO PART OF THIS DOCUMENT IS TO BE USED IN ANY MANNER THAT COULD BE IN CONFLICT WITH THE INTERESTS OF HYUNDAI. NO DISSEMINATION OF INFORMATION IS TO BE MADE WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF HYUNDAI. THIS DOCUMENT IS NOT TO BE USED FOR ANY OTHER PURPOSES OR ON DEMAND.					

ENSCOROWAN

PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM
HP MUD PUMPS & CHARGING SYSTEM

DATE	KG	DATE	12DEC18	DATE	ST	DATE	13DEC18
DATE	TM	DATE	13DEC18	DATE	RM	DATE	13DEC18

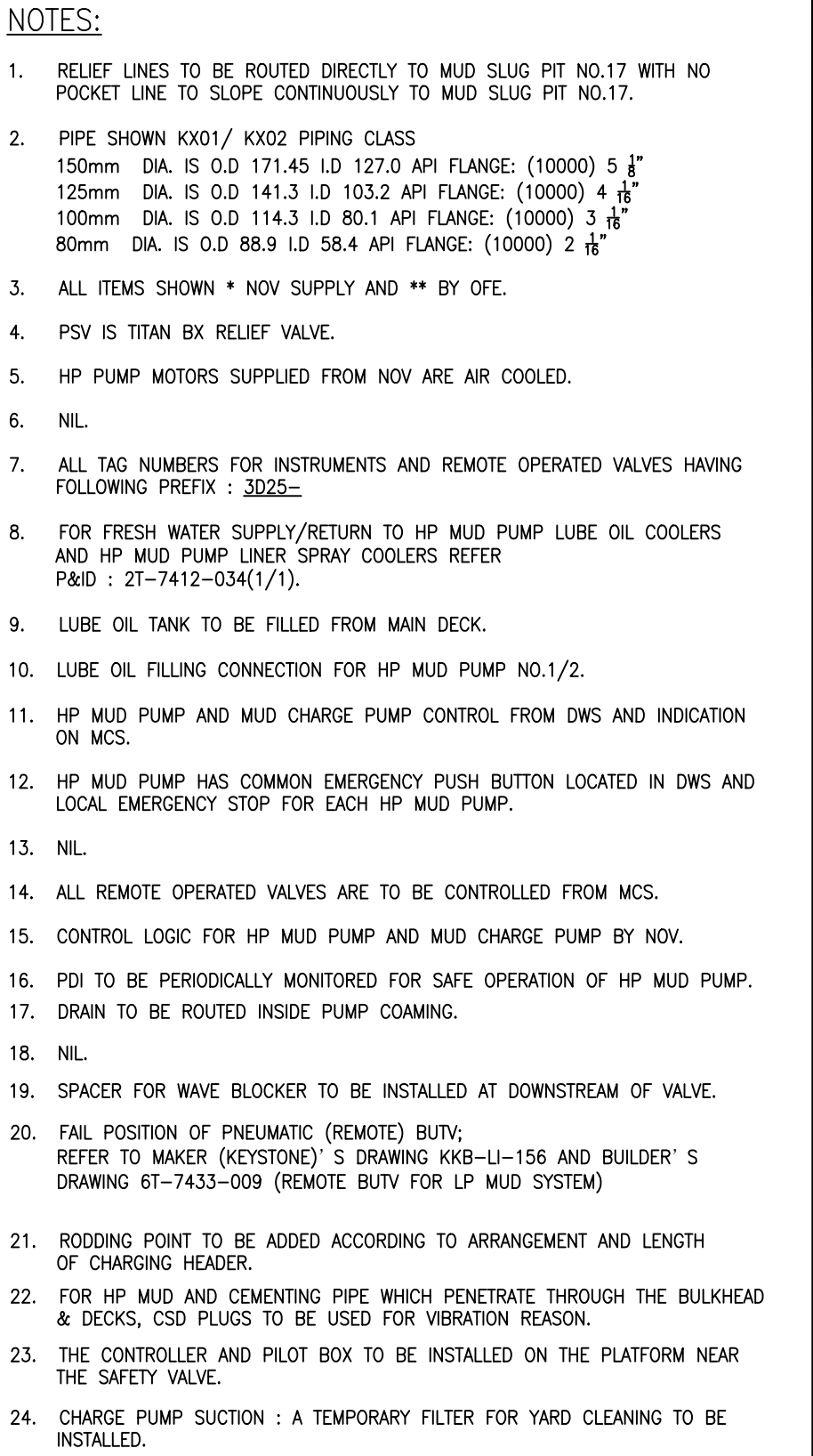
Copyright © 2018

DATE: N.T.S. 2 of 3 2

PROJECT NO: **M201-2T-7412-013**

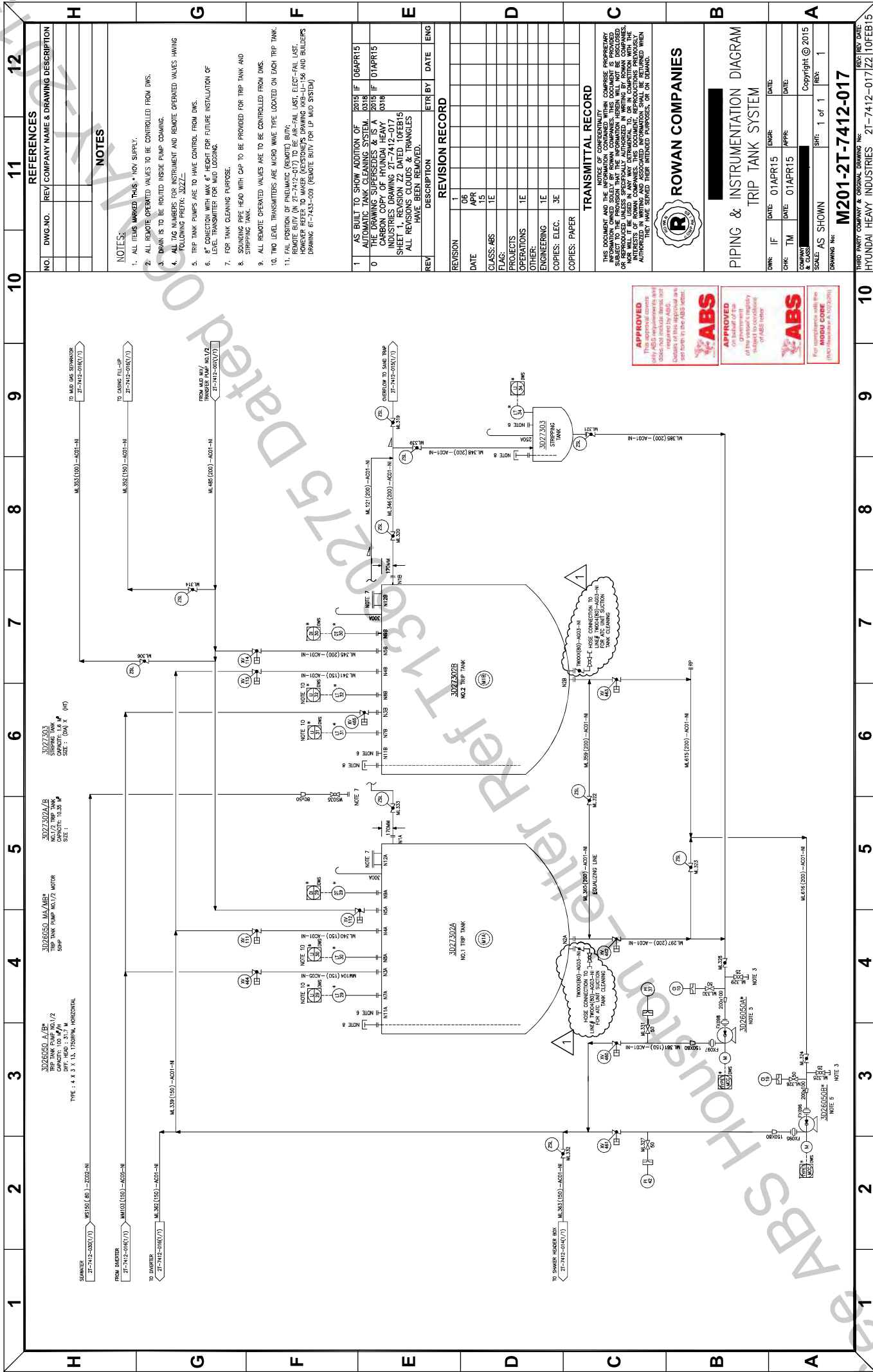
THIRD PARTY COMPANY & ORIGINAL DRAWING NO: HYUNDAI

REVISED DATE: 2T-7412-013Z1 19DEC13



REV	DESCRIPTION	ETRN BY	DATE	ENG
REVISION RECORD				
REVISION	1 2			
	13 28			
	DEC JUN			
	18 19			
DATE	—			
FLAG: —	—			
PROJECTS	—			
OPERATIONS	1E 1E			
MARKETING	—			
ENGINEERING	1E 1E			
DOCUMENT CTRL	1E —			
OTHER —	—			
OTHER —	—			
TOTAL COPIES	3E 2E			

ENSCOROWAN					
<div style="background-color: black; height: 20px; width: 100%;"></div>					
PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM					
HP MUD PUMPS & CHARGING SYSTEM					
DRAWN:	DATE:	12DEC18	ENGR:	DATE:	13DEC18
CHECK:	DATE:	13DEC18	APPR:	DATE:	13DEC18
SCALE:	N.T.S.			SHEET:	3 of 3
COMPANY:				REV:	2
DRAWING NO.					Copyright © 2018
M201-2T-7412-013					
THIRD PARTY COMPANY & ORIGINAL DRAWING NO.					REV. DATE
HYUNDAI 2T-7412-013/1					19DEC



REFERENCES	
NO.	DWG. NO.
1	21-7412-016(1)
2	21-7412-016(1)
3	21-7412-016(1)
4	21-7412-016(1)
5	21-7412-016(1)
6	21-7412-016(1)
7	21-7412-016(1)
8	21-7412-016(1)
9	21-7412-016(1)
10	21-7412-016(1)
11	21-7412-016(1)
12	21-7412-016(1)

NOTES	
1.	ALL ITEMS MARKED THIS WAY ARE NOT SUPPLY.
2.	ALL REMOTE OPERATED VALVES TO BE CONTROLLED FROM DMS.
3.	BRIN IS TO BE ROUTED INSIDE PUMP COUPLING.
4.	ALL TAG NUMBERS FOR INSTRUMENT AND REMOTE OPERATED VALVES HAVING FOLLOWING PREFIX: 3022--
5.	TRIP TANK PUMPS ARE TO HAVE CONTROL FROM DMS.
6.	8" CONNECTION WITH MAX 6" HEIGHT FOR FUTURE INSTALLATION OF LEVEL TRANSMITTER FOR MUD LOSING.
7.	FOR TANK CLEANING PURPOSE.
8.	SOUNDING PIPE HEAD WITH CAP TO BE PROVIDED FOR TRIP TANK AND STRIPPING TANK.
9.	ALL REMOTE OPERATED VALVES ARE TO BE CONTROLLED FROM DMS.
10.	TWO LEVEL TRANSMITTERS ARE MICRO WAVE TYPE LOCATED ON EACH TRIP TANK.
11.	FULL SECTION OF PNEUMATIC (SCHEMATIC) BURN.
12.	REMOVAL BUTY ON 21-7412-017 TO BE AS-FALL LAST. ELEC-FALL LAST. HOWEVER REFER TO MAKER (KISTON) DRAWING KIS-U-156 AND BUILDERS DRAWING 6T-7433-009 (REMOVAL BUTY FOR LP MUD SYSTEM)

REVISION RECORD	
REV	DESCRIPTION
1	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 06APR15
2	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
3	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
4	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
5	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
6	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
7	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
8	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
9	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
10	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
11	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15
12	AS BUILT TO SHOW ADDITION OF 2015 IF 01APR15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15

TRANSMITTAL RECORD	
REVISION	DATE
1	06 APR 15
2	15 APR 15
3	15 APR 15
4	15 APR 15
5	15 APR 15
6	15 APR 15
7	15 APR 15
8	15 APR 15
9	15 APR 15
10	15 APR 15
11	15 APR 15
12	15 APR 15



ROWAN COMPANIES

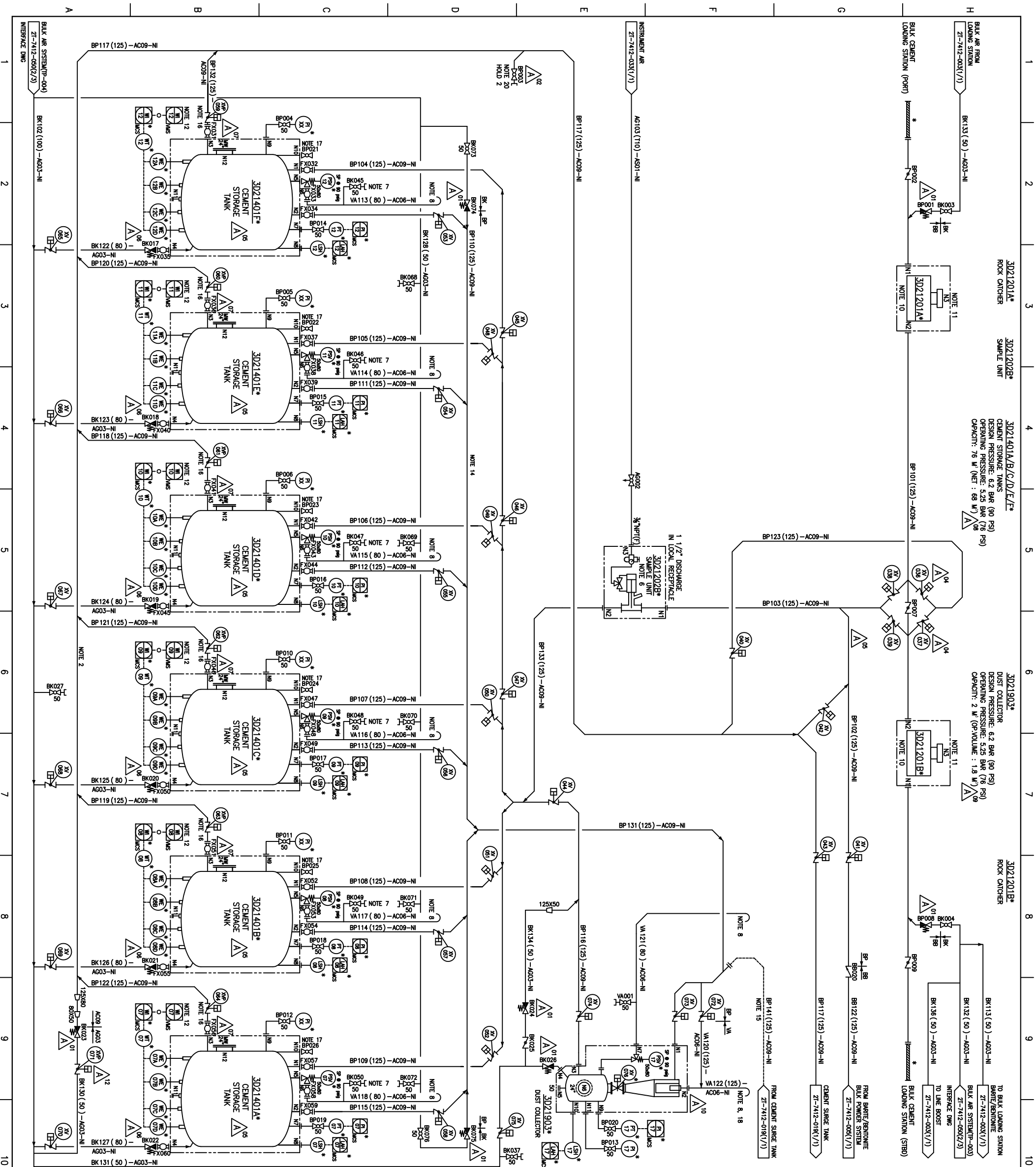
ROWAN COMPANIES

ROWAN COMPANIES



ROWAN COMPANIES



ROWAN COMPANIES

ROWAN COMPANIES



- NOTES:

1. ALL ITEMS MARKED THIS * SUPPLIED BY NOV. ** BY ORE.
2. SMART ELBOW MAY BE USED WHERE 90 BEND IS NOT APPLICABLE.  11
3. NIL.
4. ALL BENDS TO BE 50 MINIMUM WITH VACUATIC END CONNECTION ON ALL PRODUCT LINES.
5. REMOTE BUY TO BE AIR-FALL LAST, ELECT-FALL CLOSED, BUT XWP071,  12 XWP059-XWP064 TO BE AIR/ELECT-FALL CLOSED.
6. STRAIGHT LENGTH 3,500MM AT UPSTREAM AND 2,000MM AT DOWNSTREAM OF SAME UNIT.

7. AIR CONNECTION FOR CLEANING PSY LINES TO BE LOCATED ON TOP OF P-TANKS ACCESS PLATFORM AND AS CLOSE AS POSSIBLE TO PSY.
8. GOOSE NECK VENT TO BE PROVIDED AND TERMINATED AT DECK FLOOR LEVEL, AT SAFE LOCATION AND AWAY FROM PERSONNEL & HAZ. AIR INTAKE.
9. REMOVAL PIPE SECTIONS TO BE PROVIDED WITH VACUALIC COUPLINGS FOR PIPE CLEANOUTS.
10. FOR ROCK CATCHING DURING LOADING, ROCK CATCHER TO BE HORIZONTALLY MOUNTED.
11. 8" VACUALIC CP, MAINTENANCE SPACE TO BE PROVIDED.
12. HEAVE/TILT COMPENSATING SYSTEM TO BE LINK WITH BULK POWDER SYSTEM-DEMENT AND INTERFACE WITH VMS.
13. ALL TKG NUMBERS FOR INSTRUMENTS AND REMOTE OPERATED VALVES HAVING FOLLOWING PREFIX: 3021-.
14. VENT LINE FROM EACH P-TANK TO BE CONNECTED OVER THE TOP OF THE VENT HEADER IF ENOUGH HEAD ROOM, OTHERWISE TO BE CONNECTED TO SIDE OF THE VENT HEADER.
15. SPACE TO BE PROVIDED FOR FUTURE INTERCONNECTION PIPING BETWEEN DUST COLLECTOR AND CEMENT SILENE TANK.
16. DISCHARGE FROM CEMENT STORAGE TANKS SHOULD BE REMOTE CONTROLLED PROPORTIONAL VALVES.
17. FULL BORE BALL VALVE WITHOUT BLIND FLANGE AND SOLIDING TAPE, TO BE PROVIDED BY BUILDER.
18. VENT PIPE END TO BE 125MM IPT THREADED TO ALLOW HAMMER UNION 
19. REMOTE OPERATED VALVES TO BE PLACED AS CLOSE AS POSSIBLE TO THE SUPPLY SIDE OF Y-BRANCHES TO AVOID DEAD LEGS.
20. (HOLD 2) 1" BALL VALVE FOR AIR BLOWING: VALVE SETS AND LOCATION TO BE DECIDED AT DETAIL PIPING ARRANGEMENT STAGE. 

HOLD:

1. NIL.
2. 1" BALL VALVE FOR AIR BLOWING : VALVE SETS AND LOCATION TO BE DECIDED AT DETAIL PIPING ARRANGEMENT STAGE.
- 022
A

[illegible]

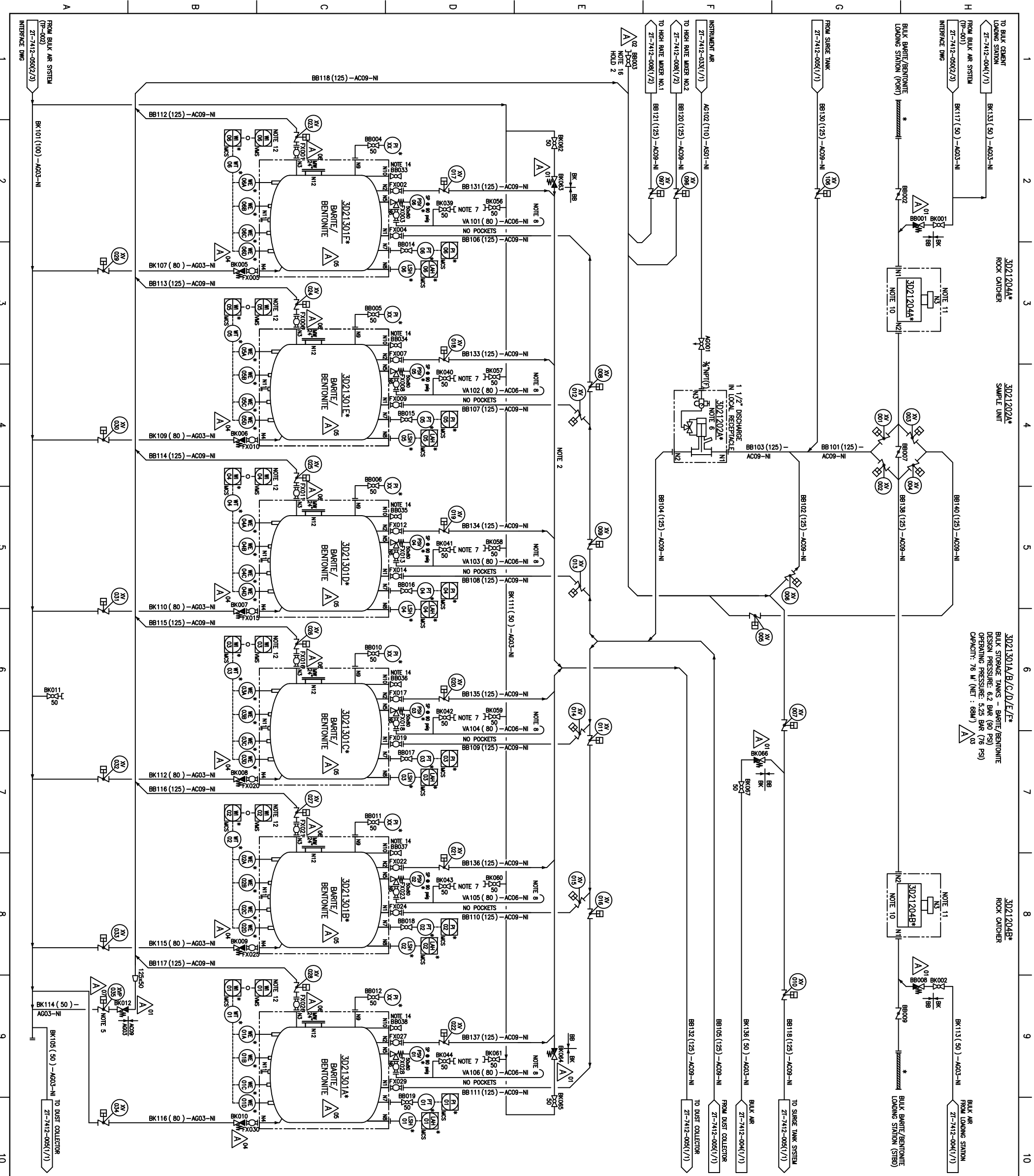
SHIP NAME



HYUNDAI
HEAVY INDUSTRIES CO., LTD.

PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM

DWG. SIZE	SCALE		DRAWN BY	
A3	N.T.S.		K.I.C.	
SFT No.	DRAWING No.			
	2T-7412-004		1/1	
SERVICE No.	JOB No. DISCOP/ASH AND SEQ No.		SFT No. REV.	
			100	



NOTES:

1. ALL ITEMS MARKED THIS * SUPPLIED BY NOV, ** BY OFE.
2. VENT LINE FROM EACH P-TANK TO BE CONNECTED OVER THE TOP OF THE VENT HEADER IF ENOUGH HEAD ROOM, OTHERWISE TO BE CONNECTED TO SIDE OF THE VENT HEADER.
3. NIL.
4. ALL BENDS TO BE 5D MINIMUM WITH VERTICAL END CONNECTION ON ALL PRODUCT LINES.
5. REMOTE BURY TO BE AIR-FALL LAST, ELECT-FALL CLOSED, BUT WP035, XW023~XW028 TO BE AIR/ELECT-FALL CLOSED.
6. STRAIGHT LENGTH 3,500MM AT UPSTREAM AND 2,000MM AT DOWNSTREAM OF SAMPLE UNIT.
7. AIR CONNECTION FOR CLEANING PSY LINES TO BE LOCATED ON TOP OF P-TANK ACCESS PLATFORM AND AS CLOSE AS POSSIBLE TO PSY.
8. GOOSE NECK VENT TO BE PROVIDED AND TERMINATED AT DECK FLOOR LEVEL AT SAFE LOCATION AND AWAY FROM PERSONNEL & HVAC AIR INTAKE.
9. REMOVAL PIPE SECTIONS TO BE PROVIDED WITH VERTICAL COUPLINGS FOR PIPE CLEANOUTS.
10. FOR ROCK CATCHING DURING LOADING, ROCK CATCHER TO BE HORIZONTALLY MOUNTED.
11. 8" VERTICAL CAP, MAINTENANCE SPACE TO BE PROVIDED.
12. HEAVE/LIFT COMPENSATING SYSTEM TO BE LINK WITH BULK POWDER SYSTEM-BARITE/BENTONITE AND INTERFACE WITH VMS.
13. ALL TAG NUMBERS FOR INSTRUMENTS AND REMOTE OPERATED VALVES HAVING FOLLOWING PREFIX: 3021--
14. FULL BORE BALL VALVE, WITHOUT BLIND FLANGE AND SOUNDING TAP, TO BE PROVIDED BY BUILDER.
15. REMOTE OPERATED VALVES TO BE PLACED AS CLOSE AS POSSIBLE TO THE SUPPLY SIDE OF 1"-BRANCHES TO AVOID DEAD LEGS.
16. (HOLD 2) 1" BALL VALVE FOR AIR BLOWING : VALVE SETS AND LOCATION TO BE DECIDED AT DETAIL PIPING ARRANGEMENT STAGE.

