

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 SEI/IBAMA Nº 8947550, de dezembro de 2020, emitido pela COEXP/CGMAC/DILIC/IBAMA no âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental para a Atividade de Perfuração Marítima no Bloco Pau-Brasil, localizado na Bacia de Santos (Figura II.9 - 1).

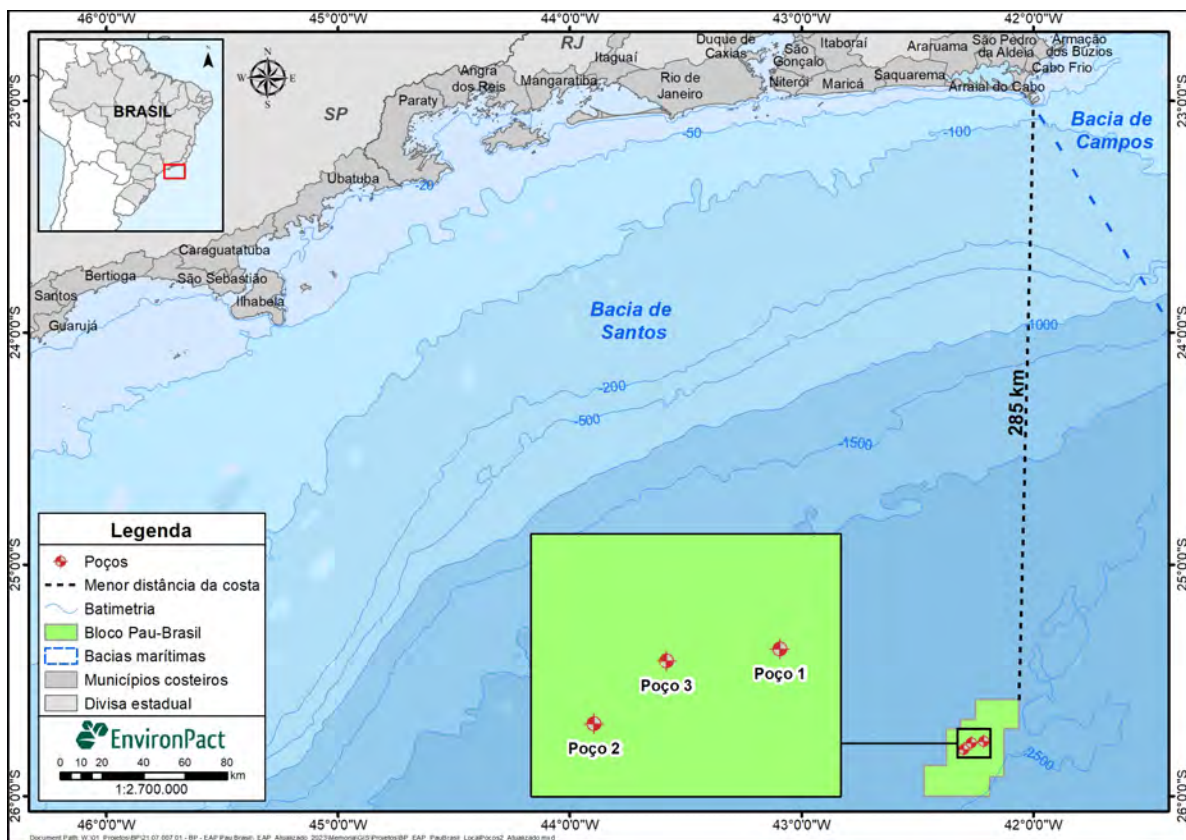


Figura II.9 - 1: Localização do Bloco Pau-Brasil, na Bacia de Santos.

Está prevista a perfuração de um poço exploratório no Bloco Pau-Brasil (Poço 3). Além desse, existe a possibilidade de perfuração de mais dois poços contingenciais (Poço 1 e Poço 2), 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.

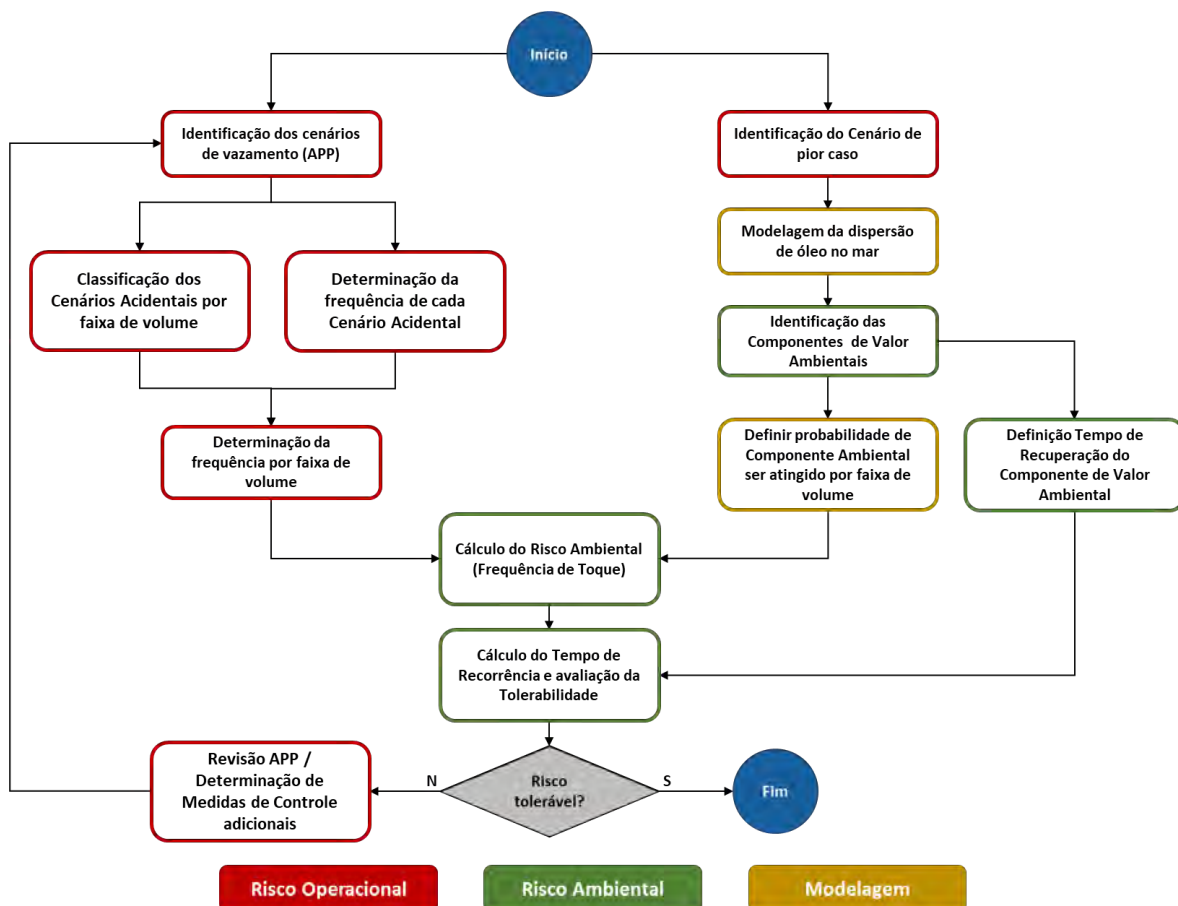


Figura II.9 - 2: Fluxograma para a elaboração da Análise de Risco Ambiental.

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 esses 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.

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 acidental, 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 acidentais 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 acidental.

○ **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.

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**.

$$F_v = \sum_{i=1}^n f_{CA(v)}$$

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**.

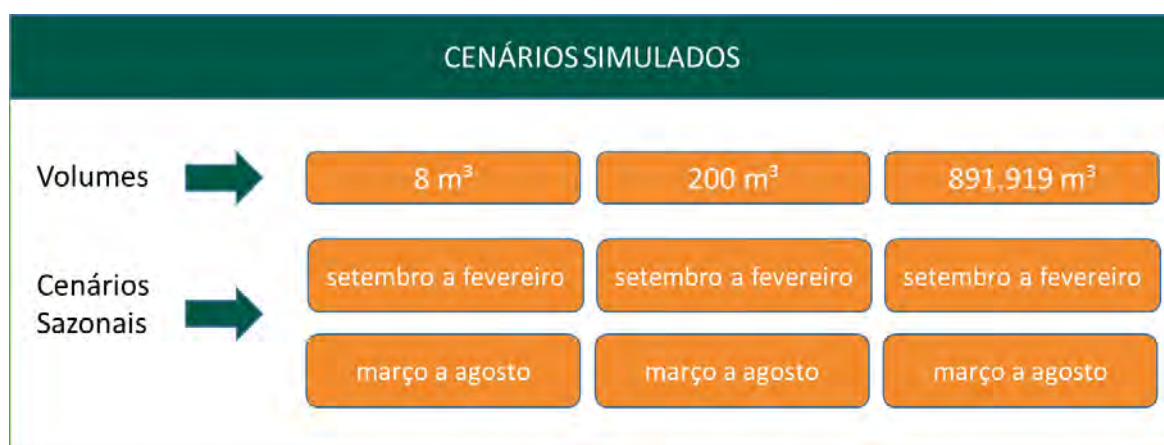


Figura II.9 - 3: Cenários considerados na modelagem de dispersão de óleo.

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.

Os SVAs são estabelecidos quando são identificadas áreas de elevada relevância ecológica para um determinado Componente de Valor Ambiental, como por exemplo, áreas de concentração para alimentação ou reprodução.

Além disso, a COEXP/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 CVA/ SVAs 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

(sem dependência de uma área específica), 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/limitada e com 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**.

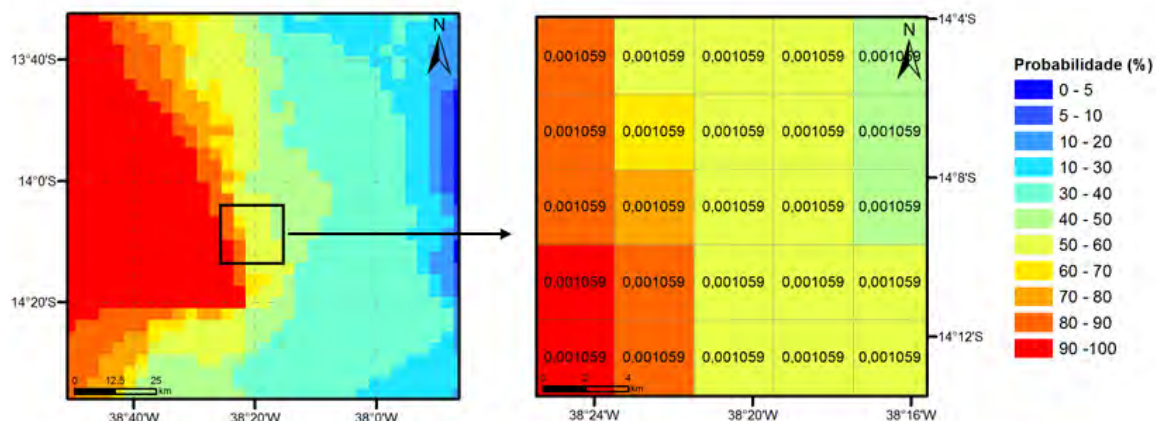


Figura II.9 - 4: Representação esquemática de um cenário probabilístico, detalhando à direita os valores de área em cada elemento de grade com suas respectivas cores representando a probabilidade.

• 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), Jahn & 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);
- Uma área é suprimida de sua fauna, a depender de determinadas circunstâncias, 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:

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

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:

“O tempo necessário para 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.

$$Tolerabilidade(i) = \frac{\text{Tempo de Recuperação } (i)}{\text{Tempo de Ocorrência } (i)} \cdot 100\% \quad \text{Equação II.9 - 6}$$

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 Pau-Brasil, está prevista a utilização dos seguintes tipos de instalações:

- Sistema submarino;
- Unidade de perfuração;
- 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 Pau-Brasil (Poço 3), com possibilidade de perfuração de mais dois poços contingenciais (Poço 1 e Poço 2), a uma lâmina d'água, dos poços, variando entre 2.250 e 2.283 m e com uma distância da costa acima de 300 km (Figura II.9 - 5).

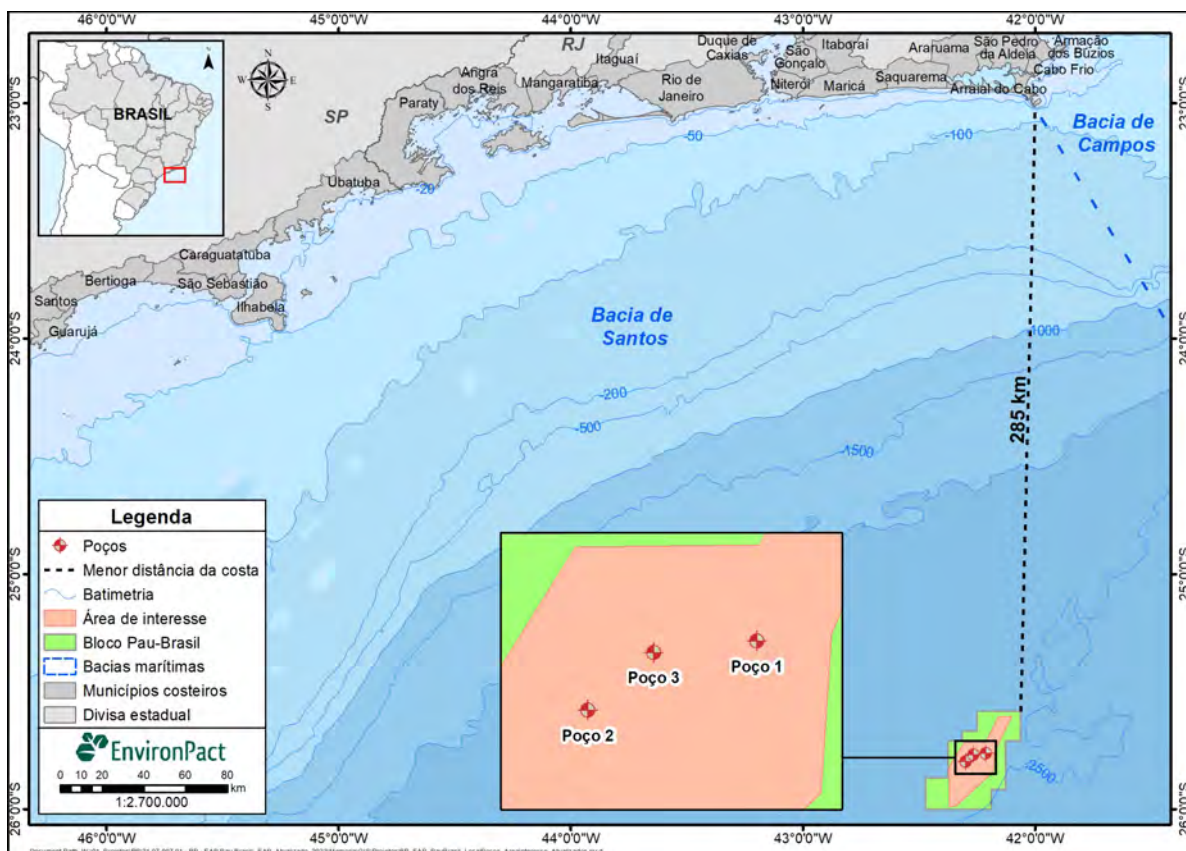


Figura II.9 - 5: Localização dos poços no Bloco Pau-Brasil, na Bacia de Santos.

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

Nas fases I, II e III serão utilizados fluidos de perfuração de base aquosa. As demais fases (IV e V), poderão ser perfuradas com fluido de base aquosa ou não aquosa.

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 são apresentados 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 às 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

A **Valaris DS-15** é uma unidade de perfuração do tipo navio-sonda, dotada de sistema de posicionamento dinâmico e com capacidade para operar em lâminas d'água de até **3.600 m**. A **Tabela II.9 - 7** apresenta as principais características dessa unidade.

A seguir, são apresentados os principais sistemas dessa unidade de perfuração. Informações Complementares da Unidade de Perfuração estão disponíveis no **ANEXO A** e os Fluxogramas de Engenharia no **ANEXO B**.

Tabela II.9 - 7: Descrição geral da unidade de perfuração

DESCRIÇÃO DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO		
Nome da Unidade	Valaris DS-15	
Identificação	Número IMO 9630066	
Proprietário	VALARIS	
Tipo	Navio-sonda	
Bandeira	Ilhas Marshall	
Ano de Construção	2014	
Classificação	A1, Drillship, AMS, ACCU, DPS-3, CPS, CRC, ENVIRO-OS, HELIDK(SRF), HIMP, NBL, PMP, RRDA, RW, SFA (25), SH-DLA, UWILD	
Sociedade Classificadora	American Bureau of Shipping (ABS)	
Data da Classificação	17/01/2014	
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	9,5	m
Velocidade de reboque em calado de trânsito	12	Nós

Tabela II.9 - 7: Descrição geral da unidade de perfuração**DESCRIÇÃO DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO**

Casco Duplo (dimensões dos submarinos)	N/A	N/A
Carga variável máxima	20.000	t
Peso Leve	37.039	t

Sistema de Lastro

O Sistema de Lastro é composto por tanques de lastro, bombas principais e reservas, e válvulas operadas remotamente que permitem o enchimento ou esvaziamento dos tanques de lastro. As bombas devem realizar a sucção da água desde as caixas de mar diretamente para os tanques de lastro, assim como o contrário para realizar o deslastro.

Sistema de Ancoragem e Posicionamento Dinâmico

O Sistema de Posicionamento Dinâmico é utilizado para monitorar e controlar todos os equipamentos e sistemas relacionados ao DP, tais como geradores, distribuição de energia, propulsores, sistemas de controle e ângulo do *riser*. O console principal fica localizado na Sala/ Centro de Controle junto com outros equipamentos tais como radar, giroscópio, bússolas magnéticas e GPS para fins de navegação geral. Os limites operacionais, que são definidos de acordo com a localização e requisitos da operação, acionam alarmes sonoros e visuais que avisam a tripulação sobre o status do sistema.

O sistema atende aos requisitos da sociedade de classificação, sendo assim, ele fornece o nível necessário de redundância para atender aos critérios de falha de ponto único (*single point failure criteria*) exigidos pela sociedade de classificação.

Abastecimento de Produtos Químicos

O abastecimento da unidade de perfuração é feito a partir das embarcações de apoio, por meio das Estações de Abastecimento. De forma que cada produto seja transferido para o devido tanque de armazenamento, as Estações apresentam sinalizações, e as mangueiras e conexões utilizadas no abastecimento são distintas para cada tipo de produto.

Sistema de Óleo Combustível

O sistema de óleo combustível fornece combustível para os vários sistemas da embarcação.

Conforme dito anteriormente, a unidade conta com Estações de Abastecimento e a partir das estações, o óleo combustível é abastecido na unidade.

Para a distribuição do óleo combustível armazenado são utilizadas as Bombas de Transferência de Óleo Combustível. As Bombas de Transferência de Óleo Combustível transferem o combustível armazenado para os Tanques de Decantação de Óleo Combustível

aonde algumas impurezas do combustível são removidas. Após a decantação, o diesel tratado é direcionado para os Purificadores de Óleo Combustível e, em seguida, para os Tanques Diários de Óleo Combustível. A partir dos Tanques Diários de Óleo Combustível o combustível é distribuído para os demais sistemas da unidade que utiliza esse produto, tais como o Sistema de Geração de Energia, Propulsores e unidade de cimentação.

Sistema de Óleo Lubrificante

O óleo lubrificante é abastecido aos Tanques de Armazenamento de Óleo Lubrificante e esse é transferido por bombas para os sistemas que necessitam desse produto (incluindo os geradores principais, o gerador de emergência e as bombas de lama).

Sistema de Óleo Hidráulico

A Unidade de Bombeamento Hidráulico (*Hydraulic Pumping Unit* - HPU) é utilizada para pressurizar e distribuir fluido hidráulico para operar o *Blowout Preventer* (BOP) e *Diverter*.

A HPU é composta por bombas hidráulicas acionadas por motor e controles de vazão associados. Todos os aspectos da operação da HPU são instrumentados para controle e monitoramento remoto, mas também há a opção de controle manual. Além das bombas hidráulicas, a HPU conta com uma Unidade de Armazenamento de Fluido Hidráulico para abastecimento do sistema.

Com a HPU configurada para modo automático, a partida e parada do motor das bombas hidráulicas é comandada pelos transmissores de pressão instalados na descarga das bombas. Os motores são desligados quando os limites de pressão alta são atingidos e acionados novamente quando o limite de baixa pressão é atingido.

As descargas das bombas hidráulicas são combinadas e direcionadas para painéis de controle. Dos painéis de controle o fluido hidráulico é direcionado para acumuladores e ficam disponíveis para eventuais acionamentos.

Sistema de Graneis Sólidos (Barita, Bentonita e Cimento Bruto)

O armazenamento do granel sólidos é realizado em silos. Os sólidos armazenados são transportados pela unidade através do transporte pneumático. No caso da barita/bentonita, o sólido é transferido dos silos de armazenamento para tanques pulmões que, em seguida, alimentam as moegas do sistema de mistura de fluidos. Já no caso do cimento bruto, o sólido é transportado diretamente para o sistema de mistura na sonda.

Os silos de armazenamento são abastecidos a partir das Estações de Abastecimento.

Sistema de Preparo e Injeção de Fluido de Perfuração/ Completação

O sistema de fluido de baixa pressão tem o objetivo de produzir os fluidos necessários para a atividade e transferi-los para o sistema de fluido de alta pressão. Esse sistema é capaz de produzir fluidos à base aquosa e oleosa.

A formulação dos fluidos necessários para a atividade é feita nos tanques ativos. O fluido armazenado nesses tanques pode ser transferido para o sistema de moegas (local onde é feita a mistura de barita e bentonita) através das bombas de mistura ou transferido para o sistema de fluido de alta pressão através das bombas de carga.

Já o sistema de fluido de perfuração de alta pressão possui o objetivo de pressurizar o fluido produzido no sistema de baixa pressão através das Bombas de Lama. O fluido pressurizado é então transferido para o *Standpipe Manifold* para posterior injeção no poço.

Sistema de Fluido de Perfuração/ Completação

O sistema de tratamento de fluido de perfuração tem o objetivo de separar sólidos e gases que possam ser incorporados ao fluido durante a sua passagem pelo poço e, quando necessário, fazer adição de produtos químicos para ajustes de suas propriedades. Esse sistema apresenta componentes, tais como:

- Tanques de processamento (Desareidores, Desgaseificador, Dessiltador e Fluido Limpo);
- *Gumbo Box*;
- Peneiras Vibratórias;
- Dessiltadores;
- Desgaseificadores.

O primeiro equipamento desse sistema é o *Gumbo Box*, o qual recebe o fluido oriundo do poço e possui a função de remover pedaços de argila hidratada (denominados *Gumbo*) e outros sólidos problemáticos. Deste equipamento o fluido de perfuração é direcionado para as Peneiras Vibratórias para mais uma etapa de separação de sólidos grosseiros, tais como o cascalho. O material sólido separado nas Peneiras Vibratórias é recolhido e transportado através de transporte pneumático para a Área de Manuseio de Cascalho ou descarte no mar. Já o fluido separado nas Peneiras Vibratórias segue para os tanques de processamento de fluido. Todos os tanques de processamento são equipados com agitadores submersíveis e sensores de nível.

Os tanques de processamento, exceto os Desareidores, podem ser drenados diretamente de volta para os poços de lama por meio de uma linha de drenagem comum. Os

Desareidores podem ser alinhados à bomba de Dessiltador para a Caixa de Distribuição ou à bomba pneumática para as Peneiras Vibratórias.

A unidade está equipada com Desgaseificadores que removem bolhas de gás arrastadas pelo fluido. O gás separado é direcionado para o sistema de ventilação da Unidade e o fluido é direcionado para o Tanque do Dessiltador.

A unidade possui Desiltadores que são compostos por hidrociclones projetados para remover partículas do fluido e são alimentados por bombas centrífugas. O fluido limpo é direcionado para os Tanques de Fluido Limpo e a corrente rica em sólidos é direcionada para as Peneiras Vibratórias. A partir dos Tanques de Fluido Limpo sai uma corrente que retorna para o sistema de tanques ativos. A Unidade também conta com Tanque para Centrífugas para o tratamento do fluido de perfuração.

Já o cascalho separado nas Peneiras Vibratórias é descarregado por gravidade em moegas para então ser alimentado nos Sopradores de Cascalho. A Unidade conta com sopradores, para as Peneiras Vibratórias, e eles são responsáveis pelo transporte do cascalho gerado para a Área de Manuseio de Cascalho ou para descarte no mar através do transporte pneumático.

Na Área de Manuseio de Cascalho, o material transportado é alimentado nos Secadores de Cascalho. Esses equipamentos consistem em centrífugas que realizam a separação entre o material líquido e sólido do cascalho. Os líquidos gerados são coletados em um Tanque de Retenção e, em seguida, transferidos para um sistema de tratamento de fluidos. Já os sólidos gerados são transferidos através de transportadores helicoidais para descarte no mar ou armazenamento para posterior transporte para terra.

Unidade de Cimentação

A Unidade de Cimentação é uma unidade usada para bombear cimento e misturas líquidas especiais para uso no poço, mas também atua como uma bomba secundária de controle de poço e pode ser alimentada com lama usando a Bomba do Desgaseificador.

Sistema de Controle de Poço

Indicadores são utilizados para sinalizar quaisquer problemas relacionados ao poço conforme descrito abaixo. Caso algum desses sinais sejam acionados os procedimentos específicos definidos no Manual de Controle de Poço da operadora da sonda são seguidos.

a) Indicação e Alarme de Retorno de Lama

A vazão de lama que retorna do poço à Unidade é monitorada e um alarme de fluxo baixo e alto é acionado para o sondador em caso de algum desvio identificado. Caso a taxa de retorno seja alta, isso pode significar que os fluidos de formação estão entrando no poço. Caso seja baixa, é possível que a lama esteja entrando na formação.

Em cada caso, ações corretivas são realizadas de acordo com os procedimentos e treinamento dados à equipe de perfuração. Vários tipos de ações estão disponíveis aos operadores, dependendo do estágio do poço e da natureza do incidente, e é abordado no Manual de Controle de Poço da operadora da sonda.

b) Indicação e Alarme de Ganho/ Perda de Nível de Lama

Medidores de níveis são utilizados ao longo o sistema de lama para monitorar o ganho/ perda de lama nos poços durante todas as fases de operação. Os alarmes são acionados para informar a tripulação sobre quaisquer ganhos ou perdas.

c) Indicação de Pressão de Lama no Tubo Bengala (*Standpipe*)

A pressão da lama no tubo bengala (*standpipe*) indica a pressão superficial do sistema de lama, sendo um indicativo de problemas com o sistema de fornecimento de lama.

d) Operações de *Choke and Kill* (Estrangulamento e Amortecimento)

A fim de realizar as operações de *choke and kill*, necessárias no caso de o *Blowout Preventer* (BOP) ter que ser ativado, a unidade conta com transmissores de pressão nos principais locais e acionadores remotos de válvulas.

e) Indicação de Torque Aplicado às Conexões

As conexões da coluna de perfuração devem ser realizadas usando a quantidade correta de torque. O torque aplicado a essas conexões é indicado para o sondador.

f) Registrador de Taxa de Perfuração

Esse equipamento registra a taxa de perfuração, no qual qualquer aumento na taxa será perceptível no gráfico de registro e alertará o sondador que uma formação de pressão mais alta pode ter sido penetrada.

g) Contador de Tempos de Bomba

As bombas de lama possuem contadores de tempo com visor para leitura. Essa leitura é essencial nos procedimentos de amortecimento de poços para monitorar cuidadosamente o tempo da bomba.

Coleta e Tratamento de Óleo Contaminado

O óleo contaminado é tratado no Separador Água-Óleo (SAO). O óleo separado no SAO é transferido para o Tanque de Óleo e a água tratada é descartada no mar.

Sistema de Drenagem Aberta e Tratamento da Água Oleosa

O sistema de drenagem do convés garante que a drenagem de áreas perigosas não seja descarregada diretamente ao mar. Os drenos de áreas classificadas (área com presença de lama), tais como piso de perfuração e sala de peneiras, são direcionados para os Tanques de Drenagem Perigosos, enquanto os drenos em áreas não classificadas são direcionados para os Tanques de Drenagem Não-Perigosos.

A descarga dos Tanques de Drenagem Perigosos é transferida para a Unidade de Tratamento. Após o tratamento, o efluente de drenagem limpo é enviado para descarte no mar.

Abastecimento de Aeronave

As unidades contam com um sistema de abastecimento de aeronaves, entretanto esse sistema não está previsto para a atividade em questão. Dessa forma, considerou-se que esse sistema está fora do escopo desta análise.

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 Pau-Brasil serão utilizadas duas embarcações, do tipo PSV (*Platform Support Vessel*). A estimativa de tráfego de embarcações entre a base de apoio marítimo e o Bloco Pau-Brasil é de 12 viagens mensais no total (ida e volta).

Será utilizada ainda uma embarcação dedicada à emergência, do tipo *Oil Spill Response Vessel* (OSRV). Essa embarcação permanecerá ao lado da sonda durante toda a atividade.

A bp encontra-se atualmente em processo seletivo para a contratação das embarcações que serão utilizadas nas atividades no Bloco Pau-Brasil. Dessa forma, para a elaboração da análise de risco, considerou-se os sistemas e as capacidades máximas de armazenamento entre as embarcações participantes do processo, e, portanto, passíveis de uso. 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	1.900	200
Fluido de Perfuração Sintético	3.643,1	200
Efluente Oleoso	3.405	-
Óleo Base	400	200
Granel Sólido	400	-
Recolhimento de Óleo	1.500*	-

* Capacidade total de armazenamento da embarcação de apoio dedicada, do tipo Oil Spill Response Vessel (OSRV).

Atualmente a bp considera três possibilidades de bases logísticas para suporte à atividade: Nitshore Engenharia e Serviços Portuários S/A, localizada no município de Niterói/RJ, Brasil Port Offshore Logística situado no complexo portuário do Açu, em São João da Barra/RJ e a base da Wilson Sons - Caju, localizada no Rio de Janeiro/RJ. A **Figura II.9 - 6** ilustra a rota de navegação das embarcações até as bases marítimas previstas.

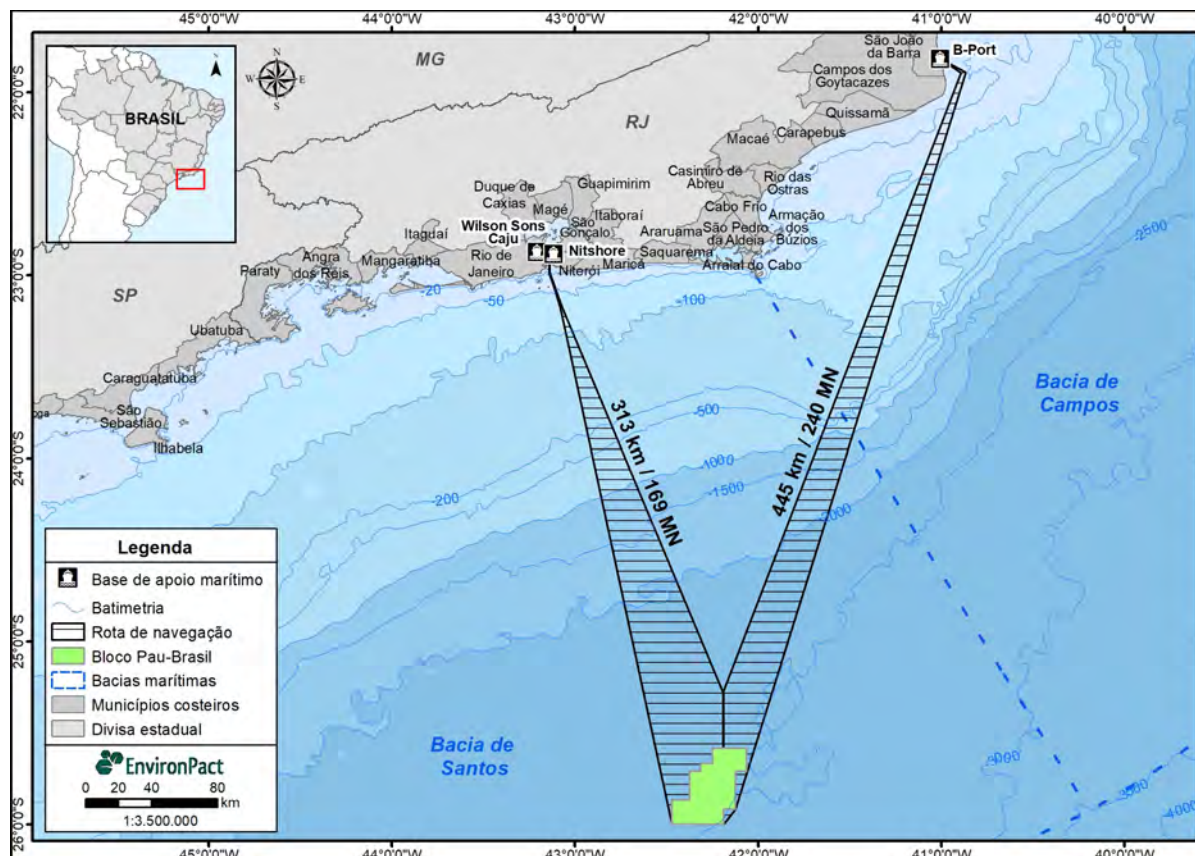


Figura II.9 - 6: Localização da atividade e rota estimada das embarcações entre as bases de apoio terrestre e o bloco Pau Brasil, na Bacia de Santos. (Fonte: EnvironPact.)

II.9.1.4 Aeronaves

Para a base de apoio aéreo está sendo considerado o Aeroporto de Jacarepaguá no Rio de Janeiro/RJ.

Ainda não pode ser definido o número de viagens que serão realizadas durante as atividades de perfuração no Campo. No entanto, são estimados até 02 voos diários (ida e volta) para transporte de passageiros.

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

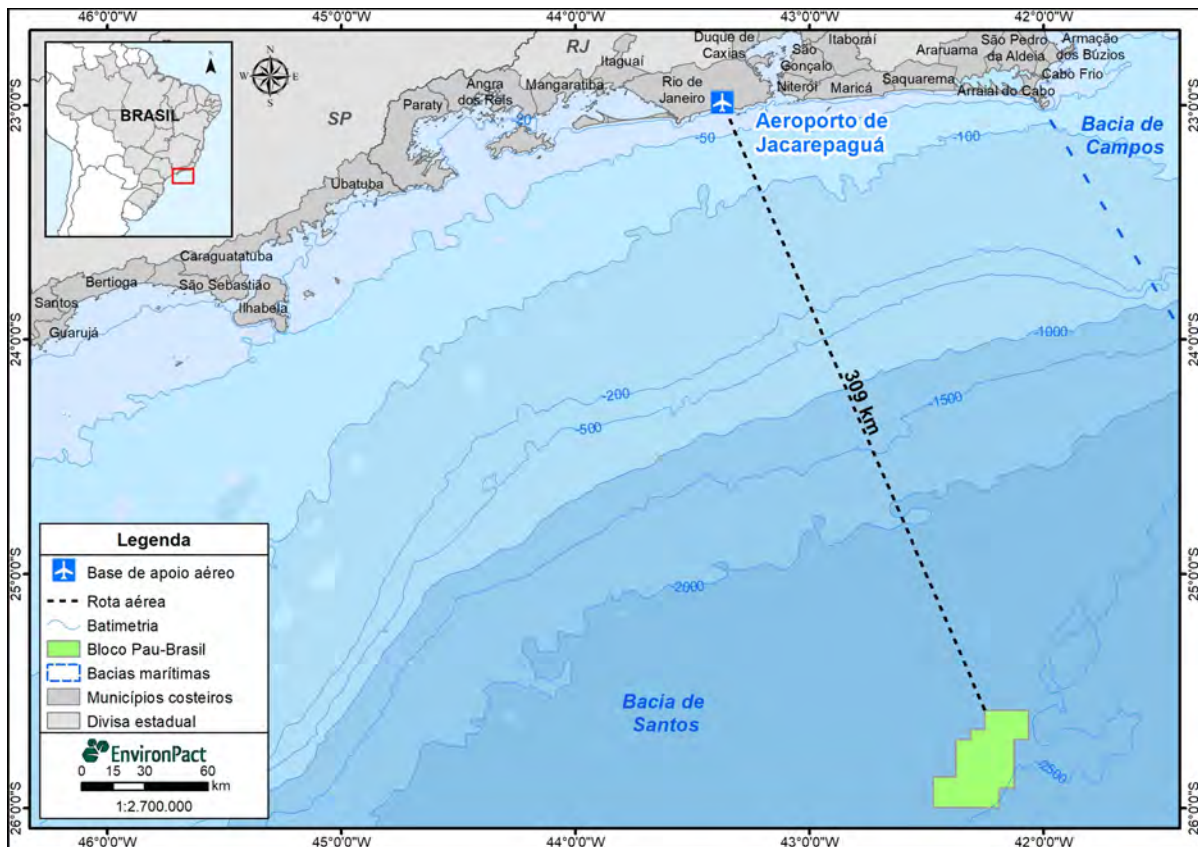


Figura II.9 - 7: Rota estimada das aeronaves até o Bloco Pau-Brasil, Bacia de Santos.

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 à avaliada 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 acidental;

- Causas dos acidentes;
- Consequências e magnitude dos danos ambientais causados; e
- Dados estatísticos.

O objetivo da análise histórica é avaliar os cenários acidentais mais relevantes da indústria de óleo e gás como forma de validação e garantia de qualidade da análise de risco proposta por este estudo.

II.9.2.1 Bancos 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	IOGP (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	IOGP (2022) <i>Safety Performance Indicators – Process Safety Events – 2021 data</i>	Compilado de dados referentes à segurança de processos para diversas atividades da indústria.
3	ANP (2023) 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 F28043 (2016) - <i>Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies</i>	Compilado de dados referentes a acidentes de perda de contenção em poços.
6	IOGP (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	IOGP (2019b) 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	IOGP (2010b) 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	IOGP (2019c) Report 434-04 <i>Risk Assessment Data Directory – Risers & 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> .

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

#	Banco de Dados	Descrição
12	IOGP (2010c) 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 offshore.

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.

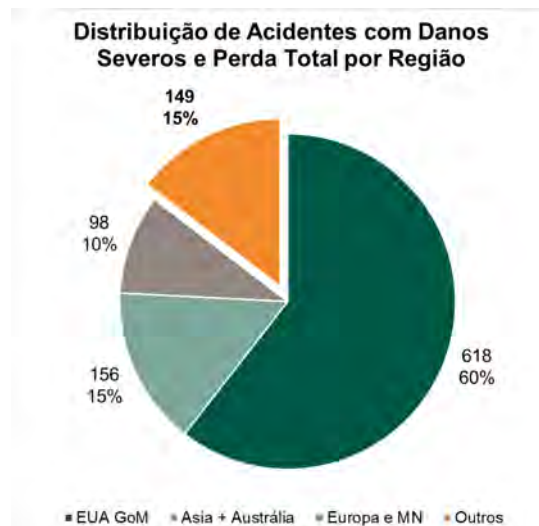


Figura II.9 - 8: Distribuição de acidentes envolvendo danos severos e perda total por região (Gráfico: EVP, 2021 Dados: IOGP, 2010a).

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.

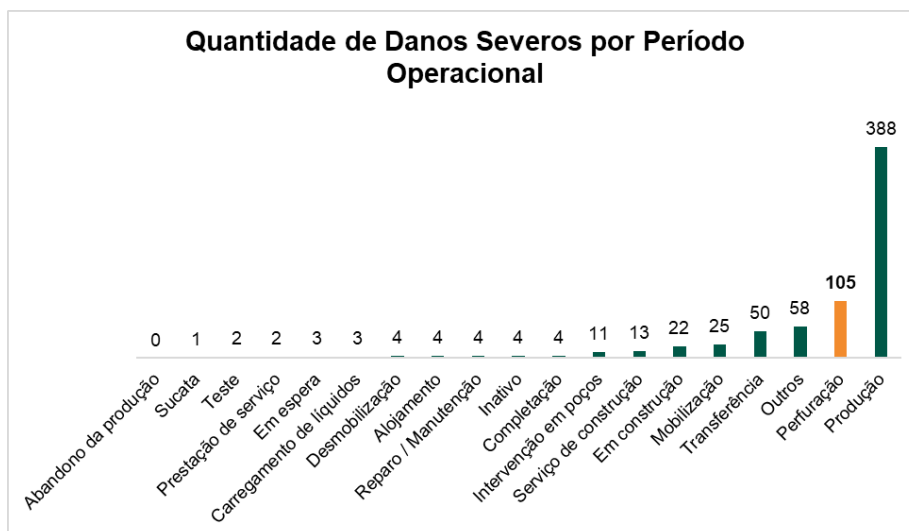


Figura II.9 - 9: Distribuição de acidentes envolvendo danos severos por período operacional (Gráfico: EVP, 2022 Dados: IOGP, 2010a).

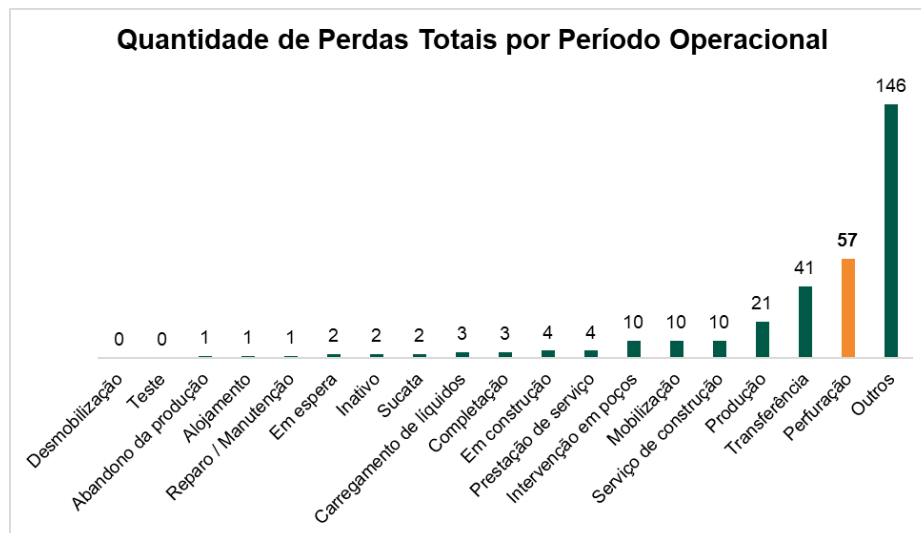


Figura II.9 - 10: Distribuição de acidentes envolvendo perda total por período operacional (Gráfico: EVP, 2022 Dados: IOGP, 2010a).

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 atividades de perfuração. 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: EVP, 2022 Dados: IOGP, 2010a).



Figura II.9 - 12: Distribuição de acidentes envolvendo perda total durante atividades de perfuração por tipo de unidade (Gráfico: EVP, 2022 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 para todos os modos de operação. 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, considerando todos os modos de operação (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 2019 *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 2.254 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*.

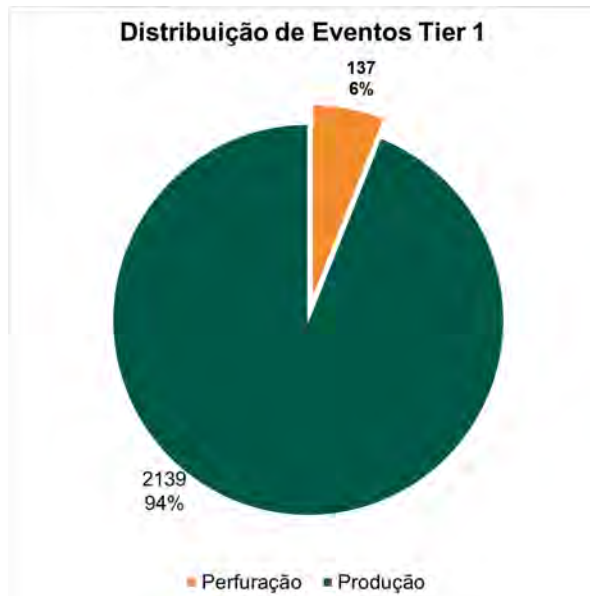


Figura II.9 - 13: Distribuição dos eventos de segurança de processo do tipo *tier 1* por atividade (Gráfico: EVP, 2023; Dados: IOGP, 2022).



Figura II.9 - 14: Distribuição dos eventos de segurança de processo do tipo *tier 2* por atividade (Gráfico: EVP, 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.

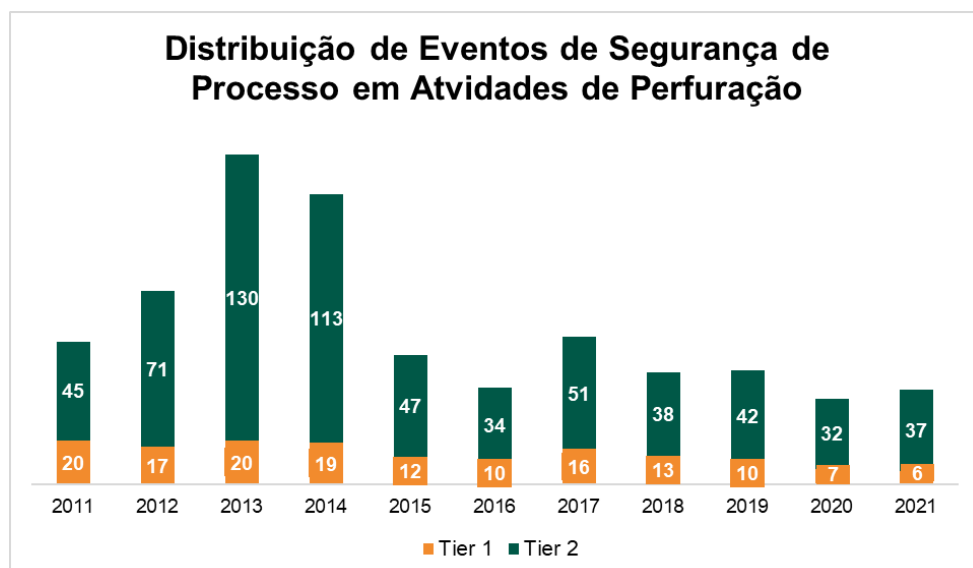


Figura II.9 - 15: Distribuição dos eventos de segurança de processo registrados durante atividades de perfuração entre 2012 e 2021 (Gráfico: EVP, 2023; Dados: IOGP, 2022).

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), 12% dos eventos registrados ocorreram nas Américas do Sul e Central.

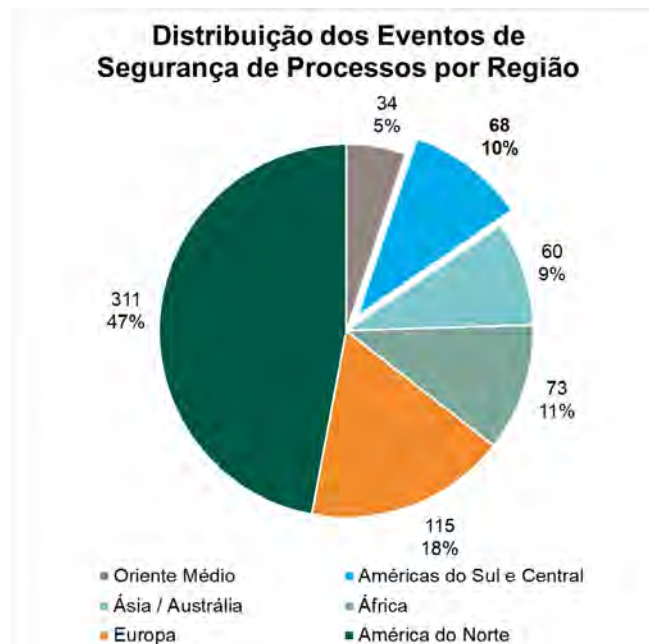


Figura II.9 - 16: Distribuição dos eventos de segurança de processos registrados entre 2012 e 2021 por região (Gráfico: EVP, 2023; Dados: IOGP, 2022).

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 87% 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%).

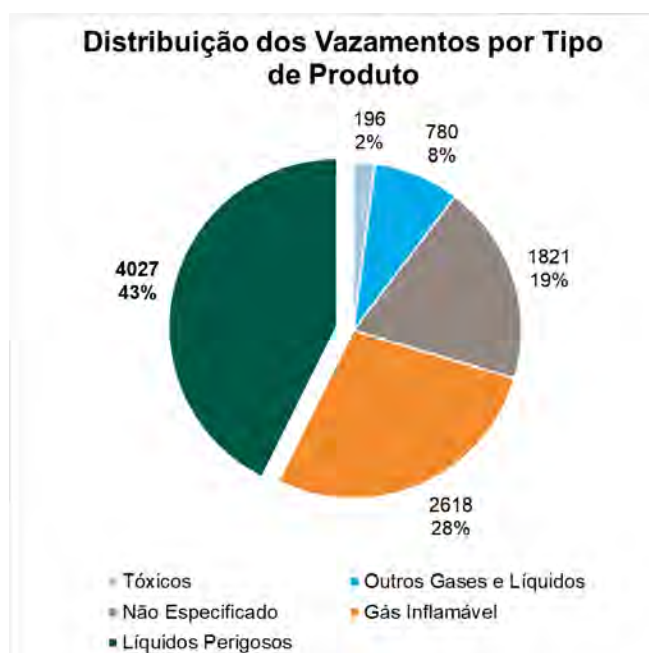


Figura II.9 - 17: Distribuição dos eventos de segurança de processo relacionado a vazamento de produtos químicos por tipo de substância vazada (Gráfico: EVP, 2023; Dados: IOGP, 2022).

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 a 2022.

A **Figura II.9 - 18** ilustra 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

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.

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.

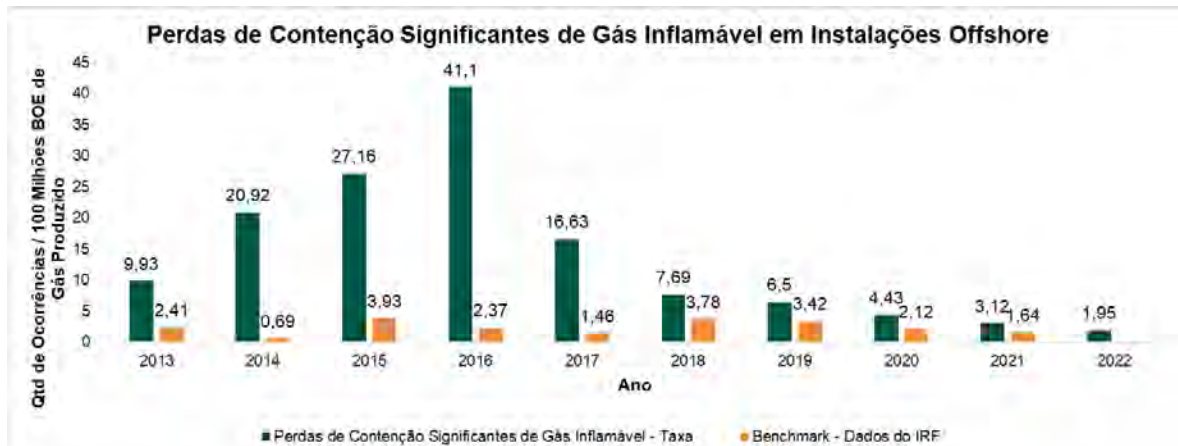


Figura II.9 - 18: Taxas de perdas de contenção significativa de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022 (Gráfico: EVP, 2023; Dados: ANP, 2023).

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. Entre 2017 e 2021, houve sensível redução da taxa de perdas de contenção maiores de gás inflamável, já em 2022, a taxa relativa a este incidente atingiu o menor valor da série histórica. Os valores de referência do ano de 2022 (*Benchmark*) não estavam disponíveis durante o período de elaboração e divulgação do relatório.



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

Traçando um comparativo entre os gráficos apresentados, as taxas de perdas de contenção significativa são superiores às taxas de perda de contenção maior em todos os anos do

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.

período analisado. 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. **Observa-se também que a taxa relativa às perdas de contenção maiores de gás inflamável atingiu o segundo menor valor desde 2013.**

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.

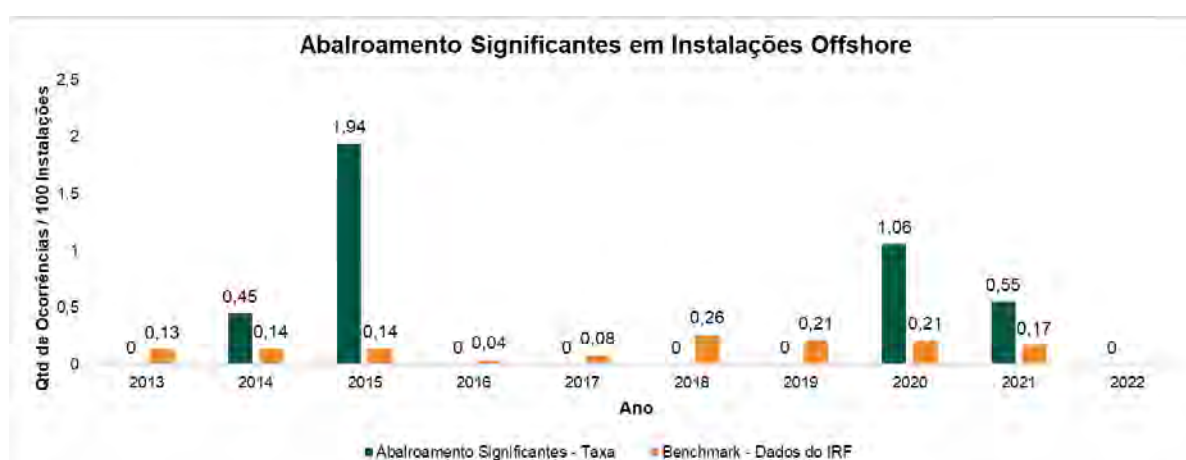


Figura II.9 - 20: Taxas de abalroamentos significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2013 a 2022 (Gráfico: EVP, 2023; Dados: ANP, 2023)

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

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.

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 entre 2018 e 2022, com exceção do ano de 2021 em que o valor voltou a apresentar um aumento. 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: EVP, 2022 Dados: ANP, 2023).

A **Figura II.9 - 22** apresenta uma distribuição das taxas de incêndios significantes⁷ reportados à ANP em instalações offshore. A taxa de maior valor foi apresentada no ano de 2014, consideravelmente acima da média comparada aos outros anos. Observa-se que 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). Segundo o relatório da ANP (2023), isso se deve pois, em 2022, foi registrada a ocorrência de um incêndio significativo em instalação offshore no Brasil, após vazamento de gás em uma linha de gás 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 2013 a 2023 (Gráfico: EVP, 2023; Dados: ANP, 2023)

A **Figura II.9 - 23** representa a distribuição das taxas de incêndios maiores⁸ reportadas à ANP em instalações *offshore*. Segundo a ANP (2023), em 2022 não ocorreram eventos deste tipo no Brasil. 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: EVP, 2023; Dados: ANP, 2023).

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, de dezembro de 2014 até fevereiro de 2019 havia sido registrado um total de 921 acidentes envolvendo o derramamento de produtos líquidos em plataformas no Brasil. Vale ressaltar que este banco de dados não diferencia o tipo de

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.

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.

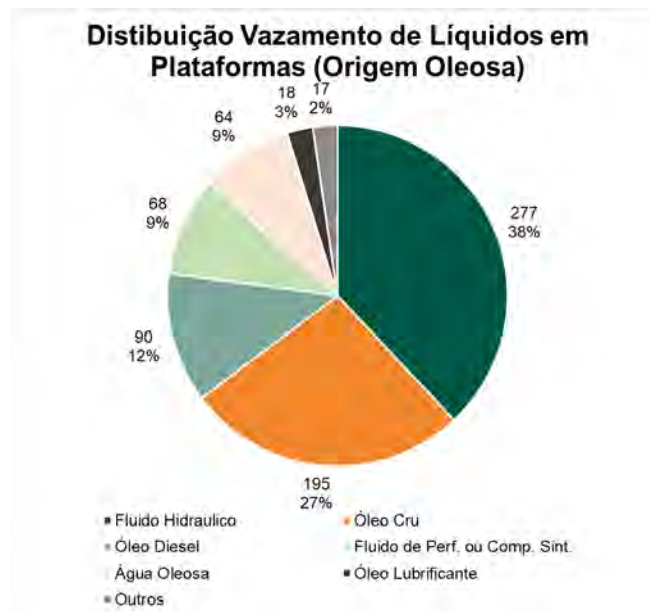


Figura II.9 - 24: Distribuição da quantidade de vazamentos de produtos oleosos em plataformas por tipo de produto entre 2014 e 2019. (Gráfico: EVP, 2021 Dados: IBAMA: 2019)

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**.

