

Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas Executivo Completo

FPSO P-33

Versão 1

Março/2022

Sumário

Listas de Anexos.....	4
Listas de Abreviaturas e Siglas	5
I. Resumo Executivo.....	10
II. Objetivo e Público- Alvo	12
II.1 – Objetivo Geral do Projeto	13
II.2 – Objetivos Específicos do Projeto	13
II.3 – Público-Alvo do Projeto	14
Capítulo 1: Referência.....	16
Capítulo 2: Motivação para o Descomissionamento	19
Capítulo 3: Inventário das Instalações de Produção a Serem Descomissionadas ..	22
Descrição do Sistema de Produção e Escopo do Projeto de Descomissionamento	22
Estruturas dos PDID que integram o escopo do PDI de P-33	25
3.1 – Poços	27
3.2 – Unidade de Produção Marítima.....	31
3.2.1 – Descrição	31
3.2.2 – Módulos.....	32
3.2.3 – Sistema de Manutenção da Posição.....	34
3.3 – Dutos	40
3.4 - Demais Equipamentos do Sistema Submarino	52
3.5 – Registros Fotográficos, Mapas e Diagramas.....	53
3.6 – Intervenções em poços	53
3.7 - Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações	55
Rejeitos Radioativos	55
Produtos Químicos.....	56
3.8 – Materiais e Resíduos Presentes no Leito Marinho.....	58
Capítulo 4: Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento	60
4.a) Detalhamento das alternativas de descomissionamento por instalação	60
Dutos Flexíveis.....	60
Equipamentos Submarinos.....	62
Sistema de Ancoragem.....	63
Plataforma	63
4.b) Estudo de comparação das alternativas de descomissionamento	63

Dutos Flexíveis.....	63
Equipamentos Submarinos.....	64
Sistemas de Ancoragem.....	64
Plataforma	65
Capítulo 5: Projeto de Descomissionamento das Instalações	67
5.1- Poços.....	67
5.2 - Demais Instalações.....	69
Destinação das Linhas Flexíveis e Umbilicais.....	69
Destinação de Materiais e Resíduos no Leito Marinho	84
Destinação dos Equipamentos Submarinos	85
Destinação do Sistema de Ancoragem.....	85
Destinação da Plataforma.....	86
5.3 - Informações Específicas.....	90
5.3.1 – Unidade de Produção	90
5.3.2 - Procedimentos Operacionais.....	91
Procedimentos e Análises de Riscos	92
Fase A: Fechamento dos Poços e Parada de Produção.....	92
Fase B: Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta, Oleoduto e Gasoduto	93
Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta	93
Poços Produtores com Dutos de PO Interligados ao FPSO P-33	94
Poços Injetores Interligados ao FPSO P-33.....	96
Limpeza do Gasoduto de Interligação de P-33 a P-19	96
Limpeza do Oleoduto Leste de Interligação da P-26 a P-33.....	96
Umbilicais	98
Fase C: Desconexões das Linhas e Umbilicais nos Equipamentos Submarinos	98
Fase D: Pull Out e Recolhimento dos Risers.....	100
Fase E: Despressurização, Drenagem, Limpeza e Inertização de Equipamentos e Tubulações da Planta de Processamento	106
Despressurização.....	106
Drenagem.....	106
Limpeza.....	106
Inertização	107
Sistemas da Plataforma que Permanecerão Operacionais	107
Fase F: Limpeza dos Tanques de Carga.....	108
Fase G: Tratamento e Destinação dos Efluentes Oleosos.....	109
Fase H: Remoção e Transporte de Produtos Químicos.....	111
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	111

Fase J: Destinação de Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações..	115
Destinação de Resíduos e Rejeitos Gerados	115
Destinação dos Rejeitos Radioativos	115
Destinação da Bioincrustação.....	116
Fase K: Remoção de <i>Skids</i> de Anodos, Pesos Mortos e “Sucatas”	117
Fase L: Recolhimento das <i>flowlines</i>	119
1.1. Cenário 1:.....	120
1.2. Cenário 2:.....	123
1.3. Cenário 3:.....	127
Fase M: Intervenções em Poços	130
5.4 – Cronograma.....	132
Capítulo 6: Estudos e Planos Associados.....	135
6.1 – Memorial Descritivo do Projeto de Auxílios à Navegação	135
6.2 – Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento.....	135
Capítulo 7: Análises Ambientais e Socioeconômicas	137
7.1 – Caracterização dos Meios Físico e Biótico.....	137
Impactos Físicos das Instalações Submarinas sobre os Bancos de Corais	152
Avaliação de Presença de Coral-Sol	160
7.1.1 - Análise de Riscos e Avaliação de Impactos Ambientais	162
7.2.1 – Aspectos de Socioeconomia	162
7.2.2 – Aspectos de Responsabilidade Social	170
7.2.3 – Avaliação de Impactos Socioeconômicos	171
7.3 – Inter-Relação com Projetos Continuados	171
Capítulo 8: Conclusão.....	174
8.1– Acompanhamento da Execução do Projeto	175
Capítulo 9: Responsabilidade Institucional.....	178
Capítulo 10: Responsáveis Técnicos	180
Capítulo 11: Referências	184

Lista de Anexos

Anexo 1 – Mapa de Localização da P-33 na Bacia de Campos

Anexo 2 – Diagrama Unifilar da Plataforma P-33

Anexo 3 – Arranjo Submarino para Recolhimento dos *Risers* no *Pull Out*

Anexo 4 – Inventário das Estruturas dos PDIDs das Áreas 9 e 10 a Serem Incorporadas aos PDIs dos Campos de Marlim e Voador

Anexo 5 – Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos da P-33

Anexo 6 – DUM (Descrição da Unidade Marítima) do FPSO P-33

Anexo 7 – *General Arrangement* do FPSO P-33

Anexo 8 – *Capacity Plan* do FPSO P-33

Anexo 9 – FISPQ do Produto Químico

Anexo 10 – Relatórios de Medição Radiométrica na P-33

Anexo 11 – Análise Preliminar de Perigos e Avaliação de Impactos Ambientais

Anexo 12 – Plano de Ações para Prevenção e Controle da Disseminação do Coral-sol pela Plataforma P-33

Anexo 13 – Relatório de Ensaio – Bioincrustação – Classificação de Resíduos: Classe II A

Anexo 14 – Proposta de Projeto de Monitoramento Pós-Descomissionamento para a Plataforma P-33

Anexo 15 – Caracterização Geológica e Geomorfológica do Campo de Marlim e Voador

Anexo 16 – GEOPDF Bancos de Coral x Sistemas de Escoamento e Ancoragem de P-33

Anexo 17 – Distribuição Espacial de Temperatura da Água Próxima ao Leito Marinho – BC

Anexo 18 – Identificação e Avaliação de Impactos Socioeconômicos

Anexo 19 – Relatório de Responsabilidade Social

Anexo 20 – Cadastro Técnico Federal dos Responsáveis Técnicos

Lista de Abreviaturas e Siglas

AHTS – *Anchor Handling Tug Supply*

AIA – Avaliação de Impactos Ambientais

AGBC – Área Geográfica da Bacia de Campos

AJB – Águas Jurisdicionais Brasileiras

AN – Anular

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

APP – Análise Preliminar de Perigos

BAP – Base Adaptadora de Produção

AUV – *Autonomous Underwater Vehicle*

BC – Bacia de Campos

CJ – Caixa de Junção

CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear

COW – *Crude Oil Wash*

CRF – Conexão *Riser-Flowline*

CSB – Conjuntos Solidários de Barreira

CT – Caixa Terminal

DP – *Dynamic Positioning*

DHSV - *Downhole Safety Valve*

DSV – *Diver Support Vessel*

DU – Diagrama Unifilar

DUM – Descrição da Unidade Marítima

ESDV – *Emergency Shutdown Valve*

E&P – Exploração e Produção

FISPQ – Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos

FPSO – *Floating, Production, Storage and Offloading*

FIUC – Ferramenta de Içamento de Umbilicais Cortados

GA – Gasoduto

GEO - Geologia Marinha da Petrobras

GL – *Gas Lift*

HCR – *High Collapse Resistance*

IA – Linha de Injeção de Água

Ibama – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

JIP – *Joint Industry Project*

LDA – Lâmina d'Água

LO – Licença Operacional

MCV - Módulos de Conexão Vertical

MIS – *Manifold* de Interligação Submarina

MRL – Campo de Marlim

NORM – *Naturally Occurring Radioactive Material*

NRS – Nível de Radiação de Superfície

O – Oleoduto de Exportação

PCP – Projeto de Controle da Poluição

PCS – Projeto de Comunicação Social

PCSR-BC – Projeto de Comunicação Social Regional da Bacia de Campos

PDI – Programa de Descomissionamento de Instalações

PDID – Projeto de Desativação de Instalações Descomissionadas

PEA – Programa de Educação Ambiental

PEAT – Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores

PIG – *Pipeline Inspection Gauge*

PLET – *Pipeline End Termination*

PLSV – *Pipeline Support Vessel*

PMAR-BC – Programa de Monitoramento Ambiental Regional da Bacia de Campos

PMAP – Plano de Monitoramento da Atividade Pesqueira

PMDP - Plano de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro

PMPD – Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento

PO – Duto de Produção de Óleo

POB – *People On Board*

PPCEX – Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas

PSV – *Platform Supply Vessel*

PW – *Pliant Wave*

RDI – Relatório de Descomissionamento de Instalações

Revit – Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador

ROV – *Remotely Operated Vehicle*

RSV – *ROV Support Vessel*

SDV – *Shutdown Valve*

SGO – Sistema de Gerenciamento de Obstáculos

SGSO – Sist. de Gerenciamento da Segurança Operacional de Instalações de Produção

SGSS – Sist. de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos

SS – Semissubmersível

TAC – Termo de Ajustamento de Conduta

TDP – *Touch Down Point*

TOG – Teor de Óleos e Graxas

UEH – Umbilical Eletro-hidráulico

UEP – Unidade Estacionária de Produção

UGN – Unidade de Geração de Nitrogênio

UH – Umbilical Hidráulico

UMS – Unidade de Manutenção e Segurança

Resumo Executivo



I. Resumo Executivo

Este documento apresenta o **Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) Executivo (completo) do FPSO P-33**, localizado no Campo de Marlim, na Bacia de Campos, e que faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim.

Esse PDI Executivo completo incorpora informações, procedimentos e estudos necessários ao planejamento e à execução das atividades de descomissionamento da P-33.

As atividades previstas e propostas de destinação final das instalações deste projeto de descomissionamento estão apresentadas abaixo, de forma simplificada:

- Desconexão de linhas submarinas que ainda se encontram interligadas às Árvores de Natal Molhadas - ANM. Para os dutos flexíveis, as linhas permanecerão preenchidas com água e com ao menos uma das extremidades abertas para o mar;
- *Pull out* e recolhimento imediato dos 22 *risers* conectados à P-33;
- Desconexão do sistema de ancoragem e recuperação integral imediata das amarras de topo e cabos de aço das oito linhas de ancoragem;
- Permanência definitiva no leito marinho das estacas de sucção, estacas grauteadas e amarras de fundo das oito linhas de ancoragem;
- Recolhimento das *flowlines*, ESDV e caixa de terminal;
- Remoção dos *skids* de anodos, pesos mortos e “sucatas”;
- Deslocamento da P-33 diretamente da locação atual para águas internacionais (caso base de destinação da plataforma).

Destaca-se que este PDI Executivo completo apresenta adequações para atendimento a itemização preconizada no Anexo III da Resolução ANP nº 817/202, além de trazer conteúdos complementares para atendimento a outros órgãos externos. O documento também agrupa lições aprendidas e melhores práticas de projetos de descomissionamento recém-protocolados/executados pela Petrobras.

Por fim, este PDI Executivo completo integra resultados oriundos de discussões sobre o tema com o Ibama, a ANP e a Marinha do Brasil realizadas nos últimos dois anos e informações complementares solicitadas nos Pareceres Técnicos nº 91/2021-

COPROD/CGMAC/DILIC, nº 286/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, nº 453/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, nº 40/2022-COPROD/CGMAC/DILIC com destaque para os seguintes capítulos:

- **Capítulo 3** – Estruturas dos PDID que integram o escopo do PDI de P-33: inclusão no escopo deste PDI das estruturas de PDID presentes na área da P-33;
- **Capítulo 3.1** – Poços: retificação e atualização das informações relativas aos poços associados a P-33;
- **Capítulo 3.6** – Intervenções em Poços: esclarecimento acerca da árvore de natal molhada associada ao poço 7-MRL-109H-RJS;
- **Capítulo 4** – Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento: detalhamento e estudo de comparação das alternativas de descomissionamento das linhas flexíveis e equipamentos pertencentes ao escopo da P-33, além de complementações relativas às alternativas de descomissionamento do sistema de ancoragem e plataforma;
- **Capítulo 5.1** – Demais Instalações/Destinação da Plataforma: revisão do conteúdo relativo a destinação da plataforma e inclusão do **Anexo 12 - “Plano de Ações para Prevenção e Controle da Disseminação do Coral-sol pela Plataforma P-33”**;
- **Capítulo 5.2** – Demais Instalações/ Destinação de Linhas flexíveis e umbilicais: definição da destinação das *flowlines* e esclarecimento sobre a proposta de recolhimento integral das linhas flexíveis e umbilicais;
- **Capítulo 5.3.2** – Fase D: informações complementares sobre a atividade de *pull out* e a necessidade de mergulho;
- **Capítulo 5.3.2** – Fase F Limpeza dos tanques de carga: complementações referentes a geração de efluentes nesta fase;
- **Capítulo 5.3.2** – Fase M Intervenções em Poços: retificação e atualização das informações relativas as intervenções planejadas para os poços da P-33;
- **Capítulo 5.4** – Cronograma: apresentação de cronograma do projeto de descomissionamento da P-33 atualizado em conformidade com a proposta apresentada na resposta ao Parecer Técnico nº 286/2021-COPROD/CGMAC/DILIC;
- **Capítulo 6** – Estudos e Planos Associados: proposta de PMPD para o projeto de descomissionamento da P-33 em atendimento às solicitações dos Pareces Técnicos nº 91/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, nº 286/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, nº

453/2021-COPROD/CGMAC/DILIC e nº 40/2022-COPROD/CGMAC/DILIC (**Anexo 14**);

- **Capítulo 7.1** – Caracterização dos Meios Físico e Biótico: mapeamento, identificação e quantificação das interferências do sistema submarino da P-33 com bancos de coral;
- **Capítulos 7.1.1, 7.2.1 e 7.2.3** - Análise de Riscos Ambientais (APP – Análise Preliminar de Perigos) e Avaliação de Impactos Ambientais (AIA) (**Anexo 11**) considerando os meios físico e biótico, bem como a Identificação e Avaliação de Impactos Socioeconômicos (**Anexo 18**), resultantes das atividades detalhadas neste Projeto de Descomissionamento Executivo da P-33: revisão em relação ao PDI Executivo Parcial da P-33, considerando a evolução de algumas atividades de descomissionamento e a inclusão das **Fases G** – Tratamento e Destinação dos Efluentes Oleosos, **J** - Destinação de Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações e **L** – Recolhimento das *flowlines*;
- **Capítulo 7.2.2** – Aspectos de Responsabilidade Social: complementação do **Anexo 19** - Relatório de Responsabilidade Social, refletindo a resposta ao Parecer Técnico nº 2/2022/SSM-CMA/SSM/ANP-RJ-e emitido pela ANP, que avaliou o PDI da P-26 e possui abrangência ao respectivo anexo do PDI da P-33.

OBS.: Ao longo desse documento, as expressões “*Programa de Descomissionamento de Instalações da Plataforma P-33*” e “*Projeto de Descomissionamento da P-33*” são utilizadas como sinônimo.

II. Objetivo e Público-Alvo

Este documento apresenta o **Programa de Descomissionamento de Instalações Executivo da Plataforma P-33** ao IBAMA, à ANP e à Marinha do Brasil. Nele constam, de modo geral, as seguintes informações sobre o projeto: inventário das instalações a serem descomissionadas, caracterização ambiental (meios físico, biótico e socioeconômico), propostas de destinação final das instalações, descrição das fases do projeto de descomissionamento, análises de riscos ambientais e avaliação de impactos ambientais sobre os meios físico, biótico e socioeconômico, bem como o cronograma executivo das atividades/operações propostas.

O Projeto de Descomissionamento da P-33 considera as particularidades das instalações de produção a serem descomissionadas, as tecnologias disponíveis e as legislações pertinentes ao tema, assim como os aspectos de segurança, ambientais, sociais e econômicos. Na sua implementação, serão seguidas as diretrizes contidas nesse documento, bem como nos projetos detalhados de engenharia e procedimentos técnicos que serão elaborados previamente à execução das operações.

Ressalta-se que as premissas de projeto adotadas estão baseadas nos princípios de prevenção de riscos operacionais, de riscos e impactos sobre o meio ambiente, no reaproveitamento ou reciclagem das instalações e equipamentos (quando técnica e economicamente viáveis) e na destinação final adequada dos materiais inservíveis e dos resíduos/rejeitos, respeitando os requisitos legais.

II.1 – Objetivo Geral do Projeto

O projeto apresentado neste documento tem por objetivo a execução das atividades de descomissionamento necessárias à destinação final do FPSO P-33, bem como de seu sistema de ancoragem, dutos, umbilicais e poços, buscando minimizar os riscos de poluição e quaisquer impactos ao meio ambiente, assim como destinar adequadamente as estruturas, efluentes, resíduos sólidos e produtos químicos resultantes das operações que serão executadas durante as etapas do projeto de descomissionamento.

II.2 – Objetivos Específicos do Projeto

Para atingir o objetivo geral descrito no **Capítulo 2.1**, os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos para esse projeto:

- Definir e executar a destinação do FPSO P-33;
- Definir e executar a destinação do sistema de ancoragem da plataforma;
- Definir e executar a destinação dos *risers* e *flowlines* (dutos flexíveis e umbilicais) e equipamentos submarinos que compõem os sistemas de coleta e exportação da produção interligados à plataforma;
- Definir e executar a destinação de estruturas vinculadas ao Projeto de Desativação de Instalações Descomissionadas (PDID) sob escopo deste projeto.

- Descomissionar (realizar o abandono permanente) poços que não serão reaproveitados no Projeto de Revitalização de Malim e Voador;
- Implementar as medidas para atender aos prazos do cronograma físico do projeto, realizando acompanhamento e avaliações periódicas por meio de indicadores;
- Definir e executar o Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento (PMPD) como parte do Projeto de Descomissionamento da P-33.

Destaca-se que esse PDI também tem como objetivo atender às diretrizes do Anexo III (Roteiro do Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas) da Resolução ANP nº 817/2020 e da condicionante 2.22 da Licença de Operação nº 1340/2016, bem como atender aos questionamentos do Parecer Técnico nº 453/2021-COPROD/CGMAC/DILIC.

II.3 – Público-Alvo do Projeto

O público-alvo do Projeto de Descomissionamento da P-33 compreende:

- A força de trabalho da Petrobras, incluindo os empregados próprios e contratados, bem como de empresas contratadas envolvidas com o planejamento e a execução das atividades de descomissionamento;
- O Ibama e a ANP, responsáveis pela regulação e fiscalização das atividades associadas à produção offshore de petróleo;
- A Marinha do Brasil, responsável pela fiscalização das condições de segurança de navegação e salvatagem da plataforma e demais embarcações envolvidas no projeto;
- As comunidades da área de influência do empreendimento.

Capítulo 1:

Referência



Capítulo 1: Referência

Este capítulo apresenta as informações para a identificação do contexto em que está inserido esse Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) Executivo Completo.

A	Contratado	Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras
B	Número do contrato ANP	48000.003723/97-10
C	Área sob contrato	Campo de Marlim
D	Bacia sedimentar	Bacia de Campos
E	Lâmina d'água mínima, média e máxima (m)	Entre 710 m, 782 m e 854 m
F	Distância mínima da costa	105 km da costa, conforme Anexo 1
G	Início da operação	1998
H	Parada definitiva da produção	último óleo Fevereiro/2019, com parada definitiva formalizada em Julho/2019 (conforme carta UO-BC 752/2019)
I	Tipo de descomissionamento	Parcial (sem devolução de área)
J	Tipologia de instalações contempladas no PDI	FPSO P-33, dutos flexíveis, seus acessórios e 8 linhas de ancoragem conectadas à plataforma
K	Processo de licenciamento no órgão ambiental licenciador	Processo Administrativo Ibama nº 02022.000479/2016-15 (Marlim e Voador)
L	Licença ambiental do empreendimento	Em atendimento à condicionante geral nº 1.4 da Licença de Operação nº 1340/2016, emitida em 22/07/2016 para a regularização do licenciamento ambiental dos sistemas de produção de petróleo e gás natural dos campos de Marlim e Voador, na bacia de Campos, através das plataformas P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, P-33 , P-35 e P-37, e equipamentos submarinos associados a estas plataformas e à plataforma P-27, já descomissionada, foi encaminhado em 02/03/2021, por

	<p>meio da carta SMS/LCA/MPL-E&P-FC/MPL-AGP 0070/2021, o requerimento de renovação dessa licença, bem como relatório de atendimento às condicionantes gerais e específicas. Seguem outras ocorrências, específicas de P-33:</p> <ul style="list-style-type: none">• Em 30.05.2016, foi apresentada ao Ibama a primeira versão do “Projeto de Descomissionamento da Unidade Estacionária de Produção P-33” (UO-BC 0449/2016).• Em atendimento à condicionante geral nº 1.4 da Licença de Operação nº 1340/2016, emitida em 22/07/2016 para a regularização do licenciamento ambiental dos sistemas de produção de petróleo e gás natural dos campos de Marlim e Voador, na bacia de Campos, através das plataformas P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, P-33, P-35 e P-37, e equipamentos submarinos associados a estas plataformas e à plataforma P-27, já descomissionada, , foi emitida a renovação da licença de operação em 23/07/2021 com validade de 10 anos (Processo IBAMA nº 02022.000479/2016-27).• Em 26.08.2019, a correspondência UO-BC 0906/2019 apresentou a antecipação da parada definitiva de produção de P-33 e P-37, de 2020 e 2021, respectivamente, para 2019.
--	---

Capítulo 2:

Motivação para o Descomissionamento

Capítulo 2: Motivação para o Descomissionamento

O descomissionamento do FPSO P-33 se insere no contexto do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, que prevê a instalação de duas plataformas (do tipo FPSO - *Floating, Production, Storage and Offloading*) em substituição às unidades que atualmente constituem o Sistema de Produção do Campo de Marlim: P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, P-33, P-35, P-37 e P-47 (**Figura 2-I**).

A implantação do Projeto de Revitalização, com o consequente descomissionamento do sistema de produção atualmente instalado, além de evitar a descontinuidade operacional do Campo de Marlim, viabilizará a continuidade da produção de óleo e gás nos Campos de Marlim e Voador até 2047, que será acompanhada da arrecadação de impostos e taxas, nas esferas Municipal, Estadual e Federal, por meio, por exemplo, da aquisição de produtos e serviços, e da ampliação das receitas municipais através do recolhimento do ISS por parte de empresas prestadoras de serviços. Destaca-se também a importância do Projeto de Revitalização na manutenção da produção de petróleo (fonte de energia e insumos), essencial para o desenvolvimento do país.

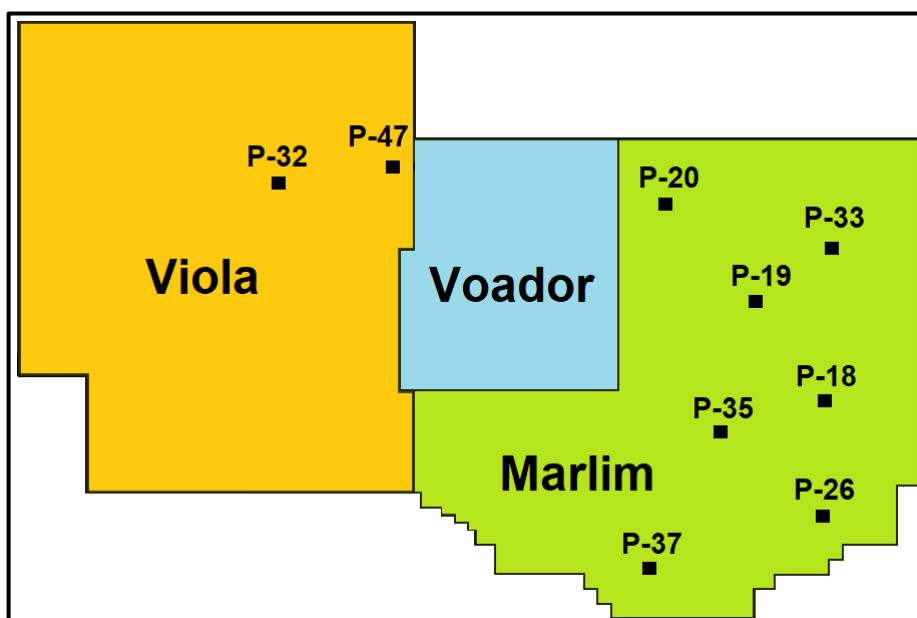


Figura 2-I: Representação esquemática da localização das plataformas associadas ao Sistema de Produção do Campo de Marlim. A P-33 está localizada a Nordeste do Campo de Marlim.

Informações mais detalhadas sobre o Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador podem ser obtidas no EIA/RIMA encaminhado ao Ibama por meio da Carta

SMS/LARE 0180/2019, de 23/09/2019, e da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC0193/2021, de 21/10/2021, referente a revisão 01 do EIA do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, ou através do seguinte endereço eletrônico: petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/licenciamento-ambiental/

Conforme justificativas apresentadas na Carta UO-BC 752/2019, encaminhada à ANP em 19/07/2019, o último óleo da unidade ocorreu em fevereiro/2019, com o fechamento do poço MRL-99, sendo a parada definitiva formalizada em julho/2019.

Parte dos poços remanescentes dos sistemas de produção existentes nos Campos de Marlim e Voador – incluindo aqueles interligados ao FPSO P-33 – serão gradativamente desativados e reinterligados aos dois novos FPSO a serem futuramente instalados nestes campos, pelo projeto de revitalização.

Registra-se que o descomissionamento do FPSO P-33 não envolve a devolução de área/concessão. A continuidade da produção da área de P-33, especificamente, se dará pelo remanejamento dos poços 7-MRL-99D-RJS (produção de óleo), 8-MRL-90D-RJS (injeção de água) e 8-MRL-181D-RJS (injeção de água) para o novo FPSO-1 a ser instalado.

Capítulo 3:

Inventário das Instalações

de Produção a Serem

Descomissionadas

Capítulo 3: Inventário das Instalações de Produção a Serem Descomissionadas

Este capítulo apresenta a caracterização do sistema de produção da P-33, define o escopo, especialmente aquele associado ao sistema submarino do projeto de descomissionamento, e a descrição detalhada das instalações que fazem parte do escopo completo do Programa de Descomissionamento da P-33.

Descrição do Sistema de Produção e Escopo do Projeto de Descomissionamento

A P-33 é uma plataforma flutuante do tipo FPSO, localizada a aproximadamente 105 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em LDA de 782 m. O **Anexo 1** mostra o mapa de localização do FPSO P-33 na Bacia de Campos.

O FPSO P-33 faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim e, atualmente, conta com 22 *risers* conectados à plataforma, originados de 8 poços, um duto de exportação de gás (P-33/P-19) e um duto de importação de óleo (P-26/P-33) interligados à plataforma (**Figura 3-I**).

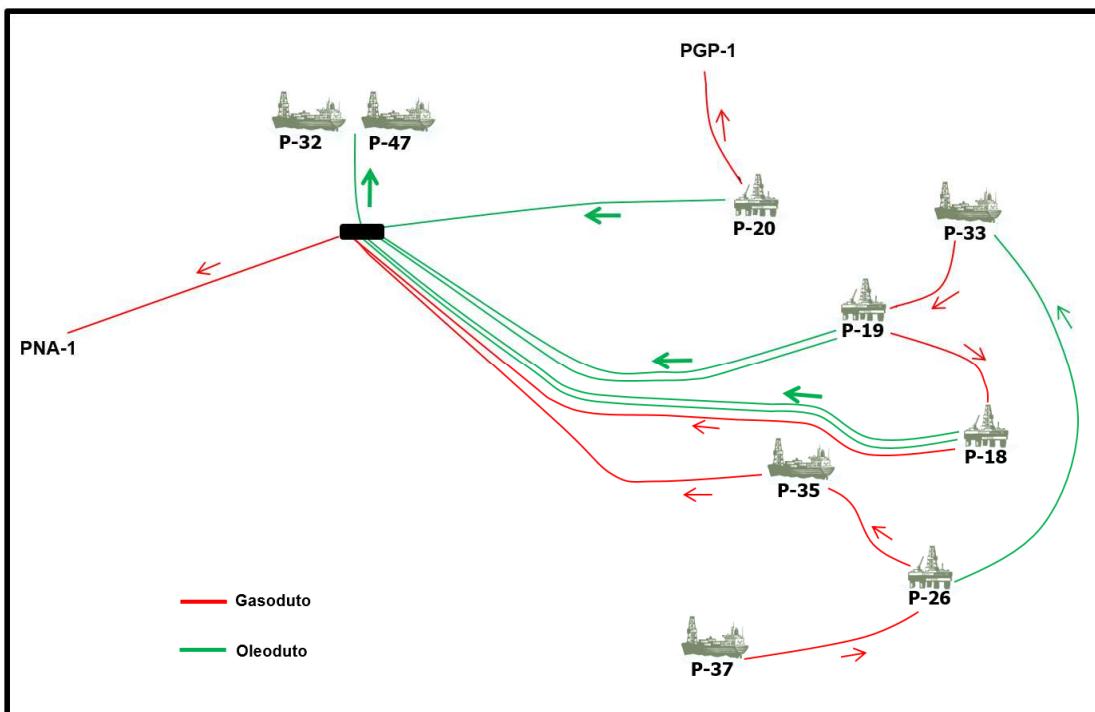


Figura 3-I: Sistema de escoamento da produção de óleo e gás do Campo de Marlim, mostrando a interligação do oleoduto de importação da plataforma P-26 e o gasoduto de exportação para a P-19.

A **Figura 3-II** mostra, de forma esquemática, o sistema de produção completo associado ao FPSO P-33, indicado pela [cor verde](#), o qual é composto por:

- Seis poços produtores satélites. Destes, cinco poços (7-MRL-89D-RJS, 7-MRL-220HP-RJS, 7-MRL-88H-RJS, 7-MRL-99D-RJS, 7-MRL-109H-RJS) encontram-se conectados à UEP com ao menos um dos dutos, e um poço (7-MRL-127HB-RJS) já teve todas as suas linhas desconectadas da plataforma. O 7-MRL-99D-RJS deverá ser remanejado para o novo FPSO-1;
- Três poços satélite injetores de água, 8-MRL-181D-RJS, 8-MRL-90D-RJS e 7-MRL-57DA-RJS, todos ainda conectados à P-33. Destes, 8-MRL-90D-RJS e 8-MRL-181D-RJS deverão ser remanejados para o novo FPSO-1;
- Gasoduto único interligado à plataforma semissubmersível P-19, com 4.435 m de comprimento. Neste escopo completo do projeto de P-33, considera-se a extensão do gasoduto que parte do FPSO P-33 até o trecho imediatamente antes da válvula ESDV - *Emergency Shut Down Valve*, ESDV-8"-VE-P19, conforme ilustrado na **Figura 3.II**. Há também dois trechos de gasoduto que se encontram abandonados no leito marinho, o mais extenso com 3.309 m e o outro com 1.240m de comprimento.
- Oleoduto híbrido de 16.078 m de comprimento (**Figura 3-II**), dos quais 12.021 m formam um trecho de duto rígido e os 4.057 m restantes integram trechos de *flowline* e

risers flexíveis. No escopo completo do projeto de descomissionamento de P-33, considera-se o trecho do oleoduto que parte deste FPSO (duto flexível de 9.13" e 1.382; 9.5" e 1.230 m) até sua interligação com o PLET-MRL-04A.

Em cor vermelha, na **Figura 3-II**, estão indicados trechos do sistema submarino que não fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento do FPSO P-33, incluindo os PLET-MRL-04A e PLET-MRL-05A, os trechos de oleoduto que partem desses equipamentos em direção a P-26 e o trecho de gasoduto que interliga a ESDV-8'-VE-P-19 à P-19. Na cor amarela, estão destacados os trechos rígidos dos oleodutos interligados aos PLET, os quais também não fazem parte do escopo do projeto de P-33.

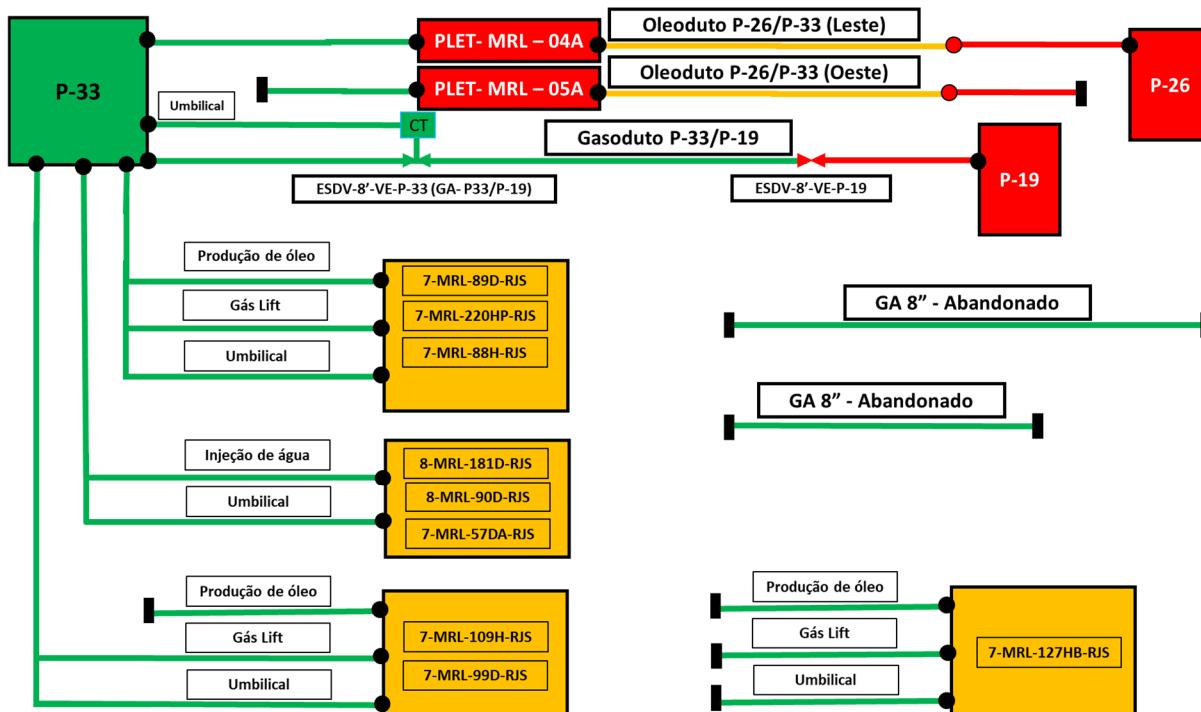


Figura 3-II: Sistema de linhas e dutos submarinos associados ao escopo completo de P-33 em verde. Os trechos de dutos em vermelho e em amarelo não compõe o escopo de P-33, sendo os trechos de dutos rígidos aqueles identificados em cor amarela.

Informações mais detalhadas do sistema de produção do FPSO P-33 são apresentadas no **Anexo 2** (Diagrama Unifilar de P-33) e **Anexo 3** (Arranjo Submarino para Recolhimento dos *Risers* no *Pull Out*).

Estruturas dos PDID que integram o escopo do PDI de P-33

O Projeto de Desativação de Instalações Descomissionadas (PDID) está sendo desenvolvido pela Petrobras em atendimento ao Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) de Produção da Bacia de Campos (Processo Ibama nº 02022.008099/02-35). O TAC foi celebrado entre Ibama e Petrobras para a regularização das atividades de produção de petróleo e gás natural à legislação ambiental vigente, sendo que o PDID, especificamente, tem como objetivo sanar pendências referentes a estruturas fora de operação, no leito marinho da Bacia de Campos.

No **Anexo 4** (Inventário das Estruturas dos PDIDs das Áreas 9 e 10 a serem Incorporadas aos PDIs dos Campos de Marlim e Voador) é apresentado a listagem completa das estruturas a serem contempladas nos PDIs dos Campos de Marlim e Voador. A proposta de destinação das estruturas listadas no **Anexo 4** será definida "caso a caso" nos PDIs específicos. De forma geral, sugere-se que cada estrutura siga a proposta de destinação a ser indicada para as mesmas tipologias em cada projeto de descomissionamento.

Conforme já apresentado no PDI Conceitual, além dos componentes mencionados anteriormente na descrição do sistema de produção e escopo do projeto de descomissionamento da P-33, são considerados parte do escopo deste PDI, 11 estruturas dos PDID da Área 9. As estruturas são identificadas na **Figura 3-III** e no texto a seguir.