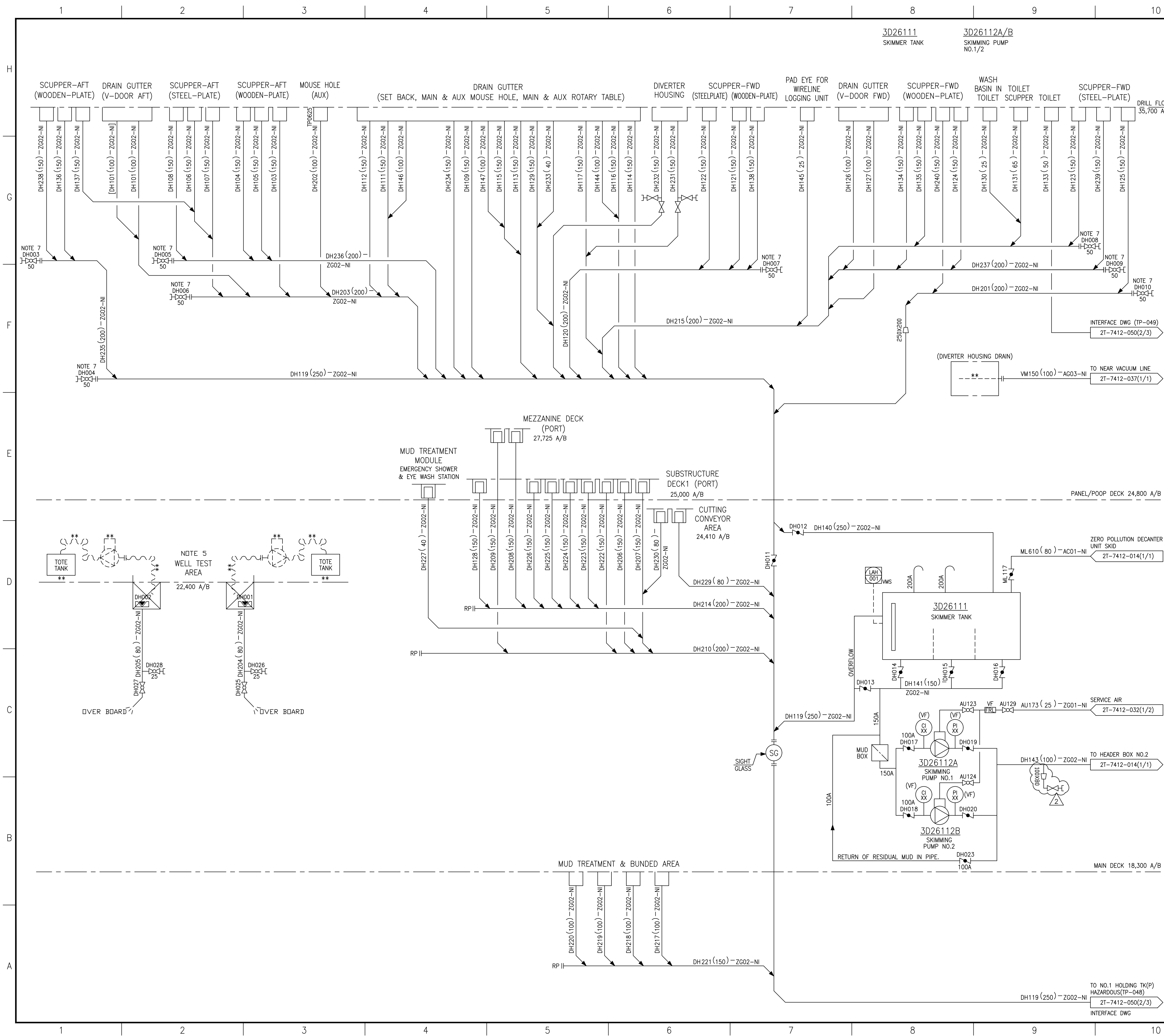
- HOLD:
1. NIL.
 2. 1" BALL VALVE FOR AIR BLOWING : VALVE SETS AND LOCATION TO BE DECIDED AT DETAIL PIPING ARRANGEMENT STAGE.

REV	MARK	DATE	ORIG	CHK	APP
100	A	22.FEB.12	HRJ	RK	SHK
0	-	30.NOV.11	HRJ	RK	SHK
REV	MARK	DATE	ORIG	CHK	APP
REVISIONS					



PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM
BULK POWDER SYSTEM BARITE/BENTONITE

DRG SIZE	SCALE	N.T.S	CAD No.	DRWING BY
A3				KJC
SFT No.	DRAWING No.	21-7412-003		1/1 100
SERVICE No.	JOB No.	DISC000000000000000000	REV No.	SFT No.

[illegible]

GENERAL NOTES

- NOTES:
1. DIRTY DRAIN LINES CONTAINING MUD TO HAVE A FALL OF 1:50 WHERE POSSIBLE.
 2. CLEAN DRAIN LINES TO HAVE A FALL OF 1:50 WHERE POSSIBLE.
 3. POCKETS ARE NOT ACCEPTABLE IN ANY DRAIN LINES.
 4. RODDING POINTS TO BE PROVIDED.
 5. WELL TEST AREA SHALL BE EQUIPPED WITH 150MM HEIGHT COAMING WITHOUT DRAIN PLUG, SURFACE VALVE TO BE CLOSED DURING WELL TEST OPERATION. FOR HAZARDOUS DRAIN DURING WELL TEST, PORTABLE PUMP AND TOTE TANK TO BE USED.
 6. ALL ITEMS MARKED ** OPE SUPPLY.
 7. BALL VALVE WITH COUPLING DEVICE TO BE PROVIDED ON RP BLIND FOR WATER JET.

MATERIAL NOTES

2	UPDATED TO AS-BUILT, ADDED 1x80mm GATE VALVE & HOSE CONNECTION.	2016 0571	TM	09AUG17	-
1	UPDATED TO AS-BUILT, ADDED GATE VALVES FOR ISOLATION & SUCTION POINTS BELOW DRILL FLOOR.	2015 1087	TM	09AUG17	-
0	THIS DRAWING SUPERSEDES & IS A CARBON COPY OF HYUNDAI DRAWING 27-7412-027, REVISION Z1, DATED 19DEC13. ALL REVISION CLOUDS & TRIANGLES HAVE BEEN REMOVED.	2015 1087	TM	09AUG17	-

REVISION RECORD

[illegible]

TRANSMITTAL RECORD

NOTICE OF CONFIDENTIALITY

THIS DOCUMENT AND THE INFORMATION CONTAINED WITHIN COMPRISE PROPRIETARY INFORMATION OWNED SOLELY BY ROWAN COMPANIES. THIS DOCUMENT IS PROVIDED SUBJECT TO THE PROVISIONS THAT THE INFORMATION HEREIN WILL NOT BE DISCLOSED OR REPRODUCED UNLESS SO AUTHORIZED IN WRITING BY ROWAN COMPANIES. NOR WILL IT BE USED IN ANY WAY DETRIMENTAL TO, OR IN COMPETITION WITH THE INTERESTS OF ROWAN COMPANIES. THIS DOCUMENT, REPRODUCTIONS PREVIOUSLY AUTHORIZED IN WRITING AND ASSOCIATED INFORMATION SHALL BE RETURNED WHEN THEY HAVE SERVED THEIR INTENDED PURPOSES, OR ON DEMAND.

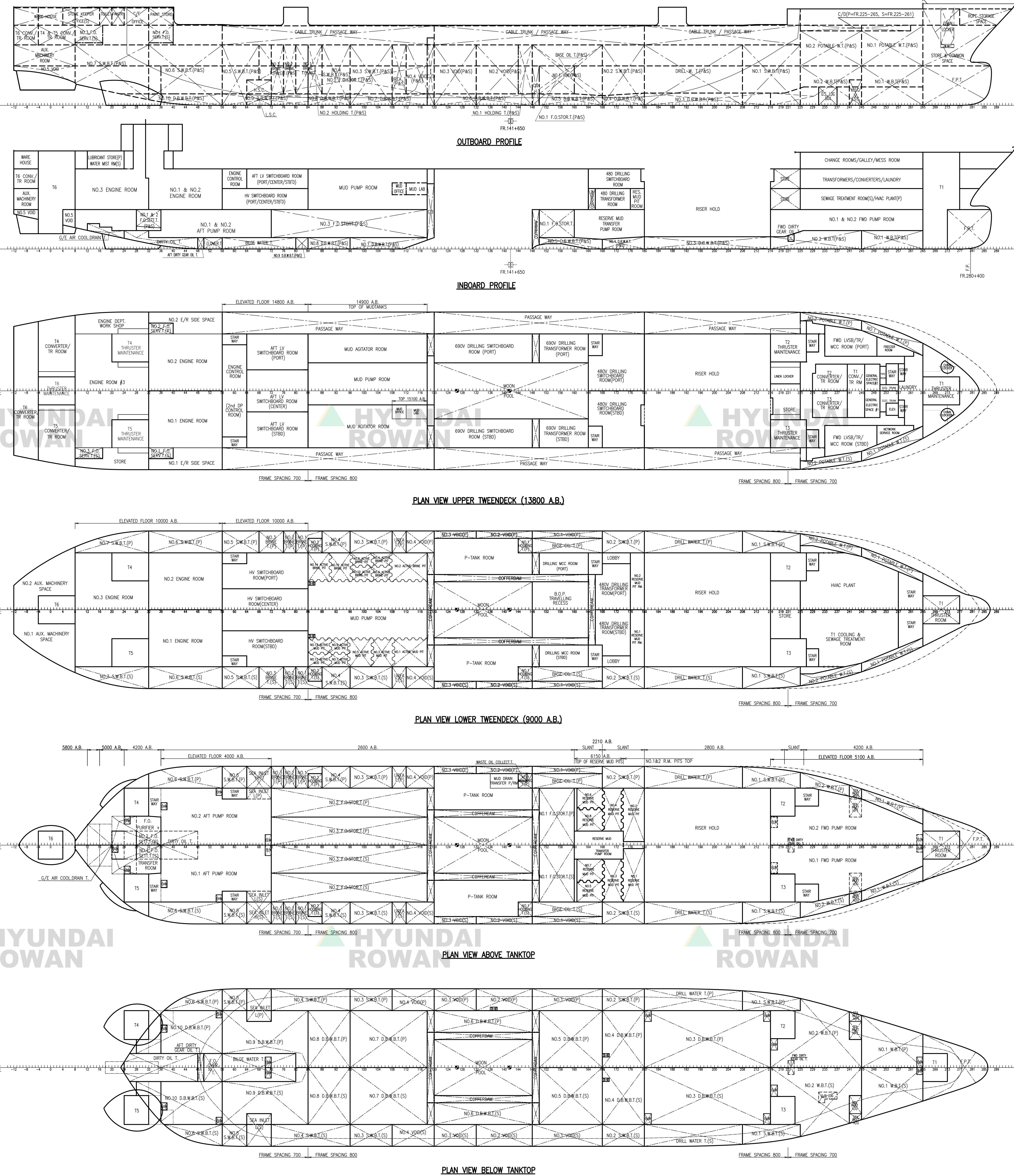
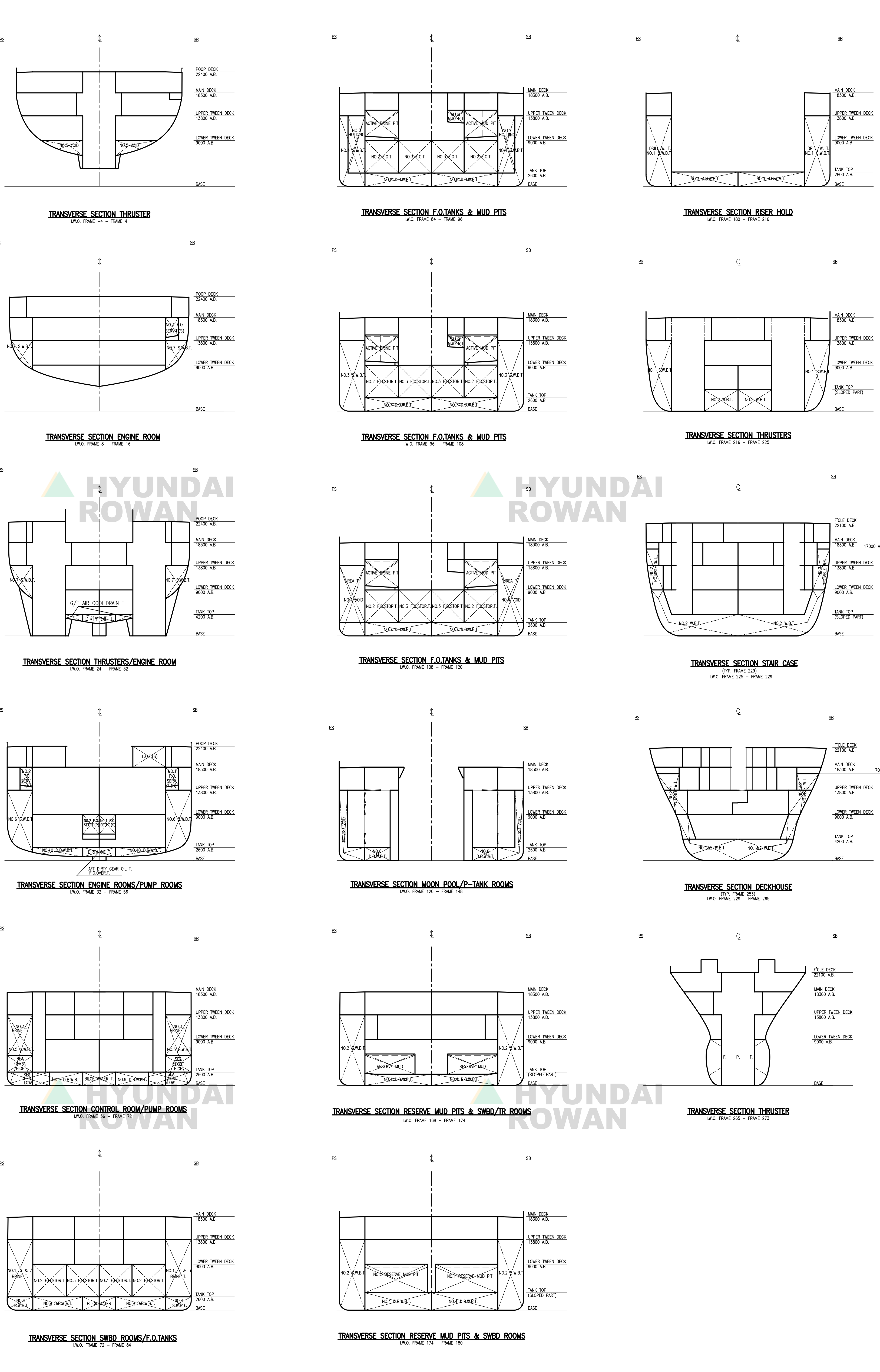
**ROWAN COMPANIES**

PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM DRAINAGE SYSTEM HAZARDOUS

DWN:	TM	DATE:	09AUG17	ENGR:	—	DATE:	—
CHK:	TM	DATE:	09AUG17	APPR:	—	DATE:	—
COMPANY & CLASS:						Copyright © 2017	
SCALE: NTS				SHT: 1 of 1		REV: 2	

M201-2T-7412-027

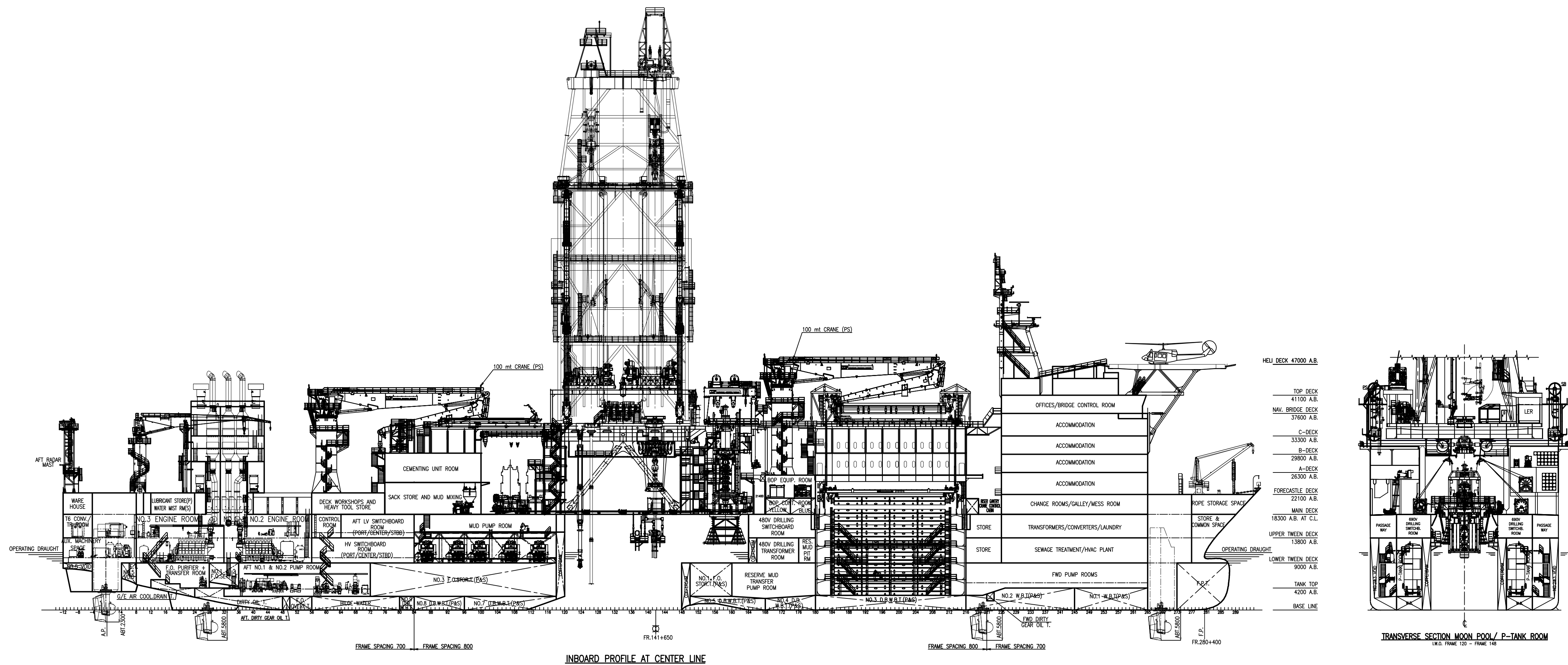
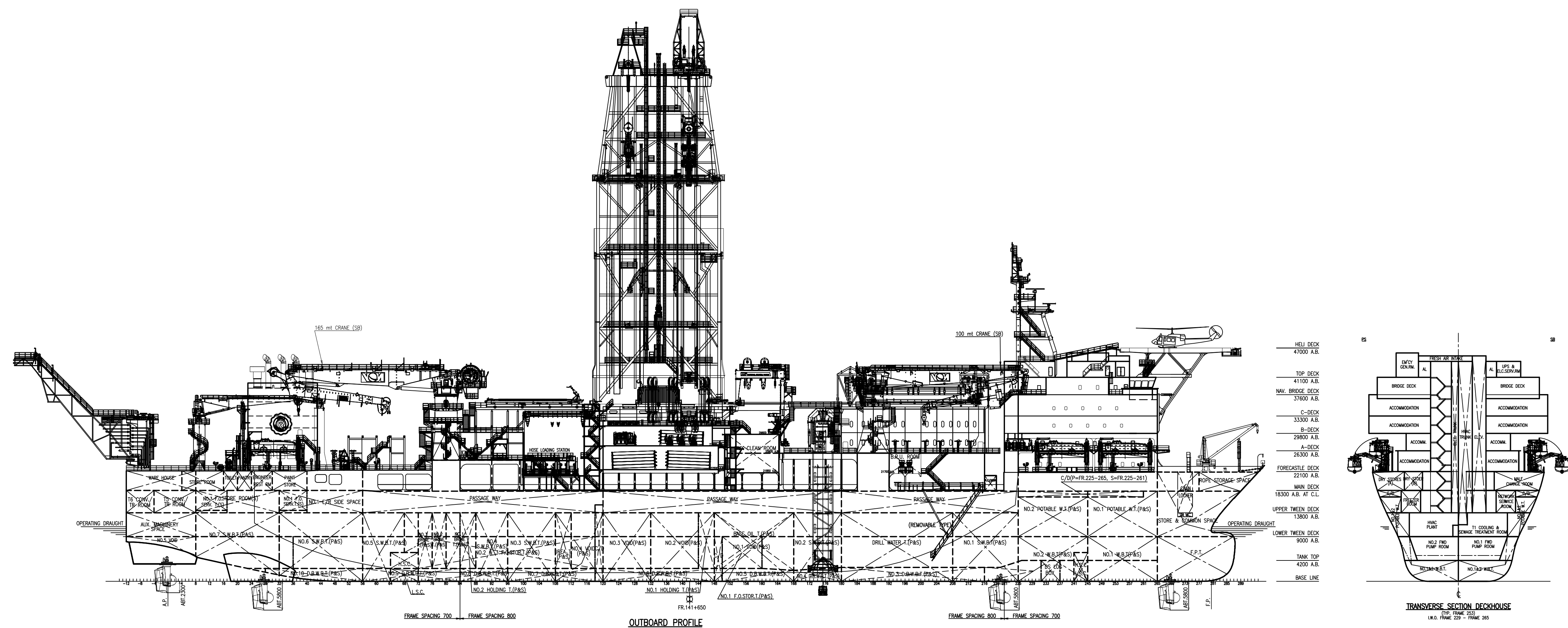
TANK AND CAPACITY PLAN



DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight T	LCG Fwd of MS m	TCG SB [±] m	VCG Above BL m	FSM m
(S.G. ± FULL RATIO = 1.000 ± 100.0%)							
F.P.T.	265.0 - 287.4	1012.3	1037.6	101.22	0.00	4.70	1944
NO.1 W.B.T.(P)	287.4 - 290.0	868.1	888.1	291.2	0.00	4.70	1315
NO.2 W.B.T.(P)	290.0 - 290.0	888.0	909.1	290.0	4.80	3.16	1386
NO.3 W.B.T.(P)	290.0 - 290.0	1010.0	1044.5	290.0	-7.41	3.77	1857
NO.4 W.B.T.(P)	290.0 - 290.0	888.0	1003.5	290.1	7.44	2.70	3902
NO.5 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.6 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.7 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.8 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.9 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.10 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.11 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.12 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.13 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.14 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.15 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.16 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.17 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.18 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.19 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.20 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.21 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.22 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.23 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.24 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.25 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.26 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.27 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.28 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.29 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.30 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.31 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.32 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.33 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.34 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.35 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.36 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.37 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.38 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.39 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.40 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.41 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.42 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.43 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.44 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.45 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.46 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.47 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.48 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.49 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.50 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.51 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.52 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.53 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.54 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.55 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.56 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.57 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.58 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.59 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.60 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.61 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.62 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.63 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.64 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.65 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.66 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.67 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.68 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.69 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.70 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.71 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.72 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.73 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.74 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.75 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.76 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.77 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.78 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.79 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.80 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.81 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.82 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.83 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.84 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.85 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.86 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.87 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.88 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.89 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.90 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.91 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.92 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.93 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.94 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.95 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.96 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.97 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.98 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.99 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.100 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.101 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.102 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.103 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.104 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.105 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.106 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.107 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.108 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.109 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.110 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.111 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.112 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.113 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.114 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.115 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.116 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.117 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.118 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
NO.119 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	-6.40	1.40	1272
NO.120 W.B.T.(S)	290.0 - 290.0	1000.0	1044.0	290.0	6.40	1.40	1272
TOTAL		20779.2	21299.9	3.40	-0.14	4.48	61576.0

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight T	LCG Fwd of MS m	TCG SB [±] m	VCG Above BL m	FSM m
(S.G. ± FULL RATIO = 1.000 ± 100.0%)							
LIQUID MUD PIT	108.4 - 118.0	236.5	449.3	-22.91	-	-	-
NO.2 ACTIVE BRINE PIT	107.6 - 118.0	84.8	484.1	-23.20	-0.78	12.16	177
NO.10 ACTIVE BRINE PIT	100.0 - 118.0	147.5	285.2	-10.49	-0.96	12.16	354
NO.24 ACTIVE BRINE PIT	102.4 - 107.6	6.1	11.0	-23.40	-11.46	12.16	10
NO.25 ACTIVE MUD PIT	95.6 - 105.4	165.9	315.2	-34.25	0.78	12.15	115
NO.26 ACTIVE MUD PIT	102.4 - 107.6	6.1	11.0	-23.40	-11.46	12.16	10
NO.7 ACTIVE MUD PIT	90.4 - 105.6	6.1	11.1	-39.05	11.46		

GENERAL ARRANGEMENT



PRINCIPAL DIMENSIONS

LENGTH O. A.	228.94	M
LENGTH B. P.	210.1	M
BREADTH MLD.	36	M
DEPTH MLD.(AT SIDE)	18.15	M
DEPTH MLD.(AT C.L.)	18.3	M
DRAUGHT MLD.(OPERATING)	11	M
DRAUGHT MLD.(SCANTLING)	12	M
TOP OF DERRICK(ABOVE B.L.)	ABT. 119	M

FREEBOARD FOR TYPE 'B' SHIP

CLASS ; ABS +A1 Drillship(E), +AMS, +ACCU, +DPS-3,HELIDK(SRF)
SH-DLA, SFA(25), UWILD, +CDS, CRC, CPS, ENVIRO-OS,
NBL, ISQM.