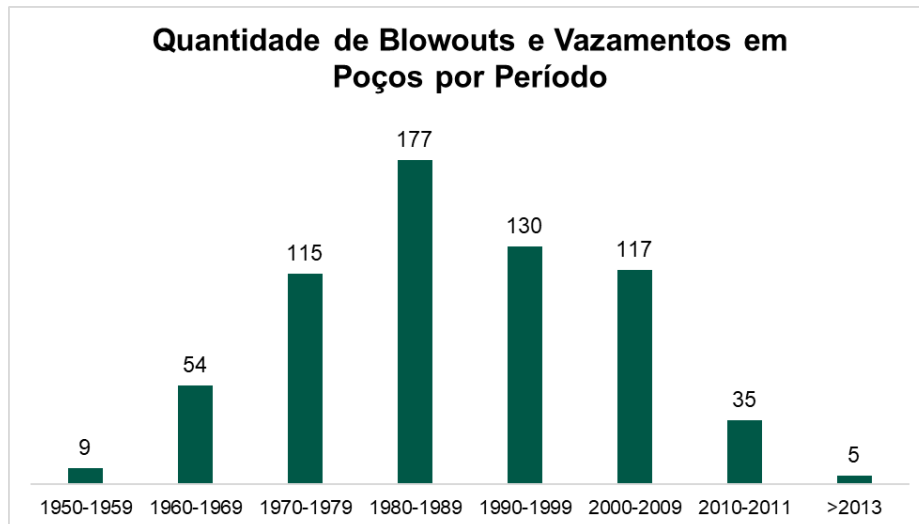


Figura II.9 - 25: Distribuição de *blowout* e vazamento em poços ao longo do tempo entre 1955 e 2016 (Gráfico: EVP, 2020 Dados: SINTEF, 2016)

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 (27%) foram no Brasil (**Figura II.9 - 27**).

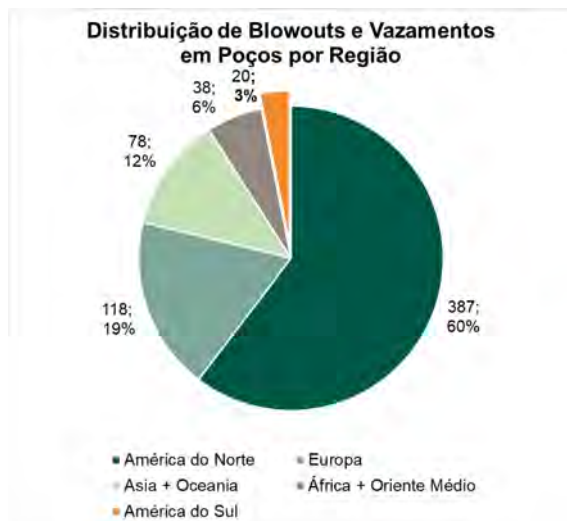


Figura II.9 - 26: Distribuição de *blowouts* e vazamentos em poços por região entre 1955 e 2016 (Gráfico: EVP, 2020 Dados: SINTEF, 2016)

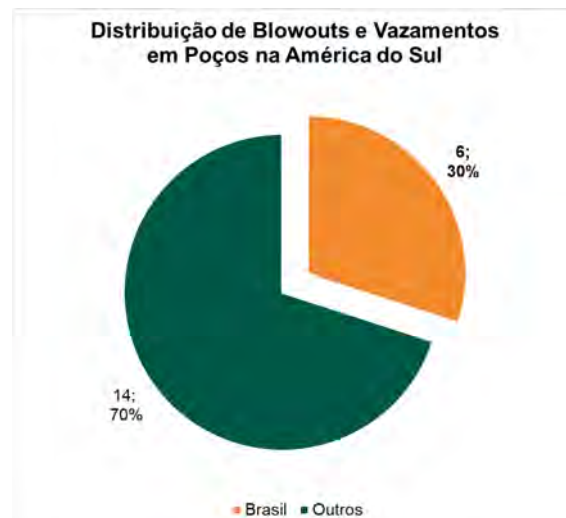


Figura II.9 - 27: Distribuição de *blowouts* e vazamentos em poços ocorridos na América do Sul entre 1955 e 2016 (Gráfico: EVP, 2020 Dados: SINTEF, 2016)

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.

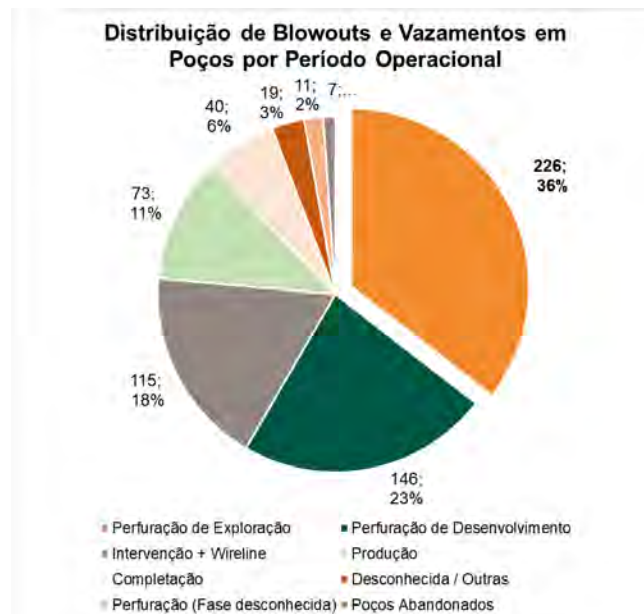


Figura II.9 - 28: Distribuição de *blowout* e vazamento em poços entre 1955 e 2016 (Gráfico: EVP, 2022 Dados: SINTEF, 2016)

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.

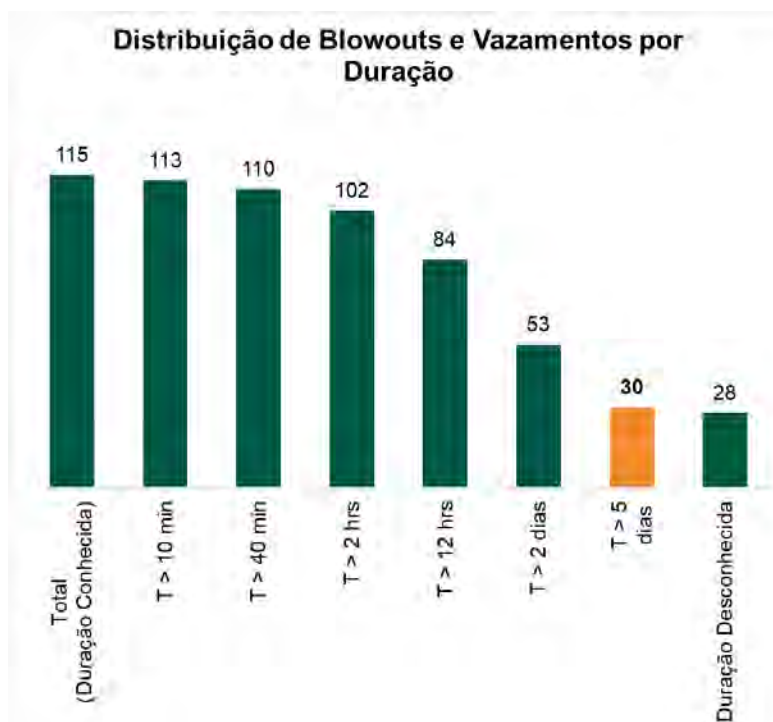


Figura II.9 - 29: Distribuição de *blowouts* e vazamentos em poços por duração entre 1955 e 2016 (Gráfico: EVP, 2020 Dados: SINTEF, 2016)

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.

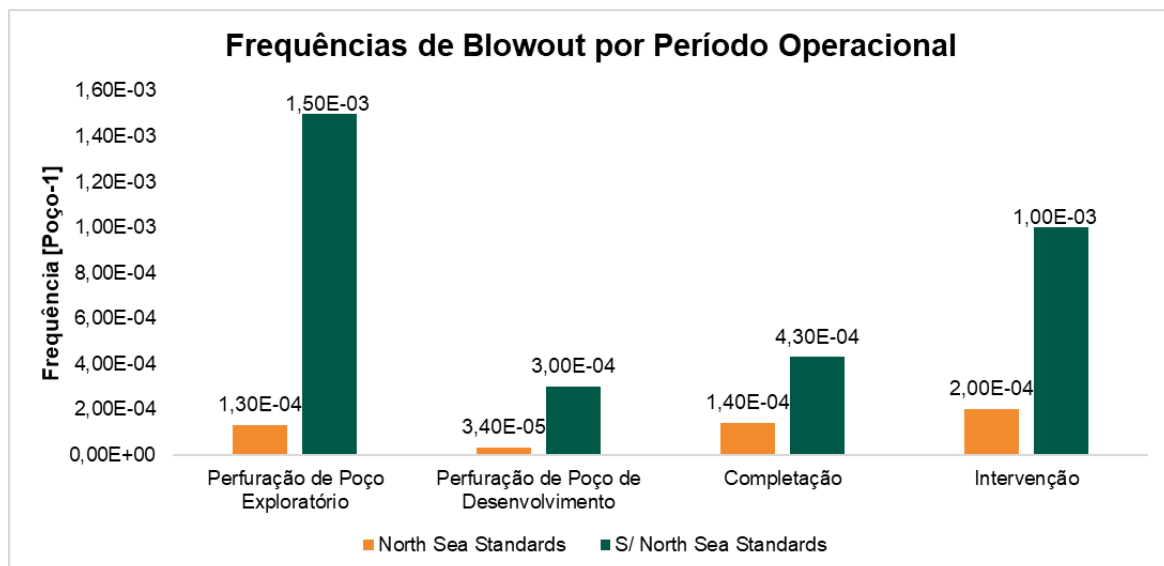


Figura II.9 - 30: Comparativo de frequências de *blowout* por atividade, de acordo com os *North Sea Standards* (Gráfico: EVP, 2020 Dados: IOGP, 2019a)

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 (2019b) 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) em 2012.

Segundo a IOGP (2019b), 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	0,0028
2,0	0,0037
5,0	0,0053
10,0	0,0070
20,0	0,0092
50,0	0,0133
100,0	0,0175
200,0	0,0175
500,0	0,0175
1.000,0	0,0175

Fonte: IOGP, 2019b

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

Vazão (kg/s)	Probabilidade de Ignição
0,1	0,0011
0,2	0,0017
0,5	0,0031
1,0	0,0049
2,0	0,0078
5,0	0,0141
10,0	0,0222
20,0	0,0350
50,0	0,0636
100,0	0,1000
200,0	0,1000
500,0	0,1000
1.000,0	0,1000

Fonte: IOGP, 2010b

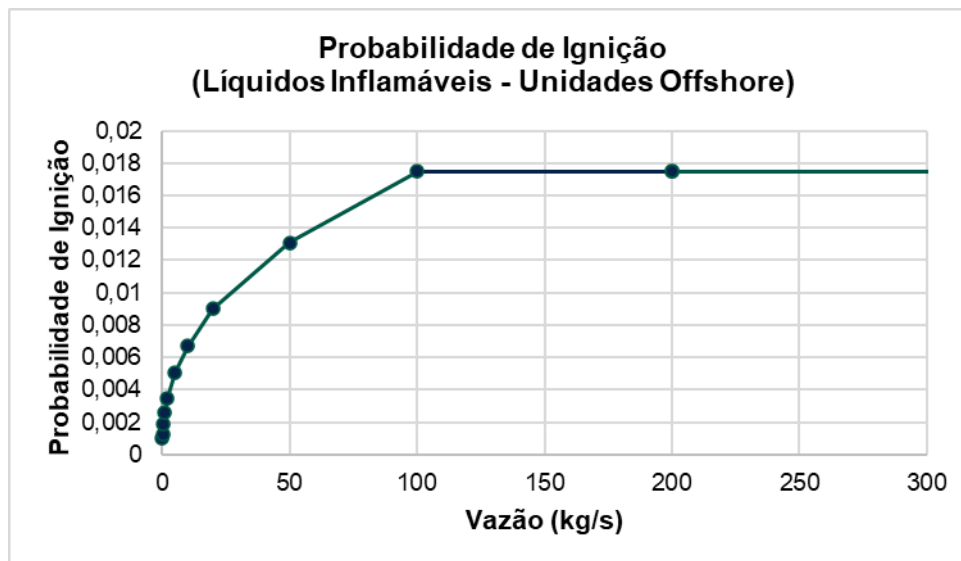


Figura II.9 - 31: Curva de probabilidade de ignição para vazamento de líquidos inflamáveis em unidade offshore (Gráfico: EVP, 2022 Dados: IOGP, 2019b).

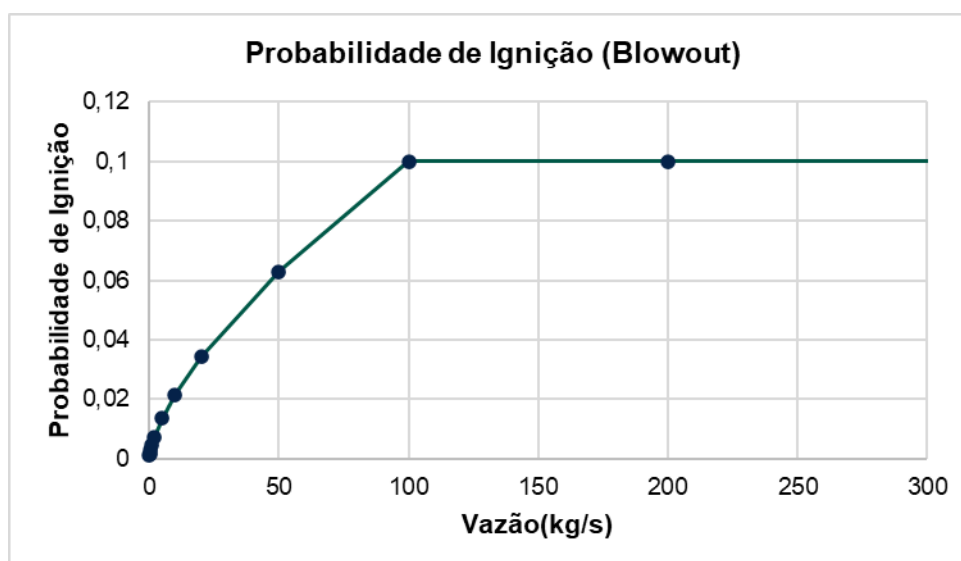


Figura II.9 - 32: Curva de probabilidade de ignição em cenários de blowout (Gráfico: EVP, 2022 Dados: IOGP, 2019b).

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 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.

A **Tabela II.9 - 16** destaca os dados de frequência de vazamentos de óleo, por seção, devido a 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

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 porta-containers	1,9E-06	2,5E-08	6,4E-08	5,5E-04
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 (2010b). 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, 2010b

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

IOGP (2019c) 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 <i>Riser</i>	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, 2019c

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	<i>Riser</i> de aço rígido	<i>Riser</i> 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, 2019c

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

A IOGP (2010c) 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, 2010c

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. 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
Sonda de Perfuração	1981	Reino Unido	-	0	-	-	Outros	Uma série de revestimentos ficaram presos durante operações de rotina em um	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.
								poço pioneiro. A cabeça do poço foi danificada na tentativa de recuperar o revestimento e o poço foi abandonado.	
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 06 (seis) 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	Tanques ativos, Bombas de transferência e mistura, Bombas de carga.
	Injeção do fluido de perfuração	Bombas de lama, <i>manifold</i> , Linhas flexíveis e rígidas de injeção de fluido.
	Sistema submarino	<i>Riser</i> de perfuração, <i>Blowout Preventer</i> (BOP) <i>Stack</i> e Cabeça de poço.
	Retorno e tratamento do fluido de perfuração	<i>Flow diverter</i> , <i>Gumbo box</i> , Peneiras vibratórias, Desgasificador à vácuo (<i>Vacuum Degasser</i>), Centrífugas, Tanques de armazenamento de fluido.
	Preparo e injeção de cimento	Unidade de cimentação, <i>Manifold e stand pipe</i> de cimento; Linhas flexíveis e rígidas de injeção de fluido.
	Sistema de controle de poço	BOP, <i>Diverter</i> , <i>Choke and Kill manifold</i> , <i>Stripping tank</i> , <i>Trip tank</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.
	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.
	Sistema de tanques reservas ¹⁰	Tanques reservas, Bombas de transferência/ circulação. Este sistema é utilizado tanto para fluidos de perfuração quanto para efluentes oleosos.
Armazenamento (Embarcações de Apoio)	Armazenamento de óleo diesel / combustível	Tanques de armazenamento de óleo diesel / combustível.
	Armazenamento de efluente oleoso	Tanques de armazenamento de efluente oleoso.

¹⁰ Na sonda DS-15, os tanques reservas de armazenamento de fluido de perfuração sintética possuem maior capacidade de armazenamento que os tanques ativos de desse fluido.

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

Sistema	Subsistema	Componentes/Operações
	Armazenamento de óleo base	Tanques de armazenamento de óleo base.
	Armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto	Silo de armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto
	Armazenamento de fluido de perfuração sintético	Tanques de armazenamento de fluido de perfuração sintético.
Atividades de Logística e de Apoio	Operações de transferência	Operação de transferência de óleo diesel/combustível e 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.
Embarcação/ 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	B	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	Efluente Oleoso	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
15	Efluente Oleoso	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
16	Efluente Oleoso	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
17	Óleo diesel/Combustível	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
18	Óleo diesel/Combustível	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
19	Óleo diesel/Combustível	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
20	Óleo Base	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
21	Óleo Base	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
22	Óleo Base	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
23	Óleo Lubrificante	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
24	Óleo Lubrificante	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
25	Óleo Hidráulico	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	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	Barita; Bentonita.	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Não	Não
27	Barita; Bentonita.	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Não	Não
28	Cimento Bruto	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Não	Não
29	Cimento Bruto	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Não	Não
30	Fluido de perfuração Sintético	C	I	Baixo	$0 < V < 8 \text{ m}^3$	Sim	Não
31	Fluido de perfuração Sintético	B	II	Baixo	$8 < V < 200 \text{ m}^3$	Sim	Não
32	Fluido de perfuração Sintético	A	III	Baixo	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
33	Óleo diesel/Combustível	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
34	Efluente Oleoso	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
35	Óleo base	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
36	Barita, Bentonita e Cimento Bruto	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Não	Não
37	Fluido de perfuração Sintético	B	III	Médio	$V > 200 \text{ m}^3$	Sim	Sim
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 base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético.	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 base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético.	A	IV	Médio	V > 200 m³	Sim	Sim
48	Óleo diesel/combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético.	A	III	Baixo	V > 200 m³	Sim	Sim
49	Óleo diesel/combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético.	A	III	Baixo	V > 200 m³	Sim	Sim

Legenda: V: Volume

Dos cenários identificados na APP, 34 (trinta e quatro) foram classificados como risco baixo e 15 (quinze) 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.

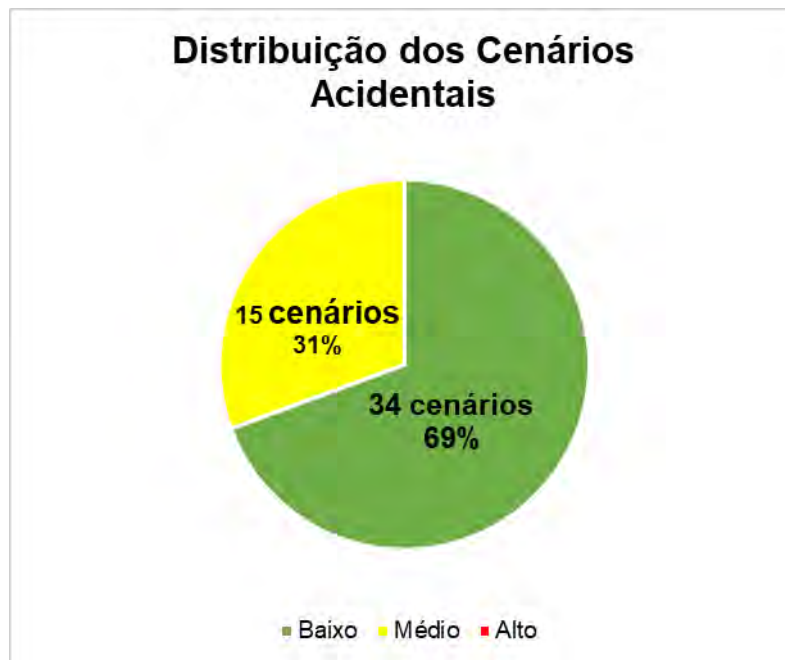


Figura II.9 - 33: Distribuição dos cenários acidentais por categoria de risco.

A APP deu origem a 17 (dezessete) recomendações para mitigação ou prevenção dos riscos avaliados nos cenários acidentais analisados, e a 2 (duas) observações, conforme descritas nas **Tabela II.9 - 28.** e **Tabela II.9 - 29**, respectivamente.

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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano.
R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades.
R. 3: 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. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles.
R. 5: Garantir que a contratada estabeleça procedimento para verificação contínua do status do sistema de posicionamento dinâmico da unidade e procedimentos de contingência em caso de falha e perda de posição.
R. 6: Garantir que a contratada possua um programa de monitoramento / controle da integridade dos elementos que compõem o conjunto solidário de barreiras (CSB) 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

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

Lista de Recomendações
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: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas.
R. 10: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados.
R. 11: 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. 12: Garantir e monitorar a realização de inspeções em cabos, acessórios e equipamentos de movimentação de carga antes da realização deste tipo de operação.
R. 13: 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. 14: Avaliar a possibilidade de utilizar aeronaves com dois motores.
R. 15: Implementar programa de manutenção preventiva e periódica, incluindo inspeções, para os equipamentos de telecomunicação e o <i>helideck</i> da plataforma.
R. 16: Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um programa de monitoramento / controle da integridade estrutural da unidade de perfuração.
R. 17: Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura segundo as boas práticas da indústria.

Tabela II.9 - 29: Lista de observações identificadas na APP.

Lista de Observações
O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.
O. 1: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.

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 - 30** apresenta os 23 (vinte e três) cenários que apresentaram estas características.

Tabela II.9 - 30: 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 devido à corrosão, fadiga e quebra de objetos.	Impacto Ambiental.	Médio
		7	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético.	Ruptura total do <i>riser</i> de perfuração / acessórios devido à corrosão, fadiga, quebra de objetos, falha do sistema de posicionamento dinâmico da sonda.	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. • Falha do sistema de posicionamento dinâmico da sonda. 	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	Médio
Contenção, Drenagem e Tratamento de Efluentes	Contenção e drenagem de efluentes oleosos	16	Grande vazamento de efluente oleoso.	Ruptura total ou parcial do tanque de drenagem devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Impacto Ambiental.	Baixo
Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Armazenamento e circulação de óleo diesel/combustível	19	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; Incêndio; Explosão.	Baixo
	Armazenamento e circulação de óleo base	22	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

Tabela II.9 - 30: Cenários acidentais considerados na análise quantitativa

Sistema	Subsistema	CA	Perigo	Causa	Consequências	Cat. Risco
	Armazenamento de Tanques Reservas	32	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	33	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; Incêndio; Explosão.	Médio
	Armazenamento de efluente oleoso	34	Grande vazamento de efluente oleoso.	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de efluente 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	37	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
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 /	Impacto Ambiental; Incêndio;	Médio

Tabela II.9 - 30: Cenários acidentais considerados na análise quantitativa

Sistema	Subsistema	CA	Perigo	Causa	Consequências	Cat. Risco
				acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo diesel / combustível.	Explosão.	
		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
	Operações de carga e descarga	44	Pequeno vazamento de produtos oleosos; 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
Atividades de Logística e de Apoio	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. 	Impacto Ambiental (queda da aeronave no mar); Incêndio;	Baixo

Tabela II.9 - 30: Cenários acidentais considerados na análise quantitativa

Sistema	Subsistema	CA	Perigo	Causa	Consequências	Cat. Risco
				<ul style="list-style-type: none"> 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. 	Explosão; Danos pessoais (lesões, fatalidades).	
Embarcação/ Navegação	Unidade de Perfuração	46	Grande vazamento de óleo diesel/combustível, óleo lubrificante, óleo hidráulico, fluido de perfuração sintético, óleo base e 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 e efluente oleoso.	Naufrágio da unidade de perfuração devido a: <ul style="list-style-type: none"> Danos estruturais; Colisão com outras embarcações; Condições climáticas adversas; Falha no sistema de posicionamento dinâmico resultando em perda de estabilidade. 	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	Médio

Tabela II.9 - 30: Cenários acidentais considerados na análise quantitativa

Sistema	Subsistema	CA	Perigo	Causa	Consequências	Cat. Risco
Embarcação/ Navegação	Embarcação de apoio	48	Grande vazamento de óleo diesel/combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético	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, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético	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 - 30**. 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, considerou-se que o volume máximo que poderia vazar corresponde ao volume de fluido contido no interior de uma tubulação de 20 pol (diâmetro interno típico de um *riser* de perfuração), com **2.283 m** de comprimento (lâmina d'água prevista para o poço mais profundo desta atividade);
- 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 29.730,6 m³/dia (vazão fornecida pela **bp**), conforme determinado pela CONAMA 398/08;
- Como no momento da elaboração desse estudo as embarcações de apoio necessárias para a atividade não estavam definidas, considerou-se **as capacidades máximas de armazenamento e as vazões máximas operacionais entre as embarcações de apoio consideradas no processo seletivo em andamento**. Os valores considerados no estudo são apresentados na **Tabela II.9 - 8**;
- Para o cenário envolvendo a embarcação do tipo *Oil Spill Response Vessel* (OSRV), os tanques destinados ao recolhimento de óleo foram considerados vazios, uma vez

que o objetivo desses tanques é estarem disponíveis para uso em eventuais emergências;

- 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 e atingir os 2 maiores tanques de armazenamento de produtos de origem oleosa no mesmo lado da unidade, 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 - 30**. Os resultados obtidos são apresentados na **Tabela II.9 - 31**.

Foram identificados **05 (cinco)** cenários acidentais na faixa de Pequeno Vazamento (volume vazado menor que 8 m³), **04 (quatro)** na faixa de Médio Vazamento (volume vazado maior que 8 m³ e menor que 200 m³) e **14 (catorze)** na faixa de Grande Vazamento (volume vazado maior que 200 m³).

Tabela II.9 - 31: 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	462,7	-	-	200,0 ¹⁰
7	Fluido de perfuração Sintético	462,7	-	-	462,7 ¹¹
13	Óleo cru	-	29.730,6 m³/dia	30 dias	891.919
16	Efluente Oleoso	268,3	-	-	268,3
19	Óleo diesel/Combustível	1.485,5	-	-	1.485,5
22	Óleo Base	572,8	-	-	572,8
32	Fluido de perfuração Sintético	359,1	-	-	359,1
33	Óleo diesel/Combustível	1.900,0	-	-	1.900,0
34	Efluente Oleoso	750,0	-	-	750,0
35	Óleo base	400,0	-	-	400,0
37	Fluido de perfuração Sintético	1.500,0	-	-	1.500,0
38	Óleo diesel/Combustível	-	200 m³/h	10 minutos	8,0 ¹²
39	Óleo diesel/Combustível	-	200 m³/h	10 minutos	33,3 ¹²
40	Fluido de perfuração Sintético	-	200 m³/h	10 minutos	8,0 ¹²
41	Fluido de perfuração Sintético	-	200 m³/h	10 minutos	33,3 ¹²
42	Óleo base	-	200 m³/h	10 minutos	8,0 ¹²
43	Óleo base	-	200 m³/h	10 minutos	33,3 ¹²
44	Produtos oleosos; produtos químicos	5,0	-	-	5,0
45	Querosene de Aviação	3,0	-	-	3,0
46	Óleo diesel/combustível, óleo base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético.	2.971,0	-	-	2.971,0
47	Óleo diesel/combustível, óleo base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético.	12.153,0	-	-	12.153,0

¹¹ O vazamento relativo a esse perigo foi dividido em dois cenários considerando as faixas de volume adotadas no estudo: médio vazamento ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) – cenário 6, e grande vazamento ($200 < GV < 462,7 \text{ m}^3$) – cenário 7.

¹² A premissa assume que o vazamento ocorre a uma vazão de bombeio de $200 \text{ m}^3/\text{h}$ em um intervalo de tempo máximo de até 10 minutos (item II.9.3.4.1). Esse vazamento foi dividido em dois cenários considerando as faixas de volume adotadas no estudo: pequeno vazamento ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) e médio vazamento ($8 < MV < 33,3 \text{ m}^3$).

Tabela II.9 - 31: 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)
48	Óleo diesel/combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético.	1.900,0	-	-	1.900,0
49	Óleo diesel/combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético.	4.550,0	-	-	4.550,0

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 II.9.2** 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, adotou-se uma abordagem conservadora que considera 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, independentemente se funcionam em série ou se são redundantes. Sendo assim, quanto maior o volume de informações e de equipamentos empregados, maior será o resultado final do somatório das taxas de falha.

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.

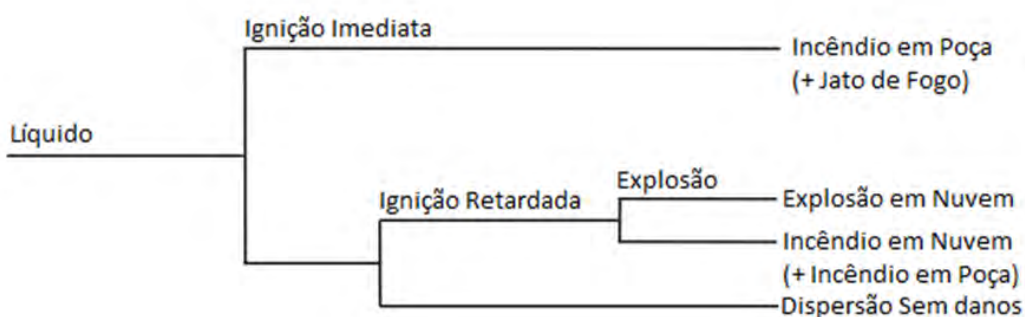


Figura II.9 - 34: Árvore de Eventos para o vazamento de líquidos inflamáveis (Fonte: RIVM, 2009)

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

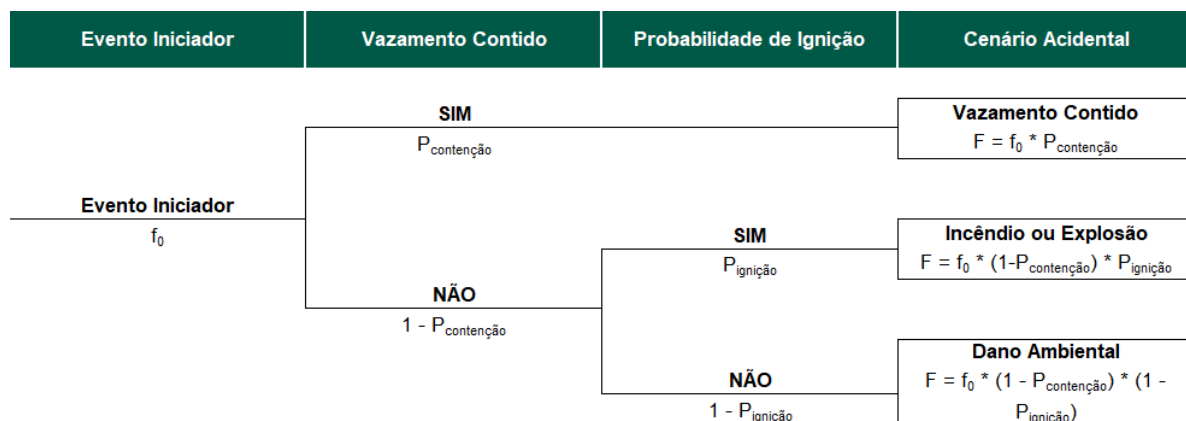
acidentais. Para o presente estudo, as tipologias acidentais consideradas foram incêndio em poça, incêndio/explosão, flash e contaminação ambiental.

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 accidental, 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**). Destaca-se que os fornecedores dos produtos químicos serão definidos em momento oportuno, sendo apresentadas nesse estudo as propriedades dos produtos químicos típicos utilizados na atividade.

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 accidentais e taxas de falha de equipamentos foram obtidas por meio da análise histórica de acidentes apresentada no **Item II.9.2.1**. 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 accidentais e respectivos bancos de dados utilizados como referência para o presente estudo são apresentados na **Tabela II.9 - 32**.

Tabela II.9 - 32: 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, 2019c	II.9.2.1.11
<i>Blowout</i> em perfuração exploratória	13	IOGP, 2019a IOGP 2019b	II.9.2.1.6 II.9.2.1.8
Danos estruturais no casco/tanques	16, 19, 22, 32, 33, 34, 35 e 37	DNV, 2011	II.9.2.1.9
Falha em mangotes de transferência	38, 39, 40, 41, 42 e 43	HSE, 2019 IOGP 2019b	II.9.2.1.7 II.9.2.1.8
Queda de objetos em operações de movimentação de carga	44	IOGP, 2010c	II.9.2.1.12
Acidentes de aeronaves	45	IOGP, 2010b	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
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 (2019c), apresentado no **Item II.9.2.1.11**.

Segundo IOGP (2019c), 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 - 33**.

Tabela II.9 - 33: 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*.

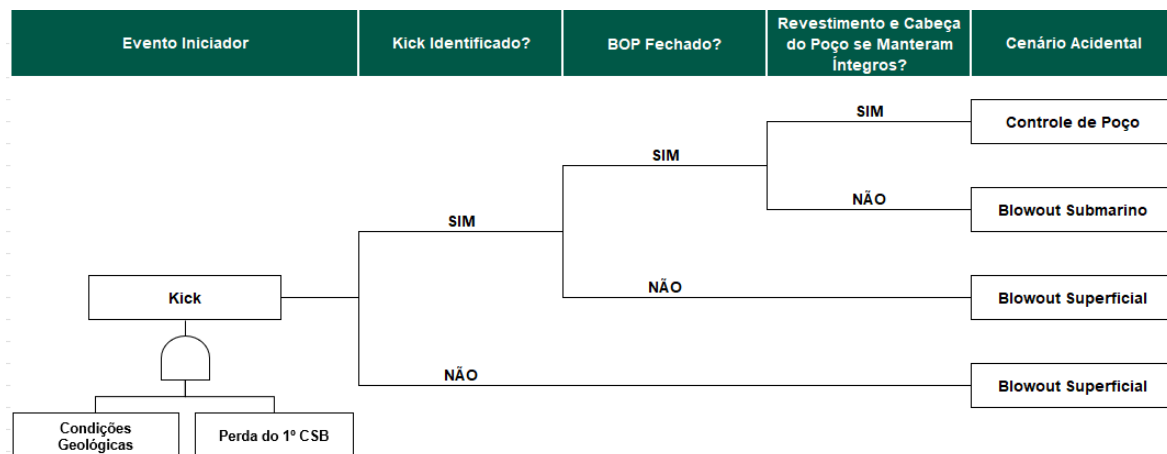


Figura II.9 - 36: Árvore de falhas e eventos para ocorrência do cenário de *blowout*.

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 $1,30\text{E-}04 \text{ poço}^{-1}$ (**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 $3,90\text{E-}04 \text{ ano}^{-1}$.

Conforme descrito nas premissas do estudo, foram definidas as probabilidades de ignição de acordo com o relatório apresentado por IOGP (2019b). A expectativa da BP é de um óleo com gravidade de 26° API, o que corresponde a um óleo com massa específica de $897,5 \text{ kg/m}^3$. Considerando esta massa específica e a vazão de produção do poço de $29.730,6 \text{ m}^3/\text{dia}$, obtém-se a probabilidade de ignição igual a 0,10 (**Figura II.9 - 32**).

A partir destas considerações, a frequência de ocorrência para o cenário 13 é apresentada na **Tabela II.9 - 34**.

Tabela II.9 - 34: 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	$3,90\text{E-}04$	0	0,1	$3,51\text{E-}04$

Cenários 16, 19, 22 e 32.

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)
16	Efluente Oleoso	981,5	0,082	3,30E-05
19	Óleo Diesel/Combustível	7554,9	0,630	2,54E-04
22	Óleo Base	1145,1	0,095	3,85E-05
32	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 16, 19, 22 e 32 são apresentadas na **Tabela II.9 - 36**.

Tabela II.9 - 36: Cálculo da frequência para o cenário 16, 19, 22 e 32.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
16	3,30E-05	0	0	3,30E-05
19	2,54E-04	0	0	2,54E-04
22	3,85E-05	0	0	3,85E-05
32	7,78E-05	0	0	7,78E-05

Cenários 33, 34, 35 e 37

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 *Platform Supply Vessel* (PSV) e uma embarcação dedicada à emergência, do tipo *Oil Spill Response Vessel* (OSRV);
- 144 viagens das embarcações de apoio PSV para a base de apoio terrestre por ano (12 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).
- A OSRV estará 24 horas por dia ao lado da sonda de perfuração.

Sendo assim, o tempo de exposição das embarcações de apoio do tipo PSV é de 6.912 horas por ano, enquanto a embarcação do tipo OSRV possui tempo de exposição de 8760 horas por ano. Portanto, o tempo total de exposição considerado para o cálculo da frequência é a soma do tempo de exposição das três embarcações, isto é, 15.672 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 $7,21 \text{ E-}04 \text{ ano}^{-1}$.

Assim como foi feito com os cenários anteriores, a frequência de ocorrência obtida através dos dados apresentados por DNV (2011) foram ajustados 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 estrutural no casco da embarcação de apoio ajustada

CA	Produto	Volume Total no Casco (m³)	Fator Volumétrico	Frequência Ajustada (ano ⁻¹)
33	Óleo diesel / Combustível	1.900,0	0,203	1,47E-04
34	Efluente Oleoso	3.405	0,364	2,63E-04
35	Óleo base	400	0,043	3,08E-05
37	Fluido de perfuração Sintético	3.643,1	0,390	2,81E-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 33, 34, 35 e 37 é apresentada na **Tabela II.9 - 38**.

Tabela II.9 - 38: Cálculo da frequência para os cenários 33, 34, 35 e 37.

CA	Frequência de Vazamento (ano ⁻¹)	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano ⁻¹)
33	1,47E-04	0	0	1,47E-04
34	2,63E-04	0	0	2,63E-04
35	3,08E-05	0	0	3,08E-05
37	2,81E-04	0	0	2,81E-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 12 viagens mensais das embarcações de apoio, do tipo *Platform Supply Vessels (PSV)*, 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 e fluido de perfuração sintético), serão realizadas 144 operações de transferência por ano para cada produto (considerando as 2 embarcações de apoio, do tipo PSV).

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 $6,0E-06$ 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 $8,64E-04$ ano⁻¹ para ruptura parcial e $2,88E-05$ 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 $200 \text{ m}^3/\text{h}$, a massa específica do óleo diesel marinho de 865 kg/m^3 e a curva de probabilidade de ignição (**Figura II.9 - 31**), obtém-se a probabilidade de ignição igual a $0,0130$.

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	8,64E-04	0	0,0130	8,53E-04
39	2,88E-05	0	0,0130	2,84E-05
40	8,64E-04	0	0	8,64E-04
41	2,88E-05	0	0	2,88E-05
42	8,64E-04	0	0	8,64E-04
43	2,88E-05	0	0	2,88E-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 (2010c). Segundo este relatório, a frequência de queda de objetos no mar em operações utilizando o guindaste principal de uma unidade marítima móvel **icando cargas de até menos que uma tonelada** é de 8,80E-06 **icamento⁻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, do tipo **Platform Supply Vessels (PSV)**, 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 144 viagens por ano das embarcações de apoio até as bases de apoio marítimo. Sendo assim, foram consideradas 288 operações por ano. Desta forma, a frequência de quedas de carga no mar é dada por 2,53E-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	2,53E-03	0	0	2,53E-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 (2010b).

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 2 voos diários para o transporte de passageiros durante a atividade, contabilizando 730 voos por ano. A partir da frequência de $2,70\text{E-}06$ por operação, ajusta-se a frequência para uma base anual de $1,97\text{E-}03 \text{ ano}^{-1}$.

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	$1,97\text{E-}03$	0	0	$1,97\text{E-}03$

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 $3,10\text{E-}06 \text{ ano}^{-1}$.

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	$3,10\text{E-}06$	0	0	$3,10\text{E-}06$

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 (no mar), devido à ausência de dados mais representativos.

De forma análoga à adotada para os cenários de danos estruturais, para este cenário, considerou-se o período no qual as embarcações de apoio, do tipo *Platform Supply Vessels* (PSV), estarão no bloco realizando alguma operação relacionada à atividade de perfuração e o período em que a embarcação do tipo *Oil Spill Response Vessel* (OSRV) permanecerá no mar. Dessa forma, o tempo de exposição das embarcações de apoio considerado é de 6.912 horas por ano para as embarcações do tipo PSV e 8760 horas por ano para a do tipo OSRV. Portanto, o tempo total de exposição considerado para o cálculo da frequência é a soma do tempo de exposição das três embarcações, isto é, 15.672 horas por ano.

Considerando a frequência de vazamentos de óleo originados por colisões apresentada por DNV (2011) de $3,10E-08 \text{ hora}^{-1}$ (**Tabela II.9 - 16**), obtêm-se a frequência de $4,86E-04 \text{ ano}^{-1}$.

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 o cenário 48

CA	Frequência de Vazamento (ano^{-1})	Probabilidade de Ser Contido	Probabilidade de Ignição	Frequência CA (ano^{-1})
48	$4,86E-04$	0	0	$4,86E-04$

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 em que 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 desse 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 1,61E-05 ano⁻¹ para os cenários 47 e 49, 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	462,7	2,58E-05
13	Óleo cru	891.918,9	3,51E-04
16	Efluente Oleoso	268,3	3,30E-05
19	Óleo diesel / Combustível	1.485,5	2,54E-04
22	Óleo Base	572,8	3,85E-05
32	Fluido de perfuração Sintético	359,1	7,78E-05
33	Óleo diesel / Combustível	1.900,0	1,47E-04
34	Efluente Oleoso	750	2,63E-04
35	Óleo base	400	3,08E-05
37	Fluido de perfuração Sintético	1500	2,81E-04
38	Óleo diesel / Combustível	8,0	8,53E-04
39	Óleo diesel / Combustível	33,33	2,84E-05
40	Fluido de perfuração Sintético	8,0	8,64E-04
41	Fluido de perfuração Sintético	33,33	2,88E-05
42	Óleo base	8	8,64E-04
43	Óleo base	33,33	2,88E-05
44	Produtos químicos diversos, incluindo de origem oleosa	5,0	2,53E-03
45	Querosene de Aviação	3,0	1,97E-03
46	Óleo diesel / combustível, óleo base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético.	2.971,0	3,10E-06
47	Óleo diesel/ combustível, óleo base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético.	12.153,0	8,04E-06
48	Óleo diesel / combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético.	1.900,0	4,86E-04
49	Óleo diesel / combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético.	4.550,0	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 ($0\text{m}^3 < V \leq 8\text{m}^3$)	7,09E-03
Médio Vazamento ($8\text{m}^3 < V \leq 200\text{m}^3$)	3,18E-04
Grande Vazamento ($200\text{m}^3 < V \leq 891.919\text{m}^3$)	2,01E-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 Nº398/08, conforme a **Tabela II.9 - 48**.

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

Cenário	Período	Volume Vazado (m ³)
1	Período 1	8
2	Período 2	8
3	Período 1	200
4	Período 2	200
5	Período 1	891.919
6	Período 2	891.919

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 (891.919 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).

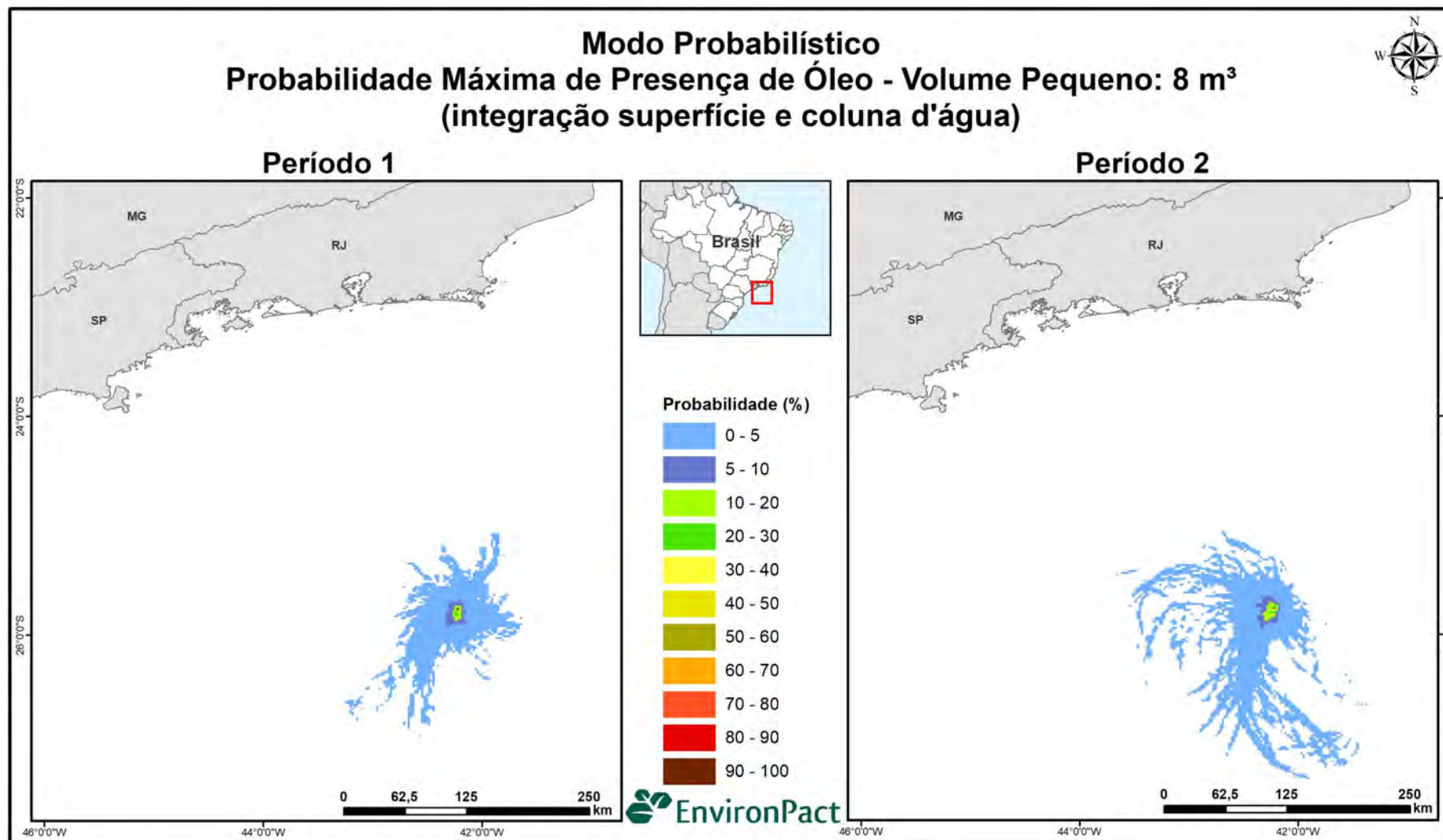


Figura II.9 - 37: Probabilidade de presença de óleo para o CENÁRIO 1 (Período 1; volume: 8 m³; 30 dias de simulação) e CENÁRIO 2 (Período 2; volume: 8 m³; 30 dias de simulação) – integração superfície e coluna d'água.

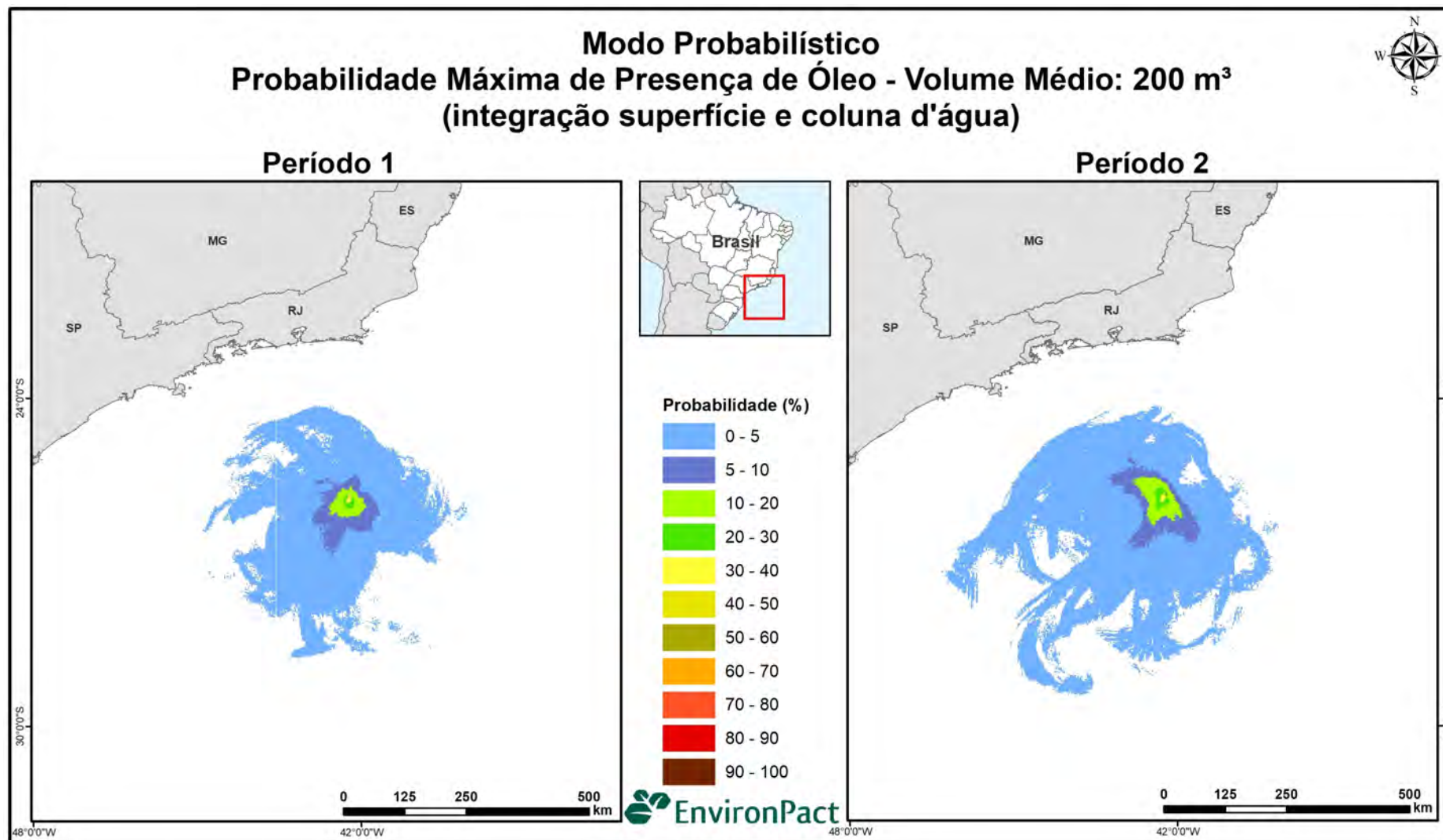


Figura II.9 - 38: Probabilidade de presença de óleo para o CENÁRIO 3 (Período 1; volume: 200 m³; 30 dias de simulação) e CENÁRIO 4 (Período 2; volume: 200 m³; 30 dias de simulação) – integração superfície e coluna d'água.

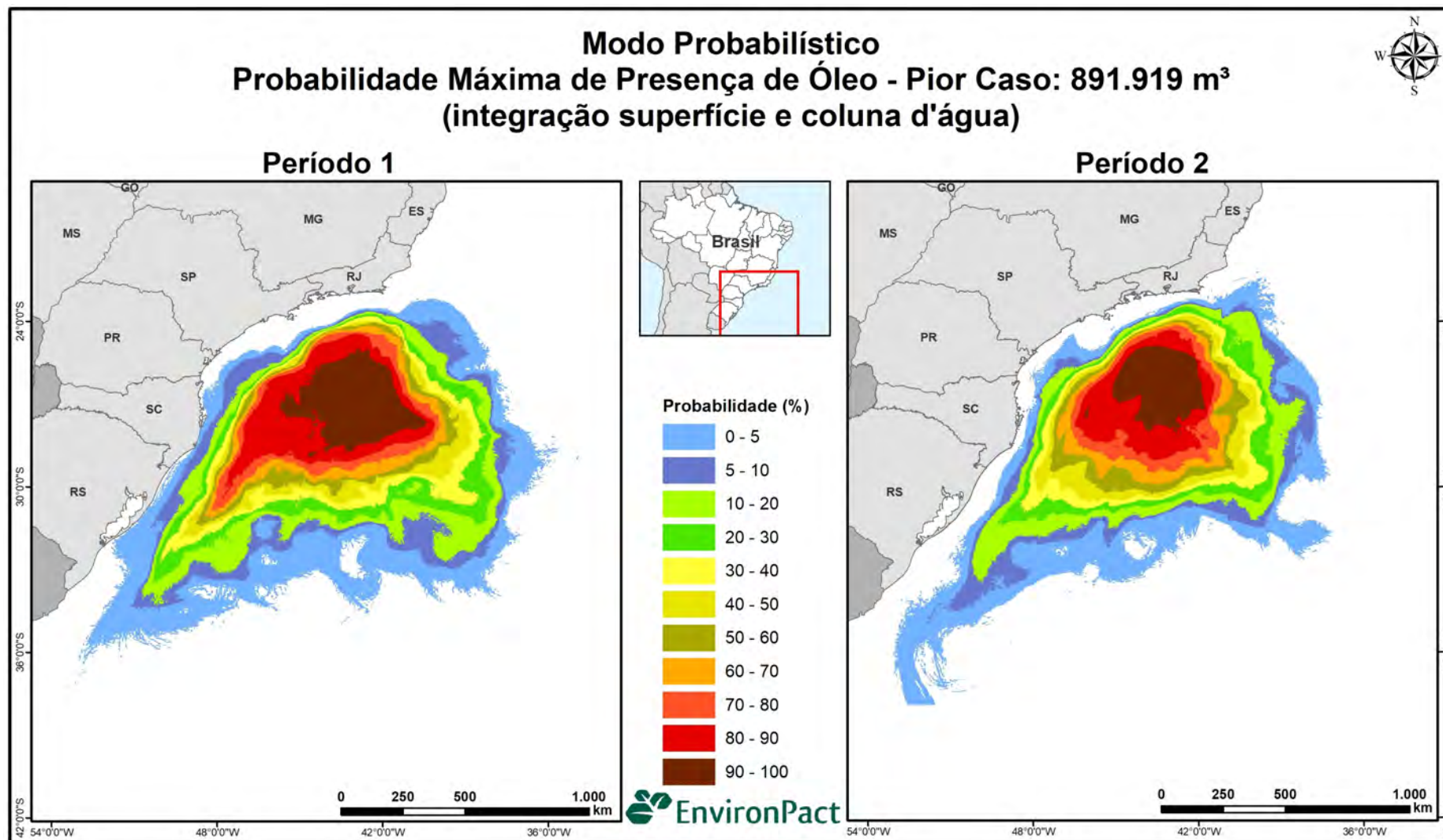


Figura II.9 - 39: Probabilidade de presença de óleo para o CENÁRIO 5 (Período 1; volume: 891.919 m³; 60 dias de simulação) e CENÁRIO 6 (Período 2; volume: 891.919 m³; 60 dias de simulação) – integração superfície e coluna d'água.

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 Pau-Brasil, foram identificados a partir das informações constantes na Síntese da Qualidade Ambiental e na Análise de Vulnerabilidade, que compõem o Estudo Ambiental de Perfuração (EAP) elaborado para a presente atividade de perfuração.

Foram identificados, ao todo, dez Componentes de Valor Ambiental, sendo sete comunidades biológicas e três ecossistemas. Além disso, foram identificados mais dois 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 Toninha – Distribuição Fixa/Restrita**
 - **SVA Baleia-franca-austral – Distribuição Fixa/Restrita**
- **CVA Pinípedes**
- **CVA Tartarugas Marinhas – Distribuição Dispersa/Difusa**
- **CVA Aves Marinhas Oceânicas – Distribuição dispersa/Difusa**
- **CVA Aves Marinhas Costeiras – Distribuição Fixa/Restrita**

Ecossistemas:

- **CVA Recifes Rochosos – Distribuição Fixa/Restrita**
- **CVA Praias Arenosas (expostas e abrigadas) – Distribuição Fixa/Restrita**
- **CVA Estuários – 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 vágéis, vivendo e/ou se alimentando sobre ou próximo ao fundo (FROESE & PAULY, 1998 *apud* HAIMOVICI & KLIPPEL, 1999; IPIECA, 2000b).

Além da importância econômica, os recursos pesqueiros considerados também possuem importância ecológica na composição da cadeia alimentar, na realização da ciclagem de nutrientes e na atuação como indicadores de boa qualidade do ambiente (MCINTYRE *et al.*, 2007; BOUDREAU & WORM, 2012; FORTUNATO, 2015).