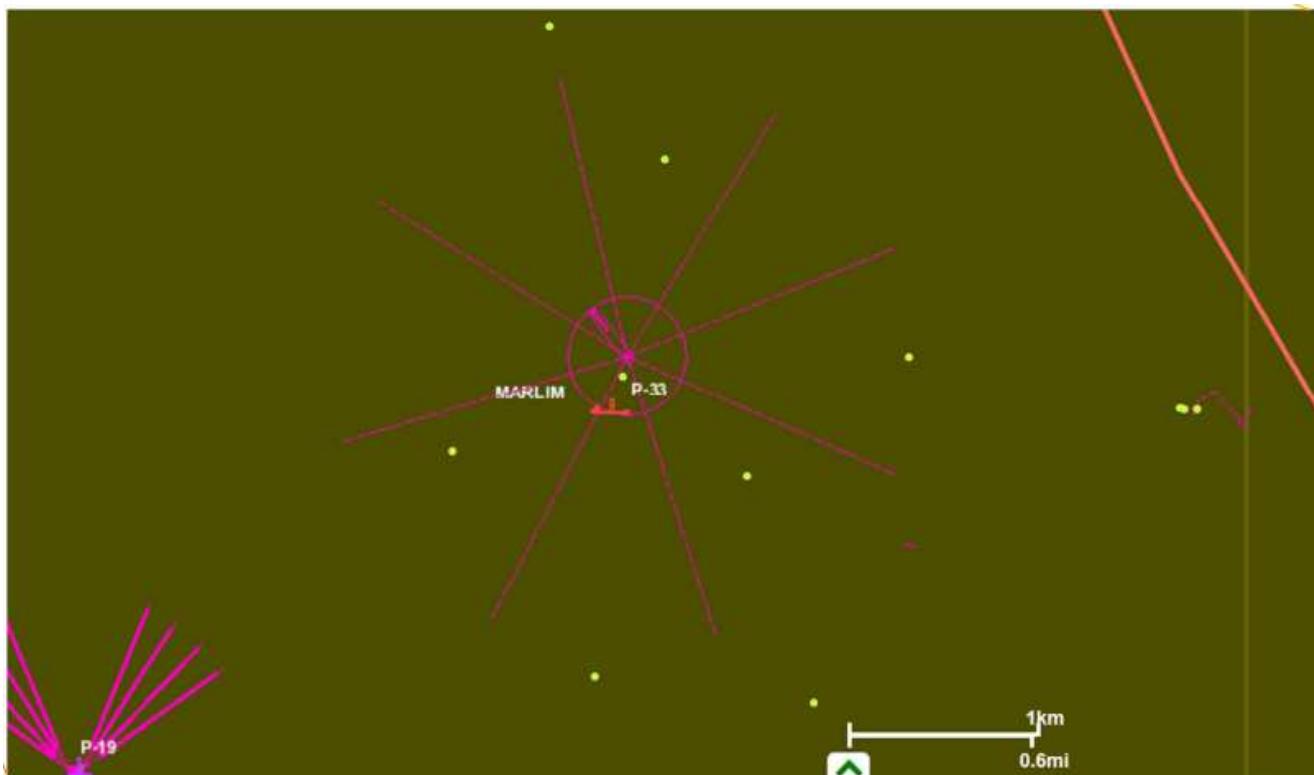


Figura 3-III - Mapeamento das localizações pontuais das estruturas do PDID atrelados à P-33 indicadas por pontos amarelos

Dutos

As informações dos tramos de dutos integrantes do PDID sob escopo deste PDI são apresentadas no “**Anexo 5 – Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-33**”, na tabela “Sistema Submarino da P-33 - Dutos Flexíveis e Umbilicais – Tramos” (Inventário – Parte 3), juntamente com os demais tramos do sistema, rachuradas na cor cinza, para destaque.

Na **Tabela 3-I** abaixo, é feita a correlação entre estes elementos do PDID e sua apresentação no **Anexo 5 - Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-33**:

Tabela 3-I: Correlação entre estes elementos do PDID e o Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-33 (**Anexo 5**)

Informação no formato PDID	Informação formato Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-33 (Inventário - Parte 3)		
Descrição	Nome do duto	Código ANP	Nome Trecho
LINHA DE 6" DO 8-MRL-090D P/ P-33 LMRL05-006	IA_P-33/8-MRL-090D	21502	Flow Flexível [TR50309E1]
GASODUTO DE 8" ABANDONADO PRÓXIMO A P-33 KMRL0041	GA_P-33/P-19 (TRACK 1)	1	Riser Flexível [A310B1]
OLEODUTO DE 9,5 (ABAND) DA P-26 P/ P-33 1113MF (241.5012/5021 043) TMMRL04-034(17/01/2004) - NMRL3150(21/12/2003) LINHA DESMOBILIZADA EM 21/01/2013 - LCMRL13-005	O_P-26/P-33-OESTE 10"	4	Flow Flexível [5021043]
LINHA DE 2,4" DO MRL-127 P/ P-33 (ABANDONADA) NPMRL11-117 - 31/10/2011	GL_P-33/7-MRL-127H	31679	Flow Flexível [F0620000]
UH 5F DO 8-MRL-057DA P/ P-33.KMMRL15-046 - 30/09/2015 / TVAMRL15-142 - 22/08/2015	UH_P-33/8-MRL-57DA	21598	Riser Flexível [2488B2]

Outros elementos

As informações referentes aos demais elementos do PDID que fazem parte do escopo deste PDI são apresentadas na **Tabela 3-II** a seguir:

Tabela 3-II: Outros elementos do PDID

Descrição	Tipo	Latitude	Longitude	LDA (m)	Comprimento (m)
SISTEMA DE ANCORAGEM ABANDONADO REALIZADO P/ NORMANDO BORG	AMARRAS	-39:59:45,849	-22:22:29,466	-874,43	630
ÂNCORA ABANDONADA REALIZADO P/ NORMANDO BORG	ÂNCORA	-39:59:45,157	-22:22:29,623	-870	8
ÂNCORA ABANDONADA	ÂNCORA	-40:00:37,702	-22:22:20,279	-827	--
SUCATA PRÓXIMO AO DUTO DE UEH SMRL08-052 - 10/11/2008	SUCATAS	-40:02:04,774	-22:22:37,112	-775,79	--
PNEU ABANDONADO (DEFESA)	SUCATAS	-40:01:24,150	-22:21:45,275	-780,61	--
SISTEMA DE ANCORAGEM ABANDONADO SEM INFORMAÇÃO	ÂNCORA	-39:59:42,689	-22:22:29,516	-877	--

As destinações finais das estruturas de PDID sob escopo deste PDI da P-33, seguirão as destinações indicadas para as demais estruturas de mesma tipologia, conforme indicado nos capítulos à frente. Importante ressaltar que, caso as amarras indicadas estejam associadas a estacas, elas permanecerão no leito marinho, em consonância com a destinação das demais estacas que compõem o escopo do PDI da P-33.

3.1 – Poços

Há 13 poços associados ao Projeto de Descomissionamento de P-33, todos eles localizados em área sob o contrato ANP nº 48000.003723/97-10 – Campo de Marlim. Esses poços podem ser agrupados quanto ao *status* e escopo de abandono:

- **Abandono permanente no escopo do projeto de descomissionamento:** 5 poços constituem o escopo de abandono permanente do Projeto de Descomissionamento de P-33, conforme indicado no **Grupo B** no “PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador”:
 - 7-MRL-109H-RJS (abandono já concluído)
 - 7-MRL-127HB-RJS
 - 7-MRL-220HP-RJS
 - 7-MRL-88H-RJS
 - 7-MRL-89D-RJS

- **Reserva do Projeto de Revitalização:** 1 poço constitui reserva para o projeto de Revitalização do Campo de Marlim. Seu reaproveitamento dependerá de análises de integridade e performance a serem realizadas nos poços que fazem parte do escopo do projeto de revitalização. Este poço foi também incluído no quantitativo do **Grupo B** no “PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador”:
 - 8-MRL-57DA-RJS
- **Projeto de Revitalização:** 3 poços serão reaproveitados no âmbito do projeto de Revitalização do Campo de Marlim e foram referidos no **Grupo A** no “PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador”:
 - 8-MRL-90D-RJS
 - 7-MRL-99D-RJS
 - 8-MRL-181D-RJS
- **Abandono permanente realizado fora do escopo do projeto:** 4 poços estiveram conectados ao FPSO P-33 e se encontram atualmente abandonados permanentemente, com suas linhas recolhidas:
 - 7-MRL-179HPA-RJS
 - 7-MRL-200DA-RJS
 - 7-MRL-83D-RJS
 - 8-MRL-55D-RJS

O abandono destes poços foi comunicado por meio de “Relatório de Abandono de Poço”, conforme estabelecido na cláusula 17.1 do Contrato de Concessão do Campo de Marlim. Tais poços não foram citados no quantitativo apresentado no PDI Executivo, uma vez que seu abandono permanente já havia sido concluído no momento da elaboração do projeto.

A **Tabela 3.1-I**, a seguir, apresenta informações detalhadas desses poços:

Tabela 3.1-I: Inventário de poços do Projeto de Descomissionamento do FPSO P-33 (continua na próxima página).

Nome ANP do poço	Área sob Contrato	Unidade de Produção	LDA poço (m)	Latitude / Longitude (ANP-4C)	Tipo de Completação	Finalidade	Status ANP	Data término da perfuração	Data término abandono temporário/ permanente / arrasamento
7-MRL-109H-RJS	MARLIM	P-33	770	-22:22:42,847 / -40:02:28,751	Molhada	Explotatório de Produção	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	03/09/1999	29/08/2021
7-MRL-127HB-RJS	MARLIM	P-33	822	-22:23:16,677 / -40:01:37,423	Molhada	Explotatório de Produção	ABANDONADO TEMPORARIAMENTE SEM MONITORAMENTO	09/12/2000	13/02/2017
7-MRL-220HP-RJS	MARLIM	P-33	717	-22:22:19,894 / -40:03:20,941	Molhada	Explotatório de Produção	FECHADO	14/07/2013	-
7-MRL-88H-RJS	MARLIM	P-33	750	-22:22:20,390 / -40:02:42,184	Molhada	Explotatório de Produção	FECHADO	11/05/1998	28/11/2020
7-MRL-89D-RJS	MARLIM	P-33	723	-22:22:21,045 / -40:03:11,521	Molhada	Explotatório de Produção	FECHADO	21/08/1998	16/03/2020
7-MRL-99D-RJS	MARLIM	P-33	770	-22:22:47,627 / -40:02:28,995	Molhada	Explotatório de Produção	ABANDONADO TEMPORARIAMENTE COM MONITORAMENTO ¹	23/04/1999	18/01/2021
8-MRL-181D-RJS	MARLIM	P-33	724	-22:21:44,901 / -40:02:48,525	Molhada	Explotatório de Injeção	FECHADO	22/10/2006	05/11/2020
8-MRL-57DA-RJS	MARLIM	P-33	854	-22:23:21,937 / -40:00:56,378	Molhada	Explotatório de Injeção	FECHADO	17/09/1996	12/11/2020
8-MRL-90D-RJS	MARLIM	P-33	712	-22:22:28,974 / -40:03:32,628	Molhada	Explotatório de Injeção	FECHADO	02/02/1999	26/01/2020
7-MRL-179HPA-RJS	MARLIM	P-33	735	-22:21:50,625 / -40:02:34,623	Molhada	Explotatório de Produção	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	21/10/2005	24/06/2008

¹ Conforme detalhado no item “3.3 – Dutos”, ocorreu a queda da linha de PO deste poço em Novembro/2021.

7-MRL-200DA-RJS	MARLIM	P-33	727	-22:21:52,974 / -40:02:52,131	Molhada	Explotatório de Produção	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	31/07/2009	27/10/2014
7-MRL-83D-RJS	MARLIM	P-33	813	-22:23:14,623 / -40:01:42,059	Molhada	Explotatório de Produção	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	13/01/1998	30/11/2003
8-MRL-55D-RJS	MARLIM	P-33	733	-22:21:38,063 / -40:02:24,876	Molhada	Explotatório de Injeção	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	23/07/1996	12/06/2005

* Informações sobre as ANMs instaladas nos poços encontram-se no **Anexo 5**.

3.2 – Unidade de Produção Marítima

Este item do PDI apresenta as principais características da P-33 (**Figura 3.2-I**), incluindo: descrição da unidade, informações sobre os módulos/sistemas a bordo da plataforma e dados do seu sistema de ancoragem.



Figura 3.2-I: Imagem do FPSO P-33 em sua locação (Campo de Marlim).

3.2.1 – Descrição

O FPSO P-33 é uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de óleo e gás. O óleo é transferido através de navios aliviadores. Não existem monobóias acopladas a Unidade, e o gás é exportado através de gasoduto.

A **Tabela 3.2.1-I** apresenta as principais características do FPSO P-33, relevantes para este projeto de descomissionamento.

Tabela 3.2.1-I: Características do FPSO P-33 (continua na próxima página).

a) Nome da unidade de produção:	PETROBRAS-33
b) Código da unidade de produção:	P-33
c) Classificação:	FPSO (<i>Floating, Production, Storage and Offloading</i>)

d) Proprietário:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
e) Operador:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
f) Data término Contrato Afretamento	Não aplicável
g) Ano de Construção e Conversão:	Construção: 1978 / Conversão: 1998
h) Massa (Descomissionamento) – peso leve (t):	48.921
i) Calado Máximo:	21,62 m
j) Áreas sob Contrato atendidas:	A P-33 faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim
k) Profundidade Batimétrica - LDA (m):	782 m
l) Distância da Costa (km):	105 km
m) Coordenadas Geográficas (SIRGAS 2000):	Latitude: -22:22:20,122 Longitude: -40:01:31,362
n) Sistema de Escoamento da Produção:	Gás: 01 gasoduto interligado à P-19 Óleo: 01 oleoduto de importação interligado à P-26 OBS.: Exportação da produção de óleo via <i>offloading</i> por navios aliviadores

3.2.2 – Módulos

O FPSO P-33 não foi construído em módulos, não sendo previstas operações de remoção de sistemas nem equipamentos durante o descomissionamento. Seus sistemas foram estruturados em pacotes, conforme a função/ especialidade dos mesmos. Na **Tabela 3.2.2-I** a seguir estão listados os principais pacotes de *topside* da planta de produção com suas características:

Tabela 3.2.2-I: principais pacotes de topside da planta de produção

Pacote de equipamentos	Massa – Peso Seco (t)	Comprimento (m)	Largura (m)
Sala de painéis do Turbo Compressores	343	15,9	33,3
Sistema de Glicol e Turbo Compressores	649	31,8	33,3
Planta de Gás	598	31,8	33,3
Planta de Processo	774	31,8	33,3

A lista de equipamentos da Planta de Produção da unidade é apresentada na **Tabela 3.2.2-II** a seguir:

Tabela 3.2.2-II: Equipamentos da Planta de Produção da unidade

Equipamentos da planta de produção	
BOMBA DE COMPENSAÇÃO DE ÁGUA QUENTE	UNIDADE DE RECUPERAÇÃO DE CALOR DE RESÍDUOS "A"
BOMBA DE CIRCULAÇÃO DE ÁGUA QUENTE	UNIDADE DE RECUPERAÇÃO DE CALOR DE RESÍDUOS "B"
COMPRESSOR E VASO DE PARTIDA	CONDENSADOR DA UNIDADE DE REGENERAÇÃO TEG
HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE PRODUÇÃO	REBOILER DA UNIDADE DE REGENERAÇÃO TEG
HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE TESTE	SEPARADOR DE PRODUÇÃO "A"
HIDROCICLONE DO DESIDRATADOR DE ÓLEO "A"	SEPARADOR DE PRODUÇÃO "B"
HIDROCICLONE DO DESIDRATADOR DE ÓLEO "B"	SEPARADOR DE TEST
COMPRESSOR DE ELEVAÇÃO DE PRESSÃO	SEPARADOR ATMOSFÉRICO
FORNO DE ÁGUA QUENTE "A"	TANQUE TEG CONTACTOR
FORNO DE ÁGUA QUENTE "B"	DESIDRATADOR DE ÓLEO "A"
FILTRO DE CARTUCHO PRIMÁRIO DE TEG	DESIDRATADOR DE ÓLEO "A"
FILTRO DE CARVÃO DO TEG	ÁGUA DE REFRIGERAÇÃO EXP. NAVIO
FILTRO SECUNDÁRIO DE CARTUCHO DE TEG	UNIDADE DE REMOÇÃO DE TEG REGENERADO
FILTRO DO SISTEMA DE ELEVAÇÃO DE PRESSÃO DE GÁS	COMPRESSOR DE GÁS DE PROCESSO DA AREA PKG
PRÉ-AQUECEDOR DE PRODUÇÃO "A"	UNIDADE DE INJEÇÃO QUÍMICA NO ÓLEO
PRÉ-AQUECEDOR DE PRODUÇÃO "B"	UNIDADE DE INJEÇÃO QUÍMICA NO GÁS
AQUECEDOR DE TESTE	VASO DE K.O DE GÁS DE SEGURANÇA
AQUECEDOR DE PRODUÇÃO "A"	VASO DE ELEVAÇÃO DE PRESSÃO DE SUCÇÃO DE K.O.
AQUECEDOR DE PRODUÇÃO "B"	VASO DE FLASH DO TEG
RESFRIADOR DO SISTEMA DE ELEV. PRESSÃO DE GÁS	VASO DE INJEÇÃO QUÍMICA
PERMUTADOR DE CALOR TEG AQUECIDO	VASO DE EXPANSÃO DE ÁGUA QUENTE
RESFRIADOR DO TEG	VASO DE K.O DE GAS COMBUSTÍVEL
PERMUTADOR DE CALOR TEG FRIO	VASO DEGASSIFICADOR DE ÁGUA PRODUZIDA
PERMUTADOR DE CALOR GÁS COMBUSTÍVEL	UNIDADE DE FLOTAÇÃO
PRÉ-AQUECEDOR DE GÁS DE COMBUSTÍVEL	COMPRESSOR DE GAS DE ELEVAÇÃO DE PRESSÃO
VASO DE INJEÇÃO QUÍMICA	PURIFICADOR DO 1º ESTÁGIO
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 1º ESTÁGIO	PURIFICADOR DO 2º ESTÁGIO
RESFRIADOR DA SUCÇÃO DO 1º ESTÁGIO	PURIFICADOR DO 3º ESTÁGIO
RESFRIADOR DO 2º ESTÁGIO	PURIFICADOR DO 1º ESTÁGIO
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 3º ESTÁGIO	PURIFICADOR DO 2º ESTÁGIO
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 2º ESTÁGIO	PURIFICADOR DO 3º ESTÁGIO
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 1º ESTÁGIO	VASO DE K.O. DE TEG CONTACTOR
RESFRIADOR DO 2º ESTÁGIO	VASO DE SURGE DO TEG
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 3º ESTÁGIO	

A última revisão da DUM (Descrição da Unidade Marítima) da P-33, encaminhada à ANP, é apresentada no **Anexo 6**. A DUM contém características físicas e operacionais detalhadas da plataforma, bem como a descrição dos seus sistemas (ex.: utilidades, lastro, tancagem, movimentação de carga, processamento de óleo e exportação).

Destaca-se que na parte final do **Anexo 6** é apresentado um Diagrama Unifilar (DU) da P-33 que foi encaminhado à ANP, juntamente com a DUM. Apesar de ter sido mantido nesse anexo, pois é parte integrante desta última revisão da DUM, esta não é última versão do DU e, portanto, deve-se sempre consultar o **Anexo 2** (especialmente atualizado para esse PDI) para obter mais informações sobre o sistema submarino da P-33. Uma nova versão da DUM será emitida contemplando as atualizações necessárias quanto ao DU (que já se encontra atualizado neste PDI), seguindo o ciclo de atualização do DSO (Documentação de Segurança Operacional).

De forma complementar, o **Anexo 7** apresenta o *General Arrangement* da P-33, com a indicação das posições dos equipamentos e sistemas, e o **Anexo 8** apresenta o *Capacity Plan* do FPSO P-33, com o arranjo de tanques de carga da plataforma.

3.2.3 – Sistema de Manutenção da Posição

A P-33 é mantida em sua locação por meio de um sistema constituído por oito linhas de ancoragem em catenária, agrupadas em um *turret* localizado na sua proa (**Figura 3.2.3-I**), permitindo o giro da plataforma de forma que a mesma se alinhe com a resultante ambiental (onda, vento e corrente).

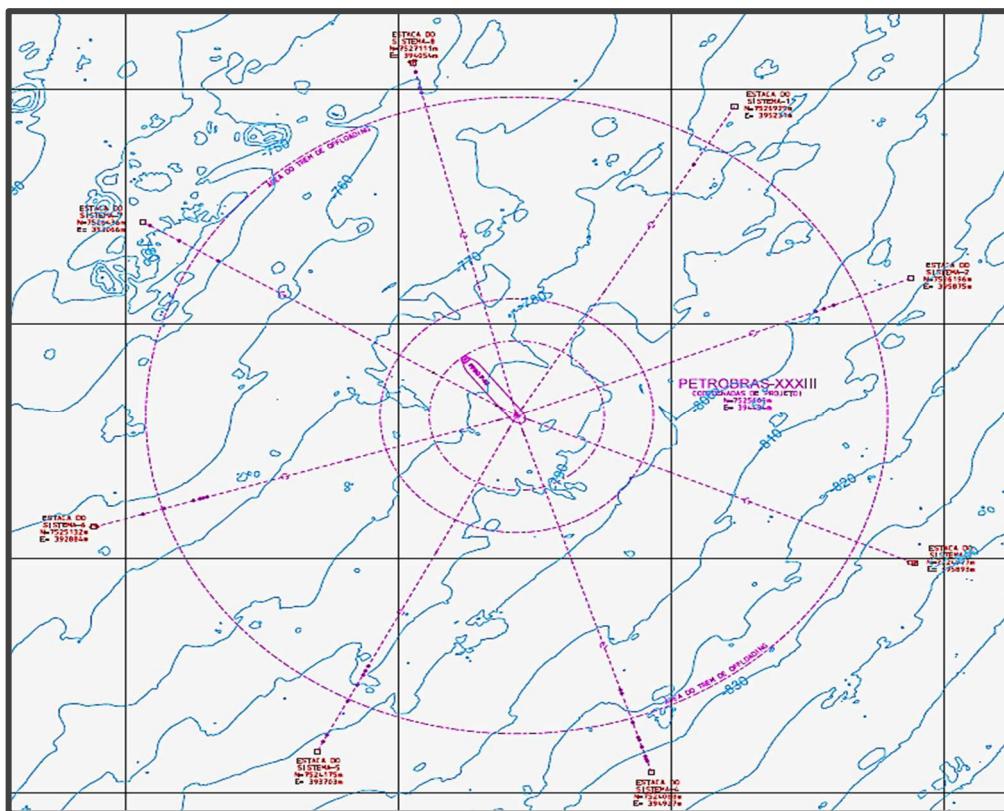


Figura 3.2.3-I: Layout do sistema de ancoragem do FPSO P-33.

Cada linha de ancoragem é constituída pelos seguintes elementos principais: amarra de topo, cabo de aço, amarra de fundo e estacas dos tipos “sucção” (instaladas nas linhas de ancoragem 1, 2, 3, 4, 5 e 8) e “grauteadas” (instaladas nas linhas de ancoragem 6 e 7).

A seguir, segue uma breve descrição dos dois tipos de estacas utilizados no sistema de ancoragem de P-33:

- **Estacas de Sucção²:** são cilindros de aço fechados na extremidade superior e abertos na extremidade inferior. A instalação baseia-se no apoio das estacas no solo marinho, de modo que toda a circunferência inferior fique enterrada no solo (“cravação parcial” devido ao peso próprio). Em seguida, é conectada uma bomba na extremidade superior da estaca e a água no interior da mesma é drenada, gerando um diferencial de pressão que provoca o avanço da penetração da estrutura no solo marinho. Essas estacas, quando comparadas com outros tipos de pontos fixos de ancoragem

² Para mais informações técnicas sobre este tipo de estaca, sugere-se realizar pesquisa na internet usando-se os termos “suction pile” ou “suction anchor”.

(ex.: estaca torpedo de mesma capacidade de carga), possuem grande diâmetro. Teoricamente, podem ser desinstaladas conectando-se uma bomba no topo e injetando água em seu interior (operação inversa a de instalação), gerando um diferencial de pressão que fará a estaca “descravar” do solo;

- **Estacas Grauteadas:** são semelhantes àquelas utilizadas em estruturas civis, por exemplo, em fundações de edifícios. A instalação consiste na utilização de uma sonda, a qual perfura o solo e desce a estaca (estrutura cilíndrica, já com a amarra previamente conectada) no interior do furo aberto, preenchendo-o então com cimento. São estruturas com diâmetro menor em relação a outras estacas (por exemplo, estaca torpedo de mesma capacidade de carga). A priori, não podem ser integralmente removidas, tendo em vista que as estacas estão “cimentadas” ao solo marinho (semelhante a uma “cabeça de poço”) e, consequentemente, não existe “instalação reversa” para estas estruturas.

As **Tabelas 3.2.3-I e 3.2.3-II** apresentam informações gerais (comprimentos, massas, coordenadas e LDA) sobre cada uma das oito linhas de ancoragem da P-33, enquanto a **Figura 3.2.1-II** ilustra a configuração da “Linha de Ancoragem 1” (diagrama unifilar com indicação dos principais componentes), a qual é semelhante às outras sete linhas.

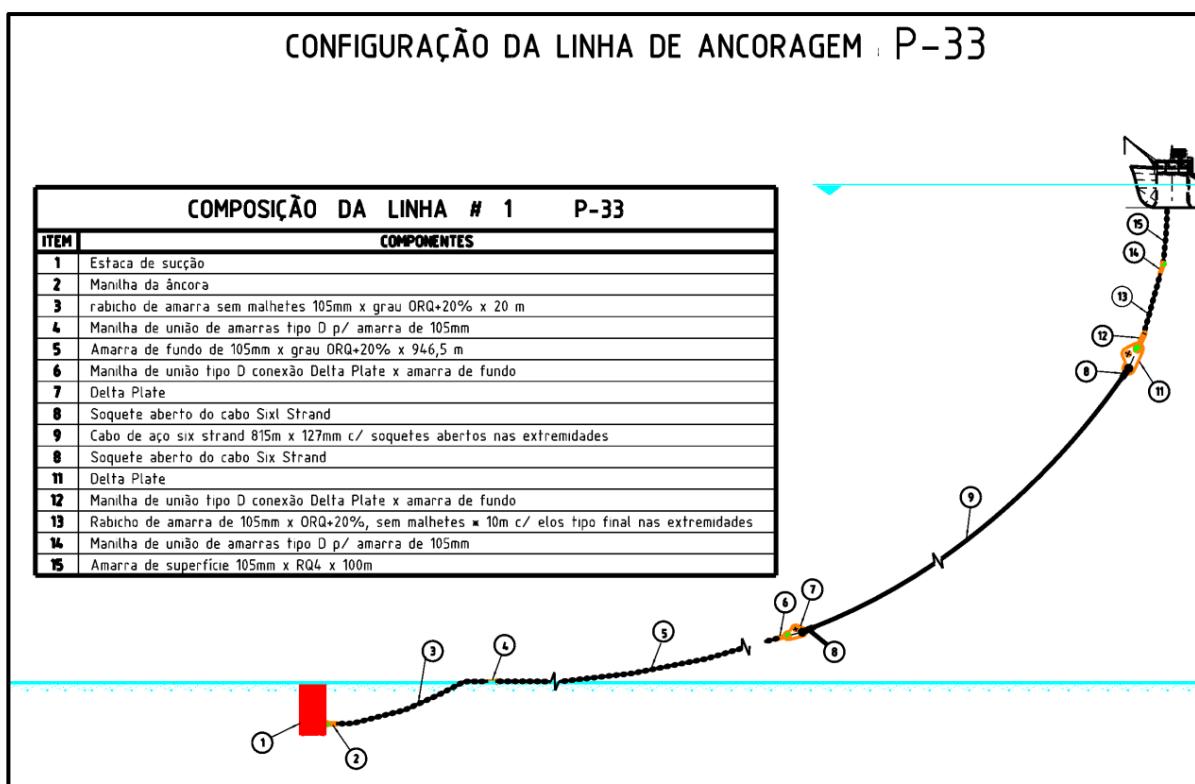


Figura 3.2.3-II: Unifilar típico das linhas de ancoragem da P-33, indicando os seus componentes.

Tabela 3.2.3-I: Comprimentos e massas dos principais elementos que compõem as oito linhas de ancoragem da P-33*.

Linha de Ancoragem	Amarra de Topo ⁽¹⁾		Cabo de Aço ⁽²⁾		Amarra de Fundo		Estaca ⁽³⁾	
	Comp. [m]	Massa [t]	Comp. [m]	Massa [t]	Comp. [m]	Massa [t]	Tipo	Massa [t]
#1	92,5 m	22,3 t	815 m	35,9 t	946,5 m	228,5 t	Sucção	100 t
#2	92 m	22,2 t	815 m	35,9 t	972,5 m	234,8 t	Sucção	100 t
#3	86 m	20,8 t	815 m	35,9 t	999,5 m	241,3 t	Sucção	100 t
#4	90 m	21,7 t	815 m	35,9 t	994,5 m	240,1 t	Sucção	100 t
#5	92 m	22,2 t	815 m	35,9 t	1013,5 m	244,7 t	Sucção	100 t
#6	87 m	21,0 t	815 m	35,9 t	1021 m	246,5 t	Grauteada	75,3 t
#7	124 m	29,9 t	815 m	35,9 t	973 m	234,9 t	Grauteada	75,3 t
#8	65 m	15,7 t	815 m	35,9 t	815 m	196,7 t	Sucção	100 t
Total	728,5 m	175,9 t	6520 m	287 t	7735,5 m	1867,3 t	8 un	750,6 t

.... (1) Considera o último trecho de amarra (conectado à plataforma).

(2) Valores de massa estimados.

(3) Dimensões das estacas de sucção: cerca de 4,5m de diâmetro e 20,5m de altura.

Tabela 3.2.3-II: Coordenadas e LDA dos pontos fixos (estacas) das oito linhas de ancoragem da P-33.

Linha de Ancoragem	LDA na Locação da Estaca [m]	Coordenadas Geográficas	
		Locação da Estaca (SIRGAS 2000)	
		Latitude	Longitude
#1	783	-22:21:37,374	-40:01:03,185
#2	809	-22:22:01,351	-40:00:40,843
#3	838	-22:22:40,994	-40:00:40,500
#4	833	-22:23:09,691	-40:01:14,486
#5	802	-22:23:06,137	-40:01:56,876
#6	762	-22:22:35,287	-40:02:25,670
#7	748	-22:21:52,925	-40:02:18,992
#8	758	-22:21:31,196	-40:01:44,289

As **Figuras 3.2.3-III a 3.2.3-X** mostram imagens obtidas com o uso de ROV (*Remotely Operated Vehicle*) das linhas de ancoragem da P-33, em inspeção realizada no ano de 2018. Para cada linha de ancoragem são apresentadas imagens da posição da estaca, de trecho de amarra apoiado no solo marinho e da região do TDP (*Touch Down Point*), nesta ordem.



Figura 3.2.3-III: Imagens das linhas de ancoragem #1 - posição da estaca de sucção, trecho de amarra apoiado no solo marinho e região do TDP.



Figura 3.2.3-IV: Imagens da linha de ancoragem #2 - posição da estaca de sucção, trecho de amarra apoiado no solo marinho e região do TDP.



Figura 3.2.3-V: Imagens da linha de ancoragem #3 - posição da estaca de sucção, trecho de amarra apoiado no solo marinho e região do TDP.



Figura 3.2.3-VI: Imagens da linha de ancoragem #4 - posição da estaca de sucção, trecho de amarra apoiado no solo marinho e região do TDP.



Figura 3.2.3-VII: Imagens da linha de ancoragem #5 - posição da estaca de sucção, trecho de amarra apoiado no solo marinho e região do TDP.



Figura 3.2.3-VIII: Imagens da linha de ancoragem #6 - posição da estaca grauteada, trecho de amarra apoiado no solo marinho e região do TDP.



Figura 3.2.3-IX: Imagens da linha de ancoragem #7 - posição da estaca grauteada, trecho de amarra apoiado no solo marinho e região do TDP.



Figura 3.2.3-X: Imagens da linha de ancoragem #8 - posição da estaca de sucção, trecho de amarra apoiado no solo marinho e região do TDP.

3.3 – Dutos

O sistema submarino de P-33 (coleta e exportação) é constituído por dutos flexíveis e umbilicais eletro-hidráulicos (UEH). Há 22 *risers* conectados à P-33, dos quais: 03 de produção, 05 de *gas lift*, 01 de importação de óleo, 01 de exportação de gás, 05 UEHs, 04 UHs e 03 de injeção de água. Todos os *risers* possuem configuração em catenária livre, sem flutuadores.

As linhas conectadas, escopo deste PDI, podem ser agrupadas da seguinte forma:

- **Oleoduto P-26/P-33 (Leste):** composto de duto flexível de 9,13" (719 m + 663 m) trecho *riser* + 9,5" (1.230m) trecho *flowline*, que conecta a P-33 ao PLET-MRL-04A. O PLET-MRL-04A não faz parte do escopo deste PDI e será tratado no PDI da P-26.
- **Gasoduto P-33/P-19:**
 - Gasoduto de duto flexível de 6" (1.242m) trecho *riser* + duto flexível 9.13" (303m + 823m + 650m) trecho *flowline* + duto flexível 8" (705 + 705m) trecho *flowline*, que conecta a P-33 à ESDV-8-VE-P19. A ESDV-8-VE-P19 não faz parte do escopo deste PDI e será tratada no PDI da P-19.
 - Umbilical Hidráulico-Elétrico (1.245m) responsável pelo controle da ESDV-8-VE-P-33 (GA- P33/P-19).
- **Bundles de Poços Produtores (7-MRL-109H-RJS³; 7-MRL-220HP-RJS; 7-MRL-88H-RJS; 7-MRL-89D-RJS; 7-MRL-99D-RJS⁴):**
 - Linha de produção (PO): duto flexível (diâmetros internos de 4" ou 6") responsável pelo escoamento da produção do poço;
 - Linha de serviço / gas-lift (GL): duto flexível (diâmetro interno de 2,5" ou 4") usado, dentre outras funções, para limpeza da linha de produção através da circulação

³ A linha de produção (PO) do poço 7-MRL-109H-RJS foi desconectada da P-33 e teve seu trecho *riser* removido, restando apenas o trecho *flowline*. A linha encontra-se limpa, conectada à BAP e com sua outra extremidade tamponada. A ANM deste poço foi removida e as linhas conectadas ao poço podem ser consideradas como abertas na extremidade da BAP.

⁴ A linha de produção (PO) do poço 7-MRL-99D-RJS sofreu queda do *riser* em Novembro/2021 conforme comunicado em CI 2111/000221 e na Carta UN-BC 0666/2021.

de fluidos e passagem de *pig*, bem como injeção de gás no poço para permitir a realização de *gas-lift* como método de elevação artificial;

- Umbilical Eletro-Hidráulico (UEH): permite a atuação das válvulas das ANMs e da DHSV (*Downhole Safety Valve*), quando existente na coluna de produção do poço. Também é responsável pela injeção de produtos químicos (por meio das mangueiras HCR – *High Collapse Resistance*) e leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores instalados no poço.
- **Bundles de Poços Injetores (8-MRL-181D-RJS; 8-MRL-57DA-RJS; 8-MRL-90D-RJS):**
 - Linha de injeção de água: duto flexível (diâmetros internos de 4" ou 6") usado para escoar a água injetada no poço;
 - Umbilical Eletro-Hidráulico: permite a atuação das válvulas da ANM e da DHSV (*Downhole Safety Valve*), quando existente na coluna de injeção do poço, bem como a leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores instalados no poço.

Além dos dutos conectados ao FPSO P-33, fazem parte do escopo completo do Programa de Descomissionamento da P-33 os seguintes dutos situados em leito marinho:

- **Oleoduto P-26/P-33 (Oeste)**: composto de duto flexível de 9.5" (1.113m) de trecho *flowline*, que se encontra com uma de suas extremidades tamponada e a outra conectada ao PLET-MRL-05A.
- **Gasoduto P-33/P-19 (Track 1)**: composto de duto flexível de 8" (1.240m) trecho *riser*, que se encontra com suas extremidades desconectadas e abertas.
- **Gasoduto P-33/P-19 (Track)**: um duto flexível de 8" (1.034 m + 1.257 m + 1.018 m) de trecho *flowline*, que se com suas extremidades desconectadas e abertas.
- **Bundle do poço Produtor 7-MRL-127HB-RJS**: composto apenas pelos trechos *flowline* das linhas PO, GL, UEH, na seguinte configuração:
 - PO: duto flexível de 6" (1.315m) + 4" (81m), que se encontra conectado à ANM e tamponado em sua outra extremidade.

- o GL: duto flexível de 2.46" (1.330m), que se econtra conectado à ANM e tamponado em sua outra extremidade.
- o UH: (2.512m) conectado à ANM e desconectado em sua outra extremidade.

Conforme mencionado no item 6.3 (Sistemas Submarinos) do PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador, em parte dos dutos do sistema submarino de P-33 há ocorrência de enterramento, conforme a **Figura 3.3-I**, que se deu naturalmente pelo assentamento das linhas no leito marinho durante a instalação e por movimentação de sedimentos. Segundo levantamento realizado, o comprimento total de trechos de dutos enterrados equivale a 412 m, representando uma fração inferior a 0,5% do comprimento total de dutos (trechos *risers* e *flowlines*).



Figura 3.3-I: Trechos parcialmente sotterrados da linha de injeção de água do poço 8-MRL-057DA, interligado à P-33.

A presença de cruzamentos entre dutos está representada no **Anexo 3** (Arranjo Submarino para Recolhimento dos *Risers* no *Pull Out*), havendo um total de 197 incidências para o sistema submarino de P-33, no escopo deste Programa de Descomissionamento.

A **Tabela 3.3-I** exibe o total de linhas de dutos que integram o escopo completo do Programa de Descomissionamento de P-33. O inventário completo pode ser avaliado no **Anexo 5 – Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-33**.

Tabela 3.3-I: Comprimentos dos dutos submarinos (por tipologia) associados à P-33 que integram o escopo deste Programa de Descomissionamento.

Tipologia	Comprimento [m]
Duto Flexível de Produção	16.128
Duto Flexível de Gas-Lift / Serviço	17.849
Duto Flexível de Injeção de Água	13.638

Duto Flexível de Exportação de Gás	8.977
Duto Flexível de Exportação de Óleo	3.725
Umbilical Eletro-Hidráulico	33.277
Comprimento Total	93.594

A **Tabela 3.3-II** a seguir detalha a condição atual dos dutos.