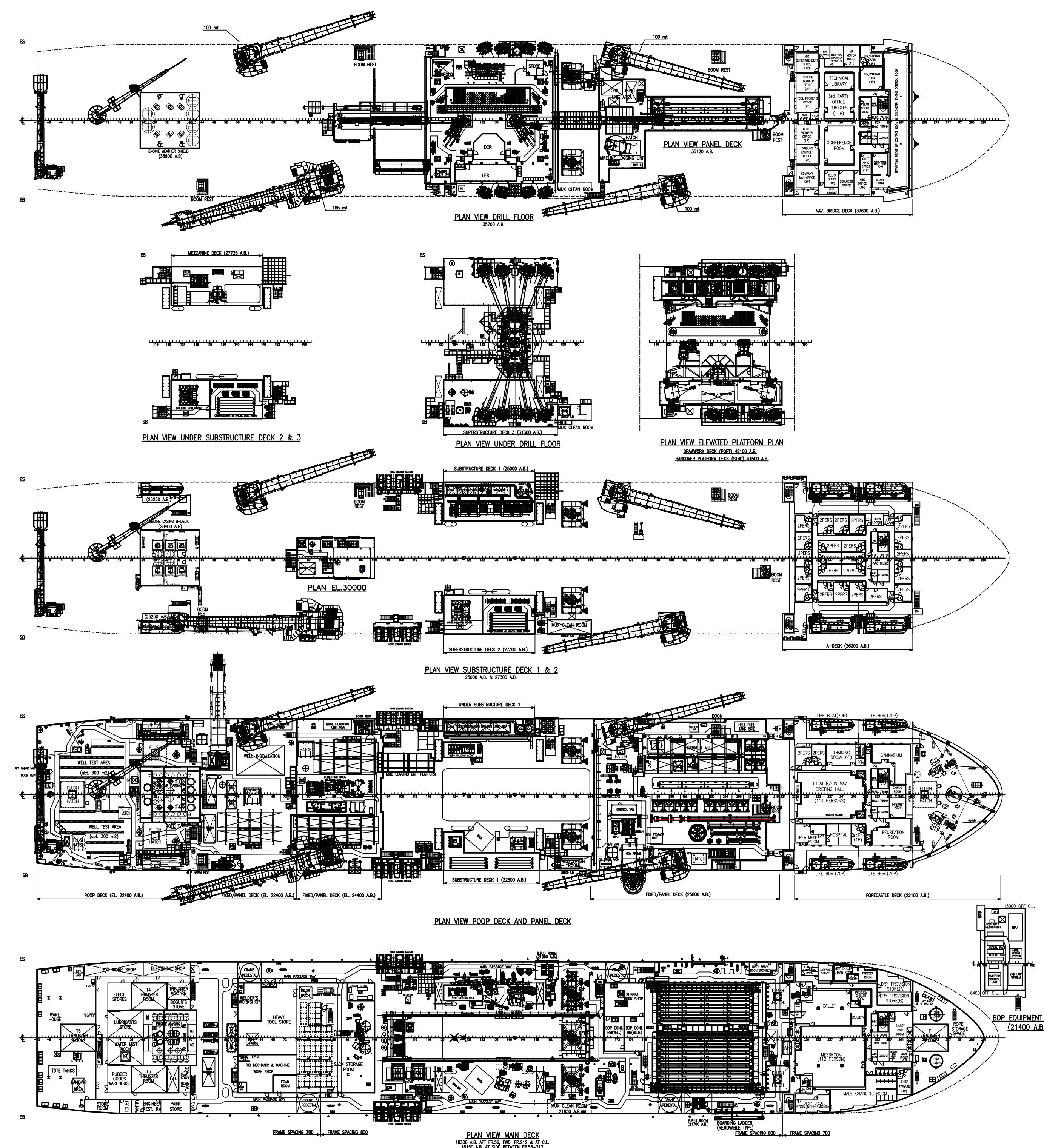
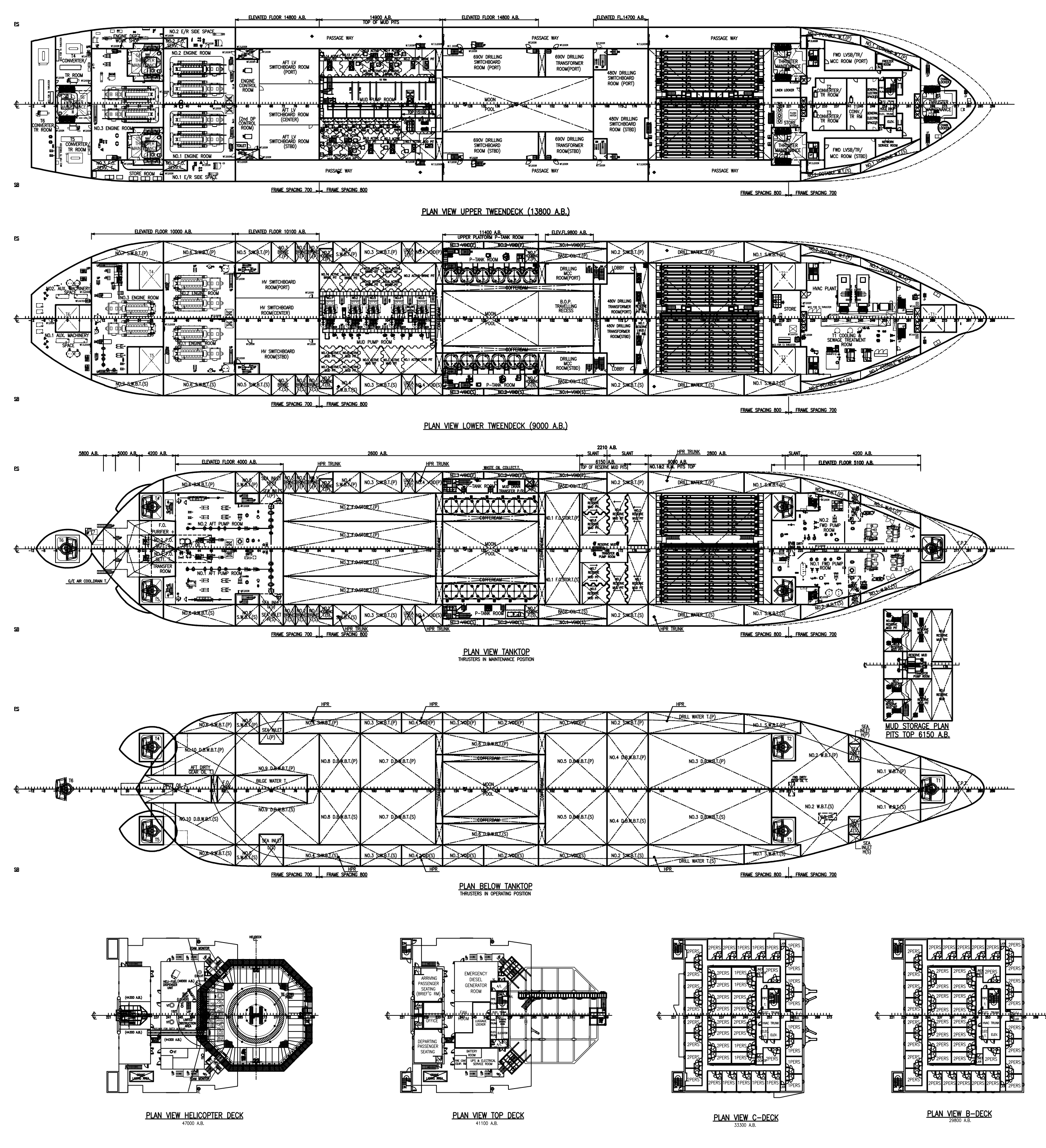
PROPULSION ; ROLLS-ROYCE MARINE (UUC 455 FP)
AZIMUTH THRUSTER - 6 SETS
RATED POWER ; 5,000 kW / SET

CAUTION

THIS DRAWING CONTAINS CONFIDENTIAL PROPRIETARY INFORMATION.
HENCE, THE REPRODUCTION, TRANSFER AND/OR UTILIZATION IN
WHOLE OR IN PART ARE PROHIBITED WITHOUT THE WRITTEN
PERMISSION OF HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES CO., LTD.

SHIP NO.	IMO SHIP IDENTIFICATION NO.	SHIP NAME
SEC.NO.	DESIGN COORDINATION DEPT	NAME OF DRAWING
C3J4		GENERAL ARRANGEMENT(1/2)
TEL.NO.	SHIP NO.	(PROFILE & SECTION)
33845		
DATE	APPROVED Kyoungsang Lee	SCALE
2013. 12. 11	CHECKED Ohjoong Kwon	1/400
	DRAWN Youngkyo Oh	DRAWING NO.
		1G - 7000 - 201
		REV. NO.
		Z1
	HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES CO., LTD.	CONSOLIDATED NO.
		GAS - 1

GENERAL ARRANGEMENT



PRINCIPAL DIMENSIONS			
LENGTH O. A.	228.94	M	
LENGTH B. P.	210.1	M	
BREADTH MLD.	36	M	
DEPTH MLD.(AT SIDE)	18.15	M	
DEPTH MLD.(AT C.L.)	18.3	M	
DRAUGHT MLD.(OPERATING)	11	M	
DRAUGHT MLD.(SCANTLING)	12	M	
TOP OF DERRICK(ABOVE B.L.)	ABT. 119	M	

FREEBOARD FOR TYPE 'B' SHIP

CLASS : ABS +A1 Drillship(ⓔ), +AMS, +ACCU, +DPS-3, HELIQU(SRF)
SH-DLA, SFA(25), UWILD, +CDS, CRC, CPS, ENVIRO-OS, NBL, ISQM.

PROPULSION ; ROLLS-ROYCE MARINE (UUC 455 FP)
AZIMUTH THRUSTER - 6 SETS
RATED POWER ; 5,000 KW / SET

CAUTION			
THIS DRAWING CONTAINS CONFIDENTIAL PROPRIETARY INFORMATION. HEREBY, THE REPRODUCTION, TRANSMISSION AND/OR UTILIZATION IN WHOLE OR IN PART ARE PROHIBITED WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES CO., LTD.			
SHIP NO. 1	IMO SHIP IDENTIFICATION NO.	SHIP NAME	
SEC NO. C14	DESIGN COORDINATION DEPT	NAME OF DRAWING	GENERAL ARRANGEMENT(2/2)
TEL NO. 33665	SHIP NO.	(PLAN)	
DATE 2013. 12. 11	APPROVED Kyungsang Lee	SCALE	DRAWING NO. 1G-7000-201
CHECKED Chongsang Kwon	DRAWN Youngkyoo Oh	REV. NO. Z1	
HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES CO., LTD.		CONSOLIDATED NO.	GAS - 1

ANEXO C - FICHA DE INFORMAÇÃO DE SEGURANÇA PARA PRODUTOS QUÍMICOS (FISPQ)

Documento digital. Cópias impressas não estarão controladas!			
FISPQ Nº 04	BARITAS	Data da última revisão: 09/2016	Página 1 de 6

Minérios Ouro Branco Ltda.

Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos – FISPQ

1 – IDENTIFICAÇÃO DO PRODUTO E DA EMPRESA

- **Nome do produto:** Baritas
- **Código interno de identificação do produto:** 4220, 4340, 4360, 4380 e 4390
- **Principais usos:** tintas, plásticos, resinas e materiais de fricção.
- **Nome da empresa:** Minérios Ouro Branco Ltda.
- **Endereço:** Rua da Ventura, nº 165 – Vila Nova Cachoeirinha – São Paulo – SP – Brasil
- **Telefone da empresa:** +55 11 3859-6101
- **Telefone para emergência:** +55 11 3859-3479
- **Fax:** +55 11 3859-0354
- **e-mail:** minerios@ourobranco.com.br

2 – IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS

- **Classificação de perigo do produto químico:** Produto não classificado como perigoso pelo Sistema de Classificação utilizado.
- **Sistema de classificação utilizado:** Norma ABNT-NBR 14725-2:2009 – versão corrigida 2:2010; Sistema Globalmente Harmonizado para a Classificação e Rotulagem de Produtos Químicos, ONU.
- **Outros perigos que não resultam em uma classificação:** O produto não possui outros perigos.

Elementos apropriados da rotulagem

• Pictogramas de Perigos	Não aplicável.
• Palavra de Advertência	Não aplicável.
• Frases de Perigo	Não aplicável.
• Frases de Precaução	P260 + P280 Não inale as poeiras. Usar luvas para proteção das mãos, óculos para proteger os olhos e máscara para proteção respiratória. P302 + P352 Se atingir os olhos: Lave com bastante água. Em contato com a pele, lave com bastante água e sabão. P304 + P340 Em caso de inalação, retirar a vítima para local ventilado e mantê-la em repouso numa posição confortável para respirar.

Recomendações de precaução: Lave as mãos após o manuseio do produto. Durante o manuseio do produto, não beba, coma ou fume; Recomenda-se a utilização de EPIs adequados durante o manuseio do produto; Obtenha informações sobre o produto antes do manuseio; Armazene o produto em local adequado; Em caso de emergência, proceda conforme indicações da FISPQ.

3 – COMPOSIÇÃO E INFORMAÇÕES SOBRE OS INGREDIENTES

Documento digital. Cópias impressas não estarão controladas!			
FISPQ Nº 04	BARITAS	Data da última revisão: 09/2016	Página 2 de 6

Substância

- **Nome químico comum ou nome técnico:** Sulfato de Bário
- **Sinônimos:** Sulfato de Bário
- **Registro no *Chemical Abstract Service* (CAS) nº:** 7727-43-7

Impurezas que contribuam para o perigo: Pode apresentar em sua composição sílica cristalina (1% máximo).

- **Nome químico comum ou nome técnico:** Sílica Cristalina
- **Sinônimos:** Dióxido de silício; óxido de silício; quartzo; sílica.
- **Registro no *Chemical Abstract Service* (CAS) nº:** 14808-60-7

4 – MEDIDAS DE PRIMEIROS-SOCORROS

- **Inalação:** Procurar auxílio médico imediato. Remova a pessoa exposta para local ventilado. Em caso de dificuldade respiratória, fornecer oxigênio. Em caso de parada respiratória, providenciar respiração artificial.
- **Contato com a pele:** Remover roupas e sapatos contaminados. Lave a pele exposta com quantidade suficiente de água para remoção do material. Procurar auxílio médico imediato.
- **Contato com os olhos:** Remover a vítima imediatamente do local de exposição. Lavar os olhos cuidadosamente com água durante vários minutos. No caso de uso de lentes de contato, remova-as, se for fácil. Caso ocorra irritação ocular, procurar imediatamente por um médico. Leve esta FISPQ.
- **Ingestão:** Não induza o vômito. Se vômito ocorrer, mantenha a cabeça mais baixa do que o tronco para evitar aspiração do produto para os pulmões. Procurar auxílio médico imediato. Leve esta FISPQ.
- **Sintomas e efeitos mais importantes, agudos ou tardios:** Pode provocar irritação na pele com vermelhidão e ressecamento. Pode causar irritação ocular com lacrimejamento e vermelhidão, irritação nasal e incômodos respiratórios com tosse e espirros.
- **Notas para o médico:** Não é conhecido antídoto específico. O tratamento deve ser direcionado de acordo com os sintomas e as condições clínicas do paciente.

5 – MEDIDAS DE COMBATE A INCÊNDIO

- **Meios de Extinção:** não combustível. A substância em si não queima. Em caso de incêndio, envolvendo o produto, extinguir o fogo usando o agente extintor adequado para o tipo de fogo circundante.
- **Perigos específicos da mistura ou substância:** Quando aquecido até a decomposição emite fumos tóxicos de óxidos de enxofre. A combustão de sua embalagem pode formar gases irritantes e tóxicos como monóxido e dióxido de carbono.
- **Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio:** Não deve ser direcionado jato de água diretamente sobre o produto em chamas, pois este poderá espalhar-se e aumentar a intensidade do fogo. Necessário equipamento de proteção respiratória do tipo autônomo (SCBA) com pressão positiva e vestuário protetor completo. Contêineres e tanques envolvidos no incêndio devem ser resfriados com neblina d'água.

6 – MEDIDAS DE CONTROLE PARA DERRAMAMENTO OU VAZAMENTO

Precauções pessoais

- **Para o pessoal que não faz parte dos serviços de emergência:** Isole preventivamente de fontes de ignição. Não fume. Evite exposição com o produto. Caso necessário, utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.
- **Para pessoal de serviço de emergência:** Utilize EPI completo com óculos de proteção do tipo ampla visão, luvas de segurança de borracha ou tecido, vestuário protetor adequado, avental de tecido ou PVC e botas plásticas. Em caso de vazamento, onde a exposição é grande, recomenda-se o uso de máscara de proteção respiratória com filtro contra poeiras ou névoas. Remova preventivamente fontes de ignição.
- **Precauções ao meio ambiente:** Evite que o produto derramado atinja cursos d'água e rede de esgotos. Avisar as autoridades competentes se o produto alcançar sistemas de drenagem, cursos de água ou se contaminar o solo ou a vegetação.

Documento digital. Cópias impressas não estarão controladas!			
FISPQ Nº 04	BARITAS	Data da última revisão: 09/2016	Página 3 de 6

- **Métodos e materiais para contenção e limpeza:** Contenha o derramamento e sempre que possível pulverize o mesmo com água a fim de minimizar a formação de poeiras. Manter longe de quaisquer fontes de ignição as embalagens de papel deste produto. Utilizar obrigatoriamente nesta situação máscara contra pó e óculos e se possível luvas e botas plásticas. Colete o produto com uma pá limpa ou outro instrumento que não disperse o produto. Coloque o material em sacos ou outros recipientes apropriados e remova-os para local seguro. Utilizar sempre que possível ventilação local exaustora nestas situações. Para destinação final, proceda conforme a Seção 13 desta FISPQ.

7 – MANUSEIO E ARMAZENAMENTO

- **Precauções para manuseio seguro:** Manuseie em uma área ventilada ou com sistema geral de ventilação/exaustão local. Evite formação de poeiras e névoas. Evite contato com materiais incompatíveis. Utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8. Lave as mãos e o rosto cuidadosamente após o manuseio e antes de comer, beber, fumar ou ir ao banheiro. Lavar as roupas contaminadas antes de reusa-las.

Condições de armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade

- **Prevenção de incêndio e explosão:** Evite poeira excessiva, faíscas, fontes de ignição, chamas abertas, operações de solda e o acúmulo de cargas eletrostáticas em área de produto seco caso haja grande concentração de pó do produto, devido ao perigo de explosão. Mantenha afastado de materiais incompatíveis. Fósforo e alumínio (alumínio na presença de calor pode causar explosão).
- **Condições adequadas:** Armazene em local coberto e bem ventilado, longe da umidade e da luz solar. Mantenha os sacos devidamente fechados e, se possível, paletizados e lonados. Não acondicionar sobre os blocos de materiais objetos que possam vir a rasgar a sacaria.
- **Materiais para embalagens:** Embalagem de papel Kraft.

8 – CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL

Parâmetros de controle

- **Limites de exposição ocupacional:** TLV-TWA (ACGIH): 05 mg/m³ – Fração inalável de partículas em suspensão que não contenham asbestos e < 1% de sílica cristalina; PEL-TWA (OSHA): 15 mg/m³ – Poeira total; 5 mg/m³ – Fração respirável; TLV-STEL (ACGIH): Não estabelecido; REL-TWA (NIOSH): 10 mg/m³ - Poeira total; 5 mg/m³ - Poeira inalável; LT- (NR15): Não estabelecido; Limite de Odor: Não estabelecido; IPVS: Não estabelecido.
- **Índices Biológicos:** Não estabelecido.
- **Medidas de controle de engenharia:** Promova ventilação mecânica e sistema de exaustão direta para o meio exterior. Estas medidas auxiliam na redução da exposição ao produto. Mantenha as concentrações atmosféricas, dos constituintes do produto, abaixo dos limites de exposição ocupacional indicados.

Medidas de Proteção Pessoal

- **Proteção dos olhos/face:** Óculos de proteção do tipo ampla visão.
- **Proteção da pele:** Luvas de segurança de borracha ou tecido, vestuário protetor adequado, avental de tecido ou PVC e botas plásticas.
- **Proteção respiratória:** Com base nos limites de exposição ocupacional, uma avaliação de risco deve ser realizada para adequada definição da proteção respiratória tendo em vista as condições de uso do produto. Siga orientação do Programa de Prevenção Respiratória (PPR), FUNDACENTRO. Em caso de vazamento, onde a exposição é grande, recomenda-se o uso de máscara de proteção respiratória com filtro contra poeiras ou névoas.
- **Perigos térmicos:** Não apresenta perigos térmicos.

9 – PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

- **Estado físico:** Sólido.
- **Forma:** Pó fino.
- **Cor:** Branco, cinza ou bege.
- **Odor e limite de odor:** Inodoro.

Documento digital. Cópias impressas não estarão controladas!			
FISPQ Nº 04	BARITAS	Data da última revisão: 09/2016	Página 4 de 6

- **pH:** 6,0 a 10,0 em solução 10%.
- **Ponto de fusão/ponto de congelamento:** 1580°C.
- **Ponto de ebulição inicial e faixa de temperatura de ebulição:** 1600°C (decompõe-se).
- **Ponto de fulgor:** Não aplicável.
- **Taxa de evaporação:** Não aplicável.
- **Inflamabilidade (sólido; gás):** Não aplicável.
- **Limite inferior/superior de inflamabilidade ou explosividade:** Não disponível.
- **Pressão de vapor:** Não aplicável.
- **Densidade de vapor:** Não aplicável.
- **Densidade relativa:** Não disponível.
- **Solubilidade(s):** Insolúvel em água.
- **Coeficiente de partição – n-octanol/água:** Não aplicável.
- **Temperatura de autoignição:** Não disponível.
- **Temperatura de decomposição:** Não aplicável.
- **Viscosidade:** Não disponível.

10 – ESTABILIDADE E REATIVIDADE

- **Reatividade:** Nenhuma reatividade é esperada.
- **Estabilidade química:** Produto estável em condições normais de temperatura e pressão.
- **Possibilidade de reações perigosas:** Não são conhecidas reações perigosas com relação ao produto.
- **Condições a serem evitadas:** Temperaturas elevadas, umidade e contato com materiais incompatíveis.
- **Materiais incompatíveis:** Fósforo e alumínio (alumínio na presença de calor pode causar explosão).
- **Produtos perigosos da decomposição:** A decomposição térmica do produto pode produzir óxidos de enxofre.

11 – INFORMAÇÕES TOXICOLÓGICAS

- **Toxicidade aguda:** DL₅₀ (oral, ratos): > 5000 mg/kg
DL₅₀ (dérmica): não disponível
CL₅₀ (inalação): não disponível
- **Corrosão/irritação da pele:** Pode provocar leve irritação na pele com leve vermelhidão e ressecamento.
- **Lesões oculares graves/irritação ocular:** O contato direto com o produto pode causar leve irritação ocular com lacrimejamento e vermelhidão.
- **Sensibilidade respiratória ou à pele:** O sulfato de bário foi testado clinicamente para a atividade de sensibilização e nenhuma foi detectada. Estudo realizado em camundongos mostrou-se negativo em relação a sensibilização cutânea. Para o Sulfato de bário e Cloreto de bário, esse endpoint baseia-se na concentração de Ba2+ dissolvido, e como consequência na solubilidade de cada substância. Cloreto de bário é solúvel em água ao passo que Sulfato de bário é pouco solúvel. Em consideração a esse fato, a administração de Cloreto de bário, resultara em maior bioacessibilidade do íon Ba2+, levando a um resultado mais confiável do estudo realizado. Pelo princípio da interpolação (read across) pode ser adotado para o Sulfato de bário o resultado obtido com a utilização do Cloreto de bário (pior cenário).
- **Mutagenecidade em células germinativas:** Estudo in vitro, realizado em fibroblastos de ratos (Murinae) mostrou-se negativo em relação a genotoxicidade. O sulfato de bário também não foi genotóxico em linfócitos de sangue periférico humano, em teste in vitro (teste cometa).
- **Carcinogenicidade:** Não houve evidência de atividade carcinogênica (não mostrou nenhum aumento relacionado a neoplasias malignas ou benignas) em teste realizado com Cloreto de bário em ratos machos e fêmeas. Considerando-se que a toxicidade está relacionada a biodisponibilidade do íon Ba2+, o que é possível com a substância mais solúvel em água, pelo princípio da interpolação, o resultado pode ser adotado para o Sulfato de bário. Considerando-se o pior cenário, conclui-se que o NOAEL de sulfato de bário é ≥ 102 mg/kg.
- **Toxicidade à reprodução:** Diversos estudos em animais tem examinado o potencial de toxicidade reprodutiva. No único estudo de exposição inalatória, foram relatados um número de efeitos adversos, incluindo distúrbios na espermatogênese, ciclo menstrual encurtado e dano histológico para os testículos e ovários. No entanto, limitadas informações sobre a condução do estudo e resultados e pela falta de dados sobre a incidência e análise estatística

limitam a interpretação dos resultados do estudo. Adicionalmente, não foram observadas alterações na morfologia, motilidade do esperma, ou contagens em ratos ou camundongos expostos ao Bário na água de beber por 60 dias.

- **Toxicidade para órgãos-alvo específicos – exposição única:** O contato direto com o produto pode causar leve irritação respiratória com tosse e espirros, por efeitos mecânicos.
- **Toxicidade para órgãos-alvo específicos – exposição repetida:** Estudo com ratos expostos a 44,1 mg Bário/m³ como Sulfato de bário por 7 horas, 5 dias por semana durante 119 dias, não foram observadas alterações histológicas nos pulmões. LOAEL, oral, rato: 100 mg/kg. Pneumoconiose benigna foi observada em vários trabalhadores expostos ao Sulfato de bário; dois outros estudos não encontraram alterações relacionadas com bário nas vias respiratórias dos trabalhadores expostos ao sulfato de bário. Estudo realizado com ratos (machos e fêmeas) durante 92 dias consecutivos, com via de administração oral (ingestão de água), definiu um NOAEL para a toxicidade de baseado na diminuição do ganho de peso, nos níveis de fósforo elevados, nos efeitos neurocomportamentais e nas lesões químicas relacionados ao rim e tecido linfóide com a dose mais alta de 4000 ppm. A toxicidade de Sulfato de bário e Cloreto de bário é baseada no cátion Ba²⁺ e na solubilidade em água (dependendo da concentração Ba²⁺). Cloreto de bário é uma substância solúvel em água ao passo que o Sulfato de bário possui baixa solubilidade em água. O NOAEL do Cloreto de bário é de 2000 ppm que corresponde a um NOAEL de 80,9 mg Ba²⁺/kg/dia para fêmeas e um NOAEL de 61,1 mg Ba²⁺/kg machos. Considerando-se o pior cenário e pelo princípio de interpolação pode concluir-se que o NOAEL para Sulfato de bário é ≥ 104 mg/kg .
- **Perigo por aspiração:** Não é esperado que o produto apresente perigo por aspiração.

12 – INFORMAÇÕES ECOLÓGICAS

Efeitos ambientais, comportamento e impactos do produto

- **Ecotoxicidade:** Peixe: não disponível
Algas: não disponível
Invertebrados: EC20, Enchytraeus crypticus: 585 mg/kg. (Bário)
EC20, Folsomia candida: 165 mg/kg. (Bário)
EC20, Eisenia fetida: 360 mg/Kg. (Bário)
- **Persistência e degradabilidade:** Persistente em função da precipitação em ambientes aquáticos e de sua forma estável no solo (barita).
- **Potencial bioacumulativo:** Não é esperado potencial bioacumulativo em organismos aquáticos.
- **Mobilidade no solo:** Não disponível.
- **Outros efeitos adversos:** WGK 1: Pouco perigoso para as águas.