Na região da presente atividade são encontradas muitas espécies de recursos pesqueiros. Destas, pelos menos 31 espécies são consideradas ameaçadas de extinção em nível nacional e/ou global, incluindo peixes ósseos e cartilagenosos (MMA, 2022; 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

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>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
<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>Hyporthodus niveatus</i>	Cherne-verdadeiro	VU	VU
<i>Kajikia albida</i>	Agulhão branco	VU	VU
<i>Lopholatilus villarii</i>	Batata	VU	NE
<i>Mycteroperca bonaci</i>	Badejo	VU	NT
<i>Polyprion americanus</i>	Cherne-poveiro	CR	DD
<i>Pomatomus saltatrix</i>	Anchova	-	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): 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; 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 estejam 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 com probabilidade de presença de óleo 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, 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 ter sido observado significativa mortandade de peixes comerciais, a frequência de desovas diminuiu. Os mariscos apresentaram níveis

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

Vazamento	Efeitos reportados
	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. Ao final dos três anos de estudo, o nível de coleta de subsistência

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

Vazamento	Efeitos reportados
	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 tiveram a pesca temporariamente 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 vazamentos de pequeno volume (8 m³) e de médio volume (200 m³).

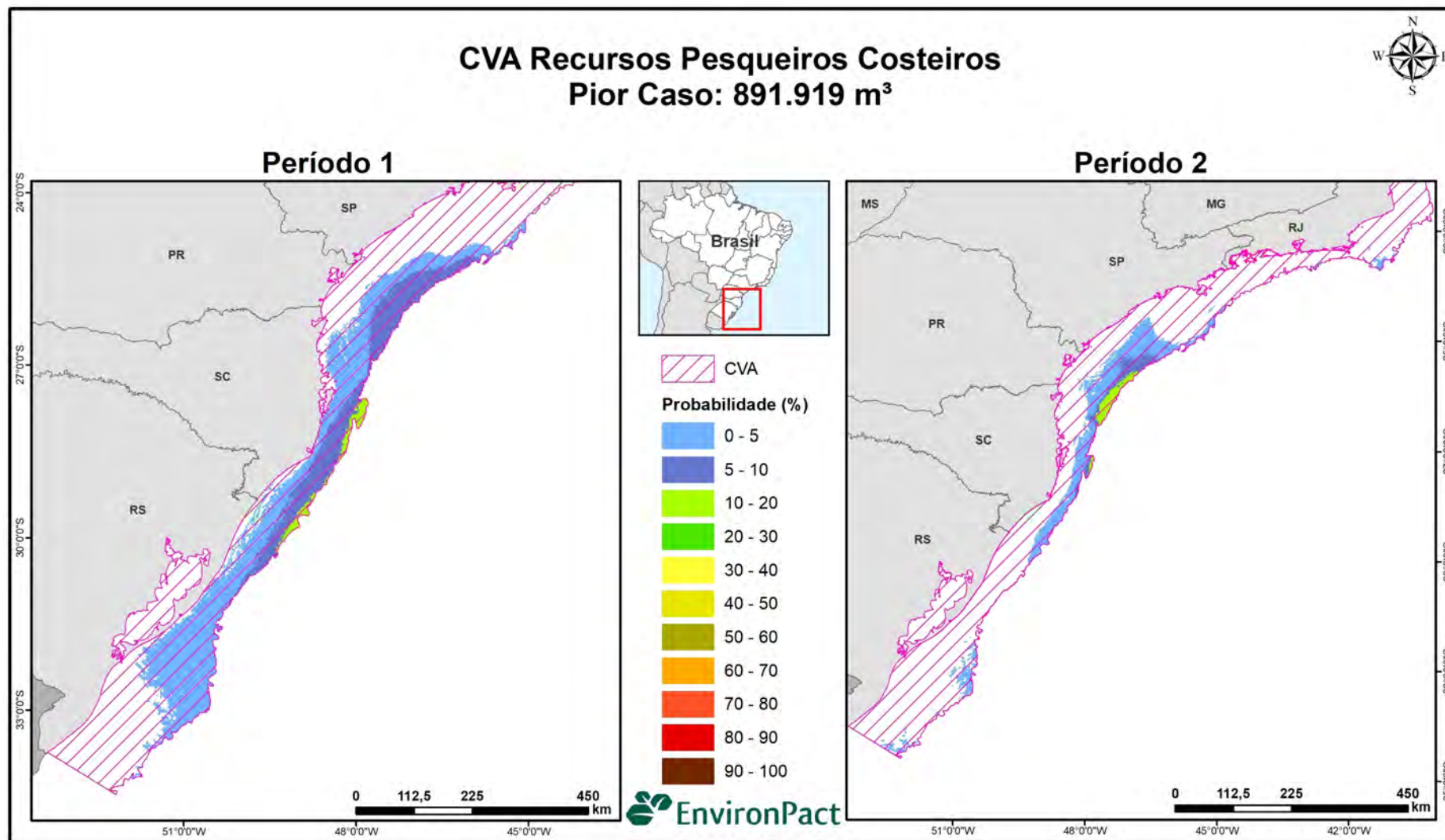


Figura II.9 - 40: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Recursos Pesqueiros Costeiros nos Cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

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

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m ³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	-
2	Período 2	8	-
3	Período 1	200	-
4	Período 2	200	-
5	Período 1	891.919	3,4
6	Período 2	891.919	2,4

Apenas para o volume de pior caso houve probabilidade de presença de óleo neste CVA, apresentando valores iguais a 3,4% no Cenário 5 (Período 1) e 2,4% no Cenário 6 (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**.

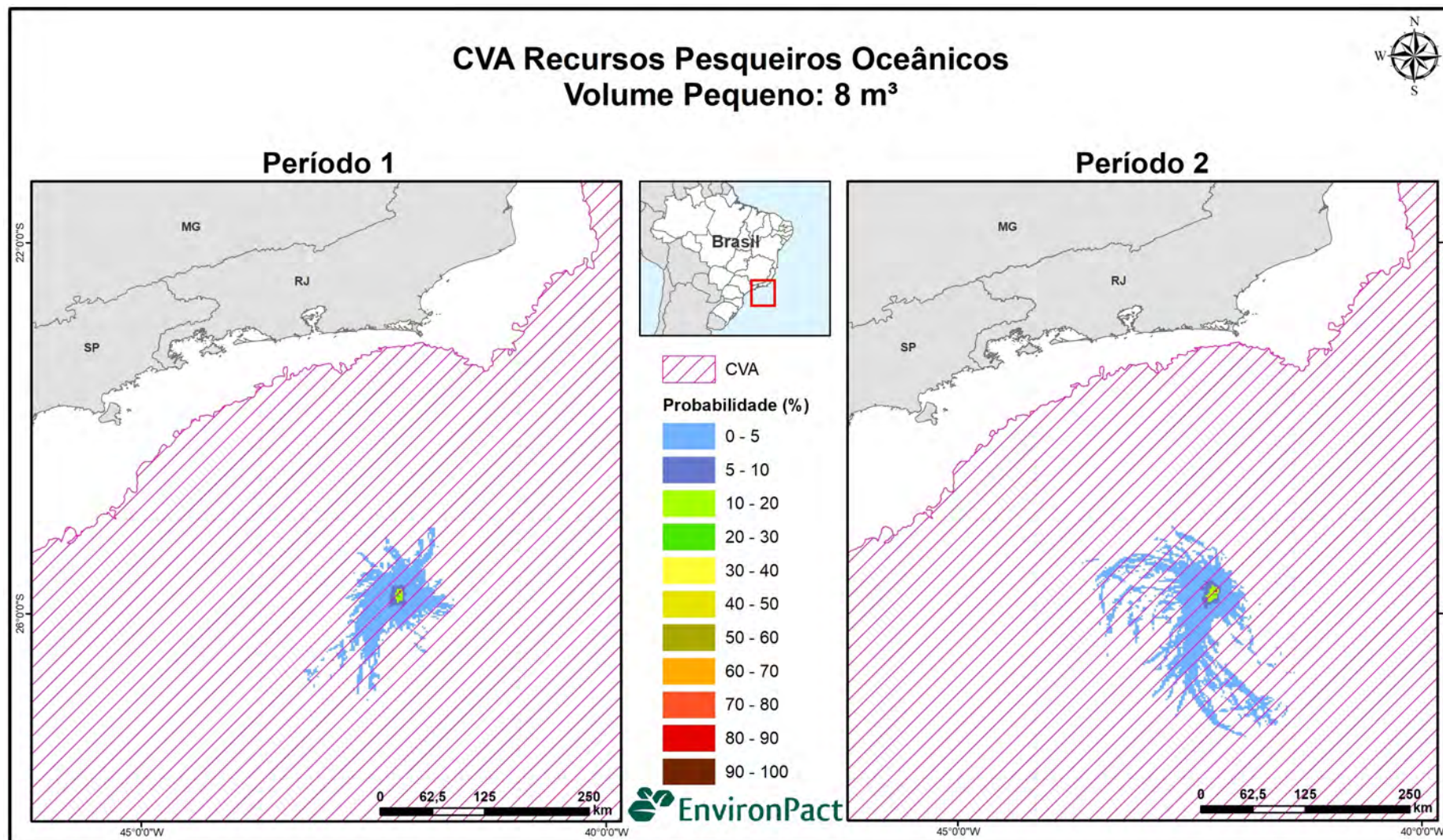


Figura II.9 - 41: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Recursos Pesqueiros Oceânicos nos Cenários 1 (8 m³ – Período 1) e 2 (8 m³ – Período 2).

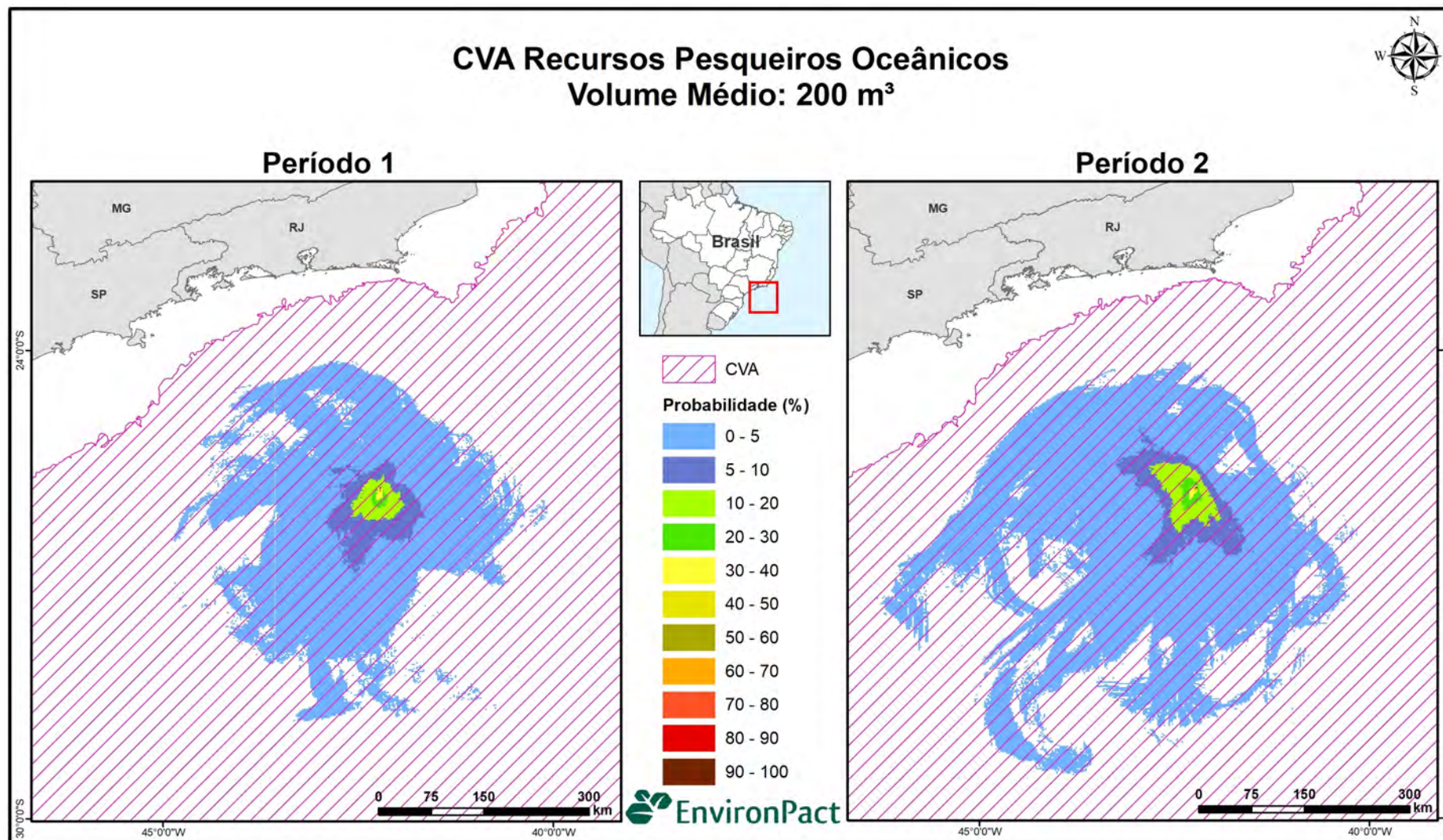


Figura II.9 - 42: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Recursos Pesqueiros Oceânicos nos Cenários 3 (200 m³ – Período 1) e 4 (200 m³ – Período 2).

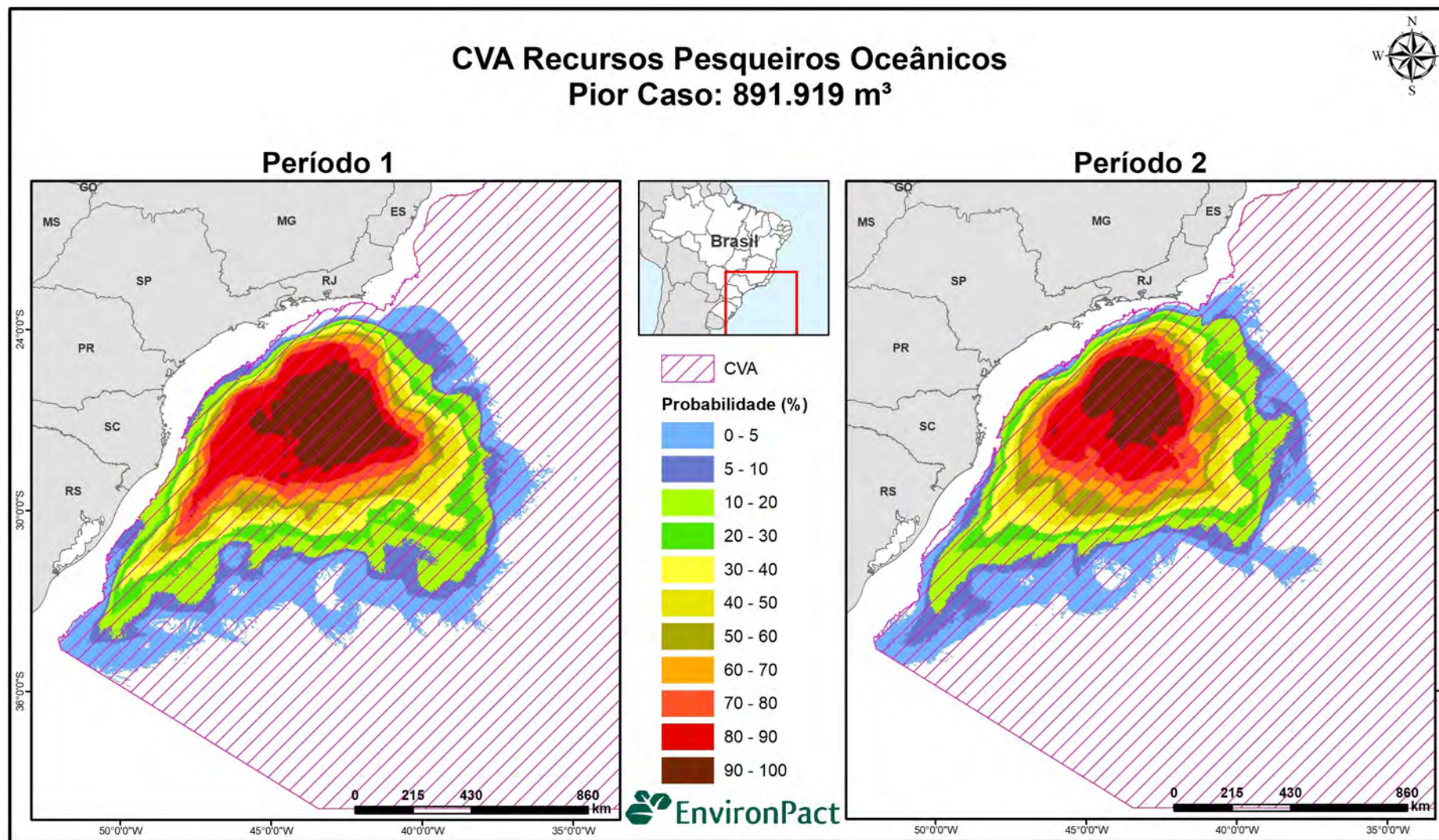


Figura II.9 - 43: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Recursos Pesqueiros Oceânicos nos Cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

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

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	0,9
2	Período 2	8	0,7
3	Período 1	200	1,8
4	Período 2	200	1,7
5	Período 1	891.919	34,1
6	Período 2	891.919	34,0

Não houve grandes variações entre os cenários sazonais. Para os cenários de pequeno (8 m³) e médio (200 m³) volumes, as maiores probabilidades ponderadas foram iguais a 0,9% (Cenário 1 – Período 1) e 1,8% (Cenário 3 – Período 1), respectivamente.

Nos cenários de vazamento de óleo de pior caso (891.919 m³), a área total com probabilidade de presença de óleo é consideravelmente maior quando comparada aos cenários anteriores, sendo a maior probabilidade ponderada observada no Cenário 5 (Pior Caso – Período 1) com 34,1%. Os valores de probabilidade mais altos, na classe entre 90-100%, ocorreram principalmente na região em frente ao estado de São Paulo, 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 que o tempo de recuperação para esses componentes na região está entre um e três anos.

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 3,4% para o Período 1 (Cenário 5) e 2,4 para o Período 2 (Cenário 6).

Para o CVA - Recurso Pesqueiro Oceânico houve probabilidade de toque de óleo em todas as faixas de volume modeladas (8 m³, 200 m³ e pior caso), mas sem grandes variações entre

os cenários sazonais, sendo as maiores médias ponderadas iguais a 0,9% (8 m³ – Período 1), 1,8% (200m³ – Período 1) e 34,1% (Pior Caso – Período 1).

➤ 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 delfínídeos). 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, 2010a). 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, as espécies costeiras que possuem fidelidade a determinadas áreas, enquanto 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 pelos 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, 2010a; 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 das 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 mysticetos, 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 atrapalhado 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 em 2010 no Golfo do México com a plataforma *Deepwater Horizon*, à época 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 foram identificadas 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 estavam sendo impactadas por doenças crônicas, indicando que os efeitos do vazamento de óleo foram de longa duração. Contudo, os autores ressaltaram 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**.

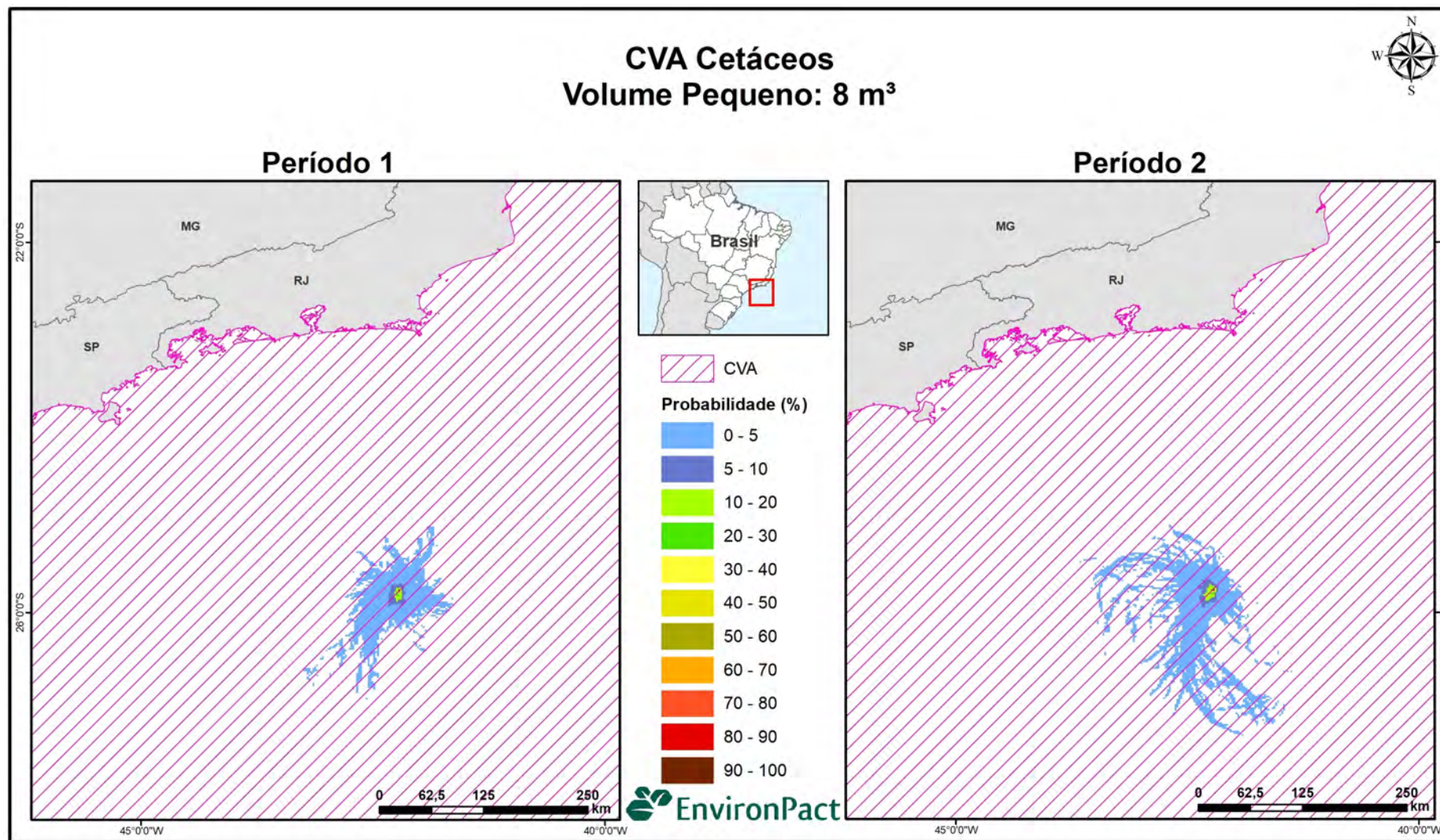


Figura II.9 - 44: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Cetáceos nos Cenários 1 (8 m³ – Período 1) e 2 (8 m³ – Período 2).

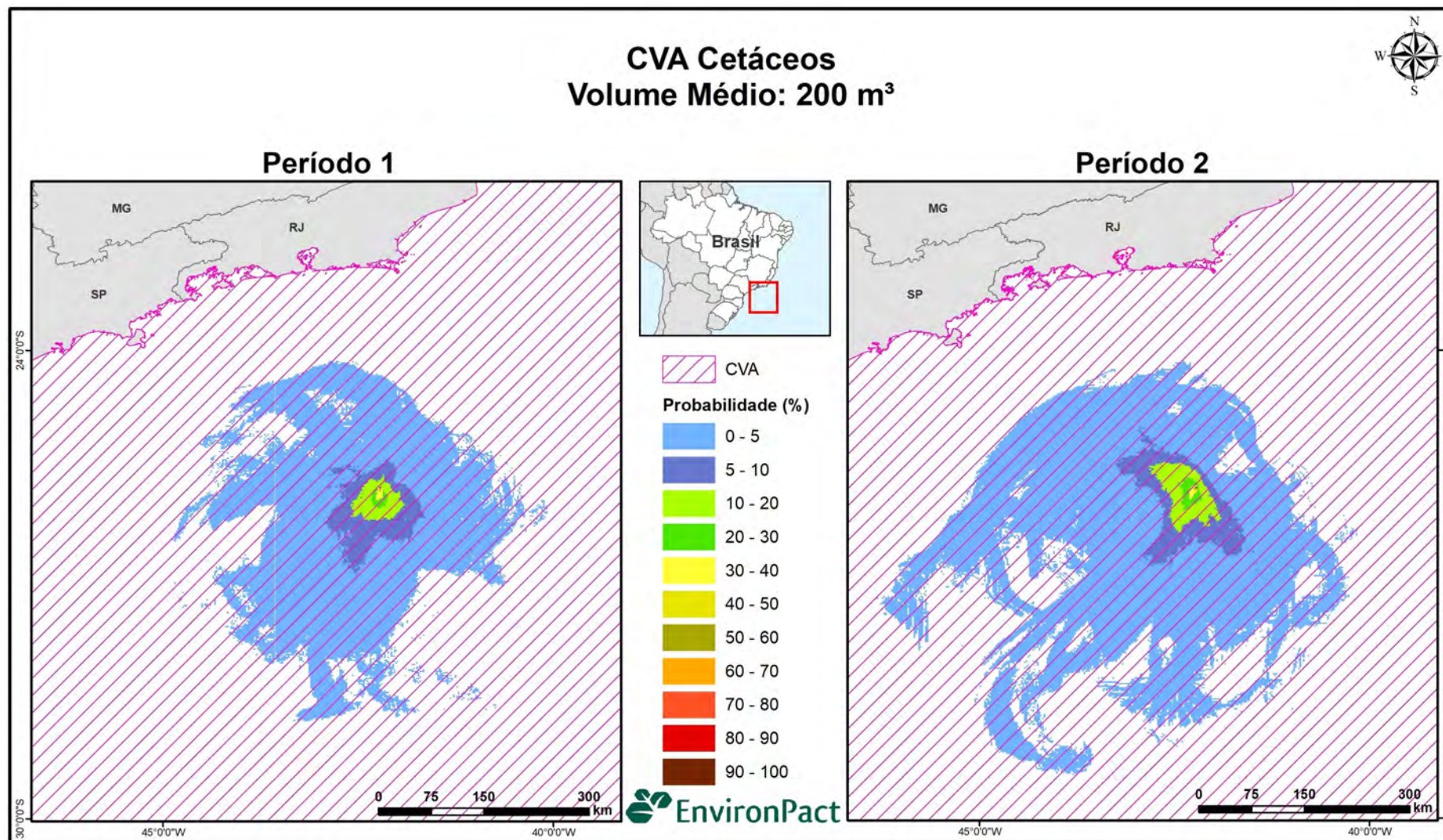


Figura II.9 - 45: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Cetáceos nos Cenários 3 (200 m³ – Período 1) e 4 (200 m³ – Período 2).

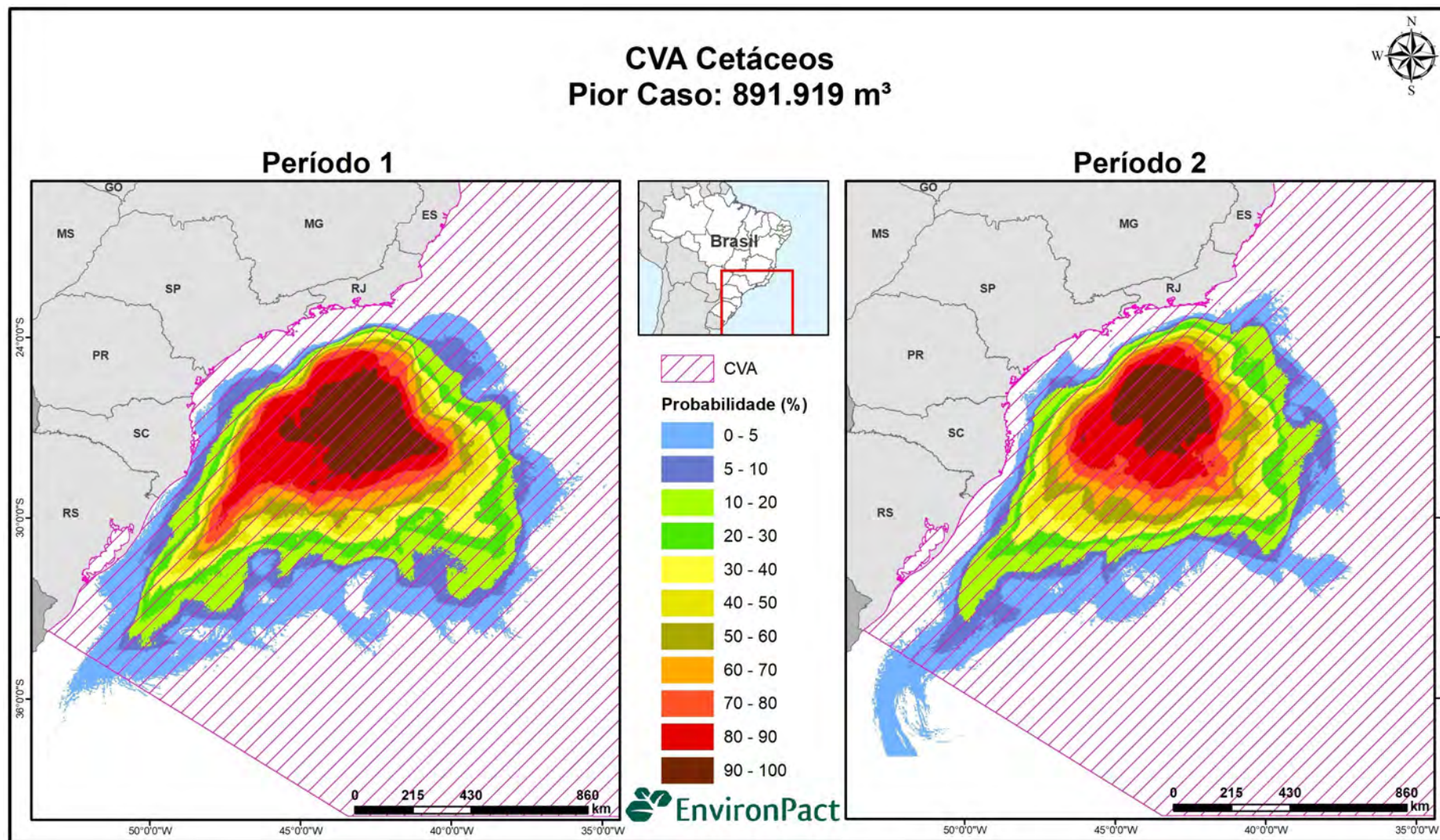


Figura II.9 - 46: Probabilidade de presença de óleo no CVA – Cetáceos nos Cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

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

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	0,9
2	Período 2	8	0,7
3	Período 1	200	1,8
4	Período 2	200	1,7
5	Período 1	891.919	32,3
6	Período 2	891.919	32,6

Assim como ocorreu para o CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos, não houve grandes variações entre os cenários sazonais. Para os cenários de pequeno (8 m³) e médio (200 m³) volumes, as maiores probabilidades ponderadas foram iguais a 0,9% (Cenário 1 – Período 1) e 1,8% (Cenário 3 – Período 1), respectivamente.

Nos cenários de vazamento de óleo de pior caso (891.919 m³), a área total com probabilidade de presença de óleo é consideravelmente maior quando comparada aos cenários anteriores, sendo a maior probabilidade ponderada observada no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2) com 32,6%. Os valores de probabilidade mais altos, na classe entre 90-100%, ocorreram principalmente na região em frente ao estado de São Paulo, em ambos os períodos (1 e 2).

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 a longo prazo 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 BP na Bacia de Santos, 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), mas sem grandes variações entre os cenários sazonais, sendo as maiores médias ponderadas iguais a 0,9% (8 m³ – Período 1), 1,8% (200m³ – Período 1) e 32,6% (Pior Caso – Período 2).

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

A escolha do SVA Toninha 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).

No caso do SVA Baleia-franca-austral, a escolha foi motivada pela relevância da área para a reprodução da espécie, também ameaçada de extinção no Brasil, sendo classificada como “Em perigo – EN”, que sofreu uma intensa pressão da caça até a década de 70 e que atualmente apresenta em torno de apenas 200 fêmeas em idade reprodutiva (ICMBio/MMA, 2018; MMA, 2022).

➤ **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 no Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção (MMA, 2022) é considerada “Criticamente em Perigo”, categoria que antecede a extinção.

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 limitadas até a isóbata de 50m, aproximadamente: Norte do Espírito Santo; Norte do Rio de Janeiro e Ubatuba (São Paulo) até o extremo sul do Brasil.

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

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.

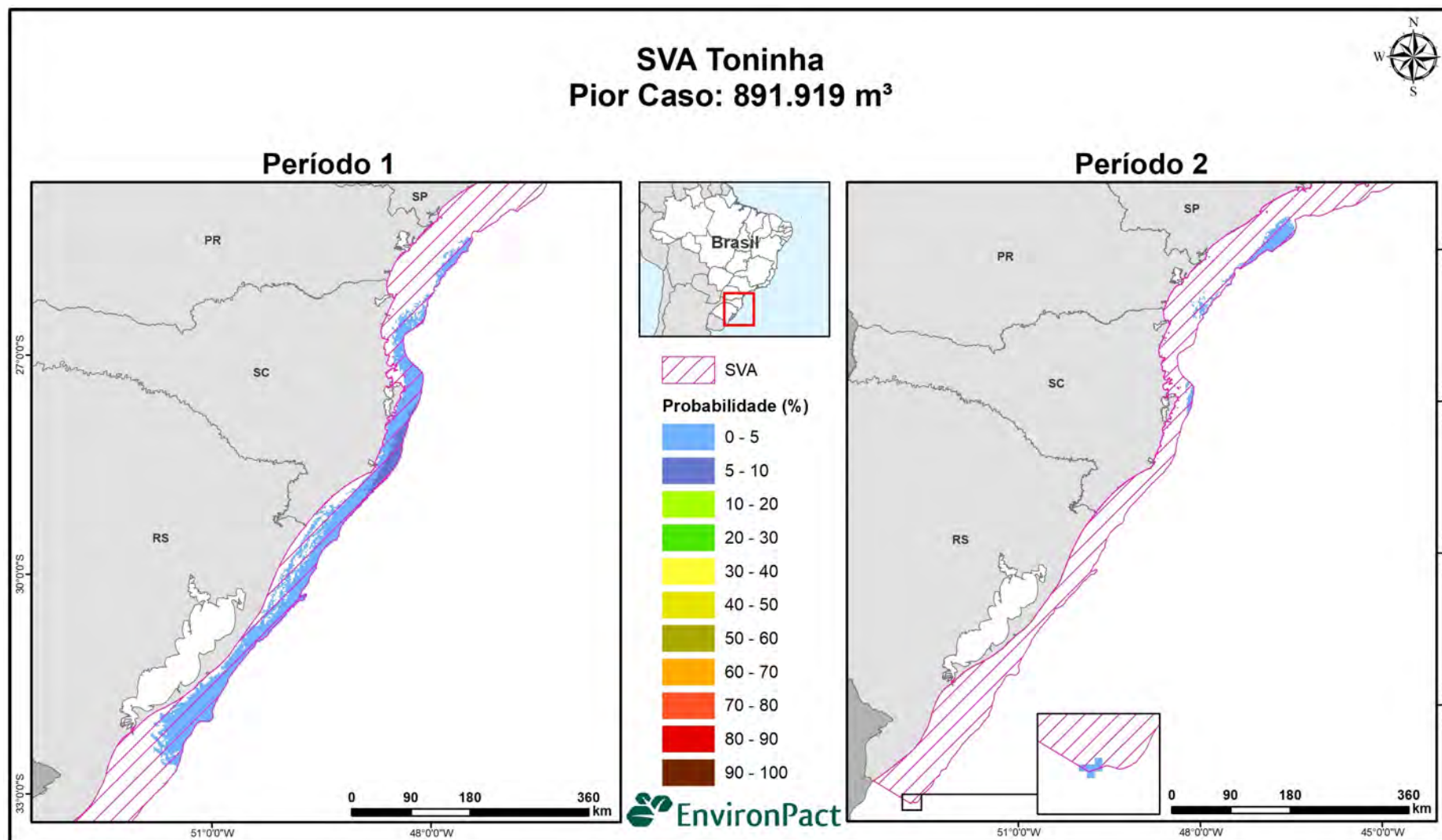


Figura II.9 – 47: Probabilidade de presença de óleo no SVA – Toninha nos Cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 - 55: Probabilidade máxima de presença da chegada de óleo no SVA – Toninha.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m ³)	Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	-
2	Período 2	8	-
3	Período 1	200	-
4	Período 2	200	-
5	Período 1	891.919	8,2
6	Período 2	891.919	3,6

Apenas para os volumes de pior caso houve probabilidade de presença de óleo neste SVA. Neste caso, a probabilidade máxima encontrada foi de 8,2% no Cenário 5 (Período 1) e 3,6% no Cenário 6 (Período 2).

➤ **SVA BALEIA-FRANCA-AUSTRAL (*Eubalaena australis*)**

A baleia-franca-austral (*Eubalaena australis*) é a única espécie da família Balaenidae presente no Hemisfério Sul (SICILIANO *et al.*, 2006). Habitam águas oceânicas e costeiras, ocorrendo geralmente entre 20°S e 63°S. Essa espécie apresenta um padrão de migração sazonal característico entre as áreas de reprodução, durante o inverno, e as áreas de alimentação, durante o verão (PROJETO BALEIA FRANCA, 2022a).

Os principais sítios reprodutivos localizam-se em áreas costeiras ao sul da Austrália, Mar da Tasmânia e Nova Zelândia, Argentina, Uruguai, Brasil e África do Sul (SICILIANO *et al.*, 2006).

No Brasil, as maiores concentrações da espécie são observadas em águas costeiras do litoral do Rio Grande do Sul e Santa Catarina (ICMBio/MMA, 2018). As principais avistagens são registradas ao longo da Área de Proteção Ambiental da Baleia Franca (APA da Baleia Franca), localizada no litoral sul de Santa Catarina, entre os municípios de Florianópolis e Içara (ICMBio/MMA, 2018).

A APA da Baleia Franca possui 156.100 hectares, representando a maior área de concentração reprodutiva da espécie no Brasil (IWC/BRASIL, 1999 *apud* QUITO *et al.*, 2008; PROJETO BALEIA FRANCA, 2022b). As baleias migram das áreas de alimentação para essa região principalmente nos meses de inverno e primavera (SICILIANO *et al.*, 2006). A Enseada da Ribanceira/Ibiraquera, localizada dentro dessa APA, vem representando, nos últimos anos, a área de maior concentração de baleias-franca no Brasil, sendo frequentada principalmente por pares de fêmea/filhote (QUITO *et al.*, 2008). Estudos baseados em isótopos estáveis indicam que as baleias-franca-austrais podem também se alimentar em áreas reprodutivas, situadas em menores latitudes (VIGHI *et al.*, 2014).

Como já abordado anteriormente, baleia-franca-austral encontra-se na categoria “Em Perigo” de acordo com o Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2022). Essa espécie foi intensamente caçada no Hemisfério Sul entre os séculos XVII e XX, especialmente por apresentar um hábito costeiro nas áreas de reprodução, ser relativamente lenta e apresentar uma espessa camada de gordura (ICMBio/MMA, 2018). Atualmente, as principais ameaças enfrentadas pela espécie são colisões com embarcações e emalhamento em artefatos de pesca (ICMBio/MMA, 2018).

A **Figura II.9 – 48** apresenta as áreas de concentração reprodutiva da baleia-franca-austral, juntamente com os resultados da probabilidade de toque de óleo para o Cenário de Pior caso (Períodos 1), uma vez que não há probabilidade de toque de óleo neste SVA nos vazamentos de 8 m³, 200 m³ e Pior caso (Período 2).

Para o SVA Baleia-franca-austral (*Eubalaena australis*) foi considerada, portanto, a área marinha da APA da Baleia Franca que é uma área restrita. Por isso, este SVA foi considerado um subcomponente fixo, para o qual foi utilizado a maior probabilidade de toque de óleo na inferência do risco ambiental. As probabilidades de toque de óleo neste SVA podem ser encontradas na **Tabela II.9 - 56**.

O tempo de recuperação adotado no cálculo da tolerabilidade deste SVA é o mesmo adotado para o CVA Cetáceos, que é de 20 anos.

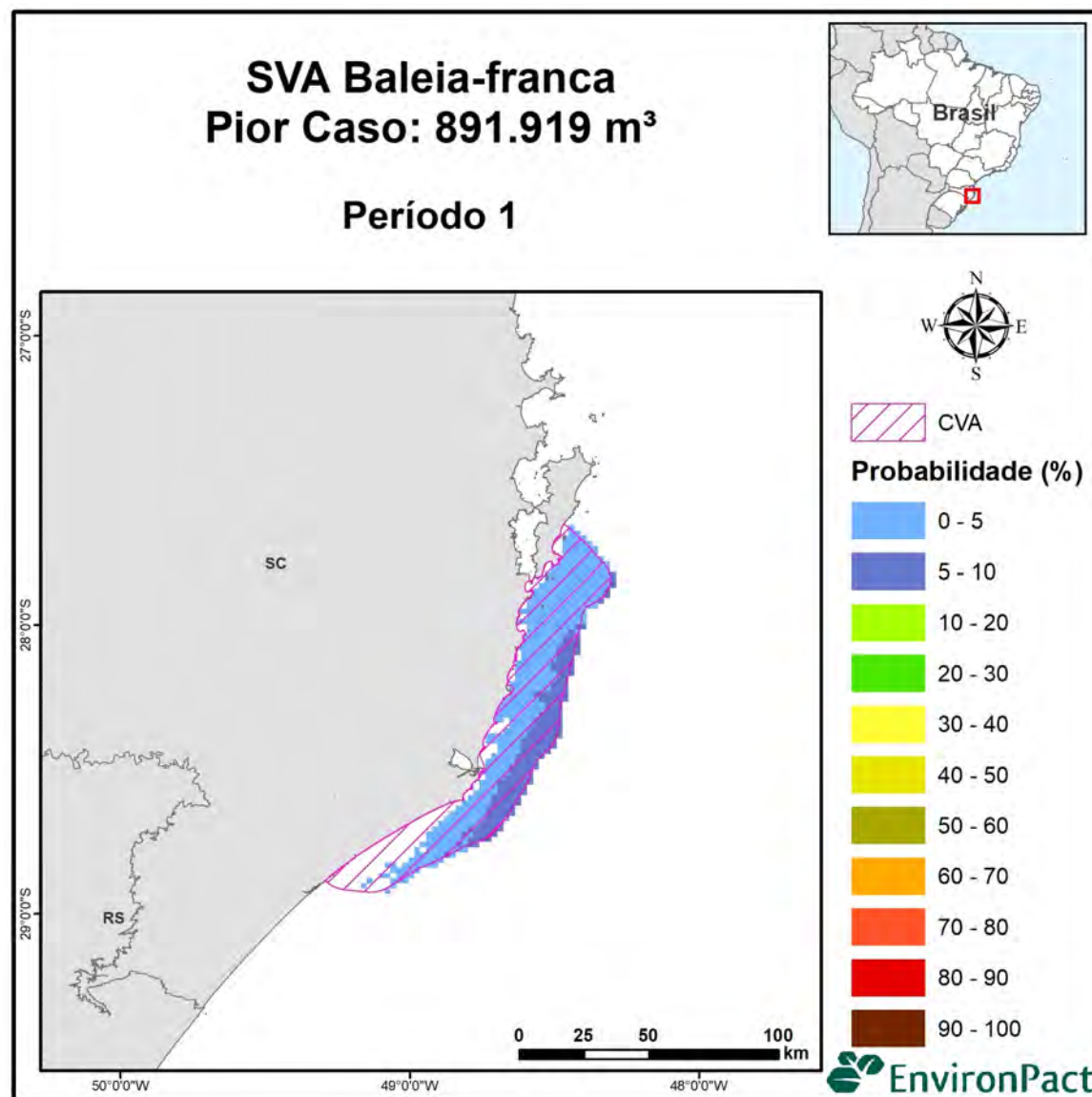


Figura II.9 – 48: Probabilidade de presença de óleo no SVA – Baleia-franca-austral no Cenário 5 (Pior caso – Período 1).

Tabela II.9 - 56: Probabilidade máxima de presença da chegada de óleo no SVA – Baleia-franca-austral.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m ³)	Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	-
2	Período 2	8	-
3	Período 1	200	-
4	Período 2	200	-
5	Período 1	891.919	7,4
6	Período 2	891.919	-

A probabilidade máxima de toque neste SVA foi de 7,4% e apenas no Cenário 5 (Pior caso – Período 1). Destaca-se ainda que para os volumes de 8m³ e de 200m³ não foram observadas probabilidade de toque de óleo no SVA Baleia-franca-austral.

➤ CVA PINÍPEDES

No Brasil, ocorrem sete espécies de pinípedes: *Arctocephalus australis* (lobo-marinho-sulamericano), *Arctocephalus gazella* (lobo-marinho-antártico), *Arctocephalus tropicalis* (lobo-marinho-subantártico), *Otaria flavescens* (leão-marinho-do-sul), *Hydrurga leptonyx* (foca-leopardo), *Lobodon carcinophaga* (foca-caranguejeira) e *Mirounga leonina* (elefante-marinho-do-sul).

Todas as espécies são encontradas, também, na área com probabilidade de presença de óleo, destacando-se como ocorrências mais comuns o leão-marinho-do-sul (*Otaria flavescens*), lobo-marinho-do-sul (*Arctocephalus australis*) e lobo-marinho-subantártico (*Arctocephalus tropicalis*), principalmente nos meses de inverno e primavera (ICMBio/MMA, 2011). Destaca-se que nenhuma das espécies está ameaçada de extinção no Brasil (MMA, 2022) e/ou no mundo (IUCN, 2022).

As espécies de pinípedes que ocorrem no Brasil são originárias de colônias reprodutivas localizadas no litoral do Uruguai e da Argentina, utilizando o litoral brasileiro, mais precisamente a costa do estado do Rio Grande do Sul, para descanso bem como ponto de partida para seus deslocamentos alimentares (CECLIMAR, 2015; NEMA, 2015). Alguns trabalhos indicam a Ilha dos Lobos (Torres/RS) como local de concentração e descanso das espécies *Otaria flavescens* (leão-marinho-do-sul) e *Arctocephalus australis* (lobo-marinho-do-sul) (MMA, 2002; NEMA, 2015). Já em São José do Norte (RS), a região do Molhe Leste é uma área de reprodução de *O. flavescens* (ESTIMA, 2002; MMA, 2002; NEMA, 2015).

Impactos do Óleo sobre os Pinípedes

Os pinípedes são muito vulneráveis a vazamentos de óleo, pois passam grande parte de suas vidas na água ou próximos à sua superfície. Eles precisam emergir de tempos em tempos para respirar e regularmente sobem à terra firme para descansar, formando grandes aglomerações (colônias) nas praias e nos costões rochosos. Dessa forma, diante de um cenário de vazamento de óleo, os pinípedes poderiam ser afetados tanto dentro d'água quanto fora dela (AUSTRALIAN GOVERNAMENT, 2015).

Os pinípedes são fisiologicamente e anatomicamente bem adaptados a detectar a presença de óleo. Possuem uma visão razoavelmente boa, particularmente debaixo d'água, além de um ótimo olfato, reconhecendo seus filhotes através desse sentido (NACHTIGALL, 1986). Por esse fato, alguns autores afirmam que os pinípedes são capazes de evitar o contato com o óleo (AUSTRALIAN GOVERNAMENT, 2015). Contudo, registros de focas, leões-marinhos e lobos-marinhos nadando deliberadamente em manchas de óleo já foram feitos, deixando dúvidas quanto a essa afirmação (SPOONER, 1967; REITER, 1981).

Vazamentos de óleo podem ter efeitos sobre os indivíduos ou sobre suas populações, interferindo principalmente nos padrões de comportamento, em especial na relação entre mãe e filhote. Pinípedes particularmente dependem do olfato para o estabelecimento do vínculo materno (SANDEGREN, 1970; FOGDEN, 1970). Filhotes contaminados por óleo podem não ser reconhecidos, como observado por Mcmillan (1969) na Ilha de São Miguel (Estados Unidos), onde foram observadas fêmeas de leões-marinhos mordendo e perturbando seus filhotes, ou ainda, ignorando suas tentativas de amamentação.

Pinípedes são bem adaptados a viver imersos em águas geladas, utilizando, para isso, características anatômicas e mecanismos fisiológicos para manter a temperatura corporal (GERACI & St. AUBIN, 1988). Contam com uma espessa camada de gordura subcutânea e, em alguns casos, de grande quantidade de pelo para manter a temperatura corporal estável. A pele é um ótimo isolante térmico, pois aprisiona o ar e repele a água. O contato da pele com o óleo reduz o isolamento térmico, removendo o óleo natural que impermeabiliza os pelos. Esse tipo de contaminação é especialmente preocupante nos filhotes, que ainda não possuem a camada de gordura completamente formada, dependendo muito mais da pelagem para se manterem estáveis (GERACI & St. AUBIN, 1988).

O revestimento por óleo pode, ainda, reduzir ou mesmo impossibilitar os deslocamentos dos pinípedes, como observado por Davis & Anderson (1976), que relataram o afogamento de filhotes de focas no Golfo de St. Lawrence, leste do Canadá, após um vazamento de óleo. Revestimentos por óleo pesado podem aderir as nadadeiras de filhotes de focas junto a seus corpos, podendo levar ao afogamento ou mesmo o aumento da predação. Além disso, areia

e outros detritos podem se aderir aos resíduos de óleo, aumentando o peso corporal e a densidade, acarretando problemas de empuxo (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2015). Para indivíduos adultos, o óleo pode impedir movimentos de estruturas mais delicadas, como pálpebras e vibrissas (GERACI & St. AUBIN, 1988).

Os pinípedes apresentam olhos relativamente grandes e salientes, particularmente sensíveis aos efeitos do óleo (GERACI & St. AUBIN, 1988). Smith & Geraci (1975) realizaram experimentos para entender os efeitos do óleo em focas. Após colocarem alguns indivíduos na água com óleo cru, depois de alguns minutos de exposição, seus olhos começaram a lacrimejar e alguns indivíduos apresentaram dificuldade em manter os olhos abertos. Após 24 horas, desenvolveram conjuntivite e apresentaram as membranas inchadas, além de abrasões e úlceras na córnea. A inflamação, contudo, desapareceu quando as focas foram colocadas em água limpa. Entretanto, os autores concluíram que uma exposição contínua a esse tipo de contaminante poderia causar danos permanentes (SMITH & GERACI, 1975).

A pele dos pinípedes, apesar de ser menos sensível que as mucosas, também é afetada pelo óleo. Esse componente remove a camada lipídica protetora da pele, penetrando entre as células da epiderme, rompendo as membranas celulares e ocasionando reações inflamatórias (LUPULESCU *et al.*, 1973). Apesar dessas mesmas reações serem observadas na natureza em condições normais, ou seja, sem a presença de óleo, Geraci & St. Aubin (1988) ressaltam que tais reações podem ocorrer particularmente em espécies que possuem uma pelagem esparsa, como leões-marinhos e morsas.

Salazar (2003) relatou a presença de queimaduras na pele de leões-marinhos após o acidente com o Jessica, nas Ilhas Galápagos, em 2001. As queimaduras possivelmente foram ocasionadas pelo contato da pele com o óleo, somada à incidência solar. Queimaduras ocasionadas pela exposição ao óleo foram registradas, também, por Lowry *et al.* (1994), em Prince William Sound, no Alasca, após o acidente com o Exxon Valdez, em 1989. Os autores associaram esse tipo de ferimento ao um estado mais letárgico dos indivíduos, tornando-os mais suscetíveis a predação por orcas (LOWRY *et al.*, 1994; MATKIN *et al.*, 2008).

A maioria dos pinípedes não tem por hábito lamber-se ou limpar-se, dessa forma, são menos propensos a ingerir o óleo da superfície da pele. No entanto, uma mãe tentando limpar um filhote oleado pode vir a ingerir certa quantidade de óleo (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2015). O consumo de presas contaminadas com óleo pode conduzir à acumulação de hidrocarbonetos em tecidos e órgãos (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2015). Todavia, existem poucos estudos abordando os efeitos da ingestão de óleo em pinípedes. Trabalhos realizados até o momento indicam que esse grupo pode tolerar pequenas quantidades de óleo

ingeridas. Em alguns experimentos realizados, foram observadas mudanças no comportamento e nas funções fisiológicas de algumas espécies (GERACI & St. AUBIN, 1988).

Estudos envolvendo os efeitos da inalação de compostos de hidrocarbonetos são ainda mais escassos, sendo os efeitos nocivos relacionados, principalmente, ao sistema respiratório dos indivíduos (GERACI & St. AUBIN, 1988).

Estudos abordando os efeitos de vazamentos de óleo em populações de pinípedes são escassos. A maioria dos estudos existentes aborda de maneira superficial os seus efeitos, e em um curto espaço de tempo. A **Tabela II.9 - 57**, a seguir, apresenta alguns estudos de caso em que houve morte e/ou contaminação de pinípedes devido a vazamentos de óleo. Alguns casos mais específicos, em que foram relatados declínios nas populações, são destacados mais adiante.

Tabela II.9 - 57: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre os pinípedes.

Espécie	Nome Comum
1940: Antarctic Ship. Volume do óleo vazado desconhecido.	Inflamações oculares; pele recoberta por óleo.
1949: Ramsay Island Baleeiro desconhecido. Volume do óleo vazado desconhecido.	Dois filhotes recobertos por óleo foram encontrados afogados.
1997: English Channel Torrey Canyon. Volume de óleo derramado: mais de 100.000 toneladas de óleo cru.	Foram observadas focas nadando nas manchas de óleo. Três focas foram encontradas mortas ou agonizando. Mais de 12 mortes foram confirmadas.
1969: Golfo de St. Lawrence Storage tank. Volume de óleo derramado: 4.000 litros de óleo Bunker C.	10.000 a 15.000 focas recobertas por óleo; o número de mortes não foi estabelecido.
1969: Santa Bárbara, CA. Union Oil. Volume de óleo derramado: mais de 100.000 toneladas de óleo cru.	Diversas focas foram observadas recobertas por óleo, porém, informações sobre mortes devido à contaminação por óleo não foram conclusivas.
1969: N. Dyfed Baleeiro desconhecido. Volume do óleo derramado desconhecido	Quatorze animais oleados; filhotes encontrados mortos.
1970: Chedabucto Bay Sable Is., N.S. Arrow. Volume de óleo derramado: 16 x 10 ⁶ de óleo Bunker C.	Mais de 450 focas oleadas. Vinte e quatro focas foram encontradas mortas, algumas delas com óleo na boca e no estômago.
1970: Alasca Volume de óleo diesel derramado desconhecido.	400 focas exibiram comportamento incomum. Não foram registradas mortes.
1970: Fame Island Volume de óleo diesel derramado desconhecido	Focas encontradas manchadas de óleo; presença de óleo ao redor da boca.
1973: Dutch coast Volume de óleo diesel derramado desconhecido	Cinco focas encontradas oleadas.
1974: Costa da França. Volume de óleo cru derramado: desconhecido.	Foi encontrado óleo no intestino de focas; 3 focas oleadas.

Tabela II.9 - 57: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre os pinípedes.

Espécie	Nome Comum
1974: Pembrokehire Baleeiro desconhecido. Volume de óleo derramado: desconhecido.	Dois filhotes recobertos por óleo foram encontrados afogados. Total de 25 filhotes e 23 adultos oleados.
1977: Greenland USNS Potomac Volume de óleo derramado: 380 toneladas de óleo Bunker C	Dezesseis focas oleadas foram encontradas um mês após o vazamento.
1978: França Amoco Cadiz Volume de óleo derramado: 200.000 toneladas de óleo cru.	Dois de quatro focas mortas cobertas por óleo.
1978: Great Yarmouth, UK Eleni V. Volume de óleo derramado: 24.000 barris.	Vinte focas oleadas.
1978: South Wales Christos Bitas. Volume de óleo cru derramado: 20.000 barris.	Morte de 16 de 23 animais oleados.
1978: Shetland Is., Scotland Esso Bernicia Volume de óleo derramado: 8.800 barris de óleo Bunker C.	Foram observadas focas oleadas.
1979: Latvia Antonio Gramsci. Volume de óleo derramado: 36.500 litros de óleo cru.	Morte de uma foca ocasionada por óleo.
1979: Cabot Str., N.S. Kurdistan. Volume de óleo derramado: 7.500 litros de óleo cru	Foram observadas focas oleadas e encontradas 10 focas mortas cobertas por óleo.
1979: Pribiloff Is., AK F/V Rynyo Maru. Volume de óleo combustível derramado: 2.900 litros.	Foram encontrados alguns animais oleados e alguns filhotes mortos.
1984: Sable Is., N.S. Blowout. Gás condensado.	Foram observadas quatro focas oleadas.

Fonte: GERACI & St. AUBIN, 1988.

Tempo de Recuperação

Salazar (2003) estudou as populações de leões-marinhos (*Zalophus wolfebaeki*) após o vazamento do Jessica, nas Ilhas Galápagos, em 2001. Após seis meses do vazamento, o autor relatou um declínio na população, em duas das três colônias onde foram observados animais oleados. O autor ressaltou que esse declínio não era comum nas Ilhas Galápagos, visto que o mais comum, à época, seria o aumento da população em resposta à grande mortalidade ocorrida entre 1997/98, durante um evento de El Niño. Em outras localidades, onde não foram observados animais oleados, após três meses de monitoramento, foi constatado um aumento na população. Salazar (2003) ressaltava, ainda, que apesar do declínio inicial, não foram detectadas maiores mudanças um ano após o desastre, mostrando certa estabilidade populacional.