Tabela 3.3-II: Condição atual dos dutos referentes ao sistema submarino da P-33

Função	Origem	Destino	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza
Oleoduto (Oeste)	PLET [PLET-MRL-05A]	Extremidade Livre	O - Duto Flexível	1 Tamponada, 1 aberta (lado P-26)	Duto lavado em 08/01/2013, preenchido com água do mar
Oleoduto (Leste)	PLET [PLET-MRL-04A]	P-33	O - Duto Flexível	---	Duto lavado em 22/03/2021, preenchido com água do mar
Gasoduto	P-33	Válvula Submarina [ESDV-8"-VE-P33 (GA_P-33/P-19)]	UEH	---	Duto preenchido com HW
	P-33	P-19	G - Duto Flexível	---	Duto lavado em 08/12/2020, preenchido com água do mar
Gasoduto (Track1)	Extremidade Livre	Extremidade Livre	G - Duto Flexível	Ambas abertas	Duto preenchido com água do mar (queda de <i>riser</i> relatada em aspectos de destaque, a seguir)
Gasoduto (Track)	Extremidade Livre	Extremidade Livre	G - Duto Flexível	Ambas abertas	Duto lavado em 20/05/2013, preenchido com água do mar
Bundle de Produção do 7-MRL-109H-RJS	P-33	Sistema ANM [7-MRL-109H-RJS]	UEH	Linha conectada à BAP com ANM removida, extremidade aberta para o mar	Duto preenchido com HW
	P-33	Sistema ANM [7-MRL-109H-RJS]	GL - Duto Flexível	Linha conectada à BAP com ANM removida, extremidade aberta para o mar	Duto lavado em 28/09/2018 e 18/02/2020, preenchido com água do mar
	Sistema ANM [7-MRL-109H-RJS]	Extremidade Livre	PO - Duto Flexível	1 tamponada, 1 aberta - (Lado ANM)	Duto lavado em 28/09/2018, preenchido com água do mar
Bundle de Produção do 7-MRL-	Extremidade Livre	Sistema ANM [7-MRL-127HB-RJS]	UEH	---	Duto preenchido com HW

127HB-RJS	Extremidade Livre	Sistema ANM [7-MRL-127HB-RJS]	GL - Duto Flexível	Tamponada	Duto preenchido com água do mar (remoção de riser em emergência, relatada em aspectos de destaque, a seguir)
	Sistema ANM [7-MRL-127HB-RJS]	Extremidade Livre	PO - Duto Flexível	Tamponada	Duto lavado em 03/04/2015, preenchido com água do mar
Bundle de Produção do 7-MRL-220HP-RJS	P-33	Sistema ANM [7-MRL-220HP-RJS]	UEH	---	Duto preenchido com HW
	P-33	Sistema ANM [7-MRL-220HP-RJS]	GL - Duto Flexível	---	Duto lavado em 26/03/2021, preenchido com água do mar
	Sistema ANM [7-MRL-220HP-RJS]	P-33	PO - Duto Flexível	---	Duto lavado em 26/03/2021, preenchido com água do mar
Bundle de Produção do 7-MRL-88H-RJS	P-33	Sistema ANM [7-MRL-88H-RJS]	UEH	---	Duto preenchido com HW
	P-33	Sistema ANM [7-MRL-88H-RJS]	GL - Duto Flexível	---	Duto lavado em 13/12/2019, preenchido com água do mar
	Sistema ANM [7-MRL-88H-RJS]	P-33	PO - Duto Flexível	---	Duto lavado em 13/12/2019, preenchido com água do mar
Bundle de Produção do 7-MRL-89D-RJS	P-33	Sistema ANM [7-MRL-89D-RJS]	UEH	---	Duto preenchido com HW
	P-33	Sistema ANM [7-MRL-89D-RJS]	GL - Duto Flexível	---	Duto lavado em 07/04/2021, preenchido com água do mar
	Sistema ANM [7-MRL-89D-RJS]	P-33	PO - Duto Flexível	---	Duto lavado em 07/04/2021, preenchido com água do mar
Bundle de Produção do 7-MRL-99D-RJS	P-33	Sistema ANM [7-MRL-99D-RJS]	UEH	---	Duto preenchido com HW
	P-33	Sistema ANM [7-MRL-99D-RJS]	GL - Duto Flexível	---	Duto lavado em 12/12/2019, preenchido com água do mar
	Sistema ANM [7-MRL-99D-RJS]	Extremidade Livre	PO - Duto Flexível	1 aberta, 1 conectada à ANM.	Duto lavado em 12/12/2019, preenchido com água do mar.
Bundle de Injeção do 8-MRL-181D-RJS	P-33	Sistema ANM [8-MRL-181D-RJS]	UEH	---	Duto preenchido com HW
	P-33	Sistema ANM [8-MRL-181D-RJS]	IA - Duto Flexível	---	Duto lavado em 04/09/2018, preenchido com água do mar
Bundle de Injeção do	P-33	Sistema ANM [8-MRL-57DA-RJS]	UEH	---	Duto preenchido com HW

8-MRL-57DA-RJS	P-33	Sistema ANM [8-MRL-57DA-RJS]	IA - Duto Flexível	---	Duto lavado em 04/09/2018, preenchido com água do mar
Bundle de Injeção do 8-MRL-90D-RJS	P-33	Sistema ANM [8-MRL-90D-RJS]	UEH	---	Duto preenchido com HW
	P-33	Sistema ANM [8-MRL-90D-RJS]	IA - Duto Flexível	---	Duto lavado em 04/09/2018, preenchido com água do mar

A seguir (**Tabela 3.3-III**), são apresentados os volumes do fluido hidráulico HW 525 contido nos umbilicais eletro-hidráulicos pertencentes ao sistema de P-33. A FISPQ desse produto é apresentada no **Anexo 9**.

Tabela 3.3-III: Volumes de fluidos hidráulicos presentes nos umbilicais eletro-hidráulicos associados ao FPSO P-33.

Função	Fluido	Mangueiras Hidráulicas	Mangueiras HCR	Volume (m ³)
UEH Gasoduto [ESDV-8"-VE-P33 (GA_P-33/P-19)]	HW-525	5	0	0,44
UEH 7-MRL-109H-RJS	HW-525	9	3	2,58
UEH 7-MRL-127HB-RJS	HW-525	9	3	2,57
UEH 7-MRL-220HP-RJS	HW-525	9	3	4,50
UEH 7-MRL-88H-RJS	HW-525	9	3	2,75
UEH 7-MRL-89D-RJS	HW-525	9	3	3,71
UEH 7-MRL-99D-RJS	HW-525	9	3	2,78
UEH 8-MRL-181D-RJS	HW-525	5	0	1,37
UEH 8-MRL-57DA-RJS	HW-525	5	0	1,00
UEH 8-MRL-90D-RJS	HW-525	5	0	2,45
VOLUME TOTAL				24,15

Quanto a aspectos de destaque que possam influenciar no planejamento do descomissionamento e inspeções responsáveis por sua identificação, podem ser citados os seguintes elementos:

- **Oleoduto P-26/P-33 (Oeste):** O trecho *riser* (lado P-33) desse oleoduto foi recolhido em Janeiro/2013 por questões de integridade. A extremidade lado P-33 da *flowline* encontra-se tamponada, conforme relatório de serviço de Fevereiro/2013. O trecho *riser* (lado P-26) deste oleoduto sofreu rompimento do duto e queda no leito marinho e encontra-se aberto para o fundo do mar, conforme relatório de inspeção realizada em Março/2016

- **Gasoduto P-33/P-19 (Track 1):** Queda de linha ocorrida em Abril/2000 devido a abrasão dos *liners* metálicos dos enrijecedores de *risers* instalados no *turret*, conforme avaliado em inspeção realizada em Abril/2000.
- **Gasoduto P-33/P-19 (Track):** Linha desconectada em Maio/2013 por falha no lado P-19. Durante substituição, foram identificados danos nos tramos e no manejo da *flowline* ocorreram rompimentos na capa externa, dentre outros danos. Foi recomendada a substituição de toda a *flowline*, com base nas avaliações de relatórios de inspeção e serviço de Junho/2013.
- **Bundle do poço 7-MRL-109H-RJS:** Linha de PO desconectada em Fevereiro/2020, com remoção do *riser* por motivo de falha, sendo a *flowline* deixada tamponada. Poço passou por intervenção em Fevereiro/2020, com remoção da ANM, conforme relatórios de serviço de Janeiro/2020 e Fevereiro/2020.
- **Bundle do poço 7-MRL-127HB-RJS:** Linha de GL retirado em emergência sem circulação para limpeza. O riser de GL foi recolhido em Julho/2010 (motivo: falha - sem queda). A extremidade do trecho *flowline* permaneceu aberta em leito marinho até Junho/2012, quando foi realizada instalação de cabeça de tração, conforme relatório de serviço de Junho/2012. Limpeza realizada por meio de bombeio de água para o poço por impossibilidade de circulação. O riser de PO foi recolhido em Abril/2015 por problema de integridade e por não estar sendo utilizado, devido à falha da linha de GL. Extremidade do trecho flowline permaneceu aberta em leito marinho até Novembro/2016, quando foi tamponada com flange cego, conforme relatórios de serviço de Novembro/2016.
- **Bundle do Poço 7-MRL-99D-RJS:** Linha de GL apresenta dano do tipo "Gaiola de passarinho" próximo ao *touch-down point*, conforme verificado em relatório de inspeção de Maio/2019 e indicado no PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador, ilustrado nesse mesmo documento pela **Figura 3.3-II** a seguir. Linha de PO apresentava exposição de arames da armadura de tração com queda de enrijecedor de curvatura + parte da boca de sino, posicionados sobre colar batente, conforme verificado em relatório de inspeção de Maio/2021, indicado na **Figura 3.3-III**. O *riser* desta linha (PO) caiu em Novembro/2021 conforme **Figura 3.3-IV**.



Figura 3.3-II: Falha (gaiola de passarinho) no duto de gas lift do poço 7-MRL-099D, interligado à P-33.



Figura 3.3-III: Falha (desprendimento do enrijecedor de curvatura e boca de sino) no duto de produção do poço 7-MRL-099D, interligado à P-33.

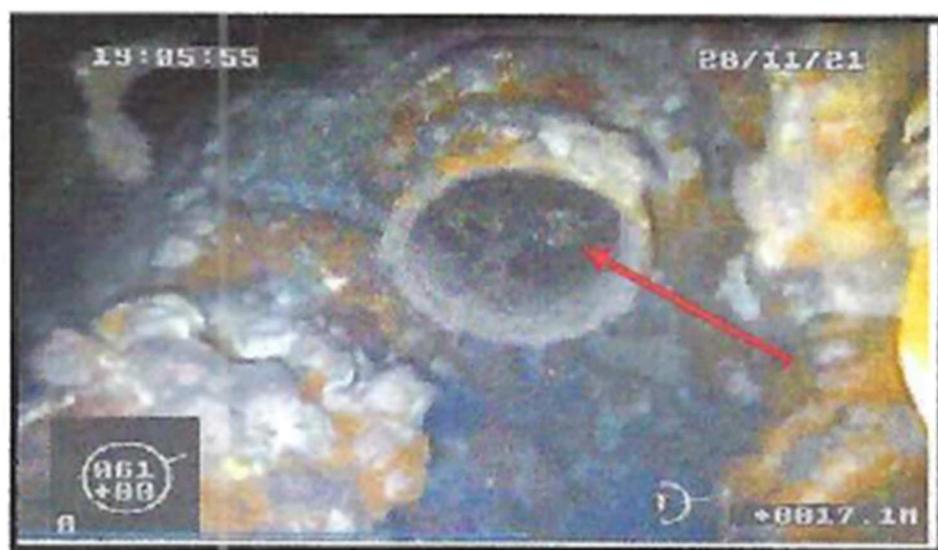


Figura 3.3-IV: Visão inferior do i-tube após queda do riser no duto de produção do poço 7-MRL-099D, anteriormente interligado à P-33.

Quanto à utilização de elementos de estabilização, alguns dutos flexíveis e umbilicais possuem, ao longo dos trechos *flowline*, “pesos mortos” (trechos de amarras) conectados, como mostra a **Figura 3.3-V**, e que foram instalados visando restringir a movimentação destas linhas no leito marinho, num total de 79 incidências.



Figura 3.3-V: Peso morto (amarra identificada pela seta vermelha) ao longo de um trecho do duto de produção do poço 7-MRL-109H, interligado à P-33.

Como exemplos da presença de amarras no sistema submarido de P-33, são apresentadas na **Figura 3.3-VI** imagens de amarras conectadas à estaca do umbilical eletro-hidráulico interligado à ESDV-8" -VE-P-33.

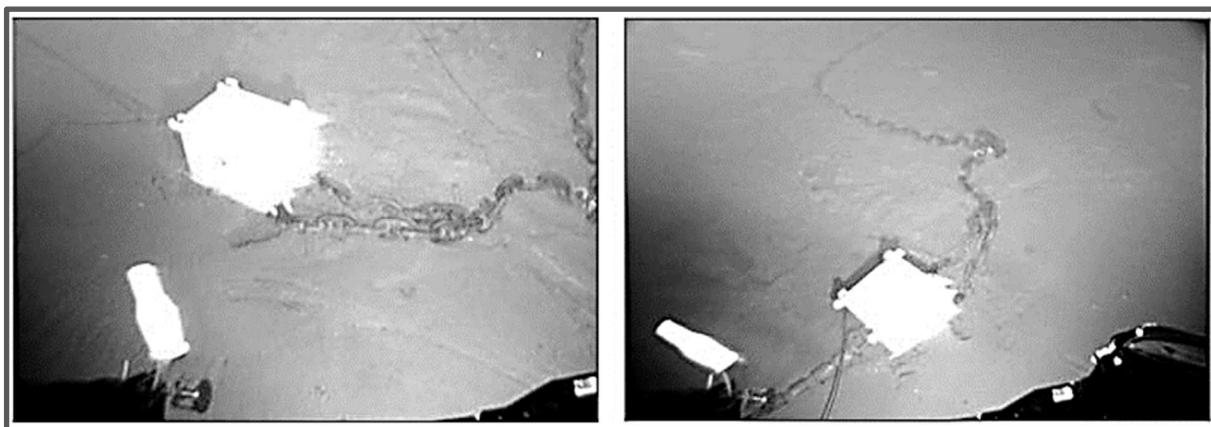


Figura 3.3-VI: Amarras conectadas à estaca do UEH P-33/ ESDV-8"-VE-P-33

Além destes elementos, fazem parte do inventário 4 estacas utilizadas para ancoragem de linhas flexíveis (**Tabela 3.3-IV**). A estaca do UEH_P-33/ESDV-8"-VE-P33, instalada no ano de 2010, pode ser utilizada como exemplo desta tipologia de estrutura: sua penetração atinge 14 m de profundidade e seu peso é de 24 toneladas. O **Anexo 3** (Arranjo Submarino

para Recolhimento dos *Risers* de P-33) indica a localização de todas as estacas de ancoragem das linhas flexíveis.

Tabela 3.3-IV: Coordenadas, lâmina d'água e linhas associadas a cada uma das quatro estacas de ancoragem das linhas flexíveis de P-33.

Estaca	Linhas Associadas	Coordenada Geográfica SIRGAS 2000		LDA [m]
		Latitude	Longitude	
#1	UEH_P-33/ESDV-8"-VE-P33	-22:22:42.032	-40:01:37.782	797
#2	IA_P-33/8-MRL-57DA-RJS	-22:23:17.203	-40:00:58.840	848
#3	O_P-26/P-33-OESTE 10"	-22:23:02.827	-40:00:43.804	845
#4	O_P-26/P-33-LESTE 10"	-22:22:53.799	-40:00:36.606	849

A seguir, são apresentados exemplos de ancoragem de linhas que compõem o sistema submarino de P-33. Na **Figura 3.3-VII**, exibe-se a ancoragem do duto de injeção de água do poço 8-MRL-057DA, interligado à P-33. À esquerda desta figura, observa-se uma estaca cravada no solo marinho, enquanto à sua direita, encontra-se o colar de ancoragem (elemento branco) no qual ocorre a conexão da amarra (interligada à estaca) ao duto.

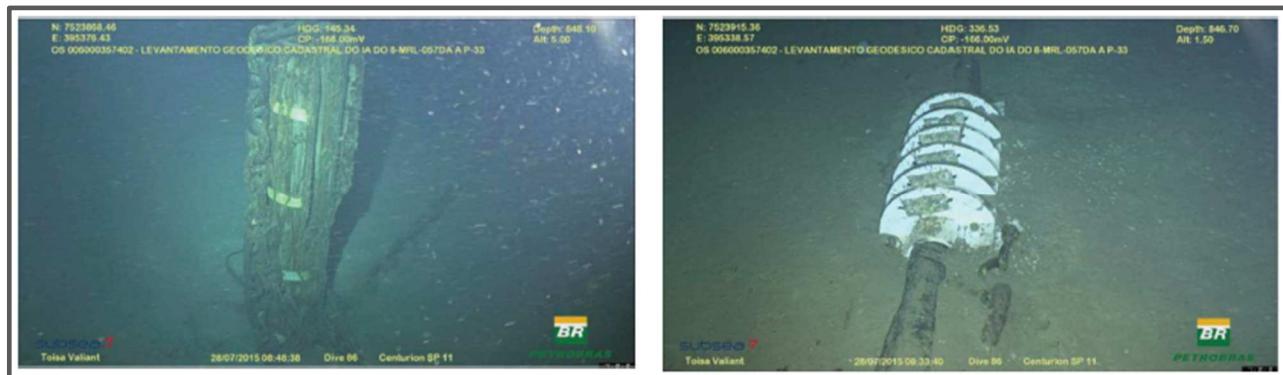


Figura 3.3-VII: Ancoragem do duto de injeção de água associado ao poço MRL-057DA interligado à P-33: estaca cravado no solo marinho (à esquerda) e colar de ancoragem para conexão da amarra ao duto.

Quanto à presença de flutuadores no sistema submarino de P-33, foram identificados 03 flutuadores e 04 boias de sinalização associadas às linhas do poço produtor 7-MRL-089D-RJS, além de 01 flutuador na extremidade do UEH do poço 7-MRL-127HB-RJS, que passou por *pull out* e deposição no leito marinho em “cabo de guarda-chuva” no ano de 2015. A **Tabela 3.3-V** a seguir sintetiza as informações e as **Figuras 3.3-VI, a 3.3-VIII** exibem e exemplificam as estruturas.

Tabela 3.3-V: Coordenadas, lâminas d'água e linhas associadas aos flutuadores e boias.

Flutuador/ Boia	Tipo	Linhos Associadas	Coordenada Geográfica SIRGAS 2000 Latitude / Longitude	LDA [m]
#1	Flutuador	Bundle 7-MRL-089D-RJS	-83:12:38.460 / -47:04:13.311	767
#2	Flutuador	Bundle 7-MRL-089D-RJS	-22:22:12.966 / -40:01:52.114	768
#3	Flutuador	Bundle 7-MRL-089D- RJS	-22:22:13.061 / -40:01:52.464	768
#4	Boia	Bundle 7-MRL-089D- RJS	-22:22:17.584 / -40:01:41.798	776
#5	Boia	Bundle 7-MRL-089D- RJS	-22:22:17.455 / -40:01:41.762	777
#6	Boia	Bundle 7-MRL-089D-RJS	-22:22:17.555 / -40:01:41.238	777
#7	Boia	Bundle 7-MRL-089D-RJS	-22:22:17.718 / -40:01:41.240	776
#8	Flutuador	UEH do poço 7-MRL-127HB-RJS	-22:23:00.607 / -40:01:26.449	819

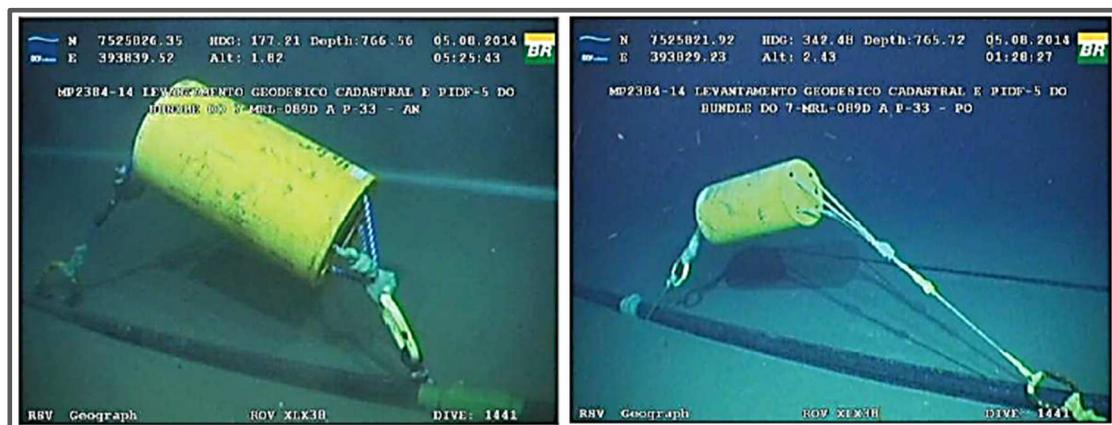


Figura 3.3-VI: Flutuadores nos dutos de gas-lift (esquerda) e produção (direita) do poço 7-MRL-089D-RJS, interligados à P-33.

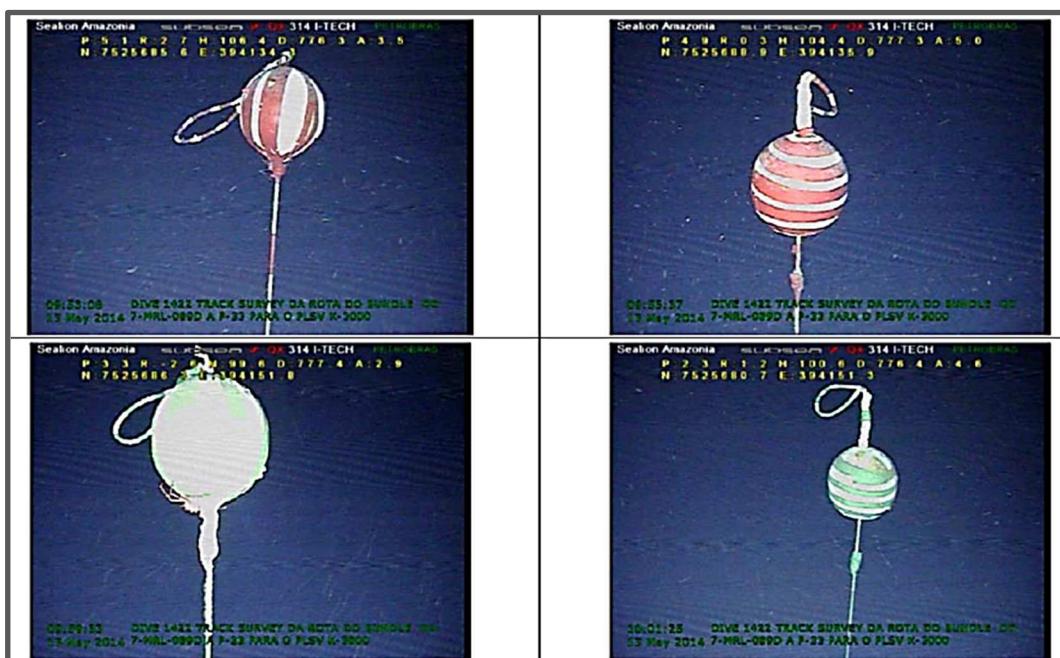


Figura 3.3-VII: Boias de sinalização nos dutos do poço 7-MRL-089D-RJS, interligados à P-33.



Figura 3.3-VIII: Flutuador associado ao UEH do poço 7-MRL-127HB-RJS, depositado em “cabo de guarda-chuva” no leito marinho.

Associados aos dutos de *gas lift* dos poços 7-MRL-99D-RJS e 7-MRL-88H-RJS encontram-se dois *skids* de anodos, um em cada duto, ambos posicionados junto à conexão CRF (*riser x flowline*). Tais *skids* têm como função a recomposição da proteção catódica dos dutos flexíveis.

As **Tabelas 3.3-VI** e **3.3-VII** apresentam informações sobre os *skids* associados aos poços 7-MRL-99D-RJS e 07-MRL-88H-RJS, respectivamente.

Tabela 3.3-VI: Informações sobre o *skid* de anodos instalado junto à conexão CRF do duto GL do poço 7-MRL-99D-RJS:

Dimensões [mm]	Comprimento	3,00 m
	Largura	1,50 m
	Altura	0,47 m
Massa Individual [t]	50 anodos de 13 kg/cada	≈ 980 kg
Coordenadas UTM	[SIRGAS2000, MC -39º]	N 7.525.139m /E 394.028m (cerca de 1,05 m do duto e approx. 1,9m da conexão Rx F)
LDA (m)		781

Tabela 3.3-VII: Informações sobre o *skid* de anodos instalado junto à conexão CRF do duto GL do poço 07-MRL-88H-RJS

Dimensões [mm]	Comprimento	3,00 m
	Largura	1,50 m
	Altura	0,47 m
Massa Individual [t]	26 anodos de 13 kg/cada	≈ 670 kg
Coordenadas UTM	[SIRGAS2000, MC -39º]	N 7.525.590m / E 393.743m
LDA (m)		770

3.4 - Demais Equipamentos do Sistema Submarino

Tabela 3.4-I - Relação dos equipamentos submarinos de pequeno porte de P-33

A - Tipo	B - TAG	C - Dimensões	C - Peso (ton)	D - Profundidade (m)	E - Coordenada Geográfica SIRGAS 2000		F - Status Atual	G - Data da Limpeza	H - Tamponamento
					Latitude	Longitude			
CAIXA TERMINAL	CT_UEH (GA_P-33/P-19)	1,5 x 0,8 x 1,1 m (CxLxA)	1,2 t	792 m	22°22'40.393" S	40°01'37.955" W	Instalada	Não aplicável	Não aplicável
ESDV	ESDV-8"-VE-P33 (GA_P-33/P-19)	4,1 x 1,6 x 3,1 m (CxLxA)	7,2 t	792 m	2°22'40.197" S	40°01'38.931" W	Instalada em linha com o gasoduto GA_P-33/P-19	Em conjunto com o gasoduto GA_P-33/P-19	Não aplicável

Conforme indicado no PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador, equipamentos de menor porte, como ESDV, Caixa Terminal (CT), Caixa de Junção (CJ) e PLETs, podem ser considerados como acessórios do duto e do umbilical, respectivamente, pois estão *in line* (flangeados), ou seja, foram instalados junto com as linhas submarinas.

Os seguintes equipamentos fazem parte do inventário:

- ESDV-8"-VE-P33 (GA_P-33/P-19)
- Caixa Terminal UEH (GA_P-33/P-19)

O **Anexo 2** (Diagrama Unifilar de P-33), o **Anexo 3** (Arranjo Submarino para Recolhimento dos Risers no Pull Out) e o **Anexo 5** (Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-33) apresentam informações complementares.

3.5 – Registros Fotográficos, Mapas e Diagramas

- a) registros fotográficos atualizados das instalações de produção a serem descomissionadas, com identificação da data de realização dos registros: esses insumos encontram-se distribuídos ao longo deste documento, com a devida identificação;
- b) mapas, dados e informações georreferenciados contendo a localização de todas as instalações de produção existentes na área onde estão inseridas as instalações a serem descomissionadas, destacando aquelas que são alvo do PDI: essas informações estão apresentadas nos arquivos *shapefile*, conforme padrão ANP4C, anexados às cartas de encaminhamento deste PDI aos órgãos competentes (ANP, IBAMA e Marinha);
- c) diagrama unifilar de interligação de instalações de produção existentes na área onde se encontram inseridas as instalações a serem descomissionadas: o diagrama unifilar de P-33 está apresentado no **Anexo 2**.

3.6 – Intervenções em poços

As intervenções previstas no Projeto de Descomissionamento variam segundo os conjuntos de poços apresentados a seguir:

Abandono permanente a ser realizado

As intervenções de abandono permanente serão realizadas conforme as diretrizes do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº46/2016 – Capítulo 10.5 - Abandono), o “Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Abandono de Poços” e as condicionantes relativas à operação da plataforma nas atividades de perfuração licenciadas, inclusive quanto ao uso de fluidos e descarte de cascalhos, conforme LO de Perfuração da AGBC (LO Nº 782/2008, com renovação válida até abril/2022). Ressalta-se que foi protocolada em 30/11/2021 solicitação de renovação desta LO (Carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGP 0444/2021).

Essas intervenções, já parcialmente iniciadas, serão realizadas com sondas de posicionamento dinâmico, sendo executadas preferencialmente em duas fases: a primeira (Fase 1), um *light workover* e a segunda (Fase 2), um *heavy workover*. Eventualmente alguns poços podem ser candidatos ao abandono *through-tubing*, caso em que o abandono pode ser concluído em uma única fase de *light workover*.

Conforme planejamento, ao final dos abandonos será retirada a *Tree Cap* e Árvore de Natal Molhada (ANM) da cabeça dos poços, mantendo a Base Adaptadora de Produção (BAP) no leito marinho (altura de aproximadamente 4,2 m do topo da BAP até o leito marinho). Para os casos em que for possível a realização do abandono *through-tubing*, serão mantidas no leito marinho a BAP e a ANM (altura de aproximadamente 7,0 m do topo da ANM, sobre a BAP, até o leito marinho).

Reaproveitamento (confirmado ou reserva) no Projeto de Revitalização

Os poços que serão reaproveitados no projeto de Revitalização de Marlim e Voador tiveram a sua produção/injeção suspensa, serão desconectados e futuramente reconectados a uma das novas UEPs para dar continuidade à sua atividade, conforme comunicado por meio da carta PDP/GIPI/ARE 0067/2020⁵.

Se necessário, serão realizadas intervenções de *workover* para estabelecimento de dois conjuntos solidários de barreira (CSB) previamente à desconexão desses poços. Em conformidade ao estabelecido no Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº46/2016 – Capítulo 10.5 - Abandono), esses poços serão reconectados à nova UEP dentro do prazo limite de 3 anos de permanência em abandono temporário sem monitoramento. Durante o período em que esses poços estarão desconectados, serão realizadas inspeções visuais atendendo a periodicidade indicada no Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Monitoramento de Poços em Abandono Temporário. Não será realizada remoção de equipamentos do poço, dada possibilidade de aproveitamento.

⁵ Os poços reserva podem ser reaproveitados caso seja identificada a necessidade pelo projeto de Revitalização. Apenas neste caso será realizada a sua reconexão a uma das novas UEPs.

3.7 - Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações

Este capítulo apresenta informações sobre a presença de NORM (*Naturally Occurring Radioactive Material*) na planta de processamento e tanques do FPSO P-33, produtos químicos a bordo da unidade, materiais, resíduos e rejeitos no leito marinho.

Materiais Radioativos

Entre os anos de 2011 e 2014, foi identificada presença de areia oleosa com NORM no interior do vaso separador de produção (SG-B), separador de teste e tratador de óleo (TO-B) da planta de processamento da P-33. A origem da areia foi identificada como sendo do poço produtor 7-MRL-220HP-RJS. Nessas ocasiões, os vasos passaram por limpeza e, desde então, os levantamentos radiométricos na planta de processamento da P-33 não indicaram mais presença de NORM, ou seja, não foram identificadas medições de taxa de dose - NRS (Nível de Radiação de Superfície) - acima de 0,5 µSv/hora em nenhum dos 105 pontos considerados como potenciais locais para presença de teores de NORM nessa plataforma. No **Anexo 10**, encontra-se o levantamento radiométrico de P-33, realizado em abril/2020, anterior à execução da limpeza da planta de processamento.

Destaca-se que o fato de não ter sido identificada a ocorrência de NORM na planta de processamento da P-33 é um forte indicativo da inexistência desse tipo de material também no interior do oleoduto e dos dutos de coleta que se interligam a essa plataforma.

O levantamento radiométrico realizado nas atividades de limpeza dos tanques de carga realizadas até o momento indicou taxas de dose NRS inferiores a 0,5 µSv/hora, sendo o resíduo classificado como borra oleosa comum.

Caso seja detectada a presença de NORM durante o descomissionamento, os rejeitos radioativos receberão o devido tratamento, idêntico ao adotado durante a vida operacional da unidade, conforme detalhado no **Capítulo 5.3.2 – Fase J**.

Em adição, cabe registrar que existem sensores de fumaça com fontes radioativas. Tais equipamentos fazem parte do sistema de segurança da unidade. Estes sistemas devem permanecer ativos até a destinação final da UEP. Considerando o caso base de leilão para alienação da plataforma com saída da locação diretamente para águas

internacionais, sua destinação ficará a cargo do comprador, cabendo à Petrobras, no entanto, a comunicação clara da existência destes equipamentos aos potenciais compradores.

Produtos Químicos

Diversos tipos de produtos químicos são utilizados nos processos de tratamento de óleo, gás e água, na garantia de integridade das instalações e na garantia de escoamento da produção no Campo de Marlim. Dentre eles, destacam-se: desemulsificantes, antiincrustantes, sequestrantes de H₂S, inibidores de corrosão, biocidas, etanol, diesel, fluidos hidráulicos (base água) e óleos lubrificantes.

A **Tabela 3.7-I** lista os produtos químicos que se encontram a bordo do FPSO P-33⁶. É importante ressaltar que o inventário de produtos a bordo pode variar conforme momento e necessidade.

Tabela 3.7-I: Produtos químicos a bordo da P-33 (continua na próxima página).

Identificação - Produto Químico	Função	Localização	Volume/ massa	Composição estimada
ÁCIDO CLORÍDRICO 37%	LIMPEZA ACIDA	FPSO P-33	180 L	Água e ácido clorídrico
ADJUNCT-B	AGUA DE CALDEIRA	FPSO P-33	50 Kg	Hidrogenio fofosfato-de-dissodio
AGUA DESMINERALIZADA	LIMPEZA TC/TG	FPSO P-33	980 L	Água
AMEROYAL	ANTIINCRUSTANTE	FPSO P-33	225 L	Hidróxido de potássio
BIOC10168NR	BIOCIDA	FPSO P-33	4500 L	Condensado Aldólico e hidroximetil
BIOTREAT 4682	BIOCIDA	FPSO P-33	7500 L	Sulfato de Tetrakis (Hidroximetil) Fosfônico
CASTROL TRANSAQUA	FLUIDO HIDRAULICO	FPSO P-33	2400 L	Etilenoglicol Aditivos específicos patenteados
CORRTREAT 2712	INIB.CORROSAO AGUA	FPSO P-33	200 L	Sais inorgânicos à base de nitrito e borato em solução aquosa
DORF OG	INIB.CORROSAO AGUA	FPSO P-33	4000 L	Mistura alcalina
DREWPLEX OX	TRATAMENTO CALDEIRA	FPSO P-33	200 L	ácido-cítrico; alcohols C12-15 ethoxylated
GC ASHLAND	AGUA DE CALDEIRA	FPSO P-33	50 L	hexa-hidro-1,3,5-triazina-1,3,5-tri-il
HIPOCLORITO DE SODIO	BACTERICIDA	FPSO P-33	90 L	Ácido hipocloroso, água sanitária

⁶ Referência: Junho/2021. Atualizações serão enviadas em Relatório de Execução conforme necessário.

HR-2743	SEQUESTR. H2S	FPSO P-33	200 L	Solução de bissulfito de sódio
INHICOREP UT 300	INIB.CORROSÃO AGUA	FPSO P-33	1400 L	Nitrito de Sódio
LUBRAX CALCIUM	GRAXA INDUSTRIAL	FPSO P-33	60 Kg	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX CLAY ADS BD	GRAXA INDUSTRIAL	FPSO P-33	80 Kg	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX COMPSOR PAO 68 BD	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	80 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX COMPSOR RF 68 BD	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	680 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX EXTRA TURBO CH-4	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	800 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX GEAR 150 BD	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	200 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX GEAR 220 BD	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	400 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX HILITH EP 0/1	GRAXA	FPSO P-33	40 Kg	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX HYDRA XP 10	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	200 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX HYDRA XP 46	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	200	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX HYDRA XP 68	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	600 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX LITH EP	GRAXA	FPSO P-33	140 Kg	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX LITHPLUS	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	140 Kg	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX NEO SC 2	GRAXA	FPSO P-33	200 Kg	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX POLYTEC	GRAXA	FPSO P-33	80 Kg	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX TOP TURBO	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	1400 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX TURBINA PLUS 32	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	1000 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX TURBINA PLUS 68	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	400 L	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX TURBINA PLUS 86	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	600	Mistura de hidrocarbonetos
LUBRAX TURBO CH4 15W40	ÓLEO LUBRIFICANTE	FPSO P-33	600	Mistura de hidrocarbonetos
OCEANIC HW 525 P	FLUIDO HIDRAULICO	FPSO P-33	1400 L	Etileno glycol, 2-butóxietanol
PERSHY 327	LIMPEZA INDUSTRIAL	FPSO P-33	1800 L	Detergente biodegradável
SAF ACID/AC.SULFAMICO	INIB. INCR. INORGÂN.	FPSO P-33	100 Kg	ácido-sulfamídico
SLCC-A	AGUA DE CALDEIRA	FPSO P-33	150 L	Água e aditivos químicos

3.8 – Materiais e Resíduos Presentes no Leito Marinho

Durante as operações de descomissionamento (ex.: *pull out* dos *risers*, desconexões submarinas, desancoragem do FPSO etc.), as quais serão acompanhadas por ROV (*Remotely Operated Vehicle*) e estão descritas no **Capítulo 5**, serão registradas informações (ex.: LDA, coordenadas, composição e dimensões / massa estimadas) sobre materiais e resíduos (comumente denominados “sucatas”) presentes no leito marinho. Essas informações serão utilizadas para subsidiar o planejamento e execução de remoção dessas estruturas.

Destaca-se que, complementarmente às informações obtidas durante as operações de descomissionamento, também poderão ser realizadas inspeções específicas para mapeamento de “sucatas” no leito marinho.

Capítulo 4:

Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento

Capítulo 4: Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento

Este capítulo apresenta as alternativas de descomissionamento (destinação final), propostas pela Petrobras, para os principais componentes do sistema de produção da P-33: linhas flexíveis, umbilicais, equipamentos submarinos, sistemas de ancoragem e plataforma.

4.a) Detalhamento das alternativas de descomissionamento por instalação

Dutos Flexíveis

Em consonância com a Resposta ao Parecer Técnico do Ibama 286/2021, de 05/11/2021, e considerando o posicionamento do órgão ambiental licenciador exposto no Parecer Técnico nº 91/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, de 13/04/2021, que analisa o Projeto de Descomissionamento Conceitual dos Campos de Marlim e Voador, determinando que:

“para as linhas cuja opção de abandono dos flowlines for mantida pela Petrobras, devem ser apresentadas justificativas que demonstrem: a inexequibilidade técnica da remoção, um custo extremo, riscos inaceitáveis aos trabalhadores, riscos inaceitáveis ao ambiente marinho ou impactos ambientais injustificáveis.”

Uma vez que a remoção das linhas flexíveis não se configura como inexequível, não traz riscos que sejam inaceitáveis aos trabalhadores ou ao meio ambiente, e que, por fim, não causará impactos injustificáveis, a Petrobras propõe o recolhimento integral das linhas flexíveis que pertecem ao escopo do projeto de descomissionamento da P-33.

Para a realização do recolhimento integral dos dutos flexíveis, duas possíveis configurações de implementação foram avaliadas:

1. Recolhimento integral das linhas, EM OPERAÇÃO ÚNICA POR LINHA, sem deposição temporária dos risers, isto é, a realização de uma única operação de recolhimento para cada linha, trazendo em uma única “puxada” toda sua extensão, desde a extremidade conectada à UEP até a extremidade submarina (ou vice-versa). Para que tal configuração de recolhimento seja viável, é necessária a disponibilidade de recursos e inexistência de cruzamentos sobre a linha, em toda sua extensão. Este formato de

operação tem também impacto direto na campanha de *pull out* da unidade, uma vez que os recolhimentos tem maior duração/comprimento, provocando maior tempo de permanência da unidade na locação.