13 – CONSIDERAÇÕES SOBRE DESTINAÇÃO FINAL

Métodos recomendados para destinação final

- **Produto:** O tratamento e a disposição devem ser avaliados especificamente para cada produto. Devem ser consultadas legislações federais, estaduais e municipais, dentre estas: Lei nº12.305, de 02 de agosto de 2010 (Política Nacional de Resíduos Sólidos).
- **Restos de produtos:** Mantenha os restos do produto em suas embalagens originais e devidamente fechadas. O descarte deve ser realizado conforme o estabelecido para o produto.
- **Embalagem:** Não reutilize embalagens vazias. Estas podem conter restos do produto e devem ser mantidas fechadas e encaminhadas para descarte apropriado conforme estabelecido para o produto.

14 – INFORMAÇÕES SOBRE TRANSPORTE

Regulamentações nacionais e internacionais

- **Terrestre:** Produto não classificado como perigoso de acordo com a Resolução nº 420 de 12 de Fevereiro de 2004 da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT).
- **Hidroviário:** Produto não classificado como perigoso de acordo com a DPC – Diretoria de Portos e Costas (Transporte em águas brasileiras); IMO – “International Maritime Organization” (Organização Marítima Internacional); International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG Code - Edição 2010).

Documento digital. Cópias impressas não estarão controladas!			
FISPQ Nº 04	BARITAS	Data da última revisão: 09/2016	Página 6 de 6

- **Aéreo:** Produto não classificado como perigoso de acordo com a ANAC – Agência Nacional de Aviação Civil – Resolução nº129 de 8 de dezembro de 2009; Dangerous Goods Regulations – 53ª Edição - IATA – “International Air Transport Association” (Associação Internacional de Transporte Aéreo).
- **Número ONU:** Não aplicável.

15 – INFORMAÇÕES SOBRE REGULAMENTAÇÕES

- **Regulamentações específicas para o produto químico:** Decreto Federal nº 2.657, de 3 de julho de 1998; Norma ABNT-NBR 14725:2012; Portaria nº 229, de 24 de maio de 2011 – Altera a Norma Regulamentadora nº 26.

16 – OUTRAS INFORMAÇÕES

Informações importantes, mas não especificamente descritas às seções anteriores.

Esta FISPQ foi elaborada com base nos atuais conhecimentos sobre o manuseio apropriado do produto e sob as condições normais de uso, de acordo com a aplicação especificada na embalagem. Qualquer outra forma de utilização do produto que envolva a sua combinação com outros materiais, além de formas de uso diversas daquelas indicadas, são de responsabilidade do usuário. Adverte-se que o manuseio de qualquer substância química requer o conhecimento prévio de seus perigos pelo usuário. No local de trabalho cabe à empresa usuária do produto promover o treinamento de seus colaboradores quanto aos possíveis riscos advindos da exposição ao produto químico.

Legendas e abreviaturas:

ACGIH - American Conference of Governmental Industrial Hygienists
CAS - Chemical Abstracts Service
CL50 - Concentração Letal 50%
DL50 - Dose Letal 50%
GHS - Globally Harmonized System
OSHA - Occupational Safety and Health Administration
TLV - Threshold Limit Value
TWA - Time Weighted Average

Referências bibliográficas:

AMERICAN CONFERENCE OF GOVERNMENTAL INDUSTRIALS HYGIENISTS. TLVs® and BEIs®: Based on the Documentation of the Threshold Limit Values (TLVs®) for Chemical Substances and Physical Agents & Biological Exposure Indices (BEIs®). Cincinnati-USA, 2014.

ECHA - EUROPEAN CHEMICAL AGENCY. Disponível em: <<http://echa.europa.eu/web/guest/information-on-chemicals/registered-substances>>. Acesso em: Abril, 2015.

Revisão 09.2016 - Inclusão da impureza de sílica cristalina (1% máximo), no item 3 – COMPOSIÇÃO.

SAFETY DATA SHEET**Product Trade Name:** **ENCORE® BASE****Revision Date:** 15-Nov-2017**Revision Number:** 17**1. Identification****1.1. Product Identifier**

Product Trade Name: ENCORE® BASE
Synonyms None
Chemical Family: Olefin
Internal ID Code HM005313

1.2 Recommended use and restrictions on use

Application: Base Oil
Uses advised against No information available

1.3 Manufacturer's Name and Contact Details**Manufacturer/Supplier**

Baroid Fluid Services
Product Service Line of Halliburton Energy Services, Inc.
P.O. Box 1675
Houston, TX 77251
Telephone: (281) 871-4000

Halliburton Energy Services, Inc.
645 - 7th Ave SW Suite 1800
Calgary, AB
T2P 4G8
Canada

Prepared By Chemical Stewardship
Telephone: 1-281-871-6107
e-mail: fdunexchem@halliburton.com

1.4. Emergency telephone number:

Emergency Telephone Number 1-866-519-4752 or 1-760-476-3962
Global Incident Response Access Code: 334305
Contract Number: 14012

2. Hazards Identification**2.1 Classification in accordance with paragraph (d) of §1910.1200**

Aspiration Toxicity	Category 1 - H304
---------------------	-------------------

2.2. Label Elements**Hazard Pictograms**



Signal Word: Danger

Hazard Statements H304 - May be fatal if swallowed and enters airways

Precautionary Statements

Prevention Response None
P301 + P310 - IF SWALLOWED: Immediately call a POISON CENTER or doctor/physician
P331 - Do NOT induce vomiting

Storage Disposal P405 - Store locked up
P501 - Dispose of contents/container in accordance with local/regional/national/international regulations

2.3 Hazards not otherwise classified

None known

3. Composition/information on Ingredients

Substances	CAS Number	PERCENT (w/w)	GHS Classification - US
Hexadecene	26952-14-7	60 - 100%	Asp. Tox. 1 (H304)
Octadecene	27070-58-2	30 - 60%	Asp. Tox. 1 (H304)

The specific chemical identity of the composition has been withheld as proprietary. The exact percentage (concentration) of the composition has been withheld as proprietary.

The exact percentage (concentration) of the composition has been withheld as proprietary.

4. First Aid Measures

4.1. Description of first aid measures

Inhalation If inhaled, remove from area to fresh air. Get medical attention if respiratory irritation develops or if breathing becomes difficult.

Eyes In case of contact, immediately flush eyes with plenty of water for at least 15 minutes and get medical attention if irritation persists.

Skin Wash with soap and water. Get medical attention if irritation persists.

Ingestion Get medical attention! If vomiting occurs, keep head lower than hips to prevent aspiration. Rinse mouth. Never give anything by mouth to an unconscious person.

4.2 Most important symptoms/effects, acute and delayed

Aspiration into the lungs may cause chemical pneumonitis including coughing, difficulty breathing, wheezing, coughing up blood and pneumonia, which can be fatal.

4.3. Indication of any immediate medical attention and special treatment needed

Notes to Physician Treat symptomatically.

5. Fire-fighting measures

5.1. Extinguishing media**Suitable Extinguishing Media**

Water fog, carbon dioxide, foam, dry chemical.

Extinguishing media which must not be used for safety reasons

Do NOT spray pool fires directly with water. A solid stream of water directed into hot burning liquid can cause splattering.

5.2 Specific hazards arising from the substance or mixture**Special exposure hazards in a fire**

Decomposition in fire may produce harmful gases.

5.3 Special protective equipment and precautions for fire-fighters**Special protective equipment for firefighters**

Full protective clothing and approved self-contained breathing apparatus required for fire fighting personnel.

6. Accidental release measures**6.1. Personal precautions, protective equipment and emergency procedures**

Use appropriate protective equipment. Ensure adequate ventilation. Avoid contact with skin, eyes and clothing. Avoid breathing vapors.

See Section 8 for additional information

6.2. Environmental precautions

Prevent from entering sewers, waterways, or low areas.

6.3. Methods and material for containment and cleaning up

Isolate spill and stop leak where safe. Contain spill with sand or other inert materials. Scoop up and remove.

7. Handling and storage**7.1. Precautions for safe handling****Handling Precautions**

Use appropriate protective equipment. Ensure adequate ventilation. Avoid contact with eyes, skin, or clothing. Avoid breathing vapors. Wash hands after use. Launder contaminated clothing before reuse.

Hygiene Measures

Handle in accordance with good industrial hygiene and safety practice.

7.2. Conditions for safe storage, including any incompatibilities**Storage Information**

Store away from oxidizers. Store away from acids. Keep container closed when not in use. Product has a shelf life of 36 months.

8. Exposure Controls/Personal Protection**8.1 Occupational Exposure Limits**

Substances	CAS Number	OSHA PEL-TWA	ACGIH TLV-TWA
Hexadecene	26952-14-7	Not applicable	Not applicable
Octadecene	27070-58-2	Not applicable	Not applicable

8.2 Appropriate engineering controls**Engineering Controls**

Use in a well ventilated area. Local exhaust ventilation should be used in areas without good cross ventilation.

8.3 Individual protection measures, such as personal protective equipment

Personal Protective Equipment	If engineering controls and work practices cannot prevent excessive exposures, the selection and proper use of personal protective equipment should be determined by an industrial hygienist or other qualified professional based on the specific application of this product.
Respiratory Protection	Not normally needed. But if significant exposures are possible then the following respirator is recommended: Organic vapor respirator.
Hand Protection	Use gloves which are suitable for the chemicals present in this product as well as other environmental factors in the workplace.
Skin Protection	Wear protective clothing appropriate for the work environment.
Eye Protection	Safety glasses with side-shields. If splashes are likely to occur, wear: Goggles, Face-shield.
Other Precautions	None known.

9. Physical and Chemical Properties

9.1. Information on basic physical and chemical properties

Physical State: Liquid	Color	Colorless to Light yellow
Odor: Hydrocarbon	Odor	No information available
	Threshold:	

<u>Property</u>	<u>Values</u>
<u>Remarks/ - Method</u>	
pH:	No data available
Freezing Point / Range	< -15 °C / < 5 °F
Melting Point / Range	No data available
Boiling Point / Range	> 271 °C
Flash Point	137 °C / 279 °F PMCC
Flammability (solid, gas)	No data available
Upper flammability limit	3.4%
Lower flammability limit	0.4%
Evaporation rate	No data available
Vapor Pressure	< 0.01 mmHg
Vapor Density	8 (air = 1)
Specific Gravity	0.78
Water Solubility	Insoluble in water
Solubility in other solvents	No data available
Partition coefficient: n-octanol/water	No data available
Autoignition Temperature	227 °C / 441 °F
Decomposition Temperature	No data available
Viscosity	No data available
Explosive Properties	No information available
Oxidizing Properties	No information available

9.2. Other information

VOC Content (%)	No data available
------------------------	-------------------

10. Stability and Reactivity

10.1. Reactivity

Not expected to be reactive.

10.2. Chemical stability

Stable

10.3. Possibility of hazardous reactions

Will Not Occur

10.4. Conditions to avoid

None anticipated

10.5. Incompatible materials

Strong oxidizers.

10.6. Hazardous decomposition products

Carbon monoxide and carbon dioxide.

11. Toxicological Information**11.1 Information on likely routes of exposure****Principle Route of Exposure** Eye or skin contact, inhalation. Ingestion.**11.2 Symptoms related to the physical, chemical and toxicological characteristics****Acute Toxicity****Inhalation** None known.**Eye Contact** Non-irritating to rabbit's eye**Skin Contact** Not irritating to skin in rabbits.**Ingestion** Aspiration into the lungs may cause chemical pneumonitis including coughing, difficulty breathing, wheezing, coughing up blood and pneumonia, which can be fatal.**Chronic Effects/Carcinogenicity** No data available to indicate product or components present at greater than 0.1% are chronic health hazards.**11.3 Toxicity data****Toxicology data for the components**

Substances	CAS Number	LD50 Oral	LD50 Dermal	LC50 Inhalation
Hexadecene	26952-14-7	> 5050 mg/kg (Rat)	> 5000 mg/kg > 2020 mg/kg (Rabbit)	> 2.1 mg/L 6.35 mg/L (Rat) 4h (similar substance)
Octadecene	27070-58-2	> 5,050 mg/kg (Rat)	> 2020 mg/kg (Rabbit)	> 0.06 mg/L (Rat) (similar substance) 4h 28 mg/L (Rat) 4h (similar substance) 28 mg/L (Mouse) 4h (similar substance) 40.2 mg/L (Rat) 4h (similar substance)

Substances	CAS Number	Skin corrosion/irritation
Hexadecene	26952-14-7	Not irritating to skin in rabbits. (similar substances)
Octadecene	27070-58-2	Not irritating to skin in rabbits. (similar substances)

Substances	CAS Number	Serious eye damage/irritation
Hexadecene	26952-14-7	Non-irritating to rabbit's eye (similar substances)
Octadecene	27070-58-2	Non-irritating to rabbit's eye (similar substances)

Substances	CAS Number	Skin Sensitization
Hexadecene	26952-14-7	Did not cause sensitization on laboratory animals (similar substances)
Octadecene	27070-58-2	Did not cause sensitization on laboratory animals (similar substances)

Substances	CAS Number	Respiratory Sensitization
Hexadecene	26952-14-7	No information available
Octadecene	27070-58-2	No information available

Substances	CAS Number	Mutagenic Effects
Hexadecene	26952-14-7	In vitro tests have shown mutagenic effects (similar substances)
Octadecene	27070-58-2	In vitro tests have shown mutagenic effects

Substances	CAS Number	Carcinogenic Effects
Hexadecene	26952-14-7	No information available
Octadecene	27070-58-2	No information available

Substances	CAS Number	Reproductive toxicity
Hexadecene	26952-14-7	Animal testing did not show any effects on fertility. Did not show teratogenic effects in animal experiments. (similar substances)
Octadecene	27070-58-2	Animal testing did not show any effects on fertility. Did not show teratogenic effects in animal experiments. (similar substances)

Substances	CAS Number	STOT - single exposure
Hexadecene	26952-14-7	No information available
Octadecene	27070-58-2	No information available

Substances	CAS Number	STOT - repeated exposure
Hexadecene	26952-14-7	No significant toxicity observed in animal studies at concentration requiring classification. (similar substances)
Octadecene	27070-58-2	No significant toxicity observed in animal studies at concentration requiring classification. (similar substances)

Substances	CAS Number	Aspiration hazard
Hexadecene	26952-14-7	Aspiration into the lungs may cause chemical pneumonitis including coughing, difficulty breathing, wheezing, coughing up blood and pneumonia, which can be fatal.
Octadecene	27070-58-2	Aspiration into the lungs may cause chemical pneumonitis including coughing, difficulty breathing, wheezing, coughing up blood and pneumonia, which can be fatal.

12. Ecological Information

12.1. Toxicity

Ecotoxicity effects

Product is not classified as hazardous to the environment.

Substance Ecotoxicity Data

Substances	CAS Number	Toxicity to Algae	Toxicity to Fish	Toxicity to Microorganisms	Toxicity to Invertebrates
Hexadecene	26952-14-7	EC50 (96h) >1000 mg/L (Skeletonema costatum) ErC50 (48h) 1000 mg/L (Selenastrum capricornutum) (similar substance)	LC50 > 1000 mg/L (Cyprinodon variegatus) LL50 > 1000 mg/L (Oncorhynchus mykiss) (similar substance)	No information available	EC50 >1000 mg/L (Mysidopsis bahia)
Octadecene	27070-58-2	EC50 (96h) > 1000 mg/L (similar substance)	EC50 (96h) > 1000 mg/L (similar substance)	No information available	EC50 (48h) > 1000 mg/L (similar substance)

12.2. Persistence and degradability

Substances	CAS Number	Persistence and Degradability
Hexadecene	26952-14-7	Readily biodegradable (88% @ 28d)
Octadecene	27070-58-2	Readily biodegradable (80.8% @ 28d)

12.3. Bioaccumulative potential

Substances	CAS Number	Log Pow
Hexadecene	26952-14-7	> 6
Octadecene	27070-58-2	> 8

12.4. Mobility in soil

Substances	CAS Number	Mobility
Hexadecene	26952-14-7	No information available
Octadecene	27070-58-2	No information available

12.5 Other adverse effects

No information available

13. Disposal Considerations**13.1. Waste treatment methods**

Disposal methods Follow all applicable community, national or regional regulations regarding waste management methods.

Contaminated Packaging Follow all applicable national or local regulations.

14. Transport Information**US DOT**

UN Number Not restricted
 UN proper shipping name: Not restricted
 Transport Hazard Class(es): Not applicable
 Packing Group: Not applicable
 Environmental Hazards: Not applicable

Canadian TDG

UN Number Not restricted
 UN proper shipping name: Not restricted
 Transport Hazard Class(es): Not applicable
 Packing Group: Not applicable
 Environmental Hazards: Not applicable

IMDG/IMO

UN Number Not restricted
 UN proper shipping name: Not restricted
 Transport Hazard Class(es): Not applicable
 Packing Group: Not applicable
 Environmental Hazards: Not applicable

IATA/ICAO

UN Number Not restricted
 UN proper shipping name: Not restricted
 Transport Hazard Class(es): Not applicable
 Packing Group: Not applicable
 Environmental Hazards: Not applicable

Transport in bulk according to Annex II of MARPOL 73/78 and the IBC Code Not applicable

Special Precautions for User None

15. Regulatory Information**US Regulations**

US TSCA Inventory All components listed on inventory or are exempt.

TSCA Significant New Use Rules - S5A2

Substances	CAS Number	TSCA Significant New Use Rules - S5A2
Hexadecene	26952-14-7	Not applicable
Octadecene	27070-58-2	Not applicable

EPA SARA Title III Extremely Hazardous Substances

Substances	CAS Number	EPA SARA Title III Extremely Hazardous Substances
Hexadecene	26952-14-7	Not applicable
Octadecene	27070-58-2	Not applicable

EPA SARA (311,312) Hazard Class

Acute Health Hazard

EPA SARA (313) Chemicals

Substances	CAS Number	Toxic Release Inventory (TRI) - Group I	Toxic Release Inventory (TRI) - Group II
Hexadecene	26952-14-7	Not applicable	Not applicable
Octadecene	27070-58-2	Not applicable	Not applicable

EPA CERCLA/Superfund Reportable Spill Quantity

Substances	CAS Number	CERCLA RQ
Hexadecene	26952-14-7	Not applicable
Octadecene	27070-58-2	Not applicable

EPA RCRA Hazardous Waste Classification

If product becomes a waste, it does NOT meet the criteria of a hazardous waste as defined by the US EPA.

California Proposition 65

Substances	CAS Number	California Proposition 65
Hexadecene	26952-14-7	Not applicable
Octadecene	27070-58-2	Not applicable

U.S. State Right-to-Know Regulations

Substances	CAS Number	MA Right-to-Know Law	NJ Right-to-Know Law	PA Right-to-Know Law
Hexadecene	26952-14-7	Not applicable	Not applicable	Not applicable
Octadecene	27070-58-2	Not applicable	Not applicable	Not applicable

NFPA Ratings: Health 1, Flammability 1, Reactivity 0
HMIS Ratings: Health 0, Flammability 1, Reactivity 1

Canadian Regulations

Canadian Domestic Substances All components listed on inventory or are exempt.
List (DSL)

16. Other information**Preparation Information****Prepared By**

Chemical Stewardship
 Telephone: 1-281-871-6107
 e-mail: fdunexchem@halliburton.com

Revision Date: 15-Nov-2017

Reason for Revision SDS sections updated:
 2

Additional information

For additional information on the use of this product, contact your local Halliburton representative.

For questions about the Safety Data Sheet for this or other Halliburton products, contact Chemical Stewardship at 1-580-251-4335.

Key or legend to abbreviations and acronyms used in the safety data sheet

bw – body weight

CAS – Chemical Abstracts Service

d - day

EC50 – Effective Concentration 50%

ErC50 – Effective Concentration growth rate 50%

h - hour

LC50 – Lethal Concentration 50%

LD50 – Lethal Dose 50%

LL50 – Lethal Loading 50%

mg/kg – milligram/kilogram

mg/L – milligram/liter

mg/m³ - milligram/cubic meter

mm - millimeter

mmHg - millimeter mercury

NIOSH – National Institute for Occupational Safety and Health

NTP – National Toxicology Program

OEL – Occupational Exposure Limit

PEL – Permissible Exposure Limit

ppm – parts per million

STEL – Short Term Exposure Limit

TWA – Time-Weighted Average

UN – United Nations

w/w - weight/weight

Key literature references and sources for data

www.ChemADVISOR.com/

Disclaimer Statement

This information is furnished without warranty, expressed or implied, as to accuracy or completeness. The information is obtained from various sources including the manufacturer and other third party sources. The information may not be valid under all conditions nor if this material is used in combination with other materials or in any process. Final determination of suitability of any material is the sole responsibility of the user.

End of Safety Data Sheet



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 1 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

1 - IDENTIFICAÇÃO

Nome do produto:	PETRÓLEO
Código interno de identificação:	Pb0113_p
Principais usos recomendados para a substância ou mistura:	Uso em refinarias para obtenção de seus produtos derivados, como gasolina, diesel, lubrificantes, nafta, querosene de aviação, entre outros.
Nome da empresa:	Petróleo Brasileiro S. A.
Endereço:	Avenida Chile, 65 20035-900 Rio de Janeiro (RJ) Brasil
Telefone:	0800-728-9001
Telefone para emergências:	0800-728-9001

2 - IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS

Classificação de perigo do produto:	Líquidos inflamáveis – Categoria 1 Corrosivo/irritante à pele – Categoria 3 Lesões oculares graves/irritação ocular – Categoria 2B Mutagenicidade em células germinativas – Categoria 2 Carcinogenicidade – Categoria 1B Tóxico à reprodução – Categoria 2 Toxicidade para órgãos-alvo específicos – Exposição única – Categoria 3 Toxicidade para órgãos-alvo específicos – Exposição repetida – Categoria 1 Perigo por aspiração – Categoria 1 Perigo ao ambiente aquático – Categoria 2 Toxicidade aquática crônica – Categoria 2
Sistema de classificação utilizado:	Norma ABNT-NBR 14725-2:2009 – versão corrigida 2:2010. Sistema Globalmente Harmonizado para a Classificação e Rotulagem de Produtos Químicos, ONU.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 2 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Outros perigos que não resultam em uma classificação:

Os vapores podem formar misturas explosivas com o ar.

ELEMENTOS APROPRIADOS DA ROTULAGEM

Pictogramas:



Palavra de advertência:

PERIGO

Frases de perigo:

Líquido e vapores extremamente inflamáveis.

Provoca irritação moderada à pele.

Provoca irritação ocular.

Suspeito de provocar defeitos genéticos.

Pode provocar câncer.

Suspeita-se que prejudique a fertilidade ou o feto.

Pode provocar irritação respiratória.

Pode provocar sonolência e vertigem.

Provoca danos aos pulmões, sangue, rins, fígado e timo por exposição repetida ou prolongada.

Pode ser fatal se ingerido e penetrar nas vias respiratórias.

Tóxico para os organismos aquáticos, com efeitos prolongados.

Frases de precaução:

Evite a liberação para o meio ambiente.

EM CASO DE INGESTÃO: Contate imediatamente um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico.

EM CASO DE CONTATO COM A PELE (ou o cabelo): Retire imediatamente toda a roupa contaminada. Enxágue a pele com água ou tome uma ducha.

EM CASO DE INALAÇÃO: Remova a pessoa para local ventilado e a mantenha em repouso numa posição que não dificulte a respiração.

EM CASO DE CONTATO COM OS OLHOS: Enxágue



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 3 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

cuidadosamente com água durante vários minutos. No caso de uso de lentes de contato, remova-as, se for fácil. Continue enxaguando.

EM CASO DE exposição ou suspeita de exposição: Consulte um médico.

Em caso de incêndio: Para a extinção utilize espuma para hidrocarbonetos, neblina d'água, pó químico seco e dióxido de carbono (CO₂).

3 - COMPOSIÇÃO E INFORMAÇÕES SOBRE OS INGREDIENTES

>>>SUBSTÂNCIA DE PETRÓLEO

Nome químico comum ou nome técnico: Petróleo Bruto.

Grupo de substância de petróleo: Óleos brutos são compostos por hidrocarbonetos parafínicos, naftênicos (cicloparafínico) e aromáticos. A identificação é baseada na proporção predominante que apresenta similaridade com moléculas de hidrocarbonetos. Esta categoria engloba o petróleo leve, médio e pesado, assim como os óleos extraídos de areias asfálticas.

Sinônimo: Óleo cru; destilado de petróleo, óleo de petróleo.

Número de registro CAS: 8002-05-9

Ingredientes que contribuam para o perigo: Este produto é uma mistura variável de hidrocarbonetos e pode conter quantidades variáveis de contaminantes orgânicos e inorgânicos.

4 - MEDIDAS DE PRIMEIROS SOCORROS

Inalação: Remova a vítima para local ventilado e a mantenha em repouso numa posição que não dificulte a respiração. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.

Contato com a pele: Lave a pele exposta com quantidade suficiente de água para remoção do material. Em caso de irritação cutânea: Consulte um médico. Leve esta FISPQ.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 4 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Contato com os olhos:

Enxágue cuidadosamente com água durante vários minutos. No caso de uso de lentes de contato, remova-as, se for fácil. Continue enxaguando. Caso a irritação ocular persista: consulte um médico. Leve esta FISPQ.

Ingestão:

Não induza o vômito. Nunca forneça algo por via oral a uma pessoa inconsciente. Lave a boca da vítima com água em abundância. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.

Sintomas e efeitos mais importantes, agudos ou tardios:

Provoca irritação moderada à pele com vermelhidão e ressecamento; e irritação ocular com vermelhidão e lacrimejamento. Pode ser fatal se ingerido e penetrar nas vias respiratórias com pneumonia química. A exposição única pode provocar irritação das vias respiratórias com tosse, dor de garganta e falta de ar; e depressão do sistema nervoso central com dor de cabeça, náusea, tontura e sonolência. A exposição repetida ou prolongada provoca danos aos pulmões, sangue, rins, fígado e timo; e pode provocar dermatite, desengorduramento e inflamação folicular na pele, e conjuntivite crônica nos olhos.

Notas para médico:

Evite contato com o produto ao socorrer a vítima. Se necessário, o tratamento sintomático deve compreender, sobretudo, medidas de suporte como correção de distúrbios hidroeletrólíticos, metabólicos, além de assistência respiratória. Em caso de contato com a pele não fricção o local atingido.

5 - MEDIDAS DE COMBATE A INCÊNDIO

Meios de extinção:

Apropriados: Compatível com espuma para hidrocarbonetos, neblina d'água, pó químico seco e dióxido de carbono (CO₂).