Outro declínio populacional, mas dessa vez de lobos-marinhos (*Arctocephalus pusillus doriferus*), foi observado em Tenth Island, na Austrália, após o vazamento do Iron Baron, em 1995. Verificou-se que o número de nascimentos reduziu no ano seguinte ao acidente, principalmente nas colônias localizadas mais próximas ao local do vazamento (PEMBERTON, 1998 *apud* SALAZAR, 2003).

Declínios em populações de focas (*Phoca vitulina richardsi*) também foram observados após o acidente com o Exxon Valdez, em Prince William Sound, no Alasca, em 1989 (FROST *et al.*, 1999). Os autores fizeram análises após um e oito anos do vazamento (anos de 1990 e 1997) e constataram que ainda havia uma diminuição no número de focas (FROST *et al.*, 1999). Contudo, relataram a existência de um declínio populacional anterior ao vazamento, desde 1984, o que dificultou a análise dos efeitos desse vazamento na estrutura das populações de focas da região.

Hoover-Miller *et al.* (2001) também analisaram as populações de focas de Prince William Sound, após o vazamento do Exxon Valdez, em relação aos resultados encontrados para a mesma região por Frost *et al.* (1994, 1999). Os autores também constataram um declínio populacional anterior ao vazamento de óleo. Além disso, destacaram que na região eram encontradas populações de focas residentes e outras que não apresentavam fidelidade ao *habitat*, assumindo certo dinamismo entre as populações, o que poderia explicar a oscilação do número de focas encontrado. Concluem que, de fato, o vazamento de óleo teve impactos sobre as populações de focas da região, mas que estes foram limitados e transitórios (HOOVER-MILLER *et al.*, 2001).

Lowry *et al.* (1994) corroboram com os resultados encontrados por Frost *et al.* (1999), ressaltando que 81% das focas encontradas a oeste de Prince William Sound após o vazamento, estavam oleadas. Quatro meses após o vazamento, estimativas sugeriram que

83 a 100% das focas foram drasticamente afetadas pelo óleo em seus locais de descanso em Knight Island, oeste de Prince William Sound (LOWRY et al. 1994).

O Instituto *Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council* também ressalta o declínio de populações de focas na região. Estudos de satélite revelaram, ainda, que as focas de Prince William Sound são, em grande parte, residentes durante o ano todo, o que pode ter agravado o impacto sobre suas populações (EVOSTC, 2015). Baseado em contagens anuais de colônias de focas concentradas na região centro-sul de Prince William Sound, o número de focas se estabilizou de 1996 a 2001 e provavelmente aumentou de 2001 a 2005 (EVOSTC, 2015). Considerando a definição de recuperação fornecida pelo Instituto, que está vinculada à estabilização ou crescimento das populações, é possível afirmar que 7 anos após o vazamento as focas estavam recuperadas do impacto do óleo (EVOSTC, 2015).

Mapeamento e Cálculo da Probabilidade do Componente à Presença de óleo

O mapeamento deste CVA se baseou em fontes como MAREM (2016), Nema (2015) e Estima (2002) e considerou a RVS Ilha dos Lobos localizada no município de Torres/RS, a área de concentração de Pinípedes com probabilidade de chegada de óleo. Por serem áreas restritas da costa brasileira, este CVA foi classificado como um componente fixo, para o qual é utilizada a maior probabilidade de toque de óleo.

Os resultados referentes ao CVA Pinípedes para o Cenário 5 (Pior caso, Período 1), são apresentados na **Figura II.9 – 49** e na **Tabela II.9 - 58**. Ressalta-se que para os demais cenários não há probabilidade de toque de óleo neste CVA (8m³, 200 m³, ambos os períodos e Pior caso – Período 2).

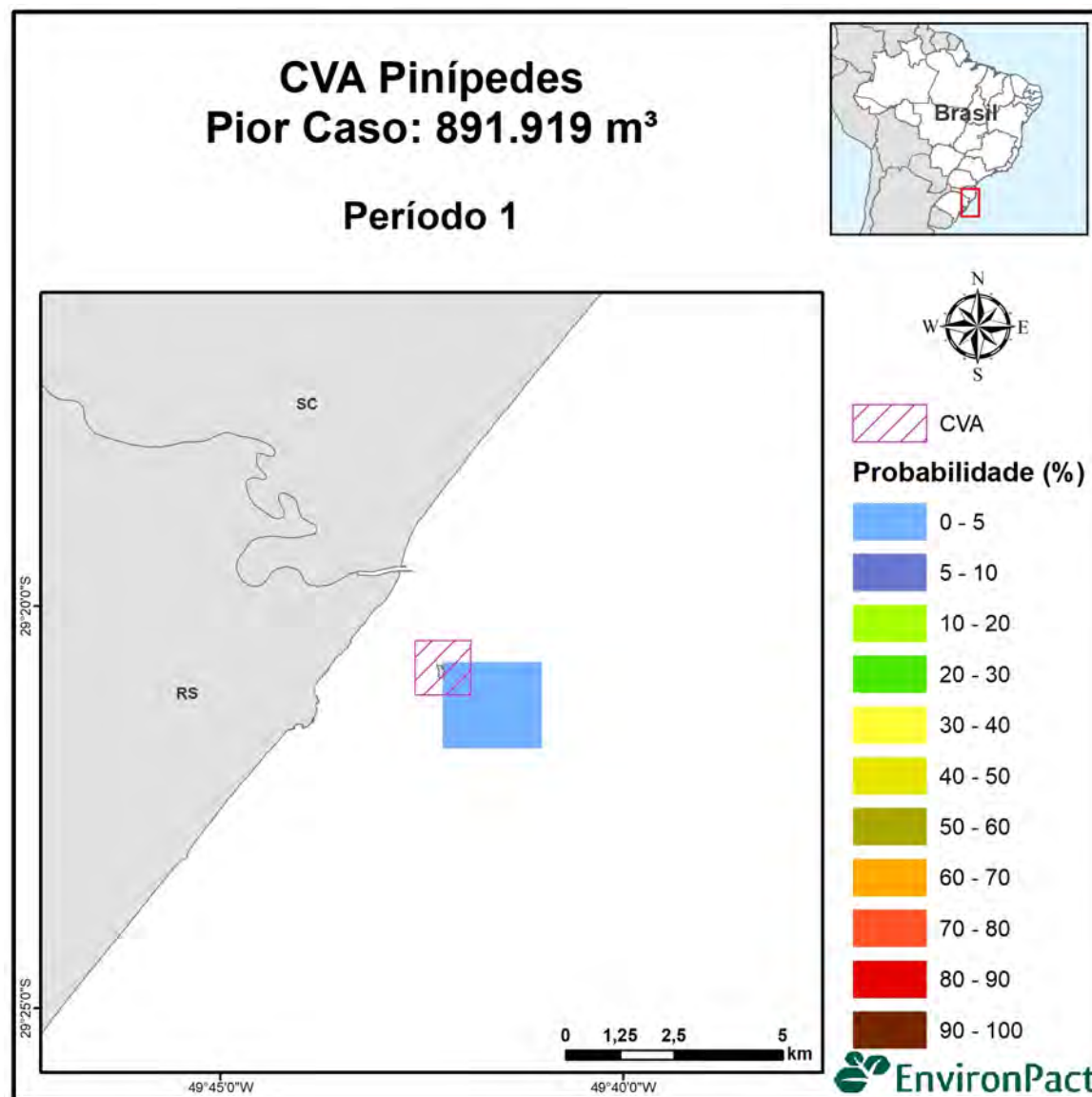


Figura II.9 – 49: Probabilidade de presença de óleo no CVA Pinípedes no Cenário 5 (Pior caso – Período 1).

Tabela II.9 - 58: Probabilidade máxima de presença da chegada de óleo no CVA Pinípedes.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m ³)	Probabilidade máxima de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	-
2	Período 2	8	-
3	Período 1	200	-
4	Período 2	200	-
5	Período 1	891.919	0,2
6	Período 2	891.919	-

A probabilidade máxima de toque neste CVA foi baixa, com 0,2% e apenas no Cenário 5 (Pior caso – Período 1). Destaca-se ainda que para os volumes não apresentaram probabilidade de toque de óleo no CVA Pinípedes.

Conclusão

Estudos abordando o tempo de recuperação de pinípedes diante de um cenário de vazamento são escassos, não havendo, na maioria dos casos, um monitoramento em longo prazo. Os estudos sobre os impactos do óleo sobre este grupo faunístico alertam para um declínio populacional nas colônias afetadas, como ressaltado nos parágrafos anteriores. Diferentemente dos cetáceos, que podem ter contato com o óleo apenas no ambiente aquático, e ainda, serem capazes de evitá-lo em alguns casos, os pinípedes podem se contaminar com o óleo tanto no ambiente aquático como no continente, em costões rochosos e praias, onde costumam se concentrar (EPA, 1999). Muitas vezes, apresentam fidelidade ao hábitat (ex.: locais de reprodução) e inevitavelmente sofrem com a contaminação por hidrocarbonetos.

Levando-se em consideração as informações apresentadas acima, verifica-se que após sete anos do vazamento (1989 a 1996), as populações de focas de Prince William Sound começaram a se estabilizar (EVOSTC, 2015). Porém, de acordo com Frost *et al.* (1999), essas mesmas populações não haviam se recuperado oito anos após o vazamento, pois ainda era possível detectar um declínio do número de indivíduos (1989 a 1997). De acordo com Evostc (2015), as populações de focas analisadas em Prince William Sound eram, em sua maioria, residentes, o que teria agravado os efeitos do vazamento de óleo sobre elas.

Levando-se em consideração as populações de pinípedes presentes no litoral do Brasil, que utilizam a costa brasileira em grande parte do ano (primavera e inverno), inclusive para reprodução, estima-se que o tempo para que a comunidade de pinípedes se recupere de um acidente com vazamento de óleo seja de 10 anos.

Com relação às probabilidades de toque de óleo no CVA Pinípedes, houve probabilidade de toque de óleo apenas no caso de um vazamento de pior caso, no Período 1 (Cenário 5), sendo a maior probabilidade igual a 0,2%.

➤ 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 - 59**.

Tabela II.9 - 59: 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, 2022; 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).

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 (tarball¹³) 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. 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.

¹³ *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).

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 - 60** apresenta alguns exemplos de acidentes com vazamento de óleo e os efeitos reportados para as tartarugas marinhas.

Tabela II.9 - 60: 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 kempi</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-kempi) 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. Volume de óleo derramado: 260.000 toneladas de óleo cru.	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 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).

Tabela II.9 - 60: Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre as tartarugas marinhas.

Vazamento (toneladas)	Efeitos reportados
2010: <i>Deep Water Horizon</i> , 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 <i>et al.</i>, 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 temporada de nidificação de 2010, atribuída a efeitos diretos e indiretos relacionados ao incidente.</p>

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**.

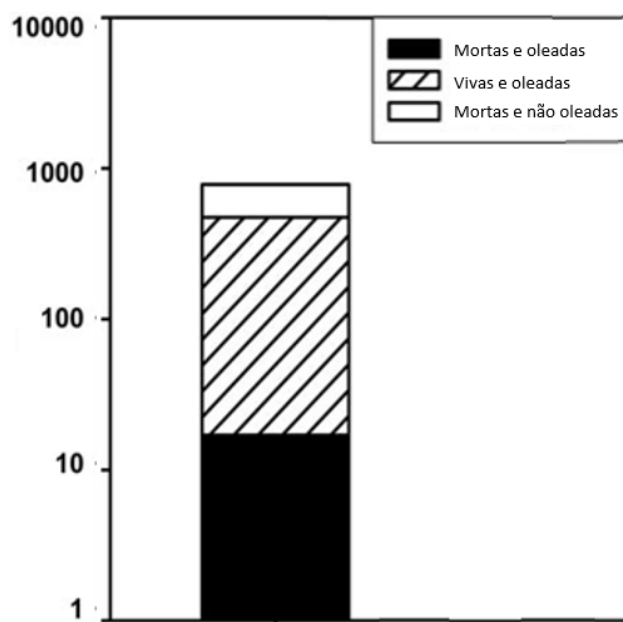


Figura II.9 - 50: Número de tartarugas reportadas durante o vazamento de óleo da *Deepwater Horizon* (Fonte: BARRON, 2012).

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 às 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 - 61**. 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 126).

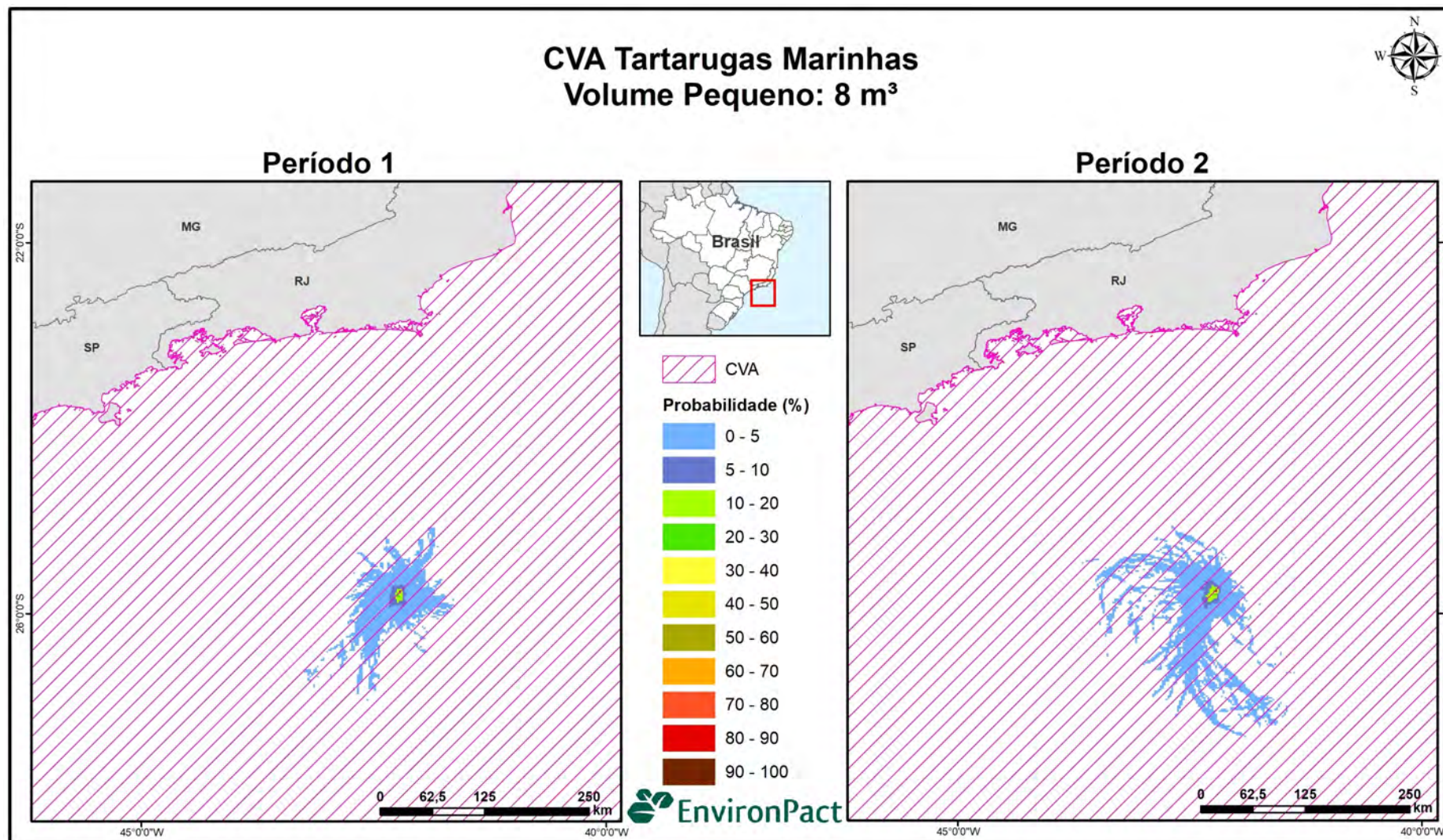


Figura II.9 - 51: Probabilidade de presença de óleo no CVA Tartarugas Marinhas nos Cenários 1 (8 m³ – Período 1) e 2 (8 m³ – Período 2).

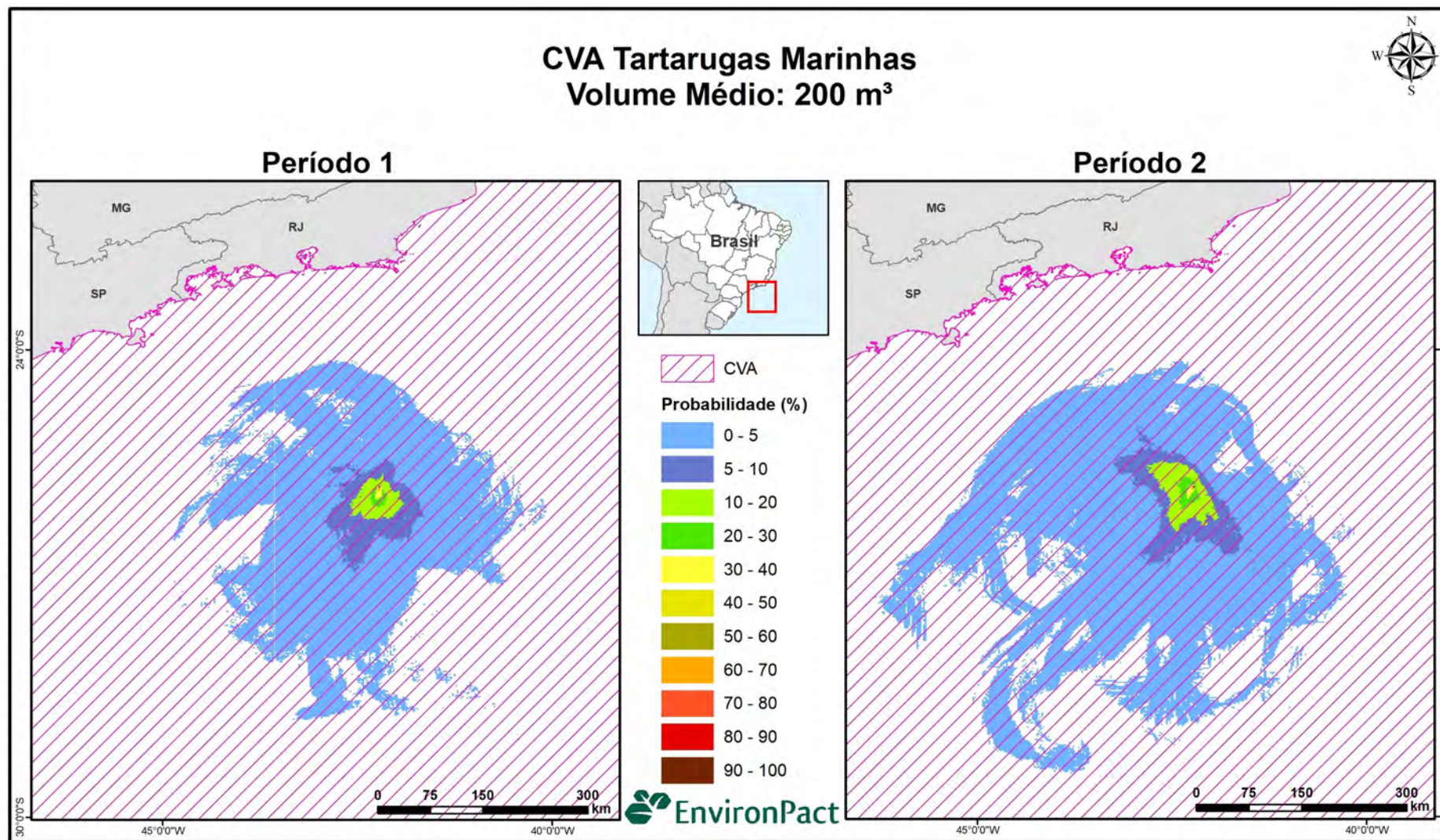


Figura II.9 - 52: Probabilidade de presença de óleo no CVA Tartarugas Marinhas nos Cenários 3 (200 m³ – Período 1) e 4 (200 m³ – Período 2).

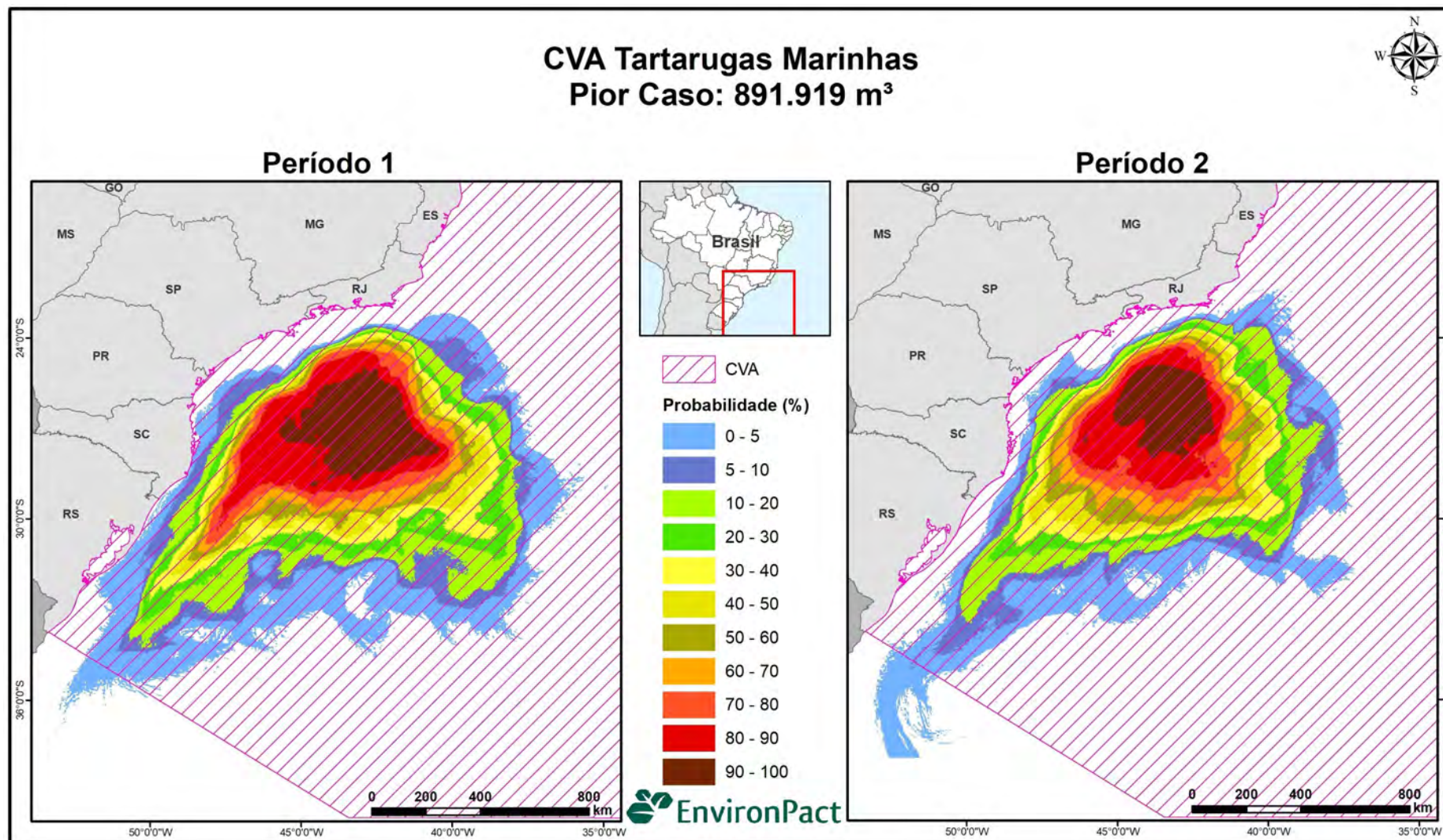


Figura II.9 - 53: Probabilidade de presença de óleo no CVA Tartarugas Marinhas nos Cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 - 61: Probabilidade ponderada de presença da chegada de óleo no CVA Tartarugas Marinhas em cada cenário.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m ³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	0,9
2	Período 2	8	0,7
3	Período 1	200	1,8
4	Período 2	200	1,7
5	Período 1	891.919	32,3
6	Período 2	891.919	32,6

Conforme visto para os CVAs Recursos Pesqueiros Oceânicos e Cetáceos, não houve grandes variações entre os cenários sazonais. Nos cenários de volume pequeno (8 m³) e médio (200 m³) para o CVA Tartarugas Marinhas, as maiores probabilidades ponderadas foram iguais a 0,9% (Cenário 1 – Período 1) e 1,8% (Cenário 3 – Período 1), respectivamente.

Nos cenários de vazamento de óleo de pior caso (891.919 m³), a área total com probabilidade de presença de óleo é consideravelmente maior quando comparada aos cenários anteriores, sendo a maior probabilidade ponderada observada no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2) com 32,6%. Os valores de probabilidade mais altos, na classe entre 90-100%, ocorreram principalmente na região em frente ao estado de São Paulo, em ambos os períodos (1 e 2).

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), mas sem grandes variações entre os cenários sazonais, sendo as maiores médias ponderadas iguais a 0,9% (8 m³ – Período 1), 1,8% (200m³ – Período 1) e 32,6% (Pior Caso – Período 2).

➤ 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 (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 específico	Nome comum	Status de Conservação	
		MMA (2022)	IUCN (2022)
<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
<i>Sterna hirundinacea</i>	Trinta-réis-de-bico-vermelho	VU	LC
<i>Sula sula</i>	Atobá-de-pé-vermelho	EN	LC
<i>Thalasseus acutiflavus</i>	Trinta-réis-de-bando	VU	LC
<i>Thalasseus maximus</i>	Trinta-réis-real	EN	LC
<i>Amadonastur lacernulatus</i>	Gavião-pombo-pequeno	VU	NE
<i>Morphnus guianensis</i>	Uiraçu	VU	NT
<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>	Maçarico-de-bico-torto	VU	NE

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

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; 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 um grande número de 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; ITOFF, 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 fluatibilidade 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; ITOFF, 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).

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-NILSEN, 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-marinheiro-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 Zuberogoitia *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 único cenário em que houve probabilidade de presença de óleo (Pior Caso – Período 1), são apresentados na **Figura II.9 - 54** e na **Tabela II.9 - 63**. Ressalta-se que para os demais cenários não houve probabilidade deste CVA sofrer toque de óleo para vazamentos de pequeno e médio volumes (8m³ e 200 m³), e de Pior Caso no Período 2.

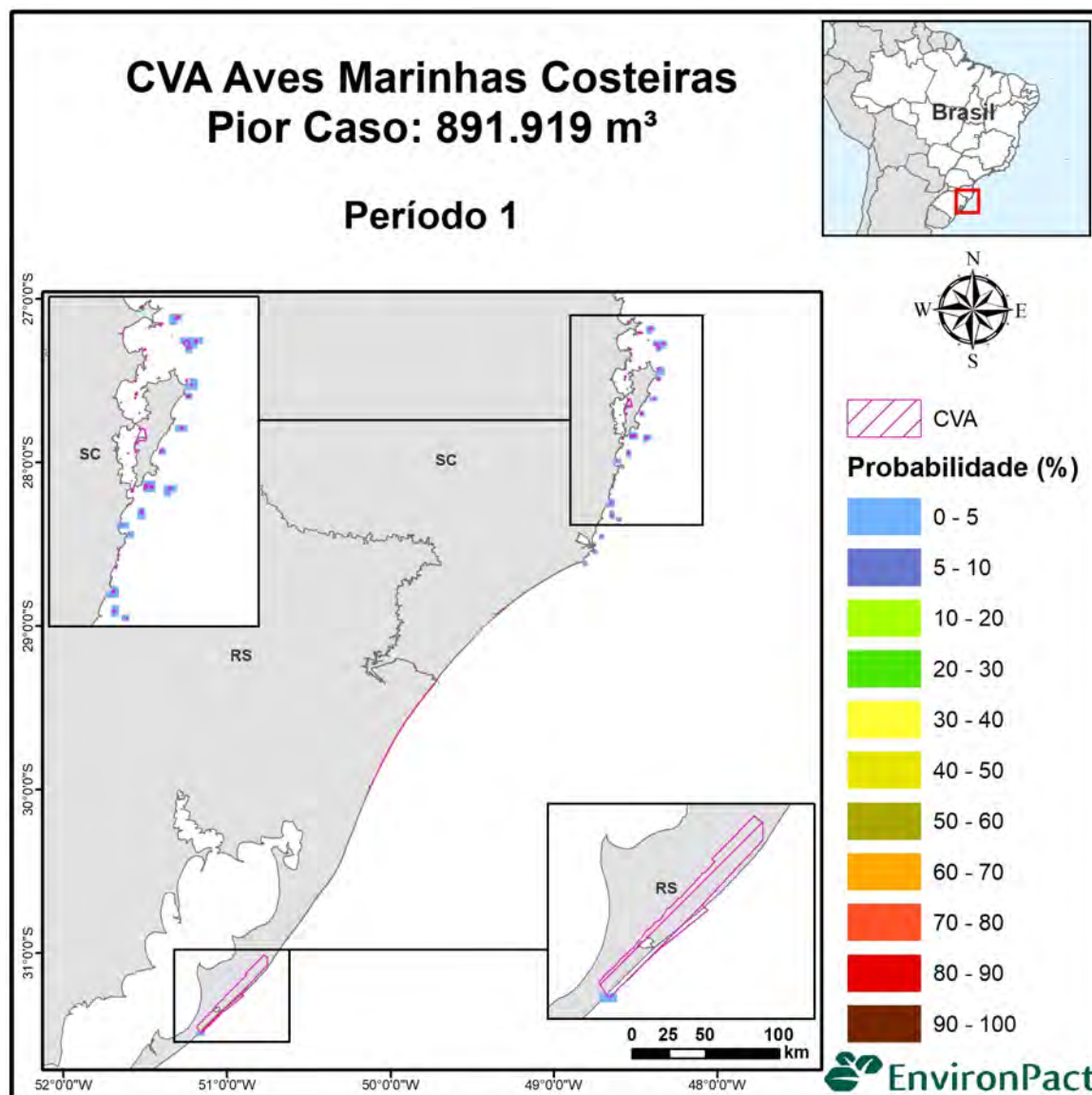


Figura II.9 - 54: Probabilidade de presença de óleo no CVA Avifauna Marinha Costeira no Cenário 5 (Pior caso – Período 1).

Tabela II.9 - 63: Probabilidade máxima de presença da chegada de óleo no CVA – Aves Marinhas Costeiras.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade máxima de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	-
2	Período 2	8	-
3	Período 1	200	-
4	Período 2	200	-
5	Período 1	891.919	4,0
6	Período 2	891.919	-

A probabilidade máxima de toque neste CVA foi de 4,0% e apenas no Cenário 5 (Pior caso – Período 1). Destaca-se ainda que para os volumes não apresentaram probabilidade de toque de óleo no CVA Aves Marinhas Costeiras.

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 - 55** à **Figura II.9 - 57** 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 126) e CVA Tartarugas Marinhas (página 152).

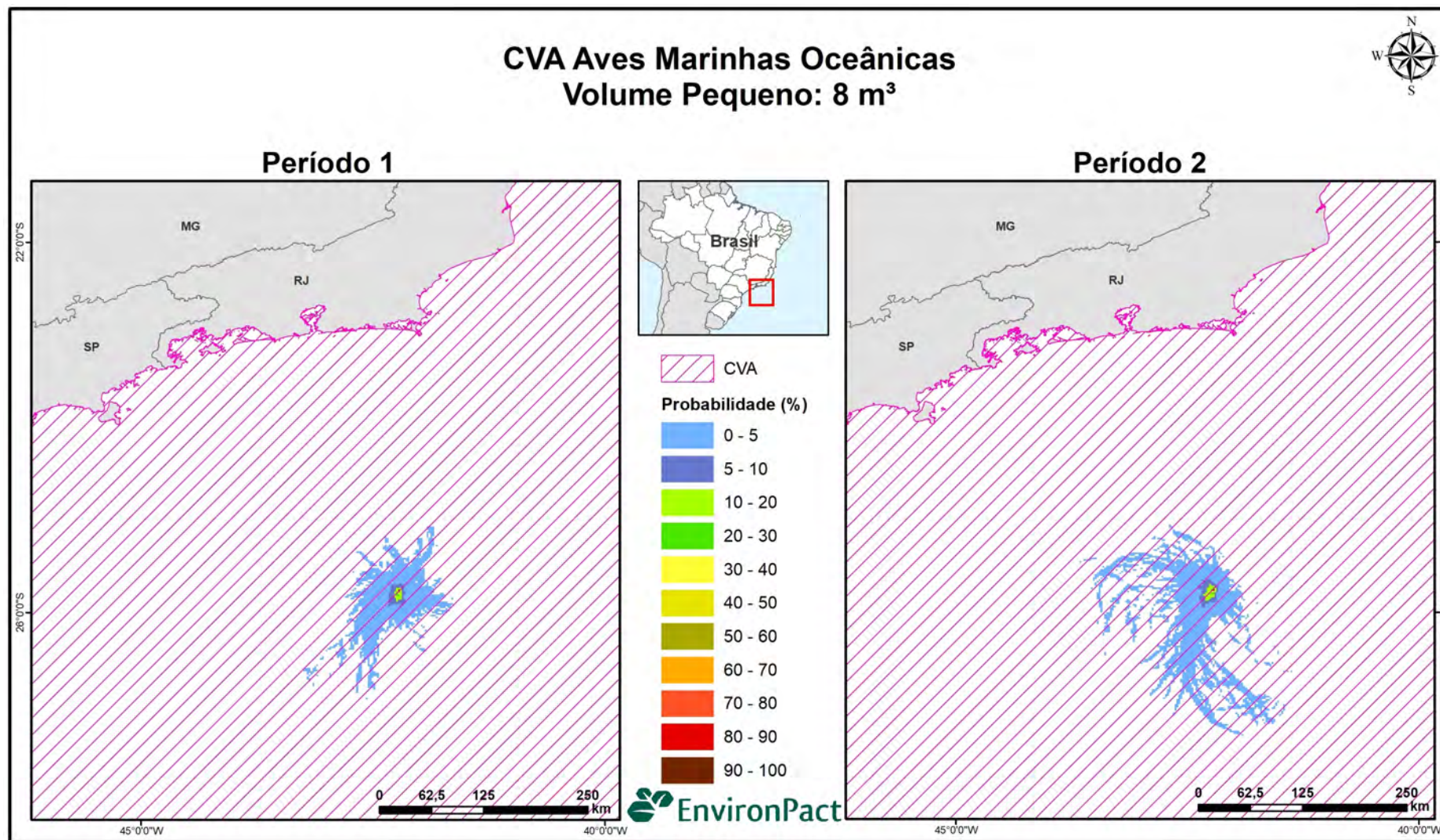


Figura II.9 - 55: Probabilidade de presença de óleo no CVA Avifauna Marinha Oceânica nos Cenários 1 (8 m³ – Período 1) e 2 (8 m³ – Período 2).

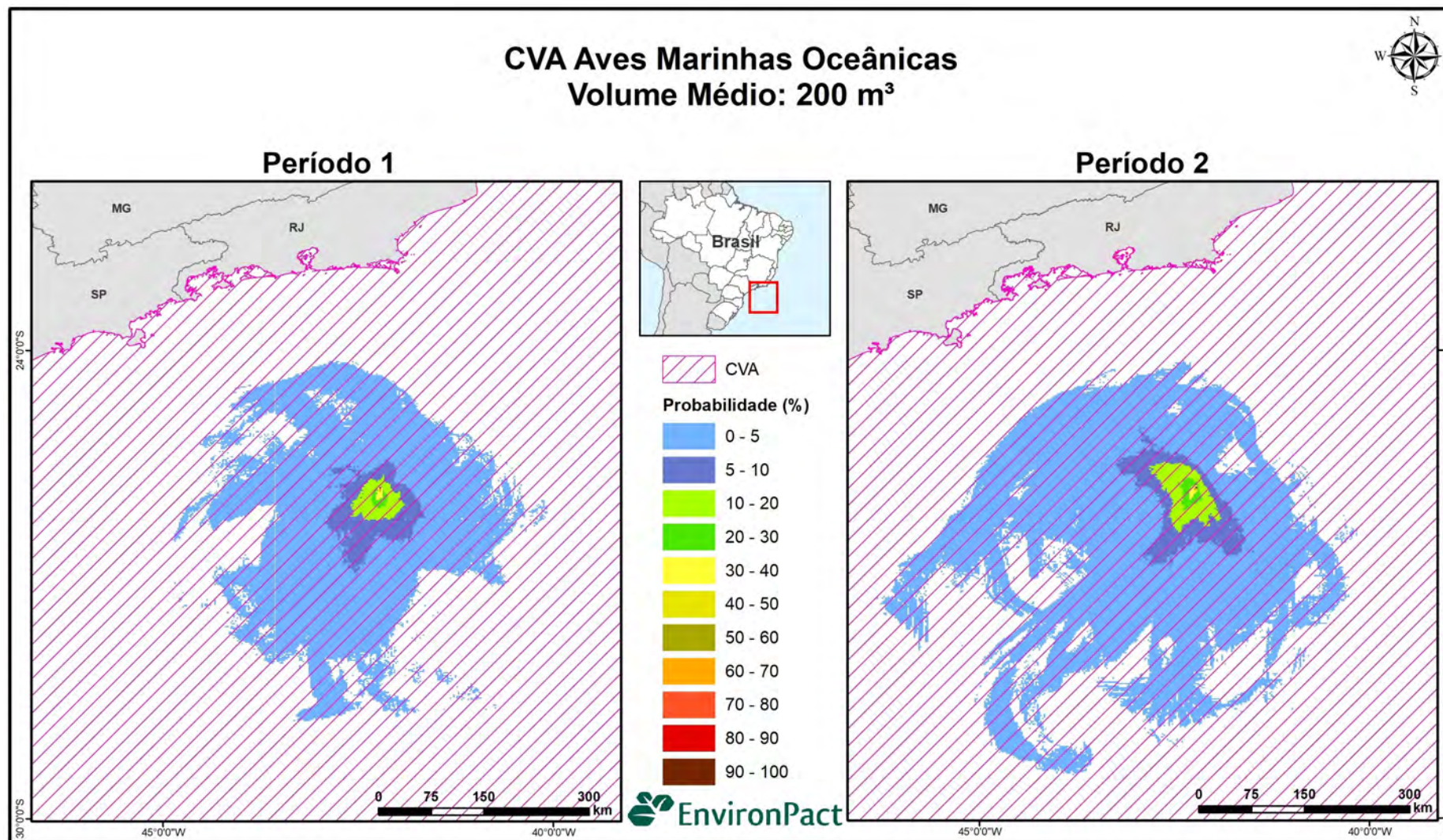


Figura II.9 - 56: Probabilidade de presença de óleo no CVA Avifauna Marinha Oceânica nos Cenários 3 (200 m³ – Período 1) e 4 (200 m³ – Período 2).

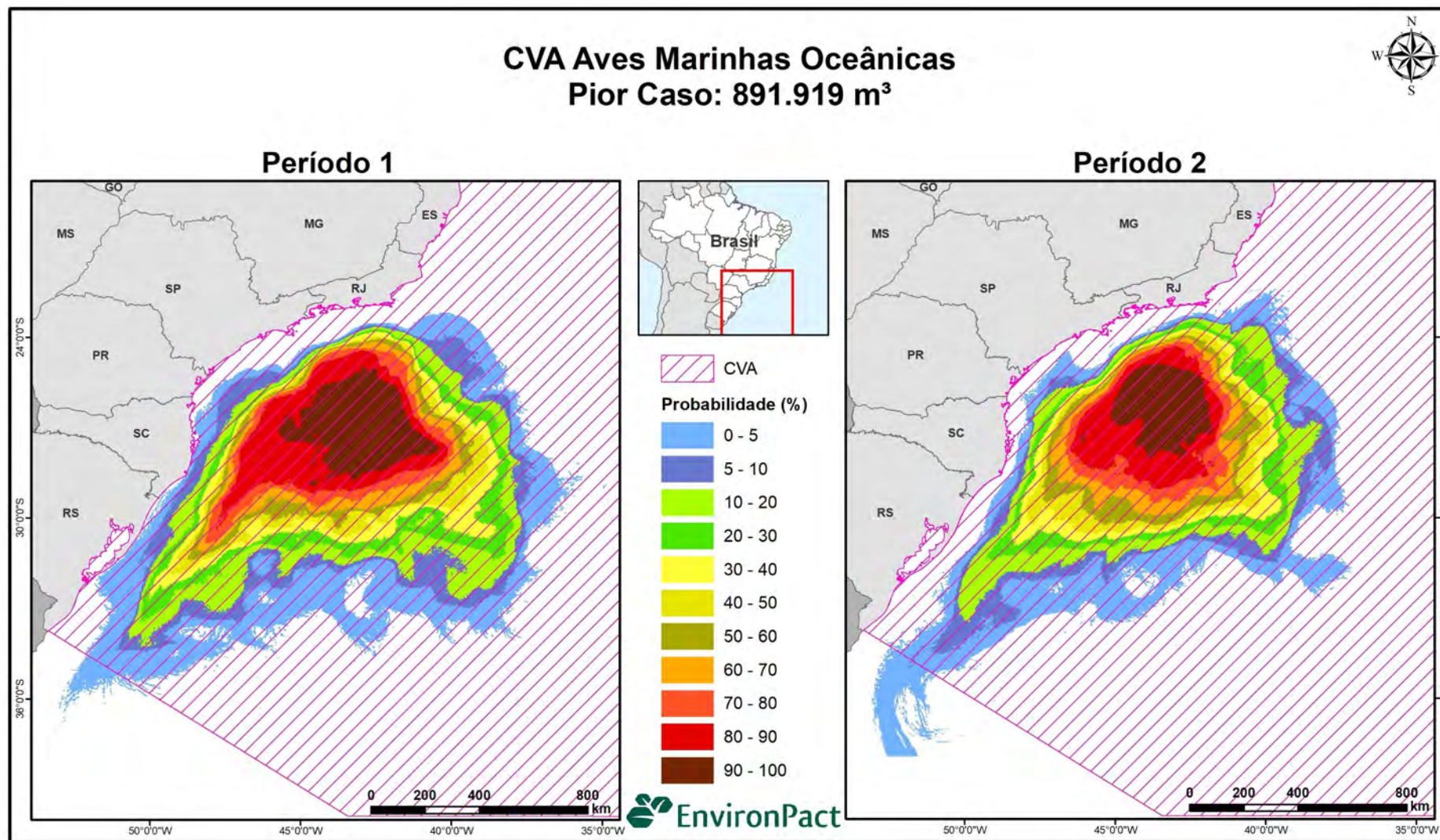


Figura II.9 - 57: Probabilidade de presença de óleo no CVA Avifauna Marinha Oceânica nos Cenários 5 (Pior caso – Período 1) e 6 (Pior caso – Período 2).

Tabela II.9 - 64: Probabilidade ponderada de presença da chegada de óleo no CVA Aves Marinhas Oceânicas.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	0,9
2	Período 2	8	0,7
3	Período 1	200	1,8
4	Período 2	200	1,7
5	Período 1	891.919	32,3
6	Período 2	891.919	32,6

Conforme visto para os CVAs Recursos Pesqueiros Oceânicos, Cetáceos e Tartarugas marinhas, não houve grandes variações entre os cenários sazonais. Nos cenários de volume pequeno (8 m³) e médio (200 m³) para o CVA Aves Marinhas Oceânicas, as maiores probabilidades ponderadas foram iguais a 0,9% (Cenário 1 – Período 1) e 1,8% (Cenário 3 – Período 1), respectivamente.

Nos cenários de vazamento de óleo de pior caso (891.919 m³), a área total com probabilidade de presença de óleo é consideravelmente maior quando comparada aos cenários anteriores, sendo a maior probabilidade ponderada observada no Cenário 6 (Pior Caso – Período 2) com 32,6%. Os valores de probabilidade mais altos, na classe entre 90-100%, ocorreram principalmente na região em frente ao estado de São Paulo, em ambos os períodos (1 e 2).

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 accidental 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, que o tempo de recuperação para a avifauna na região de interesse está entre 3 e 10 anos.

Para o CVA - Aves Marinhas Costeiras houve probabilidade de toque de óleo apenas no cenário relacionado ao vazamento de pior caso, com a probabilidade máxima no valor de 4,0% para o Período 1 (Cenário 5).

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), mas sem grandes variações entre os cenários sazonais, sendo as maiores médias ponderadas iguais a 0,9% (8 m³ – Período 1), 1,8% (200m³ – Período 1) e 32,6% (Pior Caso – 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 m³.	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. 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, 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 único cenário em que houve probabilidade de presença de óleo (Pior caso - Período 1), são apresentados na **Tabela II.9 - 66**. Destaca-se que não houve probabilidade deste CVA sofrer toque de óleo para vazamentos de pequeno e médio volumes (8m³ e 200 m³), e de Pior Caso no Período 2.

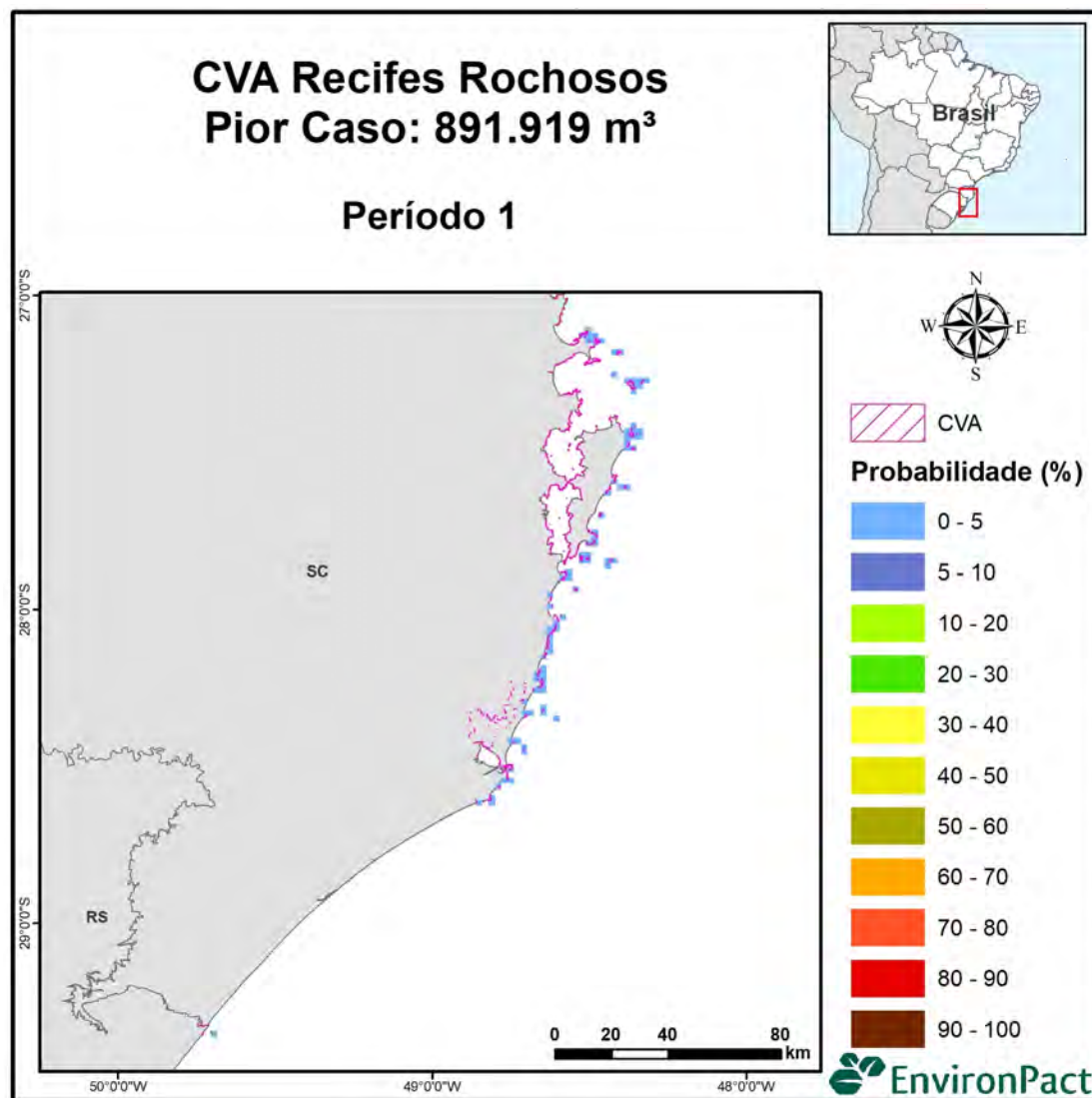


Figura II.9 - 58: Probabilidade de presença de óleo no CVA Recifes Rochosos no Cenário 5 (Pior caso – Período 1).

Tabela II.9 - 66: Probabilidade máxima de presença da chegada de óleo no CVA – Recifes Rochosos.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	-
2	Período 2	8	-
3	Período 1	200	-
4	Período 2	200	-
5	Período 1	891.919	4,0
6	Período 2	891.919	-

A probabilidade máxima de toque neste CVA foi de 4,0% e ocorreu apenas no Cenário 5 (Pior caso – Período 1). Destaca-se ainda que para os volumes não apresentaram probabilidade de toque de óleo no CVA Recifes Rochosos.

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 de Pior caso - Período 1, apresentando probabilidade máxima no valor de 4,0%.

➤ CVA PRAIAS ARENOSAS (EXPOSTAS E ABRIGADAS)

As praias constituem sistemas dinâmicos, onde elementos básicos como ventos, água e areia interagem, resultando em processos hidrodinâmicos e deposicionais complexos (BROWN &

MCLACHLAN, 1990 *apud* AMARAL *et al.*, 1999). Podem ser divididas em uma porção subaérea (supra e mediolitoral) e outra subaquática (infralitoral), que inclui a zona de arrebentação e se estende até a base das ondas (SHORT & WRIGHT, 1983).

Quanto ao grau de exposição, as praias podem ser identificadas desde muito expostas a muito protegidas, sendo a variabilidade física resultante da combinação de parâmetros, como nível energético das ondas e granulometria do sedimento. Destes, dependem a morfologia do fundo, o padrão de circulação e a dinâmica de correntes (VILLWOCK, 1987 *apud* AMARAL *et al.*, 1999).

No que diz respeito à composição biológica dos ecossistemas de praia, a configuração é extremamente variável, dependendo principalmente das características geomorfológicas e hidrodinâmicas dos locais. Dessa maneira, quanto maior o diâmetro do grão e, conseqüentemente, a declividade da praia, menor a biodiversidade e abundância de espécies (AMARAL *et al.*, 1999). Em contrapartida, as praias de areia média, fina e/ou mista são biologicamente mais ricas, sendo superadas apenas pelas praias lamosas que apresentam uma enorme diversidade e abundância de espécies (LOPES, 2007). Assumindo-se que a comunidade biológica tem suas características definidas pelas condições ambientais, nas praias de areia grossa, pobres em matéria orgânica e fisicamente instáveis, há predominância de animais filtradores, enquanto nas praias lodosas há o predomínio de espécies depositívoras, estimuladas pela maior quantidade de matéria orgânica (LOPES, 2007).

A fauna de praias é composta, principalmente, por animais permanentes, normalmente com distribuição agregada, e pode ser classificada de acordo com o modo de vida (epifauna e infauna) e tamanho dos indivíduos (macrofauna, meiofauna e microfauna). Além disso, à fauna de praias arenosas devem ser incluídos os organismos que visitam temporariamente a praia e/ou dela dependem como fonte essencial de alimento.

De uma maneira geral, a fauna de praias é representada por diversos grupos taxonômicos, tais como Cnidaria, Turbellaria, Nemertea, Nematoda, Annelida, Mollusca, Echiura, Sipuncula, Crustacea, Pycnogonida, Brachiopoda, Echinodermata e Hemichordata. Entre esses, os numericamente mais importantes são Polychaeta, Mollusca e Crustacea. Muitas espécies têm importância econômica direta, como é o caso dos crustáceos e moluscos utilizados na alimentação humana ou como isca para pesca (BROWN & MCLACHLAN, 1990 *apud* AMARAL *et al.*, 1999).

Outro aspecto importante das praias arenosas é que, devido à disposição junto a um corpo de água, as praias constituem forte atração para o lazer, com significativas implicações econômicas por meio das atividades associadas ao turismo e esportes náuticos. Formam,

ainda, importante elemento paisagístico, cuja estética e balneabilidade precisam ser preservadas (MATUELLA, 2007).

Impactos do Óleo sobre as Praias Arenosas

De acordo com Monteiro (2003), o ciclo das praias arenosas, representado pela entrada e saída de areia em diferentes épocas do ano, é um fator importante no grau de impacto do petróleo nesses ambientes. Se o contato ocorrer previamente à fase em que há entrada de areia na praia, o petróleo sofre um soterramento pelo sedimento, dando a falsa impressão de que a praia está limpa. No entanto, o óleo se encontra abaixo da areia, chegando a um metro de profundidade em algumas praias e tende a recontaminar o ambiente com a chegada do ciclo destrutivo (retirada do sedimento).

O tipo de substrato também irá influenciar no grau de impacto. Nos substratos não consolidados, como em praias arenosas, o petróleo penetra verticalmente no sedimento, atingindo camadas mais profundas. Quanto maior o tamanho do grão, maior a penetração do óleo no sedimento. Outros fatores que influenciarão no impacto são o tipo de óleo e a presença de tocas de animais e poros de raízes (IPIECA, 2000a). O tipo de comunidade presente também influenciará no grau de impacto. As praias arenosas são ambientes muito dinâmicos, com elevado estresse físico, portanto, possuem espécies mais resistentes e menor diversidade. Organismos que possuem conchas e carapaças externas, como cracas e mexilhões, são mais resistentes, pois a superfície do corpo não entra em contato direto com o petróleo (MONTEIRO, 2003).

Quando o petróleo atinge o sedimento das praias, principalmente a zona entre marés, todos os componentes da comunidade podem ser diretamente afetados. Os danos imediatos são consequência do recobrimento e intoxicação (MONTEIRO, 2003). Poderão ocorrer alterações na estrutura e composição das comunidades, uma vez que haverá alterações nas características físicas e químicas do sedimento, como aumento da temperatura e redução da circulação e renovação da água intersticial. Poderá haver bioacumulação de petróleo pela comunidade biológica de praias, principalmente através do processo de filtração da água intersticial pelas espécies filtradoras e pela ingestão direta de sedimento pelas espécies depositívoras. Além disso, algumas perturbações poderão levar a uma redução na diversidade e riqueza, com aumento da dominância de espécies oportunistas e resistentes (MONTEIRO, 2003).

O processo de recuperação das praias afetadas por vazamento de óleo é muito variável, dependendo de diversos fatores, como hidrodinamismo, tipo de sedimento, tempo de permanência do óleo no ambiente, circulação de massas d'água e proximidade de centros de

dispersão de espécies. Outro fator importante é a sensibilidade dos organismos presentes no ecossistema (IPIECA, 2000a).

Tempo de Recuperação

Em um estudo sobre o efeito do vazamento da Exxon Valdez no Alaska, em 1989 (PETERSON *et al.*, 2003), constatou-se que a abundância de infauna dos sedimentos declinou e a densidade de moluscos foi reduzida diretamente, sendo que mais de oito anos após o vazamento, a recuperação não era completa. No mesmo estudo foi constatado que os impactos em habitats do infralitoral foram menos intensos do que na zona entre marés. Houve redução da abundância de caranguejos e estrelas-do-mar, com a recuperação de algumas espécies de maior mobilidade ocorrendo em dois anos. Durante quatro anos após o acidente houve redução da densidade de grama marinha e dos animais associados. A abundância de anfípodos declinou drasticamente e não havia se recuperado mais de seis anos após o vazamento. Porém, em geral, muitos invertebrados da infauna do infralitoral aumentaram em abundância, especialmente oligoquetas e alguns poliquetas. De acordo com o autor, esse fato pode ter ocorrido por um aumento de bactérias degradadoras de hidrocarbonetos no sedimento, mas reflete também uma redução de predadores.

Barth (2008) realizou um estudo sobre os efeitos do vazamento de óleo durante a Guerra do Golfo nos ecossistemas costeiros 10 anos depois. O autor cita que todas as praias foram cobertas por óleo em 1991 e em torno de 80% delas haviam se recuperado em 2001, embora os resíduos de óleo continuassem na areia. Apesar disso, a composição das espécies era similar àquela de locais de controle sem óleo. Segundo o autor, na maioria dos casos, a energia física das ondas é suficiente para remover parte do óleo em dois a quatro anos. Além disso, a grande concentração de oxigênio na maioria das praias arenosas leva a uma significativa degradação do óleo de uma maneira que se observa a colonização de organismos em cinco anos.

Outro vazamento que merece destaque é o vazamento da plataforma *Deepwater Horizon*, que ocorreu em 2010, no Golfo do México, e causou impactos em aproximadamente 965 km de extensão de praias. O óleo permaneceu presente nas ondas por três meses, resultando na incorporação de óleo nos sedimentos, em profundidades que podiam chegar a 1 metro. Ao longo do tempo, os sedimentos oleados foram remobilizados, quebrados no solo e enterrados novamente à medida que as praias sofriam erosão.