2. Recolhimento integral das linhas, EM ETAPAS, sem deposição temporária dos *risers*, isto é, recolhimento de trechos específicos das linhas em fases, sequenciais ou espaçadas temporalmente. Esta configuração, quando focada nos *risers*, privilegia a prontidão para remoção da unidade de sua locação, uma vez que reduz o comprimento recolhido durante a campanha de *pull out*. Esta é também a única alternativa viável quando há ocorrência de cruzamentos que não podem ser desfeitos sobre as linhas. Neste caso, é dada preferência à abertura de conexões entre tramos até que se obtenha um trecho totalmente desimpedido para remoção ou realizam-se cortes na linha para possibilitar o recolhimento. A presença de cruzamentos é elemento impeditivo para o recolhimento integral de uma linha em uma única operação, exceto situações extremamente específicas. Dessa forma, o recolhimento é, necessariamente, feito em etapas. Para isso, realiza-se a abertura de conexão ou corte do trecho livre e seu recolhimento. O trecho preso só é recolhido após recolhimento da linha que o prendia. A **Figura 4.a-I** abaixo exemplifica o processo.

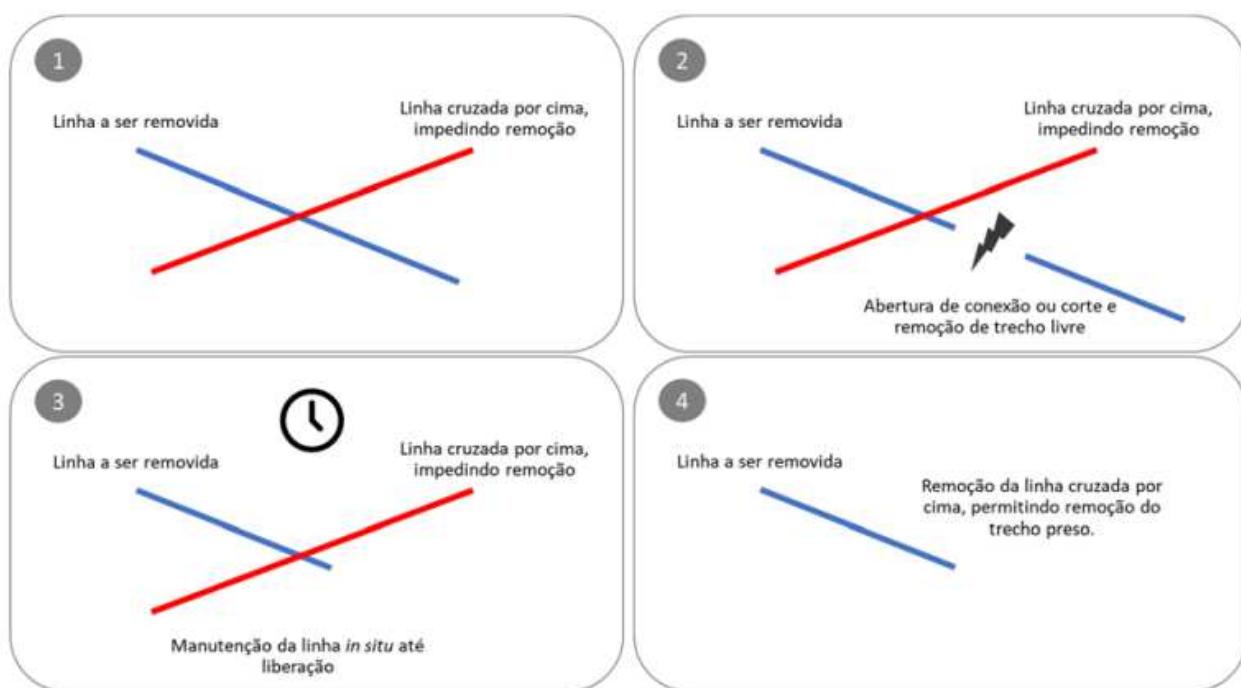


Figura 4.a-I: Recolhimento, em etapas, de linhas com presença de cruzamentos

Equipamentos Submarinos

Equipamentos de menor porte, como ESDV e CT, podem ser considerados como acessórios dos dutos, pois estão *in line* (flangeados), ou seja, foram instalados junto com as linhas submarinas. Desta forma, a Petrobras avaliou as alternativas de descomissionamento para os equipamentos submarinos de forma conjunta às linhas a que estão associados.

Conforme apresentado na **Figura 3-II**, os equipamentos PLET-MRL-04A e PLET-MRL-05A conectam os trechos rígidos vindos dos oleodutos do lado P-26 aos trechos flexíveis dos oleodutos provenientes do lado P-33. Estes equipamentos foram lançados flangeados aos dutos rígidos do sistema de escoamento de P-26, sendo portanto considerados como parte integrante do escopo de descomissionamento desta unidade, abordados em seu PDI. O principal motivo do recorte adotado deve-se à configuração das conexões nos equipamentos:

- A conexão entre os dutos flexíveis do lado P-33 e os PLETs se dá por meio de MCVs. Devido a este formato de conexão, seria impossível a destinação dos PLETs *in line* juntamente com os trechos do lado P-33;
- A conexão entre dutos rígidos do lado P-26 e os PLETs se dá por meio de flangeamento direto dos dutos ao PLET.

Por conta disto, a destinação dos PLETs não foi considerada no PDI da P-33 e sim da P-26. A **Figura 4.a-II** a seguir apresenta a configuração das conexões entre os equipamentos:

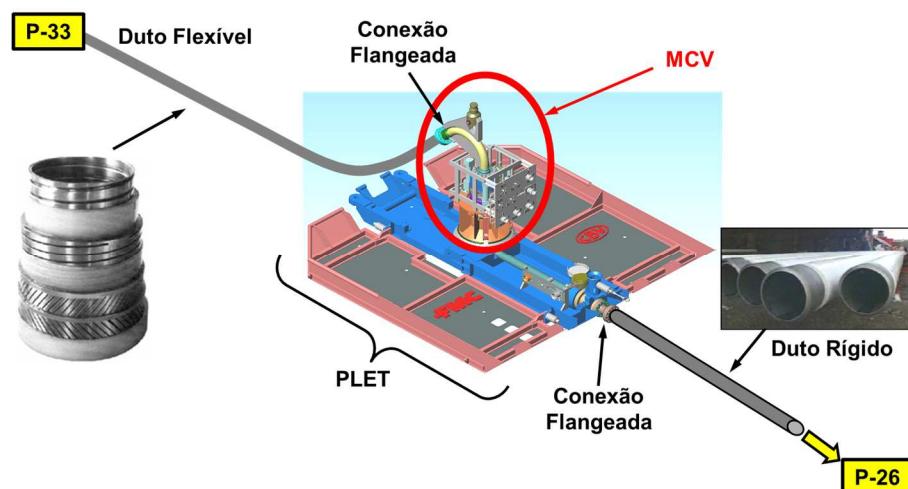


Figura 4.a-II: Configuração das conexões do PLET-MRL-04A e PLET-MRL-05A.

Sistema de Ancoragem

Conforme PDI Conceitual dos Sistemas de Produção de Marlim e Voador, para as amarras de topo e trechos intermediários das linhas de ancoragem, não foram avaliadas alternativas de destinação, sendo proposto o recolhimento integral desses elementos.

Para as amarras de fundo e estacas, foram avaliadas 2 alternativas: remoção e permanência *in situ*.

Plataforma

O Projeto de Descomissionamento do FPSO P-33 considera como caso base a alienação da unidade na locação, ainda em área *offshore*, e o reboque da embarcação diretamente para águas internacionais, logo após sua desancoragem. Este caso base foi definido após uma análise empresarial, que considerou, entre outros, os riscos envolvidos e a infraestrutura logística/portuária disponível no Brasil. Como contingência, para o caso de não ser concretizada a venda, há alternativa de enviar a plataforma para um estaleiro na costa brasileira.

4.b) Estudo de comparação das alternativas de descomissionamento

Dutos Flexíveis

Com base no detalhamento disposto no Item 4.a, não foi realizado estudo de comparação das alternativas de descomissionamento complementar à análise multicritério realizada pela Petrobras e apresentada no PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador.

Dessa forma, o recolhimento integral sem deposição temporária de *risers* é a proposta de destinação de dutos flexíveis para o projeto de descomissionamento da P-33.

Equipamentos Submarinos

Conforme indicado no item 4.a, os equipamentos que pertencem ao escopo do projeto de descomissionamento de P-33 (ESDV e CT) são considerados acessórios dos dutos e umbilicais, sendo destinados de forma conjunta às linhas a que estão associados.

Sistemas de Ancoragem

A avaliação de alternativas de destinação dos trechos de fundo (amarras e estacas) indica a permanência *in situ* definitiva para estes elementos do sistema de ancoragem do FPSO P-33. As razões encontram-se listadas a seguir:

- Teoricamente, é possível remover as estacas de sucção, realizando-se o procedimento inverso ao da instalação. Contudo, os pontos abaixo indicam que há riscos potencialmente elevados na execução das operações:
 - As estruturas foram instaladas há muitos anos, implicando em elevado tempo de consolidação do solo e, consequentemente, incerteza (difícil previsão) sobre as cargas envolvidas em uma eventual remoção, as quais podem ser muito altas. Isso acarreta eventuais riscos operacionais e de segurança às pessoas a bordo da embarcação (AHTS), por exemplo, associados ao rompimento de cabos tracionados;
 - Ausência de histórico na realização da operação, dado que a Petrobras nunca executou a remoção deste tipo de estrutura, especialmente em águas profundas;
 - As estacas têm grandes dimensões e massa. Para a P-33, as estruturas têm cerca de 4,5 m de diâmetro e 20,5 m de comprimento, com mais de 75 t. Assim, mesmo que a “descravação” no leito marinho seja possível, o manuseio das estruturas para *inboarding* e acomodação nas embarcações é complexo.
- Em decorrência da utilização de bomba para injetar água no interior das estacas de sucção, visando iniciar a “descravação” (operação inversa à instalação), e do “arrancamento” das estruturas do leito marinho (etapa final da “descravação”), é esperado ocorrer intenso revolvimento do solo e, consequentemente, grande suspensão de sedimentos durante a remoção destas estacas. Isso é crítico particularmente no caso de P-33, cujo sistema de ancoragem está em região com elevada densidade de bancos de coral;

- No caso específico da P-33, além das estacas de sucção, há duas estacas grauteadas. Conforme descrito no **Capítulo 6.2.3**, este tipo de estaca é “cimentado” ao solo marinho (semelhante a uma cabeça de poço) e, portanto, não podem ser removidas por instalação reversa;
- Como as amarras de fundo estão diretamente conectadas às estacas, estas também permanecerão no solo marinho;
- Tanto as estacas quanto as amarras de fundo são constituídas de aço, que é um material considerado praticamente inerte, uma vez que a taxa de corrosão nas condições do leito marinho é muito lenta, especialmente para trechos enterrados⁷.

Para as amarras de topo e cabos de aço do sistema de ancoragem de P-33, a proposta de destinação é recolhimento. A remoção de componentes será efetuada imediatamente após a desconexão dos mesmos, conforme detalhado no **Capítulo 5.3.2 Fase I – Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma**. Considerando que a P-33 localiza-se em uma área com alta densidade de bancos de corais (**Capítulo 7.1**), o recolhimento imediato das estruturas resulta na minimização dos impactos ambientais na área quando comparada à alternativa de deposição (mesmo que temporária) no leito marinho. O **Capítulo 7.1.1** também trata de forma mais aprofundada sobre os impactos provocados pela remoção dos trechos suspensos das linhas de ancoragem já no momento da desconexão.

Plataforma

Conforme indicado no **item 4.a** para a P-33, ficou definida como alternativa de descomissionamento, leilão para alienação da plataforma com saída da locação diretamente para águas internacionais. Como contingência, para o caso de não ser concretizada a venda, há alternativa de enviar a plataforma para um estaleiro na costa brasileira.

⁷ *Long Term Degradation of Offshore Structures and Pipelines: Decommissioned and Left In-Situ*. Report No. O02-1201-RPT-001. Oil & Gas UK, 2013.

Capítulo 5:

Projeto de

Descomissionamento de

Instalações



Capítulo 5: Projeto de Descomissionamento das Instalações

A partir das alternativas selecionadas por instalação, apresentar o Projeto de Descomissionamento de Instalações, conforme definido a seguir.

5.1- Poços

São apresentadas a seguir informações sobre os poços cujo abandono permanente faz parte do escopo do Projeto de Descomissionamento. Conforme apresentado no item “3.6 - Intervenções em poços”, os poços restantes serão reaproveitados (ou poderão ser, no caso do grupo Reserva) no projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, não sendo prevista a remoção de equipamentos do poço.

Em todos esses poços, a Petrobras propõe que a BAP não seja removida, permanecendo definitivamente *in situ*, por se tratar de equipamento instalado na cabeça de poços localizados em LDA superior a 100m. Conforme estabelecido no item 3.4 – a, Anexo I, da Resolução ANP nº 817/2020, a remoção da cabeça de poço deve ocorrer para poços localizados em profundidade batimétrica igual ou menor a 100 m.

Adicionalmente, caso o procedimento de abandono dos poços seja do tipo *through tubing*, ou seja, por dentro da coluna de produção, sem a necessidade da remoção desta, a ANM também não será removida, permanecendo definitivamente *in situ* na cabeça do poço, juntamente com a BAP. Esses poços estão representados na **Tabela 5.1-I**.

Ressalta-se que a permanência das BAPs e ANMs nas cabeças dos poços não causa interferências à navegação, ao ambiente marinho e aos demais usuários do mar, por se tratar de equipamentos predominantemente compostos por aço e nas lâminas d’água em que se encontram instalados.

Ressalta-se que todas intervenções de abandono permanente serão realizadas conforme as diretrizes do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº46/2016 – Capítulo 10.5 - Abandono), o “Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Abandono de Poços” e as condicionantes relativas à operação da plataforma nas atividades de perfuração licenciadas, inclusive quanto ao uso de fluidos e descarte de cascalhos, conforme LO de Perfuração da AGBC (LO N° 782/2008, com renovação válida até abril/2022). Ressalta-se que foi protocolada em

30/11/2021 solicitação de renovação desta LO (Carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGP 0444/2021).

Tabela 5.1-I: Informações dos poços com abandono permanente realizado ou a ser realizado futuramente.

Nome do poço ANP	Status atual	Status final	Data prevista para status final	Equipamentos que não serão removidos	
				Equipamento	Altura acima do leito marinho (m)
7-MRL-109H-RJS	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	-	Base adaptadora de produção (BAP)	4,2
7-MRL-127HB-RJS	ABANDONADO TEMPORARIAMENTE SEM MONITORAMENTO	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	2027 ⁸	Base adaptadora de produção (BAP) ⁹	4,2
7-MRL-220HP-RJS	FECHADO	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	2027 ¹⁰	Base adaptadora de produção (BAP) ¹¹	4,2
7-MRL-88H-RJS	FECHADO	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	2023 ¹²	Base adaptadora de produção (BAP)	4,2
7-MRL-89D-RJS	FECHADO	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	2023 ¹³	Base adaptadora de produção (BAP)	4,2

⁸ Data prevista para término da última fase de abandono. A primeira etapa será realizada em 2025, quando ocorrerá novo monitoramento do poço.

⁹ Poço candidato a abandono *trough tubing*, com possibilidade de manutenção do conjunto BAP + ANM, a uma altura total de 7 m do leito marinho.

¹⁰ Data prevista para término da última fase de abandono. A primeira etapa será realizada em 2025, quando ocorrerá novo monitoramento do poço.

¹¹ Poço candidato a abandono *trough tubing*, com possibilidade de manutenção do conjunto BAP + ANM, a uma altura total de 7m do leito marinho.

¹² Primeira etapa de abandono realizada em 2020, restando apenas a última fase.

¹³ Primeira etapa de abandono realizada em 2020, restando apenas a última fase.

5.2 - Demais Instalações

Este capítulo apresenta as alternativas de descomissionamento (destinação final) das linhas flexíveis, dos materiais/resíduos no leito marinho, do sistema de ancoragem e da plataforma propostas pela Petrobras especificamente para o Projeto de Descomissionamento da Plataforma FPSO P-33.

Para cada instalação contemplada no PDI é descrito:

5.2.a) alternativa de descomissionamento selecionada e

5.2.b) atividades de descomissionamento previstas (tais como içamento, corte, desmontagem, transporte de estruturas, atividades de mergulho, desconexão do sistema de ancoragem, despressurização, drenagem, limpeza e inertização);

Os **itens 5.2.a e 5.2.b** serão detalhados a seguir de forma específica para cada sistema de P-33.

Destinação das Linhas Flexíveis e Umbilicais

Conforme apresentado, no **Capítulo 4, itens a e b** deste PDI, a Petrobras propõe o recolhimento integral dos dutos flexíveis pertencentes ao escopo do projeto de descomissionamento de P-33. Este recolhimento será realizado em etapas, priorizando a liberação da unidade para remoção de sua locação e destinação final.

A primeira etapa corresponde à realização dos *pull outs* dos *risers*, que totalizam 22 linhas flexíveis interligadas ao FPSO P-33, sem previsão de reaproveitamento em outros projetos da Petrobras.

A realização de uma primeira etapa focada no *pull out* dos *risers* é ponto crucial na gestão de recursos (embarcações, materiais, equipes, bases operacionais etc.), dando prontidão à remoção da plataforma de sua locação com maior agilidade. Cumpre-se, dessa forma, o objetivo de reduzir a exposição de trabalhadores aos riscos inerentes às operações para manutenção da unidade sem produção.

É fundamental considerar a segmentação das operações de recolhimento de dutos em etapas, sob uma ótica ampla, abrangendo todo o Projeto de Descomissionamento apresentado no PDI Conceitual dos Campos de Marlim e Voador (com a remoção das 9

unidades nele presentes - P-18, P-19, P-20, P-32, **P-33**, P-35, P-37 e P-47, além do sistema submarino da P-27).

Para a realização dos *pull outs*, pode ser necessária a instalação de ancoragem provisória nos *risers*, de forma a limitar o movimento das linhas, provocado pela movimentação da unidade flutuante, no momento da desconexão ou corte.

Conforme a **Figura 5.2-I** abaixo, a ancoragem provisória é usualmente realizada por meio da instalação de cachos de amarra laçados ao duto, que atuam como “peso morto” restringindo sua movimentação. Reforça-se, ainda, que o local de instalação destes conjuntos considera a minimização de impacto ambiental no leito marinho, sendo realizada em áreas livres de corais, em consonância com o item 2.3 da Licença de Operação (LO) nº 1340/2016. Ao término do *pull out*, todos os materiais de ancoragem provisória são removidos.

Em adição, a Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) avaliou a movimentação de equipamentos de apoio no leito marinho, indicando “impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade”.

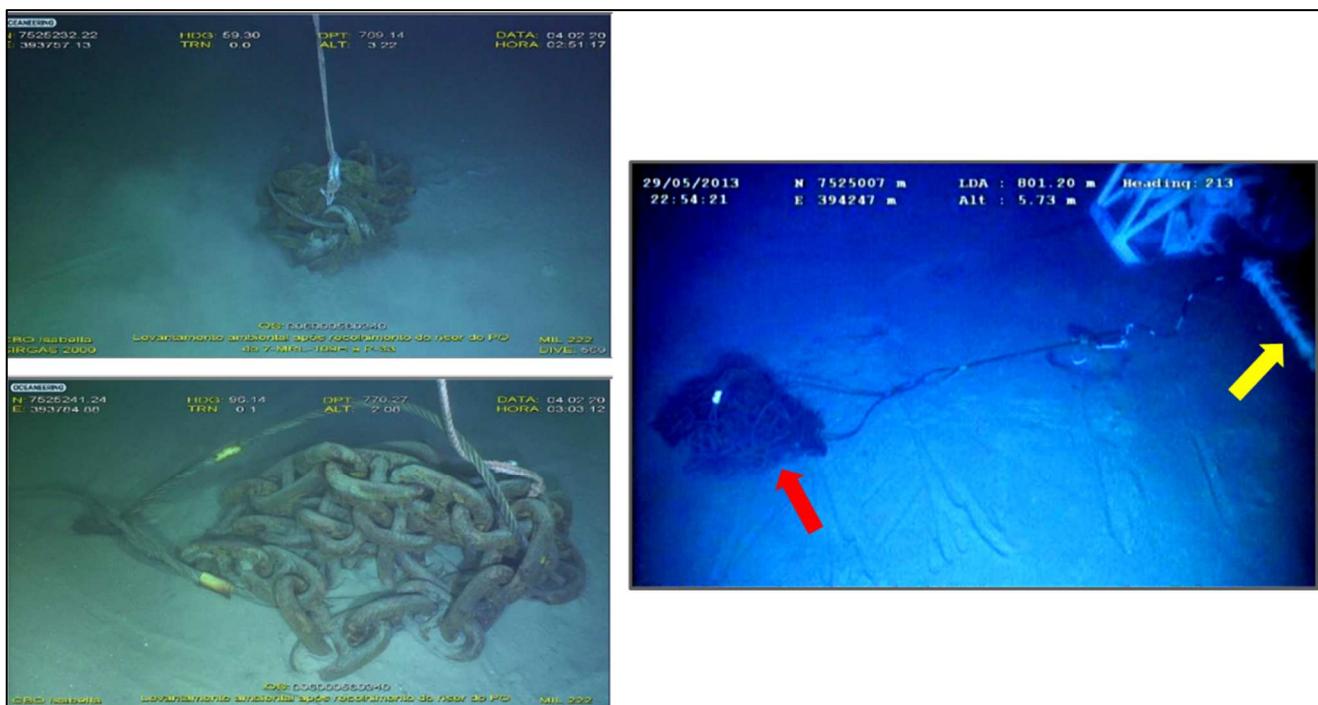


Figura 5.2-I - Imagem de ancoragem de duto flexível por meio de cacho de amarra posicionado no leito marinho

Para o *pull out* de Umbilicais, uma vez que não há Conexão *Riser-Flowline* a ser aberta e sim realização de corte, será avaliada durante o planejamento operacional a necessidade de ancoragem provisória. Caso o *pull out* seja realizado sem a ancoragem provisória, a extensão adicional recolhida do UEH durante a operação não excederá 1km. Os esquemáticos apresentados porsteriormente neste capítulo consideram a extensão recolhida com realização de ancoragem.

Quanto ao recolhimento dos trechos *flowline* remanescentes após a realização dos *pull outs*, sua realização considerará as operações do projeto de revitalização de Marlim e Voador, conforme tabelas a seguir. Caso necessária, será realizada a instalação de ancoragem provisória, de forma a limitar o movimento das linhas sobre leito marinho durante seu recolhimento. A ancoragem provisória das *flowlines* seguirá os mesmos fundamentos da operação realizada com *risers*.

Na **Tabela 5.2-I** abaixo são apresentadas as linhas que serão recolhidas antes da instalação das novas linhas do projeto de revitalização de Marlim e Voador, com o objetivo de evitar cruzamentos.

Tabela 5.2-I - Relação das Linhas que serão recolhidas antes da instalação das novas linhas do projeto de revitalização de Marlim e Voador

Poço	Linha GIS_SUB	UEP	Número Cruzamentos Revit	Comprimento (m)	Detalhamento
7-MRL-220HP-RJS	GL_P-33 /7-MRL-220HP-RJS	P-33	1	3530	Recolhimento
7-MRL-220HP-RJS	PO_7-MRL-220HP-RJS/P-33	P-33	1	3213	Recolhimento
7-MRL-220HP-RJS	UEH_P-33 /7-MRL-220HP-RJS	P-33	1	2937	Recolhimento
8-MRL-90D-RJS	IA_P-33/8-MRL-090D	P-33	2	5782	Recolhimento
8-MRL-90D-RJS	UEH_P-33/8-MRL-090D	P-33	3	4121	Recolhimento
N/A	GA_P-33/P-19	P-33	5	3186	Recolhimento
N/A	GA_P-33/P-19 (TRACK)	P-33	9	3309	Recolhimento

As linhas destacadas na **Tabela 5.2-II** abaixo serão remanejadas no leito marinho até 2024, para que sejam evitados cruzamentos com as novas linhas do projeto de revitalização de Marlim e Voador e, posteriormente, serão removidas no quinquênio 2026 – 2030.

Tabela 5.2-II – Relação de Linhas Flexíveis que serão remanejadas no leito marinho até 2023 e posteriormente removidas

Poço	Linha GIS_SUB	UEP	Número Cruzamentos Revit	Comprimento (m)	Detalhamento
7-MRL-89D-RJS	GL_P-33/7-MRL-89D	P-33	1	2404	Remanejamento
7-MRL-89D-RJS	PO_7-MRL-89D/P-33	P-33	1	2404	Remanejamento
7-MRL-89D-RJS	UEH_P-33/7-MRL-89D	P-33	1	2446	Remanejamento
8-MRL-181D-RJS	IA_P-33/8-MRL-181D	P-33	1	2352	Remanejamento
8-MRL-181D-RJS	UEH_P-33/8-MRL-181D	P-33	3	2375	Remanejamento

Por fim, a **Tabela 5.2-III** apresenta todas linhas que não possuem impactos com o projeto de revitalização de Marlim e Voador e que serão recolhidas no quinquênio 2026-2030.

Tabela 5.2-III – Relação de Linhas Flexíveis sem impacto no projeto da Revit e que serão recolhidas

Poço	Linha GIS_SUB	UEP	Número Cruzamento s Revit	Compri mento (m)	Detalhamento
7-MRL-109-RJS	GL_P-33/7-MRL-109	P-33	0	1306	Sem impacto REVIT
7-MRL-109-RJS	PO_7-MRL-109/P-33	P-33	0	1111	Sem impacto REVIT
7-MRL-109-RJS	UH_P-33/7-MRL-109	P-33	0	1330	Sem impacto REVIT
7-MRL-88H-RJS	GL_P-33/7-MRL-88H	P-33	0	1410	Sem impacto REVIT
7-MRL-88H-RJS	PO_7-MRL-88H/P-33	P-33	0	1409	Sem impacto REVIT
7-MRL-88H-RJS	UH_P-33/7-MRL-88H	P-33	0	1541	Sem impacto REVIT
8-MRL-57DA-RJS	IA_P-33/8-MRL-57DA	P-33	0	1692	Sem impacto REVIT
8-MRL-57DA-RJS	UH_P-33/8-MRL-57DA	P-33	0	1653	Sem impacto REVIT
7-MRL-99D-RJS	GL_P-33/7-MRL-99D	P-33	0	1495	Sem impacto REVIT
7-MRL-99D-RJS	PO_7-MRL-99D/P-33	P-33	0	1458	Sem impacto REVIT
7-MRL-99D-RJS	UH_P-33/7-MRL-99D	P-33	0	1505	Sem impacto REVIT
7-MRL-127H-RJS	GL_P-33/7-MRL-127H	P-33	0	1330	Sem impacto REVIT
7-MRL-127H-RJS	PO_7-MRL-127H/P-33	P-33	0	1396	Sem impacto REVIT
7-MRL-127H-RJS	UH_P-33/7-MRL-127H	P-33	0	2512	Sem impacto REVIT
N/A	GA_P-33/P-19 (TRACK 1)	P-33	0	1240	Sem impacto REVIT
N/A	O_P-26/P-33-LESTE 10"	P-33	0	1230	Sem impacto REVIT
N/A	O_P-26/P-33-OESTE 10"	P-33	0	1113	Sem impacto REVIT

A seguir, são apresentados diagramas ilustrativos que identificam, para cada duto (oleoduto/ gasoduto) e poço do FPSO P-33, a situação das linhas e equipamentos associados à plataforma em relação ao escopo pretendido para este PDI executivo, conforme descrição abaixo:

- Destacados na cor verde, estão os tramos a serem recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*;

- Na cor amarela, estão evidenciados os trechos de linhas flexíveis e equipamentos submarinos pertencentes ao escopo do Projeto de Descomissionamento de P-33 que serão recolhidos posteriormente ao *pull out*, conforme cronograma do projeto;
- Na cor vermelha, estão apontados os trechos de linhas e equipamentos que não fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento de P-33, sendo tratados no âmbito de outros projetos de descomissionamento.

Foram representados, em caráter ilustrativo, apenas os bancos de corais próximos a pontos de desconexão *riser-flowline* ou corte dos umbilicais.

O método de *pull out* indicado (1^a ou 2^a extremidade) corresponde ao planejamento atual das operações. A definição final ocorrerá durante a elaboração dos procedimentos executivos, quando o corpo técnico da Área de Engenharia Submarina da Petrobras buscará otimizar a utilização de recursos (ex.: tempo de PLSV) e, principalmente, reduzir riscos operacionais e de segurança às pessoas. Caso ocorra alguma alteração em relação ao que consta neste PDI, ela será informada e justificada nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento.

Gasoduto de Exportação da P-33 para a P-19

Tramos na cor verde serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*, sem deposição dos trechos suspensos no leito marinho (mesmo que temporária).

- UEH de controle da ESDV (1.245 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. A CT será recolhida junto com o UEH. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (15 m + 55 m = 70 m) sobre dois bancos de coral (BC 1 e BC 2).
- Trecho *riser* do gasoduto de exportação – lado P-33 (1.242 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. A linha será desconectada na interface com a ESDV. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (\approx 30 m) sobre um banco de coral (BC 1 – o mesmo que se encontra sob o umbilical).
- HFL (Hydraulic Flying Lead): será recolhido com auxílio do ROV, desconectando as extremidades na CT e na ESDV.

- Comprimento total de linhas flexíveis que será recolhido: 1.245 m + 1.242 m = 2.487 m.
Comprimento de remoção sobre bancos de coral: \approx 100 m.

Tramos *flowline* (total: 3.186 m), na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

Na cor vermelha, ESDV – 8" – VE – P-19 e trecho *riser* (total: 1.123 m), que não fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-33.

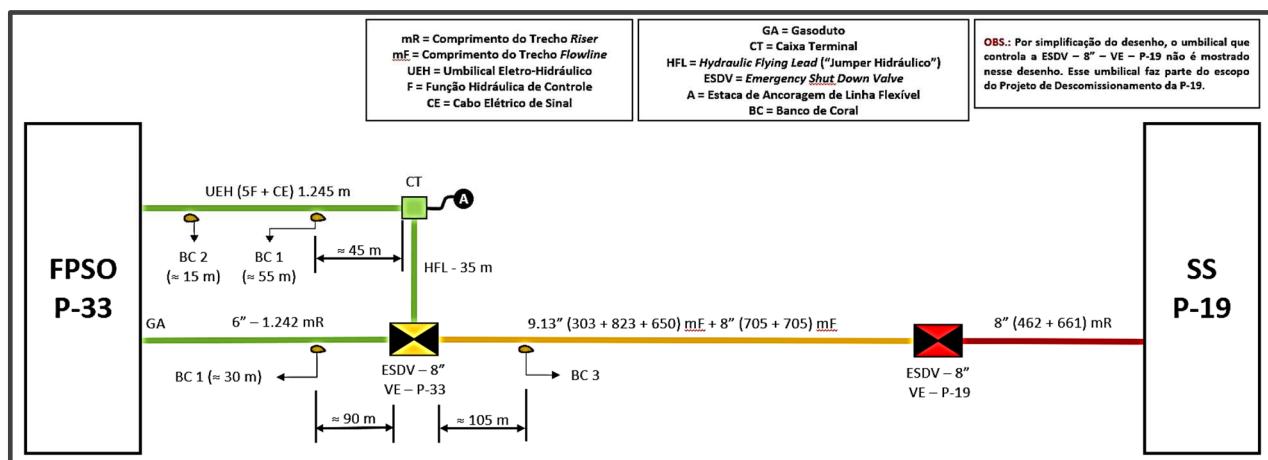


Figura 5.2-II : Gasoduto de exportação da P-33 para P-19.

Gasodutos de Exportação Desconectados de P-33

Tramos *flowline* (1.240 m + (1.034 + 1.257 m + 1.018) m = 4.549m) na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

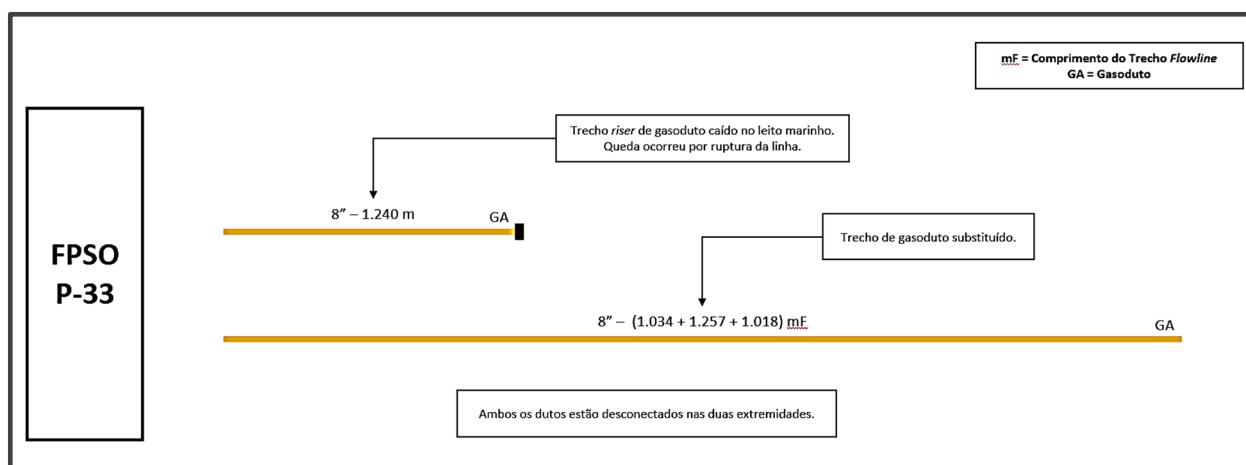


Figura 5.2-III: Gasodutos de exportação desconectados de P-33.

Oleodutos de Importação da P-26 para a P-33

Tramo na cor verde será recolhido no momento do *pull out* do *riser*, sem deposição do trecho suspenso no leito marinho (mesmo que temporária).

- Comprimento total que será recolhido: 1.382 m. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (≈ 120 m) sobre dois bancos de coral (BC 1 e BC 2).

Tramos *flowline* (total: 2.343 m), na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

PLET-MRL-04A, PLET-MRL-05A, trechos de duto rígido dos Oleodutos Leste (12.021 m) e Oeste (11.652 m) e trechos *riser* do lado P-26 (1.444 m e 1.424 m), na cor vermelha, não fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-33 e serão tratados nos respectivos PDI.

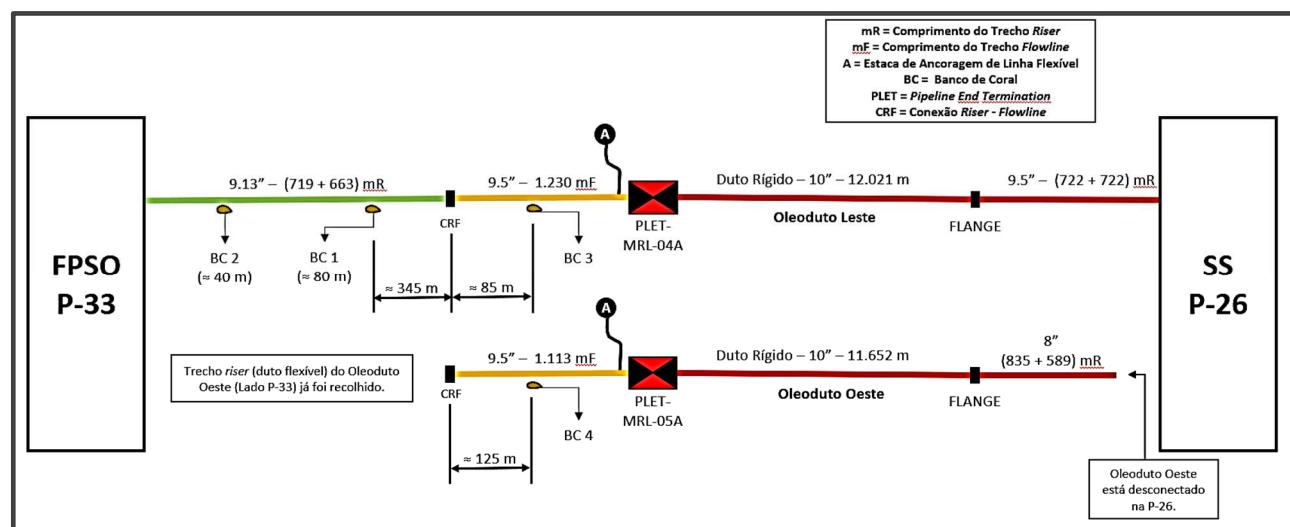


Figura 5.2-IV: Oleodutos de importação de P-26 para P-33.

Linhas do Poço Produtor 7-MRL-220HP-RJS

Tramos na cor verde serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*, sem deposição dos trechos suspensos no leito marinho (mesmo que temporária).

- UEH de controle (1.466 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade. Não há bancos de coral sob esse trecho de umbilical.

- Trecho *riser* do duto de PO (1.474 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. Não há bancos de coral sob esse trecho de duto.
- Trecho *riser* do duto de GL (1.465 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. Não há bancos de coral sob esse trecho de duto.
- Comprimento total que será recolhido: $1.466\text{ m} + 1.474\text{ m} + 1.465\text{ m} = 4.405\text{ m}$.

Tramos *flowline* ($(2.014 + 1.199)\text{ m} + (1.980 + 1.550)\text{ m} + 2.937\text{ m} = 9.680\text{ m}$), na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

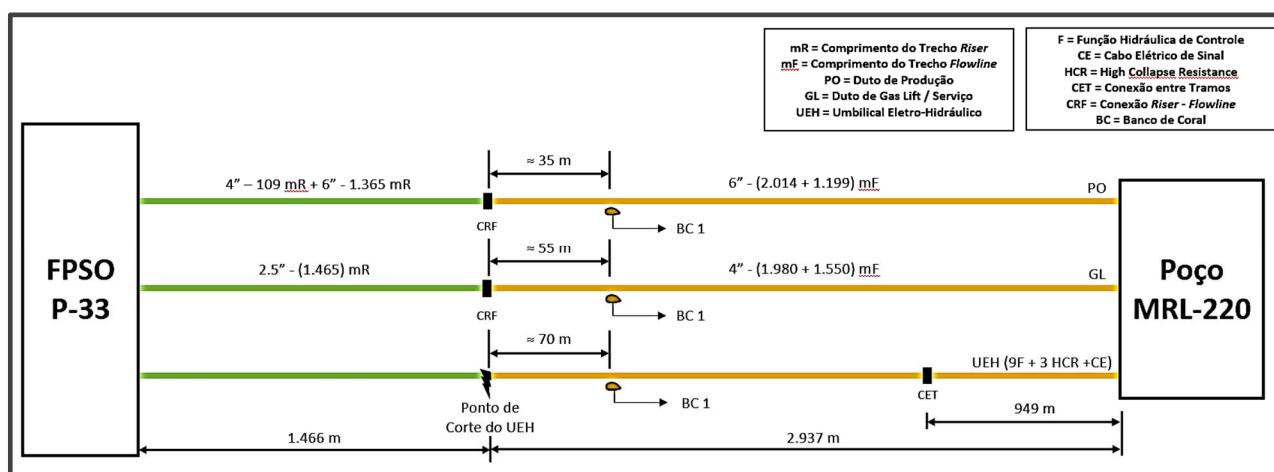


Figura 5.2-V: Linhas do Poço Produtor 7-MRL-220HP-RJS.