Não recomendados: Água diretamente sobre o líquido em chamas.

Perigos específicos da mistura ou substância:

A combustão do produto químico ou de sua embalagem pode formar gases irritantes e tóxicos como monóxido, dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio. Muito perigoso quando exposto a calor excessivo ou outras fontes de ignição como: faíscas, chamas abertas ou chamas de fósforos e cigarros, operações de solda, lâmpadas-piloto e motores elétricos. Pode acumular carga estática por fluxo ou agitação. Os vapores do



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 5 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

líquido aquecido podem incendiar-se por descarga estática. Os vapores são mais densos que o ar e tendem a se acumular em áreas baixas ou confinadas, como bueiros, porões, etc. Podem deslocar-se por grandes distâncias provocando retrocesso da chama ou novos focos de incêndio tanto em ambientes abertos como confinados. Os contêineres podem explodir se aquecidos.

Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio:

Equipamento de proteção respiratória do tipo autônomo (SCBA) com pressão positiva e vestuário protetor completo. Contêineres e tanques envolvidos no incêndio devem ser resfriados com neblina d'água.

6 - MEDIDAS DE CONTROLE PARA DERRAMAMENTO OU VAZAMENTO

Precauções pessoais

Para o pessoal que não faz parte dos serviços de emergência:

Isole o vazamento de fontes de ignição. Impeça fagulhas ou chamas. Não fume. Evacuar a área, num raio de 50 metros. Não toque nos recipientes danificados ou no material derramado sem o uso de vestimentas adequadas. Evite inalação, contato com os olhos e com a pele. Utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.

Para pessoal de serviço de emergência:

Utilizar EPI completo, com óculos de proteção ou protetor facial contra respingos, luvas de proteção de PVC, calçado de segurança e avental de PVC. O material utilizado deve ser impermeável. Em caso de grandes vazamentos, onde a exposição é grande, recomenda-se o uso de máscara de proteção com filtro contra vapores ou névoas orgânicas.

Precauções ao meio ambiente:

Evite que o produto derramado atinja cursos d'água e rede de esgotos. A água de diluição proveniente do combate ao fogo pode causar poluição.

Métodos e materiais para contenção e limpeza:

Utilize névoa de água ou espuma supressora de vapor para reduzir a dispersão dos vapores. Utilize barreiras naturais ou de contenção de derrame. Colete o produto derramado e coloque em recipientes próprios. Adsorva o produto remanescente, com areia seca, terra, vermiculite, ou qualquer outro material inerte. Coloque o material adsorvido em recipientes apropriados e remova-os para local seguro. Para destinação final, proceder conforme a Seção 13 desta FISPQ.

- Diferenças na ação de grandes e

Não há distinção entre as ações de grandes e pequenos



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 6 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

pequenos vazamentos:

vazamentos para este produto.

7 - MANUSEIO E ARMAZENAMENTO

MEDIDAS TÉCNICAS APROPRIADAS PARA O MANUSEIO

- **Precauções para manuseio seguro:** Manuseie o produto somente em locais bem arejados ou com sistemas de ventilação geral. Evite formação de vapores ou névoas do produto. Não fume. Evite inalação e o contato com a pele, olhos e roupas. Utilize equipamento de proteção individual ao manusear o produto, descritos na seção 8.
- **Medidas de higiene:** Lave as mãos e o rosto cuidadosamente após o manuseio e antes de comer, beber, fumar ou ir ao banheiro. Roupas contaminadas devem ser trocadas e lavadas antes de sua reutilização. Remova a roupa e o equipamento de proteção contaminado antes de entrar nas áreas de alimentação.

Condições para armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade

- Prevenção de incêndio e explosão:** Mantenha afastado do calor, faísca, chama aberta e superfícies quentes. — Não fume. Mantenha o recipiente hermeticamente fechado. Aterre o vaso contedor e o receptor do produto durante transferências. Utilize apenas ferramentas anti-faísca. Evite o acúmulo de cargas eletrostáticas. Utilize equipamento elétrico, de ventilação e de iluminação à prova de explosão.
- Condições adequadas:** Mantenha o produto em local fresco, seco e bem ventilado, distante de fontes de calor e ignição. O local de armazenamento deve conter bacia de contenção para reter o produto, em caso de vazamento. Mantenha os recipientes bem fechados e devidamente identificados. O local de armazenamento deve ter piso impermeável, isento de materiais combustíveis e com dique de contenção para reter em caso de vazamento. Não é necessária adição de estabilizantes e antioxidantes para garantir a durabilidade do produto. Mantenha afastado de materiais incompatíveis.
- Materiais para embalagens:** Semelhante à embalagem original.

8 - CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 7 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Parâmetros de controle

- Limites de exposição ocupacional: Não estabelecidos.

- Indicadores biológicos: Não estabelecidos.

Medidas de controle de engenharia: Promova ventilação mecânica e sistema de exaustão direta para o meio exterior. Estas medidas auxiliam na redução da exposição ao produto.

Medidas de proteção pessoal

- Proteção dos olhos: Óculos de proteção ou protetor facial contra respingos.

- Proteção da pele e corpo: Luvas de proteção de PVC, calçado de segurança e avental de PVC. O material utilizado deve ser impermeável.

- Proteção respiratória: Recomenda-se o uso de máscara de proteção com filtro contra vapores ou névoas orgânicas.

Perigos térmicos: Não apresenta perigos térmicos.

9 - PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS

Aspecto (estado físico, forma e cor): Líquido variável e escuro em temperatura ambiente.

Odor e limite de odor: Característico.

pH: Não aplicável.

Ponto de fusão/ponto de congelamento: -30 – 30°C

Ponto de ebulição inicial e faixa de temperatura de ebulição: 32 – 400 °C a 1 atm

Ponto de fulgor: -7 °C (vaso fechado)

Taxa de evaporação: Não disponível.

Inflamabilidade (sólido, gás): Não aplicável.

Limite inferior/superior de inflamabilidade ou explosividade: Superior: 5,9 %
Inferior: 1,1%



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 8 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Pressão de vapor:	Não disponível.
Densidade de vapor:	Não disponível.
Densidade relativa:	0,70 – 0,98 a 15 °C
Solubilidade(s):	Insolúvel em água. Solúvel em solventes orgânicos.
Coefficiente de partição – n-octanol/água:	Log Kow: > 2
Temperatura de auto-ignição:	Não disponível.
Temperatura de decomposição:	Não disponível.
Viscosidade:	Não disponível.
Outras informações:	Não aplicável.

10 - ESTABILIDADE E REATIVIDADE

Estabilidade e reatividade:	Produto estável em condições normais de temperatura e pressão.
Possibilidade de reações perigosas:	Não são conhecidas reações perigosas com relação ao produto.
Condições a serem evitadas	Temperaturas elevadas. Fontes de ignição e contato com materiais incompatíveis.
Materiais incompatíveis:	Agentes oxidantes fortes.
Produtos perigosos da decomposição:	Em combustão pode liberar hidrocarbonetos poliaromáticos, na forma de particulados ou vapores. Quando aquecido pode liberar sulfeto de hidrogênio.

11 - INFORMAÇÕES TOXICOLÓGICAS

Toxicidade aguda:	Produto não classificado como tóxico agudo por via oral e dérmica. DL ₅₀ (oral, ratos): > 5000 mg/kg DL ₅₀ (dérmica, coelhos): > 2000 mg/kg
--------------------------	---



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 9 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Corrosão/irritação à pele:

Provoca irritação moderada à pele com vermelhidão e ressecamento.

Lesões oculares graves/ irritação ocular:

Provoca irritação ocular com vermelhidão e lacrimejamento. O contato repetido ou prolongado pode provocar conjuntivite crônica.

Sensibilização respiratória ou à pele:

Pode provocar dermatite, desidratação e inflamação folicular após contato repetido ou prolongado com a pele. Não é esperado que o produto provoque sensibilização respiratória.

Mutagenicidade em células germinativas:

Suspeito de provocar defeitos genéticos.

Aumento na frequência de aberrações cromossômicas em linfócitos do sangue periférico dos humanos que receberam a exposição ocupacional.

Carcinogenicidade:

Pode provocar câncer.

Estudos com camundongos resultaram em tumores na pele, aplicando-se duas frações de destilados de óleos brutos na pele dos animais.

Toxicidade à reprodução:

Suspeita-se que prejudique a fertilidade ou o feto.

Estudos de toxicidade no desenvolvimento fetal de ratos evidenciaram morte fetal, redução de peso fetal e retardo na ossificação.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos – exposição única:

Pode provocar irritação das vias respiratórias com tosse, dor de garganta e falta de ar; e depressão do sistema nervoso central com dor de cabeça, náusea, tontura e sonolência. Em altas concentrações, pode causar confusão mental e perda da consciência. A ingestão pode provocar distúrbios gastrointestinais com náusea.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos – exposição repetida:

Provoca danos aos pulmões, sangue, rins, fígado e timo por exposição repetida ou prolongada. A inalação crônica pode provocar bronquite crônica com tosse, muco e falta de ar.

Perigo por aspiração:

Pode ser fatal se ingerido e penetrar nas vias respiratórias com pneumonia química.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 10 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Efeitos ambientais, comportamentos e impactos do produto

Ecotoxicidade:	Tóxico para os organismos aquáticos, com efeitos prolongados. CL ₅₀ (<i>Oncorhynchus mykiss</i> , 96h): 21 mg/L
Persistência e degradabilidade:	Em função da ausência de dados, espera-se que o produto apresente persistência e não seja rapidamente degradado.
Potencial bioacumulativo:	Devido à natureza do produto, espera-se que este apresente potencial bioacumulativo em organismos aquáticos. Log Kow: > 2
Mobilidade no solo:	Não determinado.
Outros efeitos adversos:	A liberação de grandes quantidades de produto pode causar efeitos ambientais indesejáveis, como a diminuição da disponibilidade de oxigênio em ambientes aquáticos devido à formação de camada oleosa na superfície, revestimento e consequente sufocamento de animais.

13 - CONSIDERAÇÕES SOBRE DESTINAÇÃO FINAL

Métodos recomendados para destinação final

- Produto:	Devem ser eliminados como resíduos perigosos de acordo com a legislação local. O tratamento e a disposição devem ser avaliados especificamente para cada produto. Devem ser consultadas legislações federais, estaduais e municipais, dentre estas: Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010 (Política Nacional de Resíduos Sólidos).
- Restos de produtos:	Manter restos do produto em suas embalagens originais, fechadas e dentro de tambores metálicos, devidamente fechados, de acordo com a legislação aplicável. O descarte deve ser realizado conforme o estabelecido para o produto, recomendando-se as rotas de processamento em cimenteiras e a incineração.
- Embalagem usada:	Nunca reutilize embalagens vazias, pois elas podem conter restos do produto e devem ser mantidas fechadas e encaminhadas para serem destruídas em local apropriado. Neste caso, recomenda-se envio para rotas de recuperação dos



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 11 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

tambores ou incineração.

14 - INFORMAÇÕES SOBRE TRANSPORTE

Regulamentações nacionais e internacionais

Terrestre

Resolução nº 420 de 12 de Fevereiro de 2004 da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), *Aprova as Instruções Complementares ao Regulamento do Transporte Terrestre de Produtos Perigosos e suas modificações.*

Número ONU: 1267

Nome apropriado para embarque: PETRÓLEO CRU

Classe de risco/ subclasse de risco principal: 3

Classe de risco/ subclasse de risco subsidiário: NA

Número de risco: 33

Grupo de embalagem: I

Hidroviário

DPC - Diretoria de Portos e Costas (Transporte em águas brasileiras)

Normas de Autoridade Marítima (NORMAM)

NORMAM 01/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação em Mar Aberto

NORMAM 02/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação Interior

IMO – *“International Maritime Organization”* (Organização Marítima Internacional)

International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG Code).

Número ONU: 1267

Nome apropriado para embarque: PETROLEUM CRUDE OIL

Classe de risco/ subclasse de risco principal: 3



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 12 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Classe de risco/ subclasse de risco
subsidiário: NA

Grupo de embalagem: I

EmS: F-E, S-E

Perigo ao meio ambiente: O produto é considerado poluente marinho.

Aéreo

ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil – Resolução nº129 de 8 de dezembro de 2009.

RBAC Nº175 – (REGULAMENTO BRASILEIRO DA AVIAÇÃO CIVIL) - TRANSPORTE DE ARTIGOS PERIGOSOS EM AERONAVES CIVIS.

IS Nº 175-001 – INSTRUÇÃO SUPLEMENTAR - IS

ICAO – ~~International Civil Aviation Organization~~” (Organização da Aviação Civil Internacional) – Doc 9284-NA/905

IATA - ~~International Air Transport Association~~” (Associação Internacional de Transporte Aéreo)

Dangerous Goods Regulation (DGR).

Número ONU: 1267

Nome apropriado para embarque: PETROLEUM CRUDE OIL

Classe de risco/ subclasse de risco
principal: 3

Classe de risco/ subclasse de risco
subsidiário: NA

Grupo de embalagem: I

15 - INFORMAÇÕES SOBRE REGULAMENTAÇÕES

Regulamentações:

Decreto Federal nº 2.657, de 3 de julho de 1998

Norma ABNT-NBR 14725:2012.

Portaria nº 229, de 24 de maio de 2011 – Altera a Norma Regulamentadora nº 26.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 13 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

16 - OUTRAS INFORMAÇÕES

Esta FISPQ foi elaborada com base nos atuais conhecimentos sobre o manuseio apropriado do produto e sob as condições normais de uso, de acordo com a aplicação especificada na embalagem. Qualquer outra forma de utilização do produto que envolva a sua combinação com outros materiais, além de formas de uso diversas daquelas indicadas, são de responsabilidade do usuário.

Adverte-se que o manuseio de qualquer substância química requer o conhecimento prévio de seus perigos pelo usuário. No local de trabalho cabe à empresa usuária do produto promover o treinamento de seus empregados e contratados quanto aos possíveis riscos advindos da exposição ao produto químico.

FISPQ elaborada em fevereiro de 2014.

Legendas e abreviaturas:

CAS - *Chemical Abstracts Service*

CL₅₀ – Concentração Letal 50%

DL₅₀ - Dose Letal 50%

NA – Não aplicável.

ONU – Organização das Nações Unidas

Referências bibliográficas:

AMERICAN CONFERENCE OF GOVERNMENTAL INDUSTRIAL HYGIENISTS. TLVs® E BEIs®: baseado na documentação dos limites de exposição ocupacional (TLVs®) para substâncias químicas e agentes físicos & índices biológicos de exposição (BEIs®). Tradução Associação Brasileira de Higienistas Ocupacional. São Paulo, 2012.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº7: Programa de controle médico de saúde ocupacional. Brasília, DF. Jun. 1978.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº15: Atividades e operações insalubres. Brasília, DF. Jun. 1978.

EPA dos EUA. 2011. EPI Suite™ para Microsoft® Windows, v 4.10. Estados Unidos: Agência de Proteção Ambiental, Washington. 2011. Disponível em: <<http://www.epa.gov/oppt/exposure/pubs/episuite.htm>>. Acesso em: Fevereiro de 2014.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: PETRÓLEO

Página 14 de 12

Data: 10/06/2014

Nº FISPQ: Pb0113_p

Versão: 0.8P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals (GHS). 5. rev. ed. New York: United Nations, 2013.

HSDB - HAZARDOUS SUBSTANCES DATA BANK. Disponível em: <<http://toxnet.nlm.nih.gov/cgi-bin/sis/htmlgen?HSDB>>. Acesso em: Fevereiro de 2014.

IARC - INTERNATIONAL AGENCY FOR RESEARCH ON CANCER. Disponível em: <<http://monographs.iarc.fr/ENG/Classification/index.php>>. Acesso em: Fevereiro de 2014.

IPCS - INTERNATIONAL PROGRAMME ON CHEMICAL SAFETY – INCHEM. Disponível em: <<http://www.inchem.org/>>. Acesso em: Fevereiro de 2014.

IPIECA – INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION. Guidance on the application of Globally Harmonized System (GHS) criteria to petroleum substances. Version 1. June 17th, 2010. Disponível em: http://www.ipieca.org/system/files/publications/ghs_guidance_17_june_2010.pdf. Acesso em: Fevereiro de 2014.

IUCLID - INTERNATIONAL UNIFORM CHEMICAL INFORMATION DATABASE. [S.l.]: European chemical Bureau. Disponível em: <<http://ecb.jrc.ec.europa.eu>>. Acesso em: Fevereiro de 2014.

SIRETOX/INTERTOX - SISTEMA DE INFORMAÇÕES SOBRE RISCOS DE EXPOSIÇÃO QUÍMICA. Disponível em: <<http://www.intertox.com.br>>. Acesso em: Fevereiro de 2014.

TOXNET - TOXICOLOGY DATA NETWORKING. ChemIDplus Lite. Disponível em: <<http://chem.sis.nlm.nih.gov/>>. Acesso em: Fevereiro de 2014.

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 1 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

1 - IDENTIFICAÇÃO

Nome do produto: ÓLEO DIESEL MARÍTIMO

Código interno de identificação: BR0106

Principais usos recomendados para a substância ou mistura: Utilizado como combustível.

Nome da empresa: PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A.

Endereço: Rua Correia Vasques, 250
20211-140 - Cidade Nova - Rio de Janeiro (RJ).

Telefone: 0800 728 9001

Telefone para emergências: 08000 24 44 33

2 - IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS

Classificação de perigo do produto: Líquidos inflamáveis – Categoria 3
Corrosão/ irritação à pele – Categoria 2
Carcinogenicidade – Categoria 2
Toxicidade para órgãos-alvo específicos – Exposição única – Categoria 3
Perigo por aspiração – Categoria 2

Sistema de classificação utilizado: Norma ABNT-NBR 14725-2:2009 – versão corrigida 2:2010.
Sistema Globalmente Harmonizado para a Classificação e Rotulagem de Produtos Químicos, ONU.

Outros perigos que não resultam em uma classificação: O produto não possui outros perigos.

ELEMENTOS APROPRIADOS DA ROTULAGEM

Pictogramas



Palavra de advertência

PERIGO.

Frases de perigo:

Líquido e vapores inflamáveis.
Provoca irritação à pele.

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 2 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Suspeito de provocar câncer.

Pode provocar irritação das vias respiratórias.

Pode provocar sonolência ou vertigem.

Pode ser nocivo se ingerido e penetrar nas vias respiratórias.

Frases de precaução:

NÃO provoque vômito

EM CASO DE INGESTÃO: Contate imediatamente um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico.

EM CASO DE INALAÇÃO: Remova a pessoa para local ventilado e a mantenha em repouso numa posição que não dificulte a respiração.

EM CASO DE exposição ou suspeita de exposição: Consulte um médico.

Em caso de irritação cutânea: Consulte um médico.

Em caso de incêndio: Para a extinção utilize espuma para hidrocarbonetos, neblina d'água, pó químico e dióxido de carbono (CO₂).

3 - COMPOSIÇÃO E INFORMAÇÕES SOBRE OS INGREDIENTES

>>>SUBSTÂNCIA DE PETRÓLEO

Nome químico comum ou nome técnico:

Gasóleos

Grupo de substância de petróleo:

Gasóleos e óleos destilados são misturas complexas de petróleo, compostas primariamente de hidrocarbonetos saturados (parafinicos ou naftênicos) ou aromáticos com cadeia carbônica composta de 9 a 30 átomos de carbono e ponto de ebulição entre 150 e 471°C.

Sinônimo:

Óleo diesel tipo D

Número de registro CAS:

68334-30-5

Impurezas que contribuam para o perigo:

Ingredientes	Concentração (%)	CAS
Compostos de Sulfurados	*	NA
Compostos oxigenados	---	NA
Compostos Nitrogenados	---	NA

*Concentração de enxofre total: 1% (p/p)

NA: Não aplicável.

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 3 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

4 - MEDIDAS DE PRIMEIROS-SOCORROS

Inalação:	Remova a vítima para local ventilado e a mantenha em repouso numa posição que não dificulte a respiração. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.
Contato com a pele:	Lave a pele exposta com quantidade suficiente de água para remoção do material. Em caso de irritação cutânea: Consulte um médico. Leve esta FISPQ.
Contato com os olhos:	Enxágue cuidadosamente com água durante vários minutos. No caso de uso de lentes de contato, remova-as, se for fácil. Continue enxaguando. Caso a irritação ocular persista: consulte um médico. Leve esta FISPQ.
Ingestão:	Não induza o vômito. Nunca forneça algo por via oral a uma pessoa inconsciente. Lave a boca da vítima com água em abundância. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.
Sintomas e efeitos mais importantes, agudos ou tardios:	Pode provocar irritação à pele com vermelhidão, dor e ressecamento. Pode provocar leve irritação ocular com vermelhidão e lacrimejamento. Pode ser nocivo se ingerido e penetrar nas vias respiratórias com pneumonite química. A exposição única pode provocar efeitos narcóticos como sonolência, confusão mental, perda de consciência, dor de cabeça e tontura; e irritação às vias respiratórias com tosse, dor de garganta e falta de ar.
Notas para médico:	Evite contato com o produto ao socorrer a vítima. Se necessário, o tratamento sintomático deve compreender, sobretudo, medidas de suporte como correção de distúrbios hidroeletrolíticos, metabólicos, além de assistência respiratória. Em caso de contato com a pele não friccione o local atingido.

5 - MEDIDAS DE COMBATE A INCÊNDIO

Meios de extinção	Apropriados: Compatível com espuma para hidrocarbonetos, neblina d'água, pó químico e dióxido de carbono (CO ₂). Não recomendados: Água diretamente sobre o líquido em chamas.
Perigos específicos da mistura ou substância:	A combustão do produto químico ou de sua embalagem pode formar gases irritantes e tóxicos como monóxido, dióxido de carbono e sulfeto de hidrogênio. Muito perigoso quando exposto a calor excessivo ou outras fontes de ignição como: faíscas, chamas abertas ou chamas de fósforos e cigarros, operações de solda, lâmpadas-piloto e motores elétricos. Pode acumular carga estática por fluxo ou agitação. Os vapores do líquido aquecido podem incendiar-se por descarga estática. Os vapores são mais densos que

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 4 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

o ar e tendem a se acumular em áreas baixas ou confinadas, como bueiros, porões, etc. Podem deslocar-se por grandes distâncias provocando retrocesso da chama ou novos focos de incêndio tanto em ambientes abertos como confinados. Os contêineres podem explodir se aquecidos.

Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio:

Equipamento de proteção respiratória do tipo autônomo (SCBA) com pressão positiva e vestuário protetor completo. Contêineres e tanques envolvidos no incêndio devem ser resfriados com neblina d'água.

6 - MEDIDAS DE CONTROLE PARA DERRAMAMENTO OU VAZAMENTO

Precauções pessoais

Para o pessoal que não faz parte dos serviços de emergência:

Isole o vazamento de fontes de ignição. Impeça faíscas ou serviços de emergência: chamas. Não fume. Evacuar a área, num raio de 50 metros. Não toque nos recipientes danificados ou no material derramado sem o uso de vestimentas adequadas. Evite inalação, contato com os olhos e com a pele. Utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.

Para pessoal de serviço de emergência:

Utilizar EPI completo, com luvas de proteção de PVC, óculos de segurança com proteção lateral e vestimenta protetora adequada. O material utilizado deve ser impermeável. Em caso de grandes vazamentos, onde a exposição é grande, recomenda-se o uso de máscara de proteção com filtro contra vapores ou névoas.

Precauções ao meio ambiente:

Evite que o produto derramado atinja cursos d'água e rede de esgotos. A água de diluição proveniente do combate ao fogo pode causar poluição. Não descarte diretamente no meio ambiente ou na rede de esgoto.

Métodos e materiais para contenção e limpeza:

Utilize névoa de água ou espuma supressora de vapor para reduzir a dispersão dos vapores. Utilize barreiras naturais ou de contenção de derrame. Colete o produto derramado e coloque em recipientes próprios. Adsorva o produto remanescente, com areia seca, terra, vermiculite, ou qualquer outro material inerte. Coloque o material adsorvido em recipientes apropriados e remova-os para local seguro. Para destinação final, proceder conforme a Seção 13 desta FISPQ.

Diferenças na ação de grandes e pequenos vazamentos:

Não há distinção entre as ações de grandes e pequenos vazamentos para este produto.

7 - MANUSEIO E ARMAZENAMENTO

MEDIDAS TÉCNICAS APROPRIADAS PARA O MANUSEIO

Precauções para manuseio seguro:

Manuseie o produto somente em locais bem arejados ou com sistemas de ventilação geral. Evite formação de vapores ou névoas do produto. Não fume. Evite inalação e o contato com a pele, olhos e

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 5 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

roupas. Utilize equipamento de proteção individual ao manusear o produto, descritos na seção 8.

Medidas de higiene:

Lave as mãos e o rosto cuidadosamente após o manuseio e antes de comer, beber, fumar ou ir ao banheiro. Roupas contaminadas devem ser trocadas e lavadas antes de sua reutilização. Remova a roupa e o equipamento de proteção contaminado antes de entrar nas áreas de alimentação.

Condições de armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade

Prevenção de incêndio e explosão:

Mantenha afastado do calor, faísca, chama aberta e superfícies quentes. — Não fume. Mantenha o recipiente hermeticamente fechado. Aterre o vaso contendor e o receptor do produto durante transferências. Utilize apenas ferramentas antifaísca. Evite o acúmulo de cargas eletrostáticas. Utilize equipamento elétrico, de ventilação e de iluminação à prova de explosão.

Condições adequadas:

Mantenha o produto em local fresco, seco e bem ventilado, distante de fontes de calor e ignição. O local de armazenamento deve conter bacia de contenção para reter o produto, em caso de vazamento. Mantenha os recipientes bem fechados e devidamente identificados. O local de armazenamento deve ter piso impermeável, isento de materiais combustíveis e com dique de contenção para reter em caso de vazamento. Mantenha afastado de materiais incompatíveis. Não é necessária adição de estabilizantes e antioxidantes para garantir a durabilidade do produto.

Materiais para embalagens:

Semelhante à embalagem original.

8 - CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL

Parâmetros de controle

Limites de exposição ocupacional:

Componente	TLV – TWA (ACGIH, 2012)
Óleo diesel	100 mg/m ³ ^(FIV)

^(FIV): Fração Inalável e vapor.

Indicadores biológicos:

Não estabelecidos.

Medidas de controle de engenharia:

Promova ventilação mecânica e sistema de exaustão direta para o meio exterior. Estas medidas auxiliam na redução da exposição ao produto. Manter as concentrações atmosféricas, dos constituintes do produto, abaixo dos limites de exposição ocupacional indicados.