Na **Tabela II.9 - 67** são apresentados outros casos de vazamento com impacto em praias arenosas:

Tabela II.9 - 67: Procedimentos/Ações Necessárias Propostas para a Gestão dos Riscos.

Vazamento (toneladas)	Efeitos reportados
1996: Navio-tanque Sea Empress, País de Gales. Volume do óleo derramado: 72.000 toneladas de óleo cru.	Apesar da região ser dominada por costões, algumas praias arenosas foram atingidas. O maior impacto nessas praias foi o desaparecimento ou diminuição no número de anfípodes e outros crustáceos e poliquetas e a substituição temporária desses por espécies oportunistas. No entanto, estudos realizados após 1 (um) ano sugeriram que houve uma grande recuperação da fauna (EDWARDS & WHITE, 2010).
2001: Navio-tanque Jessica, Ilhas Galápagos. Volume do óleo derramado: 600 toneladas de diesel e 300 toneladas de óleo combustível.	Foi o maior vazamento de óleo nas Ilhas Galápagos e tinha potencial para causar danos irreparáveis à vulnerável e exclusiva fauna marinha do local. Felizmente, a ação de ventos e correntes levou o óleo para longe da costa de San Cristóbal, ilha onde ocorreu o acidente, sendo este rapidamente dispersado. Apesar de muitas ilhas serem impactadas, foi encontrado pouco óleo e houve um pequeno impacto imediato na biota. A contaminação por óleo foi medida em 13 diferentes locais e foi considerada baixa em todos eles, não excedendo a 50ppm, considerado um nível em que há pouca probabilidade da fauna ser afetada. Em estudo realizado 14 dias após o vazamento, foi constatado que as praias arenosas próximas ao naufrágio estavam livres da contaminação por hidrocarbonetos (KINGSTON <i>et al.</i> , 2002).
2002: T/V Prestige, Espanha Volume do óleo derramado: 60.000 toneladas de óleo	Diminuição da riqueza e abundância de espécies. Os principais impactos ocorreram nos primeiros 6 meses, apresentando recuperação após 5 anos. No entanto, atividades de limpeza foram empregadas logo após o acidente (JUNOY <i>et al.</i> , 2014; BEJARANO & MICHEL, 2016).
2004: M/T Vicuna, Baía de Paranaguá, Brasil Volume do óleo derramado: 290.000 toneladas de óleo	Redução da abundância de espécies possivelmente devido aos efeitos do óleo combinados com a atividade de limpeza realizada. O presente estudo apresentou curto tempo de recuperação, entre um e três meses (BORZONE & ROSA, 2009; BEJARANO & MICHEL, 2016; FIGUEIRA, 2019).

Mapeamento e Cálculo da Probabilidade dos Componentes à Presença de Óleo

As áreas ocupadas por praias arenosas 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 3, 4 e 5.

Os resultados referentes ao CVA Praias Arenosas para o único cenário em que houve probabilidade de presença de óleo (Pior caso – Período 1) são apresentados na **Figura II.9 - 59** na **Tabela II.9 - 68**. Destaca-se que para os demais cenários não há probabilidade de toque de óleo neste CVA (8m³, 200 m³, ambos os períodos e Pior caso – Período 2).

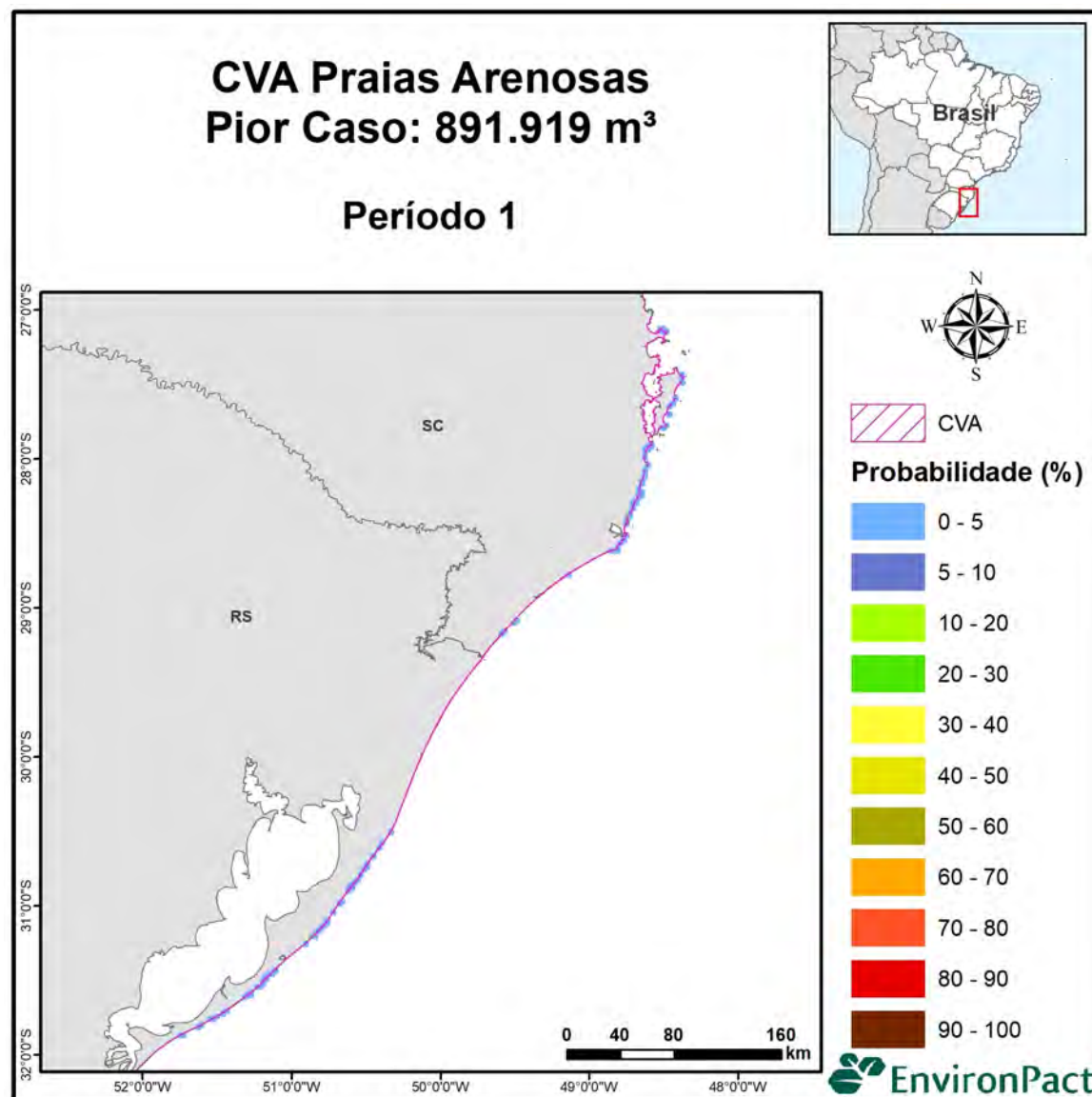


Figura II.9 - 59: Probabilidade de presença de óleo no CVA Praias Arenosas (expostas e abrigadas) no Cenário 5 (Pior caso – Período 1).

Tabela II.9 - 68: Probabilidade máxima de presença da chegada de óleo no CVA Praias Arenosas (expostas e abrigadas).

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m ³)	Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	-
2	Período 2	8	-
3	Período 1	200	-
4	Período 2	200	-
5	Período 1	891.919	1,4
6	Período 2	891.919	-

Apenas para o volume de pior caso houve probabilidade de presença de óleo neste CVA, sendo a probabilidade máxima encontrada igual a 1,4% no Cenário 5 (Período 1).

Conclusão

Por serem ambientes dinâmicos onde, na maioria dos casos, a energia física das ondas é suficiente para remover os resquícios de óleo entre dois e quatro anos após um vazamento de óleo, além de que a grande concentração de oxigênio, na maioria dos sedimentos arenosos, pode levar a uma degradação significativa do óleo, podendo haver recolonização da fauna em torno de cinco anos, o tempo de recuperação das praias foi considerado entre 3 e 10 anos.

Com relação às probabilidades de toque de óleo no CVA Praias Arenosas, houve probabilidade de toque de óleo apenas no cenário de Pior caso – Período 1, apresentando probabilidade máxima de 1,4%.

➤ CVA ESTUÁRIOS

Os ecossistemas estuarinos são caracterizados por serem corpos costeiros semifechados, onde há uma variação mensurável da salinidade devido à mistura de água salina proveniente do oceano e água doce proveniente de drenagens continentais (PERILLO, 1995). As comunidades que habitualmente colonizam os estuários são constituídas, tipicamente, por um conjunto de espécies endêmicas e espécies que neles penetram vindas do mar, além de um pequeno número de espécies com a capacidade osmorreguladora, que lhes permite entrar ou sair do meio da água doce (ODUM, 1997).

Do ponto de vista ecológico, a importância dos estuários se traduz pela alta diversidade, constituindo-se em berçários e habitats para inúmeros organismos bentônicos (REMANE & SCHLIEPER, 1971; WOLFF, 1983), nectônicos (MELLO & MOCHÉL, 2013) e planctônicos (SERPE *et al.*, 2010), além de componentes da avifauna (ARAUJO *et al.*, 2006). Por ser uma

interface entre o rio e o oceano, todas as espécies presentes nos estuários apresentam grande tolerabilidade a variações de componentes físicos, como salinidade e temperatura.

Os estuários exercem um papel importante no equilíbrio do meio ambiente por proporcionarem condições para manutenção das teias tróficas (MELLO & MOCHEL, 2013). Esses ambientes sofrem influência constante das correntes, havendo intensas trocas de água e energia (HICKENBICK *et al.*, 2004). Sua alta produtividade primária torna-se ainda mais elevada porque, associados aos estuários, existem áreas de manguezal. Os manguezais, por sua vez, funcionam como verdadeiros exportadores de nutrientes para os ambientes estuarinos, visto que, por serem províncias lânticas, acumulam muita matéria orgânica (HICKENBICK *et al.*, 2004).

Impactos do Óleo sobre os Estuários

Estudos a respeito do impacto do óleo em ambientes estuarinos ainda são escassos na literatura científica. Apesar de existir um volume considerável de informações quanto aos impactos do óleo em marismas e manguezais, muito pouco se é abordado a respeito propriamente dos estuários.

Os ambientes estuarinos são altamente sensíveis ao vazamento de óleo por serem áreas muito complexas, que abrigam um mosaico de ecossistemas sensíveis e uma alta biodiversidade, além de fonte de extração de recursos por muitas comunidades (CANTAGALLO *et al.*, 2008). Ao atingir um estuário, o óleo impacta animais e plantas marinhas, pois impede que o oxigênio penetre na água e, conseqüentemente, acarreta na asfixia de diversas espécies mais sensíveis. No caso das aves marinhas o impacto também é significativo, levando em consideração que, quando atingidas pelo óleo, podem sofrer asfixia ou ainda perder a impermeabilização das penas, gerando posterior quadro de hipotermia, que pode levar à morte.

Analisando o conjunto de fatores de sensibilidade em um estuário, pode-se concluir que o impacto de um vazamento de óleo nesse ambiente pode ser definido como direto, quando são considerados os efeitos em organismos presentes naquele próprio ecossistema, ou ainda indiretos, quando são considerados os efeitos em outros organismos através da cadeia trófica e/ou da ciclagem de nutrientes. Apesar do tempo de recuperação de ambientes estuarinos atingidos por óleo ser desconhecido, sabe-se que esse ecossistema pode se tornar mais frágil a cada impacto sofrido, uma vez que a recuperação é lenta e pode ocorrer acúmulo espaço-temporal de efeitos antrópicos de origens diferenciadas (MEAGHER, 2010).

O impacto de óleo nos estuários varia em função de vários fatores, incluindo a quantidade de óleo derramado, o tipo de óleo, distância da fonte de vazamento, latitude, estação do ano e,

ainda, a estrutura física e biológica dos próprios estuários, como fluxo de correntes marinhas (GETTER *et al*, 1984).

Tempo de Recuperação

Gundlach & Hayes (1978) descreveram dois incidentes onde houve impacto em ambientes estuarinos decorrentes de vazamento de óleo. O primeiro deles foi o vazamento de Metula, no Chile, em agosto de 1974, onde nenhuma medida de controle foi tomada devido ao acesso remoto à área. Cerca de 53 mil toneladas de óleo vazaram, atingindo 150 km de costa e afetando praias e estuários. O segundo incidente descrito foi o de Urquiola, na Espanha, em maio de 1976, quando houve o vazamento de 110 mil toneladas de óleo, que atingiram cerca de 215 km de costa e afetaram diversos ecossistemas, entre praias, estuários e pântanos. Vale ressaltar que, em ambos os casos, não houve um detalhamento profundo dos incidentes e nem o acompanhamento da recuperação dos estuários impactados.

Em outro estudo, Hawkins *et al.* (2002) descreveram o impacto de um vazamento de óleo no estuário de Mersey, na Inglaterra, e previram um tempo de recuperação de 40 anos para o mesmo. Entretanto, esse valor não pode ser tomado como base para a estimativa do tempo médio de recuperação de estuários atingidos por óleo, tendo em vista que considera um ambiente previamente impactado por efluentes industriais. Segundo os autores, as consequências no estuário do impacto pelo óleo propriamente dito foram relativamente pequenas quando comparadas àquelas causadas pelo impacto de décadas de despejo de efluentes industriais.

Mais recentemente, destaca-se o acidente da plataforma *Deepwater Horizon*, no Golfo do México, que impactou diversos estuários na região. Van der Han & Mutsert (2014) avaliaram os impactos do óleo em estuários extremamente oleados e estuários não afetados do estado da Lousiana, através da comparação da abundância e tamanho de espécies de camarão presentes. De acordo com os autores, não foram encontradas diferenças significativas entre locais saudáveis e locais impactados por óleo. Para ambos, a densidade de camarões aumentou e o tamanho dos organismos permaneceu o mesmo. Os autores estimam que o aumento da densidade poderia estar associado à presença de HPAs, que retardou o amadurecimento e a migração de juvenis para o oceano, além da proibição da pesca, que diminui a pressão sobre este recurso.

Mapeamento e Cálculo da Probabilidade dos Componentes à Presença de Óleo

As áreas ocupadas por estuários foram delimitadas a partir de dados publicados no banco de dados do MAREM (2016), que mapeou todas as fozes de rio da costa brasileira.

Os resultados referentes ao CVA Estuários para o único cenário em que houve probabilidade de presença de óleo (Pior caso – Período 1) são apresentados na **Figura II.9 - 60** e na **Tabela II.9 - 69**. Destaca-se que não houve probabilidade deste CVA sofrer toque de óleo para vazamentos de pequeno e médio volumes (8m^3 e 200 m^3), e de Pior Caso no Período 2.

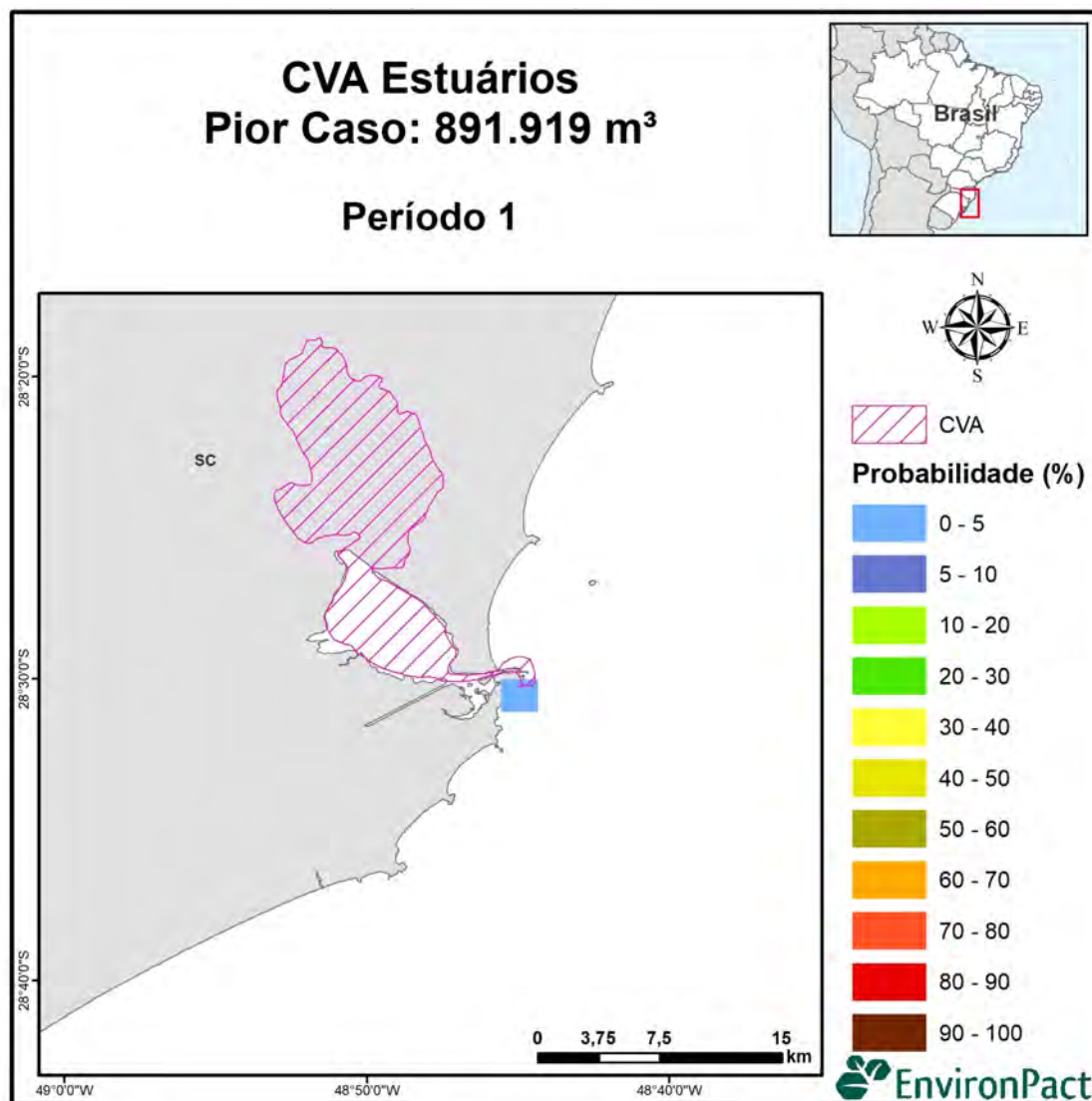


Figura II.9 - 60: Probabilidade de presença de óleo no CVA Estuários no Cenário 5 (Pior caso – Período 1).

Tabela II.9 - 69: Probabilidade máxima de presença da chegada de óleo no CVA Estuários.

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m³)	Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)
1	Período 1	8	-
2	Período 2	8	-
3	Período 1	200	-
4	Período 2	200	-
5	Período 1	891.919	1,2
6	Período 2	891.919	-

A probabilidade máxima de toque de óleo neste CVA foi de apenas 1,2% no Cenário 5 (Pior Caso – Período 1). Destaca-se, ainda, que para os volumes de 8 m³ e 200 m³ e Pior Caso - Período 2 não houve probabilidade de toque de óleo no CVA Estuários.

Conclusão

Entende-se que o conhecimento sobre o tempo de recuperação específico para estuários atingidos por óleo ainda é incipiente devido à escassez de trabalhos publicados na área. Ainda assim, deve-se destacar que Getter & Lewis (2003) descrevem um tempo de recuperação muito maior para locais abrigados, como os manguezais e marismas, do que para locais expostos, como os estuários. Por sofrerem forte interferência da ação das correntes de marés, os estuários apresentam constante renovação das águas e esse dinamismo, por sua vez, acelera o processo de recuperação. Sendo assim, o tempo de recuperação do CVA Estuário deve ser considerado menor do que o tempo estimado para manguezais e, dessa forma, será definido como 20 anos.

Com relação às probabilidades de toque de óleo no CVA Estuários, houve probabilidade de toque de óleo apenas no Cenário 5 (Pior Caso – Período 1), com o valor de 1,2%.

➤ 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.

É importante salientar que, o tempo de recuperação de cada CVA foi determinado, de forma conservadora, de acordo com o maior valor encontrado na bibliografia científica. Desta forma, fatores como o volume ou massa de óleo, o tempo de exposição do óleo, as características físico químicas do óleo, a vulnerabilidade do CVA em um determinado período do ano e a proporção deste recurso que é afetada de acordo com a área impactada não foram considerados.

A **Tabela II.9 - 70**, 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 891.919 m³).

Tabela II.9 - 70: 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	891.919m³ P1	891.919m³ P2
CVA Recursos Pesqueiros Costeiros	Disperso	3	-	-	-	-	3,38	2,38
CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos	Disperso	3	0,89	0,72	1,82	1,71	34,10	34,00
CVA Cetáceos	Disperso	20	0,89	0,72	1,82	1,71	32,31	32,60
SVA Toninha	Fixo		-	-	-	-	8,18	3,59
SVA Baleia-franca-austral	Fixo		-	-	-	-	7,39	-
CVA Pinípedes	Fixo	10	-	-	-	-	0,20	-
CVA Tartarugas Marinhas	Disperso	15	0,89	0,72	1,82	1,71	32,31	32,60
CVA Aves Marinhas Costeiras	Fixo	10	-	-	-	-	3,99	-
CVA Aves Marinhas Oceânicas	Disperso	10	0,89	0,72	1,82	1,71	32,31	32,60
CVA Recifes Rochosos	Fixo	20	-	-	-	-	3,99	-
CVA Praias Arenosas (expostas e abrigadas)	Fixo	10	-	-	-	-	1,40	-
CVA Estuários	Fixo	20	-	-	-	-	1,20	-

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 - 47**) e nas probabilidades de alcance de óleo em cada CVA/SVA (**Tabela II.9 - 70**), 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 - 71** 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 - 72** e representados graficamente na **Figura II.9 - 61**.

Tabela II.9 - 71: 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	6,81E-05	4,80E-05
2	CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos	6,31E-05	5,13E-05	5,79E-06	5,45E-06	6,87E-04	6,85E-04
3	CVA Cetáceos	6,31E-05	5,13E-05	5,79E-06	5,45E-06	6,51E-04	6,57E-04
4	SVA Toninha	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,65E-04	7,23E-05
5	SVA Baleia-franca	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,49E-04	0,00E+00
6	CVA Pinípedes	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	4,02E-06	0,00E+00
7	CVA Tartarugas Marinhas	6,31E-05	5,13E-05	5,79E-06	5,45E-06	6,51E-04	6,57E-04
8	CVA Aves Marinhas Costeiras	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	8,04E-05	0,00E+00
9	CVA Aves Marinhas Oceânicas	6,31E-05	5,13E-05	5,79E-06	5,45E-06	6,51E-04	6,57E-04
10	CVA Recifes Rochosos	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	8,04E-05	0,00E+00
11	CVA Praias Arenosas	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,81E-05	0,00E+00
12	CVA Estuários	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,41E-05	0,00E+00

Tabela II.9 - 72: 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	6,81E-05	4,80E-05	5,81E-05
2	CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos	7,56E-04	7,41E-04	7,49E-04
3	CVA Cetáceos	7,20E-04	7,13E-04	7,16E-04
4	SVA Toninha	1,65E-04	7,23E-05	1,19E-04
5	SVA Baleia-franca	1,49E-04	0,00E+00	7,44E-05
6	CVA Pinípedes	4,02E-06	0,00E+00	2,01E-06
7	CVA Tartarugas Marinhas	7,20E-04	7,13E-04	7,16E-04
8	CVA Aves Marinhas Costeiras	8,04E-05	0,00E+00	4,02E-05
9	CVA Aves Marinhas Oceânicas	7,20E-04	7,13E-04	7,16E-04
10	CVA Recifes Rochosos	8,04E-05	0,00E+00	4,02E-05
11	CVA Praias Arenosas	2,81E-05	0,00E+00	1,41E-05
12	CVA Estuários	2,41E-05	0,00E+00	1,21E-05

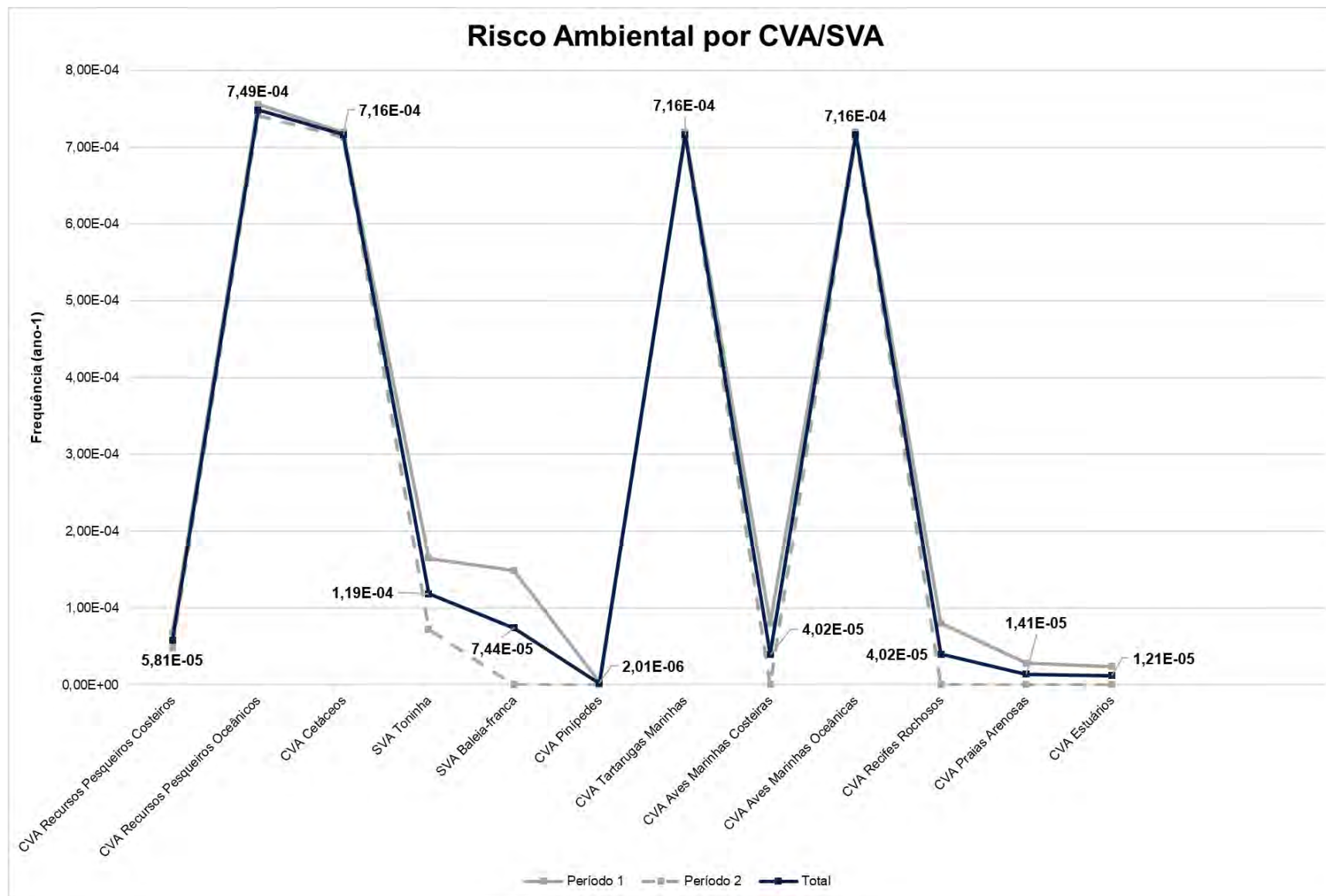


Figura II.9 - 61: Distribuição do Risco Ambiental por CVA/SVA.

Com base nos valores de risco ambiental total por CVA, observa-se que os maiores valores obtidos estão associados ao CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos ($7,49 \cdot 10^{-4} \text{ ano}^{-1}$), seguido por CVA Cetáceos, CVA Tartarugas-marinhas e CVA Aves Marinhas Oceânicas (todos com $7,16 \cdot 10^{-4} \text{ ano}^{-1}$). Todos os CVA/SVA avaliados nesse estudo apresentaram probabilidade de toque inferiores a 35% e que na maioria dos casos a probabilidade de toque foi inferior a 5%.

Observa-se, na **Tabela II.9 - 72** que para o SVA Baleia-franca, CVA Pinípedes, CVA Aves Marinhas Costeiras, CVA Recifes Rochosos, CVA Praias Arenosas e CVA Estuários, o risco ambiental total para o Período 2 (março a agosto), 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.

Conforme definido no Termo de Referência SEI/IBAMA Nº 8947550, o valor de referência para a determinação do tempo de Ocorrência e, conseqüentemente, da Tolerabilidade dos Riscos desse empreendimento, é o Risco Ambiental total.

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 - 73**. A **Figura II.9 - 62** ilustra graficamente a distribuição dos resultados.

Tabela II.9 - 73: 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	3	14.687,6	20.823,8	17.225,5	0,02%	0,01%	0,02%
2	CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos	3	1.323,5	1.348,8	1.336,0	0,23%	0,22%	0,22%
3	CVA Cetáceos	20	1.389,7	1.401,9	1.395,7	1,44%	1,43%	1,43%
4	SVA Toninha	20	6.068,1	13.821,8	8.433,7	0,33%	0,14%	0,24%
5	SVA Baleia-franca	20	6.724,1	-	13.448,3	0,30%	0,00%	0,15%
6	CVA Pinípedes	10	248.792,5	-	497.585,1	0,00%	0,00%	0,00%
7	CVA Tartarugas Marinhas	15	1.389,7	1.401,9	1.395,7	1,08%	1,07%	1,07%
8	CVA Aves Marinhas Costeiras	10	12.439,6	-	24.879,3	0,08%	0,00%	0,04%
9	CVA Aves Marinhas Oceânicas	10	1.389,7	1.401,9	1.395,7	0,72%	0,71%	0,72%
10	CVA Recifes Rochosos	20	12.439,6	-	24.879,3	0,16%	0,00%	0,08%
11	CVA Praias Arenosas	10	35.541,8	-	71.083,6	0,03%	0,00%	0,01%
12	CVA Estuários	20	41.465,5	-	82.930,9	0,05%	0,00%	0,02%

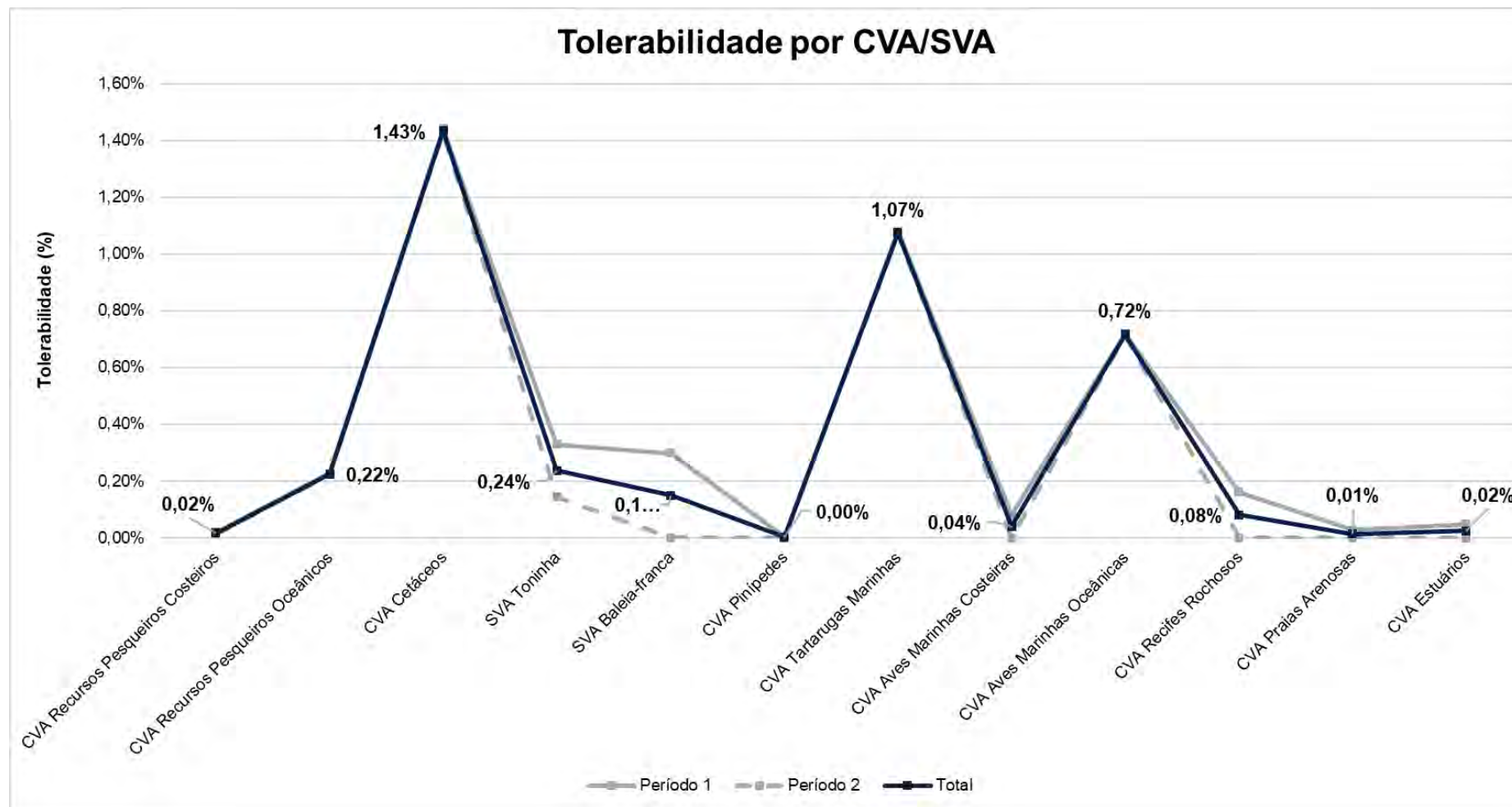


Figura II.9 - 62: Distribuição da Tolerabilidade por CVA/SVA.

Com relação à Tolerabilidade total, os maiores valores obtidos estão associados ao CVA Cetáceos (1,43%), CVA Tartarugas-Marinhas (1,07%), CVA Aves Marinhas Oceânicas (0,72%), SVA Toninha (0,24%), CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos (0,22%), e SVA Baleia-franca (0,15%). Todos os demais CVA/SVA apresentaram Tolerabilidade muito próximas a zero.

Para o cenário de maior Tolerabilidade (CVA Cetáceos), considerou-se um Tempo de Recuperação de 20 anos e Tempo de Ocorrência de 1.395,7 anos. Isso significa que se o CVA Cetáceos for atingido, ele seria capaz de se recuperar aproximadamente 69,79 vezes antes de ser atingido por outro evento semelhante. Para o CVA Tartarugas-Marinhas a capacidade de recuperação é de 93,05 vezes, para o CVA Aves Marinhas Oceânicas é de 139,57 vezes, para o SVA Toninha é de 421,68 vezes, para o CVA Recursos Pesqueiros Oceânicos é de 445,53 vezes e para o SVA Baleia-franca é de 672,41 vezes. Todos os demais CVA/SVA apresentam capacidade de recuperação acima de 1.000 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 (MIRA¹⁴) 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

¹⁴ Sigla para Método para Análise de Riscos Ambientais em Norueguês.

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 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 1,43% para CVA Cetáceos), considera-se a atividade proposta como tolerável e sem a necessidade de revisões no estudo de análise de risco.

Por fim, sugere-se que em uma futura oportunidade o valor apresentado neste estudo e também adotado em outras análises quantitativas de risco ambiental já aprovadas pela CGMAC, seja validado através do uso 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 - 74** 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 - 74: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras associadas

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.	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.	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.	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.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3

Tabela II.9 - 74: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras associadas

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
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.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
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/ acessório associados ao sistema submarino.	Médio	R. 1 R. 4
07	Grande vazamento de fluido de perfuração sintético ($200 < GV < 462,7 \text{ m}^3$) devido a ruptura total do riser de perfuração/ acessórios 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 ($200 < GV < 891.919 \text{ m}^3$) devido a blowout associado ao sistema de controle de poço.	Médio	R. 4 R. 5 R. 6 R. 7 R. 8
14	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 de efluentes.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
15	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 de efluentes.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3
16	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 drenagem associados ao sistema de contenção e drenagem de efluentes oleosos.	Baixo	R. 1 R. 4

Tabela II.9 - 74: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras associadas

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
17	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
18	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
19	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. 4
20	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
21	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
22	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. 4
23	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
24	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
25	Pequeno vazamento de óleo hidráulico. ($0 < PV < 6,7 \text{ m}^3$) 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 distribuição de óleo hidráulico.	Baixo	R. 1 R. 2 R. 3

Tabela II.9 - 74: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras associadas

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
26	Pequeno vazamento de barita e bentonita ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$). 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. 2
27	Médio vazamento de barita e bentonita. ($8 < MV < 68 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total em tubulação/acessórios/equipamentos ou ruptura total ou parcial do silo de armazenamento, por falha estrutural (corrosão ou fadiga), associados ao sistema de armazenamento e circulação de barita e bentonita bruta da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 2
28	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 a 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. 2
29	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. 2
30	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
31	Médio vazamento de fluido de perfuração sintético ($8 < MV < 200 \text{ m}^3$) na sonda 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
32	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 reservas ¹⁰ de armazenamento de fluido de perfuração sintético da unidade de perfuração.	Baixo	R. 1 R. 3 R. 4
33	Grande vazamento de óleo diesel/combustível ($200 < GV < 1.900 \text{ m}^3$) 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. 4
34	Grande vazamento de efluente oleoso ($200 < GV < 750 \text{ m}^3$) devido a ruptura total ou parcial por falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de efluente oleoso da embarcação de apoio.	Médio	R. 1 R. 4
35	Grande vazamento de óleo base. ($200 < GV < 400 \text{ m}^3$) na sonda devido a ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo base devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Médio	R. 1 R. 4

Tabela II.9 - 74: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras associadas

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
36	Grande vazamento de barita, bentonita e cimento bruto ($200 < GV < 400 \text{ m}^3$) no piso da embarcação devido a ruptura total ou parcial do silo de armazenamento de barita / bentonita bruta devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Médio	R. 1
37	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. 4
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. 4 R. 9 R. 10 R. 11
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. 4 R. 9 R. 10 R. 11
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. 4 R. 9 R. 10 R. 11
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. 4 R. 9 R. 10 R. 11
42	Pequeno vazamento de óleo base. ($0 < PV < 8 \text{ m}^3$) devido a ruptura parcial (furo ou fissura) do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepessão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo base.	Médio	R. 1 R. 4 R. 9 R. 10 R. 11
43	Médio vazamento de óleo base. ($8 < MV < 33,3 \text{ m}^3$) devido a ruptura parcial (furo ou fissura) do mangote devido a falha de conexão / fadiga / corrosão / sobrepessão em mangote / tubulação / acessórios / equipamentos da unidade de transferência de óleo base.	Médio	R. 1 R. 4 R. 9 R. 10 R. 11
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. 4 R. 9 R. 12
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. 4 R. 9 R. 13 R. 14 R. 15

Tabela II.9 - 74: Cenários acidentais avaliados, riscos e medidas preventivas/mitigadoras associadas

CENÁRIOS ACIDENTAIS, RISCOS E MEDIDAS PREVENTIVAS/MITIGADORAS DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO			
CA	Descrição	Risco	Medidas Preventivas e Mitigadoras Propostas
46	Grande vazamento de óleo diesel/ combustível, óleo base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético. (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. 16 R. 17
47	Grande vazamento de óleo diesel/ combustível, óleo base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 12.153 m³) devido a naufrágio da unidade de perfuração.	Médio	R. 4 R. 5 R. 16 R. 17
48	Grande vazamento de óleo diesel/ combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético, (200 < GV < 1.900 m³) devido a ruptura dos tanques de armazenamento por colisão da embarcação de apoio com outras embarcações.	Baixo	R. 4 R.17
49	Grande vazamento de óleo diesel/ combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético, (200 < GV < 4.550 m³) devido a naufrágio da embarcação de apoio.	Baixo	R. 4 R.17

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 - 75** apresenta estas medidas propostas.

Tabela II.9 - 75: 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 siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades.	Programa de Manutenção; Plano de Capacitação Técnica / Treinamento dos Funcionários.	Baixo

Tabela II.9 - 75: 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.3	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.4	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.5	Garantir que a contratada estabeleça procedimento para verificação contínua do status do sistema de posicionamento dinâmico da unidade e procedimentos de contingência em caso de falha e perda de posição.	Processo de Contratação e Gestão de Terceiros; Programa de Manutenção; Sistema de Controle de Trabalho.	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	Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas.	Sistema de Controle de Trabalho.	Médio
R.10:	Garantir que a contratada utilize mangotes certificados.	Processo de Contratação e Gestão de Terceiros; Inspeções de HSE; Programa de Manutenção.	Médio
R.11:	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
R.12:	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

Tabela II.9 - 75: 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.13:	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.14:	Avaliar a possibilidade de utilizar aeronaves com dois motores.	Processo de Contratação e Gestão de Terceiros	Baixo
R.15:	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.16:	Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um programa de monitoramento / controle da integridade estrutural da unidade de perfuração.	Processo de Contratação e Gestão de Terceiros; Inspeções de HSE; Programa de Manutenção.	Médio
R.17:	Implementar medidas para 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 antes do início das atividades e continuadas ao longo da atividade 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 Valaris, empresa proprietária da unidade de perfuração do tipo navio sonda **Valaris DS-15** que será empregada na atividade de perfuração marítima no Bloco Pau-Brasil, Bacia de Santos, 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.

As informações apresentadas a seguir foram extraídas dos seguintes documentos/procedimentos da sonda:

- PR-BRZ-HSE-102 - *HSE Requirements for Contractors*;
- PR-BRZ-TR-001 - *Training*;
- PR-CO-HSE-020 - *Incident Reporting*;
- PR-CO-HSE-021 - *Incident Investigation*;
- PR-CO-HSE-024 - *Management of Change*;
- PR-CO-HSE-065 - *Helicopter Operations*;
- PR-CO-HSE-801 - *Quality and HSE Management*;
- PR-CO-HSE-901 - *Rig Self-Verification and Oversight*;
- PR-CO-HSE-902 - *Regional Operational Audit*;
- PR-CO-HSE-903 - *Core Value Team Audit*;
- PR-CO-MAR-001 - *500 Meter Zone Management*;
- PR-CO-TR-001 - *Training Requirements Management*;
- PR-CO-TR-500 - *Competency Assurance Management System*;
- PR-CO-TS-035 - *Valaris Maintenance Manual*;
- RMS-QHSE-0111 - *Permit to Work*;
- ST-CO-EXEC-001 - *Valaris Management System*;
- ST-CO-HSE-001 - *Emergency Management*;
- ST-CO-HSE-006 - *Lifting Operations*;
- ST-CO-HSE-900 - *Operational Assurance Standard*;
- ST-CO-OPS-001 - *Operational Management*;
- ST-CO-WC-001 - *Well Control Standard*;

II.9.8.4.1 Sistema de Gestão Valaris (VMS)

Com o intuito de integrar os elementos mencionados nos itens anteriores e outros de sua Gestão, a Valaris possui Sistema de Gestão Valaris (VMS – *Valaris Management System*), o

qual é aplicável a todas as operações e funções envolvidas (*onshore* e *offshore*). Este sistema não só comunica as informações e instruções necessárias aos envolvidos, de modo que possam cumprir os objetivos da Valaris e das políticas de HSE e Qualidade, mas como também apresenta as responsabilidades, políticas, normas, procedimentos, diretrizes, especificações e formulários, interface com treinamentos, suporte técnico, entre outros.

II.9.8.4.2 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 OPERAÇÕES

O Gerente de Operações possui as seguintes responsabilidades:

- Desenvolver e implementar o plano de resposta das regiões;
- Apoiar e supervisionar a execução de processos e sistemas para completar as atividades de gestão operacional;
- Assegurar que recursos apropriados sejam fornecidos a fim de alcançar o Propósito da Valaris e os objetivos da Política de HSE e Qualidade; e
- Analisar os resultados das auditorias regionais e assegurar que os programas sejam implementados como previsto.

➤ VICE-PRESIDENTE DE HSE

O Vice-Presidente de HSE possui as seguintes responsabilidades:

- Fornecer recursos, processos e sistemas para cumprir com os requisitos de gestão;
- Desenvolver e implementar os planos de resposta de emergência corporativos; e
- Monitorar a implementação, relatórios e oportunidades de melhoria contínua.

➤ DEPARTAMENTO DE QHSE

O Departamento de QHSE possui as seguintes responsabilidades:

- Assegurar que os contratados respeitem o Termo de Compromisso de Cumprimento das Exigências de HSE;
- Monitorar e verificar a qualidade das investigações executadas e suas ações corretivas; e
- Rever investigações de incidentes para determinar se ações globais e alerta de HSE são necessárias.

➤ **GERENTE OFFSHORE DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO (OIM)**

O Gerente *Offshore* da Unidade de Perfuração da operadora possui as seguintes responsabilidades:

- Assegurar que o local de incidentes seja seguro e que as provas e informações sejam coletadas;
- Assegurar que o(s) incidente(s) seja(m) relatado(s) no Sistema Operacional da Valaris, designar um delegado para completar o Primeiro e Segundo Relatórios e aprovar o Primeiro Relatório dentro de 12 horas após o incidente;
- Efetuar notificações e enviar relatórios de acompanhamento às autoridades pertinentes;
- Executar, monitorar e relatar as operações de perfuração conforme procedimentos estabelecidos;
- Revisar e aprovar formulários de gestão de mudanças;
- Gerenciar o sistema de Permissão de Trabalho; e
- Assegurar a realização de atividades de auto-verificação.

➤ **REPRESENTANTE OFFSHORE DA BP**

O Representante *Offshore* da **bp** 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.

➤ **TOOLPUSHER**

O *Toolpusher* possui as seguintes responsabilidades:

- Garantir que as operações sejam realizadas de acordo com o Padrão de Controle de Poço Valaris;

- Garantir que todos os equipamentos relacionados ao controle de poços estejam sempre funcionais para o propósito pretendido e mantidos dentro da janela de calibração/certificação; e
- Registrar e relatar cada evento de controle de poço.

➤ **DRILLER**

O *Driller* possui as seguintes responsabilidades:

- Monitorar o poço, identificar quando o poço precisa ser fechado e agir para garantir que isso seja feito de forma rápida e segura, de acordo com as instruções atuais;
- Tem a responsabilidade imediata das atividades de perfuração do poço e do piso da plataforma;
- Fechar ou desviar o poço rapidamente e com segurança, de acordo com o procedimento acordado na primeira indicação de um kick ou influxo; e
- Consultar o OIM / Superintendente de Perfuração sempre que um representante do cliente o oriente a desviar-se desta Norma.

II.9.8.4.3 Gestão Operacional

A Valaris em sua Gestão Operacional estabelece requisitos para planejar, executar e controlar as operações *offshore* de forma que as operações sejam seguras e eficientes e atendam às expectativas do cliente. A estrutura desta gestão é composta por:

➤ **REQUISITOS**

Capacidades operacionais da plataforma e limites operacionais devem ser entendidos pela gerência da plataforma para assegurar que os requisitos internos e externos sejam implementados e atendidos. São exemplos de requisitos internos e externos, mas não limitado a esses:

- Requisitos de treinamento pessoal, desenvolvimento e competência;
- Resposta de emergência e prevenção da poluição;
- Plano de perfuração do cliente; e
- Projeto de ativos e informações de integridade.

➤ **PLANO**

Compreende-se como as atividades de planejamento da prestação de serviços que incluem, mas não limitado a esses:

- Gestão de Mudanças em caso de desvio das exigências contratuais frente aos Sistemas de Gerenciamento da Valaris;
- Revisão, aprovação e comunicação dos processos operacionais críticos, incluindo documentação associada como por exemplo: *Bridging Document*, Plano de resposta de emergência e requisitos de inspeção e aceitação do cliente;
- As plataformas devem ser capazes de atender às exigências do cliente de forma segura e eficiente;
- Quando as exigências do cliente excederem as exigências internas de pessoal (tais como competência, requisitos de treinamento e níveis de tripulação), as lacunas devem ser avaliadas quanto aos riscos e um plano de mitigação acordado com o cliente antes do início das operações; e
- As lacunas críticas do processo operacional devem ser controladas com a utilização de *Briging Document*.

➤ **ENTREGA**

A prestação de serviços de alta qualidade requer comunicação eficaz e atividades contínuas de garantia para que o cumprimento dos requisitos internos, do cliente e regulamentares seja verificado. Para isso, mas não limitado a esses:

- Eventos não planejados, tais como incidentes, quase-acidentes, eventos de segurança de processo e falhas de equipamento devem ser relatados;
- As mudanças de exigências documentadas devem ser controladas de acordo com as exigências da Norma de Gerenciamento de Mudanças;
- Os fornecedores usados para a prestação de serviços devem ser controlados usando a Norma de Gerenciamento de Fornecedores; e
- Os produtos e serviços usados na prestação de serviços devem ser controlados usando o Padrão de Gerenciamento de Materiais.

➤ **SUPERVISÃO**

- Deve ser realizada revisão periódica, com a utilização de protocolos e métricas acordadas, para verificar a conformidade com as exigências do contrato e garantir a prestação efetiva do serviço;
- As métricas de desempenho da prestação de serviços devem ser desenvolvidas e monitoradas pelo Procedimento de Revisão da Administração Valaris;

- Deve ser verificada a prestação de serviços de acordo com a Norma de Garantia Operacional; e
- Deve ser documentado o *feedback* do cliente sobre a entrega do serviço antes do fechamento do contrato.

➤ **SATISFAÇÃO DO CLIENTE**

- A satisfação do cliente é alcançada através da excelência operacional e de uma melhoria contínua que deve incluir medição, análise e relatórios sobre a aplicação dos requisitos de gerenciamento operacional;
- Os resultados da garantia devem ser avaliados pelo Vice Presidente de Operações Globais para identificar oportunidades de melhoria, com as lições aprendidas sendo implementadas e comunicadas; e
- O desempenho da prestação de serviços deve ser monitorado de acordo com o Procedimento de Pesquisa de Satisfação do Cliente.

II.9.8.4.4 Auto-verificação e Supervisão

A Valaris apresenta processos de Auto-verificação e Supervisão como parte do Programa de Garantia Operacional de forma a garantir que as barreiras estejam instaladas e saudáveis. Reuniões semanais devem ser realizadas de forma a alinhar o *status* do Programa de Garantia Operacional, onde deve estar inclusa a revisão das ações corretivas e preventivas, revisão das respostas negativas relacionadas aos *checklists* da autoridade de barreiras e de Verificação de Área Crítica (CVA - *Critical Area Verification*), além das próximas Verificações de Áreas Críticas, auditorias Regionais e de Equipe de Valor Central (CVT - *Core Value Team*).

➤ **AUTO-VERIFICAÇÃO**

Compreende-se a Auto-verificação como uma avaliação realizada no local e com a utilização de *checklist*, designado a cada posição/autoridade identificada em procedimento, de forma a confirmar a saúde dos processos e barreiras de segurança pessoal.

➤ **SUPERVISÃO**

Compreende-se a Supervisão como uma avaliação realizada no local e com a utilização de *checklist* para a realização pelo OIM/ Master e para a realização da Verificação de Área Crítica por cada supervisor de área, conforme procedimento, de forma a garantir a saúde dos processos e barreiras de segurança pessoal. A Supervisão inclui:

- Avaliação das condições e da manutenção geral das áreas críticas em uma plataforma;
- Garantir o cumprimento de normas e procedimentos chave; e

- Revisão e verificação de resultados de processos de auto-verificação.

II.9.8.4.5 Manutenção e Gerenciamento da Integridade

Este elemento de Gestão é responsável por garantir que os equipamentos e sistemas de segurança da Sonda e do poço estejam íntegros e não falhem. Este elemento permite uma antecipação em relação às falhas de linhas, equipamentos da Sonda e do poço, evitando vazamentos na Sonda ou vazamentos/ problemas no poço.

A Valaris possui um manual (PR-CO-TS-035 - *Valaris Maintenance Manual*) que se aplica a plataformas que utilizam o Sistema de Gerenciamento de Ativos Valaris (VAMS - *Valaris Asset Management System*) como Sistema de Gerenciamento de Manutenção Centralizado (CMMS - *Centralized Maintenance Management System*). Este manual tem por objetivo descrever os requisitos de Manutenção e Gerenciamento de Integridade para plataformas com o VAMS de forma que a manutenção dos equipamentos seja eficaz.

O programa VAMS contém as seguintes informações e funcionalidades que realizam as seguintes ações:

- Mantém um registro dos ativos;
- Mantém e armazena a tarefa de manutenção e a biblioteca de trabalhos;
- Programação e acompanhamento de tarefas de manutenção;
- Gerencia a estrutura hierárquica do equipamento, com configuração de classificação de criticidade e informações técnicas;
- Planejamento, execução e relatório dos trabalhos de Manutenção Planejada, Eventual e Corretiva;
- Informações sobre manutenção histórica;
- Gerenciamento de recursos relacionados às atividades de manutenção (isto é, materiais, pessoal e documentação);
- Priorização das atividades de manutenção;
- Controle do processo de trabalho de manutenção (fluxo de informações, cronograma e garantia de qualidade);
- Relatórios e tratamento de não-conformidades, incluindo avaliação de risco de atividades relacionadas à manutenção; e
- Monitoramento de desempenho e relatórios.

A Valaris utiliza os seguintes tipos de ordens de trabalho: preventiva, preditiva, corretiva e modificação. As ordens de trabalho preventivas e preditivas são escritas, planejadas e programadas no VAMS. Elas ajudam a detectar, prever e prevenir a deterioração do equipamento, verificar a funcionalidade e manter as boas condições de trabalho do equipamento. Os tipos operacionais de ordens de trabalho existentes são:

- Calendário - Programado com base em uma frequência recorrente no tempo do calendário (dias, semanas, meses, anos);
- Contador - Programado com base no horário de funcionamento ou outra medida inserida manualmente; e
- Evento - Gerado pela tripulação antes de um evento.

As ordens de trabalho corretivas são criadas pelo pessoal de manutenção da plataforma ou pela equipe da VAMS para documentar o trabalho corretivo. Os tipos de ordens de trabalho existentes são:

- Corretiva - Criada pela plataforma após falha, reparo ou substituição do equipamento;
- Manutenção Corretiva Planejada - Manutenção corretiva descoberta durante a realização de uma Ordem de Trabalho de Manutenção Preventiva;
- Manutenção Corretiva Preditiva - Manutenção corretiva descoberta durante a realização de uma Ordem de Trabalho de Manutenção Preditiva; e
- Alerta - Criado pelo Sistema de Manutenção com base nos requisitos dentro de um Alerta de Manutenção.

As ordens de trabalho de modificação são criadas pelo pessoal de manutenção da plataforma para documentar as melhorias ou mudanças feitas na plataforma. Os tipos de ordens de trabalho existentes são:

- Projeto - Criado pela plataforma para documentar uma modificação na plataforma; e
- Boletim do Fornecedor - Criado por equipamento para documentar o trabalho gerado a partir de um Boletim do Fornecedor e não associado a um Alerta de Manutenção.

II.9.8.4.6 Competência e Treinamento

Este elemento de Gestão registra o compromisso da empresa em dispor de funcionários capacitados e treiná-los periodicamente nos devidos procedimentos da empresa. Este controle auxilia na prevenção de falha humanas e erros operacionais.

➤ **COMPETÊNCIA**

A Valaris possui um Sistema de Gestão de Garantia de Competência (CAMS - *Competency Assurance Management System*), o qual avalia o processo de desenvolvimento e reforço de conhecimentos, aptidões e capacidades da força de trabalho envolvida. A avaliação é aplicada tanto para funcionários promovidos a um novo cargo, como para situações em que ocorra despromoção ou transferência para outra instalação. Além disso, após avaliação, caso note-se a incapacidade de desempenho das atividades, o funcionário pode receber formação ou recursos adicionais mediante determinação do OIM.

Os documentos utilizados são disponibilizados no CAMS em *Drillzone* e uma vez considerado competente, os formulários do CAMS são transferidos para o Sistema de Gestão de Competências (CMS - *Competence Management System*).

➤ **TREINAMENTO**

A Valaris possui um procedimento de treinamento (PR-BRZ-TR-001 – *Training*), cujo objetivo é estabelecer diretrizes de formação para funcionários *offshore* que trabalham no Brasil, incluindo novos contratados, recém-promovidos ou funcionários transferidos.

Os programas de formação são realizados para assegurar as qualificações necessárias ao desempenho da atividade de forma consistente com os padrões de qualidade da Operadora e as expectativas dos clientes. A Valaris apresenta os requisitos de formação obrigatória para cada função através das matrizes de formação, assim como é utilizada uma matriz para empresas terceiras em caso de funcionários terceiros. Tanto a matriz como os cursos obrigatórios devem ser mantidos sempre atualizados.

II.9.8.4.7 Procedimentos Operacionais

Este elemento de Gestão é responsável por controlar documentos com instruções operacionais para diversas atividades na Sonda. Estes documentos devem ser atualizados continuamente e as atualizações devem ser comunicadas ao pessoal relevante.

Os procedimentos são alocados/registrados na biblioteca por meio do Sistema de Gestão da Operadora, o qual assegura que os procedimentos são relevantes, atuais, legíveis, identificáveis e rastreáveis.