Linhas do Poço Produtor 7-MRL-89D-RJS

Tramos na cor verde serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*, sem deposição dos trechos suspensos no leito marinho (mesmo que temporária).

- UEH de controle (1.189 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. Não há bancos de coral sob esse trecho de umbilical.
- Trecho *riser* do duto de PO (1.216 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. Não há bancos de coral sob esse trecho de duto.
- Trecho *riser* do duto de GL (1.213 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. Não há bancos de coral sob esse trecho de duto.

- Comprimento total que será recolhido: $1.189\text{ m} + 1.216\text{ m} + 1.213\text{ m} = 3.618\text{ m}$.

Tramos *flowline* ($(1.162 + 1.162 + 80)\text{ m} + 2.404\text{ m} + 2.446\text{ m} = 7.254\text{ m}$), na [cor amarela](#), serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

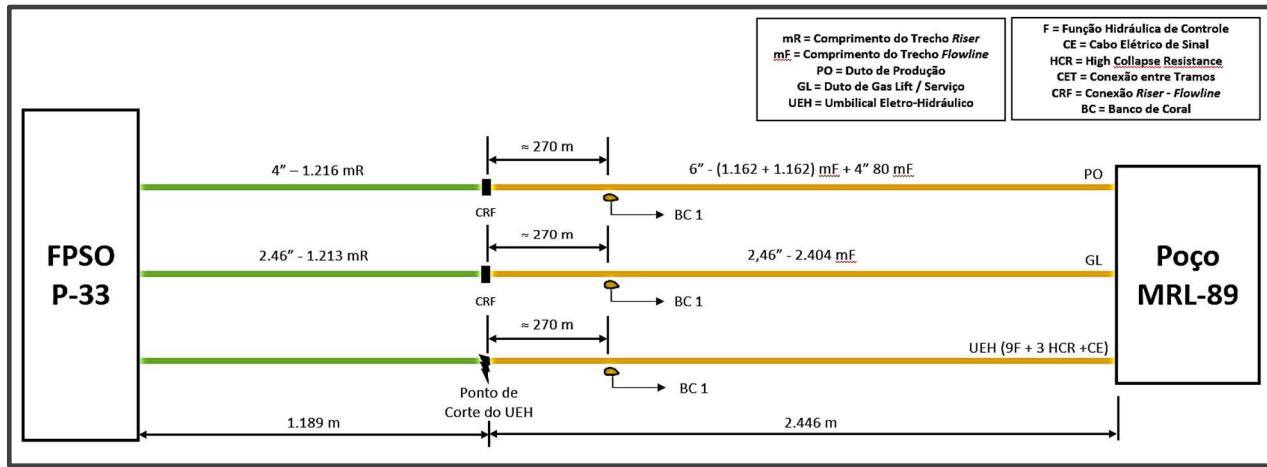


Figura 5.2-VI: Linhas do Poço Produtor 7-MRL-89D-RJS.

Linhas do Poço Produtor 7-MRL-88H-RJS

Tramos em [verde](#) serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*, sem deposição dos trechos suspensos no leito marinho (mesmo que temporária).

- UEH de controle (1.151 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha ($\approx 65\text{ m}$) sobre um banco de coral (BC 4).
- Trecho riser do duto de PO (1.238 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha ($\approx 20\text{ m}$) sobre um banco de coral (BC 1).
- Trecho riser do duto de GL (1.269 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha ($\approx 55\text{ m}$) sobre um banco de coral (BC 2).
- Comprimento total que será recolhido: $1.151\text{ m} + 1.238\text{ m} + 1.269\text{ m} = 3.658\text{ m}$
Comprimento de remoção sobre bancos de coral: $\approx 140\text{ m}$.

Tramos *flowline* ($1.328 + 81$) m + 1.410 m + 1.541 m = 4.360 m, cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

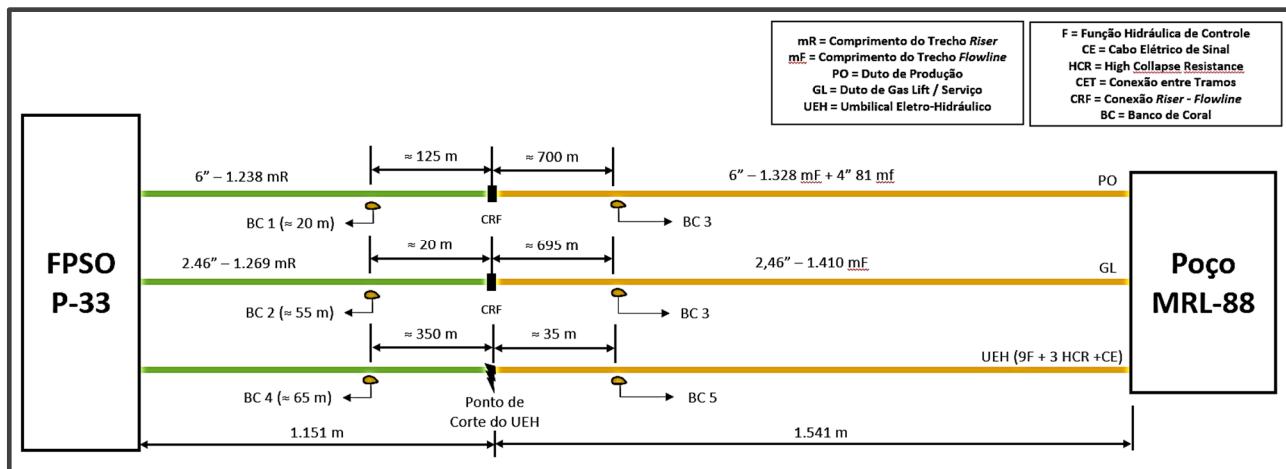


Figura 5.2-VII: Linhas do Poço Produtor 7-MRL-88H-RJS.

Linhas do Poço Produtor 7-MRL-109H-RJS

Tramos em verde serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*, sem deposição dos trechos suspensos no leito marinho (mesmo que temporária).

- UEH de controle (1.200 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (≈ 35 m) sobre um banco de coral (BC 3).
- Trecho *riser* do duto de GL (1.214 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. Não há bancos de coral sob esse trecho de duto.
- Comprimento total que será recolhido: 1.200 m + 1.214 m = 2.414 m. Comprimento de remoção sobre bancos de coral: ≈ 35 m.

Tramos *flowline* ($(1.030 + 81)$ m + 1.306 m + 1.330 m = 3.747 m), na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

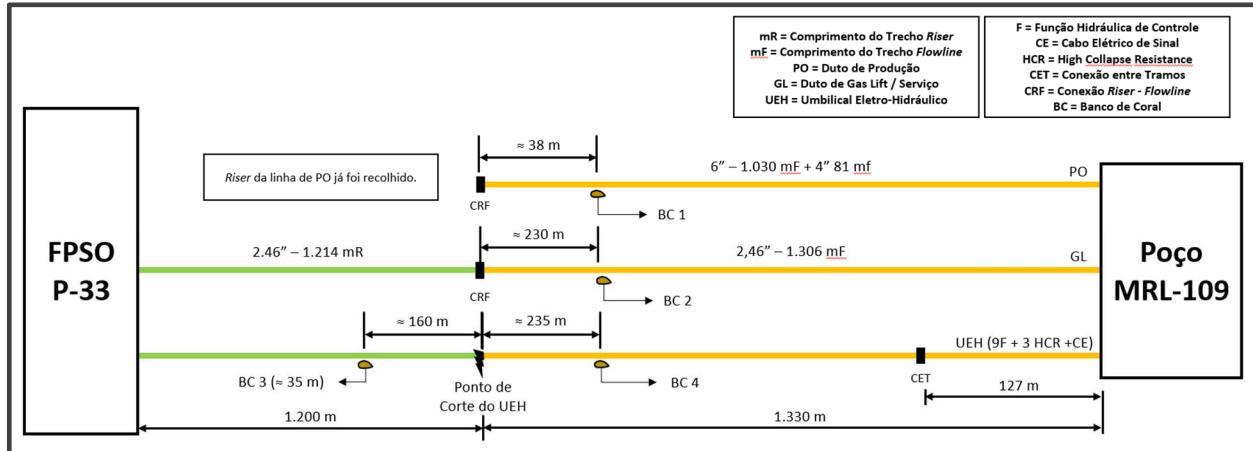


Figura 5.2-VIII: Linhas do Poço Produtor 7-MRL-109H-RJS.

Linhas do Poço Produtor 7-MRL-127HB-RJS

Tramos flowline ((1.315 + 81) m + 1.330 m + 2.512 m = 5.238 m), na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

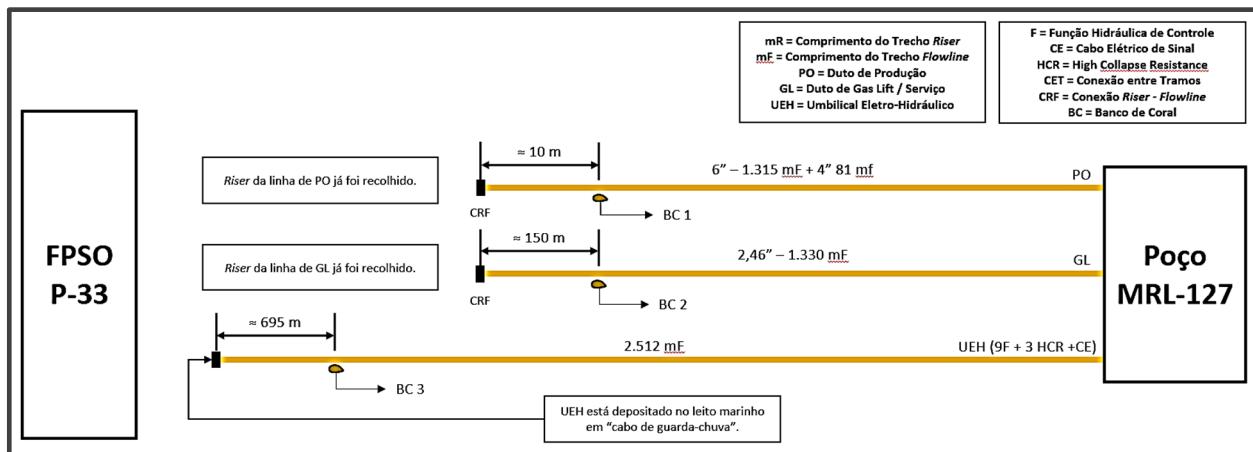


Figura 5.2-IX: Linhas do Poço Produtor 7-MRL-127HB-RJS.

Linhas do Poço Produtor 7-MRL-99D-RJS

Tramos em verde serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*, sem deposição dos trechos suspensos no leito marinho (mesmo que temporária).

- UEH de controle (1.214 m): será executado o *pull out* de 2ª extremidade, com corte no topo do *riser*. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (≈ 10 m) sobre um banco de coral (BC 2).

- Trecho *riser* do duto de GL (1.213 m): será executado o *pull out* de 1^a extremidade, motivado por sua condição de integridade relatada no **Capítulo 3**. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (≈ 15 m) sobre dois bancos de coral (BC 3 e BC 4).
- Comprimento total que será recolhido: $1.214\text{ m} + 1.213\text{ m} = 2.427\text{ m}$. Comprimento de remoção sobre bancos de coral: ≈ 25 m.

Tramos *flowline* e o *riser* do duto de PO caído sobre leito marinho ($1.377 + 81$) m + $1.495\text{ m} + 1.505\text{ m} + 1.209\text{ m} = 5.667\text{ m}$), na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

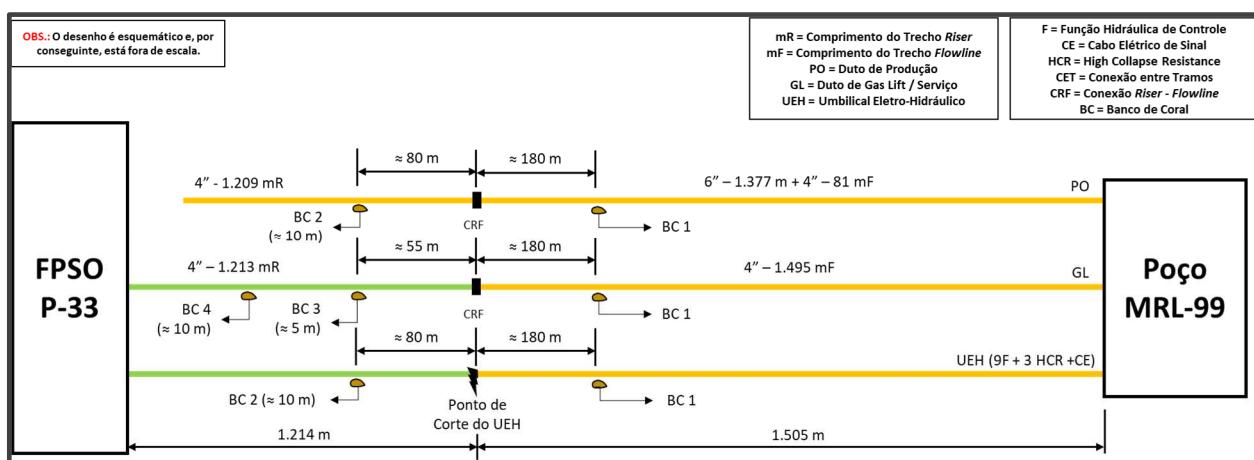


Figura 5.2-X: Linhas do Poço Produtor 7-MRL-99D-RJS.

Linhas do Poço Injetor 8-MRL-181D-RJS

Tramos em verde serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*, sem deposição dos trechos suspensos no leito marinho (mesmo que temporária).

- UEH de controle (1.466 m): será executado o *pull out* de 1^a extremidade. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (≈ 5 m) sobre um banco de coral (BC 2).
- Trecho *riser* do duto de IA (1.455 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. Não há bancos de coral sob esse trecho de duto.
- Comprimento total que será recolhido: $1.466\text{ m} + 1.455\text{ m} = 2.921\text{ m}$. Comprimento de remoção sobre bancos de coral: ≈ 5 m.

Tramos *flowline* ((1.176 + 1.176) m + 2.375 m = 4.727 m.), na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

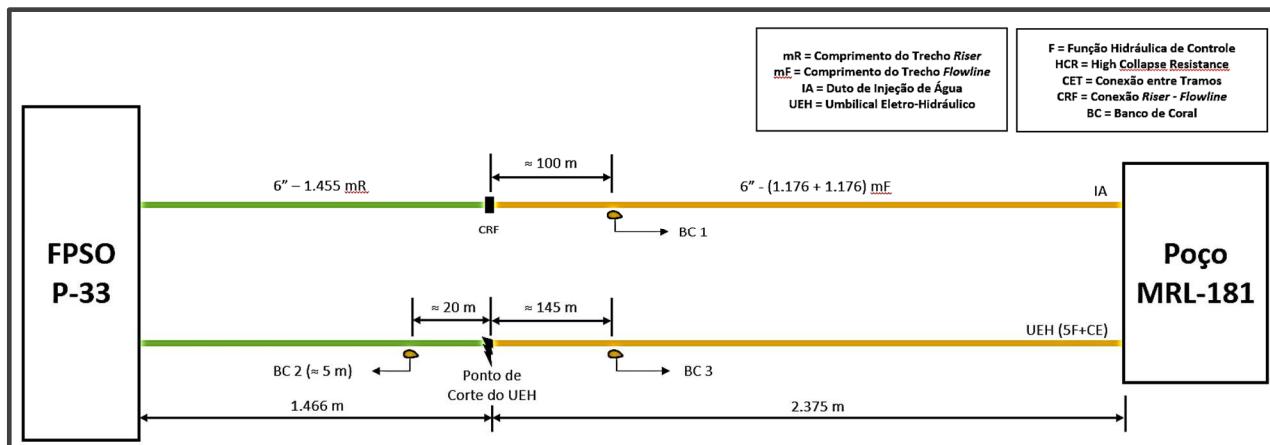


Figura 5.2-XI: Linhas do Poço Injetor 8-MRL-181D-RJS.

Linhas do Poço Injetor 8-MRL-57DA-RJS

Tramos em verde serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*, sem deposição dos trechos suspensos no leito marinho (mesmo que temporária).

- UEH de controle (1.157 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (≈ 130 m) sobre dois bancos de coral (BC 3 e BC 4).
- Trecho *riser* do duto de IA (1.173 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (≈ 10 m) sobre um banco de coral (BC 1).
- Comprimento total que será recolhido: 1.157 m + 1.173 m = 2.330 m.
Comprimento de remoção sobre bancos de coral: ≈ 140 m.

Tramos *flowline* ((1.511+ 100 + 81) m + 1.653 m = 3.345 m), na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

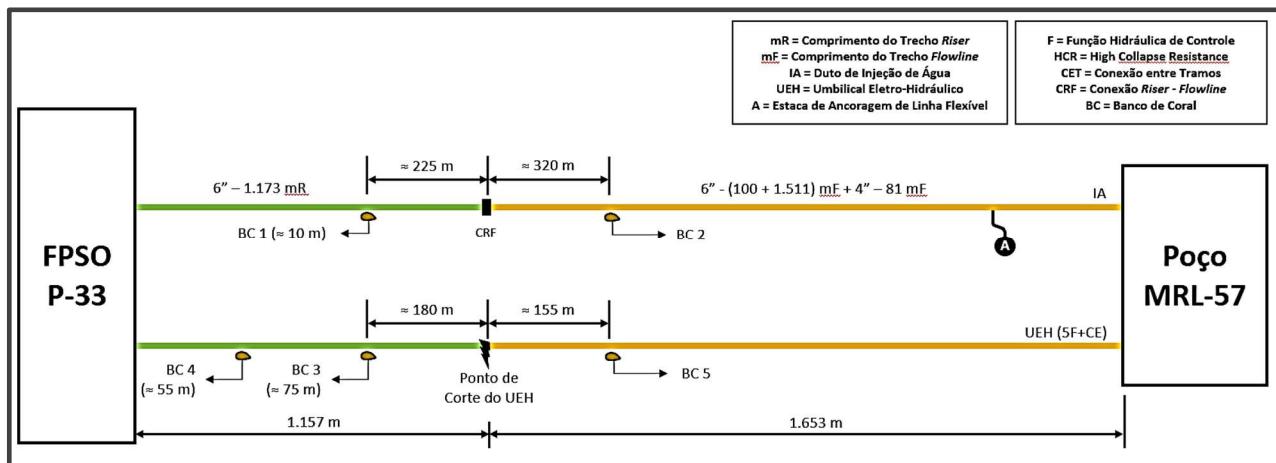


Figura 5.2-XII: Linhas do Poço Injetor 8-MRL-57DA-RJS.

Linhas do Poço Injetor 8-MRL-90D-RJS

Tramos em verde serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*, sem deposição dos trechos suspensos no leito marinho (mesmo que temporária).

- UEH de controle (2.769 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (≈ 185 m) sobre quatro bancos de coral (BC 5, BC 6, BC 7 e BC 8).
- Trecho *riser* do duto de IA (1.184 m): será executado o *pull out* de 2^a extremidade, com corte no topo do *riser*. A remoção deste trecho implica na movimentação de linha (≈ 30 m) sobre dois bancos de coral (BC 2 e BC 3).
- Comprimento total que será recolhido: $2.769\text{ m} + 1.184\text{ m} = 3.953\text{ m}$.
Comprimento de remoção sobre bancos de coral: ≈ 215 m.

Tramos *flowline* ($(55 + 1.885 + 1.887 + 1.888 + 67)\text{ m} + 4.121\text{ m} = 9.903\text{ m}$), na cor amarela, serão removidos em momento posterior à realização dos *pull outs*, conforme cronograma apresentado.

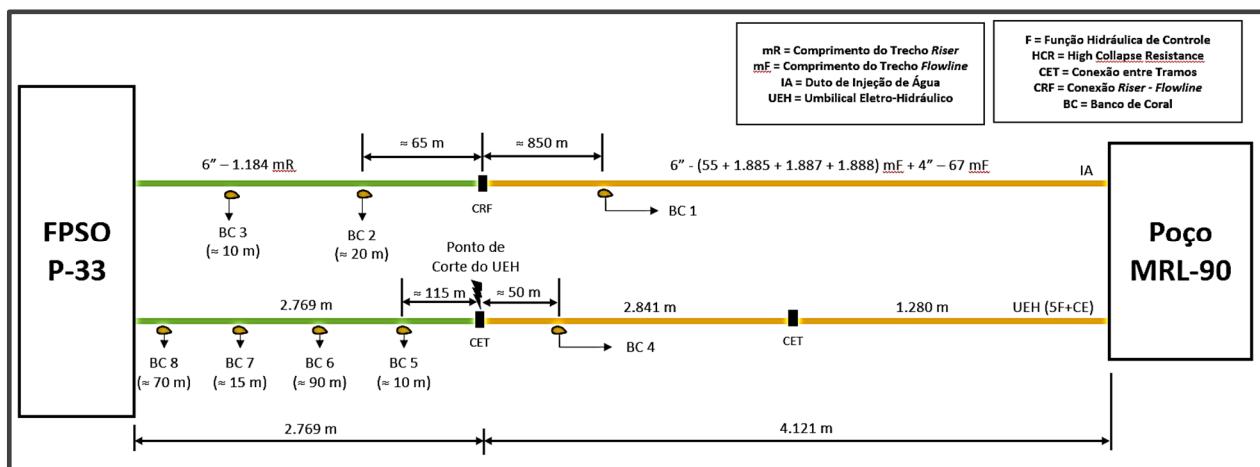


Figura 5.2-XIII: Linhas do Poço Injetor 8-MRL-90D-RJS.

Considerando que o escopo completo do Projeto de Descomissionamento de P-33 representa um comprimento total de linhas flexíveis de 93.594 m, o projeto de descomissionamento para linhas flexíveis e umbilicais pode ser sintetizado na Tabela 5.2-IV a seguir.

Tabela 5.2-IV: Comprimento das linhas do escopo do Projeto de Descomissionamento de P-33

Duto / Umbilical	Extensão recolhida no momento do pull out dos risers [m]	Quantidade de bancos de coral sob o trecho recolhido no pull out [un.]	Extensão do trecho recolhido no pull out sobre bancos de coral [m]	Extensão que será recolhida após pull outs, conforme cronograma do projeto[m]
UEH de Controle da ESDV	1.245	2	70	---
Gasoduto de Exportação para a P-19	1.242	1	30	3.186
Gasodutos Desconectados (Track e Track 1)	---	---	---	4.549
Oleoduto Leste	1.382	2	120	1.230
Oleoduto Oeste	---	---	---	1.113
PO do Poço MRL-220	1.474	---	---	3.213
GL do Poço MRL-220	1.465	---	---	3.530
UEH do Poço MRL-220	1.466	---	---	2.937
PO do Poço MRL-89	1.216	---	---	2.404
GL do Poço MRL-89	1.213	---	---	2.404
UEH do Poço MRL-89	1.189	---	---	2.446
PO do Poço MRL-88	1.238	1	20	1.409
GL do Poço MRL-88	1.269	1	55	1.410
UEH do Poço MRL-88	1.151	1	65	1.541
PO do Poço MRL-109	---	---	---	1.111
GL do Poço MRL-109	1.214	---	---	1.306
UEH do Poço MRL-109	1.200	1	35	1.330
PO do Poço MRL-127	---	---	---	1.396
GL do Poço MRL-127	---	---	---	1.330
UEH do Poço MRL-127	---	---	---	2.512
PO do Poço MRL-99	---	---	---	2.667
GL do Poço MRL-99	1.213	2	15	1.495
UEH do Poço MRL-99	1.214	1	10	1.505
IA do Poço MRL-181	1.455	---	---	2.352
UEH do Poço MRL-181	1.466	1	5	2.375
IA do Poço MRL-57	1.173	1	10	1.692
UEH do Poço MRL-57	1.157	2	130	1.653
IA do Poço MRL-90	1.184	2	30	5.782
UEH do Poço MRL-90	2.769	4	185	4.121
TOTAL	29.595	22	780	63.999

- Extensão total de linhas flexíveis que serão recolhidas no momento do *pull out* dos *risers* = 29.595m
- Quantidade total de bancos posicionados sob trechos de linhas que serão recolhidos no momento do *pull out* dos *risers* = 22
- Extensão do trecho recolhido no *pull out* dos *risers* posicionados sobre bancos de coral ≈ 780 m
- Extensão total de linhas flexíveis que serão recolhidos após o *pull out*, conforme cronograma do projeto apresentado neste PDI = 63.999m

Elementos associados a dutos

A destinação dos elementos (estabilização, estacas de ancoragem de *flowlines*, flutuadores e boias, *skids* de anodos, ESDV e caixa terminal) será a mesma dada ao duto ao qual encontram-se associados. No caso de recolhimento, este correrá em momento próximo ao recolhimento dos dutos aos quais encontram-se associados. Para as 4 estacas de ancoragem de *flowlines* é planejada a destinação por permanência *in situ* dadas suas características apresentadas no Capítulo 3. A **Tabela 5.2-V** a seguir sintetiza as informações:

Tabela 5.2-V: Destinação de elementos associados a dutos

Equipamento	Quantidade	Destinação
Elementos de estabilização (“pesos mortos”) de dutos e UEHs - <i>flowlines</i>	79	Remoção
Estacas de ancoragem de <i>flowlines</i>	4	Permanência definitiva <i>in situ</i> (incluindo a amarra de conexão à linha).
Flutuadores e boias	8	Remoção
<i>Skids</i> de anodos	2	Remoção

Destinação de Materiais e Resíduos no Leito Marinho

Conforme indicado no item 3.10, Anexo I, da Resolução ANP nº 817/2020, os seguintes materiais e resíduos (“sucatas”), identificados durante as operações de descomissionamento (ver **Capítulo 3.8**), serão recolhidos do leito marinho:

- Estruturas com qualquer uma de suas dimensões superior a 1 m;

- Estruturas localizadas dentro de um raio de 500 m da P-33 e poços que forem abandonados permanentemente;
- Estruturas localizadas a distâncias de até 10 m das rotas dos dutos e umbilicais que fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-33.

O quantitativo de material (“sucatas”) que for possível ser recuperado pelo ROV durante as operações de descomissionamento será indicado nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI.

Destinação dos Equipamentos Submarinos

Além das BAPs e ANMs instaladas nos poços, os únicos equipamentos são uma ESDV e uma caixa terminal: ESDV-8"-VE-P33 (GA_P-33/P-19) e Caixa Terminal UEH (GA_P-33/P-19).

A Caixa Terminal e a ESDV são consideradas acessórios dos dutos, pois estão *in line* (flangeados), ou seja, foram instalados junto com as linhas submarinas. A Petrobras propõe que a destinação desses equipamentos seja a mesma das linhas a elas associadas.

Desta forma, a Caixa Terminal e a ESDV serão removidas juntamente com as linhas flexíveis, conforme **Tabela 5.2-VI** a seguir:

Tabela 5.2-VI: Destinação de equipamentos submarinos

Equipamento	Quantidade	Destinação
ESDV-8"-VE-P33 (GA_P-33/P-19)	1	Remoção
Caixa Terminal UEH (GA_P-33/P-19)	1	Remoção

Destinação do Sistema de Ancoragem

As oito linhas de ancoragem serão desconectadas do FPSO P-33, permitindo o recolhimento das amarras de topo (segmento superior) e dos cabos de aço (segmento intermediário). Já para as amarras de fundo (segmento inferior) e as estacas, a Petrobras propõe que as estruturas não sejam removidas, permanecendo definitivamente *in situ*.

Esta proposta de destinação do sistema de ancoragem (remoção parcial) implica em:

- Recolhimento de 728,5 m / 176 t de amarras de topo;

- Recolhimento de 6520 m / 287 t de cabos de aço;
- Permanência definitiva *in situ* de 7735,5 m / 1867 t de amarras de fundo;
- Permanência definitiva *in situ* de oito estacas (total de 751 t), sendo 06 estacas de sucção e 02 estacas grauteadas.

O procedimento de desancoragem será detalhado no **Capítulo 5.3.2, Fase I.**

Destinação da Plataforma

O Projeto de Descomissionamento da P-33 considera a realização de leilão para alienação da plataforma.

Será informado aos licitantes que o casco da plataforma está incrustado com coral-sol, conforme apresentado no **Capítulo 7.1**. Adicionalmente, no decorrer do processo de alienação, os licitantes serão informados sobre as condições operacionais e terão acesso aos relatórios de inspeção da unidade, bem como poderão inspecioná-la. Destaca-se que a participação dos licitantes no processo será precedida de declaração de ciência das condições do leilão, bem como da plataforma.

A Petrobras irá transferir a propriedade da plataforma para o licitante vencedor do leilão, no local em que a unidade se encontra, por meio de Recibo de Entrega e Aceitação. Através deste documento, o novo proprietário se compromete a cumprir as legislações aplicáveis, especialmente as marítimas e ambientais, para movimentação da plataforma, que será de responsabilidade do mesmo (isto tudo ratificado por meio de cláusulas no contrato de compra e venda). Com isso, a P-33 permanecerá na atual locação aguardando as operações definidas por seu novo proprietário.

A desancoragem da plataforma será realizada pela Petrobras, conforme descrito no **Capítulo 5**. Durante as atividades de desancoragem, os rebocadores do novo proprietário já deverão estar na locação com o objetivo de assumir o reboque e guarnição da plataforma assim que todas as linhas de ancoragem forem desconectadas de P-33.

Logo que a desancoragem for concluída, o novo proprietário terá o compromisso de:

- Transportar a plataforma diretamente da locação atual para águas internacionais (fora dos limites de Águas Jurisdicionais Brasileiras - AJB), atendendo ao plano de reboque

e demais documentos, os quais serão apresentados previamente à Autoridade Marítima, em conformidade à NORMAM-08;

- Dar a destinação ambientalmente adequada à unidade, nos termos da legislação aplicável.

A rota de navegação para o exterior deverá, obrigatoriamente, evitar aproximação de áreas ambientalmente protegidas e sensíveis. Logo, a rota de reboque considerará a navegação em mar aberto, desviando das áreas de maior relevância de biodiversidade. A Petrobras incluirá no edital de alienação os requisitos para cumprimento da rota a ser seguida conforme apresentado no *“Plano de Ações para Prevenção e Controle da Disseminação do Coral-sol pela Plataforma P-33”* (**Anexo 12**). Após finalização do processo de alienação, será informado ao Ibama o nome do novo proprietário e o destino final.

Como a plataforma manterá a classe e bandeira, saindo da locação como embarcação (e não como casco de ex-navio), serão seguidos os trâmites regulares junto à Marinha do Brasil relacionados à entrada / saída de embarcações em AJB.

Destaca-se que está sendo avaliada uma alternativa contingencial para o caso de atraso ou de insucesso no processo de alienação na locação da P-33. Esta alternativa envolve a contratação de porto/estaleiro no Brasil para receber a plataforma, que permanecerá nesta nova locação aguardando a conclusão do processo de alienação. Neste caso, em vez de a plataforma ser entregue ao novo proprietário na locação atual, a unidade será des ancorada e seguirá para o porto/estaleiro no Brasil ainda sob responsabilidade da Petrobras.

Considerando que foi identificada a ocorrência de coral-sol no casco da plataforma, para essa alternativa contingencial, caso seja adotada, serão propostas medidas de gerenciamento da bioincrustação por coral-sol, através do estabelecimento de rota de navegação evitando a passagem por áreas consideradas sensíveis ao risco de invasão pelo coral-sol, no deslocamento da plataforma entre a locação e seu destino em águas abrigadas brasileiras, bem como procedimento de manejo de coral-sol, abrangendo a remoção da bioincrustação no casco da plataforma (quando estiver no porto/estaleiro de destino), com a devida contenção de resíduos.

Como locais previamente identificados através de prospecção de mercado e histórico de destino de plataformas na costa brasileira, estão sendo considerados: (i) Baía de Guanabara, (ii) Angra dos Reis, (iii) Lagoa dos Patos, (iv) Aracruz e (v) Açu. Uma vez no

local de destino, a plataforma passará pelos procedimentos de remoção de bioincrustação do casco, enquanto se aguarda a realização de novo leilão para alienação da plataforma e transferência da propriedade para o licitante vencedor.

Portanto, caso a alternativa contingencial de trazer a plataforma para a costa brasileira seja adotada, a Petrobras encaminhará aos órgãos (Ibama, ANP e Marinha do Brasil), previamente à des ancoragem e reboque da P-33, o detalhamento das atividades a serem executadas, incluindo a definição do porto/estaleiro de destino na costa brasileira, rota de navegação e plano de manejo do coral-sol (na locação de destino). Nessa oportunidade também serão atualizadas/revisadas a APP (Avaliação Preliminar de Perigos) e a AIA (Avaliação de Impactos Ambientais) - **Anexo 11** do Projeto de Descomissionamento da P-33, uma vez que esses documentos, da forma como apresentados nesse PDI, foram elaborados considerando o cenário de transporte da plataforma diretamente da locação atual para águas internacionais. A definição de um estaleiro nacional para recebimento da plataforma P-33, caso o emprego desta alternativa seja necessário, será precedida de uma avaliação criteriosa, considerando os aspectos ambientais e a disponibilidade de recursos, e atender aos requisitos para contratação estabelecidos na legislação aplicável.

Complementarmente ao exposto acima, foi elaborado, a fim de atender à demanda do Parecer Técnico nº453/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, o “*Plano de Ações para Prevenção e Controle da Disseminação do Coral-sol pela Plataforma P-33*” (**Anexo 12**), que tem como objetivo apresentar critérios, procedimentos e ações para a prevenção e controle da disseminação do coral-sol pela plataforma P-33, no âmbito do seu descomissionamento.

Registra-se que, devido à saída de P-33, os empregados da Petrobras que atualmente trabalham em atividades relacionadas a essa plataforma serão realocados para outras atividades / instalações da companhia. Os empregados contratados serão gerenciados por suas respectivas empresas.

5.2.c) infraestrutura necessária à execução das atividades de descomissionamento (tais como embarcações a serem utilizadas e bases de apoio às atividades);
Como infraestrutura de apoio para as atividades de descomissionamento, estão previstas as seguintes bases de apoio portuário e aeroportuário:

- Base de Niterói - BANIT (Niterói/RJ);
- Base de Vitória - BAVIT (Vitória/ES);

- Porto do Açu (São João da Barra/RJ);
- Porto de Imbetiba (Macaé/RJ);
- Aeroporto de Macaé;
- Heliporto Farol de São Tomé.

Considerando as bases de apoio portuário supracitadas, não estão previstas alterações nas rotas já utilizadas nas rotinas operacionais da Petrobras. As embarcações de apoio a serem utilizadas fazem parte do *pool* da Petrobras e já estão inseridas na rotina das atividades de descomissionamento, não sendo prevista a contratação de embarcações extras.

As embarcações (ex.: DSV, RSV, PLSV, AHTS) utilizadas em todas as fases do Projeto de Descomissionamento da P-33 estarão inseridas no processo dos Projetos Ambientais para UMSs e Embarcações de Apoio para Atividades do E&P (Projetos Continuados - Processo IBAMA nº 02022.001637/11) – desenvolvendo os seguintes projetos: Projeto de Controle da Poluição (PCP) e Programa Ambiental para os Trabalhadores (PEAT). As embarcações serão definidas oportunamente, próximo do momento de execução das operações, de acordo com a programação da carteira de projetos da Petrobras.

Caso alguma embarcação venha a trabalhar nesse projeto e não esteja anuída no processo citado, a devida anuênciaria será solicitada a este órgão ambiental e os projetos ambientais PCP e PEAT também serão implementados.

Neste sentido, o PEAT a ser implementado seguirá as diretrizes estabelecidas na Nota Técnica nº 5/2020/COPROD/CGMAC/DILIC, emitida em 30/06/2020.

Destaca-se que todas as embarcações que serão utilizadas nesse projeto são do tipo DP (*Dynamic Positioning*), ou seja, não serão empregadas embarcações ancoradas.

A relação das embarcações utilizadas no Projeto de Descomissionamento da P-33 será informada por meio dos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento, bem como constará no RDI.

5.2.d) destinação final;

A destinação final de cada sistema da plataforma P-33 está contemplada nos itens anteriores (**5.2.a e 5.2.b**).

5.2.f) locais de armazenamento temporário e destinação final, quando aplicável;

Os detalhamentos quanto aos locais de armazenamento temporário e destinação final de cada sistema da plataforma P-33 estão contemplados nos itens específicos de procedimento operacional, no **Capítulo 5.3.2**, nas fases aplicáveis.

5.2.g) identificação visual e sinalização noturna da unidade de produção durante o descomissionamento.

No descomissionamento, a plataforma continuará habitada, portanto, a identificação visual e sinalização noturna será a existente e será mantida durante todo o projeto.

5.3 - Informações Específicas

5.3.1 – Unidade de Produção

5.3.1.a) sequência de desmontagem e retirada dos equipamentos da unidade de produção;

Conforme descrito no item 5.2.4 – Destinação da Plataforma, é prevista a alienação da unidade em sua locação atual. Dessa forma, não há previsão de desmontagem da unidade no escopo do projeto de descomissionamento.

5.3.1.b) rotas definidas para o desembarque dos equipamentos;

É previsto apenas desembarque de equipamentos de pequeno porte fora do escopo de venda (aluguéis, reaproveitamento, etc.), que seguirão rota similar às operações logísticas de rotina da Unidade, utilizando os portos do Açu ou de Macaé, alternativamente.

5.3.1.c) listagem dos equipamentos que serão mantidos operacionais para as etapas de despressurização dos poços, escoamento de fluidos e limpeza de vasos, tubulações e dutos;

Para as etapas de despressurização dos poços e escoamento de fluidos (inclusive a lavagem dos dutos conectados a poços e outras interligações), considera-se a utilização da

planta de processamento e gás, incluindo sistema de queima (*flare*), bem como a utilização dos tanques da Unidade para recebimento de fluidos não enquadrados para descarte e sistema de manuseio de carga.

Para a limpeza de vasos e tubulações de *topside* o projeto considera a operacionalidade dos tanques para recebimento de fluidos e do sistema de manuseio de carga.

5.3.1.d) listagem de novos equipamentos que serão instalados exclusivamente para a execução das atividades de descomissionamento.