Medidas de proteção pessoal

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 6 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Proteção dos olhos:	Óculos de segurança (onde houver risco de espirros).
Proteção da pele e do corpo:	Luvas de proteção (recomenda-se PVC ou nitrílica) e vestimenta protetora resistente ao produto (onde houver risco de espirro).
Proteção respiratória:	Recomenda-se a utilização de respirador com filtro para vapores orgânicos para exposições médias acima da metade do TLV-TWA. Nos casos em que a exposição exceda 3 vezes o valor TLV-TWA, utilize respirador do tipo autônomo (SCBA) com suprimento de ar, de peça facial inteira, operado em modo de pressão positiva. Siga orientação do Programa de Prevenção Respiratória (PPR), 3ª ed. São Paulo: Fundacentro, 2002.
Perigos térmicos:	Não apresenta perigos térmicos.

9 - PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS

Aspecto:	Líquido límpido (isento de materiais em suspensão)
Odor e limite de odor:	Característico de hidrocarbonetos.
Ph:	Não aplicável.
Ponto de fusão/ponto de congelamento:	- 40 – 6°C
Ponto de ebulição inicial e faixa de temperatura de ebulição:	141 – 471°C
Ponto de fulgor:	60 °C Mín. (Método NBR-7974).
Taxa de evaporação:	Não disponível.
Inflamabilidade:	Não aplicável.
Limite inferior/superior de inflamabilidade ou explosividade:	1,0 a 6,0% Vol.
Pressão de vapor:	0,4 kPa a 40°C
Densidade de vapor:	Não disponível.
Densidade relativa:	0,820-0,865 Kg/m ³ @ 20 °C (Método NBR-7148)
Solubilidade:	Insolúvel em água. Solúvel em solventes orgânicos.
Coefficiente de partição – n-octanol/água:	Log kow: 7,22 (Valor estimado).
Temperatura de auto-ignição:	≥ 225°C

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 7 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Temperatura de decomposição: 400°C

Viscosidade: 2,5–5,5 Cst a 40°C (Método: ASTM D-445/NBR-10441)

Outras informações: Faixa de destilação: 100–360 °C a 101.325 kPa (760 mmHg);
(Método NBR-9619)

10 - ESTABILIDADE E REATIVIDADE

Estabilidade e reatividade: Produto estável em condições normais de temperatura e pressão.

Possibilidade de reações perigosas: Não são conhecidas reações perigosas com relação ao produto.

Condições a serem evitadas: Temperaturas elevadas. Fontes de ignição. Contato com materiais incompatíveis.

Materiais incompatíveis: Agentes oxidantes fortes como peróxidos, cloratos e ácido crômico.

Produtos perigosos da decomposição: Em combustão libera hidrocarbonetos leves e pesados e coque. Quando aquecido pode liberar sulfeto de hidrogênio.

11 - INFORMAÇÕES TOXICOLÓGICAS

Toxicidade aguda: Nocivo se inalado. Produto não classificado como tóxico agudo por via oral e dérmica.

DL50(oral, ratos): > 5000 mg/kg
DL50 (dérmica, coelhos): > 3000 mg/kg

Corrosão/irritação da pele: Provoca irritação à pele com vermelhidão, dor e ressecamento.

Lesões oculares graves/ irritação ocular: Pode provocar leve irritação ocular com vermelhidão e lacrimejamento.

Sensibilização respiratória ou à pele: A exposição repetida e prolongada pode causar dermatite por ressecamento. Não é esperado que o produto provoque sensibilização respiratória.

Mutagenicidade em células germinativas: Não é esperado que o produto apresente mutagenicidade em células germinativas.
Suspeito de provocar câncer.

Carcinogenicidade: Possivelmente carcinogênico para humanos (Grupo 2B – IARC).

Toxicidade à reprodução: Não é esperado que o produto apresente toxicidade à reprodução.

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 8 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

**Toxicidade para órgãos-alvo
específicos – exposição única:**

Pode provocar efeitos narcóticos como sonolência, confusão mental, perda de consciência, dor de cabeça e tontura. Pode provocar irritação às vias respiratórias com tosse, dor de garganta e falta de ar.

**Toxicidade para órgãos-alvo
específicos – exposição repetida:**

Não é esperado que o produto apresente toxicidade ao órgão-alvo específico por exposição repetida.

Perigo por aspiração:

Pode ser fatal se ingerido e penetrar nas vias respiratórias provocando pneumonite química.

12 - INFORMAÇÕES ECOLÓGICAS

Efeitos ambientais, comportamentos e impactos do produto

Ecotoxicidade:

Devido à natureza do produto, espera-se que este apresente ecotoxicidade.

Persistência e degradabilidade:

Em função da ausência de dados, espera-se que o produto apresente persistência e não seja rapidamente degradado.

Potencial bioacumulativo:

Não é esperado potencial bioacumulativo em organismos aquáticos.

Mobilidade no solo:

Não determinado.

Outros efeitos adversos:

A liberação de grandes quantidades de produto pode causar efeitos ambientais indesejáveis, como diminuição da disponibilidade de oxigênio em ambientes aquáticos devido à formação de camada oleosa na superfície, revestimento e consequente sufocamento de animais.

13 - CONSIDERAÇÕES SOBRE DESTINAÇÃO FINAL

Métodos recomendados para destinação final

Produto:

Devem ser eliminados como resíduos perigosos de acordo com a legislação local. O tratamento e a disposição devem ser avaliados especificamente para cada produto. Devem ser consultadas legislações federais, estaduais e municipais, dentre estas: Lei nº12.305, de 02 de agosto de 2010 (Política Nacional de Resíduos Sólidos).

Restos de produtos:

Manter restos do produto em suas embalagens originais, fechadas e dentro de tambores metálicos, devidamente fechados, de acordo com a legislação aplicável. O descarte deve ser realizado conforme o estabelecido para o produto, recomendando-se as rotas de processamento em cimenteiras e a incineração.

Embalagem usada:

Nunca reutilize embalagens vazias, pois elas podem conter restos do produto e devem ser mantidas fechadas e encaminhadas para

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 9 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

serem destruídas em local apropriado. Neste caso, recomenda-se envio para rotas de recuperação dos tambores ou incineração.

14 - INFORMAÇÕES SOBRE TRANSPORTE

Regulamentações nacionais e internacionais

Terrestre

Resolução nº 5232 de 14 de dezembro de 2016 da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), *Aprova as Instruções Complementares ao Regulamento do Transporte Terrestre de Produtos Perigosos e suas modificações.*

Número ONU: 1202

Nome apropriado para embarque: ÓLEO DIESEL

Classe de risco/ subclasse de risco principal: 3

Classe de risco/ subclasse de risco subsidiário: NA

Número de risco: 30

Grupo de embalagem: III

Hidroviário

DPC - Diretoria de Portos e Costas (Transporte em águas brasileiras)

Normas de Autoridade Marítima (NORMAM)

NORMAM 01/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação em Mar Aberto

NORMAM 02/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação Interior

IMO – “*International Maritime Organization*” (Organização Marítima Internacional)

International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG Code).

Número ONU: 1202

Nome apropriado para embarque: DIESEL FUEL

Classe de risco/ subclasse de risco principal: 3

Classe de risco/ subclasse de risco: NA

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 10 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

subsidiário:

Grupo de embalagem: III

EmS: F-E, S-E

Perigo ao meio ambiente: O produto não é considerado poluente marinho.

Aéreo

ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil – Resolução nº129 de 8 de dezembro de 2009.

RBAC Nº175 – (REGULAMENTO BRASILEIRO DA AVIAÇÃO CIVIL) - TRANSPORTE DE ARTIGOS PERIGOSOS EM AERONAVES CIVIS.

IS Nº 175-001 – INSTRUÇÃO SUPLEMENTAR - IS

ICAO – “*International Civil Aviation Organization*” (Organização da Aviação Civil Internacional) – Doc 9284-NA/905

IATA - “*International Air Transport Association*” (Associação Internacional de Transporte Aéreo)

Dangerous Goods Regulation (DGR).

Número ONU: 1202

Nome apropriado para embarque: DIESEL FUEL

Classe de risco/ subclasse de risco principal: 3

Classe de risco/ subclasse de risco subsidiário: NA

Grupo de embalagem: III

15 - INFORMAÇÕES SOBRE REGULAMENTAÇÕES

Regulamentações:

Decreto Federal nº 2.657, de 3 de julho de 1998.

Norma ABNT-NBR 14725-4:2014.

Lei nº12.305, de 02 de agosto de 2010 (Política Nacional de Resíduos Sólidos).

Decreto nº 7.404, de 23 de dezembro de 2010.

Portaria MTE nº 704 de 28 de maio de 2015 – Altera a Norma Regulamentadora nº 26.

Produto sujeito a controle e fiscalização do Ministério da Justiça - Departamento de Polícia Federal – MJ/DPF, quando se tratar de importação, exportação e reexportação, sendo indispensável Autorização Prévia do DPF para realização destas operações.

16 - OUTRAS INFORMAÇÕES

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 11 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Esta FISPQ foi elaborada com base nos atuais conhecimentos sobre o manuseio apropriado do produto e sob as condições normais de uso, de acordo com a aplicação especificada na embalagem. Qualquer outra forma de utilização do produto que envolva a sua combinação com outros materiais, além de formas de uso diversas daquelas indicadas, são de responsabilidade do usuário.

Adverte-se que o manuseio de qualquer substância química requer o conhecimento prévio de seus perigos pelo usuário. No local de trabalho cabe à empresa usuária do produto promover o treinamento de seus empregados e contratados quanto aos possíveis riscos advindos da exposição ao produto químico.

Siglas:

ACGIH - *American Conference of Governmental Industrial Hygienists*

CAS - *Chemical Abstracts Service*

IARC - *International Agency for Research on Cancer*

DL₅₀ - Dose letal 50%

NA - Não aplicável

ONU - Organização das Nações Unidas

TLV - *Threshold Limit Value*

TWA - *Time Weighted Average*

Referências bibliográficas:

AMERICAN CONFERENCE OF GOVERNMENTAL INDUSTRIALS HYGIENISTS. TLVs® E BEIs®: baseado na documentação dos limites de exposição ocupacional (TLVs®) para substâncias químicas e agentes físicos & índices biológicos de exposição (BEIs®). Tradução Associação Brasileira de Higienistas Ocupacional. São Paulo, 2012.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº7: Programa de controle médico de saúde ocupacional. Brasília, DF. Jun. 1978.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº15: Atividades e operações insalubres. Brasília, DF. Jun. 1978.

EPA dos EUA. 2011. EPI Suite™ para Microsoft® Windows, v 4.10. Estados Unidos: Agência de Proteção Ambiental, Washington. 2011. Disponível em: <<http://www.epa.gov/oppt/exposure/pubs/episuite.htm>>. Acesso em: Novembro de 2013.

Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals (GHS). 5. rev. ed. New York: United Nations, 2013.

HSDB - HAZARDOUS SUBSTANCES DATA BANK. Disponível em: <<http://toxnet.nlm.nih.gov/cgi-bin/sis/htmlgen?HSDB>>. Acesso em: Novembro de 2013.

IARC - INTERNATIONAL AGENCY FOR RESEARCH ON CANCER. Disponível em: <<http://monographs.iarc.fr/ENG/Classification/index.php>>. Acesso em: Novembro de 2013.

IPCS - INTERNATIONAL PROGRAMME ON CHEMICAL SAFETY – INCHEM. Disponível em:

Ficha de Informações de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **ÓLEO DIESEL MARÍTIMO**

Página 12 de 12

Data: 05/06/2019

Nº FISPQ: BR0106

Versão: 09

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

<<http://www.inchem.org/>>. Acesso em: Novembro de 2013.

IPIECA – INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION. Guidance on the application of Globally Harmonized System (GHS) criteria to petroleum substances. Version 1. June 17th, 2010. Disponível em: http://www.ipieca.org/system/files/publications/ghs_guidance_17_june_2010.pdf. Acesso em: Outubro de 2013.

IUCLID - INTERNATIONAL UNIFORM CHEMICAL INFORMATION DATABASE. [S.l.]: European chemical Bureau. Disponível em: <<http://ecb.jrc.ec.europa.eu>>. Acesso em: Novembro de 2013.

SIRETOX/INTERTOX - SISTEMA DE INFORMAÇÕES SOBRE RISCOS DE EXPOSIÇÃO QUÍMICA. Disponível em: <<http://www.intertox.com.br>>. Acesso em: Novembro de 2013.

TOXNET - TOXICOLOGY DATA NETWORKING. ChemIDplus Lite. Disponível em:

<<http://chem.sis.nlm.nih.gov/>>. Acesso em: Novembro de 2013.

Alternative Fules Guidebook.



**Repsol Hidráulico BXT 68
RB451G**

SEÇÃO 1: IDENTIFICAÇÃO

- 1.1 Identificador do produto:** Repsol Hidráulico BXT 68
RB451G
- 1.2 Utilizações identificadas relevantes da substância ou mistura e utilizações desaconselhadas:**
Usos pertinentes: Oleo para circuitos hidráulicos
Usos desaconselhados: Todos aqueles usos não especificados nesta epígrafe ou na epígrafe 7.3
- 1.3 Identificação do fornecedor da FISPQ:**
REPSOL LUBRICANTES Y ESPECIALIDADES, S.A.
Méndez Álvaro, 44
28045 MADRID - Madrid - Spain
Tel.: +34 917538000 / +34 917538100 -
Fax: +34 902303145
FDSRLESA@repsol.com
- 1.4 Número de telefone de emergência:** (015) 3459 9933 / Carechem 24: +44 (0) 1235 239 670

SEÇÃO 2: IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS

- 2.1 Classificação da substância ou mistura:**
NBR 14725-2:
Produto químico não classificado como perigoso de acordo com a ABNT 14725-2
- 2.2 Elementos do rótulo:**
NBR 14725-2:
Advertências de Perigo:
Não aplicável
Recomendações de prudência:
P101: Se for necessário consultar um médico, tenha em mãos a embalagem ou o rótulo.
P102: Mantenha fora do alcance das crianças.
P302+P352: EM CASO DE CONTATO COM A PELE: Lave com água e sabão em abundância.
P501: Descarte o conteúdo/o recipiente de acordo com a legislação em vigor quanto a tratamento de resíduos
- 2.3 Outros perigos que não resultam em uma classificação:**
Não aplicável

SEÇÃO 3: COMPOSIÇÃO E INFORMAÇÕES SOBRE OS INGREDIENTES

- 3.1 Substância:**
Não aplicável
- 3.2 Mistura:**
Descrição química: Mistura de hidrocarbonetos e aditivos
Componentes:
Nenhuma das substâncias que constituem o produto se encontra acima dos valores fixados na Tabela A.1 da norma NBR 14725-4:2014, Produtos químicos — Informações sobre segurança, saúde e meio ambiente, Parte 4: Ficha de informações de segurança de produtos químicos (FISPQ).

SEÇÃO 4: MEDIDAS DE PRIMEIROS-SOCORROS

- 4.1 Descrição das medidas de primeiros socorros:**
Consulte o médico em caso de mal-estar, apresentando esta Ficha de Dados de Segurança.
Por inalação:
No caso de sintomas, deslocar o afetado para o ar livre.
Por contato com a pele:

- CONTINUA NA PÁGINA SEGUINTE -



**Repsol Hidráulico BXT 68
RB451G**

SEÇÃO 4: MEDIDAS DE PRIMEIROS-SOCORROS (continuação)

Em caso de contato, é recomendado limpar a zona afetada com água abundante e com sabão neutro. No caso de alterações na pele (ardor, vermelhidão, erupções cutâneas, bolhas, etc.), consultar o médico, apresentando esta Ficha de Dados de Segurança

Por contato com os olhos:

Enxaguar com água até à total eliminação do produto. Em caso de mal-estar, solicitar assistência médica, mostrando a FDS deste produto.

Por ingestão/aspiração:

Em caso de ingestão de grandes quantidades, é recomendado solicitar assistência médica.

4.2 Sintomas e efeitos mais importantes, agudos ou tardios:

Os efeitos agudos e retardados são os indicados nos pontos 2 e 11.

4.3 Notas para o medico:

Não aplicável

SEÇÃO 5: MEDIDAS DE COMBATE A INCÊNDIO

5.1 Meios de extinção:

Produto não inflamável, com baixo risco de incêndio pelas características de inflamabilidade em condições normais de armazenamento, manipulação e uso. No caso da existência de combustão como consequência de manipulação, armazenamento ou uso indevido, pode ser utilizado qualquer tipo de agente extintor (pó ABC, água, etc.).

5.2 Perigos específicos da substância ou mistura:

Devido às suas características de inflamabilidade, o produto não apresenta risco de incêndio em condições normais de armazenamento, manuseamento e utilização.

5.3 Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio:

Em função da magnitude do incêndio, poderá ser necessário o uso de roupa protetora completa e equipamento de respiração autônomo. Dispor de um mínimo de instalações de emergência ou elementos de atuação (mantas ignífugas, farmácia portátil, etc.).

Disposições adicionais:

Atuar conforme o Plano de Emergência Interno e as Fichas Informativas sobre a atuação perante acidentes e outras emergências. Suprimir qualquer fonte de ignição. Em caso de incêndio, refrigerar os recipientes e tanques de armazenamento de produtos suscetíveis de inflamação, explosão ou "BLEVE" como consequência de elevadas temperaturas. Evitar o derrame dos produtos utilizados na extinção do incêndio no meio aquático.

SEÇÃO 6: MEDIDAS DE CONTROLE PARA DERRAMAMENTO OU VAZAMENTO

6.1 Precauções pessoais, equipamento de proteção e procedimentos de emergência:

Isolar as fugas sempre que não representem um risco adicional para as pessoas que desempenhem esta função.

6.2 Precauções ao meio ambiente:

Produto não classificado como perigoso para o meio ambiente. Manter afastado dos esgotos, das águas superficiais e subterrâneas

6.3 Métodos e materiais para a contenção e limpeza:

Recomenda-se:

Absorver o derrame através de areia ou absorvente inerte e transladar para um local seguro. Não absorver com serradura ou outros absorventes combustíveis. Para qualquer consideração relativa à eliminação, consultar a epígrafe 13.

6.4 Remissão para outras secções:

Veja as seções 8 e 13.

SEÇÃO 7: MANUSEIO E ARMAZENAMENTO

7.1 Precauções para um manuseio seguro:

A.- Precauções para a manipulação segura

Cumprir a legislação vigente em matéria de prevenção de riscos laborais. Manter os recipientes hermeticamente fechados. Controlar os derrames e resíduos, eliminando-os com métodos seguros (epígrafe 6). Evitar o derrame livre a partir do recipiente. Manter ordem e limpeza onde sejam manuseados produtos perigosos.

- CONTINUA NA PÁGINA SEGUINTE -



**Repsol Hidráulico BXT 68
RB451G**

SEÇÃO 7: MANUSEIO E ARMAZENAMENTO (continuação)

B.- Recomendações técnicas para a prevenção de incêndios e explosões.

É recomendado transvazar a velocidades lentas para evitar a criação de cargas eletrostáticas que possam afetar produtos inflamáveis. Consultar a epígrafe 10 sobre condições e matérias que devem ser evitadas.

C.- Recomendações técnicas para prevenir riscos ergonômicos e toxicológicos.

Não comer nem beber durante o seu manuseamento, lavando as mãos posteriormente com produtos de limpeza adequados.

D.- Recomendações técnicas para prevenir riscos meio ambientais.

Não é necessário tomar medidas especiais para prevenir riscos ambientais. Para mais informação, ver epígrafe 6.2.

7.2 Condições de armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade:

A.- Medidas técnicas de armazenamento

Armazenar em local fresco, seco e ventilado

B.- Condições gerais de armazenamento.

Evitar fontes de calor, radiação, eletricidade estática e o contato com alimentos. Para informação adicional, ver epígrafe 10.5

7.3 Utilizações finais específicas:

Exceto as indicações já especificadas, não é necessário realizar nenhuma recomendação especial quanto às utilizações deste produto.

SEÇÃO 8: CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL

8.1 Parâmetros de controle:

Substâncias cujos valores limite de exposição ocupacional devem ser controladas no ambiente de trabalho (NR 15 – Anexo nº 11, agentes químicos cuja insalubridade é caracterizada por limite de tolerância e inspeção no local de trabalho):

Não existem valores limites ambientais para as substâncias que constituem o produto.

8.2 Medidas de controle de engenharia:

A.- Medidas de proteção pessoal


Como medida de prevenção recomenda-se a utilização de equipamentos de proteção individuais básicos. Para mais informações sobre os equipamentos de proteção individual (armazenamento, utilização, limpeza, manutenção, classe de proteção,...) consultar o folheto informativo fornecido pelo fabricante do EPI. As indicações contidas neste ponto referem-se ao produto puro. As medidas de proteção para o produto diluído podem variar em função do seu grau de diluição, uso, método de aplicação, etc. Para determinar o cumprimento de instalação de duchas de emergência e/ou lava-olhos nos armazéns deve ter-se em conta a regulamentação referente ao armazenamento de produtos químicos aplicável em cada caso. Para mais informações ver epígrafe 7.1 e 7.2.

Toda a informação aqui apresentada é uma recomendação, sendo necessário a sua implementação por parte dos serviços de prevenção de riscos laborais ao desconhecer as medidas de prevenção adicionais que a empresa possa dispor.

B.- Proteção respiratória:


Será necessária a utilização de equipamentos de proteção no caso de formação de neblinas ou no caso de ultrapassar os limites de exposição profissional.

C.- Proteção específica das mãos.

Pictograma	PPE	Observações
 Proteção obrigatória das mãos	Luvas de proteção contra riscos menores	Substituir as luvas perante qualquer indício de deterioração. Para períodos de exposição prolongados ao produto para utilizadores profissionais/industriais torna-se recomendável a utilização de luvas de proteção química.

Dado que o produto é uma mistura de diferentes materiais, a resistência do material das luvas não se pode calcular de antemão com total fiabilidade e, portanto, têm de ser controladas antes da sua aplicação.

D.- Proteção ocular e facial

Pictograma	PPE	Observações
 Proteção obrigatória da cara	Óculos panorâmicos contra salpicos/projeções	Limpar diariamente e desinfetar periodicamente de acordo com as instruções do fabricante. Recomenda-se a sua utilização, no caso de risco de salpicos.

E.- Proteção corporal

- CONTINUA NA PÁGINA SEGUINTE -



**Repsol Hidráulico BXT 68
RB451G**

SEÇÃO 8: CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL (continuação)

Pictograma	PPE	Observações
	Roupa de trabalho	Substituir perante qualquer indício de deterioração. Para períodos de exposição prolongados ao produto por utilizadores profissionais/industriais é recomendável CE III, de acordo com as normas EN ISO 6529:2001, EN ISO 6530:2005, EN ISO 13688:2013, EN 464:1995
	Calçado de trabalho anti-derrapante	Substituir perante qualquer indício de deterioração. Para períodos de exposição prolongados ao produto por utilizadores profissionais/industriais é recomendável CE III, de acordo com as normas EN ISO 20345 e EN 13832-1

F- Medidas complementares de emergência

Não é necessário tomar medidas complementares de emergência.

Controlos de exposição do meio ambiente:

Em virtude da legislação comunitária de proteção do meio ambiente, é recomendado evitar o derrame tanto do produto como da sua embalagem no meio ambiente. Para informação adicional, ver epígrafe 7.1.D

SEÇÃO 9: PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS

9.1 Informações sobre propriedades físicas e químicas de base:

Aspecto físico:

Estado físico a 20 °C:	Líquido.
Aspecto:	Característico
Cor:	Característico
Odor:	Característico
Limiar olfativo:	Não aplicável *

Volatilidade:

Ponto de ebulição à pressão atmosférica:	Não aplicável *
Pressão de vapor a 20 °C:	Não aplicável *
Pressão de vapor a 50 °C:	<300000 Pa (300 kPa)
Taxa de evaporação a 20 °C:	Não aplicável *

Caracterização do produto:

Densidade a 20 °C:	880 kg/m ³
Densidade relativa a 20 °C:	0,88
Viscosidade dinâmica a 20 °C:	Não aplicável *
Viscosidade cinemática a 20 °C:	Não aplicável *
Viscosidade cinemática a 40 °C:	68 cSt
Viscosidade cinemática a 100 °C:	8,5 cSt
Concentração:	Não aplicável *
pH:	Não aplicável *
Densidade do vapor a 20 °C:	Não aplicável *
Coeficiente de partição n-octanol/água:	Não aplicável *
Solubilidade em água a 20 °C:	Não aplicável *
Propriedade de solubilidade:	Hidrosolúvel em solventes orgânicos
Temperatura de decomposição:	Não aplicável *
Ponto de fusão/ponto de congelação:	-15 °C
Propriedades explosivas:	Não aplicável *
Propriedades comburentes:	Não aplicável *

Inflamabilidade:

*Não existem dados disponíveis a data da elaboração deste documento ou porque não é aplicável devido a natureza e perigo do produto

- CONTINUA NA PÁGINA SEGUINTE -



**Repsol Hidráulico BXT 68
RB451G**

SEÇÃO 9: PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS (continuação)

Ponto de fulgor:	228 °C
Inflamabilidade (sólido, gás):	Não aplicável *
Temperatura de auto-ignição:	Não aplicável *
Limite de inflamabilidade inferior:	Não aplicável *
Limite de inflamabilidade superior:	Não aplicável *

9.2 Outras informações:

Tensão superficial a 20 °C:	Não aplicável *
Índice de refração:	Não aplicável *

*Não existem dados disponíveis a data da elaboração deste documento ou porque não é aplicável devido a natureza e perigo do produto

SEÇÃO 10: ESTABILIDADE E REATIVIDADE

10.1 Reatividade:

Não se esperam reações perigosas se cumprirem as instruções técnicas de armazenamento de produtos químicos.

10.2 Estabilidade química:

Quimicamente estável nas condições de manuseamento, armazenamento e utilização.

10.3 Possibilidade de reações perigosas:

Sob as condições não são esperadas reações perigosas para produzir uma pressão ou temperaturas excessivas.

10.4 Condições a serem evitadas:

Aplicáveis para manipulação e armazenamento à temperatura ambiente:

Choque e fricção	Contato com o ar	Aquecimento	Luz Solar	Humidade
Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável

10.5 Materiais incompatíveis:

Ácidos	Água	Matérias comburentes	Matérias combustíveis	Outros
Evitar ácidos fortes	Não aplicável	Não aplicável	Não aplicável	Evitar álcalis ou bases fortes

10.6 Produtos perigosos da decomposição:

Ver epígrafe 10.3, 10.4 e 10.5 para conhecer os produtos de decomposição especificamente. Dependendo das condições de decomposição, como consequência da mesma podem ser libertadas misturas complexas de substâncias químicas: dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono e outros compostos orgânicos.