Para operações com embarcação de apoio, a Valaris possui procedimentos com objetivo de gerir as atividades das embarcações ao se aproximarem da Sonda com o intuito de minimizar ou evitar possíveis riscos que possam gerar danos às pessoas ou à instalação *offshore*. Além disso, também possui procedimentos para conduzir as operações com aeronaves de forma segura tanto na chegada e partida, como no reabastecimento.

A Valaris também apresenta procedimentos para a realização segura da operação de elevação e gestão do devido equipamento, assim como apresenta um padrão com requisitos mínimos para atividades relacionadas ao controle de poço de forma que as operações sejam realizadas de forma segura e eficaz.

II.9.8.4.8 Registro e Investigação de Incidentes

Para que não haja repetições de erros que quando somados podem 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.

A Valaris possui um procedimento para o registro de incidentes (PR-CO-HSE-020 - *Incident Reporting*) cujo objetivo é descrever os requisitos para uma comunicação consistente que permitam a gestão de casos, compartilhamento de lições aprendidas, monitoramento de desempenho e implementação de ações corretivas e preventivas.

Para a melhor gestão dos incidentes, as seguintes medidas são adotadas:

- Tornar o local seguro, cuidar de qualquer pessoa ferida ou doente, recuperar-se do incidente;
- Realizar notificações verbais locais e às Autoridades Costeiras e do Estado de Bandeira, quando aplicável;
- Proteger e preservar o local para investigação;
- Coletar informações iniciais e encaminhar os relatórios para o Sistema Operacional da Valaris e para devida aprovação, além de submeter os relatórios às Autoridades Costeiras e do Estado de Bandeira, quando aplicável;
- Determinar a gravidade/ nível de risco e classificação IADC (Associação Internacional de Contratadas de Perfuração) para cada lesão/ doença;
- Investigar todos os incidentes relacionados ao trabalho para determinar a(s) causa(s) básica(s) e a necessidade de ação corretiva ou preventiva. Conduzir uma análise de causa raiz TapRoot® frente aos critérios relevantes do Procedimento de Investigação de Incidentes e registrar os resultados no Sistema Operacional da Valaris;
- Tratar as questões relacionadas ao incidente e prevenir a recorrência, atribuir ações corretivas e preventivas e acompanhar a conclusão; e
- Compartilhar lições aprendidas de incidentes, rastrear indicadores-chave de desempenho para identificar tendências e rever incidentes de Alto Potencial.

O Sistema Operacional da Valaris deve ser utilizado para relatar os incidentes e aqueles que resultam do mesmo evento, e as devidas partes envolvidas conforme designado em procedimento. Para casos de falha de equipamento, o Sistema de Gestão de Ativo da Valaris deve ser utilizado para notificação conforme designado em procedimento. Além disso, utiliza-se a Matriz de Risco e a orientação do tipo de incidente, conforme apêndices A e B do procedimento (PR-CO-HSE-020 - *Incident Reporting*) e avalia-se a gravidade e a probabilidade para cada tipo de incidente frente às Pessoas, Meio Ambiente, Ativo/ Tempo de inatividade e Reputação.

Para a investigação de incidentes, a Valaris possui um procedimento (PR-CO-HSE-021 - *Incident Investigation*) cujo objetivo é descrever o processo de investigação para identificação de fatores casuais, causas raízes e ações corretivas e preventivas associadas. A investigação de incidente é necessária para incidentes com níveis de risco médio ou alto, com mais de 72 horas de inatividade da plataforma ou quando decidido pela Gerência/ Suporte Técnico.

Para a formação da Equipe de Investigação, o dono do caso seleciona o Líder da Equipe, o qual possui conhecimento da metodologia e já tenha participado de uma investigação como membro, e este seleciona os Membros da Equipe. Esta seleção pode variar de acordo com os níveis de risco, assim como a aprovação da investigação dos incidentes.

II.9.8.4.9 Gerenciamento de Mudanças

Este elemento 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.

A Valaris possui um procedimento de Gestão de Mudanças (PR-CO-HSE-024 - *Management of Change*), cujo objetivo é descrever os requisitos e o processo de gestão formal da mudança para minimizar os impactos e controlar os riscos associados tão baixo quanto razoavelmente praticável. A sua aplicabilidade, inclui:

- Atualização do *software* da empresa e controle do processo da sonda, monitoração da sonda e *software* do sistema de alarme;
- Atualização estatutária ou regulamentar, desvio de um requisito regulamentar ou quando uma data de vencimento obrigatória para os certificados estatutários não pode ser cumprida;
- Adiamento ou desvio de uma manutenção crítica ou modificação de rotina de manutenção crítica;
- Novo, substituição ou atualização do sistema de gestão ou *bridging document*;

- Desvio de um requisito de sistema de gestão, *bridging document* ou notificação de padronização;
- Mudanças organizacionais, como transferências internas e externas da sonda, atividade de integração, variação do projeto ou alteração do nome da embarcação;
- Novo, promoção ou transferência para posição crítica de segurança ou operação com funcionário de serviço curto excessivo; e
- Modificação ou atualização de estrutura ou equipamento, desvio dos limites operacionais ou operação com equipamento ou barreira degradada.

O processo da gestão de mudanças possui o seguinte passo a passo:

1. Definição da mudança;
2. Avaliação do impacto da mudança;
3. Condução da Avaliação de Risco Operacional, se o risco de SMS estiver presente;
4. Desenvolvimento do plano de ação;
5. Realização da análise das partes interessadas;
6. Revisão do *feedback* e envio para aprovação;
7. Aprovação; e
8. Implementação das ações corretivas e preventivas.

II.9.8.4.10 Gerenciamento Requisitos de SMS para Contratadas

Este elemento de Gestão é responsável por garantir que as empresas contratadas e seus funcionários sigam os procedimentos, políticas e diretrizes da operadora da Sonda.

A Valaris possui um procedimento (PR-BRZ-HSE-102 - *HSE Requirements for Contractors*), cujo objetivo é descrever o processo para assegurar a aprovação e cumprimento dos requisitos de saúde e segurança determinados pela Valaris, Normas Regulamentadoras e outros requisitos legais, quando aplicáveis. Neste processo é compreendido que seja realizado pela Contratada:

- Cumprimento das leis, normas regulamentadoras e requisitos de SMS da Valaris. Em caso de conflitos de requisitos, o seu representante deve comunicar de modo que seja avaliada a necessidade de Gestão de Mudanças;
- Cumprimento de todas as políticas aplicáveis da Valaris. Caso pretenda utilizar seus próprios procedimentos de SMS, o seu representante deve submeter os mesmos ao

Departamento de SMS da Operadora para avaliação, análise e aprovação antes do início do serviço;

- Auditoria pela Valaris para verificação do cumprimento das legislações em vigor e requisitos de SMS;
- Fornecimento à Valaris de todos os documentos necessários;
- Fornecimento de Equipamento de Proteção Individual aos seus empregados;
- Participação em exercícios de emergência e na indução e reuniões de segurança;
- Comunicação de incidentes;
- Gestão Ambiental envolvendo o recolhimento, segregação e eliminação de resíduos;
- Recusa da realização de trabalho em caso de trabalho não seguro para pessoas, ambiente ou bens;
- Cumprimento da política de Álcool e Drogas da Valaris; e
- Avaliação de desempenho pela Valaris para verificar a conformidade e excelência dos serviços e produtos fornecidos.

II.9.8.4.11 Permissão de Trabalho

Este procedimento de Gestão auxilia no controle de trabalho, garantindo que os riscos da tarefa sejam analisados e que os equipamentos e medidas de segurança sejam seguidos.

A Valaris possui um procedimento de Permissão de Trabalho (RMS-QHSE-0111 - *Permit to Work*), cujo objetivo é estabelecer um processo de supervisão, comunicação, autorização e programação de operações potencialmente perigosas. O planejamento das Permissões é realizado através de reuniões com o intuito de discutir trabalhos futuros e resolver qualquer potencial conflito, as quais contam com participantes como o OIM, a Pessoa Responsável (turno da noite) e supervisores de linha.

A necessidade da Permissão de Trabalho ocorre quando:

- Especificada por uma Avaliação de Risco de Trabalho ou por um procedimento operacional específico da Sonda;
- Especificada pelo OIM, Autoridade do Sistema ou de Área;
- Realizada a manutenção em equipamento de segurança crítico ou ambientalmente crítico que torne este equipamento indisponível; e
- Especificado em trabalhos a quente ou a frio.

O Processo de Autorização de Trabalho ocorre de acordo com as seguintes etapas:

1. Descrição da tarefa, identificação das áreas e sistemas afetados, seleção de Autoridade de Área ou Sistema, avaliação preliminar de risco e identificação e documentação de certificados adicionais exigidos;
2. Preparo do local de trabalho e confirmação de testes de gás, planejamento de salvamento ou isolamentos;
3. Análise da avaliação de riscos no local e abordagem de perigos anteriormente não identificados;
4. Aprovação ao término do trabalho da retirada de isolamentos ou transferência para o isolamento a longo prazo; e
5. Encerramento da Permissão após inspeção do local de trabalho e garantia de que todos os controles foram satisfatoriamente removidos ou retidos.

A Permissão de Trabalho é válida somente para o trabalho a ser realizado e pode ser suspensa mediante parada de emergência ou alteração das condições de poço ou do ambiente após o reconhecimento da Autoridade responsável pela condução da atividade.

II.9.8.4.12 Gestão de Emergências

Apesar da prevenção de acidentes ser o caminho prioritário, é essencial que a empresa esteja preparada para agir rapidamente em caso de acidentes minimizando os impactos. Portanto, este elemento de gestão é responsável por garantir que a empresa possua procedimentos específicos para atuação em caso de emergência e que os mesmos sejam periodicamente atualizados.

A Valaris estabelece requisitos mínimos para a implementação de um sistema de gestão de emergência de forma a garantir uma resposta eficaz às possíveis ocorrências de eventos de emergência que possam prejudicar as pessoas, o ambiente, o patrimônio, a reputação ou a licença para operar.

Cinco componentes chaves fazem parte do quadro de gestão de emergência da Operadora, sendo eles:

- Análise de Risco: identificação de possíveis cenários e classificação do incidente quanto ao nível;
- Planos de Resposta: desenvolvimento dos planos para abordagem dos diferentes níveis de emergência e fases da gestão;
- Recursos: time/equipe de resposta e centro de resposta;

- Formação: treinamento e exercícios; e
- Melhoria Contínua do processo.

II.9.8.4.13 Auditoria

Os elementos citados anteriormente precisam ser auditados periodicamente para identificar gaps nos procedimentos e propor melhorias. Este elemento de gestão é responsável por monitorar todos os anteriores.

A Valaris prevê a realização de auditorias de forma a verificar se os controles para o gerenciamento dos riscos estão em vigor e são eficazes. O processo de auditoria da Valaris incluem:

- Revisão dos resultados dos processos de auto verificação e supervisão;
- Realização de auditorias em vários níveis:
 - Auditorias Operacionais Regionais conduzidas por pessoal de terra;
 - Auditoria da Equipe de Valor Central (corporativo); e
 - Terceiros externos na Valaris.

Os resultados das auditorias devem ser identificados e categorizados, assim como os mesmos devem ser tratados por meio de ações corretivas e preventivas conforme Procedimento de Ação Corretiva e Preventiva (PR-CO-HSE-019). Para a melhoria contínua, os resultados e as ações implementadas que se apliquem a outras sondas e instalações devem ser comunicados e as constatações de auditoria, auto verificação e supervisão compartilhadas em nível de sonda.

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 Pau-Brasil, em três faixas de volume (8 m³, 200 m³ e pior caso, de 891.919 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 (1,43%). Esta tolerabilidade representa um Tempo de Ocorrência de aproximadamente 1.395,7 anos, que é cerca de 69,79 vezes maior que o Tempo de Recuperação deste componente (20 anos). Os demais CVA/SVA com maiores valores de tolerabilidade são: o CVA Tartarugas-Marinhas (1,07%), o CVA Aves Marinhas Oceânicas (0,72%), o SVA Toninha (0,24%), o CVA

Recursos Pesqueiros Oceânicos (0,22%) e o SVA Baleia-franca (0,15%). Todos os demais CVA/SVA 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 Pau-Brasil prevê, apenas, a execução de atividades típicas para atividades de perfuração exploratória, seguindo boas práticas da indústria e em uma localização amplamente conhecida. Baseado nesses resultados, a atividade foi classificada como tolerável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). 2012. **Investigação do Incidente de Vazamento de Petróleo no Campo de Frade**. Relatório Final, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). 2016a.. **Investigação de Incidente: Exsudação e Subsistência Ocorrida no campo de Frade**.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). 2023. **Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**.

ALMEIDA, A. P.; SANTOS, A. J. B.; THOMÉ, J. C. A.; BELINI, C.; BAPTISTOTTE, C.; MARCOVALDI, M. A.; SANTOS, A. S.; LOPES, M. 2011a. Avaliação do Estado de Conservação da Tartaruga Marinha *Chelonia mydas* (Linnaeus, 1758) no Brasil. **Biodiversidade Brasileira**, Ano I. n.1, p.12-19.

ALMEIDA, A. P.; THOMÉ, J. C. A.; BAPTISTOTTE, C.; MARCOVALDI, M. A.; SANTOS, A. S.; LOPEZ, M. 2011b. Avaliação do Estado de Conservação da Tartaruga Marinha *Dermochelys coriacea* (Vandelli, 1761) no Brasil. **Biodiversidade Brasileira**, Ano I, n1, p.37-44.

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.

AMARAL, A. C. Z.; AMARAL, E. H. M.; LEITE, F. P.; GIANUCA, N. M. 1999. **Diagnóstico sobre praias arenosas**. "Avaliação e ações prioritárias para a conservação da biodiversidade da zona costeira e marinha". Ministério do Meio Ambiente.

ARAUJO, H.F.P.; R.C. RODRIGUES & A.K. NISHIDA. 2006. Composição da avifauna em complexos estuarinos no estado da Paraíba, Brasil. **Revista Brasileira de Ornitologia** 14 (3): 249-259.

AUSTRALIAN GOVERNAMENT. 2015. **The effects of Maritime oil spills on Wildlife including non-avian Marine life**. Disponível em: <http://www.amsa.gov.au/environment/maritime-environmental-emergencies/national-plan/general-information/oiled-wildlife/marine-life/index.asp>. Acessado em Maio de 2015.

AUSTRALIAN GOVERNMENT. 2010. **Marine Environment Protection**. Disponível em: www.amsa.gov.au. Acessado em setembro de 2014.

BAKER, J. M. 1999. Ecological effectiveness of oil spill countermeasures. Hoe clean is clean? **Pure Appl. Chem.**, v.71, n.1, p.135-151.

BARCELLOS, L. & SILVA F. O, R. P. 2003. Petrobras wildlife rehabilitation response at Guanabara bay oil spill. In: **International Oil Spill Conference**. 4p.

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. 2008. **Rapid assessment indicators of oil spill recovery in salt marsh ecosystems.** In: Protecting the gulf's marine ecosystems from pollution. p. 255-264.

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>

BEJARANO A. C. & MICHEL J. 2016. Oil spills and their impacts on sand beach invertebrate communities: a literature review. **Environ Pollut** 218: 709–722.

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>

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.

BOERTMANN, D. & AASTRUP, P. 2002. Impacts on mammals. In Mosbech, A. (ed.) 2002: Potential Environmental impacts of oil spills in Greenland. An assessment of information status and research needs. **National Environmental Research Institute**, Denmark. 118 pp. – NERI Technical Report No. 415. <http://technical-reports.dmu.dk>.

BORZONE, C.A. & ROSA, L.C. 2009. Impact of oil spill and posterior clean-up activities on wrack-living talitrid amphipods on estuarine beaches. **Braz. J. Oceanogr.** 57, 315-323.

BOUDREAU, S. A. & WORM, B. 2012. Ecological role of large benthic decapods in marine ecosystems: a review. **Mar Ecol Prog Ser** 469: 195–213, 2012. doi: 10.3354/meps09862

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.

CANTAGALLO, C., GARCIA, G. J. & MILANELLI, J. C. C. 2008. Mapeamento de sensibilidade ambiental a derramamentos de óleo do sistema estuarino de Santos, estado de São Paulo. **Braz. J. Aquat. Sci. Technol**, v.12, n.2, p.33-47.

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**. 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.

CECLIMAR. 2015. Disponível em: <http://www.ufrgs.br/ceclimar>. Acessado em janeiro de 2015.

CEDRE (CENTRE OF DOCUMENTATION, RESEARCH AND EXPERIMENTATION ON ACCIDENTAL WATER POLLUTION). 2019. **Spills**. Disponível em: <http://wwwz.cedre.fr/en/Resources/Spills>. Acesso em: 02 agosto 2019.

CHAMPOUX, L., RAIL, J.-F., HOUE, M., GIRAUDO, M., LACAZE, É., FRANCI, C. D., FAIRHURSTE, G. D.; HOBSON, K. A.; BROUSSEAU, P.; GUILLEMETTE, M.; PELLETIER, D.; MONTEVECCHI, W. A.; LAIRK, 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. 2004. **Grupo de ecossistemas: costões rochosos**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/meio/guias/sismica/refere/Costoesrochosos.pdf>. Acessado em agosto de 2014.

COUTINHO, R. 1995. Avaliação crítica das causas da zonação dos organismos bentônicos em costões rochosos. **Oecologia brasiliensis**, v. 1, n. 1, p. 259-271.

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>

DAVIS, J. E. & ANDERSON, S. S. 1976. Effects of oil pollution on breeding gray seals. **Mar. Pollution Bull.**, 7: 115-118.

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). 2011. **Report for Australian Marine Safety Authority**. Project No PP002916, Rev. 5, 2011.

DI BENEDETTO, 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. 1999. **The environmental impacts of marine oil spills – effects, recovery and compensation.** Disponível em: <http://www.itopf.com/fileadmin/data/Documents/Papers/environ.pdf>. Acesso em: ago. 2014.

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.

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**.

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.** 58th International Whaling Commission, SC/58/ProgRepBrazil, 30 pp.

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.

ESTIMA, S. C. 2002. **O leão-marinho, *Otaria flavescens* (Shaw, 1800) (Pinnipedia, Otariidae) no estuário da Lagoa dos Patos.** Universidade Católica de Pelotas/Curso de Bacharelado em Ecologia/Núcleo de Educação e Monitoramento Ambiental.

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

EVOSTC (INSTITUTO EXXON VALDEZ OIL SPILL TRUSTEE COUNCIL). 2015. Disponível em: <http://www.evostc.state.ak.us/index.cfm?FA=status.harborseal>. Acessado em Maio de 2015.

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.

FOGDEN, F. L. C. 1970. Mother-young behavior at gray seal breeding beaches. **J. Zool.**, 164: 61-92.

FORTUNATO, H. 2015. Mollusks: Tools in environmental and climate research. *Amer. Malac. Bull.* 33(2): 1–15.

FROST, K. J.; LOWRY, L. F.; SINCLAIR, E. H.; VER HOEF, J. & D. c. McALLISTER, D. C. 1994. **Impacts on distribution, abundance, and productivity of harbor seals**. Pp. 97- 118. In: T. R. Loughlin, ed. *Marine mammals and the Exxon Valak*. Academic Press, San Diego, CA.

FROST, K. J.; LOWRY, L. F. & VER HOEF, J. M. 1999. Monitoring the trend of harbor seals in Prince William Sound, Alaska, after the Exxon Valaz oil spill. **Marine Mammal Science**, 15: 494-506.

GERACI, J. R & St. AUBIN, D. J. 1988. **Synthesis of effects of oil on marine mammals**. 292 p.

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.

GETTER, C. D. & LEWIS, R. R. 2003. Spill response that benefits the long-term recovery of oiled mangroves. **International Oil Spill Conference Proceedings**. p.539-550.

GETTER, C. D.; CINTRON, G.; DICKS, B.; LEWIS, R. R.; SENECA, E. D. 1984. The recovery and restoration of saltmarshes and mangrove following an oil spill. In: **Restoration of habitats impacted by oil spills**. Butterworth. Boston. p. 65-113.

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**. In: P. Davie. (Org.). Wild Guide to Moreton Bay. Brisbane: Queensland Museum, p. 177-185. 1998.

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.

HAWKINS, S. J.; GIBBS, P. E.; POPE, N. D.; BURT, G. R.; CHESMAN, B. S.; BRAY, S.; PROUD, S. V.; SPENCE, S. P.; SOUTHWARD, A. J.; LANGSTON, W. J. 2002. **Recovery of polluted ecosystems: the case for long-term studies**.

HEALTH SAFETY EXECUTIVE (HSE). 2019. **Failure Rate and Event Data for Use Within Risk Assessments**.

HEALTH SAFETY EXECUTIVE. 2007. **Accident Statistics for Floating Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980-2005**.

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 N° 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.

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.

HICKENBICK, J.R.; FERRO, A. L. & ABREU, P. C. 2004. Produção de detrito de macrófitas emergentes em uma marisma do estuário da lagoa dos patos: taxas de decomposição e dinâmica microbiana. **Atlântica**, Rio Grande, 26 (1): 61-75, 2004.

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.

HOOVER-MILLER, A.; PARKER, K. F.; BURNS, J. J. 2001. A reassessment of the impact of the Exxon Valdez oil spill on harbor seals (*Phoca vitulina richardsi*) in Prince William Sound, Alaska. **Marine Mammal Science**, 17(1): 111-135.

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). 2010. **Análise de Risco Ambiental (ARA – II.8). Atividade de Perfuração Marítima nos Blocos BM-POT-16 e BM-POT-17 Bacia Potiguar.** Rev. 01, 2010.

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.

ICMBio/MMA (INSTITUTO CHICO MENDES DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE/MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). 2011. **Plano de ação nacional para conservação de mamíferos aquáticos: Pequenos cetáceos e Pinípedes.** Brasília, Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, ICMBio.

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. 2010a. **Risk Assessment Data Directory: Major Accidents.** Relatório nº 434-17.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. 2010b. **Risk Assessment Data Directory: Aviation Transport Accident Statistics.** Relatório nº 434-02.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. 2019a. **Risk Assessment Data Directory: Blowout Frequencies.** Relatório nº 434-02.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. 2019b. **Risk Assessment Data Directory: Ignition Probabilities.** Relatório nº 434-06.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. 2010c. **Risk Assessment Data Directory: Mechanical Lifting Failures.** Relatório nº 434-08.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. 2019c. **Risk Assessment Data Directory: Riser & Pipeline Release Frequencies.** Relatório nº 434-04.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. 2021. **Safety Performance Indicators: Process Safety Events – 2019 Data.** Relatório 2020p.

IPIECA (INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION). 1993. Biological Impacts of Oil Pollution: Mangroves. **Ipieca Report Series**, v.4.

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.

IPIECA (INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION). 2000a Biological Impacts of Oil Pollution: Sedimentary Shores. **Ipieca Report Series**. V.9.

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**. 52 p. 2010.

ITOPF (INTERNATIONAL TANKER OWNERS POLLUTION FEDERATION LIMITED). 2004. Oil Spill Effects on Fisheries. **Technical Information Paper** Nº 3. p.8. 2004.

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. Disponível em: <https://www.iucnredlist.org/>. Acesso em: jul. 2022.

JAHN, A. E. & ROBILLIARD, G. A. 1997. Natural Recovery: A Practical Natural Resource Restoration Option Following Oil Spills. **International Oil Spill Conference**. pp. 665-668.

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.

JUNOY, J., CASTELLANOS, C., BERNARDO-MADRID, R., RIERA, R., VIEITEZ, J. 2014. Macroinfaunal recovery on the beach most severely affected by the 'Prestige' oil spill (O Rostro, Galicia, north-west Spain). *J. Mar. Biol. Assoc. U. K.* 94, 17-24.

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. 1983.

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.

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.

LOWRY, L. F.; FROST, K. J. & PITCHER, K. W. 1994. **Observations of oiling of harbor seals in Prince William Sound**. Pp. 209-225. In: T. R. Loughlin, ed. *Marine Mammals and the Exxon Valdez*. Academic Press, San Diego, CA.

LOYA, Y. & RINKEVICH, B. 1980. Effects of oil pollution on coral reef communities. **Mar. Ecol. Prog. Ser.** 3: 167-180.

LUPULESCU, A. P.; BIRMINGHAM, D. J.; PINKUS, H. 1973. Na electron microscopic study of human epidermis after acetone and kerosene administration. **J. Invest. Derm**, 60: 33-45.

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, Maio 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**. Grafline 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. **Banco de Dados**. Disponível em: www.marem-br.com.br. Acesso em: jul. 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.

MASCARELLI, A. 2010. Deepwater Horizon: After the oil. **Nature** 467, 22-24.

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.

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 Willian Sound, Alaska**. Mar. Ecol. Prog. Ser., 356: 269-281.

MATUELLA, B. A. 2007. **O efeito de um derramamento de óleo na abundância e estrutura populacional de *Excirolana armata* (Dana, 1853) em duas praias da Ilha do Mel, PR**. Dissertação de Mestrado. UFPR. 78 pp.

MCINTYRE P.B., JONES L.E., FLECKER S.A., VANNI M.J. 2007. Fish extinction alter nutrient recycling in tropical freshwaters, Proceedings of the National Academy of Science in the United States of America, vol 104(11):4461-4466

MCMILLAN, L. L. 1969. Another look at the big slick. Defenders of Wild. **News**, 44: 149-153.

MEAGHER, L. 2010. **How Compounds left by oil spills affect marine life in estuaries**. Disponível em: <https://suite.io/linda-sue-meagher/3mxx2ss>. Acesso em: 2019.

MELLO, C. F. & MOCHEL, F. R. 2013. **Diagnóstico para avaliação e ações prioritárias para conservação da biodiversidade da zona costeira-estuarina dos estados do Piauí, Maranhão, Pará e Amapá**. 157 p.

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). 2022. **Portaria GM/MMA Nº 300, de 13 de dezembro de 2022**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-gm/mma-n-300-de-13-de-dezembro-de-2022-450425464>. Acesso em: mar. 2023.

MMA (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE). 2002. **Relatório Técnico - Avaliação e Ações Prioritárias Para a Conservação da Biodiversidade das Zonas Costeira e Marinha**. p. 245.

MONTEIRO, A. G. 2003. **Metodologia de avaliação de custos ambientais provocados por vazamento de óleo**. O estudo de caso do Complexo REDUC-DTSE Tese -Doutorado-Programa de Planejamento Energético — PPE/COPPE/UFRJ, RJ.

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>.

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.

NACHTIGALL, P. E. 1986. **Vision, audition, and chemoreception in dolphins and other marine mammals**. Pp. 79 – 113. In: **Dolphin cognition and behavior: a comparative approach**. R. J. Schusterman; J. A. Thomas & F. G. Wood (eds.). Lawrence Erlbaum Assoc. Publ., Hillsdale, N. J. 393 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. 2009. **Reference Manual Bevi Risk Assessments**. Version 3.2, 2009.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL. 2003. **Committee on Oil in the sea: Inputs, Fates and Effects**. The National Academic Press. 280 p.

NEMA (NÚCLEO DE EDUCAÇÃO E MONITORAMENTO AMBIENTAL). 2015. **Mamíferos**. Disponível em: <http://www.nema-rs.org.br/files/projetos/3-mamiferos.pdf>. Acesso em: março de 2015.

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: dez. de 2021.

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. 2005.

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. 1994.

NOAA (NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION). 2014. Oil spill in mangroves. 2002. **Planning and response considerations**. Disponível em: <http://www.response.restoration.noaa.gov>. Acesso em: ago. 2014.

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.

ODUM, E. P. 1997. **Fundamentals of Ecology**, 5º ed. Fundação Gulbenkian, 925 p.

PAINE, R.T. 1966. Food web complexity and species diversity. **American Naturalist** 100(910): 65-75.

PARKER, K. R. & MAKI, A. W. 2003. Defining recovery and detecting when it occurs. **International Oil Spill Conference**. pp. 1-6.

PEREZ, PEDRO; DALU, GUIDO; GOMEZ, NATALIA; TAN, HENRY. 2019. Offshore Drilling Blowout Risk Model – Na Integration of Basic Causes, Safety Barriers, Risk Performance Indicators. **Safety and Reliability**, 38:1-2, 99-133.

PERILLO, S.R.; PERGIGÃO, M.L. 1995. **Percursos Migratórios no Estado de São Paulo uma análise do período 1995-2000**. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/spp/v19n3/v19n3a09>. Acessado em: 30 março de 2015.

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.

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 BALEIA FRANCA. 2022a. **Distribuição**. Disponível em: <http://baleiafranca.org.br/a-baleia/distribuicao/>. Acesso em: jan de 2022

PROJETO BALEIA FRANCA. 2022b. **Área de Proteção Ambiental**. Disponível em: <http://baleiafranca.org.br/a-baleia/area-de-protecao-ambiental/>. Acesso em: jan de 2022

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 jul. 2022.

QUITO, L.; CORRÊA, A.A.; GROCH, K.R. 2008. Ocorrência de baleias francas austrais na enseada de Ribanceira e Ibiraquera (Imbituba – SC), temporada reprodutiva de 2007. **XX Semana Nacional de Oceanografia – SNO**, 19 a 24 de outubro de 2008, Arraial do Cabo – RJ, Brasil.

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. **Workshop series. Great Barrier Reef Marine Park Authority**. pp. 82-87.

RABALAIS, N. 2014. Assessing Early Looks at Biological Responses to the Macondo Event. **BioScience**, Vol. 64 No. 9.

REITER, G. A. 1981. **Cold weather response F/V Ryuyo Maru nº 2, St. Paul, Pribiloff Island, Alaska**. Pp. 227-231. Proc. Oil Spill Conf., Amer. Petrol. Inst. Publ. nº 4334. Washington, DC. 742 p.

REMANE, A. & SCHLIEPER, C. 1971. **Biology of Brackish Water**. E. Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart.

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.** 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.

SALAZAR, S. 2003. Impacts of the Jessica oil spill on sea lion (*Zalophus worrebaeki*) populations. **Marine Pollution Bulletin**, 47: 313-318.

SANDEGREN, F. E. 1970. **Breeding and maternal behavior of the Steller sea lion (*Eumetopias jubata*) in Alaska.** M. Sc. Thesis, Uni. Alaska, Anchorage, AK.

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.

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.

SERPE, F. R.; ADLOFF, T. C.; CRISPIM, M. C. & ROCHA, R. M. 2010. Comunidade zooplânctônica em um estuário hipersalino no nordeste do Brasil. **Rev. Bras. Eng. Pesca.** v.5, n.3, p. 51-73.

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, A. D., & WRIGHT, L. D. 1983. **Physical variability of sandy beaches. In Sandy beaches as ecosystems** (pp. 133-144). Springer, Dordrecht.

SHORT, M. K. J. 2003. **Guanabara Bay Oil Spill 2000, Brazil – Cetacean Response.** In: International Oil Spill Conference. 3 p.

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 brasilis - Avifauna Brasileira: descrição das espécies. São Paulo: **Avis Brasilis**. 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. G. & GERACI, J. R. 1975. The effect of contact and ingestion of crude oil on ringed seals of the Beaufort Sea. Beaufort Sea Project. **Inst. Of Ocean Sci. Sidney**, British Columbia. Technical Report nº 5.
- 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.
- SPOONER, M. F. 1967. Biological effects of the Torrey Canyon disaster. **J. Devon Trust Nat. Conserv.** p. 12-19.
- 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.
- 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>
- VALARIS. **PR-BRZ-HSE-102 - HSE Requirements for Contractors**. Janeiro, 2020.
- VALARIS. **PR-BRZ-TR-001 – Training**. Março, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-HSE-020 - Incident Reporting**. Dezembro, 2020.

- VALARIS. **PR-CO-HSE-021 - Incident Investigation.** Dezembro, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-HSE-024 - Management of Change.** Outubro, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-HSE-065 - Helicopter Operations.** Agosto, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-HSE-801 - Quality and HSE Management.** Agosto, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-HSE-901 - Rig Self-Verification and Oversight.** Setembro, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-HSE-902 - Regional Operational Audit.** Setembro, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-HSE-903 - Core Value Team Audit.** Dezembro, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-MAR-001 - 500 Meter Zone Management.** Setembro, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-TR-001 - Training Requirements Management.** Agosto, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-TR-500 - Competency Assurance Management System.** Agosto, 2020.
- VALARIS. **PR-CO-TS-035 - Valaris Maintenance Manual.** Dezembro, 2020.
- VALARIS. **RMS-QHSE-0111 - Permit to Work.** Revisão 11. Maio, 2020.
- VALARIS. **ST-CO-EXEC-001 - Valaris Management System.** Setembro, 2020.
- VALARIS. **ST-CO-HSE-001 - Emergency Management.** Junho, 2020.
- VALARIS. **ST-CO-HSE-006 - Lifting Operations.** Dezembro, 2020.
- VALARIS. **ST-CO-HSE-900 - Operational Assurance Standard.** Agosto, 2020.
- VALARIS. **ST-CO-OPS-001 - Operational Management.** Setembro, 2020.
- VALARIS. **ST-CO-WC-001 - Well Control Standard.** Outubro, 2020.
- VAN DER HAN, J.L. & MUTSERT, K. 2014. Abundance and Size of Gulf Shrimp in Louisiana's Coastal Estuaries following the Deepwater Horizon Oil Spill. **PLoS ONE** 9(10): e108884.
- VIANNA, M. (coord. tec.) 2009. **Diagnóstico do setor pesqueiro do Estado do Rio de Janeiro.** Acordo de cooperação FAERJ/REDETEC. 217 p.
- VIGHI, M.; BORRELL, A.; CRESPO, E.A.; OLIVEIRA, L.R.; SIMÕES-LOPES, P.C.; FLORES, P.A.C.; GARCÍA, N.A. & AGUILAR, A. 2014. Stable isotopes indicate population structuring in the southwest Atlantic population of right whales (*Eubalaena australis*). **PLoS ONE**, 9 (3): e90489.
- 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. 2004. Post-fledging survival and natal dispersal of northern goshawks in Arizona. Thesis, Master of Science. **Colorado State University**. 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.

WOLFF W. J. 1983. Estuarine benthos. In *Estuaries and Enclosed Seas*, ed. B. H. Ketchum, **Elsevier Scientific Publ.**, Amsterdam. p. 151±182.

WURSIG, B.; SMULTEA, M. A. 1991. **Bottlenose dolphin reactions to the Mega Borg oil spill**. Marine Mammal Research Program. Texas A&M University, Galveston.

YENDER, R.; STANZEL, K.; LLOYD, A. 2008. **Impacts and response challenges of the tanker Solar 1 oil spill, Guimaras, Philippines: Observations of international advisors**. Paper presented at: 20th Triennial International Oil Spill Conference, Savannah, Georgia, May 4-8, 2008.

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	Tanques ativos, Bombas de transferência e mistura, Bombas de carga.	4
	Injeção do fluido de perfuração	Bombas de lama, <i>manifold</i> , Linhas flexíveis e rígidas de injeção de fluido.	7
	Sistema submarino	<i>Riser</i> de perfuração, <i>Blowout Preventer</i> (BOP) <i>Stack</i> e Cabeça de poço.	9
	Retorno e tratamento do fluido de perfuração	<i>Flow divider</i> , <i>Gumbo box</i> , Peneiras vibratórias, Desgasificador à vácuo (<i>Vacuum Degasser</i>), Centrífugas, Tanques de armazenamento de fluido.	11
	Preparo e injeção de cimento	Unidade de cimentação, <i>Manifold</i> e <i>stand pipe</i> de cimento; Linhas flexíveis e rígidas de injeção de fluido.	14
	Sistema de controle de poço	BOP, <i>Diverter</i> , <i>Choke and Kill manifold</i> , <i>Stripping tank</i> , <i>Trip tank</i>	16
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.	18
Armazenamento (Unidade de Perfuração)	Armazenamento e circulação de óleo diesel / combustível	Tanques de armazenamento de diesel, Bombas de transferência de diesel, linhas de distribuição.	22
	Armazenamento e circulação de óleo base	Tanques de armazenamento de óleo base, Bombas de transferência de óleo base, linhas de distribuição.	25
	Armazenamento e circulação de óleo lubrificante	Tanques de armazenamento de óleo lubrificante, linhas de distribuição.	28
	Armazenamento e circulação de óleo hidráulico	Sistema de distribuição de óleo hidráulico.	30
	Armazenamento e circulação de barita / bentonita bruta	Silo de armazenamento de barita / bentonita bruta e sistema de transporte pneumático.	31
	Armazenamento e circulação de cimento bruto	Silo de armazenamento de cimento bruto e sistema de transporte pneumático.	33
	Sistema de tanques reservas	Tanques reservas, Bombas de transferência / circulação. Este sistema é utilizado tanto para fluidos de Perfuração quanto para efluentes oleosos.	35
Armazenamento (Embarcações de Apoio)	Armazenamento de óleo diesel / combustível	Tanques de armazenamento de óleo diesel / combustível.	39
	Armazenamento de efluente oleoso	Tanques de armazenamento de efluente oleoso.	40
	Armazenamento de óleo base	Tanques de armazenamento de óleo base.	41

Sistema	Subsistema	Escopo	Pág.
	Armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto	Silo de armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto	42
	Armazenamento de fluido de perfuração sintético	Tanques de armazenamento de fluido de perfuração sintético.	43
Atividades de Logística e de Apoio	Operações de transferência	Operação de transferência de óleo diesel / combustível e fluido de perfuração sintético entre embarcações de apoio e a unidade de perfuração através de mangote.	45
	Operações de carga e descarga	Operações de movimentação de carga entre embarcações de apoio e a unidade de perfuração através de guindaste.	51
	Translado de aeronaves	Operações de voo das aeronaves, incluindo pouso e decolagem.	52
Embarcação/ Navegação	Unidade de Perfuração	Perigos associados à estabilidade da unidade de perfuração ou à possibilidade de colisão com outras embarcações.	54
	Embarcação de apoio	Perigos associados à estabilidade da embarcação de apoio ou à possibilidade de colisão com outras embarcações.	56


1. PERFURAÇÃO


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 1				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Preparo e circulação de fluido de perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 os tanques ativos/ tanques reservas e:<ul style="list-style-type: none">Bombas de transferência e mistura;Bombas de carga.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	1


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 1				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Preparo e circulação de fluido de perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 200 m³)	Ruptura total de 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 os tanques ativos/ tanques reservas e:<ul style="list-style-type: none">Bombas de transferência e mistura;Bombas de carga.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	2


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 1				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Preparo e circulação de fluido de perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 236,5 m³) ¹	Ruptura total ou parcial devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos Tanques Ativos, incluindo tanque de óleo base.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem).	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	3

¹ Volume correspondente ao maior tanque ativo disponível na sonda Valaris DS-15.


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 2				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Injeção do fluido de perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 ao trecho entre as bombas de lama e o <i>manifold</i> .	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem); Danos pessoais.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	4


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 2				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Injeção do fluido de perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 ao trecho entre as bombas de lama e o <i>manifold</i> .	Visual; Instrumentação.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem); Danos pessoais.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	5

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 3				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Sistema submarino		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 200 m³)	Ruptura Parcial (Furo ou Fissura) do riser de perfuração / acessórios devido a: <ul style="list-style-type: none">• Corrosão;• Fadiga;• Queda de objetos.	Visual; Instrumentação.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles.	6


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP									
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda					Folha: 3				
Departamento: HSE					Revisão: 01				
Sistema: Perfuração			Subsistema: Sistema submarino		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA	
Grande vazamento de fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 462,7 m³)²	Ruptura Total do riser de perfuração / acessórios devido a: <ul style="list-style-type: none">• Corrosão;• Fadiga;• Queda de objetos;• Falha do sistema de posicionamento dinâmico da sonda.	Visual; Instrumentação.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 5: Garantir que a contratada estabeleça procedimento para verificação contínua do status do sistema de posicionamento dinâmico da unidade e procedimentos de contingência em caso de falha e perda de posição.	7	

² Volume calculado considerando o volume no interior de um *riser* de 20" de diâmetro interno com 2.283 m de comprimento (maior lâmina d'água prevista para os poços dessa atividade).


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 4				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Retorno e tratamento do fluido de perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	8


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 4				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Retorno e tratamento do fluido de perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 19,8 m³) ³	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).	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. 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 sonda Valaris DS-15.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 4				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Retorno e tratamento do fluido de perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (8 < MV < 19,8 m³) ⁴	Ruptura total ou parcial dos tanques de retorno e tratamento de fluidos devido a falha na instalação/ fadiga/ corrosão.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	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 sonda Valaris DS-15.


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 5				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Preparo e injeção de cimento		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 associados aos seguintes sistemas: <ul style="list-style-type: none">Unidade de Cimentação;Manifold e stand pipe de cimento	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	11


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 5				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Preparo e injeção de cimento		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 associados aos seguintes sistemas: <ul style="list-style-type: none">Unidade de Cimentação;Manifold e stand pipe de cimento.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	12


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 6				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Perfuração		Subsistema: Sistema de controle de poço		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de óleo cru. (200 < GV < 891.919 m³) ⁵	Blowout de óleo cru/gás ocasionado por: <ul style="list-style-type: none">Perda de integridade do Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) do poço.Falha na identificação do kick (Erro humano ou Instrumentação).Falha na implementação dos procedimentos de controle de poço (Erro humano).Falha do BOP;Falha do sistema de posicionamento dinâmico da sonda.	Visual; Instrumentação.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	B	IV	M	R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 5: Garantir que a contratada estabeleça procedimento para verificação contínua do status do sistema de posicionamento dinâmico da unidade e procedimentos de contingência em caso de falha e perda de posição. R. 6: Garantir que a contratada possua um programa de monitoramento / controle da integridade dos elementos que compõem o conjunto solidário de barreiras (CSB) 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 máxima diária de 29.730,6 m³/dia para vazamento de pior caso, e a ocorrência do vazamento durante 30 dias.

2. CONTENÇÃO, DRENAGEM E TRATAMENTO DE EFLUENTES


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 7				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Contenção, Drenagem e Tratamento de Efluentes		Subsistema: Contenção e drenagem de efluentes oleosos		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 oleosos.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	14


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 7				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Contenção, Drenagem e Tratamento de Efluentes		Subsistema: Contenção e drenagem de efluentes oleosos		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 oleosos.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	15


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 7				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Contenção, Drenagem e Tratamento de Efluentes		Subsistema: Contenção e drenagem de efluentes oleosos		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de efluente oleoso. (200 < GV < 268,3 m³) ⁶	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. O. 2: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.	16

⁶ Volume correspondente à capacidade de armazenamento do tanque de efluente oleoso de maior volume da sonda Valaris DS-15.


3. ARMAZENAMENTO (UNIDADE DE PERFURAÇÃO)


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 8				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo diesel/ combustível		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 armazenamento e circulação de diesel/ combustível.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem); Incêndio; Explosão.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	17


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 8				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo diesel/ combustível		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 armazenamento e circulação de óleo diesel/ combustível.	Visual.	Vazamento de produto na sonda (contido no sistema de drenagem); Incêndio; Explosão.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	18

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 8				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo diesel/ combustível		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de óleo diesel/ combustível. (200 < GV < 1.485,5 m³) ⁷	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de diesel devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. O. 2: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.	19


⁷ Volume corresponde à capacidade de armazenamento do maior tanque de óleo diesel/ combustível da sonda Valaris DS-15.


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 9				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo base.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 armazenamento e circulação de óleo base.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	20

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 9				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo base.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 armazenamento e circulação de óleo base.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	21


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 9				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo base.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de óleo base. (200 < GV < 572,8 m³) ⁸	Ruptura total ou parcial devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de óleo base.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. O. 2: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.	22

⁸ Volume corresponde a capacidade do maior tanque de armazenagem de óleo base da sonda Valaris DS-15.


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 10				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo lubrificante		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 armazenamento e circulação de óleo lubrificante.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	23


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 10				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo lubrificante		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de óleo lubrificante. (8 < MV < 68,5 m³) ⁹	Ruptura total devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão em tubulação / acessórios / equipamentos associados ao sistema de armazenamento e circulação 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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	24

⁹ Volume correspondente à capacidade de armazenamento do tanque de óleo lubrificante de maior volume da sonda Valaris DS-15.


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 11				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de óleo hidráulico		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Pequeno vazamento de óleo hidráulico. (0 < PV < 6,7 m³) ¹⁰	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. R. 3: Garantir que a contratada possua kits SOPEP adequadamente distribuídos pela unidade de perfuração e que a tripulação esteja devidamente capacitada quanto a sua utilização. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	25


¹⁰ Volume correspondente à capacidade de armazenamento de um dos tanques de óleo hidráulico da sonda Valaris DS-15.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 12				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de barita / bentonita bruta.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Pequeno vazamento de barita e bentonita (0 < PV < 8 m³)	Ruptura Parcial (Furo ou Fissura) em tubulação / acessórios / equipamentos devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão 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 na 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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	26


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda					Folha: 12			
Departamento: HSE					Revisão: 01			
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)			Subsistema: Armazenamento e circulação de barita / bentonita bruta.		Data: Maio, 2023			
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de barita e bentonita (8 < MV < 68 m³) ¹¹	Ruptura total em tubulação/ acessórios/ equipamentos devido a falha de conexão/ queda de carga/ fadiga/ corrosão/ erosão entre os silos de armazenamento e os pontos de consumo. Ruptura total ou parcial do silo de armazenamento de barita e bentonita devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual; Instrumentação.	Vazamento de material sólido na 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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	27


¹¹ Volume correspondente à capacidade de armazenamento de um dos tanques de barita/ bentonita da sonda Valaris DS-15.


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 13				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de cimento bruto.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Pequeno vazamento de cimento bruto. (0 < PV < 8 m³)	Ruptura Parcial (Furo ou Fissura) em tubulação / acessórios / equipamentos devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão 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 na 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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	28

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 13				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Armazenamento e circulação de cimento bruto.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de cimento bruto. (8 < MV ≤ 68 m³) ¹²	Ruptura total em tubulação / acessórios / equipamentos devido a falha de conexão / queda de carga / fadiga / corrosão / erosão 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 na 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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	29

¹² Volume correspondente à capacidade de armazenamento de um dos tanques de cimento bruto da sonda Valaris DS-15.


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 14				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Sistema de tanques reservas		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	30

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 14				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Sistema de tanques reservas		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades. O. 1: A unidade de perfuração dispõe de um sistema de contenção e drenagem.	31


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 14				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Unidade de Perfuração)		Subsistema: Sistema de tanques reservas		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 359,1 m³) ¹³	Ruptura total ou parcial dos tanques reservas / tanques de descarte 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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 3: 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. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. O. 2: A unidade de perfuração apresenta um casco duplo que atua como um mecanismo de contenção secundário.	32

¹³ Volume referente à capacidade do maior tanque de fluidos de perfuração (tanque reserva) da sonda Valaris DS-15.

4. ARMAZENAMENTO (EMBARCAÇÃO DE APOIO)

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 15				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Embarcação de Apoio)		Subsistema: Armazenamento de óleo diesel/ combustível		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de óleo diesel/ combustível. (200 > GV > < 1.900 m³) ¹⁴	Ruptura total ou parcial dos tanques de armazenamento de óleo diesel / combustível da embarcação de apoio devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga).	Visual; Instrumentação.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles.	33


¹⁴ Volume correspondente à capacidade total de armazenamento de óleo diesel/ combustível da embarcação de apoio típica considerada no estudo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 16				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Embarcação de Apoio)		Subsistema: Armazenamento de efluente oleoso.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de efluente oleoso (200 < GV < 750 m³) ¹⁵	Ruptura total ou parcial devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de efluente oleoso.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles.	34


¹⁵ Volume correspondente à capacidade total de armazenamento de efluente oleoso da embarcação de apoio típica considerada no estudo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 17				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Embarcação de Apoio)		Subsistema: Armazenamento de óleo base.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de óleo base. (200 < GV < 400 m³) 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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles.	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: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 18				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Embarcação de Apoio)		Subsistema: Armazenamento de barita, bentonita e cimento bruto.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de barita, bentonita e cimento bruto. (200 < GV < 400 m³) ¹⁷	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano.	36


¹⁷ Volume corresponde à capacidade total de armazenamento de granel sólido da embarcação de apoio típica considerada no estudo.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 19				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Armazenamento (Embarcação de Apoio)		Subsistema: Armazenamento de fluido de perfuração sintético.		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 1500 m³) ¹⁸	Ruptura total ou parcial devido a falha estrutural (corrosão ou fadiga) dos tanques de armazenamento de fluido de perfuração sintético.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles.	37


¹⁸ Volume correspondente à capacidade total de armazenamento de fluido perfuração sintético da embarcação de apoio típica considerada no estudo.


5. ATIVIDADES DE LOGÍSTICA E DE APOIO

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 20				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Atividades de logística e apoio		Subsistema: Operações de transferência		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 9: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas. R. 10: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 11: 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: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 20				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Atividades de logística e apoio		Subsistema: Operações de transferência		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de óleo diesel/combustível. (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 óleo diesel / combustível.	Visual.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 9: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas. R. 10: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 11: 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


¹⁹ Volume calculado considerando a vazão de transferência máxima 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: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 20				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Atividades de logística e apoio		Subsistema: Operações de transferência		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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 sintético.	Visual.	Impacto Ambiental.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 9: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas. R. 10: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 11: 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.	40


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 20				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Atividades de logística e apoio		Subsistema: Operações de transferência		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de fluido de perfuração sintético. (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 fluido de perfuração sintético.	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 9: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas. R. 10: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 11: 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

²⁰ Faixa de volume adotando como referência uma vazão de transferência máxima 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: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 20				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Atividades de logística e apoio		Subsistema: Operações de transferência		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	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	R. 1: Garantir que a contratada possua um plano de manutenção incluindo o monitoramento / controle de corrosão interna e/ou externa de linhas / equipamentos e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 9: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas. R. 10: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 11: 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.	42

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 20				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Atividades de logística e apoio		Subsistema: Operações de transferência		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Médio vazamento de óleo base. (8 < MV < 33,3 m³) ²¹	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 9: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas. R. 10: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados. R. 11: 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

²¹ 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: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 21				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Atividades de logística e apoio		Subsistema: Operações de carga e descarga		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Pequeno vazamento de produtos oleosos; produtos químicos (0 < PV < 5 m³) ²²	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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano. R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 9: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas. R. 12: Garantir e monitorar a realização de inspeções em cabos, acessórios e equipamentos de movimentação de carga antes da realização deste tipo de operação.	44

²² Volume correspondente à capacidade padrão de um tanque portátil.


ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 22				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Atividades de logística e apoio		Subsistema: Translado de aeronaves		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Pequeno vazamento de querosene de aviação. (0 < PV < 3,0 m³) ²³	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. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 9: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas. R. 13: 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. 14: Avaliar a possibilidade de utilizar aeronaves com dois motores. R. 15: Implementar programa de manutenção preventiva e periódica, incluindo inspeções, para os equipamentos de telecomunicação e o <i>helideck</i> da plataforma.	45

²³ Volume correspondente à capacidade de combustível de uma aeronave modelo Sikorsky S-92 com capacidade máxima de 19 passageiros.


6. EMBARCAÇÃO/ NAVEGAÇÃO

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 23				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Embarcação/ Navegação		Subsistema: Unidade de Perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de óleo diesel/ combustível, óleo base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 2.971 m³) ²⁴	Ruptura dos tanques de armazenamento devido a colisão da unidade de perfuração com outras embarcações.	Visual.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	A	III	B	R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 16: Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um programa de monitoramento / controle da integridade estrutural da unidade de perfuração. R. 17: Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura segundo as boas práticas da indústria.	46


²⁴ Volume corresponde à soma do volume dos dois maiores tanques de armazenamento de óleo diesel/ combustível da sonda Valaris DS-15.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 23				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Embarcação/ Navegação		Subsistema: Unidade de Perfuração		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de óleo diesel/ combustível, óleo base, óleo lubrificante, óleo hidráulico, efluente oleoso e/ou fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 12.153 m³) ²⁵	Naufrágio da unidade de perfuração devido a: <ul style="list-style-type: none">Danos estruturais;Colisão com outras embarcações;Condições climáticas adversas.Falha no sistema de posicionamento dinâmico resultando em perda de estabilidade.	Visual.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	A	IV	M	R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 5: Garantir que a contratada estabeleça procedimento para verificação contínua do status do sistema de posicionamento dinâmico da unidade e procedimentos de contingência em caso de falha e perda de posição. R. 16: Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um programa de monitoramento / controle da integridade estrutural da unidade de perfuração. R. 17: Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura segundo as boas práticas da indústria.	47

²⁵ Volume corresponde à soma de todos os tanques da sonda Valaris DS-15 que armazenam produtos oleosos.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
Empresa: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 24				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Embarcação / Navegação		Subsistema: Embarcação de Apoio		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de. óleo diesel/ combustível, efluente oleoso, <u>óleo base</u> e/ou fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 1.900 m³) ²⁶	Ruptura dos tanques de armazenamento devido a colisão da embarcação de apoio com outras embarcações.	Visual.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	A	III	B	R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 17: Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura segundo as boas práticas da indústria.	48

²⁶ 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: BP Energy do Brasil Ltda				Folha: 24				
Departamento: HSE				Revisão: 01				
Sistema: Embarcação / Navegação		Subsistema: Embarcação de Apoio		Data: Maio, 2023				
Perigo	Causas	Modo de Detecção	Consequências	Cat. Freq.	Cat. Sev.	Cat. Risco	Recomendações (R)	CA
Grande vazamento de óleo diesel/combustível, efluente oleoso, óleo base e/ou fluido de perfuração sintético. (200 < GV < 4.550 m³) ²⁷	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)	Visual.	Impacto Ambiental; Incêndio; Explosão.	A	III	B	R. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles. R. 17: Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um procedimento de aproximação segura segundo as boas práticas da indústria.	49

²⁷ Volume corresponde à capacidade total de armazenamento de óleo diesel/ combustível, fluido de perfuração, óleo base e efluente oleoso da embarcação de apoio do tipo *Platform Supply Vessels* (PSV) típicas 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 e implementar ações para monitorar / controlar este plano.
- R. 2: Garantir que a contratada siga boas práticas da indústria para evitar queda de carga em linha / equipamentos com fluidos perigosos (ex. instalação de proteções físicas) e implementar ações para monitorar / controlar estas atividades.
- R. 3: 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. 4: Implementar medidas para garantir a implementação adequada do Plano de Emergência Individual (PEI) elaborado para esta atividade, assegurando a disponibilidade dos recursos de resposta a emergência previsto neles.
- R. 5: Garantir que a contratada estabeleça procedimento para verificação contínua do status do sistema de posicionamento dinâmico da unidade e procedimentos de contingência em caso de falha e perda de posição.
- R. 6: Garantir que a contratada possua um programa de monitoramento / controle da integridade dos elementos que compõem o conjunto solidário de barreiras (CSB) 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: Garantir que as limitações climáticas estejam indicadas em procedimento operacional e interromper a operação caso estas não estejam sendo atendidas.
- R. 10: Garantir que a contratada utilize mangotes certificados.
- R. 11: 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. 12: Garantir e monitorar a realização de inspeções em cabos, acessórios e equipamentos de movimentação de carga antes da realização deste tipo de operação.
- R. 13: 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. 14: Avaliar a possibilidade de utilizar aeronaves com dois motores.
- R. 15: Implementar programa de manutenção preventiva e periódica, incluindo inspeções, para os equipamentos de telecomunicação e o *helideck* da plataforma.
- R. 16: Implementar medidas para garantir que a contratada estabeleça um programa de monitoramento / controle da integridade estrutural da unidade de perfuração.
- R. 17: Implementar medidas para 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 – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO

INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO
VALARIS DS-15
1. DESCRIÇÃO DA UNIDADE DE PERFURAÇÃO

Nome da Unidade	VALARIS DS-15
Identificação	Número IMO 9630066
Proprietário	VALARIS
Tipo	Navio-sonda
Bandeira	Ilhas Marshall
Ano de Construção	2014
Classificação	A1, Drillship, AMS, ACCU, DPS-3, CPS, CRC, ENVIRO-OS, HELIDK(SRF), HIMP, NBL, PMP, RRDA, RW, SFA (25), SH-DLA, UWILD
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	9,5	M
Velocidade de reboque em calado de trânsito	12	Nós
Casco Duplo (dimensões dos submarinos)	-	-
Carga variável máxima	20.000	T
Peso Leve	37.039	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	2900 L	8700 L
		2900 L	
		2900 L	
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? Não

5. ACOMODAÇÕES

Capacidade Total: 210 pessoas

Ocupação estimada durante atividade: De 180 até 210

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	20,5 T
Riser Elevation Crane	1	20,5 T
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), montados em compartimentos retráteis. 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	191

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	3.000L
SCBA's	14
Mantas anti-chamas	6
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	1
Triturador	1
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 ST2A-C**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

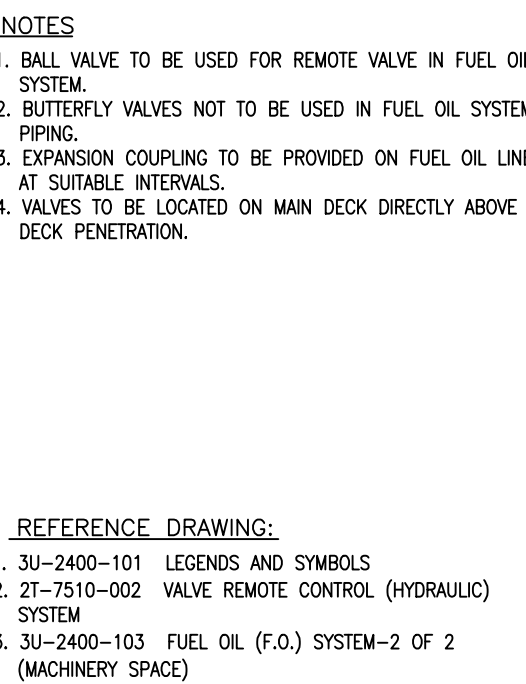
Que equipamentos estão instalados na plataforma?