Os seguintes equipamentos foram instalados para suportar as atividades de descomissionamento:

- Unidade de bombeio - instalada para suportar a circulação de fluidos na lavagem dos dutos e da planta
- Unidade de geração de nitrogênio – instalada para suportar remoção de gases e criação de atmosfera inerte no interior de equipamentos
- Unidade de geração de vapor – instalada para suportar liberação de hidrocarbonetos nas paredes dos vasos, permitindo limpeza interna
- Planta modular de tratamento de água – instalada para suportar o enquadramento de fluidos para descarte. Sua utilização é detalhada na fase de Tratamento e Destinação dos Efluentes Oleosos.

5.3.2 - Procedimentos Operacionais

São detalhados a seguir os procedimentos operacionais divididos nas fases aplicáveis ao escopo pretendido para o Projeto de Descomissionamento Executivo do FPSO P-33. Também são apresentadas informações referentes ao cronograma físico das principais atividades aqui descritas, às embarcações que serão utilizadas na execução dessas operações e à destinação dos resíduos e rejeitos, com ênfase nos rejeitos radioativos (caso sejam identificados) e na bioincrustação aderida aos *risers* e trechos de topo das linhas de ancoragem.

Procedimentos e Análises de Riscos

Todas as fases do descomissionamento da P-33 serão executadas atendendo aos padrões existentes e/ou memoriais descritivos e procedimentos executivos quese fizerem necessários especificamente para esse projeto.

Salienta-se que as atividades / operações previstas no Projeto de Descomissionamento da P-33 e descritas nesse documento são extensamente executadas na indústria de óleo e gás, e a Petrobras tem ampla experiência em realizá-las, incluindo:

- Limpeza das linhas de coleta, oleoduto e gasoduto;
- Desconexões e tamponamentos submarinos;
- *Pull out* e recolhimento dos *risers*;
- Desconexão e recolhimento parcial de linhas de ancoragem.

Ademais, esse projeto de descomissionamento atenderá às diretrizes e requisitos do “Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural – SGSO” (Resolução ANP nº 43/2007) e do “Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos – SGSS” (Resolução ANP nº 41/2015).

Fase A: Fechamento dos Poços e Parada de Produção

Como indicado nos **Capítulos 1 e 2**, o último óleo da P-33 ocorreu em fevereiro/2019, com o fechamento do poço 7MRL-99D-RJS, sendo a parada definitiva da unidade formalizada em julho/2019.

O procedimento de fechamento dos poços produtores ocorreu através da suspensão de injeção de *gas lift* nos poços, interrompendo sua produção para a UEP. Em seguida, foram fechadas as válvulas das ANM e depois paralisado o turbo compressor. Posteriormente, foram desligadas as bombas de injeção de produtos químicos e fechadas as *Shutdown Valves* (SDV) das linhas de coleta.

Os poços de injeção também se encontram fechados. O procedimento de fechamento dos poços de injeção de água do mar ocorreu através da parada das bombas de injeção e bombas de produtos químicos, posteriormente com o fechamento das válvulas das ANMs e válvulas manuais do sistema.

Apesar de já ter ocorrido o fechamento dos poços e, consequentemente, a parada da produção, os equipamentos e sistemas essenciais à realização das atividades de descomissionamento, manutenção da habitabilidade e garantia da segurança da plataforma continuam operando. Os detalhes executivos da mesma serão apresentados no primeiro Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento. Informações adicionais sobre esses relatórios, incluindo a periodicidade de emissão e conteúdo, estão apresentadas nos **Capítulos 5.4 e 8.1**.

Fase B: Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta, Oleoduto e Gasoduto

Conforme informado no **Capítulo 3**, há três grupos de dutos submarinos, cada um com características próprias e requisitos de limpeza específicos: (i) dutos flexíveis do sistema de coleta (linhas interligadas aos poços), (ii) gasoduto de exportação interligado à P-19 e (iii) oleoduto de importação interligado à P-26.

As seções a seguir apresentam descritivos resumidos das operações de limpeza dos dutos de cada grupo supracitado, já realizadas.

Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta

Conforme Diagrama Unifilar (**Anexo 2**), os seguintes poços estão atualmente interligados à P-33:

- Poços produtores: 7-MRL-88H-RJS, 7-MRL-89D-RJS, 7-MRL-99D-RJS¹⁴, 7-MRL-109H-RJS¹⁵ e 7-MRL-220HP-RJS;
- Poços injetores: 8-MRL-57DA-RJS, 8-MRL-90D-RJS e 8-MRL-181D-RJS.

¹⁴ Conforme informações apresentadas no **Capítulo 3**, a linha de PO deste poço encontra-se desconectada da UEP. A queda de seu *riser* ocorreu em momento posterior à limpeza.

¹⁵ Conforme informações apresentadas no **Capítulo 3**, a linha de PO deste poço encontra-se desconectada da UEP.

A seguir está descrito o procedimento de limpeza para cada um dos grupos de dutos do sistema de coleta indicados. Conforme informações apresentadas no **Capítulo 3**, todos os dutos já passaram por lavagem e o detalhamento de execução será apresentado nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento.

Poços Produtores com Dutos de PO Interligados ao FPSO P-33

A limpeza dos dutos (trechos *riser* e *flowline* das linhas de GL e PO) dos poços que se encontram conectados à P-33 (7-MRL-88H-RJS, 7-MRL-89D-RJS, 7-MRL-99D-RJS, 7-MRL-109H-RJS e 7-MRL-220HP-RJS) consiste na circulação de água do mar no interior dos mesmos. O bombeio é realizado pela linha de GL, a partir da plataforma, com retorno pela linha de PO (**Figura 5.3.2-I**), de forma que a circulação ocorra em regime turbulento de vazão. Durante a operação de circulação são realizadas amostragens do fluido para fins de medição do TOG utilizando-se o método de espectrofotometria de absorção molecular com as análises sendo realizadas no laboratório da plataforma. A circulação de água do mar é mantida até que o TOG de chegada (variável de controle da limpeza da água) fosse menor ou igual à 15 ppm em, no mínimo, 3 amostras consecutivas, com intervalo de mínimo de 30 minutos entre elas. É realizada avaliação prévia da operação para se verificar a necessidade de passagem de PIGs e o uso de solventes (por exemplo, hibernação por diesel ou o uso de produtos químicos).

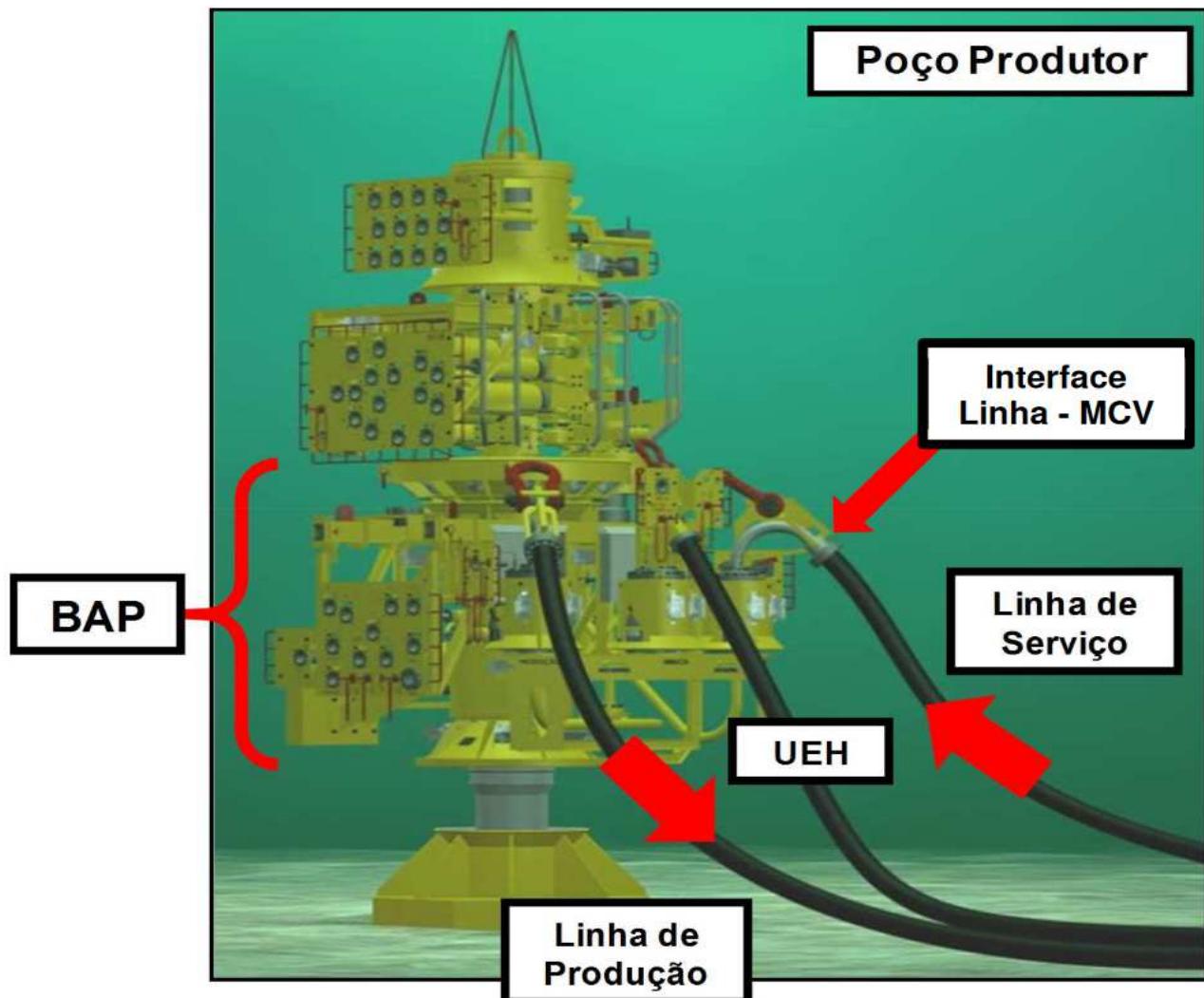


Figura 5.3.2-I: Esquema de um poço produtor de óleo mostrando: (i) as três linhas de interligação do poço à plataforma (produção, gas lift/serviço e UEH), nas quais as setas vermelhas ao longo dos dutos indicam o sentido de fluxo de circulação de água para limpeza – da linha de serviço para a linha de produção; (ii) a BAP (Base Adaptadora de Produção), responsável por fazer a interface com a cabeça de poço e receber as linhas.

Vale ressaltar que as ANM são lavadas concomitantemente com os dutos flexíveis, uma vez que os equipamentos fazem parte do circuito pelo qual foi bombeada água para limpeza das linhas, como mostrado na **Figura 5.3.2-I**.

O efluente de água oleosa proveniente da lavagem das linhas é direcionado para tanque de carga do FPSO e, com auxílio de uma planta modular de tratamento, é realizado o enquadramento do TOG (≤ 15 ppm) para descarte no mar.

Previamente às desconexões, são realizadas as devidas avaliações técnicas para permitir a desconexão de forma segura das linhas interligadas aos poços produtores.

Poços Injetores Interligados ao FPSO P-33

Os dutos flexíveis associados aos poços injetores (8-MRL-57DA-RJS, 8-MRL-90D-RJS e 8-MRL-181D-RJS) dispensam a realização de lavagem, uma vez que são usados para injeção de água e, consequentemente, não possuem hidrocarbonetos em seu interior. Para garantir a ausência de produtos químicos (biocida) em seu interior, são realizados ciclos de injeção de água sem adição de produtos antes da interrupção total da injeção.

Assim como no caso dos poços produtores, também são realizadas as devidas avaliações técnicas para permitir a desconexão de forma segura das linhas interligadas aos poços injetores.

Limpeza do Gasoduto de Interligação de P-33 a P-19

O procedimento de limpeza do gasoduto que interliga P-33 a P-19 consiste na sua despressurização por meio de alinhamento para o *flare* da P-33, seguido de circulação de água do mar com escoamento em regime turbulento para remoção de condensado no interior do duto, no sentido P-19 (origem) a P-33 (destino).

O procedimento realizado pode ser resumido nas seguintes etapas:

1. Bombeio de água do mar por 10 horas, equivalente a 260 m³ e interrupção da circulação por 2 horas;
2. Reinício de bombeio de água do mar por 1 hora, equivalente a 30 m³ realizando amostragens do TOG (variável de controle da limpeza da água) na chegada da plataforma.
3. Após 175m³ foram realizadas 3 amostras consecutivas com TOG menor que 15 ppm.

Destaca-se que as ESDV instaladas *in-line* ao longo do gasoduto (ESDV-8"-VE-P33 e ESDV-8"-VE-P19) foram concomitantemente com o duto.

Limpeza do Oleoduto Leste de Interligação da P-26 a P-33

O procedimento de limpeza do oleoduto que interliga a P-26 a P-33 (Oleoduto Leste) consiste na circulação de água do mar (sentido de P-26 para P-33), em regime turbulento,

com passagem de *pig* de limpeza para melhorar a eficiência. A limpeza do oleoduto é realizada após a limpeza da planta de processamento da P-26, cujos efluentes são encaminhados para a P-33 através desse oleoduto. É realizada avaliação prévia da operação para se verificar a necessidade de passagem de PIGs e o uso de solventes (por exemplo, hibernação por diesel ou o uso de produtos químicos).

O procedimento final de limpeza deste oleoduto está resumidamente descrito a seguir:

1. Circulação de água do mar;
2. Mantido circulação de água do mar até que o TOG de chegada (variável de controle da limpeza da água) seja menor ou igual à 15 ppm em, no mínimo, 3 amostras consecutivas com intervalo de mínimo de 30 minutos entre elas.
3. Inserção de PIG espuma;
4. Nova circulação de água do mar;
5. Manter circulação de água do mar até que o TOG de chegada seja menor ou igual à 15 ppm em, no mínimo, 3 amostras consecutivas com intervalo de mínimo de 30 minutos entre elas.

O oleoduto é considerado limpo quando em três amostras de água consecutivas, coletadas com escoamento em fluxo a cada 30 minutos, foi constatado $\text{TOG} \leq 15 \text{ ppm}$.

O volume de efluente gerado na limpeza do oleoduto foi de 5.468 m^3 e será detalhado nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento.

Destaca-se que o PLET-MRL-04A, responsável pela interligação do “trecho rígido” ao “trecho flexível” do Oleoduto Leste (ver Diagrama Unifilar de P-33 – **Anexo 2**), foi lavado concomitantemente com o duto.

Por fim, registra-se que o Oleoduto Oeste se encontra desconectado em ambas as extremidades (P-33 e P-26) e lavado (com TOG enquadrado, $\leq 15 \text{ ppm}$) previamente ao seu abandono, juntamente com o PLET MRL-05A responsável pela interligação do trecho rígido ao trecho flexível deste oleoduto.

Umbilicais

Com base no histórico operacional da P-33, tem-se que as mangueiras do tipo HCR (mangueiras de $\frac{1}{2}$ " de diâmetro interno, que são utilizadas para injeção de produtos químicos) dos umbilicais dos poços produtores estão preenchidas com HW-525 (fluído hidráulico base água), cuja FISPQ é apresentada no **Anexo 9**. Não há indício da presença de qualquer outro produto químico nas mangueiras de injeção química (ex.: desemulsificante, inibidores, etc.). Adicionalmente, destaca-se que os umbilicais dos poços injetores e o de acionamento da ESDV-8"-VE-P33 (presente no gasoduto que interliga a P-33 a P-19) não possuem mangueiras de injeção química.

As mangueiras hidráulicas (mangueiras termoplásticas de $\frac{3}{8}$ " de diâmetro interno, que são utilizadas para controle das válvulas da ANM) de todos os umbilicais (poços produtores, injetores e de controle da ESDV-8"-VE-P33) também se encontram preenchidas com HW-525.

Nas operações de desconexão de linhas nas ANMs e de corte dos umbilicais haverá liberação para o mar de fluído hidráulico de controle (HW-525), proveniente do interior das mangueiras. Este cenário foi considerado na elaboração da Avaliação de Impactos Ambientais (AIA), apresentada no **Anexo 11**.

Fase C: Desconexões das Linhas e Umbilicais nos Equipamentos Submarinos

Após a limpeza dos dutos, com enquadramento do TOG (limite de 15 ppm), é avaliada a necessidade de desconexão das linhas flexíveis (dutos e umbilicais) nas ANM, com o auxílio de ROV (*Remotely Operated Vehicle*), utilizando-se embarcações do tipo RSV (ROV *Support Vessel*) ou PLSV (*Pipeline Support Vessel*). Esta avaliação considera a condição das barreiras de segurança do poço e seu destino (abandono ou projeto de revitalização).

Para os casos em que forem considerados necessários à viabilização do *pull-out*, a desconexão das linhas e o tamponamento das ANMs são realizadas previamente. Para os outros casos, são realizados conforme cronograma, podendo ser antecipados por oportunidade. Para definição quanto à necessidade de desconexão e tamponamento, serão realizados estudos específicos, poço a poço, que avaliarão, dentre outras

informações: a condição das barreiras de segurança do poço, seu destino (abandono ou projeto de revitalização), configuração ascendente/descendente das linhas, histórico de limpeza e integridade, dentre outras informações.

Após a desconexão nas ANM, as extremidades das linhas serão posicionadas próximas ao poço, em abandono temporário. Os dutos flexíveis (produção, serviço e injeção), enquanto abandonados temporariamente no leito marinho aguardando o recolhimento, ficarão preenchidos com água e com pelo menos uma extremidade aberta para o mar. A manutenção das linhas abertas tem o objetivo de evitar a pressurização interna devido à geração de gás sulfídrico (H₂S). As operações serão planejadas de forma a minimizar eventuais impactos a comunidades sensíveis.

Durante a desconexão dos umbilicais nas ANM é prevista a liberação para o mar de fluido hidráulico de controle (HW525), uma vez que, não é possível removê-lo do interior das mangueiras termoplásticas. Vale destacar: (i) não é esperado que o produto apresente ecotoxicidade; (ii) o produto não apresenta persistência e é considerado rapidamente degradável; (iii) o produto apresenta baixo potencial bioacumulativo em organismos aquáticos.

As desconexões consideram também o compromisso de “não cruzamento” de linhas do projeto de Revitalização com o sistema já existente, de tal forma que as desconexões e recolhimento (quando aplicável) das linhas se deem antes dos lançamentos das linhas do projeto.

Destaca-se que, durante essas atividades, pode ser necessário executar algumas operações, como por exemplo: cortes submarinos; pequena movimentação lateral ou arraste das linhas; suspensão temporária dos dutos/umbilicais a pequena distância do solo marinho; jateamento/dragagem localizada para expor as conexões que estejam parcialmente/totalmente soterradas; e posicionamento das linhas sobre poitas/cavaletes instalados temporariamente no fundo para facilitar, por exemplo, o acesso para colocação de cabeça de tração na extremidade do duto. As operações de apoio citadas não serão realizadas sobre bancos de corais.

O detalhamento da execução das operações de desconexão das linhas nos equipamentos submarinos será apresentado no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

Fase D: Pull Out e Recolhimento dos Risers

Após a limpeza dos dutos, os *risers* são isolados da planta de processamento visando impedir a contaminação com hidrocarbonetos das linhas já lavadas, até a realização do *pull out*.

Conforme descrito no **Capítulo 5.2**, a proposta da Petrobras é de que todos os *risers* sejam recolhidos no momento do *pull out*.

A operação pode ser resumidamente descrita da seguinte forma:

- **Passo 1:** Para os dutos flexíveis, a operação consiste em realizar a desconexão entre tramos na CRF (Conexão *Riser-Flowline*), mostrada nas **Figuras 5.3.2-II e 5.3.2-III**. Em seguida, é instalada cabeça de tração no conector (no fundo) do trecho *riser*, para realizar o içamento e recuperação do tramo. O tramo *flowline* será mantido no leito marinho com ao menos uma extremidade aberta para o mar. Para os umbilicais a desconexão poderá ser realizada na “caixa de emenda” (semelhante à conexão entre tramos de dutos flexíveis) ou por meio de corte no corpo da linha.

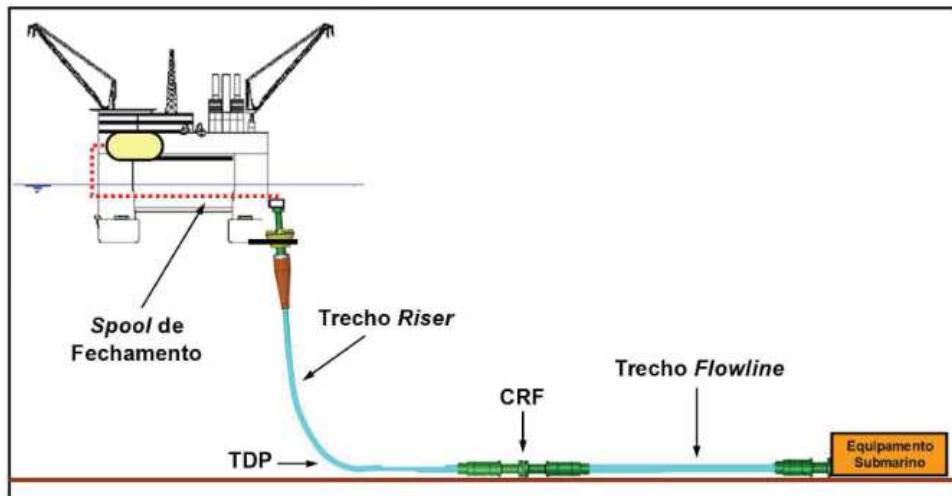


Figura 5.3.2-II: Esquema simplificado ilustrando a interligação de um duto flexível, composto por dois tramos (*riser* e *flowline*), entre equipamento submarino e plataforma. O equipamento pode ser, por exemplo, uma ANM, ESDV ou PLET.



Figura 5.3.2-III: CRF (Conexão Riser-Flowline) de um duto flexível. A seta mostra os estojos responsáveis por estabelecer a conexão flangeada entre os conectores dos tramos flowline e riser.

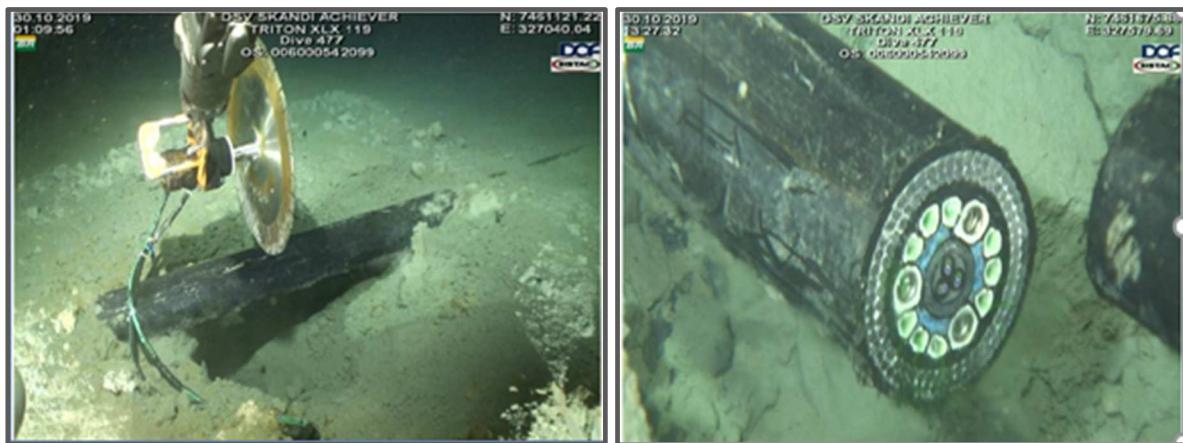


Figura 5.3.2-IV: Exemplo de operação de corte de umbilical (9+3+CE) utilizando ferramenta de disco rotativo. Verifica-se na foto da esquerda que previamente ao corte foi necessário realizar dragagem localizada para expor a seção do umbilical, a qual se encontrava parcialmente soterrada.

Destaca-se que, durante essas atividades, pode ser necessário executar algumas operações, como por exemplo: cortes submarinos; pequena movimentação lateral ou arraste das linhas; suspensão temporária dos dutos/umbilicais a pequena distância do solo marinho; jateamento/dragagem localizada para expor as conexões que estejam parcialmente/totalmente soterradas (**Figura 5.3.2-III** e **Figura 5.3.2-IV**); e posicionamento das linhas sobre poitas/cavaletes (**Figura 5.3.2-V**), instalados temporariamente no fundo para facilitar, por exemplo, o acesso para colocação de cabeça de tração na extremidade do duto. Ademais, a realização do Passo 1 para os umbilicais implica na liberação para o mar do fluido presente nas mangueiras termoplásticas e HCRs, conforme descrito no **Capítulo 5.3.2 Fase C**. Destaca-se que a liberação de fluido hidráulico estará distribuída no tempo e no espaço, já que os cortes ocorrerão em momentos e pontos diferentes dos umbilicais, ao longo da campanha de *pull out* dos *risers*.

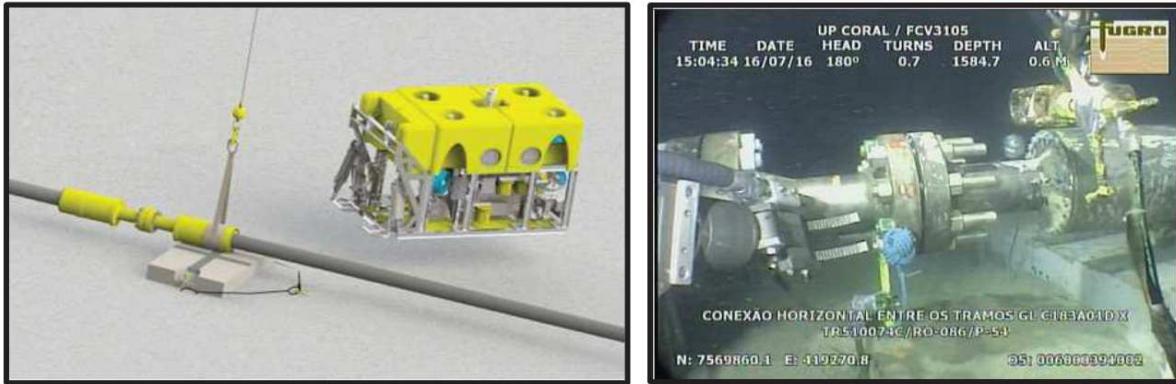


Figura 5.3.2-V: Posicionamento de duto flexível sobre cavalete/poita para desconexão entre tramos.

- **Passo 2:** O PLSV (*Pipeline Support Vessel*), embarcação especializada em instalação, recolhimento e manuseio de dutos flexíveis, executará o recolhimento dos *risers*, trazendo-os para bordo. Essa etapa de recolhimento pode ocorrer, basicamente, de duas formas:

- Recuperando, com auxílio de ROV, a extremidade de fundo do *riser* que foi desconectada do trecho *flowline* e na qual houve instalação de cabeça de tração, de forma a efetuar o recolhimento do duto no sentido da CRF para a plataforma. Nesse caso, o *pull out* será de “2^a extremidade”, ou seja, o recolhimento do duto flexível é concluído com a desconexão do *riser* na plataforma;
- Desconectando o *riser* primeiro na plataforma e, em seguida, realizando o recolhimento da linha flexível em direção ao ponto de desconexão (na CRF, no caso de dutos flexíveis) ou corte (no caso de umbilicais). Nesse caso, o *pull out* será de “1^a extremidade”, ou seja, o recolhimento da linha flexível inicia-se com a desconexão do *riser* na plataforma.

A **Figura 5.3.2-VI** ilustra as opções de *pull out* que poderão ser realizadas para recolhimento dos *risers* de P-33.

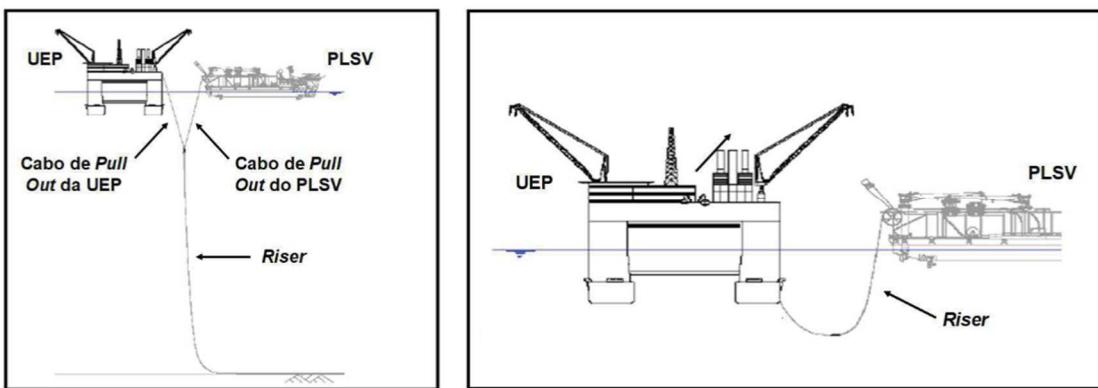


Figura 5.3.2-VI: Esquerda: pull out de 1^a extremidade. Direita: pull out de 2^a extremidade.

No caso de *pull out* de “2^a extremidade”, dar-se-á prioridade à execução de corte no topo do *riser*, utilizando ROV e ferramenta de corte, em ponto o mais próximo possível da conexão da linha na plataforma, visando eliminar a realização de mergulho humano e, por conseguinte, minimizando drasticamente os riscos às pessoas na execução do *pull out*. Nesse caso, a linha será suportada pelo PLSV e, consequentemente, não ocorrerá queda do *riser* no leito marinho.

Sobre as operações de *pull out*, os seguintes pontos merecem destaque:

- A definição final da opção de *pull out* (de “1^a extremidade” ou de “2^a extremidade”) ocorrerá durante a elaboração dos procedimentos executivos, quando o corpo técnico da Área de Engenharia Submarina da Petrobras buscará otimizar a utilização de recursos (ex.: tempo de PLSV) e, principalmente, reduzir riscos operacionais e de segurança às pessoas. As opções apresentadas neste documento constituem a última informação de planejamento disponível;
- Como serviços preparativos para os *pull outs* de alguns dos *risers* da P-33, faz-se necessário executar uma ancoragem provisória destes *risers*, realizada por meio de abandono de pesos mortos (cachos de amarras) no fundo, seguida de laçada de cinta nos pesos e no *riser* que se pretende ancorar (**Figura 5.3.2-VII**). Os cachos de amarras para ancoragem temporária das linhas flexíveis serão posicionados no leito marinho, o mais distante possível de bancos de coral. As interligações dos cachos de amarras às linhas, que serão executadas por meio de ROV, tem como intuito evitar a movimentação do *riser* no momento de desconexão na CRF (no caso de dutos) ou de corte (no caso de umbilicais), aumentando a segurança das operações. Adicionalmente, regista-se que os cachos de amarras serão recolhidos após a conclusão da campanha de *pull out*.



Figura 5.3.2-VII: Imagem de ancoragem de duto flexível por meio de cacho de amarra posicionado no leito marinho

- o O procedimento executivo da operação de *pull out* pode indicar/recomendar a realização de corte no topo dos *risers*, utilizando ROV e ferramenta de corte com disco ou fio diamantado, em ponto o mais próximo possível da conexão das linhas na plataforma. Essa opção de “corte no topo” do *riser* dispensa a realização de mergulho humano, minimizando drasticamente os riscos às pessoas na execução do *pull out*. Registra-se que, caso essa operação de corte seja realizada, a linha será suportada pelo PLSV e, consequentemente, não ocorrerá queda do *riser* no leito marinho;
- o Os *risers* serão recolhidos no momento do *pull out*, ou seja, não há previsão de deposição das linhas no leito marinho, mesmo que temporariamente.
- o Como já informado no **Capítulo 7.1**, foi confirmada a presença de colônias de coral-sol nos trechos de topo dos *risers* da P-33. Em decorrência disso, haverá remoção a bordo do PLSV da bioincrustação aderida aos *risers*, que será realizada por meio de raspagem por “enforcamento das linhas” com cabo(s) de polipropileno, dentro da embarcação, segundo **Figura 5.3.2-VIII**, a seguir. O(s) cabo(s) realiza(m) a limpeza da linha à medida que ela é recolhida pelo PLSV.

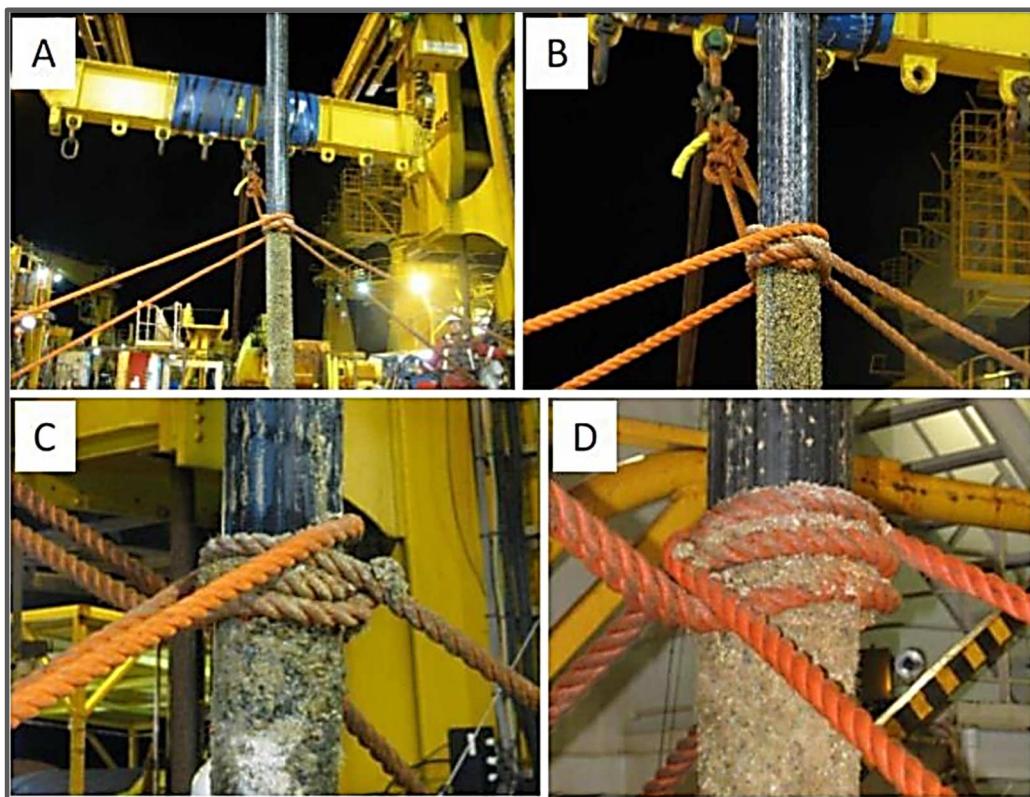


Figura 5.3.2-VIII: Imagens da remoção de bioincrustação utilizando cabos de polipropileno (“enforcamento do duto”) a bordo de um PLSV, durante operação de pull out de uma linha flexível. O(s) cabo(s) realiza(m) a limpeza da linha à medida que o duto é recolhido para a embarcação.

- o Após o término da raspagem do *riser*, a bioincrustação desprendida/removida e retida no convés do PLSV, incluindo fragmentos de colônias de coral-sol, será recolhida e acondicionada em sacos plásticos impermeáveis, os quais serão desembarcados em tambores/ containers para, posteriormente, serem encaminhados para disposição final, conforme detalhado no **Capítulo 5.3.2 Fase J**.
- o As linhas recolhidas serão enviadas para base de recebimento em terra e passarão por análise técnica e econômica para se avaliar a possibilidade de reaproveitamento em outros projetos da empresa. Caso a reutilização não seja viável, as estruturas serão encaminhadas para alienação.

Fase E: Despressurização, Drenagem, Limpeza e Inertização de Equipamentos e Tubulações da Planta de Processamento

O descomissionamento dos sistemas relacionados à planta de processamento de óleo e gás encontram-se concluídos e seu procedimento consistiu na sequência de atividades descritas a seguir:

Despressurização

A despressurização das tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás é realizada através do alinhamento para o *flare* da P-33, onde os hidrocarbonetos na fase gasosa são queimados.

Adicionalmente, para complementação da despressurização dos vasos de pressão, são utilizadas válvulas manuais para *vent* cujo alinhamento se interligam através de ramais com o coletor do sistema de tocha.

Drenagem

A drenagem dos líquidos presentes nas tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás (óleo, condensado de hidrocarbonetos e água produzida) é direcionada para o sistema de drenagem fechada da plataforma e, posteriormente, para tanque.

Limpeza

A limpeza, realizada com água do mar, tem como objetivo a remoção de hidrocarbonetos aderidos às paredes internas das tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás da plataforma.

Posteriormente, as tubulações e equipamentos foram preenchidos completamente com água salgada para remoção dos gases residuais e neutralização do sulfeto de ferro existente. Em seguida, foi feita a drenagem deste inventário para o sistema de drenagem fechada da unidade.

O efluente oleoso proveniente desta operação foi direcionado para tanque de carga, seguindo tratamento descrito na Fase J deste documento.

Vale informar que os efluentes gerados na limpeza da planta da plataforma semissubmersível P-26, bem como do oleoduto P-26/ P-33 e do gasoduto P-33/ P-19, foram encaminhados diretamente para tanques de carga da plataforma P-33 e tratamento na planta modular, sem necessidade de passagem pela planta de processamento de óleo que já se encontrava limpa.

Inertização

Após a etapa de limpeza, é realizada a sopragem de nitrogênio nos sistemas de processamento de óleo (trens de produção) e no sistema de compressão de gás (tubulações e equipamentos) para redução de hidrocarbonetos residuais da fase gasosa. Os hidrocarbonetos do processo de sopragem foram alinhados para o *flare* da plataforma, onde foram purgados.

Os principais equipamentos (vasos, permutadores de calor e hidrociclones) dos sistemas de processamento / tratamento de óleo e água produzida foram submetidos à passagem de vapor quando da sua abertura para verificação de existência de resíduos radioativos e limpeza manual para melhor remoção de residuais de hidrocarbonetos. Novamente, os efluentes líquidos gerados também foram encaminhados para drenagem fechada e, posteriormente, para tanque e tratamento na planta modular para descarte final.

Sistemas da Plataforma que Permanecerão Operacionais

Após a despressurização, drenagem, limpeza e inertização (se necessária) da planta de processamento, os seguintes sistemas permanecerão operacionais, visando garantir a manutenção da habitabilidade e garantia de segurança da plataforma:

- Sistemas necessários à habitabilidade (água potável, alojamento, refrigeração, tratamento de despejos sanitários, etc.);
- Sistemas de facilidades (ar comprimido, movimentação de cargas, óleo diesel, automação industrial);
- Sistema de coleta, manuseio e disposição final de resíduos;
- Sistema de tratamento de águas e efluentes e drenagem aberta;
- Sistema de geração e distribuição de energia;

- Sistema de iluminação;
- Salvatagem;
- Telecomunicações;
- Laboratório;
- Sistemas de tancagem;
- Sistema de ancoragem / posicionamento.