SEÇÃO 11: INFORMAÇÕES TOXICOLÓGICAS

11.1 Informações sobre os efeitos toxicológicos:

DL50 oral > 5000 mg/kg

Efeitos perigosos para a saúde:

Em caso de exposição repetitiva, prolongada ou a concentrações superiores às estabelecidas pelos limites de exposição ocupacional, podem ocorrer efeitos adversos para a saúde em função da via de exposição:

A.- Ingestão (efeito agudo):

- Toxicidade aguda: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos
- Corrosividade/Irritação: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos

B- Inalação (efeito agudo):

- Toxicidade aguda: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos
- Corrosividade/Irritação: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos

C- Contato com a pele e os olhos. (efeito agudo):

- Contato com a pele: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos
- Contato com os olhos: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos

D- Efeitos CMR (carcinogenicidade, mutagenicidade e toxicidade para a reprodução):

- Carcinogenicidade: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos
- Mutagenicidade: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos
- Toxicidade pela reprodução: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos

- CONTINUA NA PÁGINA SEGUINTE -



**Repsol Hidráulico BXT 68
RB451G**

SEÇÃO 11: INFORMAÇÕES TOXICOLÓGICAS (continuação)

E- Efeitos de sensibilização:

- Respiratória: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos
- Cutânea: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos

F- Toxicidade para órgãos-alvo específicos (STOT), tempo de exposição:

Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos

G- Toxicidade para órgãos-alvo específicos (STOT), a exposição repetida:

- Toxicidade para órgãos-alvo específicos (STOT), a exposição repetida: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos
- Pele: Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos, não apresentando substâncias classificadas como perigosas para este artigo. Para mais informações ver epígrafe 3.

H- Perigo de aspiração:

Com base nos dados disponíveis, os critérios de classificação não são preenchidos

Outras informações:

Não aplicável

Informação toxicológica específica das substâncias:

Não disponível

SEÇÃO 12: INFORMAÇÕES ECOLÓGICAS

Não se dispõem de dados experimentais do produto em si relativamente às propriedades ecotoxicológicas

12.1 Ecotoxicidade:

Não disponível

12.2 Persistência e degradabilidade:

Não disponível

12.3 Potencial bioacumulativo:

Não disponível

12.4 Mobilidade no solo:

Não disponível

12.5 Resultados da avaliação PBT e mPmB:

Não aplicável

12.6 Outros efeitos adversos:

Não descritos

SEÇÃO 13: CONSIDERAÇÕES SOBRE DESTINAÇÃO FINAL

13.1 Métodos recomendados para destinação final:

Gestão do resíduo (eliminação e valorização):

Consultar o gestor de resíduos autorizado para as operações de valorização e eliminação. No caso da embalagem ter estado em contato direto com o produto, esta será tratada do mesmo modo como o próprio produto, caso contrário será tratada com resíduo não perigoso. Não se aconselha o seu vazamento em cursos de água. Ver epígrafe 6.2.

Disposições relacionadas com a gestão de resíduos:

Disposições estatais relacionadas com a gestão de resíduos:

NBR 10004:2004, Resíduos sólidos - Classificação.

NBR 16725:2014, Resíduo químico — Informações sobre segurança, saúde e meio ambiente — Ficha com dados de segurança de resíduos químicos (FDSR) e rotulagem.

Lei Nº 12305/2010 - Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos.

Decreto nº 7.404 de 23 de Dezembro de 2010, Regulamenta a Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010

- CONTINUA NA PÁGINA SEGUINTE -



**Repsol Hidráulico BXT 68
RB451G**

SEÇÃO 14: INFORMAÇÕES SOBRE TRANSPORTE

Transporte terrestre de mercadorias perigosas:

Em aplicação da Resolução nº 420:

- | | |
|--|----------------|
| 14.1 Número ONU: | Não aplicável |
| 14.2 Nome apropriado para embarque: | Não aplicável |
| 14.3 Classe/subclasse de risco principal e subsidiário: | Não aplicável |
| Etiquetas: | Não aplicável |
| 14.4 Grupo de embalagem: | Não aplicável |
| 14.5 Perigoso para o ambiente: | Não |
| 14.6 Precauções especiais para o utilizador | |
| Propriedades físico-químicas: | ver epígrafe 9 |
| 14.7 Transporte a granel em conformidade com o anexo II da Convenção Marpol 73/78 e o Código IBC: | Não aplicável |

Transporte de mercadorias perigosas por mar:

Em aplicação ao IMDG 37-14:

- | | |
|--|----------------|
| 14.1 Número ONU: | Não aplicável |
| 14.2 Nome apropriado para embarque: | Não aplicável |
| 14.3 Classe/subclasse de risco principal e subsidiário: | Não aplicável |
| Etiquetas: | Não aplicável |
| 14.4 Grupo de embalagem: | Não aplicável |
| 14.5 Perigoso para o ambiente: | Não |
| 14.6 Precauções especiais para o utilizador | |
| Propriedades físico-químicas: | ver epígrafe 9 |
| 14.7 Transporte a granel em conformidade com o anexo II da Convenção Marpol 73/78 e o Código IBC: | Não aplicável |

Transporte de mercadorias perigosas por ar:

Em aplicação ao IATA/ICAO 2015:

- | | |
|--|----------------|
| 14.1 Número ONU: | Não aplicável |
| 14.2 Nome apropriado para embarque: | Não aplicável |
| 14.3 Classe/subclasse de risco principal e subsidiário: | Não aplicável |
| Etiquetas: | Não aplicável |
| 14.4 Grupo de embalagem: | Não aplicável |
| 14.5 Perigoso para o ambiente: | Não |
| 14.6 Precauções especiais para o utilizador | |
| Propriedades físico-químicas: | ver epígrafe 9 |
| 14.7 Transporte a granel em conformidade com o anexo II da Convenção Marpol 73/78 e o Código IBC: | Não aplicável |

SEÇÃO 15: INFORMAÇÕES SOBRE REGULAMENTAÇÕES

15.1 Regulamentação/legislação específica para a substância ou mistura em matéria de saúde, segurança e ambiente:

Disposições particulares em matéria de proteção das pessoas ou do meio ambiente:

- CONTINUA NA PÁGINA SEGUINTE -



**Repsol Hidráulico BXT 68
RB451G**

SEÇÃO 15: INFORMAÇÕES SOBRE REGULAMENTAÇÕES (continuação)

É recomendado utilizar a informação recompilada nesta FISPQ como dados de entrada numa avaliação de riscos das circunstâncias locais com o objetivo de estabelecer as medidas necessárias de prevenção de riscos para o manuseamento, utilização, armazenamento e eliminação deste produto.

Outras legislações:

NBR 14725-1:2009 Versão Corrigida:2010, Produtos químicos Informações sobre segurança, saúde e meio ambiente. Parte 1: Terminologia
NBR 14725-2:2009 Versão Corrigida:2010, Produtos químicos Informações sobre segurança, saúde e meio ambiente. Parte 2: Sistema de classificação de perigo
NBR 14725-3:2012 Versão Corrigida 3:2015, Produtos químicos Informações sobre segurança, saúde e meio ambiente. Parte 3: Rotulagem
NBR 14725-4:2014, Produtos químicos — Informações sobre segurança, saúde e meio ambiente. Parte 4: Ficha de informações de segurança de produtos químicos (FISPQ).
NBR 15480:2007, Transporte rodoviário de produtos perigosos Plano de ação de emergência (PAE) no atendimento a acidentes
NBR 15481:2013, Transporte rodoviário de produtos perigosos — Requisitos mínimos de segurança
NBR 7500:2013 Versão Corrigida:2013, Identificação para o transporte terrestre, manuseio, movimentação e armazenamento de produtos
NBR 7501:2011, Transporte terrestre de produtos perigosos — Terminologia
Resolução nº 420, de 12 de fevereiro de 2004, aprova as instruções complementares ao regulamento do transporte terrestre de produtos perigosos.
NBR 10004:2004, Resíduos sólidos Classificação
Lei nº 12305/2010 Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos.
Decreto nº 7.404 de 23 de Dezembro de 2010, Regulamenta a Lei no 12.305, de 2 de agosto de 2010.
NBR 16725:2014, Resíduo químico — Informações sobre segurança, saúde e meio ambiente — Ficha com dados de segurança de resíduos químicos (FDSR) e rotulagem.

SEÇÃO 16: OUTRAS INFORMAÇÕES

Legislação aplicável á FISPQ:

Esta FISPQ foi desenvolvida em conformidade com NBR 14725-4:2014, Produtos químicos — Informações sobre segurança, saúde e meio ambiente. Parte 4: Ficha de informações de segurança de produtos químicos (FISPQ)

Textos das frases contempladas na epígrafe 3:

As frases indicadas não se referem ao produto em si, são apenas a título informativo e fazem referência aos componentes individuais que aparecem na secção 3

NBR 14725-2:

Não aplicável

Conselhos relativos à formação:

Recomenda-se formação mínima em matéria de prevenção de riscos laborais ao pessoal que vai a manipular este produto, com a finalidade de facilitar a compreensão e a interpretação desta FISPQ, bem como da etiqueta / rótulo do produto.

Principais fontes de literatura:

Associação brasileira de normas técnicas

Abreviaturas e acrónimos:

(IMDG) Código Marítimo Internacional de Mercadorias Perigosas
(IATA) Associação Internacional de Transporte Aéreo
(ICAO) Organização de Aviação Civil Internacional
(DQO) Demanda Química de oxigénio
(DBO5) Demanda biológica de oxigénio aos 5 dias
(BCF) Fator de bioconcentração
(DL50) dose letal 50
(CL50) concentração letal 50
(EC50) concentração efetiva 50
(Log POW) logaritmo coeficiente partição octanol-água
(Koc) coeficiente de partição do carbono orgânico

As informações constantes desta ficha são baseadas nos nossos melhores conhecimentos até à data de publicação, e são prestadas de boa fé. Devem no entanto ser entendidas como guia, não constituindo garantia, uma vez que as operações com o produto não estão sob nosso controlo, não assumindo esta empresa, qualquer responsabilidade por perdas ou danos daí resultantes. Estas informações não dispensam, em nenhum caso, ao utilizador do produto de cumprir e respeitar a legislação e normas aplicáveis ao produto, à segurança, à higiene e à proteção da saúde do Homem e do meio ambiente, e de efectuar suficiente verificação e teste processual de eficácia. Os trabalhadores envolvidos e responsáveis pela área de segurança deverão ter acesso às informações constantes desta ficha de forma a garantir a segurança na armazenagem, manuseamento e transporte deste produto.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 1 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

1 - IDENTIFICAÇÃO

Nome do produto: MARBRAX CCD

Código interno de identificação: BR0151

Principais usos recomendados para a substância ou mistura: Óleo lubrificante para cárter e cilindros de motores marítimos tipo biela convencional ("Trunk Piston") de média rotação. Disponível nos Graus SAE 30 e 40.

Nome da empresa: PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A

Endereço: Av. Fabor, S/N, Campos Elíseos
Duque de Caxias - RJ - Brasil
CEP: 25.225-030

Telefone:

Telefone para emergências: 0800 244433

Fax: -

2 - IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS

Classificação de perigo do produto: Produto não classificado como perigoso pelo Sistema de Classificação utilizado.

Sistema de classificação utilizado: Norma ABNT-NBR 14725-2:2009 – versão corrigida 2:2010.
Sistema Globalmente Harmonizado para a Classificação e Rotulagem de Produtos Químicos, ONU.

Outros perigos que não resultam em uma classificação: O produto não possui outros perigos.

ELEMENTOS APROPRIADOS DA ROTULAGEM

Recomendações de precaução: Mantenha fora do alcance de crianças.
Recomenda-se a utilização de EPI's adequados durante o manuseio do produto.
Durante o manuseio do produto não beba, coma ou fume.
Obtenha informações sobre o produto antes do manuseio.
No caso de contato prolongado com a pele, lave as partes contaminadas com água e sabão.
Lave as mãos após o manuseio do produto.
Ocorrendo irritação da pele, olhos ou ingestão, consulte um médico.
Em caso de derramamento entre em contato através do 0800 0244433



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 2 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

3 - COMPOSIÇÃO E INFORMAÇÕES SOBRE OS INGREDIENTES

>>>MISTURA

Natureza química:

Óleo lubrificante formulado a partir de óleos minerais de petróleo do tipo parafínico, devidamente refinados, compostos de hidrocarbonetos dos tipos alcanos e cicloalcanos, com teores menores de hidrocarbonetos aromáticos; e com aditivação específica para atendimento das características de desempenho.

Ingredientes ou impurezas que contribuam para o perigo:

Componentes	Concentração (%)	Nº CAS
Óleo lubrificante*	50,0 – 95,0	74869-22-0

*Ingrediente não classificado como perigoso pelo Sistema de Classificação utilizado, porém possui limite de exposição ocupacional estabelecido, conforme seção 8.

4 - MEDIDAS DE PRIMEIROS-SOCORROS

Inalação:

Remova a vítima para local ventilado e a mantenha em repouso numa posição que não dificulte a respiração. Se a vítima estiver respirando, mas com dificuldade, administrar oxigênio a uma vazão de 10 a 15 litros / minuto. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.

Contato com a pele:

Lave a pele exposta com água por aproximadamente 20 minutos para remoção do material. Em caso de irritação cutânea: Consulte um médico. Leve esta FISPQ.

Contato com os olhos:

Enxágue cuidadosamente com água durante, no mínimo, 20 minutos. Mantenha as pálpebras separadas. No caso de uso de lentes de contato, remova-as, se for fácil. Continue enxaguando. Caso a irritação ocular persista: consulte um médico. Leve esta FISPQ.

Ingestão:

Não induza o vômito. Se a vítima estiver consciente, lavar a sua boca com água limpa em abundância e fazê-la beber água. Nunca forneça algo por via oral a uma pessoa inconsciente. Lave a boca da vítima com água em abundância. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.

Sintomas e efeitos mais importantes, agudos ou tardios:

A inalação de altas concentrações de vapores pode causar depressão do sistema nervoso central e irritação das vias respiratórias com tosse, espirros, tontura, vertigem, confusão, incoordenação e inconsciência. A ingestão pode provocar vômito e diarreia.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 3 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Notas para médico:

Evite contato com o produto ao socorrer a vítima. Se necessário, o tratamento sintomático deve compreender, sobretudo, medidas de suporte como correção de distúrbios hidroeletrólitos, metabólicos, além de assistência respiratória. Em caso de contato com a pele não fricção o local atingido.

5 - MEDIDAS DE COMBATE A INCÊNDIO

Meios de extinção:

Apropriados: Compatível com dióxido de carbono (CO₂), espuma para hidrocarbonetos, neblina d'água e pó químico.

Não recomendados: Jatos de água de forma direta.

Perigos específicos da mistura ou substância:

A combustão do produto químico ou de sua embalagem pode formar gases irritantes e tóxicos como monóxido e dióxido de carbono, nitrogênio, fósforo e enxofre.

Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio:

Equipamento de proteção respiratória do tipo autônomo (SCBA) com pressão positiva e vestuário protetor completo. Contêineres e tanques envolvidos no incêndio devem ser resfriados com neblina d'água.

6 - MEDIDAS DE CONTROLE PARA DERRAMAMENTO OU VAZAMENTO

Precauções pessoais

Para o pessoal que não faz parte dos serviços de emergência:

Não fume. Não toque nos recipientes danificados ou no material derramado sem o uso de vestimentas adequadas. Evite exposição ao produto. Utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.

Para pessoal de serviço de emergência:

Utilizar EPI completo com óculos de proteção hermeticamente fechado, luvas de proteção do tipo PVC (vinil), sapatos fechados e vestimenta de proteção adequada. Máscara de proteção com filtro contra vapores e névoas, se necessário. Isole o vazamento de fontes de ignição preventivamente. Mantenha as pessoas não autorizadas afastadas da área. Pare o vazamento, se isso puder ser feito sem risco.

Precauções ao meio ambiente:

Evite que o produto derramado atinja cursos d'água e rede de esgotos.

Métodos e materiais para contenção e limpeza:

Utilize névoa de água ou espuma supressora de vapor para reduzir a dispersão dos vapores. Utilize barreiras naturais ou de contenção de derrame. Colete o produto derramado e coloque em recipientes próprios. Adsorva o produto remanescente, com areia seca, terra, vermiculite, ou qualquer outro material inerte. Coloque o material adsorvido em recipientes apropriados e remova-os para local seguro. Para destinação final, proceda conforme a Seção 13 desta FISPQ.

- Diferenças na ação de grandes e pequenos vazamentos:

Não há distinção entre as ações de grandes e pequenos vazamentos para este produto.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 4 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

7 - MANUSEIO E ARMAZENAMENTO

MEDIDAS TÉCNICAS APROPRIADAS PARA O MANUSEIO

- Precauções para manuseio seguro:

Manuseie em uma área ventilada ou com sistema geral de ventilação/exaustão local. Evite formação de vapores ou névoas. Evite exposição ao produto. Evite contato com materiais incompatíveis. Utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.

- Medidas de higiene:

Lave as mãos e o rosto cuidadosamente após o manuseio e antes de comer, beber, fumar ou ir ao banheiro. Roupas contaminadas devem ser trocadas e lavadas antes de sua reutilização. Remova a roupa e o equipamento de proteção contaminado antes de entrar nas áreas de alimentação.

Condições para armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade

Prevenção de incêndio e explosão:

Não é esperado que o produto apresente perigo de incêndio ou explosão.

Condições adequadas:

Armazene em local bem ventilado, longe da luz solar. Mantenha o recipiente fechado. Manter armazenado em temperatura ambiente que não exceda 60°C. Não é necessária adição de estabilizantes e antioxidantes para garantir a durabilidade do produto. Este produto pode reagir, de forma perigosa, com alguns materiais incompatíveis conforme destacado na Seção 10.

Materiais para embalagens:

Polietileno de alta densidade (PDEAD) e aço carbono revestido com verniz sanitário.

8 - CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL

Parâmetros de controle

- Limites de exposição ocupacional:

Nome químico comum ou nome técnico	TLV – TWA (ACGIH, 2014)
Óleo mineral, excluídos fluidos de trabalho com metais – puro, alta e severamente refinado	5 mg/m ³ (1)

(1): Fração inalável.

- Indicadores biológicos:

Não estabelecidos.

Medidas de controle de engenharia:

Promova ventilação mecânica e sistema de exaustão direta para o meio exterior. Estas medidas auxiliam na redução da exposição ao produto. Mantenha as concentrações atmosféricas, dos constituintes



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 5 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

do produto, abaixo dos limites de exposição ocupacional indicados.

Medidas de proteção pessoal

- Proteção dos olhos/face: Óculos de proteção hermeticamente fechado.
- Proteção da pele e corpo: Luvas de proteção do tipo PVC (vinil), sapatos fechados e vestimenta de proteção adequada.
- Proteção respiratória: Máscara de proteção com filtro contra vapores e névoas, se necessário.

Perigos térmicos: Não apresenta perigos térmicos.

9. PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS

Aspecto (estado físico, forma, cor)	Líquido límpido e brilhante castanho escuro
Odor	Inodoro
pH	Não disponível
Ponto de fusão/ponto de congelamento	Não se aplica
Ponto de ebulição inicial e faixa de temperatura de ebulição	Não se aplica.
Ponto de fulgor (°C)	> 200 °C (vaso aberto) para todos os graus
Inflamabilidade (sólido; gás)	Não disponível
Limite inferior/superior de inflamabilidade ou explosividade	Não se aplica (produto não inflamável)
Pressão do vapor	< 5 mmHg @ 20 °C.

Densidade @ 20/4 °C:	310	410
	0,893	0,897

Solubilidade

- Na água: Insolúvel.
- Em solventes orgânicos: Miscível em solventes de hidrocarbonetos.

Ponto de fluidez: -21 °C.

Viscosidade @ 100 °C:	310	410
	11,5 cSt	14,2 cSt

Índice de viscosidade (mín.):	95.
Índice de basicidade total:	12 mgKOH/g.
Cinzas sulfatadas:	1,59 % (p/p).
Corrosão à lâmina de cobre	1 b (3 h, 100 °C).
Limites de explosividade no ar:	Não se aplica (produto não inflamável).



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 6 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Pressão de vapor: < 5 mmHg @ 20 °C.

Densidade @ 20/4 °C:	315	415
	0,897	0,899

Solubilidade

- Na água: Insolúvel.

- Em solventes orgânicos: Miscível em solventes de hidrocarbonetos.

Ponto de fluidez: -21°C.

Viscosidade @ 100 °C:	315	415
	11,9 cSt	13,6 cSt

Índice de viscosidade (mín.): 98.

Índice de basicidade total: 15 mgKOH/g.

Cinzas sulfatadas: 1,94 % (p/p).

Corrosão à lâmina de cobre 1 b (3 h, 100 °C).

Densidade @ 20/4 °C:	320	420
	0,896	0,899

Solubilidade

- Na água: Insolúvel.

- Em solventes orgânicos: Miscível em solventes de hidrocarbonetos.

Ponto de fluidez: -21°C.

Viscosidade @ 100 °C:	320	420
	11,5 cSt	14,0 cSt

Índice de viscosidade (mín.): 98.

Índice de basicidade total: 20 mgKOH/g.

Cinzas sulfatadas: 2,50 % (p/p).

Corrosão à lâmina de cobre 1 b (3 h, 100 °C).

Densidade @ 20/4 °C:	330	430
	0,902	0,906

Solubilidade

- Na água: Insolúvel.

- Em solventes orgânicos: Miscível em solventes de hidrocarbonetos.

Ponto de fluidez: -21 °C.

Viscosidade @ 100 °C:	330	430
	11,5 cSt	14,0 cSt

Índice de viscosidade (mín.): 98.

Índice de basicidade total: 30 mgKOH/g.

Cinzas sulfatadas: 3,71 % (p/p).



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 7 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Corrosão à lâmina de cobre	1 b (3 h, 100 °C).	
Limites de explosividade no ar:	Não se aplica (produto não inflamável).	
Pressão de vapor:	< 5 mmHg @ 20 °C.	
Densidade @ 20/4 °C:	340 0,908	440 0,911
Solubilidade		
- Na água:	Insolúvel.	
- Em solventes orgânicos:	Miscível em solventes de hidrocarbonetos.	
Ponto de fluidez:	-21 °C.	
Viscosidade @ 100 °C:	340 11,5 cSt	440 14,2 cSt
Índice de viscosidade (mín.):	98.	
Índice de basicidade total:	40 mgKOH/g.	
Cinzas sulfatadas:	4,98 % (p/p).	
Corrosão à lâmina de cobre	1 b (3 h, 100 °C).	
Limites de explosividade no ar:	Não se aplica (produto não inflamável).	
Pressão de vapor:	< 5 mmHg @ 20 °C.	
Densidade @ 20/4 °C:	450 0,917	
Solubilidade		
- Na água:	Insolúvel.	
- Em solventes orgânicos:	Miscível em solventes de hidrocarbonetos.	
Ponto de fluidez:	-21 °C.	
Viscosidade @ 100 °C:	450 14,3 cSt	
Índice de viscosidade (mín.):	98.	
Índice de basicidade total:	50 mgKOH/g.	
Cinzas sulfatadas:	6,21 % (p/p).	
Corrosão à lâmina de cobre	1 b (3 h, 100 °C).	

10 - ESTABILIDADE E REATIVIDADE

Estabilidade e reatividade:	Produto estável em condições normais de temperatura e pressão.
Possibilidade de reações perigosas:	Reage exotermicamente em contato com agentes oxidantes fortes.
Condições a serem evitadas	Temperaturas elevadas. Contato com materiais incompatíveis.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 8 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Materiais incompatíveis: Agentes oxidantes fortes (peróxidos, cloratos, ácido crômico, etc).

Produtos perigosos da decomposição: Combustão gera essencialmente dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrogênio (N), fósforo (P) e enxofre (S).

11 - INFORMAÇÕES TOXICOLÓGICAS

Toxicidade aguda: Não é esperado que o produto apresente toxicidade aguda.

Corrosão/irritação à pele: Pode provocar leve irritação à pele com vermelhidão.

Lesões oculares graves/irritação ocular: Não é esperado que o produto provoque irritação ocular.

Sensibilização respiratória ou à pele: Não é esperado que o produto provoque sensibilização respiratória ou à pele.

Mutagenicidade em células germinativas: Não é esperado que o produto apresente mutagenicidade em células germinativas.

Carcinogenicidade: Não é esperado que o produto apresente carcinogenicidade.

Toxicidade à reprodução: Não é esperado que o produto apresente toxicidade à reprodução.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos – exposição única: A inalação de altas concentrações de vapores pode causar depressão do sistema nervoso central e irritação das vias respiratórias com tosse, espirros, tontura, vertigem, confusão, incoordenação e inconsciência. A ingestão pode causar vômitos e diarreia.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos – exposição repetida: Não é esperado que o produto apresente toxicidade ao órgão-alvo específico por exposição repetida.

Perigo por aspiração: Não é esperado que o produto apresente perigo por aspiração.

12 - INFORMAÇÕES ECOLÓGICAS

Efeitos ambientais, comportamentos e impactos do produto

Ecotoxicidade: Não é esperado que o produto apresente ecotoxicidade.

Persistência e degradabilidade: Em função da ausência de dados, espera-se que o produto apresente persistência e não seja rapidamente degradado.

Potencial bioacumulativo: Apresenta alto potencial bioacumulativo em organismos aquáticos.

Informação referente ao:
- Óleo lubrificante:
log Kow: 3,9 – 6,0

Mobilidade no solo: Não determinada.



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 9 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

Outros efeitos adversos:

A liberação de grandes quantidades de produto pode causar efeitos ambientais indesejáveis, como a diminuição da disponibilidade de oxigênio em ambientes aquáticos devido à formação de camada oleosa na superfície, revestimento e consequente sufocamento de animais.

13 - CONSIDERAÇÕES SOBRE DESTINAÇÃO FINAL

Métodos recomendados para destinação final

- Produto: O tratamento e a disposição devem ser avaliados especificamente para cada produto. Devem ser consultadas legislações federais, estaduais e municipais, dentre estas: Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010 (Política Nacional de Resíduos Sólidos).
- Restos de produtos: Mantenha os restos do produto em suas embalagens originais e devidamente fechadas. O descarte deve ser realizado conforme o estabelecido para o produto.
- Embalagem usada: Não reutilize embalagens vazias. Estas podem conter restos do produto e devem ser mantidas fechadas e encaminhadas para descarte apropriado conforme estabelecido para o produto.