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

[illegible]

[illegible]

PLAN VIEW UPPER TWEENDECK (13800 A.B.)

1	ADD SYMBOL FOR EXISTING VALVE MW-916013.	2017 HT 1125	22SEP17	-
0	THE DRAWING SUPERSEDES & IS A CARBON COPY OF HYUNDAI DRAWING 30-2400-102, REVISION 21, DATED 11DEC13. ALL REVISION CLOUDS & TRIANGLES HAVE BEEN REMOVED.	2017 HT 1125	21SEP17	-
REV	DESCRIPTION	ETH BY	DATE	EN
REVISION RECORD				
REVISION	1			
DATE	22 SEP 17			
CLASS:-				
FLAG:-				
PROJECTS				
OPERATIONS	1E			
ENGINEERING	1E			
OTHER:-				
OTHER:-				
CORPES ELEC	2E			
CORPES PAPER				

TRANSMITTAL RECORD

NOTICE OF CONFIDENTIALITY

THIS DOCUMENT AND THE INFORMATION CONTAINED WITHIN COMPRISE PROPRIETARY INFORMATION OWNED SOLELY BY ROMAN COMPANIES. THIS DOCUMENT IS PROVIDED SUBJECT TO THE PROVISIONS THAT THE INFORMATION HEREIN WILL NOT BE DISCLOSED OR REPRODUCED UNLESS SPECIFICALLY AUTHORIZED IN WRITING BY ROMAN COMPANIES. NOR WILL IT BE USED IN ANY MANNER DETRIMENTAL TO, OR IN CONNECTION WITH THE INTERESTS OF ROMAN COMPANIES. THIS DOCUMENT, REPRODUCTIONS PREVIOUSLY AUTHORIZED IN WRITING AND ASSOCIATED INFORMATION SHALL BE RETURNED WHEN THEY HAVE SERVED THEIR INTENDED PURPOSES, OR ON DEMAND.



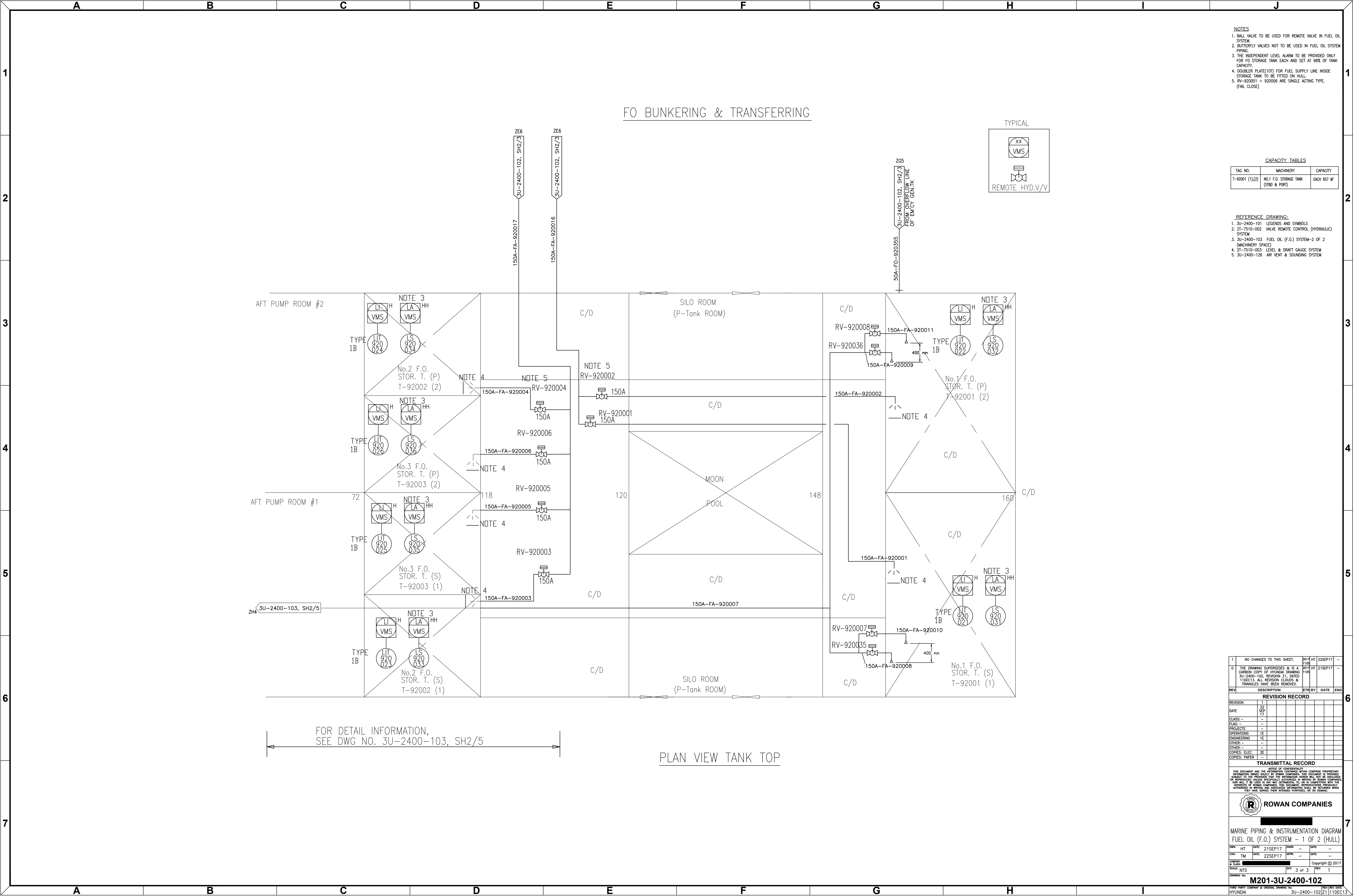
ROWAN COMPANIES

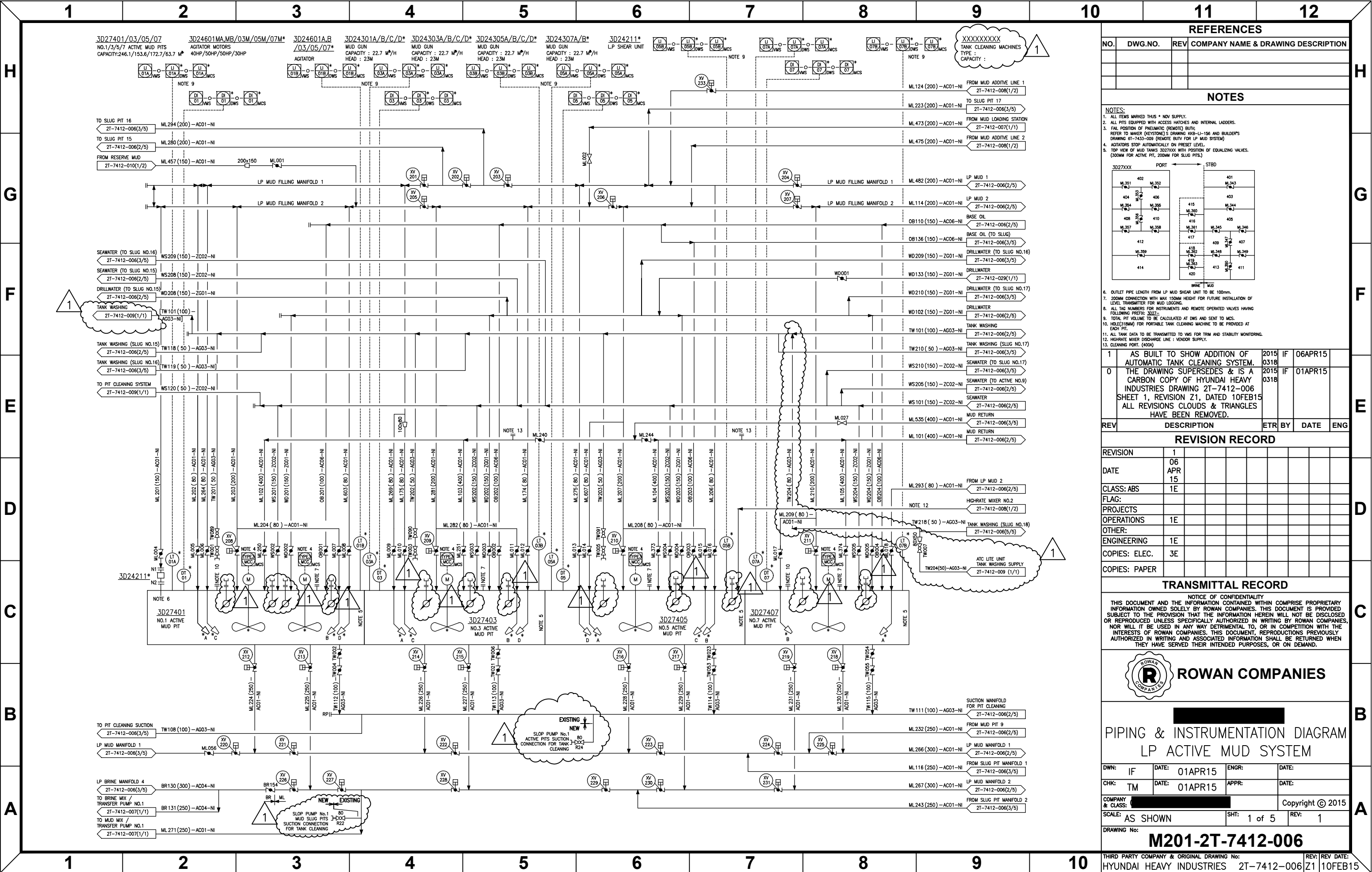
MARINE PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM
FUEL OIL (F.O.) SYSTEM - 1 OF 2 (HULL)

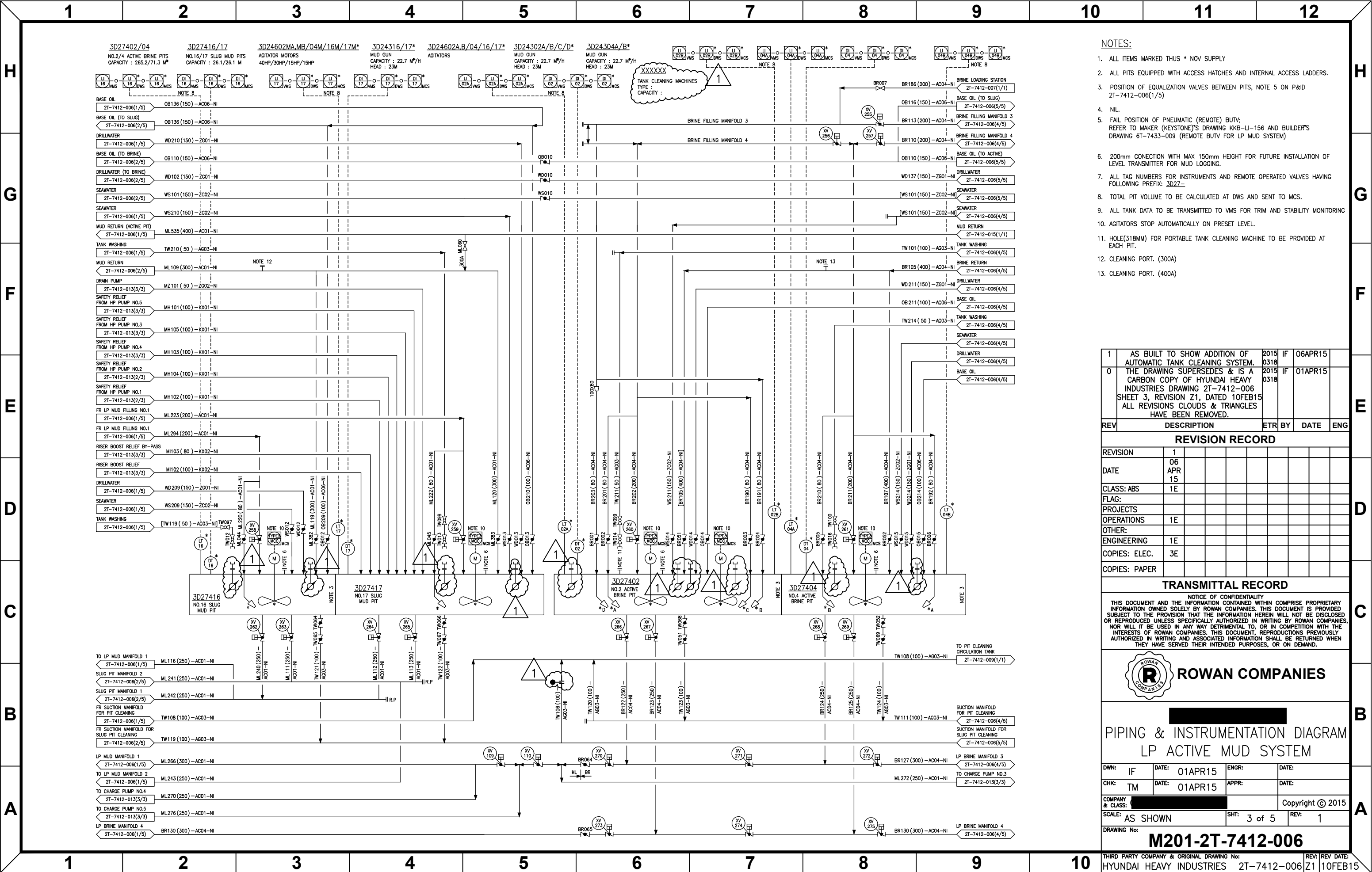
DWG: HT	DATE: 21SEP17	ENGR: -	DATE: -
CHK: TM	DATE: 22SEP17	APPR: -	DATE: -
COMPANY & CLASS: [REDACTED]			Copyright © 201
SCALE: NTS		SHT: 2 of 3	REV: 1

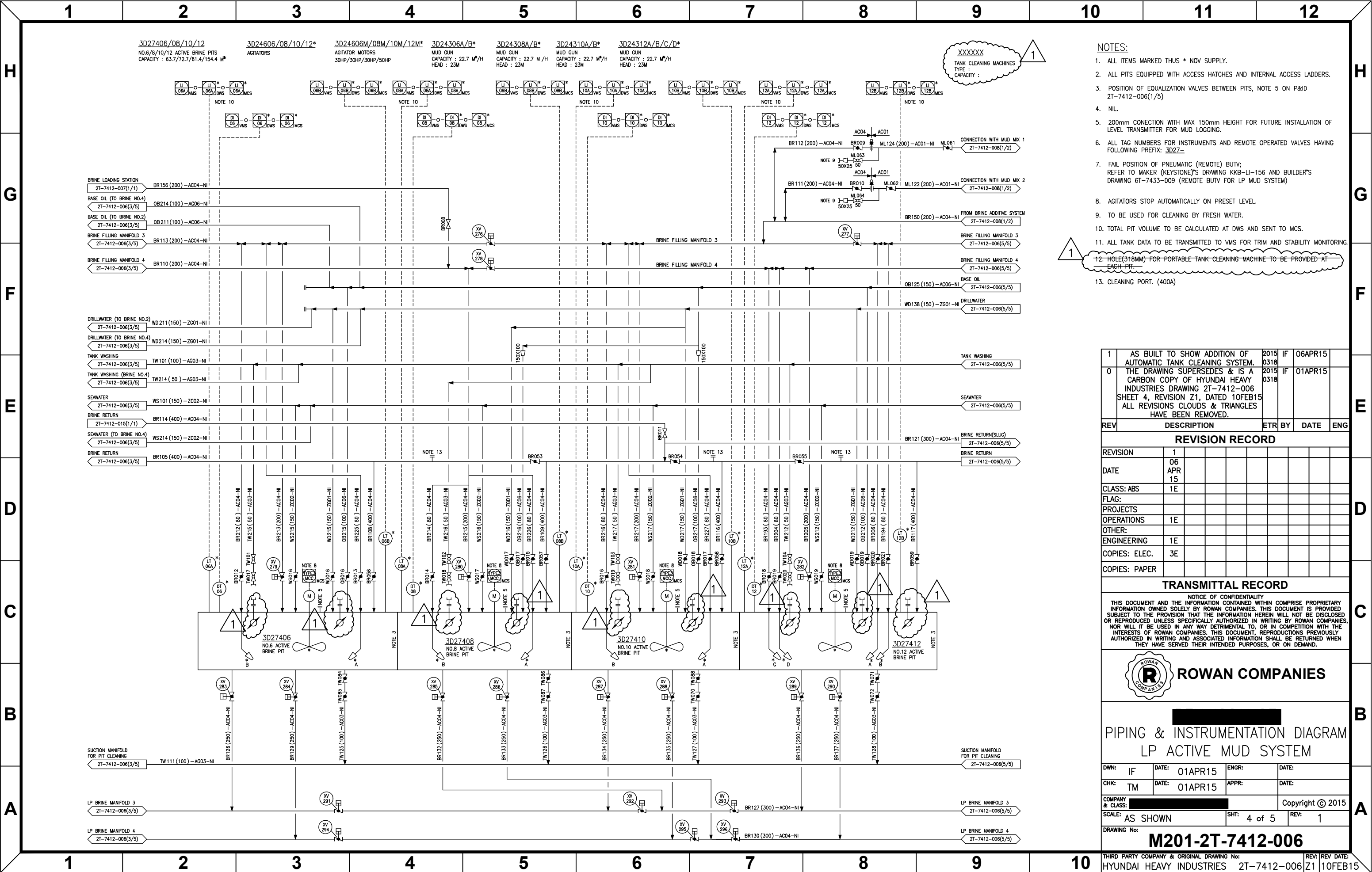
M201-3U-2400-102

THIRD PARTY COMPANY & ORIGINAL DRAWING No:		REV:	REV DA:
HYUNDAI	311-2400-102	71	11DE










- 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 CONECTION 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. 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)
 8. AGITATORS STOP AUTOMATICALLY ON PRESET LEVEL.
 9. TO BE USED FOR CLEANING BY FRESH WATER.
 10. TOTAL PIT VOLUME TO BE CALCULATED AT DWS AND SENT TO MCS.
 11. ALL TANK DATA TO BE TRANSMITTED TO VMS FOR TRIM AND STABILITY MONITORING.
 12. HOLE(318MM) FOR PORTABLE TANK CLEANING MACHINE TO BE PROVIDED AT EACH PIT.
 13. CLEANING PORT. (400A)

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 4, 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]

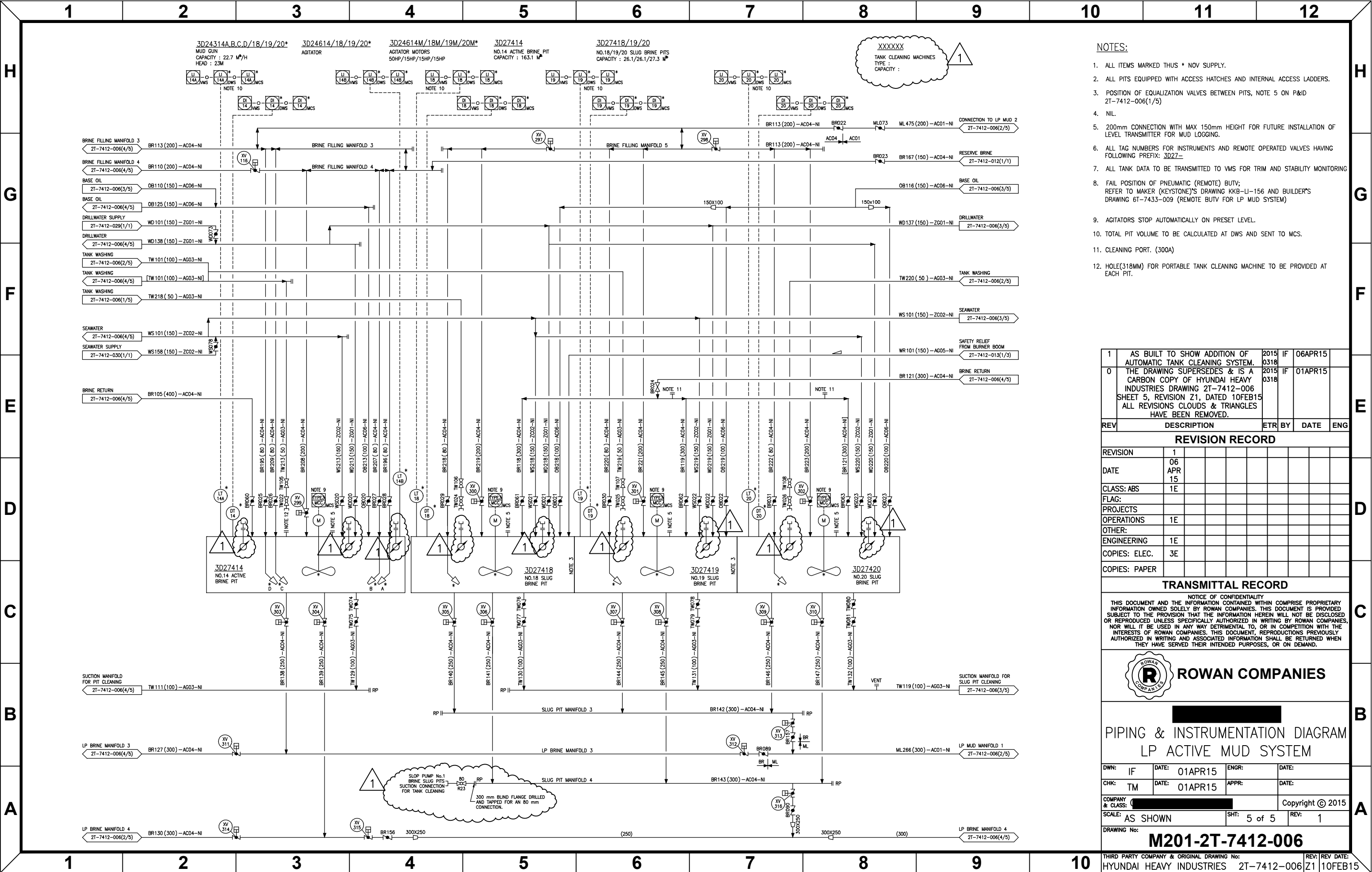
COMPANY & CLASS: [Redacted] Copyright © 2015

SCALE: AS SHOWN SHT: 4 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: REV DATE: [Redacted]




- NOTES:
- ALL ITEMS MARKED THUS * NOV SUPPLY.
 - ALL PITS EQUIPPED WITH ACCESS HATCHES AND INTERNAL ACCESS LADDERS.
 - POSITION OF EQUALIZATION VALVES BETWEEN PITS, NOTE 5 ON P&ID 2T-7412-006(1/5)
 - NIL.
 - 200mm CONNECTION WITH MAX 150mm HEIGHT FOR FUTURE INSTALLATION OF LEVEL TRANSMITTER FOR MUD LOGGING.
 - ALL TAG NUMBERS FOR INSTRUMENTS AND REMOTE OPERATED VALVES HAVING FOLLOWING PREFIX: 3D27-
 - ALL TANK DATA TO BE TRANSMITTED TO VMS FOR TRIM AND STABILITY MONITORING
 - 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)
 - AGITATORS STOP AUTOMATICALLY ON PRESET LEVEL.
 - TOTAL PIT VOLUME TO BE CALCULATED AT DWS AND SENT TO MCS.
 - CLEANING PORT. (300A)
 - 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]

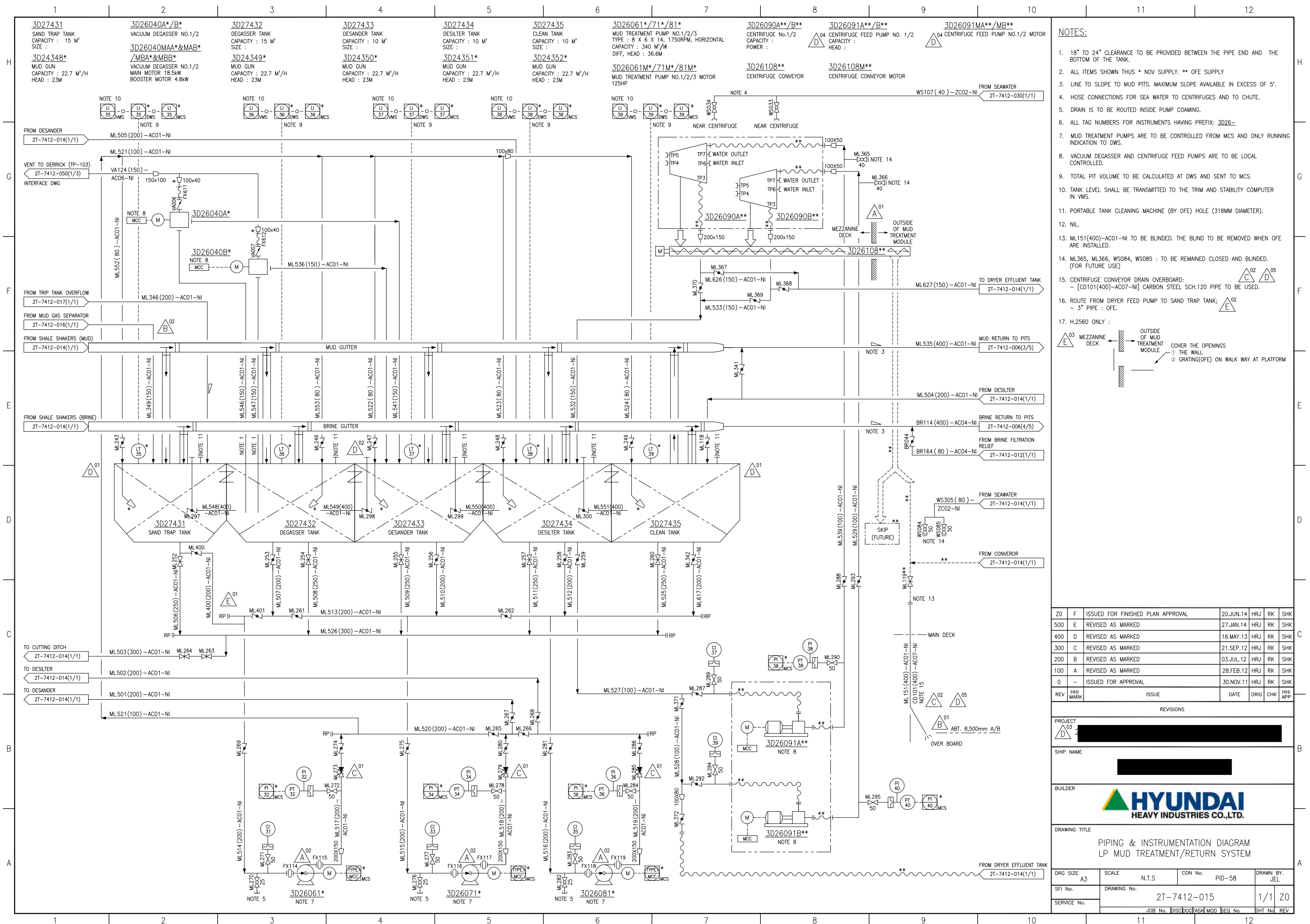
COMPANY & CLASS: [REDACTED] Copyright © 2015

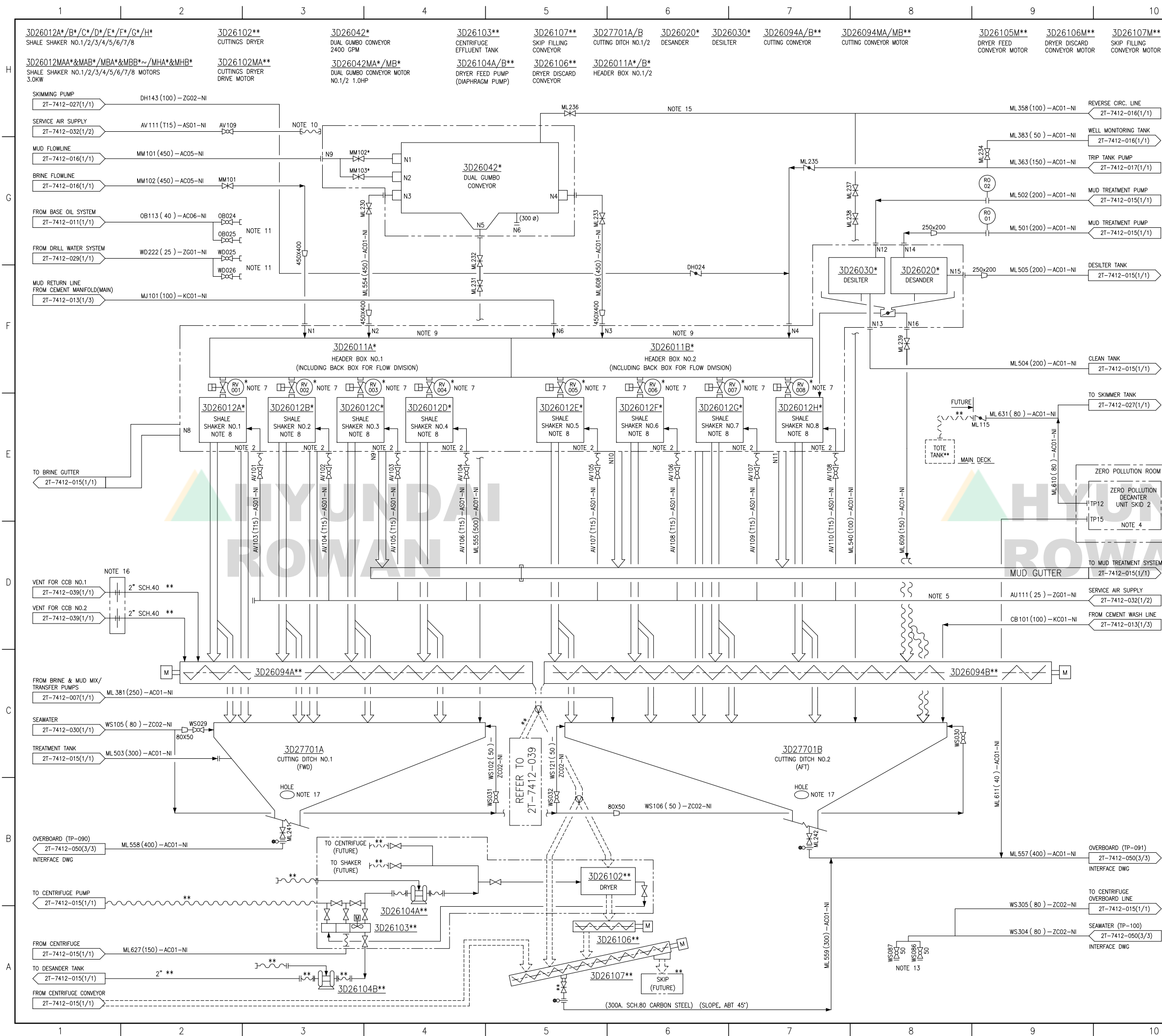
SCALE: AS SHOWN	SHT: 5 of 5	REV: 1
-----------------	-------------	--------

DRAWING No: **M201-2T-7412-006**

THIRD PARTY COMPANY & ORIGINAL DRAWING No: HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES 2T-7412-006 Z1 10FEB15

REV: [REDACTED] DATE: [REDACTED]



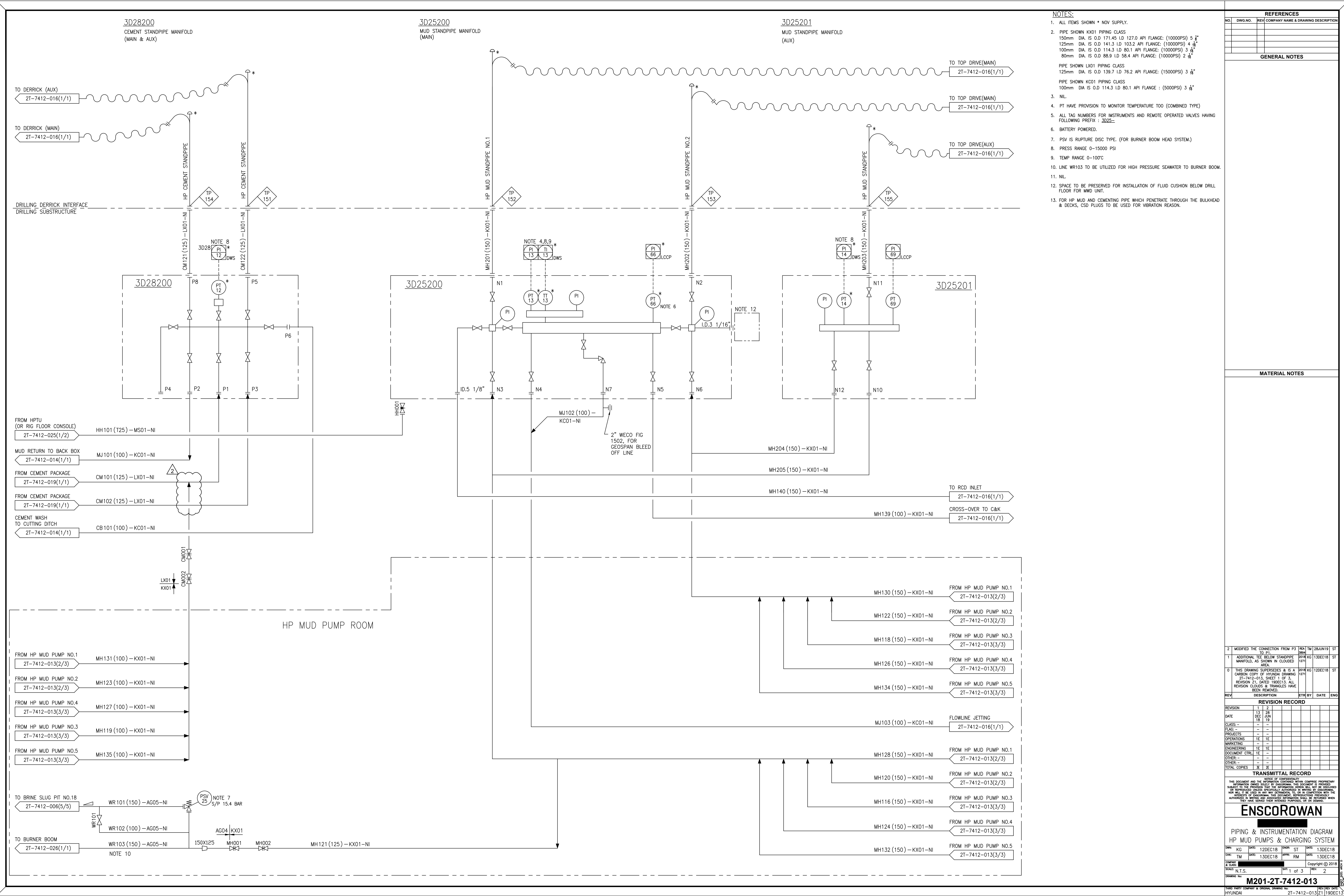


NOTES:

- 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



NOTES:

- ALL ITEMS SHOWN * NOV SUPPLY.
- PIPE SHOWN KX01 PIPING CLASS
150mm DIA. IS O.D 171.45 I.D 127.0 API FLANGE: (10000PSI) 5 8"
125mm DIA. IS O.D 141.3 I.D 103.2 API FLANGE: (10000PSI) 4 18"
100mm DIA. IS O.D 114.3 I.D 80.1 API FLANGE: (10000PSI) 3 18"
80mm DIA. IS O.D 88.9 I.D 58.4 API FLANGE: (10000PSI) 2 18"
- PIPE SHOWN LX01 PIPING CLASS
125mm DIA. IS O.D 139.7 I.D 76.2 API FLANGE: (15000PSI) 3 18"
- PIPE SHOWN KC01 PIPING CLASS
100mm DIA. IS O.D 114.3 I.D 80.1 API FLANGE : (5000PSI) 3 18"
- NIL.
- PT HAVE PROVISION TO MONITOR TEMPERATURE TOO (COMBINED TYPE)
- ALL TAG NUMBERS FOR INSTRUMENTS AND REMOTE OPERATED VALVES HAVING FOLLOWING PREFIX : ~~3D25-~~
- BATTERY POWERED.
- PSV IS RUPTURE DISC TYPE. (FOR BURNER BOOM HEAD SYSTEM.)
- PRESS RANGE 0-15000 PSI
- TEMP RANGE 0-100°C
- LINE WR103 TO BE UTILIZED FOR HIGH PRESSURE SEAWATER TO BURNER BOOM.
- NIL.
- SPACE TO BE PRESERVED FOR INSTALLATION OF FLUID CUSHION BELOW DRILL FLOOR FOR MWD UNIT.
- FOR HP MUD AND CEMENTING PIPE WHICH PENETRATE THROUGH THE BULKHEAD & DECKS, CSD PLUGS TO BE USED FOR VIBRATION REASON.

REFERENCES

NO.	DWG.NO.	REV	COMPANY NAME & DRAWING DESCRIPTION

GENERAL NOTES

MATERIAL NOTES

2	MODIFIED THE CONNECTION FROM P3 TO P1.	28JUN19	ST
1	ADDITIONAL TEE BELOW STANDPIPE MANIFOLD, AS SHOWN IN CLOUDS AREA.	2018	KG
0	THIS DRAWING SUPERSEDES & IS A CARBON COPY OF HYUNDAI DRAWING 2T-7412-013, SHEET 1 OF 3, REVISION Z1, DATED 19DEC13. ALL REVISION CLOUDS & TRIANGLES HAVE BEEN REMOVED.	2018	KG

REV	DESCRIPTION	ETR	BY	DATE	ENG
REVISION	1	2			
DATE	13	28			
	DEC	JUN			
	18	19			
CLASS:-	-	-			
FLAC:-	-	-			
PROJECTS	-	-			
OPERATIONS	1E	1E			
MARKETING	1E	-			
ENGINEERING	1E	1E			
DOCUMENT CTRL	1E	-			
OTHER:-	-	-			
OTHER:-	-	-			
TOTAL COPIES	3E	2E			

TRANSMITTAL RECORD

NOTICE OF CONFIDENTIALITY
THIS DOCUMENT AND THE INFORMATION CONTAINED HEREIN COMPOSE PROPRIETARY INFORMATION OWNED BY ENSCOROWAN. THIS DOCUMENT IS NOT TO BE DISCLOSED OR REPRODUCED WITHOUT SPECIALLY AUTHORIZED WRITING BY ENSCOROWAN. NO PART OF THIS DOCUMENT SHALL BE USED FOR ANY PURPOSES, OR FOR ANY REPRODUCTION, WITHOUT THE WRITING OF ENSCOROWAN. NO INFORMATION SHALL BE DISCLOSED OR REPRODUCED WITHOUT THE WRITING OF ENSCOROWAN. NO INFORMATION SHALL BE DISCLOSED OR REPRODUCED WITHOUT THE WRITING OF ENSCOROWAN.

ENSOROWAN

PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM
HP MUD PUMPS & CHARGING SYSTEM

DATE	KG	DATE	12DEC18	DATE	ST	DATE	13DEC18
DATE	TM	DATE	13DEC18	DATE	RM	DATE	13DEC18
DATE	TM	DATE	13DEC18	DATE	RM	DATE	13DEC18
DATE	TM	DATE	13DEC18	DATE	RM	DATE	13DEC18

COMPANY & CLASS: N.T.S. 1st of 3 2nd 2

DRAWING NO: M201-2T-7412-013

THIRD PARTY COMPANY & ORIGINAL DRAWING NO: HYUNDAI 2T-7412-013Z1 19DEC13

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

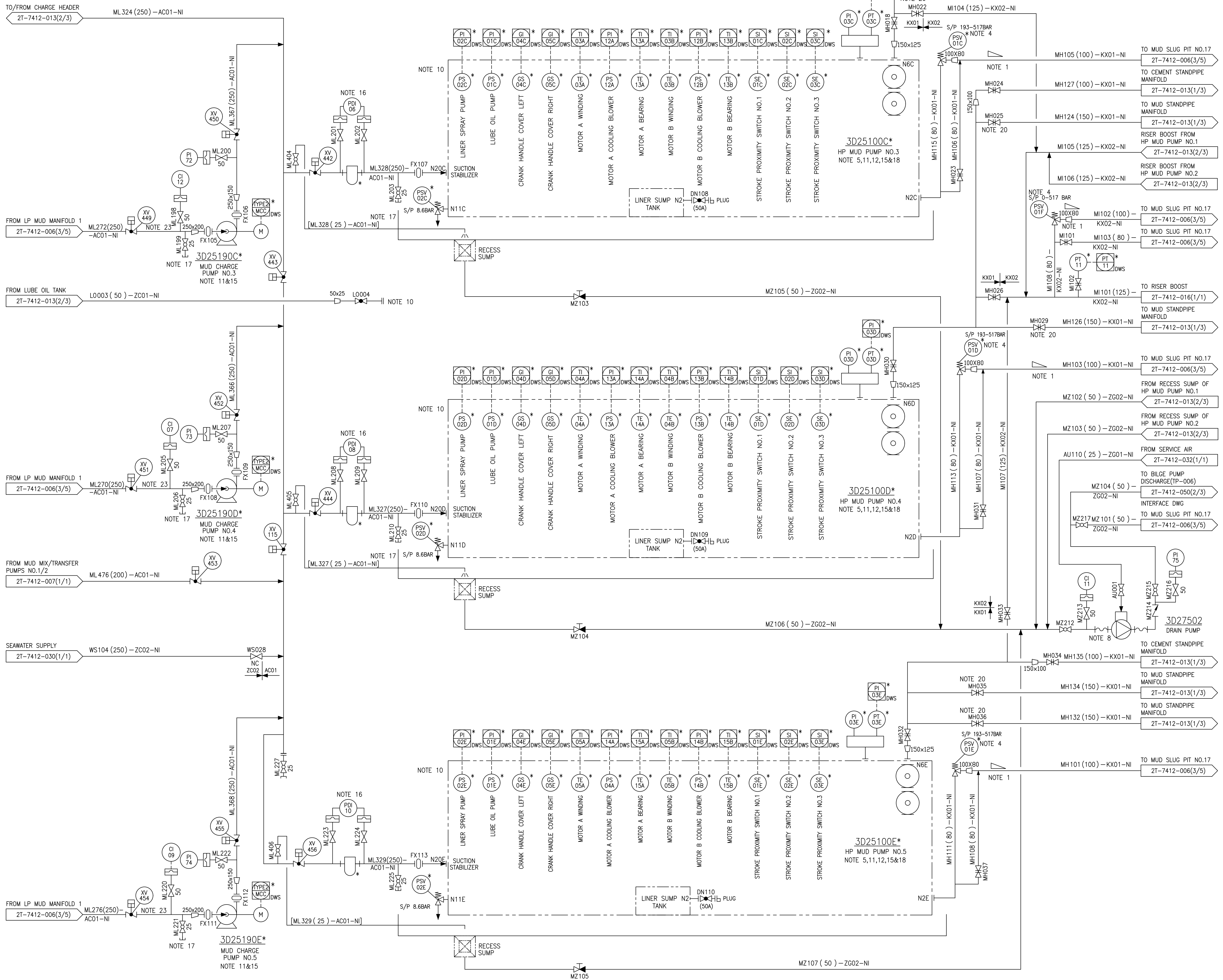
3D25100C*/D*/E*
HP MUD PUMP NO. 3/4/5
MODEL: 14-P-220, FLUID END, VFD
CAPACITY: 276-85M³/H
HEAD: 193-517BAR
POWER: 2200HP

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 1/4"
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 : 3022-
- 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			

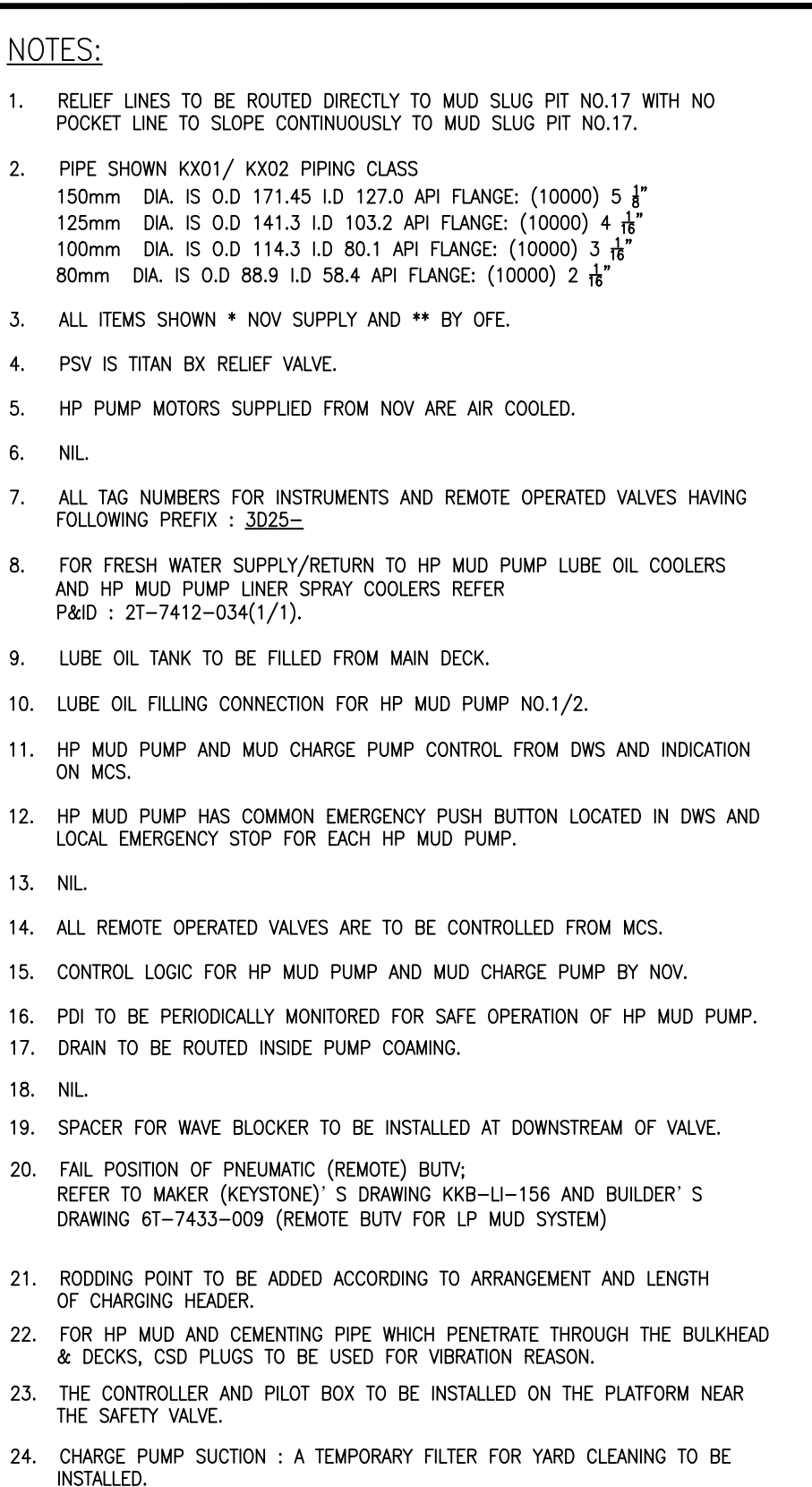
TRANSMITTAL RECORD					
NOTICE OF CONFIDENTIALITY					
THIS DOCUMENT AND THE INFORMATION CONTAINED HEREIN COMPRISE PROPRIETARY INFORMATION OF HYUNDAI. IT IS THE PROPERTY OF HYUNDAI AND IS NOT TO BE DISCLOSED OR REPRODUCED WITHOUT SPECIALLY AUTHORIZED WRITING BY HYUNDAI. NO PART OF THIS DOCUMENT IS TO BE USED IN ANY MANNER THAT COULD BE IN CONFLICT WITH THE INTERESTS OF HYUNDAI. NO DISSEMINATION OF THIS DOCUMENT IS PERMITTED WHEN THEY HAVE SERVED THEIR INTENDED PURPOSES, OR ON DEMAND.					

ENSCOROWAN

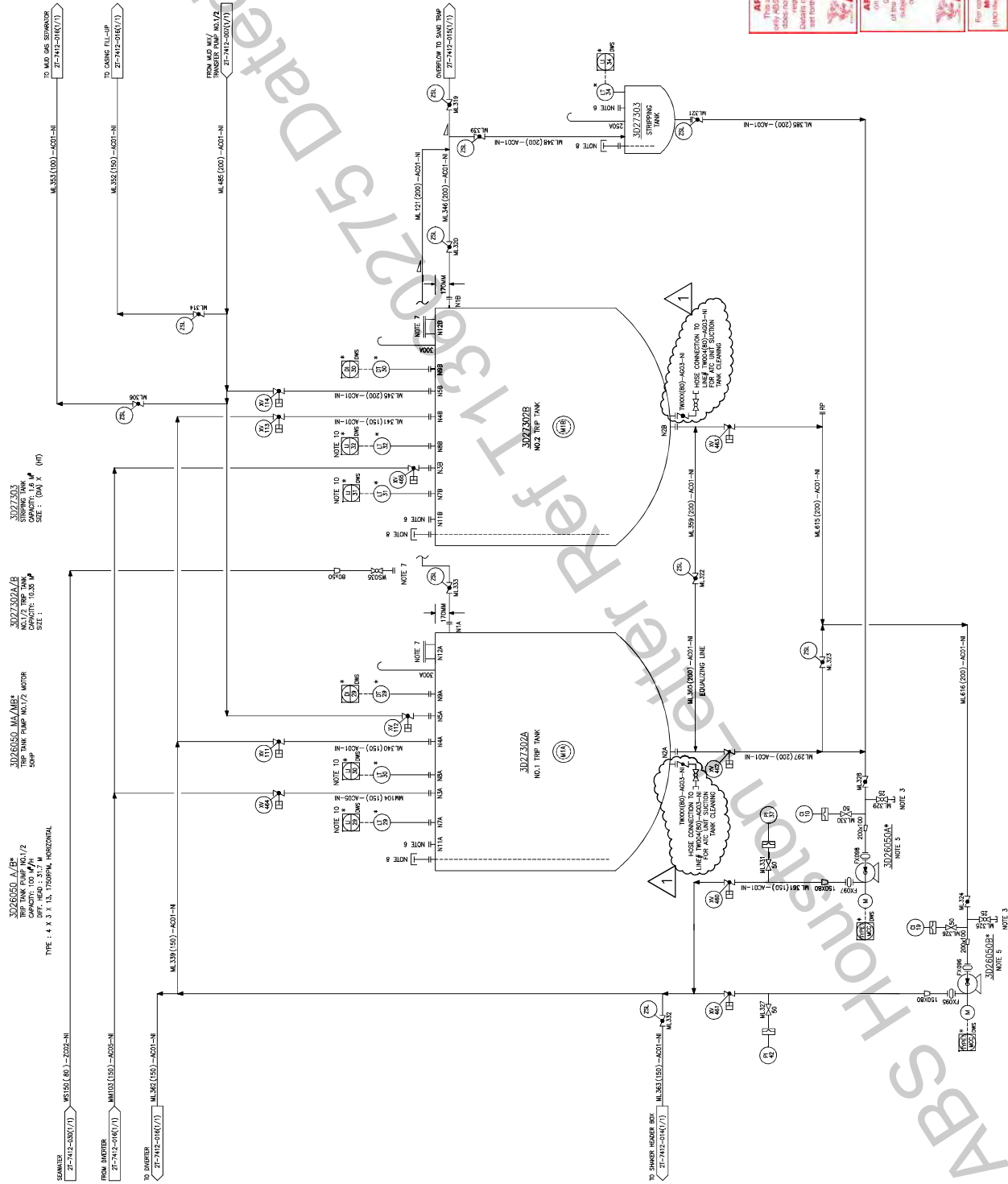
PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM
HP MUD PUMPS & CHARGING SYSTEM

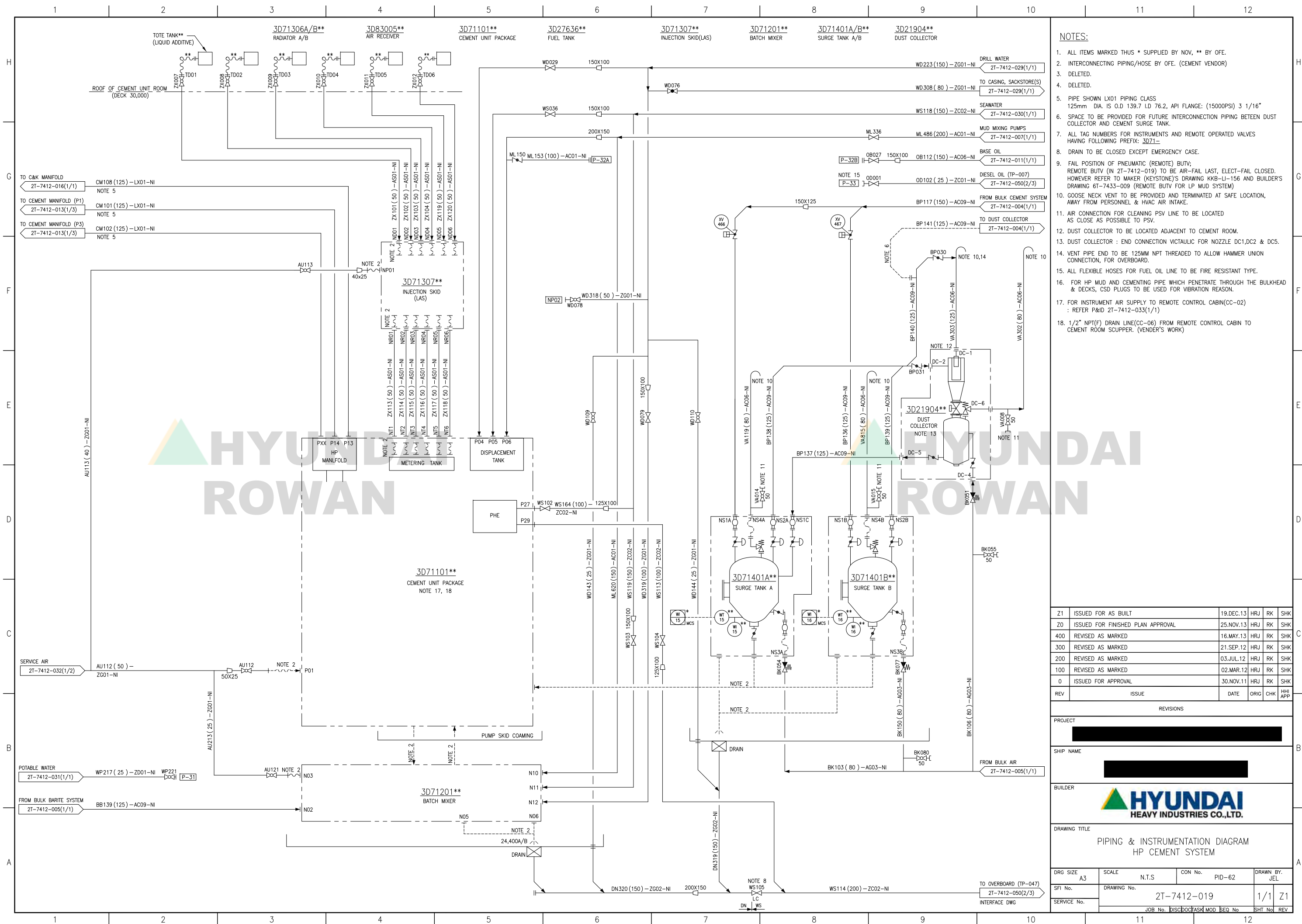
DATE	KG	DATE	12DEC18	DATE	ST	DATE	13DEC18
DATE	TM	DATE	13DEC18	DATE	RM	DATE	13DEC18
DATE	TM	DATE	13DEC18	DATE	RM	DATE	13DEC18
DATE	TM	DATE	13DEC18	DATE	RM	DATE	13DEC18