Por fim, destaca-se que informações sobre as atividades remanescentes desta etapa serão apresentadas nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI.

Fase F: Limpeza dos Tanques de Carga

O procedimento de limpeza dos tanques de carga do FPSO P-33 segue as etapas resumidamente descritas:

- Esvaziamento do tanque a ser limpo;
- Utilização do sistema COW (*Crude Oil Wash*);
- Drenagem dos tanques e transferência do seu conteúdo de fase líquida para navios aliviadores através de operação de *offloading*;
- Purga dos gases e ventilação dos tanques;
- Limpeza dos tanques conforme exigência da Sociedade Classificadora para execução da etapa de saída da locação e reboque da unidade para o exterior (fora de AJB).

Todos os 22 tanques de carga da P-33 já encontram-se limpos. Dentre os tanques de carga da plataforma, 3 deles (2C, 3BC e 4C) estão sendo utilizados como tanques de lastro para garantia da estabilidade e integridade estrutural da embarcação. Tais tanques de lastro foram preenchidos com água do mar e seu conteúdo é monitorado com o objetivo de mitigar a geração de H₂S, gás nocivo aos operadores e acelerador do processo corrosivo nos tanques.

Até o momento, os níveis de H₂S identificados nos tanques encontram-se dentro dos limites operacionais sem o uso de biocida.

Seguem abaixo os principais efluentes/resíduos gerados nas operações de limpeza dos tanques de carga:

- Água oleosa proveniente da lavagem dos tanques:

Para possibilitar a limpeza manual, os tanques são integralmente drenados e lavados. A água oleosa gerada nesta lavagem é encaminhada para tanques de carga. Após período de decantação, é realizado procedimento de “raspagem” que consiste na remoção da água decantada nos tanques de carga. Esta água é, então, encaminhada para a planta modular de tratamento

O processo de lavagem de tanques encontra-se concluído na P-33.

- Borra oleosa proveniente da limpeza dos tanques:

Os resíduos gerados na operação de limpeza dos tanques são acondicionados em sacos plásticos devidamente identificados e, posteriormente, em tambores, para desembarque e destinação final. Os tambores com “borra comum” são enviados para coprocessamento em empresas licenciadas. Tambores com resíduos radioativos passam pela destinação descrita no procedimento de “Destinação de Rejeitos Radioativos” descrito a seguir neste documento. Nenhum tambor de borra com NORM (Categorias I ou II) foi gerado até o momento.

O processo de limpeza dos tanques encontra-se concluído na P-33, sendo removidos 2604 tambores de borra oleosa (347 m³ de volume estimado, considerando o preenchimento de 2/3 de capacidade dos tambores de 200 l).

As informações sobre a execução da Fase de Limpeza dos Tanques de carga serão apresentadas nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI.

Fase G: Tratamento e Destinação dos Efluentes Oleosos

Os efluentes oleosos gerados em decorrência da limpeza dos dutos de coleta dos poços, oleoduto, gasoduto e da planta de processamento da P-33 foram encaminhados para tanque de carga e tratados utilizando de forma complementar a planta modular de tratamento de água com capacidade de 2500 m³/d, embarcada na plataforma e objeto de

anuência através do Ofício Nº 65/2019/COPROD/CGMAC/DILIC, de modo a permitir o descarte de água no mar atendendo à especificação de TOG ≤ 15 ppm, de acordo com a legislação ambiental vigente. A planta modular foi utilizada em função da indisponibilidade temporária dos tanques de *slop* que, em situações rotineiras, seriam utilizados para a etapa final de tratamento e descarte.

A **Figura 5.3.2-IX**, abaixo, mostra o fluxograma de processo resumido com a unidade modular de tratamento recebendo efluentes de tanque de carga e descartando diretamente para o mar, *by-passando* os tanques de *slop*.

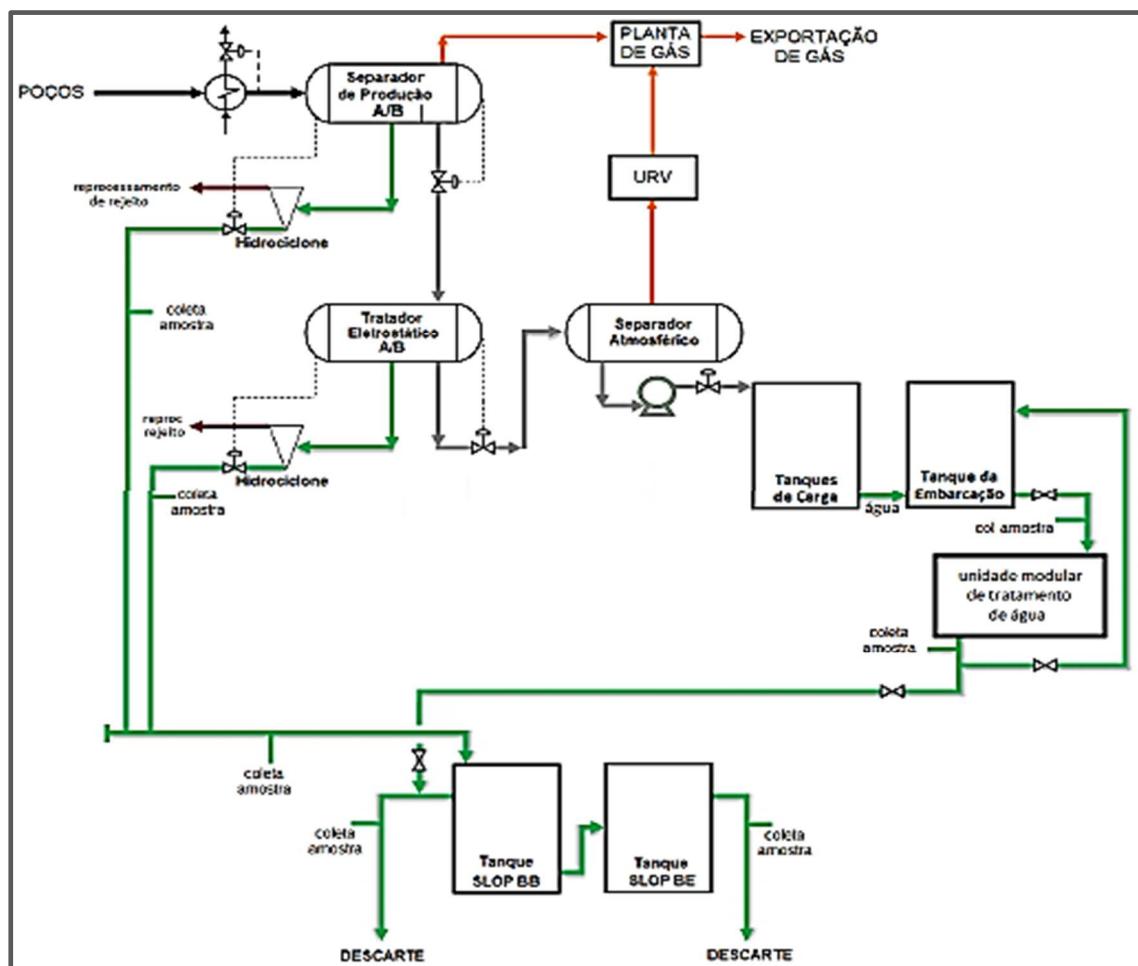


Figura 5.3.2-IX: Fluxograma do processo de tratamento de efluentes oleosos oriundos dos tanques de carga utilizando unidade modular e descartando para o mar após enquadramento.

A planta modular de tratamento conta com sistema de intertravamento para fechamento do descarte que impede o descarte de água no mar fora de enquadramento. Portanto, todos os descartes de água de limpeza realizados atendem a especificação de TOG ≤ 15 ppm, de acordo com a legislação ambiental vigente.

As informações sobre a execução da Fase de Tratamento e Destinação dos Efluentes Oleosos serão apresentadas nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI.

Fase H: Remoção e Transporte de Produtos Químicos

Nesta fase são removidos e transportados os produtos químicos que não serão mantidos a bordo para a saída da locação/navegação da plataforma. É importante salientar que a presença de produtos químicos a bordo , conforme indicado na **Tabela 3.7-I**, depende das necessidades operacionais e atividades em andamento na unidade. A etapa de remoção indicada no cronograma (**Capítulo 5.4**) refere-se aos produtos químicos considerados como desnecessários até a saída da plataforma da locação.

Os produtos químicos, acondicionados em tambores, bombonas e/ou tanques adequadamente fechados, serão devidamente identificados e transportados em embarcações do tipo PSV (*Platform Supply Vessel*) até o Porto de Imbetiba (Macaé/RJ), ou outro porto utilizado pela Petrobras. Uma vez desembarcados, os produtos químicos serão destinados ao estoque da empresa, para posterior utilização em outras plataformas da UN-BC, ou para descarte adequado, caso o produto não seja reaproveitável.

Ressalta-se que pode ocorrer também o transbordo de alguns produtos químicos direto para outra(s) plataforma(s) na Bacia de Campos.

As informações sobre a execução da Fase de Remoção e Transporte de Produtos Químicos, incluindo o inventário (identificação e volumes) e destinação final dos produtos químicos, serão apresentadas nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI.

Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma

Conforme exposto no **Capítulo 5.2**, a proposta de destinação dos componentes das oito linhas de ancoragem da P-33 é:

- Recolhimento das amarras de topo (segmento superior das linhas de ancoragem) e dos cabos de aço (segmento intermediário);
- Permanência definitiva *in situ* das amarras de fundo (segmento inferior) e das oito estacas (seis de sucção e duas grauteadas).

As etapas de desconexão e recolhimento parcial do sistema de ancoragem da P-33 estão resumidas abaixo:

- A.** A P-33 preparará o guincho principal e o conectará à amarra de topo;
- B.** Com auxílio de ROV, um AHTS (denominado de “AHTS B”) conectará o cabo de trabalho com garateia na amarra de fundo, com a finalidade de aliviar a tração na amarra de topo¹⁶, a qual será manuseada por outro AHTS (denominado de “AHTS A”¹⁷). A amarra de fundo será suspensa apenas o necessário¹⁸ para garantir a segurança da operação no FPSO, uma vez que o içamento excessivo da estrutura, além de poder ter o efeito inverso ao desejado (aumento, em vez de alívio, da carga na amarra de topo), causará impactos à biota no leito marinho devido à movimentação no fundo;
- C.** O “AHTS A” se aproximará do FPSO e conectará um cabo de trabalho na amarra de topo, em ponto específico a ser identificado com auxílio de ROV;
- D.** A P-33 pagará aproximadamente 200 m de cabo do guincho principal;
- E.** O “AHTS A” trará a conexão para a superfície (a bordo da embarcação) e realizará a desconexão entre a amarra de topo e o cabo do guincho principal;
- F.** O “AHTS A” liberará o cabo do guincho, que será recolhido pela P-33;
- G.** O “AHTS B” pagará cabo, deixando a amarra de fundo no leito marinho, o mais próximo possível de sua rota original. Por fim, a garateia e o cabo de trabalho serão recolhidos;
- H.** O “AHTS A”, responsável por manter a linha de ancoragem suspensa, mover-se-á em direção à estaca, de modo a pousar entre 50 a 70 m de cabo de aço no leito marinho.

¹⁶ Condição necessária para realizar a operação de desancoragem dentro dos parâmetros adequados de segurança.

¹⁷ Também serão utilizados AHTS conectados na popa/proa para manutenção da posição e controle do aproamento do FPSO durante a fase de desancoragem.

¹⁸ Estima-se que aproximadamente 25% da extensão da amarra será suspensa do leito marinho nessa etapa.

Essa deposição controlada do cabo de aço visa permitir a realização do seu corte. Destaca-se que a realização de corte no cabo de aço, em vez de na amarra de fundo, tem como objetivo tornar a operação mais rápida, reduzindo o risco operacional devido à diminuição da exposição tanto para o AHTS quanto para o FPSO;

- I. O ROV do “AHTS A” executará o corte do cabo de aço (diâmetro nominal de 127 mm), utilizando disco de corte, a aproximadamente 2 m da amarra de fundo;
- J. O “AHTS A” recolherá a amarra de topo e o restante do cabo de aço, permanecendo *in situ* (depositado no leito marinho) o trecho de 2 m do cabo de aço cortado, a amarra de fundo e a estaca (de sucção ou grauteada).

O procedimento proposto evita a movimentação de grande parte dos trechos de amarras de fundo, a qual ocorreria caso fosse realizado o recolhimento integral, impactando um número maior de bancos de coral. Para exemplificar isso, a **Figura 5.3.2-X** apresenta um mapa ilustrando: (i) os bancos de coral nos quais haverá movimentação de amarras de fundo decorrente da suspensão descrita no passo “B” do procedimento supracitado e (ii) os bancos de coral nos quais será evitada a movimentação de amarras de fundo decorrente da permanência definitiva *in situ* das estruturas.

Ao final da des ancoragem, serão conectados rebocadores à plataforma, os quais serão responsáveis pela saída (reboque) da P-33 da locação.

Destaca-se que durante as operações com os AHTS, toda a bioincrustação (incluindo fragmentos de colônias de coral-sol) que se desprender no convés das embarcações durante a recuperação das amarras de topo e cabos de aço será recolhida e acondicionada em sacos plásticos impermeáveis, os quais serão desembarcados dentro de tambores de 200 L (ou *containers*) para, posteriormente, serem encaminhados para disposição final conforme descrito no **Capítulo 5.3.2 – Fase J**.

As amarras de topo e cabos de aços recolhidos serão enviadas para base de recebimento em terra. Os materiais serão destinados à alienação, uma vez que não há previsão de reutilização em outros projetos da empresa.

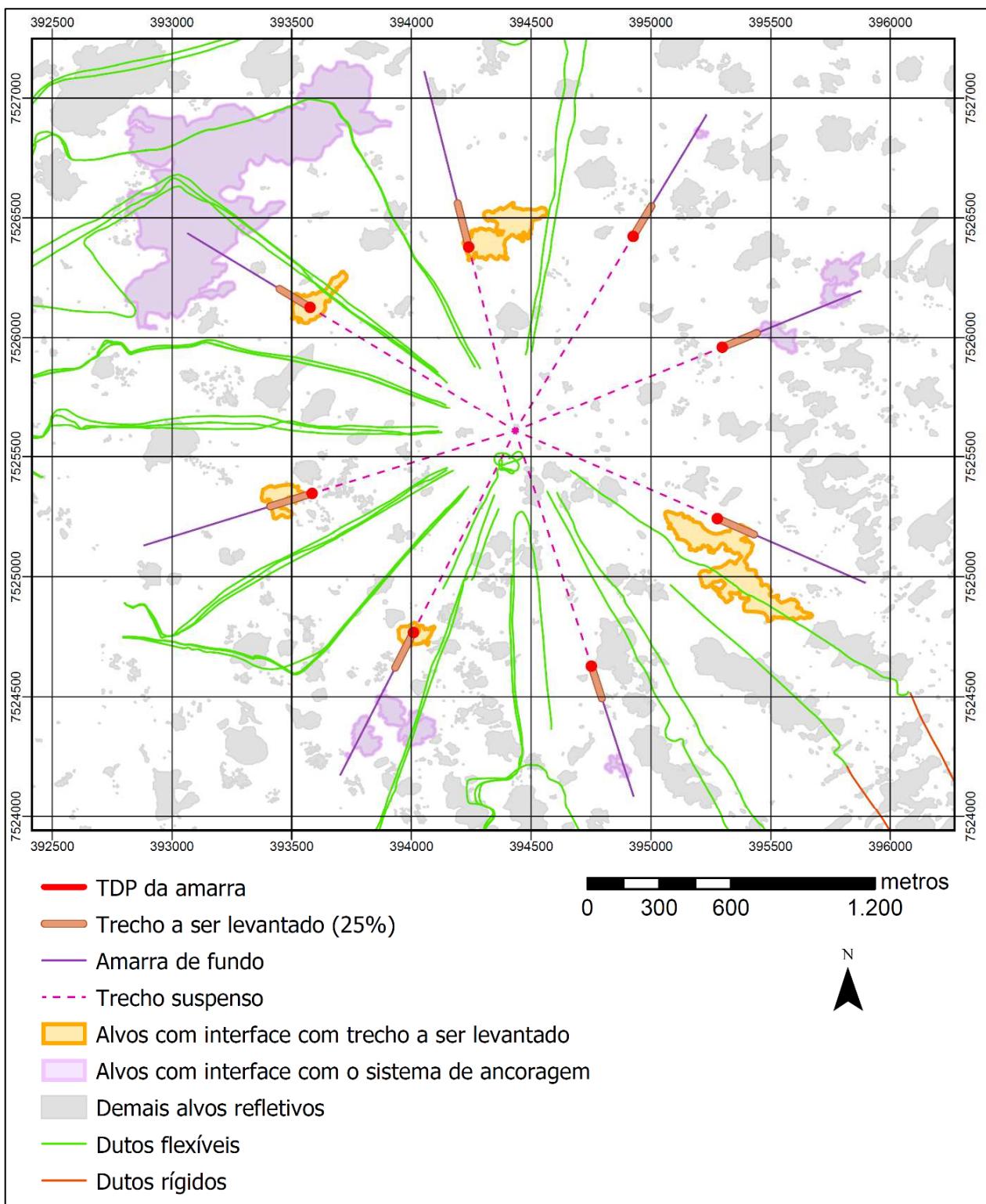


Figura 5.3.2-X: Interfaces entre as amarras de fundo do sistema de ancoragem da P-33 e alvos refletivos/bancos de coral. Ressalta-se que os bancos de coral nos quais haverá movimentação da linha de ancoragem decorrente da suspensão, destacados na cor laranja, já foram afetados. Ademais, é improvável que ocorram impactos em bancos de corais que não tenham sido anteriormente afetados pelo sistema de ancoragem da P-33.

Fase J: Destinação de Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações

Destinação de Resíduos e Rejeitos Gerados

O Projeto de Controle da Poluição (PCP), a ser implementado como uma das medidas mitigadoras de impactos advindos do Projeto de Descomissionamento da P-33, seguirá as diretrizes que constam na Nota Técnica CGPEG/DILIC/Ibama nº 01/2011 e na Lei Federal 12.305/2010, de modo a minimizar os impactos ambientais advindos da geração de resíduos sólidos, dos efluentes líquidos e das emissões atmosféricas.

Os objetivos fundamentais do PCP são:

- Gerar o mínimo possível de resíduos sólidos, efluentes líquidos e emissões atmosféricas;
- Reciclar o máximo possível dos resíduos desembarcados;
- Realizar a disposição final adequada, isto é, de acordo com as normas legais vigentes, de todos os resíduos desembarcados e não reciclados;
- Buscar procedimentos que minimizem a poluição gerada pelas emissões atmosféricas e pelos resíduos sólidos e efluentes líquidos passíveis de descarte no mar;
- Aprimorar continuamente os procedimentos citados nos itens anteriores.

O inventário e a destinação final dos resíduos gerados no Projeto de Descomissionamento da P-33 serão informados nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento e no RDI, os quais serão encaminhados ao Ibama, ANP e Marinha do Brasil, bem como no relatório do PCP, enviado ao Ibama.

Destinação dos Rejeitos Radioativos

Caso seja detectada a presença de NORM (borra oleosa) durante as atividades previstas no Projeto de Descomissionamento da P-33 (especialmente nas Fases de Limpeza da Planta de Processamento e dos Tanques), o seu tratamento seguirá as operações rotineiras preconizadas nos padrões corporativos da Petrobras, ou seja, os rejeitos radioativos serão acondicionados em tambores devidamente identificados, armazenados

temporariamente na plataforma e, posteriormente, desembarcados e encaminhados para armazenamento em depósito inicial.

Eventuais equipamentos contaminados com NORM (presença de incrustação) serão desembarcados e encaminhados para empresa especializada, visando a remoção/limpeza de incrustação. O rejeito radioativo (incrustação removida) será acondicionado em tambores metálicos, os quais serão encaminhados à Petrobras para armazenamento em depósito inicial. Os equipamentos descontaminados serão enviados para uma área de armazenamento e, posteriormente, destinados como sucata metálica.

Caso seja identificada a presença de NORM na P-33, o material contaminado será armazenado em depósito inicial nas seguintes áreas, a depender da classificação:

- Área de Gerenciamento de Resíduos em Cabiúnas: Classificação Branca I (taxa de dose de até 5 µSv/h);
- Parque de Tubos: Classificação Amarela II (taxa de dose acima de 5 µSv/h).

A utilização das duas áreas supracitadas está autorizada pela CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear), órgão regulador para o tema NORM. Salienta-se que a Petrobras é inspecionada periodicamente e responde às exigências da CNEN sistematicamente, realizando adequações, quando necessárias, e apresentando todos os procedimentos solicitados.

O inventário de rejeitos radioativos gerados (caso exista) e desembarcados em terra, bem como os locais de destinação (armazenamento em depósito temporário), com as respectivas evidências de regularização para recebimento e armazenamento desse material, serão informados nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI.

Destinação da Bioincrustação

A Petrobras realizou avaliação de rotas para a destinação final ambientalmente adequada de resíduos de bioincrustação marinha (com ou sem presença de coral-sol) oriundos da execução de operações de descomissionamento. Estes testes apontaram viabilidade técnica de utilização da tecnologia de blendagem para coprocessamento em cimenteiras,

desde que haja disponibilidade de empresas de blendagem nas proximidades dos portos de chegada dos resíduos.

Adicionalmente, outros testes vêm sendo conduzidos para garantir o armazenamento desses resíduos até seu desembarque sem prejudicar a saúde e segurança das tripulações, decorrente da emanação de odores e risco de atração de vetores a bordo das embarcações, e sem que essas medidas impliquem em incompatibilidade com a rota avaliada. Isto se faz necessário uma vez que procedimentos intermediários de beneficiamento de resíduos a bordo de embarcações não são autorizados pela ANVISA. Também não se vislumbra a viabilidade de realização de procedimentos intermediários de beneficiamento de resíduos de bioincrustação nos locais de desembarque, tendo em vista a acelerada decomposição dos organismos, quando fora da água do mar, e a consequente geração de odores e atração de vetores e os inerentes riscos à saúde.

Assim, para o Projeto de Descomissionamento da P-33, a Petrobras considerará o coprocessamento em indústria cimenteira como rota para destinação final de resíduos de bioincrustação marinha. Caso haja algum impedimento (técnico e/ou logístico) que inviabilize essa rota, o qual será relatado/justificado nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento, será adotada a disposição final em aterros, conforme laudo que classifica esse tipo de resíduo como Classe II A – Resíduo Não Inerte (**Anexo 13**), uma vez que essa rota também é uma alternativa ambientalmente adequada à destinação final, sem prejuízos aos requisitos legais ambientais e sanitários aplicáveis.

O quantitativo de resíduos de bioincrustação contendo coral-sol gerados durante as operações, será informado nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento no RDI, bem como no relatório do PCP, em atendimento à Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011.

Fase K: Remoção de *Skids* de Anodos, Pesos Mortos e “Sucatas”

Os *skids* de anodos, bem como os flutuadores conectados a trechos *flowline* e boias associadas a estacas/amarras de ancoragem de linhas flexíveis de P-33, já especificados no **Capítulo 3.3** deste documento, serão removidos.

As “sucatas” (materiais/resíduos) presentes no leito marinho, identificadas com auxílio de ROV, também serão removidas, conforme diretrizes descritas no **Capítulo 5.2**, utilizando, a priori, as seguintes técnicas:

- Recolhimento por ROV: para materiais pontuais e de pequeno porte, a remoção pode ser realizada exclusivamente com o auxílio do ROV, por meio de seus manipuladores;
- Recolhimento com cesta metálica: esse método permite a recuperação de grande quantidade de material de uma única vez, minimizando o número de operações de *inboarding* e *overboarding* e, consequentemente, reduz os riscos operacionais. A descida da cesta é realizada com auxílio do guindaste da embarcação e seu assentamento no leito marinho é realizado de forma suave. Após o imageamento das “sucatas” com auxílio do ROV, a equipe de bordo definirá os pontos preferenciais onde serão instaladas as cintas e, na sequência, as “sucatas” serão movimentadas para dentro da cesta, com auxílio do guindaste. “Sucatas” de pequeno porte poderão ser movimentadas e posicionadas no interior da cesta pelos manipuladores do ROV. Por fim, a cesta metálica é içada e trazida a bordo da embarcação;
- Içamento por meio de falcaças: trechos de dutos e tubos metálicos, que eventualmente forem encontrados no leito marinho, serão içados diretamente para a embarcação, após o ROV instalar a falcaça, que é um tipo de laço utilizado para recuperar objetos no fundo. Com a falcaça já instalada na “sucata”, o ROV fará a conexão ao guincho do guindaste, permitindo o içamento da estrutura (acompanhado por ROV) até o convés da embarcação. Caso alguma “sucata linear” possua grande extensão, pode ser necessário realizar cortes submarinos para reduzir o comprimento, obtendo-se trechos menores e, consequentemente, mais leves e fáceis de içar e manusear no convés da embarcação. Adicionalmente, eventuais operações de hidrojateamento ou dragagem serão realizadas para expor as “sucatas”, sejam em pontos de corte ou de içamento.

Skids de anodos, flutuadores/boias e “sucatas” removidos serão encaminhadas para portos / bases de recebimento e, posteriormente, os resíduos serão adequadamente destinados.

Eventuais estruturas que não possam ser recuperadas, em decorrência de limitações técnicas (ex.: integridade comprometida), serão listadas nos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento, bem como nos RDIs. A Petrobras apresentará

relatório com a identificação das sucatas que serão recolhidas, em conformidade ao especificado no item 3.10, Anexo I, da Resolução ANP nº 817/2020.

Os “pesos mortos” (trechos de amarras) conectados a alguns dutos flexíveis e umbilicais, ao longo dos trechos *flowline*, os *skids* de anodos (associados à conexão CRF do duto GL do poço 7-MRL-99D-RJS e à conexão CRF do duto GL do poço 07-MRL-88H-RJS) ou outro *skid* que venha a ser identificado durante as operações de descomissionamento, serão removidos por içamento, utilizando o guindaste da embarcação (ex.: RSV ou PLSV) que executará as operações, de forma semelhante, mas na sequência inversa, à sua instalação.

Caso seja identificado algum eventual cenário de risco elevado associado à execução das atividades (içamentos), indicando alteração da proposta aqui apresentada, esse será detalhadamente descrito e submetido à análise pelos órgãos através dos Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento.

Fase L: Recolhimento das *flowlines*

O recolhimento das *flowlines* pode ocorrer em um dos três cenários abaixo, que serão detalhados em seguida:

- Cenário 1: Recolhimento das *flowlines* sem necessidade de desconexão submarina entre tramos ou realização de corte submarino da linha
- Cenário 2: Recolhimento das *flowlines* após a realização de desconexão submarina entre tramos
- Cenário 3: Recolhimento das *flowlines* após a realização de cortes submarinos da linha

Para qualquer dos cenários, caso necessária, será realizada a instalação de ancoragem provisória, de forma a limitar o movimento das linhas sobre leito marinho durante seu recolhimento. A ancoragem provisória das *flowlines* seguirá os mesmos fundamentos da operação realizada com *risers*.

1.1. Cenário 1:

Este cenário aplica-se às linhas / interligações (*flowlines*) sem cruzamentos superpostos ou cujos cruzamentos podem ser desfeitos/eliminados pela sequência correta de recolhimento ou por meio de pequenas movimentações / arrastes laterais. Portanto, enquadram-se nesse cenário todas as linhas que não possuem qualquer tipo de restrição que inviabilize o recolhimento direto por “instalação reversa”, ou seja, recuperação da extremidade da linha, recolhimento e acondicionamento na embarcação.

A priori, o recolhimento das linhas neste cenário seguirá a seguinte sequência, apresentada aqui de forma simplificada / objetiva:

1. Localizar a linha e realizar inspeção local com ROV.
2. Instalar cabeça de tração com auxílio de ROV na extremidade (conector) do duto flexível. A cabeça de tração promove a vedação na extremidade e fornece um ponto, com resistência adequada às cargas, para manuseio/içamento da linha.

OBS. 1: Além da instalação de cabeça de tração em uma extremidade, poderá ser necessário instalar também um flange cego na outra. Isso se aplica, principalmente, a linhas de escoamento de óleo, para as quais, mesmo considerando que estarão lavadas, o recolhimento com as duas extremidades tamponadas reduz riscos de eventuais liberações de água oleosa.

OBS. 2: A instalação da cabeça de tração / flange poderá ser realizada por um RSV, em uma campanha prévia à execução do recolhimento pelo PLSV.

OBS. 3: É possível que haja necessidade de se executar serviços de dragagem/hidrojateamento localizada, principalmente para permitir o acesso inicial do ROV ao conector do duto no qual será instalada a cabeça de tração (ou flange cego), já que este estará apoiado no leito marinho.

OBS. 4: Para facilitar o acesso do ROV ao conector do duto flexível, uma poita (de concreto ou metálica) ou cavalete poderá ser descido e posicionado ao lado do conector, no leito marinho. Em seguida, o ROV instalará uma cinta no corpo do conector para içamento do mesmo pelo guincho/guindaste da embarcação, posicionando-o sobre a poita / cavalete.

OBS. 5: A realização de dragagem poderá ser executada em substituição à instalação de poita (de concreto ou metálica), permitindo o acesso das ferramentas para instalação da cabeça de tração (ou flange cego).

OBS. 6: Com auxílio de ferramenta de jateamento, o ROV realizará a limpeza do flange do conector no qual a cabeça de tração (ou flange cego) será instalada. Caso haja dificuldade de se realizar a limpeza por jateamento, o ROV poderá utilizar uma escova de nylon para remover os detritos.

OBS. 7: A cabeça de tração será descida com auxílio do guincho/guindaste da embarcação e posicionada o mais próximo possível do conector do duto flexível, para posteriormente ser manuseada pelo ROV. Em alguns casos a cabeça de tração precisará ser descida presa a um peso morto, descido com auxílio do guincho/guindaste da embarcação e apoiado no leito marinho.

Em seguida, a cabeça de tração é acoplada no conector e, posteriormente, é realizada a instalação dos estojos e das porcas, com aplicação de torque.

OBS. 8: Após a instalação da cabeça de tração (ou flange cego), a extremidade do duto será movimentada da poita para o leito marinho, sendo que esta etapa poderá ser eliminada nos casos em que o recolhimento da linha ocorrerá logo em seguida. Ao final, a poita (de concreto ou metálica) será recuperada pela embarcação, de forma que nenhum material seja deixado no fundo.

OBS. 9: No caso de umbilicais, não há necessidade de instalação de cabeça de tração / flange, pois os “conectores” nas extremidades dos tramos já possuem olhais que permitem o içamento da linha.

3. Conectar a lingada de içamento / recolhimento, proveniente do PLSV, ao anel de carga na cabeça de tração. Essa operação será realizada com o apoio do ROV.
4. Içar a extremidade da linha, por meio do guincho do PLSV.
5. Recolher a linha ao longo de sua rota, de forma controlada e com acompanhamento integral pelo ROV próximo ao leito marinho. Durante a execução da operação, a linha será armazenada no PSLV (em cestas ou bobinas).
6. Ao atingir a capacidade de armazenamento da embarcação, ou ao finalizar determinada fase, o PLSV navegará para uma base de apoio na costa visando realizar o

descarregamento das linhas recolhidas, para que estas tenham sua destinação adequada. Os destinos possíveis serão a reutilização, após inspeção para avaliação da integridade, ou alienação como sucata, para reciclagem.

Seguem algumas informações complementares importantes:

- Todas as operações serão precedidas da realização de análise de risco (ex.: APR).
- Algumas linhas flexíveis estão ancoradas por meio de amarras conectas a estacas cravadas no solo marinho. Consequentemente, para permitir o recolhimento destas linhas, será realizada a desancoragem, que consiste na desconexão do ponto que interliga a amarra de ancoragem ao duto / umbilical. Esta operação é executada com auxílio de ROV, podendo demandar a realização de dragagem/hidrojateamento localizado para permitir o acesso ao ponto de conexão da amarra à linha.
- Outras embarcações, além do PLSV, poderão ser utilizadas para se executar o recolhimento dos dutos, como por exemplo um AHTS dotado de tensionador. Neste caso, devido à ausência de cestos e bobinas a bordo do AHTS, a linha será seccionada a bordo da embarcação, de forma a possibilitar o seu desembarque por guindastes em terra, utilizando contêineres.
- Uma situação especial que se enquadra neste cenário de recolhimento da *flowline* sem necessidade de desconexão submarina entre tramos ou realização de corte submarino da linha é o caso em que há um cruzamento por cima próximo a extraemidade da linha que se deseja recolher (aproximadamente 30 m). Nesta situação, será possível executar a operação de recolhimento levantando-se parcialmente a linha de cima e tracionando (“puxando / arrastando”) a linha de interesse por baixo da corcova formada. Esta corcova na linha de cima pode ser obtida com uso de flutuadores, calçamento ou içamento com auxílio de guincho / guindaste.

1.2. Cenário 2:

Este cenário aplica-se às linhas / interligações (*flowlines*) que possuem cruzamentos superpostos (**Figura 5.3.2-XI**), mas que podem ser desfeitos / eliminados por meio da desconexão submarina entre tramos (**Figura 5.3.2-XII**). Isso ocorre quando o cruzamento superposto encontra-se a poucos metros de uma conexão entre tramos da linha que se deseja recolher.



Figura 5.3.2-XI - Exemplo de cruzamento de um duto flexível de escoamento de óleo sobre um umbilical.

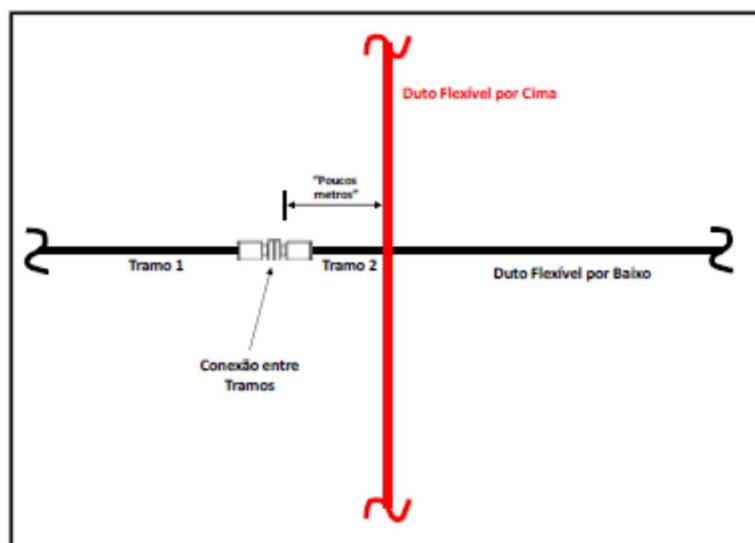


Figura 5.3.2-XII - Exemplo de cruzamento que pode ser desfeito por meio de desconexão entre tramos. Neste caso, a “linha preta”, que está por baixo no cruzamento com a “linha vermelha”, pode ser recuperada em três etapas: (i) desconexão entre tramos, (ii) recolhimento do tramo 2 puxando-o por baixo da linha vermelha (o recolhimento do tramo 2 ocorrerá no sentido da direita para a esquerda) e (iii) recolhimento do tramo 1 (que se encontra livre de cruzamento).

Também se aplica a casos nos quais se deseja recolher prioritariamente uma parte da linha (ex.: um tramo) para evitar a ocorrência de novos cruzamentos pelo lançamento de linhas do Projeto de Revitalização de Marlim e Voador.

Ao se realizar a desconexão entre tramos pode-se:

- Recolher os trechos / tramos que se encontram livres de cruzamentos;
- Desfazer/eliminar o cruzamento superposto “puxando / arrastando” a extremidade desconectada da linha que se deseja recolher, conforme descrito na parte final do Cenário 1.

A desconexão entre tramos de dutos flexíveis seguirá a seguinte sequência, apresentada aqui de forma simplificada / objetiva:

1. Localizar a conexão entre tramos e realizar inspeção do local utilizando ROV.

OBS.: Se durante a inspeção for constatado que há outra linha muito próxima, poderá ser necessário movimentar lateralmente o duto que se deseja desconectar (caso a configuração do cruzamento permita a execução desta operação). Essa manobra é realizada posicionando uma cinta no duto (instalada com auxílio de ROV) e o movimentando lateralmente (somente o suficiente para afastá-lo da outra linha) com o guincho/guindaste da embarcação.

2. Caso a conexão entre tramos esteja soterrada, será realizada dragagem/hidrojateamento com auxílio do ROV para liberar o acesso ao local e permitir a realização da operação de desconexão.

OBS.: A área dragada deverá ser suficiente para se ter acesso aos conectores. Como referência, tem-se que as dimensões dragadas serão da ordem de 300 mm de profundidade, 2.500 mm de largura e 3.500 mm de comprimento.

3. Em algumas situações, a dragagem para acesso à região da conexão entre tramos poderá ser substituída pelo posicionamento da linha sobre uma poita de concreto ou metálica.

OBS. 1: Caso o tamponamento (instalação de cabeça de tração ou flange cego) dos dois tramos seja realizado logo após a desconexão, uma segunda poita será posicionada no leito marinho.

OBS. 2: O duto será posicionado sobre a poita por meio da instalação de cinta ou falcaça no corpo do conector e, em seguida, içamento (com pequena movimentação lateral) com o auxílio do guincho/guindaste da embarcação.

OBS. 3: Previamente ao início da operação de desconexão, será realizada limpeza da conexão entre tramos por meio, por exemplo, da utilização de ferramenta de hidrojateamento (manuseada pelo ROV).

4. Realizar a quebra de torque e desinstalação / retirada dos parafusos (e porcas) para desconexão dos tramos. Destaca-se que em substituição ao destorqueamento poderá ser efetuado o corte dos estojos.

OBS.: Em função da abertura da conexão, poderá ser necessária a utilização de campânula (**Figura 5.3.2-XIII**) para contenção de eventual liberação de fluido (água oleosa não enquadrada) presente no interior de dutos de escoamento de óleo, reduzindo o risco ambiental (impacto potencial) da operação. A necessidade de emprego de campânula será avaliada para cada linha de escoamento de óleo, no momento de realização da análise de risco e elaboração do procedimento executivo. A campânula é descida e posicionada no leito marinho com auxílio do guincho/guindaste da embarcação. Destaca-se que poderá ser necessário realizar uma preparação do solo (instalação de poitas de concreto e dragagem) previamente à instalação da campânula.