14 - INFORMAÇÕES SOBRE TRANSPORTE

Regulamentações nacionais e internacionais

Terrestre

Resolução nº 420 de 12 de Fevereiro de 2004 da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), *Aprova as Instruções Complementares ao Regulamento do Transporte Terrestre de Produtos Perigosos e suas modificações.*

DPC - Diretoria de Portos e Costas (Transporte em águas brasileiras)
Normas de Autoridade Marítima (NORMAM)

NORMAM 01/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação em Mar Aberto

Hidroviário

NORMAM 02/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação Interior

IMO – “*International Maritime Organization*” (Organização Marítima Internacional)

International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG Code).

Aéreo

ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil – Resolução nº 129 de 8 de dezembro de 2009.

RBAC Nº 175 – (REGULAMENTO BRASILEIRO DA AVIAÇÃO)



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 10 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

CIVIL) - TRANSPORTE DE ARTIGOS PERIGOSOS EM AERONAVES CIVIS.

IS Nº 175-001 – INSTRUÇÃO SUPLEMENTAR - IS

ICAO – “*International Civil Aviation Organization*” (Organização da Aviação Civil Internacional) – Doc 9284-NA/905

IATA - “*International Air Transport Association*” (Associação Internacional de Transporte Aéreo)

Dangerous Goods Regulation (DGR).

Número ONU:

Não classificado como perigoso para o transporte nos diferentes modais.

15 - INFORMAÇÕES SOBRE REGULAMENTAÇÕES

Regulamentações específicas para o produto químico:

Decreto Federal nº 2.657, de 3 de julho de 1998;

Norma ABNT-NBR 14725:2012;

Portaria nº 229, de 24 de maio de 2011 – Altera a Norma Regulamentadora nº 26.

16 - OUTRAS INFORMAÇÕES

Esta FISPQ foi elaborada com base nos atuais conhecimentos sobre o manuseio apropriado do produto e sob as condições normais de uso, de acordo com a aplicação especificada na embalagem. Qualquer outra forma de utilização do produto que envolva a sua combinação com outros materiais, além de formas de uso diversas daquelas indicadas, são de responsabilidade do usuário. Adverte-se que o manuseio de qualquer substância química requer o conhecimento prévio de seus perigos pelo usuário. No local de trabalho cabe à empresa usuária do produto promover o treinamento de seus colaboradores quanto aos possíveis riscos advindos da exposição ao produto químico.

FISPQ elaborada em Março de 2015.

Legendas e abreviaturas:

ACGIH – *American Conference of Governmental Industrial Hygienists*

CAS – *Chemical Abstracts Service*

ONU – Organização das Nações Unidas

SCBA – *Self Contained Breathing Apparatus*

TLV – *Threshold Limit Value*

TWA – *Time Weighted Average*

Referências bibliográficas:



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 11 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

AMERICAN CONFERENCE OF GOVERNMENTAL INDUSTRIALS HYGIENISTS. TLVs® and BEIs®: *Based on the Documentation of the Threshold Limit Values (TLVs®) for Chemical Substances and Physical Agents & Biological Exposure Indices (BEIs®)*. Cincinnati-USA, 2014.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº7: Programa de controle médico de saúde ocupacional. Brasília, DF. Jun. 1978.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº15: Atividades e operações insalubres. Brasília, DF. Jun. 1978.

EPA dos EUA. 2011. EPI Suite™ para Microsoft® Windows, v 4.10. Estados Unidos: Agência de Proteção Ambiental, Washington. 2011. Disponível em: <<http://www.epa.gov/oppt/exposure/pubs/episuite.htm>>. Acesso em: Março, 2015.

Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals (GHS). 5. rev. ed. New York: United Nations, 2013.

HSDB – HAZARDOUS SUBSTANCES DATA BANK. Disponível em: <<http://toxnet.nlm.nih.gov/cgi-bin/sis/htmlgen?HSDB>>. Acesso em: Março, 2015.

IARC – INTERNATIONAL AGENCY FOR RESEARCH ON CANCER. Disponível em: <<http://monographs.iarc.fr/ENG/Classification/index.php>>. Acesso em: Março, 2015.

IPCS – INTERNATIONAL PROGRAMME ON CHEMICAL SAFETY – INCHEM. Disponível em: <<http://www.inchem.org/>>. Acesso em: Março, 2015.

IUCLID – INTERNATIONAL UNIFORM CHEMICAL INFORMATION DATABASE. [S.l.]: European chemical Bureau. Disponível em: <<http://ecb.jrc.ec.europa.eu>>. Acesso em: Março, 2015.

NIOSH – NATIONAL INSTITUTE OF OCCUPATIONAL AND SAFETY. International Chemical Safety Cards. Disponível em: <<http://www.cdc.gov/niosh/>>. Acesso em: Março, 2015.

NITE-GHS JAPAN – NATIONAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY AND EVALUATION. Disponível em: <http://www.safe.nite.go.jp/english/ghs_index.html>. Acesso em: Março, 2015.

SIRETOX/INTERTOX – SISTEMA DE INFORMAÇÕES SOBRE RISCOS DE EXPOSIÇÃO QUÍMICA. Disponível em: <<http://www.intertox.com.br>>. Acesso em: Março, 2015.

TOXNET – TOXICOLOGY DATA NETWORKING. ChemIDplus Lite. Disponível em:



Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ

PRODUTO: MARBRAX CCD

Página 12 de 10

Data: 16/01/2017

Nº FISPQ: BR0151

Versão: 0.1P

Anula e substitui versão: Todas as anteriores

<<http://chem.sis.nlm.nih.gov/>>. Acesso em: Março, 2015.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. ECOSAR – Ecological Structure-Activity Relationships. Versão 1.11. Disponível em: <<http://www.epa.gov/oppt/newchems/tools/21ecosar.htm>>. Acesso em: Março, 2015.

Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **QAV-1**

Página 1 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

1 - IDENTIFICAÇÃO DO PRODUTO E DA EMPRESA

Nome do produto	QAV-1
Código interno de identificação	BR0030
Principais usos recomendados para a substância ou mistura:	Fabricação de substâncias, uso em processos químicos ou como agente de extração. Formulação e embalagem de substâncias e misturas. Uso em revestimentos (tintas e adesivos). Uso em produtos de limpeza. Uso em aplicações rodoviárias e de construção. Processamento de metais. Uso como agente ligante ou desmoldante. Uso em agroquímicos. Combustível. Lubrificante. Uso como fluido funcional (fluidos de transferência, refrigerantes isolantes, hidráulicos, etc). Fabricação de explosivos.
Nome da empresa	PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A.
Endereço	Rua Correia Vasques, 250. 20211-140 - Cidade Nova - Rio de Janeiro (RJ).
Telefone	0800 728 9001
Telefone para emergências	08000 24 44 33

2 - IDENTIFICAÇÕES DE PERIGOS

Classificação de perigo do produto	Líquidos inflamáveis – Categoria 3 Corrosivo/irritante à pele – Categoria 2 Olhos danos/irritação ocular – Categoria 2B Toxicidade para órgão-alvo após única exposição – Categoria 3 Toxicidade para órgão-alvo após única repetida – Categoria 2 Perigo por aspiração – Categoria 1 Perigoso para o ambiente aquático – perigo agudo – Categoria 2
Sistema de classificação adotado	Norma ABNT-NBR 14725-Parte 2:2009. Adoção do Sistema Globalmente Harmonizado para a Classificação e Rotulagem de Produtos Químicos, ONU.
Outros perigos que não resultam em uma classificação:	O produto não possui outros perigos.

Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **QAV-1**

Página 2 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

ELEMENTOS APROPRIADOS DA ROTULAGEM

Pictogramas



Palavra de advertência

ATENÇÃO

Frase de advertência

Líquidos e vapores inflamáveis.
Provoca irritação à pele.
Provoca irritação ocular.
Suspeito de causar câncer.
Pode causar irritação das vias respiratórias.
Pode causar sonolência ou vertigem.
Pode provocar danos aos órgãos do sistema nervoso central por exposição repetida ou prolongada.
Pode ser fatal se ingerido e penetras nas vias respiratórias.
Tóxico para os organismos aquáticos.

Frase de precaução

Mantenha afastado do calor, faísca, chama abertas, superfícies quentes. - Não fume.
Aterre o vaso contentor e o receptor do produto durante transferências.
Utilize apenas ao ar livre ou em locais bem ventilados.
EM CASO DE INALAÇÃO: Remova a pessoa para local ventilado e a mantenha em repouso numa posição que não dificulte a respiração.
EM CASO DE CONTATO COM A PELE: Lave com água e sabão em abundância.
Armazene em local bem ventilado. Mantenha recipiente hermeticamente fechado.

Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **QAV-1**

Página 3 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

3 - COMPOSIÇÃO E INFORMAÇÃO SOBRE OS INGREDIENTES

>>> SUBSTÂNCIA DE PETRÓLEO

Nome químico comum ou nome técnico: Querosene

Grupo de substância de petróleo: Esta categoria é composta por um complexo de substâncias derivadas de petróleo, que possuem ponto de ebulição entre 302 a 554 °F (150 a 290 °C) e cadeia carbônica variando entre 9 e 16.

Sinônimo: Querosene (petróleo), hidrodesulfurizado

Número de registro CAS: 64742-81-0

Impurezas que contribuam para o perigo Este produto não contém impurezas que contribuam para o perigo.

4 - MEDIDAS DE PRIMEIROS SOCORROS

Inalação Remova a vítima para local arejado e mantenha-a em repouso. Monitore a função respiratória. Se a vítima estiver respirando com dificuldade, forneça oxigênio. Se necessário aplique respiração artificial. Procure atenção médica. Leve esta FISPQ.

Contato com a pele Remova as roupas e sapatos contaminados. Lave a pele exposta com grande quantidade de água, por pelo menos 15 minutos. Procure atenção médica. Leve esta FISPQ.

Contato com os olhos Lave com água corrente por pelo menos 15 minutos, mantendo as pálpebras abertas. Retire lentes de contato quando for o caso. Procure atenção médica imediatamente. Leve esta FISPQ.

Ingestão Lave a boca da vítima com água em abundância. NÃO INDUZA O VÔMITO. Procure atenção médica. Leve esta FISPQ.

Sintomas e efeitos mais importantes, agudos ou tardios: Causa irritação à pele e aos olhos com vermelhidão e dor. Tosse, dor de garganta e dificuldade respiratória. Tontura, náusea, dor de cabeça, confusão mental, alucinações e perda de consciência.

Proteção do prestador de socorros e/ou notas para o médico Evite contato com o produto ao socorrer a vítima. Mantenha a vítima em repouso e aquecida. Não forneça nada pela boca a uma pessoa inconsciente. O tratamento sintomático deve compreender, sobretudo, medidas de suporte como correção de distúrbios hidroeletrólitos, metabólicos, além de assistência respiratória.

5 - MEDIDAS DE COMBATE A INCÊNDIO

Meios de extinção Apropriados: Pó químico, espuma resistente a álcool, dióxido de carbono (CO₂) e neblina de água.
Não recomendados: Jatos d'água. Água diretamente sobre o líquido em chamas.

Perigos específicos da mistura ou substância: Vapores podem se espalhar para as fontes de ignição e provocar retrocesso de chama. Contêineres fechados podem romper-se violentamente quando exposto ao fogo ou calor excessivo. Risco de

Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **QAV-1**

Página 4 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

explosão em espaços confinados, drenagem e sistema de esgoto. Os vapores podem formar misturas explosivas com ar.

Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio:

Equipamento de proteção respiratória do tipo autônomo (SCBA) com pressão positiva e vestuário protetor completo. Contêineres e tanques envolvidos no incêndio devem ser resfriados com jatos d'água.

6 - MEDIDAS DE CONTROLE PARA DERRAMAMENTO OU VAZAMENTO

Precauções pessoais

Para o pessoal que não faz parte dos serviços de emergência:

Produto inflamável. Remova todas as fontes de ignição. Impeça fagulhas ou chamas. Não fume. Não toque nos recipientes danificados ou no material derramado sem o uso de vestimentas adequadas. Evite inalação, contato com os olhos e com a pele. Utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.

Para pessoal de serviço de emergência:

Utilizar EPI completo, com óculos de proteção com proteção lateral, luvas de proteção de PVC, vestuário protetor adequado.

Precauções ao meio ambiente:

Evite que o produto derramado atinja cursos d'água e rede de esgotos.

Métodos para limpeza

Métodos e materiais para contenção e limpeza:

Colete o produto derramado e coloque em recipientes próprios. Adsorva o produto remanescente, com areia seca, terra, vermiculite, ou qualquer outro material inerte. Coloque o material adsorvido em recipientes apropriados e remova-os para local seguro.

Diferenças na ação de grandes e pequenos vazamentos:

Não há distinção entre as ações de grandes e pequenos vazamentos para este produto.

7 - MANUSEIO E ARMAZENAMENTO

Medidas técnicas apropriadas para o manuseio

Prevenção da exposição do trabalhador

Evite inalação e o contato com a pele, olhos e roupas. Evite respirar vapores/névoas do produto. Utilize equipamento de proteção individual ao manusear o produto, descritos na seção 8.

Precauções e orientações para manuseio seguro

Manuseie o produto somente em locais bem arejados ou com sistemas de ventilação geral/local adequado. Evite formação de vapores ou névoas do produto.

Medidas de higiene

Não coma, beba ou fume durante o manuseio do produto. Lave bem as mãos antes de comer, beber, fumar ou ir ao banheiro. Roupas contaminadas devem ser trocadas e lavadas antes de sua reutilização.

Condições de armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade

Prevenção de incêndio e explosão:

Mantenha afastado do calor, faísca, chama aberta e superfícies quentes. — Não fume. Mantenha o recipiente hermeticamente fechado. Aterre o vaso contentor e o receptor do produto durante transferências. Utilize apenas ferramentas anti-

Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **QAV-1**

Página 5 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

faiscante. Evite o acúmulo de cargas eletrostáticas. Utilize equipamento elétrico, de ventilação e de iluminação à prova de explosão.

Condições adequadas:

O local de armazenamento deve ter piso impermeável, isento de materiais combustíveis e com dique de contenção para reter em caso de vazamento. Armazenar em tanques adequados colocados na barreira de contenção em caso de vazamento.

Materiais seguros para embalagens Não especificado

8 - CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL

Parâmetros de controle específicos

Limite de exposição ocupacional

Ingredientes	TLV – TWA (ACGIH)
Querosene	200mg/m ³ (P)

(P) Aplicação restrita às condições em que a exposição a aerossóis é insignificante.

-Indicadores biológicos:

Não estabelecidos.

Medida de controle de engenharia

Promova ventilação mecânica e sistema de exaustão direta para o meio exterior. Estas medidas auxiliam na redução da exposição ao produto. É recomendado tornar disponíveis chuveiros de emergência e lava olhos na área de trabalho. Manter as concentrações da substância ou mistura no ar abaixo dos limites de exposição ocupacional indicados.

Equipamento de proteção individual apropriado

Proteção respiratória

Recomenda-se a utilização de respirador com filtro para vapores orgânicos para exposições médias acima da metade do TLV-TWA. Nos casos em que a exposição exceda 3 vezes o valor TLV-TWA, utilize respirador do tipo autônomo (SCBA) com suprimento de ar, de peça facial inteira, operado em modo de pressão positiva. Siga orientação do Programa de Prevenção Respiratória (PPR), 3ª ed. São Paulo: Fundacentro, 2002

Proteção das mãos

Luvas de proteção de PVC.

Proteção dos olhos/face

Óculos de segurança (onde houver risco de espirros).

Proteção da pele e corpo

Luvas de proteção (recomenda-se PVC ou nitrílica) e vestimenta protetora resistente ao produto (onde houver risco de espirro).

Perigos térmicos:

Não apresenta perigos térmicos.

Precauções especiais

Evite usar lentes de contato enquanto manuseia este produto.

9 - PROPRIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

Aspecto

Líquido claro e puro (isento de água e material em suspensão)

Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **QAV-1**

Página 6 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

Odor	Característico e desagradável Limite de odor: 1ppm
Ph	Não aplicável.
Ponto de fusão/ponto de congelamento	- 20°C
Ponto de ebulição inicial e faixa de temperatura de ebulição	150 – 290°C
Ponto de fulgor	40 °C (vaso fechado)
Taxa de evaporação	Não disponível.
Inflamabilidade	Não aplicável
Limite inferior/superior de inflamabilidade ou explosividade	Superior (LES): 5,0% Inferior (LEI):0,7%
Pressão de vapor	0,480 mmHg a 20°C
Densidade de vapor	4,5 (Ar = 1)
Densidade	0,804.
Solubilidade	Insolúvel em água. Miscível em outros solventes de petróleo.
Coeficiente de partição – n-octanol/água	Log kow: 3,3 - 6,0 (valor estimado)
Temperatura de auto-ignição	210 °C.
Temperatura de decomposição	Não disponível
Viscosidade	1 – 2,4 mm ² /s a 40°C
Faixa de destilação	150 - 300 °C a 760 mmHg

10 - ESTABILIDADE E REATIVIDADE

Estabilidade e reatividade química:	Estável sob condições usuais de manuseio e armazenamento. Não sofre polimerização.
Possibilidade de reações perigosas:	Reage violentamente com agentes oxidantes fortes.
Condições a serem evitadas:	Temperaturas elevadas. Fontes de ignição. Contato com materiais incompatíveis.

Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **QAV-1**

Página 7 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

Materiais/substâncias incompatíveis

Agentes oxidantes fortes como peróxidos, cloratos e ácido crômico.

Produtos perigosos da decomposição

Em combustão libera vapores tóxicos e irritantes.

11 - INFORMAÇÕES TOXICOLÓGICAS

Toxicidade aguda

Produto não classificado como tóxico agudo.

DL₅₀ (dérmica, coelho): > 3000mg/kg

DL₅₀ (oral, rato): 53000mg/kg

Corrosão/irritação da pele:

Causa irritação à pele com vermelhidão e dor no local atingido.

Lesões oculares graves/ irritação ocular:

Causa irritação ocular com vermelhidão e dor.

Sensibilização respiratória ou à pele:

Não é esperado que o produto provoque sensibilização respiratória ou à pele.

Mutagenicidade em células germinativas:

Não é esperado que o produto apresente mutagenicidade em células germinativas.

Carcinogenicidade:

Não é esperado que o produto apresente carcinogenicidade.

Toxicidade à reprodução:

Não é esperado que o produto apresente toxicidade à reprodução.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos – exposição única:

Pode causar irritação da via aérea superior se inalado, causando tosse, dor de garganta e dificuldade de respiração. Como um depressor do Sistema Nervoso Central (SNC) pode causar dor de cabeça, náusea, tontura, confusão mental e perda de consciência.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos – exposição repetida:

Contato prolongado e repetido com a pele pode causar dermatite.

Perigo por aspiração:

Pode causar pneumonite se aspirado. Pode causar a morte se ingerido ou inalado.

12 - INFORMAÇÕES ECOLÓGICAS

Efeitos ambientais, comportamentos e impactos do produto

Ecotoxicidade

Tóxico para os organismos aquáticos.

CL₅₀ (invertebrados, 48h): 1,4 mg/L

Persistência e degradabilidade

É esperada baixa degradação e alta persistência.

Potencial bioacumulativo

É esperado potencial de bioacumulação em organismos aquáticos.

Log K_{ow}: 3,3 - 6,0.

Mobilidade no solo:

Não determinada.

Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **QAV-1**

Página 8 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

Outros efeitos adversos:

Em casos de grandes vazamentos, o produto pode ser perigoso para os organismos aquáticos devido à possibilidade de formação de uma película do produto na superfície da água, a qual pode reduzir o nível de oxigênio dissolvido.

13 - CONSIDERAÇÕES SOBRE TRATAMENTO E DISPOSIÇÃO

Métodos recomendados para tratamento e disposição aplicados ao

Produto

Evite a exposição ocupacional ou a contaminação ambiental. Recicle qualquer parcela não utilizada do material para seu uso aprovado ou retorná-lo ao fabricante ou ao fornecedor. Outros métodos consultar legislação federal e estadual: Resolução CONAMA 005/1993, NBR 10.004/2004.

Restos de produtos

Manter restos do produto em suas embalagens originais, fechadas e dentro de tambores metálicos, devidamente fechados, de acordo com a legislação aplicável. O descarte deve ser realizado conforme o estabelecido para o produto, recomendando-se as rotas de processamento em cimenteiras e a incineração.

Embalagem usada

Nunca reutilize embalagens vazias, pois elas podem conter restos do produto e devem ser mantidas fechadas e encaminhadas para serem destruídas em local apropriado. Neste caso, recomenda-se envio para rotas de recuperação dos tambores ou incineração.

14 - INFORMAÇÕES SOBRE TRANSPORTE

Regulamentações nacionais e internacionais

Terrestre

Decreto nº 96.044, de 18 de maio de 1988: Aprova o regulamento para o transporte rodoviário de produtos perigosos e dá outras providências.

Agência Nacional de transportes terrestres (ANTT): Resolução Nº. 5232/16.

Hidroviário

DPC – Diretoria de Portos e Costas (Transporte em águas brasileiras)

Normas de Autoridade Marítima (NORMAM)

NORMAM 01/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação em Mar Aberto.

NORMAM 02/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação Interior.

IMO – “International Maritime Organization” (Organização Marítima Internacional)

International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG Code) – Incorporating Amendment 34-08;2008 Edition.

Aéreo

DAC -Departamento de Aviação Civil: IAC 153-1001.

Instrução de Aviação Civil – Normas para o transporte de artigos perigosos em aeronaves civis.

IATA – “ International Air Transport Association” (Associação Nacional de Transporte Aéreo)

Dangerous Goods Regulation (DGR) - 51

PRODUTO: **QAV-1**

Página 9 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

Nome apropriado para embarque COMBUSTÍVEL PARA AVIÕES A TURBINA.

Classe e subclasse de risco principal e subsidiário 3

Número de risco 30

Grupo de embalagem III

15 - REGULAMENTAÇÕES

Regulamentações

Decreto Federal nº 2.657, de 3 de julho de 1998.

Norma ABNT-NBR 14725:2012.

Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010 (Política Nacional de Resíduos Sólidos).

Decreto nº 7.404, de 23 de dezembro de 2010.

Portaria MTE nº 704 de 28 de maio de 2015 – Altera a Norma Regulamentadora nº 26.

16 - OUTRAS INFORMAÇÕES

Informações importantes

Esta FISPQ foi elaborada baseada nos conhecimentos atuais do produto químico e fornece informações quanto à proteção, à segurança, à saúde e ao meio ambiente.

Adverte-se que o manuseio de qualquer substância química requer o conhecimento prévio de seus perigos pelo usuário. Cabe à empresa usuária do produto promover o treinamento de seus empregados e contratados quanto aos possíveis riscos advindos do produto.

Siglas

ACGIH - American Conference of Governmental Industrial Hygienists

CAS - Chemical Abstracts Service

DL₅₀ - Dose letal 50%

IARC – International Agency for Research on Cancer

STEL – Short Term Exposure Limit

TLV - Threshold Limit Value

TWA - Time Weighted Average

Bibliografia

ECB] EUROPEAN CHEMICALS BUREAU. Diretiva 67/548/EEC (substâncias) e Diretiva 1999/45/EC (preparações). Disponível em: <http://ecb.jrc.it/>. Acesso em: outubro de 2010.

[EPI-USEPA] ESTIMATION PROGRAMS INTERFACE Suite - United States Environmental Protection Agency. Software.

[HSDB] HAZARDOUS SUBSTANCES DATA BANK. Disponível em: <http://toxnet.nlm.nih.gov/cgi-bin/sis/htmlgen?HSDB>. Acesso em: outubro de 2010.

[IARC] INTERNATIONAL AGENCY FOR RESEARCH ON CANCER. Disponível em: <http://monographs.iarc.fr/ENG/Classification/index.php>. Acesso em: outubro de 2010.

[IPCS] INTERNATIONAL PROGRAMME ON CHEMICAL SAFETY – INCHEM. Disponível em:

Ficha de Informação de Segurança de Produto Químico - FISPQ

PRODUTO: **QAV-1**

Página 10 de 10

Data: 04/06/2019

Nº FISPQ: BR0030

Versão: 08

Anula e substitui versão: todas anteriores

<http://www.inchem.org/>. Acesso em: outubro de 2010.

[IPIECA] INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION. Guidance on the application of Globally Harmonized System (GHS) criteria to petroleum substances. Version 1. June 17th

2010. Disponível em: http://www.ipieca.org/system/files/publications/ghs_guidance_17_june_2010.pdf. Acesso em: outubro de 2010.

[IUCLID] INTERNATIONAL UNIFORM CHEMICAL INFORMATION DATABASE. [s.l.]:

European chemical Bureau. Disponível em: <http://ecb.jrc.ec.europa.eu>. Access in: outubro de 2010.

[NIOSH] NATIONAL INSTITUTE OF OCCUPATIONAL AND SAFETY. International Chemical Safety Cards. Disponível em: <http://www.cdc.gov/niosh/>. Acesso em: outubro de 2010.

[NITE-GHS JAPAN] NATIONAL INSTITUTE OF TECHNOLOGY AND EVALUATION.

Disponível em: http://www.safe.nite.go.jp/english/ghs_index.html. Acesso em: outubro de 2010.

[PETROLEUM HPV] PETROLEUM HIGH PRODUCTION VOLUME. Disponível em:

<http://www.petroleumhpv.org/pages/petroleumsubstances.html>. Acesso em: outubro de 2010.

[REACH] REGISTRATION, EVALUATION, AUTHORIZATION AND RESTRICTION OF CHEMICALS. Commission Regulation (EC) No 1272/2008 of 16 December 2008 amending and repealing Directives 67/548/EEC and 1999/45/EC, and amending Regulation (EC) No 1907/2006 of the European Parliament and of the Council on the Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals.

[SIRETOX/INTERTOX] SISTEMA DE INFORMAÇÕES SOBRE RISCOS DE EXPOSIÇÃO QUÍMICA. Disponível em: <http://www.intertox.com.br>. Acesso em: outubro de 2010.

[TOXNET] TOXICOLOGY DATA NETWORKING. ChemIDplus Lite. Disponível em: <http://chem.sis.nlm.nih.gov/>. Acesso em: outubro de 2010.