THIRD PARTY COMPANY & ORIGINAL DRAWING NO. HYUNDAI
2T-7412-013Z1 19DEC13



13

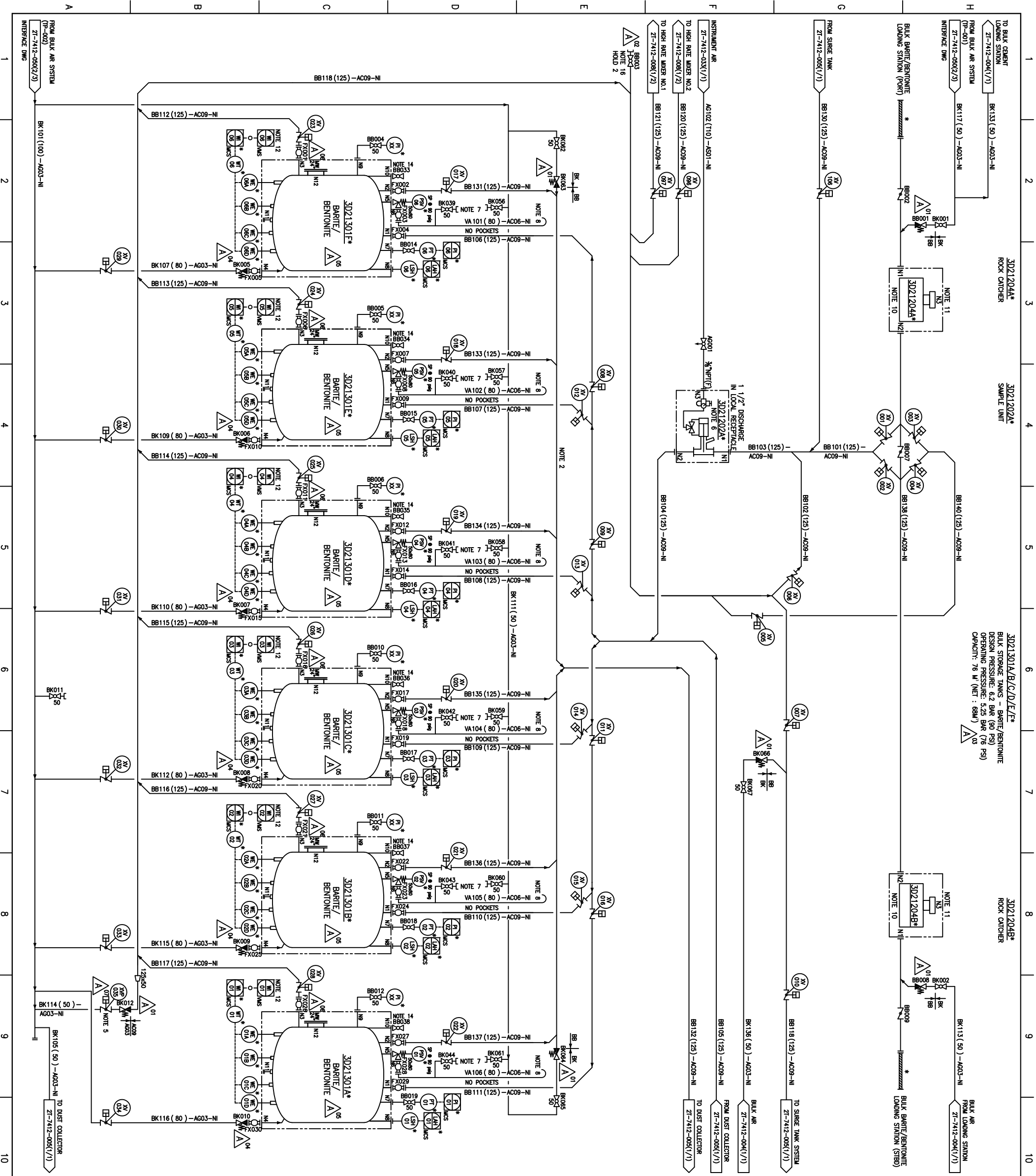
[illegible]



- NOTES:
- ALL ITEMS MARKED THUS * SUPPLIED BY NOV, ** BY OFE.
 - INTERCONNECTING PIPING/HOSE BY OFE. (CEMENT VENDOR)
 - DELETED.
 - DELETED.
 - PIPE SHOWN LX01 PIPING CLASS
125mm DIA. IS O.D. 139.7 I.D. 76.2, API FLANGE: (15000PSI) 3 1/16"
 - SPACE TO BE PROVIDED FOR FUTURE INTERCONNECTION PIPING BETWEEN DUST COLLECTOR AND CEMENT SURGE TANK.
 - ALL TAG NUMBERS FOR INSTRUMENTS AND REMOTE OPERATED VALVES HAVING FOLLOWING PREFIX: 3D71-
 - DRAIN TO BE CLOSED EXCEPT EMERGENCY CASE.
 - FAIL POSITION OF PNEUMATIC (REMOTE) BUTV;
REMOTE BUTV (IN 2T-7412-019) TO BE AIR-FAIL LAST, ELECT-FAIL CLOSED.
HOWEVER REFER TO MAKER (KEYSTONE)'S DRAWING KKB-LI-156 AND BUILDER'S DRAWING 6T-7433-009 (REMOTE BUTV FOR LP MUD SYSTEM)
 - GOOSE NECK VENT TO BE PROVIDED AND TERMINATED AT SAFE LOCATION, AWAY FROM PERSONNEL & HVAC AIR INTAKE.
 - AIR CONNECTION FOR CLEANING PSV LINE TO BE LOCATED AS CLOSE AS POSSIBLE TO PSV.
 - DUST COLLECTOR TO BE LOCATED ADJACENT TO CEMENT ROOM.
 - DUST COLLECTOR : END CONNECTION VICTAULIC FOR NOZZLE DC1,DC2 & DC5.
 - VENT PIPE END TO BE 125MM NPT THREADED TO ALLOW HAMMER UNION CONNECTION, FOR OVERBOARD.
 - ALL FLEXIBLE HOSES FOR FUEL OIL LINE TO BE FIRE RESISTANT TYPE.
 - FOR HP MUD AND CEMENTING PIPE WHICH PENETRATE THROUGH THE BULKHEAD & DECKS, CSD PLUGS TO BE USED FOR VIBRATION REASON.
 - FOR INSTRUMENT AIR SUPPLY TO REMOTE CONTROL CABIN(CC-02)
: REFER P&ID 2T-7412-033(1/1)
 - 1/2" NPT(F) DRAIN LINE(CC-06) FROM REMOTE CONTROL CABIN TO CEMENT ROOM SCUPPER. (VENDER'S WORK)

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	REVISED AS MARKED	21.SEP.12	HRJ	RK	SHK
200	REVISED AS MARKED	03.JUL.12	HRJ	RK	SHK
100	REVISED AS MARKED	02.MAR.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 HP CEMENT SYSTEM					
DRG. SIZE	A3	SCALE	N.T.S	CON. No.	PID-62
SFI No.	DRAWING No.		2T-7412-019		DRAWN BY: JEL
SERVICE No.	JOB No.		DISCPO	ASH	MOD
		SEQ	No	SHT	No
		REV			



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 TAPE, 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

HOLD:

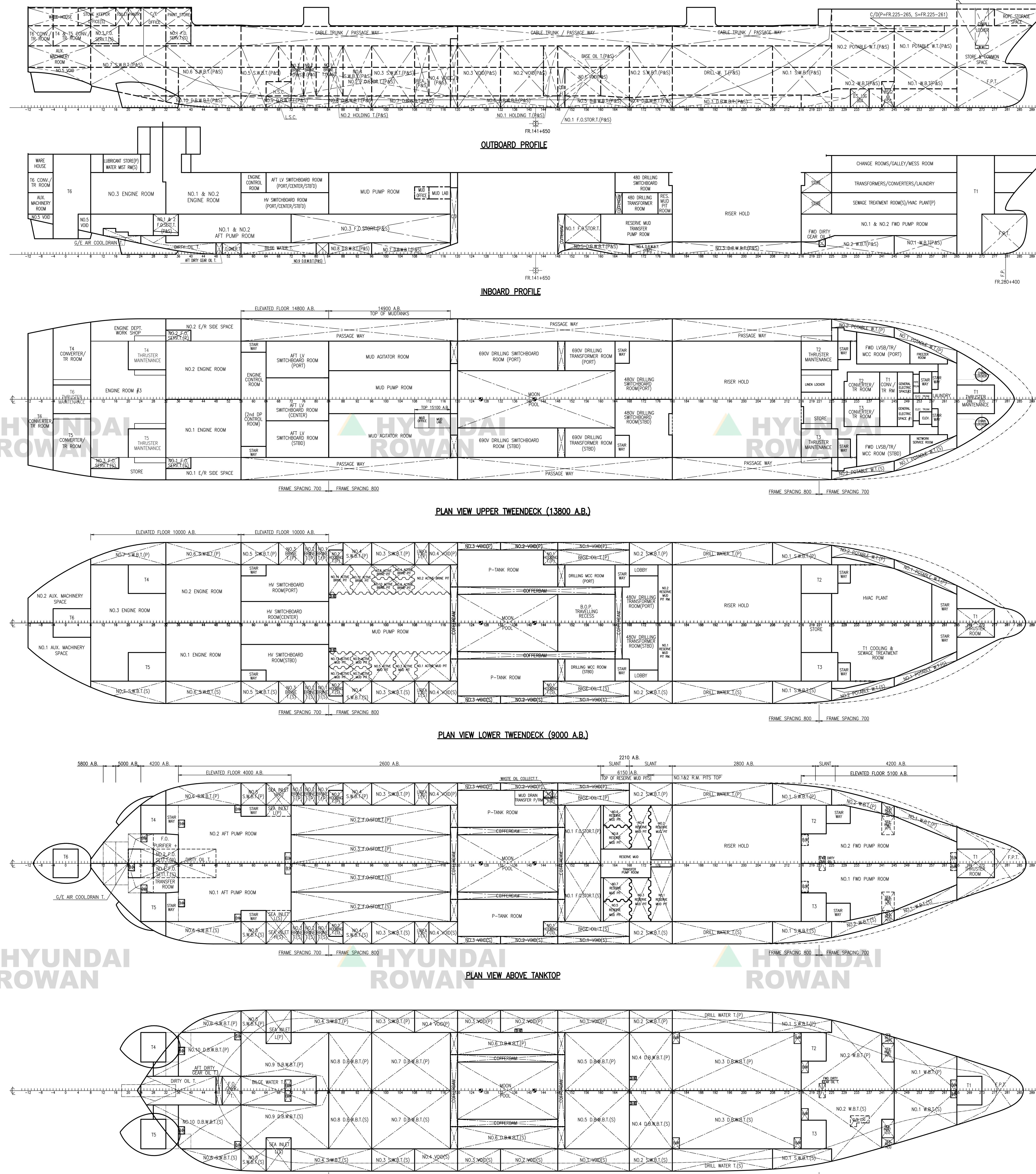
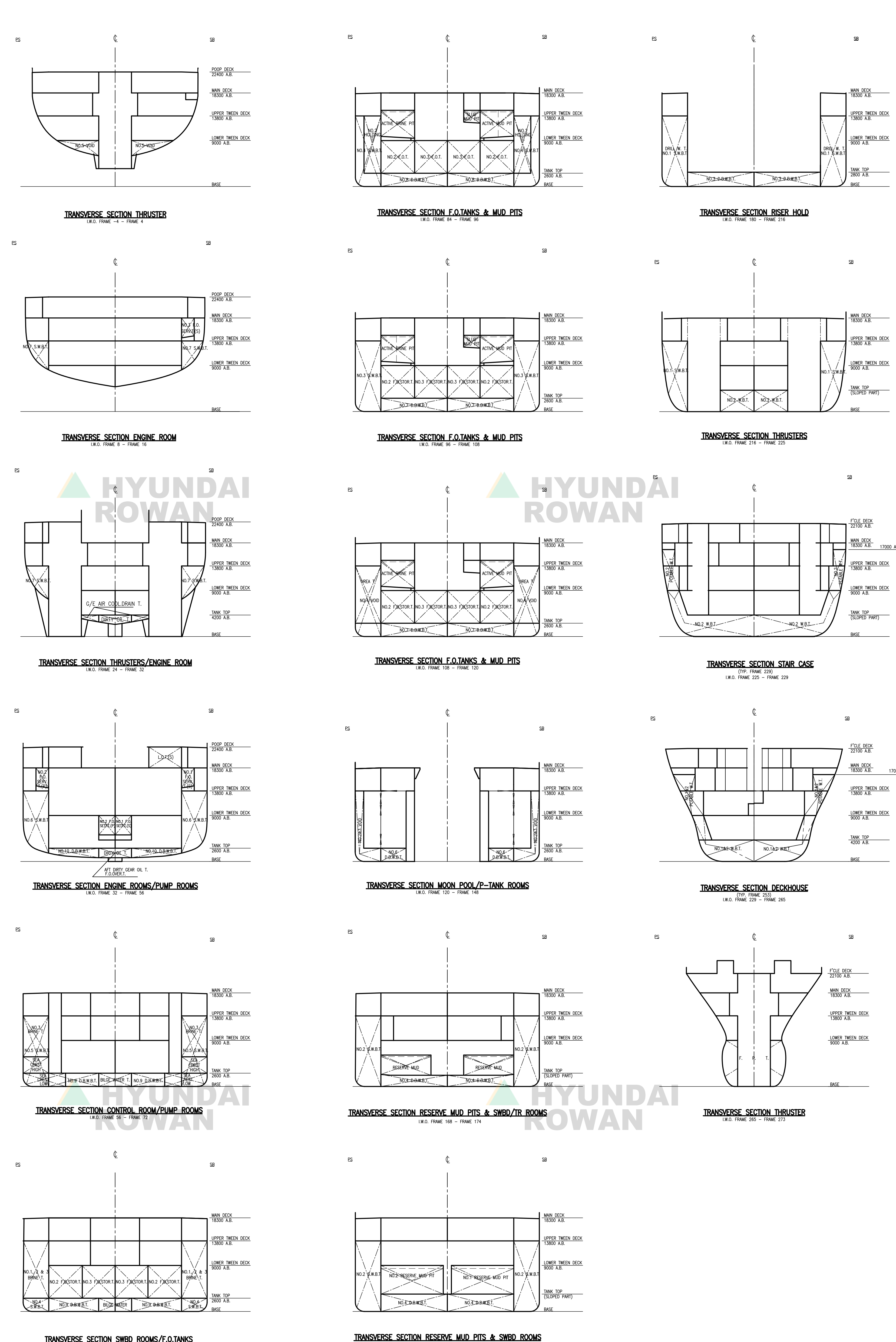
1. NIL.
2. 1" BALL VALVE FOR AIR BLOWING : VALVE SETS AND LOCATION TO

REV	MARK	DATE	ISSUE	CHK	APP
0	-	22.FEB.12	REVISED AS MARKED	RK	SHK
1	-	30.NOV.11	ISSUED FOR APPROVAL	RK	SHK

PROJECT	
SHIP NAME	
BUILDER	
DRAWING TITLE	PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM BULK POWDER SYSTEM BARITE/BENTONITE
DWG SIZE	A3
SCALE	N.T.S
SFT No.	21-7412-003
SERVICE No.	



DRAWING TITLE	PIPING & INSTRUMENTATION DIAGRAM BULK POWDER SYSTEM BARITE/BENTONITE
DWG SIZE	A3
SCALE	N.T.S
SFT No.	21-7412-003
SERVICE No.	



DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume	Weight	LOG Fwd of MS	TCS Sd of MS	VCB Aft of BL	FSM Sd of BL
WATER BALLAST TANK		m ³	kg		% of TCS	% of VCB	% of FSM
1.1.1.W.B.L.T.(S)	20.6 - 207.4	1002.1	1007.8	10.102	-10.00	4.70	1.90
2.1.1.W.B.L.T.(S)	20.6 - 202.0	694.2	707.2	86.80	-9.84	3.14	1.30
3.1.1.W.B.L.T.(S)	20.6 - 205.0	1011.0	1026.0	86.80	-9.84	3.14	1.30
4.1.1.W.B.L.T.(S)	20.6 - 205.0	1010.0	1045.0	70.95	-9.41	2.77	3.00
5.1.1.W.B.L.T.(S)	20.6 - 205.0	1010.0	1045.0	70.95	-9.41	2.77	3.00
6.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
7.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
8.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
9.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
10.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
11.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
12.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
13.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
14.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
15.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
16.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
17.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
18.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
19.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
20.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
21.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
22.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
23.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
24.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
25.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
26.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
27.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
28.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
29.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
30.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
31.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
32.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
33.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
34.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
35.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
36.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
37.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
38.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
39.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
40.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
41.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
42.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
43.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
44.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
45.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
46.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
47.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
48.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
49.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
50.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
51.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
52.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
53.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
54.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
55.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
56.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
57.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
58.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
59.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
60.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
61.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
62.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
63.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
64.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
65.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
66.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
67.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
68.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
69.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
70.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
71.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
72.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
73.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
74.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
75.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
76.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
77.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
78.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
79.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
80.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
81.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
82.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
83.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
84.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
85.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
86.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
87.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
88.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
89.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
90.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
91.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
92.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
93.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
94.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
95.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
96.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
97.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
98.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
99.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
100.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
101.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
102.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
103.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
104.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
105.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
106.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
107.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
108.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
109.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
110.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
111.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
112.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
113.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
114.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
115.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
116.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
117.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
118.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
119.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
120.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
121.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
122.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
123.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
124.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
125.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
126.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
127.1.1.W.B.L.T.(S)	10.0 - 216.0	1022.0	1040.0	44.66	-7.48	1.60	0.27
128.1.1.W.B.L.T.(S)							

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight t	LCG Fwd of MS	TCB %	VCGL Above BL	FSM
LIQUID MLD PBT							(G.C. x FILL RATE) x 100 / 1000
NO.1 ACTIVE BRINE PBT	106.4 - 118.0	236.5	449.3	-22.81	12.76	12.16	12.15
NO.2 ACTIVE BRINE PBT	109.7 - 118.0	258.4	484.1	-23.20	-9.88	11.00	12.15
NO.3 ACTIVE MLD PBT	102.4 - 109.4	147.5	280.3	-29.15	9.78	12.15	12.15
NO.4 ACTIVE MLD PBT	102.4 - 109.4	147.5	280.3	-29.15	9.78	12.15	12.15
NO.5 ACTIVE MLD PBT	95.6 - 102.4	165.9	315.2	-34.25	9.78	12.15	12.15
NO.6 ACTIVE MLD PBT	102.4 - 109.4	147.5	280.3	-29.15	9.78	12.15	12.15
NO.7 ACTIVE MLD PBT	90.4 - 95.6	61.1	116.1	-39.05	11.46	12.19	10.00
NO.8 ACTIVE BRINE PBT	96.4 - 102.4	69.9	132.7	-33.96	11.46	12.19	10.00
NO.9 ACTIVE BRINE PBT	96.4 - 102.4	69.9	132.7	-33.96	11.46	12.19	10.00
NO.10 ACTIVE BRINE PBT	96.4 - 102.4	78.3	148.7	-33.94	-8.28	12.15	12.15
NO.11 ACTIVE BRINE PBT	96.4 - 102.4	78.3	148.7	-33.94	-8.28	12.15	12.15
NO.12 ACTIVE BRINE PBT	90.4 - 96.4	14.7	28.0	-38.75	-9.78	12.15	12.15
NO.13 ACTIVE MLD PBT	84.0 - 90.4	83.1	167.9	-43.71	8.29	12.10	12.10
NO.14 ACTIVE MLD PBT	84.0 - 90.4	83.1	167.9	-43.71	8.29	12.10	12.10
NO.15 SLUSK MLD PBT	102.4 - 109.4	20.9	39.7	-28.58	5.03	13.55	5.00
NO.16 SLUSK MLD PBT	96.4 - 102.4	20.9	39.7	-28.58	5.03	13.55	5.00
NO.17 SLUSK MLD PBT	96.4 - 100.2	21.9	41.7	-34.90	5.03	13.55	5.00
NO.18 SLUSK BRINE PBT	92.2 - 96.2	21.9	41.7	-38.10	5.03	13.55	5.00
NO.19 SLUSK BRINE PBT	92.2 - 96.2	21.9	41.7	-38.10	5.03	13.55	5.00
NO.20 SLUSK BRINE PBT	84.0 - 88.2	23.0	43.6	-44.58	5.03	13.55	5.00
NO.21 RESERVE MLD PBT	118.0 - 180.0	359.1	682.4	-26.07	12.15	12.15	12.15
NO.2 RESERVE MLD PBT	173.0 - 180.0	33.9	68.2	-46.07	-6.92	5.64	7.45
NO.3 RESERVE MLD PBT	168.0 - 173.0	145.6	276.6	-23.32	8.09	4.11	33.00
NO.4 RESERVE MLD PBT	168.0 - 173.0	145.6	276.6	-23.32	8.09	4.11	33.00
NO.5 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	97.7	185.7	-18.24	10.64	4.11	33.00
NO.6 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	97.7	185.7	-18.24	10.64	4.11	33.00
NO.7 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.8 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.9 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.10 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.11 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.12 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.13 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.14 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.15 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.16 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.17 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.18 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.19 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.20 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.21 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75
NO.22 RESERVE MLD PBT	160.0 - 168.0	105.8	201.0	-18.24	5.75	4.12	6.75

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight t	LCG Pwcd of MS	LCG SB ^a	VCGL Above BL	FSM
					(G.C. + FUEL TANK) 0.80 - 1.80		
FUEL OIL TANK	150.0 - 160.0	657.5	573.5	10.55			
NF 1.0 (STERN)	150.0 - 160.0	657.5	573.5	10.55	6.00	5.81	146.5
NF 2.0 (STERN)	140.0 - 150.0	1480.0	1260.0	11.50	6.00	5.81	360.0
NF 2.0 (STERN)	72.0 - 118.0	1485.5	1295.0	-36.85	9.70	5.81	875.0
NF 2.0 (STERN)	72.0 - 118.0	1485.5	1295.0	-36.85	9.70	5.81	875.0
NF 3.0 (STERN)	72.0 - 118.0	1439.8	1253.2	-36.86	3.30	5.81	778.0
NF 3.0 (STERN)	72.0 - 118.0	1439.8	1253.2	-36.86	3.30	5.81	778.0
NF 2.0 (STERN)	28.0 - 36.0	72.3	66.5	-82.79	1.60	6.83	1.0
NF 2.0 (STERN)	28.0 - 36.0	72.3	66.5	-82.79	1.60	6.83	1.0
NF 2.0 (STERN)	32.0 - 41.0	57.2	48.9	-79.30	1.42	16.45	8.0
NF 2.0 (STERN)	32.0 - 41.0	57.2	48.9	-79.30	1.42	16.45	8.0
NF 2.0 (STERN)	8.0 - 17.0	52.2	40.9	-96.30	1.42	16.45	8.0
NF 2.0 (STERN)	8.0 - 17.0	52.2	40.9	-96.30	1.42	16.45	8.0
EMCY GEN'D.O.T	200.0 - 252.0	5.5	8.3	84.70	-11.55	43.39	0.0
		7566.8	6555.0	0.00			6336.0

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight T	LCG Fwd of MS m	TCG SB+ m	VOG Above BL	FSM m
LUB. OIL TANK					(S.G. + FILL RATIO = 0.900 + 98.9%)		
L.O.T.(S)	32.0 - 36.0	68.5	60.4	-81.22	9.74	20.32	60
TOTAL		68.5	60.4	-81.22	9.74	20.32	60

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight T	LCG Fwd of MS m	TCG SB+ m	VCB Above BL m	FSM m ²
GEAR OIL TANK							
SEAR DIRTY GEAR OIL T.	221.0 - 223.0	6.7	6.1	64.09	0.00	2.50	4.0
AFT DIRTY GEAR OIL T.	48.0 - 50.0	22.8	20.8	-70.75	0.00	1.30	31
TOTAL		29.5	26.9	-40.17	0.00	1.57	35

DESCRIPTION OF TANKS	Position	Volume	Weight	LCG of MS	TGB SB-C	VCB Above LB	FSM
BRINE TANK					(S.G. FUEL RATIO = 1.000 - 0.020)		
N-0.1 BRINE T. (P)	80.0 - 88.8	212.3	403.4	-46.82	-15.86	8.21	41
N-0.1 BRINE T. (S)	80.0 - 88.8	212.3	403.4	-46.82	15.86	8.21	41
N-0.2 BRINE T. (P)	76.0 - 80.0	153.4	291.5	-50.45	-15.86	8.21	25
N-0.2 BRINE T. (S)	76.0 - 80.0	153.4	291.5	-50.45	15.86	8.21	25
N-0.3 BRINE T. (P)	68.0 - 76.0	263.2	500.0	-54.42	-15.86	8.87	58
N-0.3 BRINE T. (S)	68.0 - 76.0	263.2	500.0	-54.42	15.86	8.87	58
TOTAL		1257.8	2389.8	-50.88	0.00	8.47	256

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight T	LCG Fwd of MS m	LCG SG + m	VCG Above BL m	FSM
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div>BASE OIL TANK</div> <div>(S.G. + FILL RATIO = 0.930 + 98.0 %)</div> </div>							
BASE OIL T (P)	148.0 - 168.0	572.3	521.5	13.07	-14.66	8.05	45.0
BASE OIL T (S)	148.0 - 168.0	572.8	522.0	13.07	14.66	8.05	45.0

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight T	LCG Fwd of MS	TCG SB+ m	VCG Above BL m	FSM m ²
UREA TANK							
UREA T.(P)	108.0 - 112.0	175.4	190.8	-25.45	-15.50	8.21	33.3
UREA T.(S)	108.0 - 112.0	175.4	190.8	-25.45	15.50	8.21	33.3

TOTAL		350.8	381.6	-25.45	0.00	8.21	66.00
DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m³	Weight T	LCG Fwd of MS m	TCG SB.+ m	VCG Above BL m	FSM m²
DRILL WATER TANK					[S.G. - FILL RATIO = 1.000 × 100.0 %]		
DRILL WATER T.(P)	180.0 - 208.0	1478.0	1478.0	41.68	-15.45	7.05	233.00
DRILL WATER T.(S)	208.0 - 218.0	1478.0	1478.0	41.68	-15.45	7.05	233.00

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight T	LCG Fwd of MS	TCG SB+ m	VCG Above BL	FSM	TOTAL	
								m ³	ms
FRESH WATER TANK								2956.6	2956.6
N01 POTABLE W.T (L)	245.0 - 260.0	31.1	31.1	87.33	-11.69	13.30		41.68	7.05
N02 POTABLE W.T (L)	245.0 - 260.0	399.6	399.6	87.58	11.67	13.50		7.05	41.68
N03 POTABLE W.T (L)	225.0 - 245.0	31.1	31.1	73.36	15.52	12.98		7.05	41.68
N02 POTABLE W.T (S)	225.0 - 245.0	31.1	31.1	73.36	15.52	12.98		7.05	41.68
TOTAL		1404.5	1404.5	81.20	15.12	13.22	67.78		

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frames)	Volume m ³	Weight t	L/G Fwd of MS	TCG SB.+m	VCG Above BL m	FSM m ²
DIRTY OIL TANK							
DIRTY OIL T.	24.0 - 48.0	217.2	189.5	-79.46	0.00	2.09	350
TOTAL		217.2	189.5	-79.46	0.00	2.09	350

DESCRIPTION OF TANKS	Position (Frame)	Volume m3	Weight T	LCG				FSM
				Fwd	M	Aft	BL	
(S.G. = FILL RATIO = 1.000 = 98.0%)								
BILGE WATER TANK								
BILGE WATER T.	56.0 - 80.0	268.3	262.9	-57.50	0.00	1.28	367	
WASTE OIL COLLECT.T.	144.0 - 146.5	21.0	20.6	2.75	-15.48	5.81	17	
NO.1 OIL (NO.1) (P)	146.0 - 149.0	96.6	94.8	14.48	3.89	9.66	29	
NO.11 OIL (NO.2) (S)	144.0 - 148.0	116.5	114.1	3.35	-14.66	8.21	10	

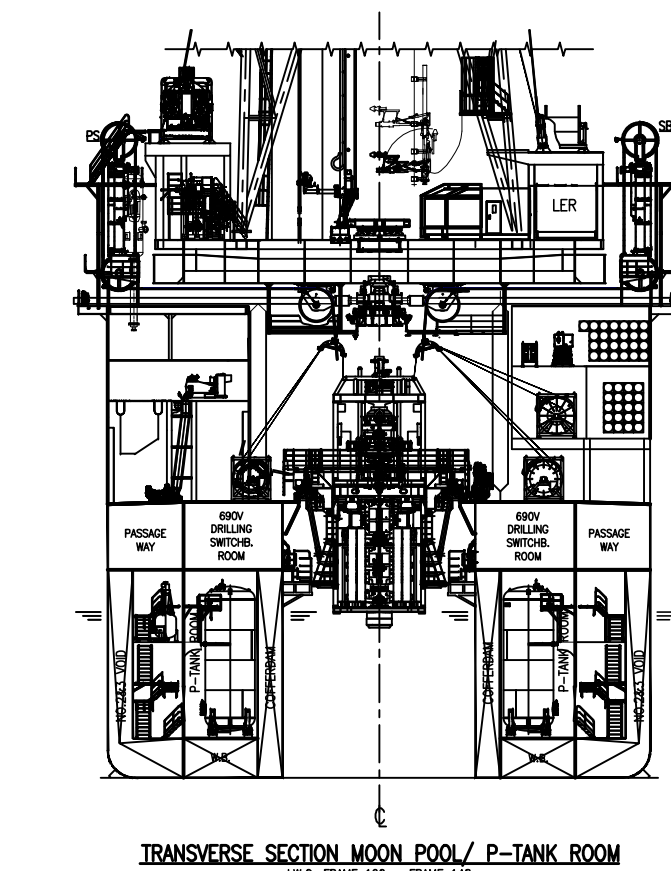
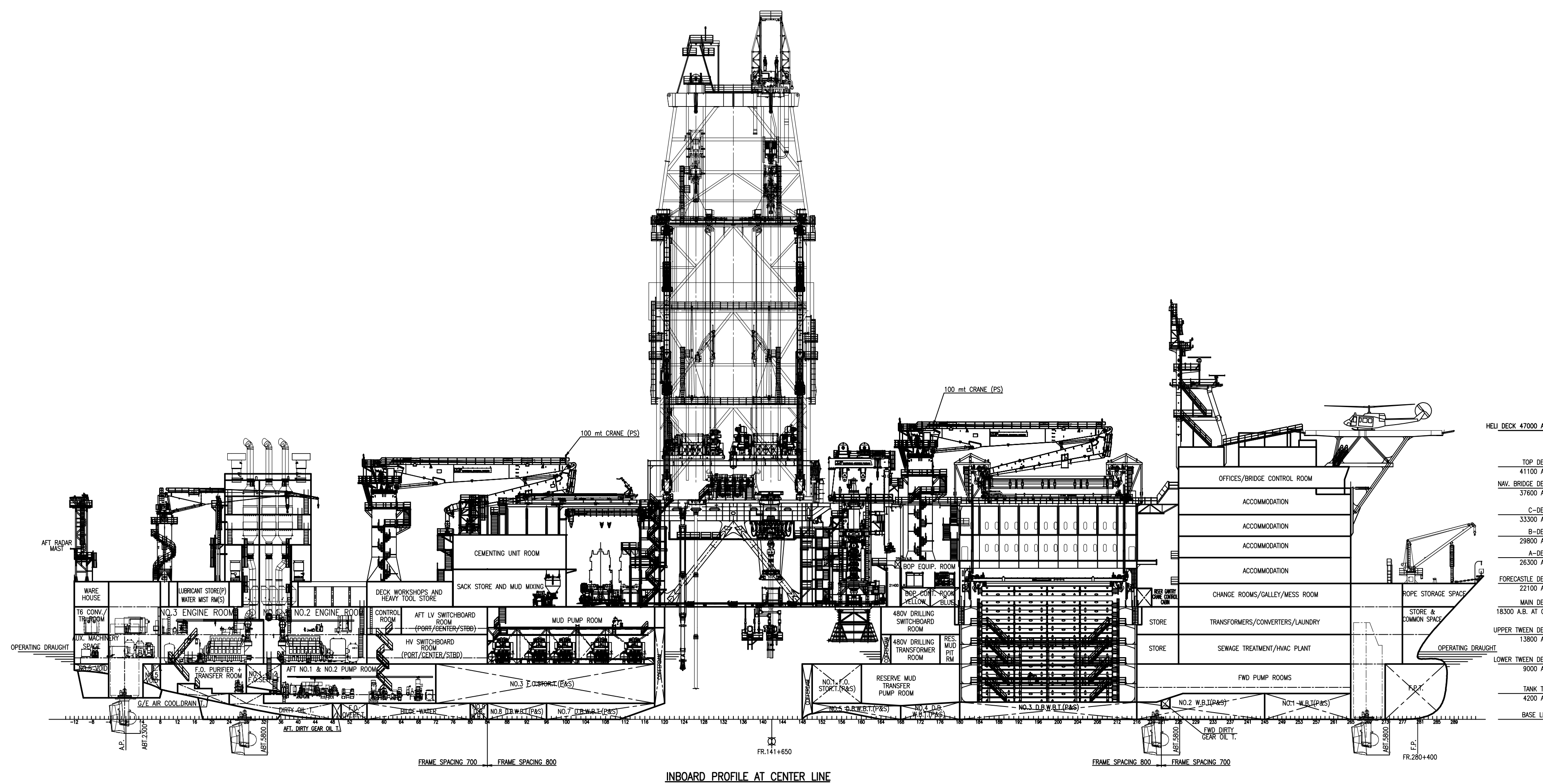
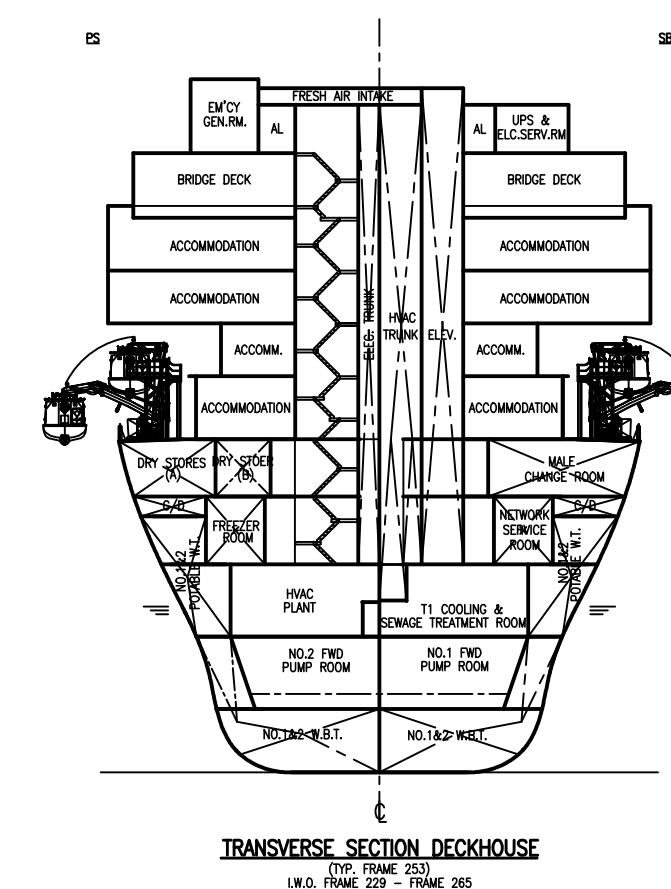
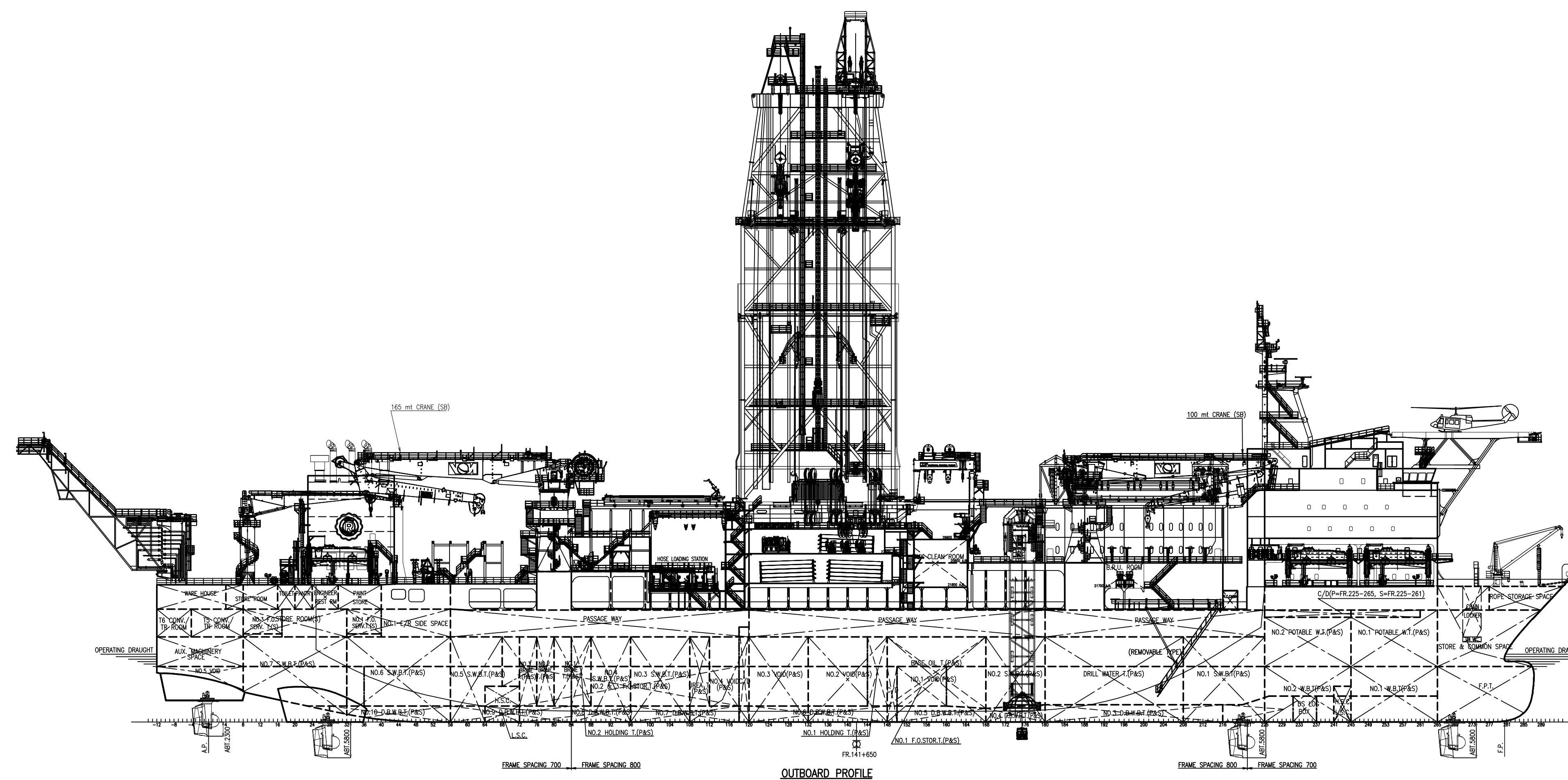
DESCRIPTION OF TANKS	Volume (Frames)	Weight (Tons)	LCG Fwd of MS	TG 98-ft	TCC Above BL	FSM
MUOTREATER						
CLEAN T	121.5 - 124.7	12.1	23.0	-14.95	16.03	22.87 (800 + 100)
DESILTER	121.5 - 127.6	12.1	23.4	-12.56	-16.03	22.89

DESANDER T.	127.7 - 130.9	12.6	23.9	-9.95	-16.03	22.91	3
DEGASSER T.	130.9 - 135.4	18.8	35.7	-7.03	-16.04	22.93	5
SAND TRAP T.	135.4 - 140.1	19.8	37.6	-3.26	-16.03	22.96	5
TOTAL		75.6	143.6	-8.70	-16.03	22.92	19

PLAN HISTORY						
REV. NO	DATE	MARK (△)	DESCRIPTION	DRAWN	CHECKED	APPROVED
0	08.13.12		ORIGINALLY PREPARED FOR SHIP NOS.2559/2560, 2563.	Y.K.O.	H.J.C.	K.S.I.

[illegible]

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

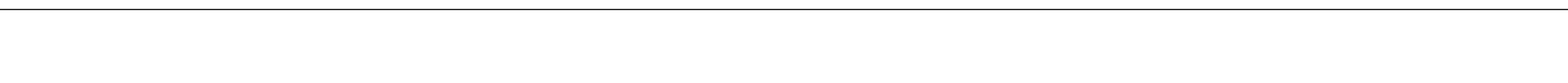
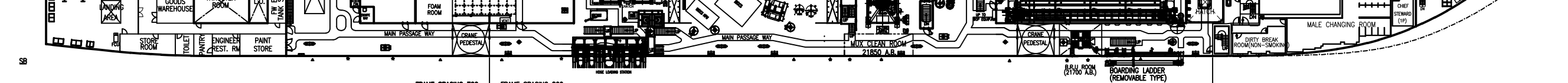
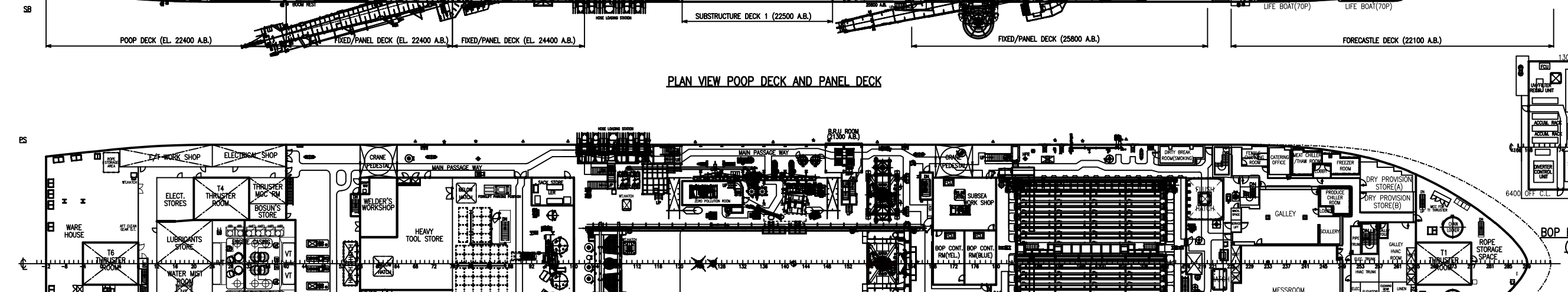
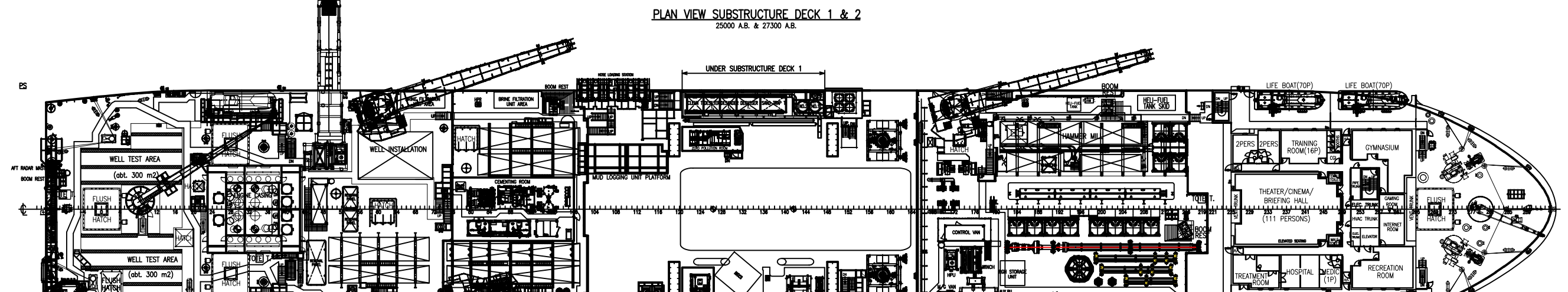
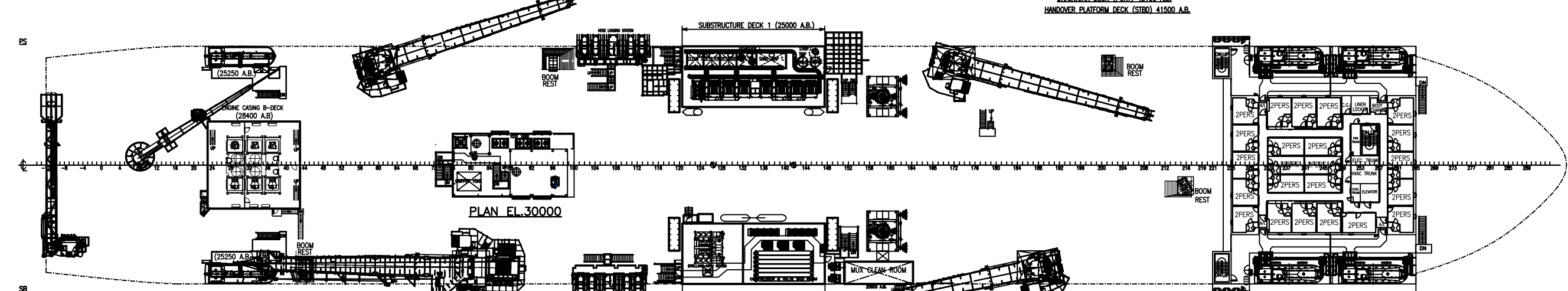
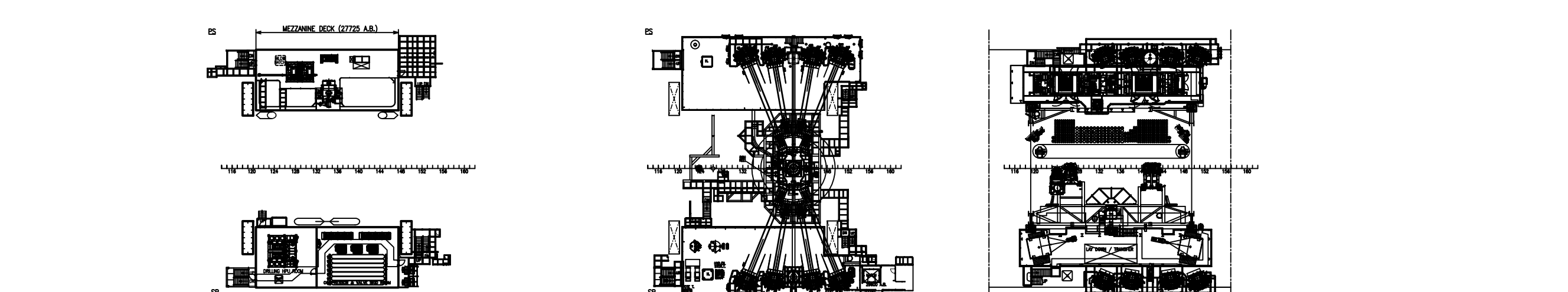
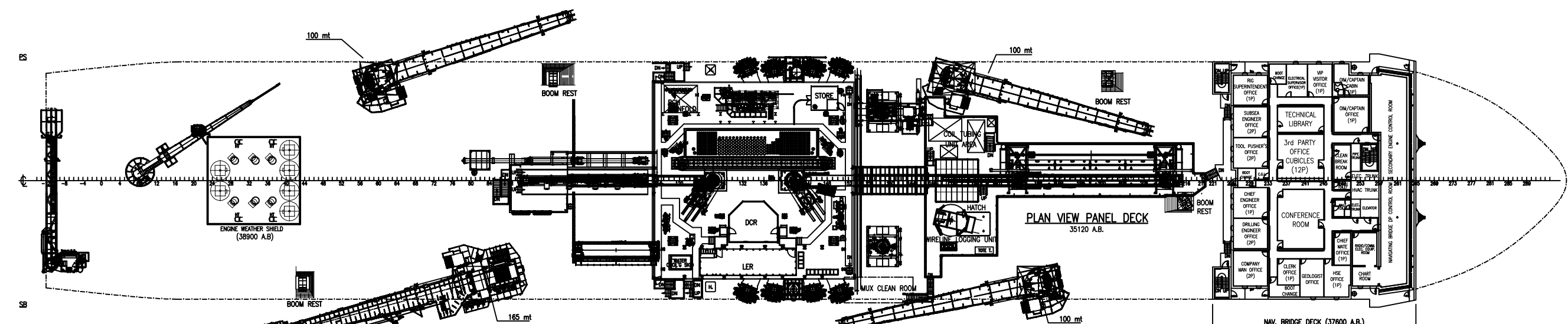
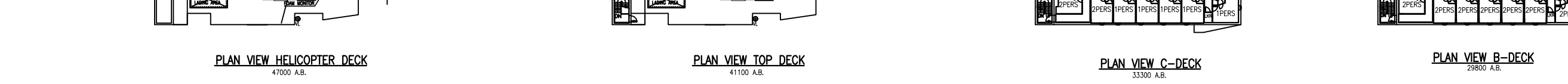
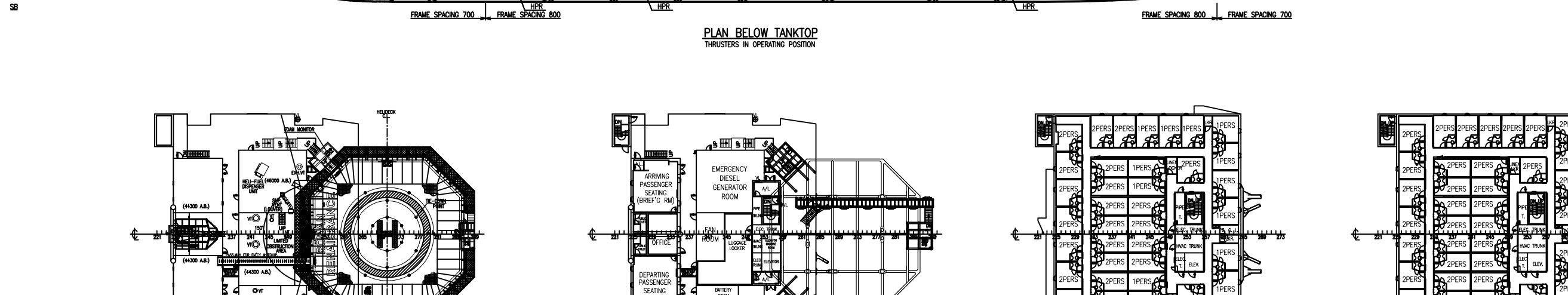
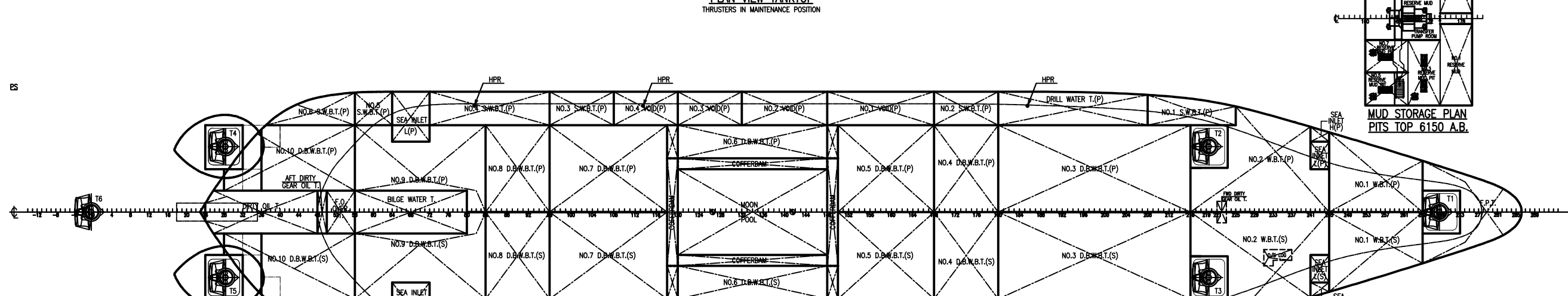
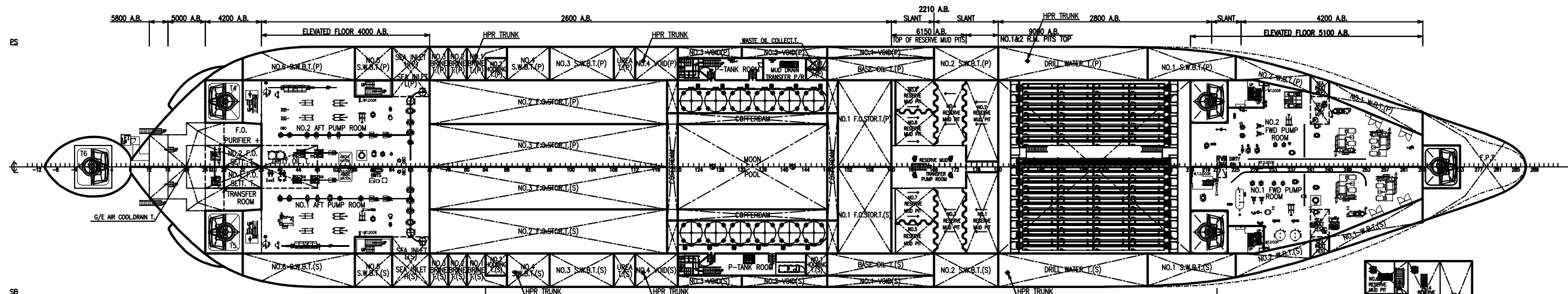
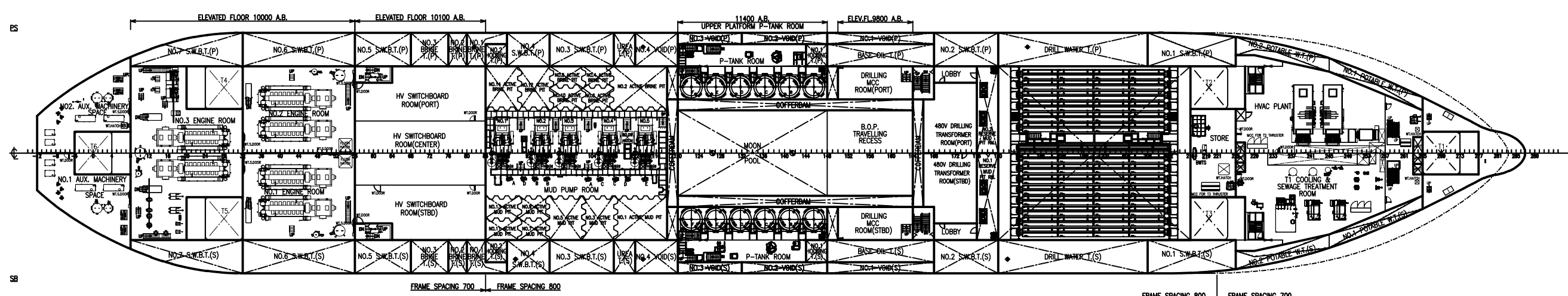
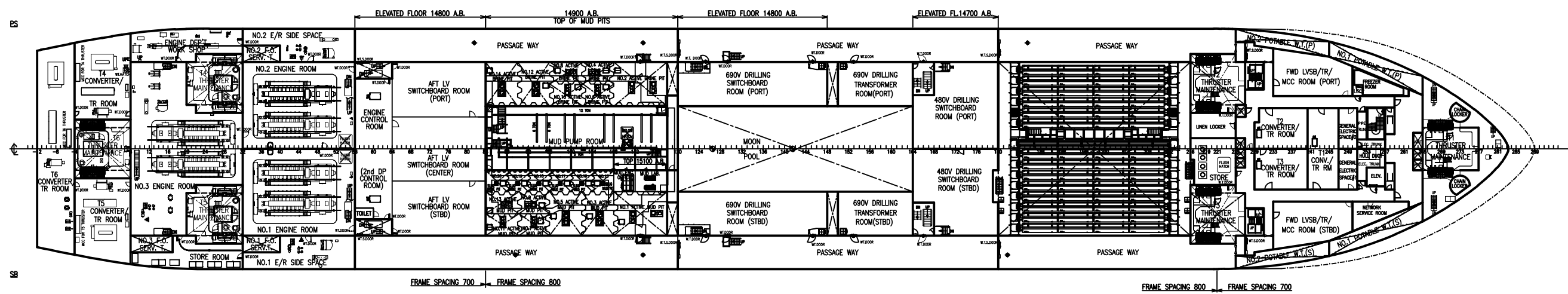
FREEBOARD FOR TYPE 'B' SHIP

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. C3J4	DESIGN COORDINATION DEPT	SHIP NAME
TEL NO 33845	SHIP NO.	NAME OF DRAWING
DATE 2013. 12. 11	APPROVED Kyoungsang Lee	GENERAL ARRANGEMENT(1/2)
	CHECKED Ohjoong Kwon	(PROFILE & SECTION)
	DRAWN Youngkyo Oh	SCALE 1/400
		DRAWING NO. 1G - 7000 - 201
		REV. NO. Z1
		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	
SHIP NO. 1	NO SHIP IDENTIFICATION NO.
SEC NO. C14	DESIGN COORDINATION DEPT
TEL NO. 3366	SHIP NO. 1
DATE 2013. 12. 11	APPROVED Kyungsang Lee
CHECKED Chongsang Kwon	NAME OF DRAWING
DRAWN Youngkyo Oh	GENERAL ARRANGEMENT(2/2)
SCALE 1:400	DRAWING NO. 1G-7000-201
CONSOLIDATED NO.	REV. NO. Z1
HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES CO., LTD.	
GAS - 1	

ANEXO C - FICHA DE INFORMAÇÃO DE SEGURANÇA PARA PRODUTOS QUÍMICOS (FISPQ)

Documento digital. Cópias impressas não estarão controladas!			
FISPQ N° 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.

- **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 esta 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>Remarks/ - Method</u>	<u>Values</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 (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 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:	<p>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.</p> <p>Siga orientação do Programa de Prevenção Respiratória (PPR), 3ª ed. São Paulo: Fundacentro, 2002.</p>
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.



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 hidroeletrolíticos, 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/newchemicals/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.petroleumhvp.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.