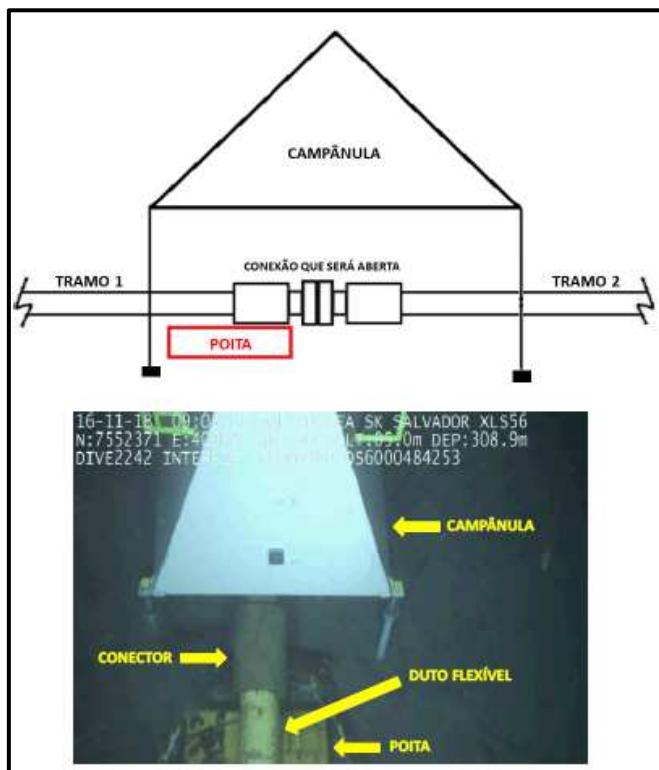


Figura 5.3.2-XIII - Esquema e foto ilustrando o posicionamento de campânula para contenção de eventual liberação de fluido durante operação de desconexão submarina entre tramos de um duto flexível de escoamento de óleo.

5. Realizar o içamento vertical (com auxílio do guincho/guindaste da embarcação) do conector que não esteja apoiado na poita e içá-lo verticalmente de modo que a conexão possa ser aberta. Em seguida, movimentar o conector até a segunda poita, de forma que o flange fique livre para uma eventual instalação de cabeça de tração (ou flange cego).

Para umbilicais, a conexão entre tramos é realizada na “caixa de emenda”, que é o acessório dentro do qual há conexões entre as mangueiras e cabos elétricos. A operação de desconexão entre tramos de umbilical é semelhante à realizada para dutos flexíveis, mas ocorre por meio de corte na caixa de emenda (e não de “separação de flanges”, como nos dutos flexíveis). Visto que não é possível bloquear as mangueiras durante o corte, a desconexão entre tramos de umbilical implica na liberação para o mar dos produtos químicos presentes em seu interior.

Após a desconexão entre tramos descrita anteriormente, tem-se que a linha submarina ficará dividida em duas partes (ou mais, caso seja realizada mais de uma desconexão na mesma linha), de forma que estas estarão preparadas para serem recolhidas (cada parte separadamente) seguindo o procedimento descrito no Cenário 1.

Por fim, seguem algumas informações complementares importantes sobre este cenário de recolhimento de linhas flexíveis:

- Todas as operações de desconexão entre tramos serão precedidas da realização de análise de risco (ex.: APR).
- A operação de desconexão entre tramos poderá ser realizada por um RSV, em uma campanha prévia à execução do recolhimento pelo PSLV.
- Após a realização das operações, todos os materiais localizados no leito marinho serão recolhidos (ex.: poitas, cintas e campânula).
- Para não gerar novos cruzamentos com linhas que ainda serão lançadas, após a desconexão pode ser necessário realizar a movimentação da extremidade (içamento e movimento lateral/arraste) da linha desconectada para evitar interferência com a futura rota.

1.3. Cenário 3:

Este cenário aplica-se às linhas flexíveis nas quais os cruzamentos superpostos (já existentes ou que existirão após o lançamento de novas linhas) inviabilizam o recolhimento por meio das sequências apresentadas nos cenários 1 e 2, de forma que a única solução é realizar corte (s) para desfazimento/eliminação destes cruzamentos.

O corte de linhas flexíveis (dutos e umbilicais) seguirá a seguinte sequência, apresentada aqui de forma simplificada / objetiva:

1. Localizar o ponto de corte e realizar inspeção do local utilizando ROV.

OBS.: Se durante a inspeção for constatado que há outra linha muito próxima, poderá ser necessário movimentar lateralmente a linha que se deseja cortar. Essa manobra será realizada posicionando uma cinta na linha (instalada com auxílio de ROV) e a movimentando lateralmente com o guincho/guindaste da embarcação.

2. Preparar o acesso ao local de corte pelo ROV, empregando as seguintes técnicas:
 - a. Dragagem/hidrojateamento;
 - b. Colocação do duto sobre poitas / cavaletes.
3. Realizar o corte, com auxílio de ROV.

OBS. 1: Diferentes tipos de ferramenta poderão ser empregados, como exemplo: disco rotativo, guilhotina ou fita diamantada.

OBS. 2: No caso de umbilicais, o corte implicará na liberação dos produtos químicos presentes no interior das mangueiras, já que estas ficarão expostas diretamente ao ambiente marinho. Esta situação é semelhante à descrita no Cenário 1.

OBS. 3: Poderá ser necessário utilizar campânula (**Figura 5.3.2-XIII**) para contenção de eventual liberação de fluido (água oleosa não enquadrada) presente no interior de dutos de escoamento de óleo, reduzindo o risco ambiental (impacto potencial) da operação. A necessidade de emprego de campânula será avaliada para cada linha de escoamento de óleo, no momento de realização da análise de risco e elaboração do procedimento executivo.

OBS. 4: Além da possibilidade de uso da campânula, o risco ambiental será reduzido por meio da adoção da seguinte ordem de prioridade para execução de cortes para desfazer cruzamentos:

- Cabos elétricos;
- Umbilicais eletro-hidráulico / hidráulico;
- Dutos flexíveis de injeção de água;
- Dutos flexíveis de escoamento de gás (ex.: linha de serviço / *gas lift*);
- Dutos flexíveis de escoamento da produção de óleo de poços;
- Dutos flexíveis de escoamento da produção de óleo de manifolds e plataformas (dutos de maior diâmetro).

OBS.: Conforme indicado acima, dutos que operaram com óleo, mesmo após a realização de limpeza, terão cortes evitados sempre que possível, em função da dificuldade de tamponamento de uma linha flexível na ausência de conector.

Após o(s) corte(s) na linha, poder-se-á ter duas possibilidades, considerando-se que essa operação implica na “geração de dois ou mais tramos / trechos”:

Possibilidade 1: nos dois trechos gerados haverá uma extremidade com conector, a qual poderá ser utilizada para realizar o içamento para o PLSV, conforme procedimento descrito no cenário 1;

Possibilidade 2: o “tramo / trecho” gerado pelos cortes serão efetuados de tal maneira que as duas extremidades não possuirão conector. Neste caso, passa a ser necessário empregar ferramenta especial de içamento de linhas cortadas para executar a recuperação da extremidade no fundo, pela embarcação que executará o recolhimento. Essa ferramenta também é empregada para se executar o *pull out* de “2ª extremidade” quando for realizado o corte da linha próximo ao TDP, para “separação” entre “trecho riser”

e “trecho flowline” (ver “Passo 2” em Fase D: *Pull Out* e Destinação de *Risers*). A **Figura 5.3.2-XIV** mostra algumas fotos da operação de instalação da ferramenta especial de içamento de linhas cortadas em um umbilical.

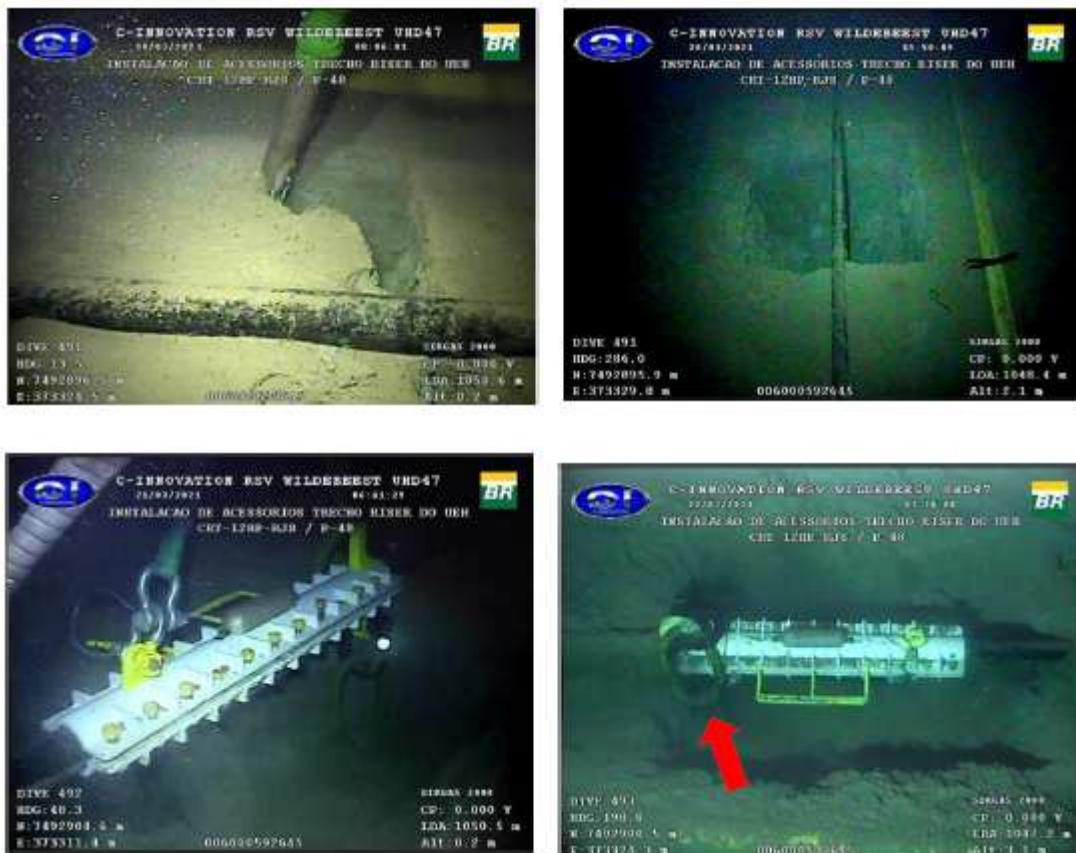


Figura 5.3.2-XIV - Fotos mostrando diferentes momentos da operação de preparação (dragagem) e instalação da ferramenta especial de içamento de linhas cortadas em um umbilical. Destaca-se que a ferramenta é descida e posicionada com auxílio do guincho / guindaste da embarcação. A seta vermelha mostra o anel no qual a lingada proveniente do PLSV será conectada para realizar o içamento da linha para a embarcação, permitindo o seu recolhimento.

OBS. 1: Para instalação da ferramenta, poderá ser necessário apoiar a linha sobre poitas ou efetuar a dragagem para permitir o acesso do ROV.

OBS. 2: Caso o trecho sem conector nas duas extremidades seja curto / leve, poderá ser dispensada a instalação da ferramenta especial de içamento de linhas cortadas. Nesta situação, o içamento do trecho cortado poderá ser realizado por meio da instalação de cintas / falcaças. Adicionalmente, o trecho poderá ser içado diretamente para a embarcação (com o auxílio do guincho/guindaste) ou acondicionado em *skid*, assentado previamente no leito marinho, o qual será recuperado posteriormente pela embarcação.

OBS. 3: A recuperação de trechos cortados de umbilicais, sem conector nas duas extremidades, está consolidada e já é executada pela Petrobras.

Para dutos flexíveis, existem ferramentas de içamento de linhas sem conector disponíveis no mercado, mas que ainda estão em fase de avaliação/teste pela Petrobras. O mesmo ocorre para ferramentas de tamponamento de dutos cortados.

Por fim, seguem algumas informações complementares importantes sobre este cenário de recolhimento de linhas flexíveis:

- Todas as operações de corte serão precedidas da realização de análise de risco (ex.: APR).
- A operação de corte e eventual instalação da ferramenta especial de içamento de linhas cortadas poderá ser realizada por um RSV, em uma campanha prévia à execução do recolhimento pelo PSLV.
- Após a realização das operações, todos os materiais localizados no leito marinho serão recolhidos (ex.: poitas, cintas e campânula).
- Destaca-se que a operação de corte também poderá ser realizada visando recolher prioritariamente um trecho da linha flexível para evitar a ocorrência de novo cruzamento decorrente do lançamento de dutos flexíveis / umbilicais (“linhas novas”) do Projeto de Revitalização de Marlim.
- Adicionalmente, para não gerar novos cruzamentos com linhas que ainda serão lançadas, após o corte poderá ser necessário realizar a movimentação de extremidades cortadas (içamento e movimento lateral/arraste) para evitar interferência com a futura rota, ou seja, “abrir um corredor livre” para a nova linha. Isso ocorrerá, por exemplo, quando só for possível recolher a linha cortada (existente) após o lançamento da linha nova (Projeto de Revitalização de Marlim), por questões de compatibilidade entre cronogramas dos projetos de descomissionamento e da Revitalização de Marlim, bem como em função de disponibilidade de embarcações.

Fase M: Intervenções em Poços

As intervenções previstas no Projeto de Descomissionamento foram detalhadas no item “3.6 – Intervenções em poços” deste documento. São apresentados aqui informações específicas para os poços a serem abandonados permanente ou temporariamente, sob escopo do projeto.

Abandono permanente a ser realizado

Todos os 05 poços que serão abandonados permanentemente fazem parte do esforço da Petrobras de adequação aos requisitos do item 10.5.3.3 do SGIP(atualmente em negociação com a ANP). Dessa forma, o planejamento das operações de abandono atenderá ao cronograma já apresentado à ANP, estabelecido segundo o objetivo de redução de risco da carteira de abandono.

Destes 05 poços, 01 já teve seu abandono permanente concluído (7-MRL-109H-RJS) e 02 passaram pela primeira etapa de abandono, quando ocorreu também monitoramento (7-MRL-88H-RJS e 7-MRL-89D-RJS).

O poço 7-MRL-127HB-RJS encontra-se desconectado do FPSO P-33 e suas condições atuais de monitoramento não serão, portanto, alteradas pela remoção da plataforma.

Por fim, o poço 7-MRL-220HP-RJS teve um monitoramento realizado no ano de 2021, sendo prevista tentativa de novo monitoramento via SASMIC antes de seu abandono permanente programado em duas etapas, com a primeira fase prevista para o ano de 2025 e a segunda prevista para o ano de 2027.

Após a saída da Unidade, todos os poços serão mantidos em “abandono temporário sem monitoramento” até a conclusão do seu abandono. A exceção é o poço 7-MRL-220HP-RJS, único deste conjunto que terá seu monitoramento realizado dentro dos limites estabelecidos no SGIP até seu momento de abandono permanente.

Reserva do Projeto de Revitalização

Para a plataforma P-33, apenas o 8-MRL-57DA-RJS está nesse conjunto, que contempla aqueles poços que podem ser reutilizados caso seja identificada a necessidade pelo projeto de Revitalização do Campo de Marlim e Voador, conforme comunicado por meio da carta PDP/GIPI/ARE 0067/2020.

Caso seu aproveitamento ou abandono permanente não seja definido dentro do período limite para “abandono temporário sem monitoramento”, será realizado monitoramento por meio de embarcação/sonda (ANM sem instrumentação), respeitando-se o intervalo estabelecido no SGIP.

Reaproveitamento no Projeto de Revitalização

Para os 3 poços (7-MRL-99D-RJS, 8-MRL-181D-RJS, 8-MRL-90D-RJS), o plano de monitoramento considera a medição das pressões nos dutos na chegada da UEP enquanto esta modalidade for possível. Após sua desconexão, o planejamento é realizar o monitoramento por meio da coleta de dados via SASMIC (coleta com barco RSV), caso a conexão à nova UEP ocorra após o período limite estabelecido no SGIP.

A Petrobras reafirma seu compromisso em observar a necessidade de autorização específica para operações de intervenções em poços, incluindo as operações de abandono, em áreas com ambientes sensíveis, como bancos de corais profundos, em conformidade com a NOTA TÉCNICA Nº 2/2019/COEXP/CGMAC/DILIC (SEI 4505879).

5.4 – Cronograma

O cronograma físico atualizado de execução das atividades previstas dentro do escopo deste Projeto de Descomissionamento de P-33, elaborado em consonância com a proposta apresentada na resposta ao Parecer Técnico nº 286/2021, está retratado na **Tabela 5.4-I**, a seguir.

Destaca-se que esse cronograma poderá sofrer alterações (postergação do início das fases/atividades) em função, por exemplo, do momento em que o projeto for aprovado pelos órgãos, assim como do sucesso do processo de alienação da plataforma. O cenário de pandemia da COVID-19, caso perdure ao longo da execução do projeto, também pode afetar esse cronograma.

Nesse cronograma, estão sendo consideradas atividades preparatórias para *pull out*:

- instalações de ancoragem provisória de *risers* – lançamento de pesos mortos (trechos de amarras) que funcionarão como elementos de estabilização dos *risers* para realização dos *pull outs* (recolhidos após conclusão da atividade);
- aberturas das CRFs e cortes dos umbilicais utilizando ROV;
- abertura de *spools* e instalação de cabeças de tração na extremidade dos dutos, permitindo o seu içamento.

Tabela 5.4-I: Cronograma físico de execução das fases do Projeto de Descomissionamento da P-33.

Atividades do Projeto de Descomissionamento da P-33	Janelas de Execução das Atividades																																
	2019	2020	2021	Jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Autorizações parciais de operações pelos órgãos (ANP, IBAMA, Marinha do Brasil)																																	
Aprovação do PDI Executivo pelos órgãos (ANP, IBAMA e Marinha do Brasil)																																	
Interrupção da produção dos poços da P-33																																	
Despressurização, drenagem e limpeza da planta de processamento																																	
Remoção e transporte de produtos químicos a bordo da plataforma																																	
Limpeza das linhas (sist. coleta, gasoduto de exportação e oleoduto)																																	
Condicionamento dos tanques																																	
Desconexões das linhas submarinas nos poços																																	
Operações preparatórias para Pull Out																																	
Operações de Pull Out																																	
Desancoragem e saída da locação da plataforma																																	
Recolhimento de flowlines que impactam o projeto de Revitalização																																	
Recolhimento de flowlines que não impactam o projeto de Revitalização																																	
Recolhimento de sucatas																																	
Abandono permanente 7-MRL-88H-RJS (Fase 1, Fase 2)																																	
Abandono permanente 7-MRL-89D-RJS (Fase 1, Fase 2)																																	
Abandono permanente 7-MRL-109H-RJS (Fase 1, Fase 2)																																	
Abandono permanente 7-MRL-127HB-RJS (Fase 1, Fase 2)																																	
Abandono permanente 7-MRL-220HP-RJS (Fase 1, Fase 2)																																	
Relatórios semestrais de progressão																																	
Protocolo Final do Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI)																																	

Capítulo 6:

Estudos e Planos

Associados



Capítulo 6: Estudos e Planos Associados

Este capítulo apresenta informações sobre estudos, análises e planos, já realizados ou que ainda serão elaborados, para subsidiar o Projeto de Descomissionamento da P-33.

6.1 – Memorial Descritivo do Projeto de Auxílios à Navegação

Oportunamente, será apresentado à Autoridade Marítima Brasileira o memorial descritivo necessário ao estabelecimento de auxílios à navegação, assim como o plano de reboque e demais documentos necessários para o deslocamento da plataforma P-33 da sua locação atual para a sua área de destino, conforme estabelecido nas normas vigentes e mencionado no **Capítulo 5.2**.

6.2 – Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento

Durante as atividades de descomissionamento, são esperadas pressões sobre fatores ambientais diversos, com destaque para as formações coralíneas que ocorrem na região de Marlim e Voador, como mostrado no **Capítulo 7.1**.

Como mostrado nos **Capítulo 5.3.2 – Fase D - Pull out** e Recolhimento de *Risers* Flexíveis, **Fase I** - Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma e **Fase L** - Recolhimento das *Flowlines*, foram identificados vários pontos de contato entre sistema submarino e bancos de coral, dentre estes, *risers*, linhas de ancoragem e *flowlines*.

Considerando as solicitações e questionamentos do Ibama nos Pareceres Técnicos nº 91/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, nº 286/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, nº 453/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, nº 40/2022-COPROD/CGMAC/DILIC, e a fim de monitorar os impactos decorrentes das operações de descomissionamento da P-33 diretamente sobre os bancos de corais de águas profundas, são propostas, no **Anexo 14** – Proposta de Projeto de Monitoramento Pós Descomissionamento FPSO P-33, ações de monitoramento pós descomissionamento com foco nesses componentes sensíveis.

Capítulo 7:

Análises Ambientais e Socioeconômicas



Capítulo 7: Análises Ambientais e Socioeconômicas

Este capítulo apresenta a caracterização dos meios físico, biótico e socioeconômico nos quais está inserido o escopo deste Projeto de Descomissionamento Executivo do FPSO P-33.

7.1 – Caracterização dos Meios Físico e Biótico

O campo de Marlim está localizado na porção central do talude médio da Bacia de Campos, região com perfil ligeiramente côncavo e de declive suave, entre 3-5° (ALMEIDA e KOWSMANN, 2016).

O mapeamento regional dos tipos faciológicos (**Anexo 15- Caracterização Geológica e Geomorfológica do Campo de Marlim e Voador**) realizado por um mosaico de dados de alta resolução de AUV (*Autonomous Underwater Vehicle*) e sísmica 3D em conjunto com amostras geológicas, demonstra que podem ser encontrados na área do projeto os tipos: AREIA SILICICLÁSTICA, LAMA (ARGILA E SILTE) e SEDIMENTO PRÉ-ADENSADO. Os padrões apresentados neste mapa faciológico regional consideram somente os dados de tamanho dos grãos e apresentam escala de mapeamento 1:500.000 (elaborado com dados existentes até 2011 no âmbito do Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Campos). Também ocorrem nessa região bancos de coral de águas profundas.

Na região do FPSO P-33 há indicativo de alvos refletivos de acordo com dados geofísicos obtidos através da plataforma de aquisição de dados autônoma (AUV), fornecidos pela Geologia Marinha da Petrobras (GEO). Alvos com dimensões menores que cinco metros não foram identificados pelo levantamento geofísico devido a “resolução limite” da técnica de AUV empregada. Os alvos refletivos identificados estão ilustrados no mapeamento regional dos tipos faciológicos (**Anexo 15 - Caracterização Geológica e Geomorfológica do Campo de Marlim e Voador**) e detalhados nas **Figuras 7.1-III, 7.7-V, 7.1-VII e 7.1-VIII**.

Imagens fornecidas por veículo operado remotamente (ROV) validaram a presença/ausência de bancos de corais associados aos alvos refletivos avaliados sob o arranjo submarino da P-33. Por meio destas imagens, foi possível caracterizar os bancos de corais encontrados sob as linhas dos sistemas submarinos (**Figura 7.1-I**), de acordo com a matriz do banco, além de identificar os trechos de impactos físicos nos bancos de corais encontrados, causados primariamente pela instalação dos sistemas submarinos.

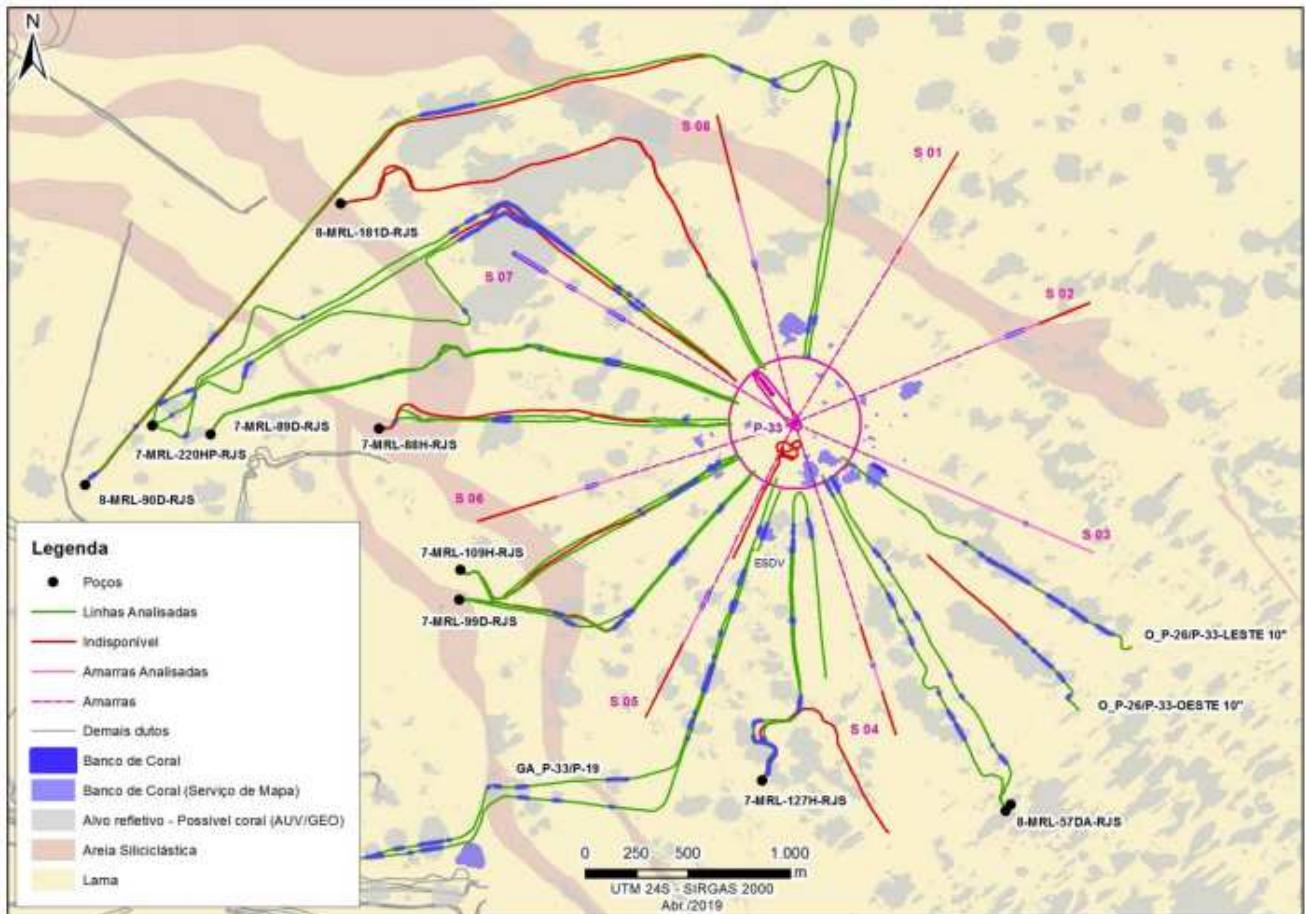


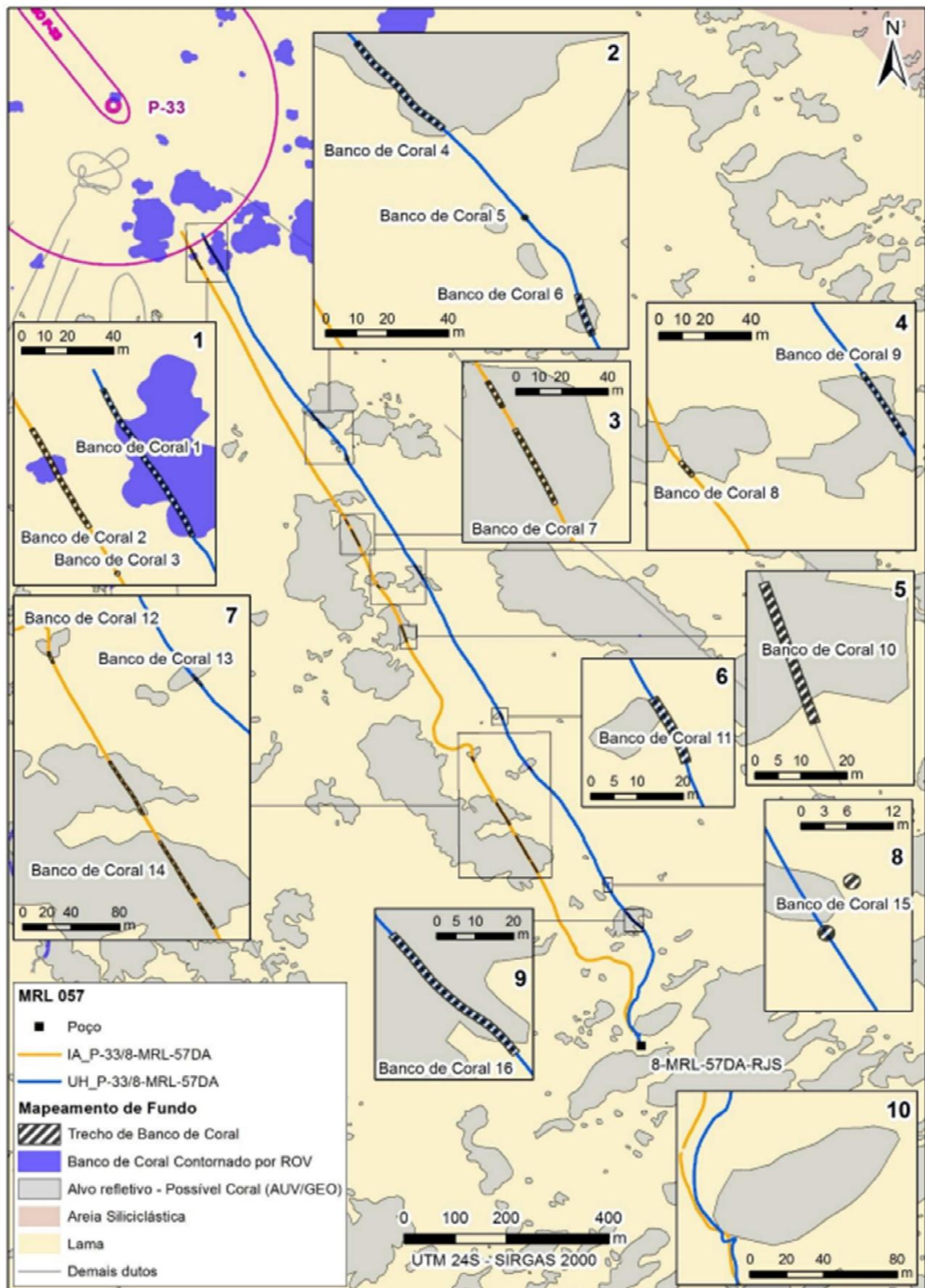
Figura 7.1-I – Arranjo submarino da plataforma P-33 com os alvos refletivos identificados por AUV, bancos de coral comprovados por ROV e situação de análise ambiental nas interligações da unidade

Para fins de detalhamento, algumas interligações da P-33 foram selecionadas.

Bundle do 8-MRL-057DA

Durante a análise do *bundle* do 8-MRL-057DA sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 13 alvos refletivos ao longo de suas linhas, dos quais 12 tiveram contato com bancos de coral efetivamente validado a partir das análises de vídeos recuperados. Além destes, foi observada a ocorrência de quatro bancos de coral sem correspondência com alvos refletivos, sendo dois de pequeno porte e dois na área de sombra do levantamento geofísico, que já haviam sido contornados por ROV, totalizando 16 bancos sob as linhas deste *bundle* (**Figura 7.1-I**). Em trechos de vídeo onde o banco de coral ultrapassou o limite do alvo, foi considerada extensão do mesmo, contabilizando um único banco (**Figura 7.1-I - Detalhe 6**). Na **Figura 7.1-I**, detalhe 8, os bancos encontram-se a aproximadamente um metro de distância do alvo refletivo e, devido ao possível erro de posicionamento, foi associado ao mesmo. Um alvo refletivo apresentou possível contato

com as linhas do *bundle* em sua borda. Após a análise do vídeo recuperado, não foi possível afirmar se é banco de coral. Entretanto, não houve contato com as linhas. (**Figura 7.1-I - Detalhe 10**). Todos os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte, e em dois foi observada a presença de colônias vivas de corais formadores da espécie *Solenosmilia variabilis* (**Figura 7.1-II**).



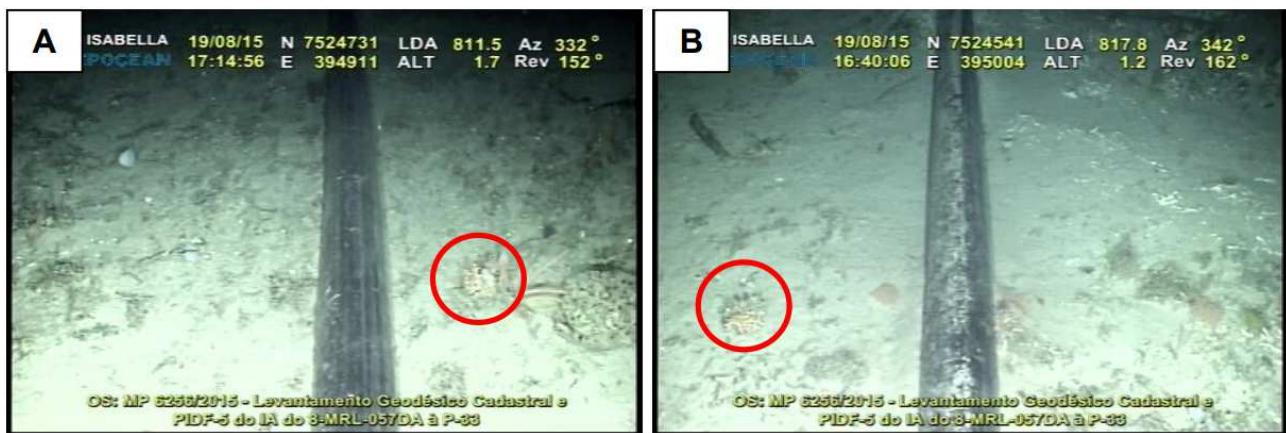


Figura 7.1-II – Bancos de coral encontrados no bundle do 8-MRL-057DA. Colônias vivas de coral formador indicadas pelos círculos vermelhos.

Bundle do 7-MRL-127H

Durante a análise do *bundle* do 7-MRL-127H sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 17 alvos refletivos ao longo de suas linhas, dos quais 10 tiveram contato com bancos de coral, efetivamente validado a partir da análise de vídeos recuperados (**Figura 7.1-III**). Parte desta diferença ocorreu, pois, a linha do GL deste *bundle* não pôde ser analisada devido à indisponibilidade dos vídeos (**Figura 7.1-III**). Todos os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte, e em cinco foi observada a presença de colônias vivas de corais formadores da espécie *Solenosmilia variabilis* (**Figura 7.1-IV**).

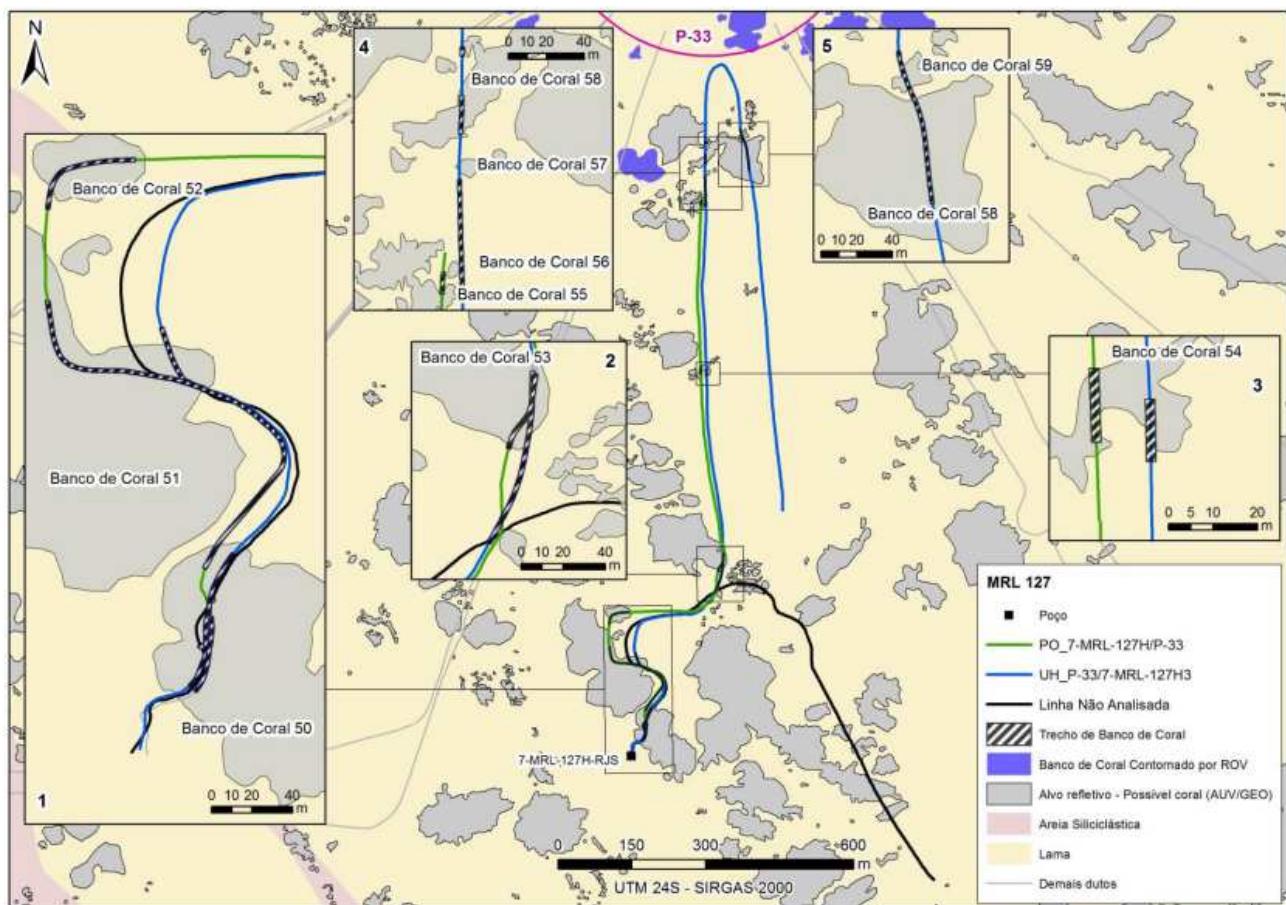


Figura 7.1-III – Interligação do 7-MRL-127H à P-33 com alvos refletivos identificados por AUV e bancos de coral comprovados por ROV.

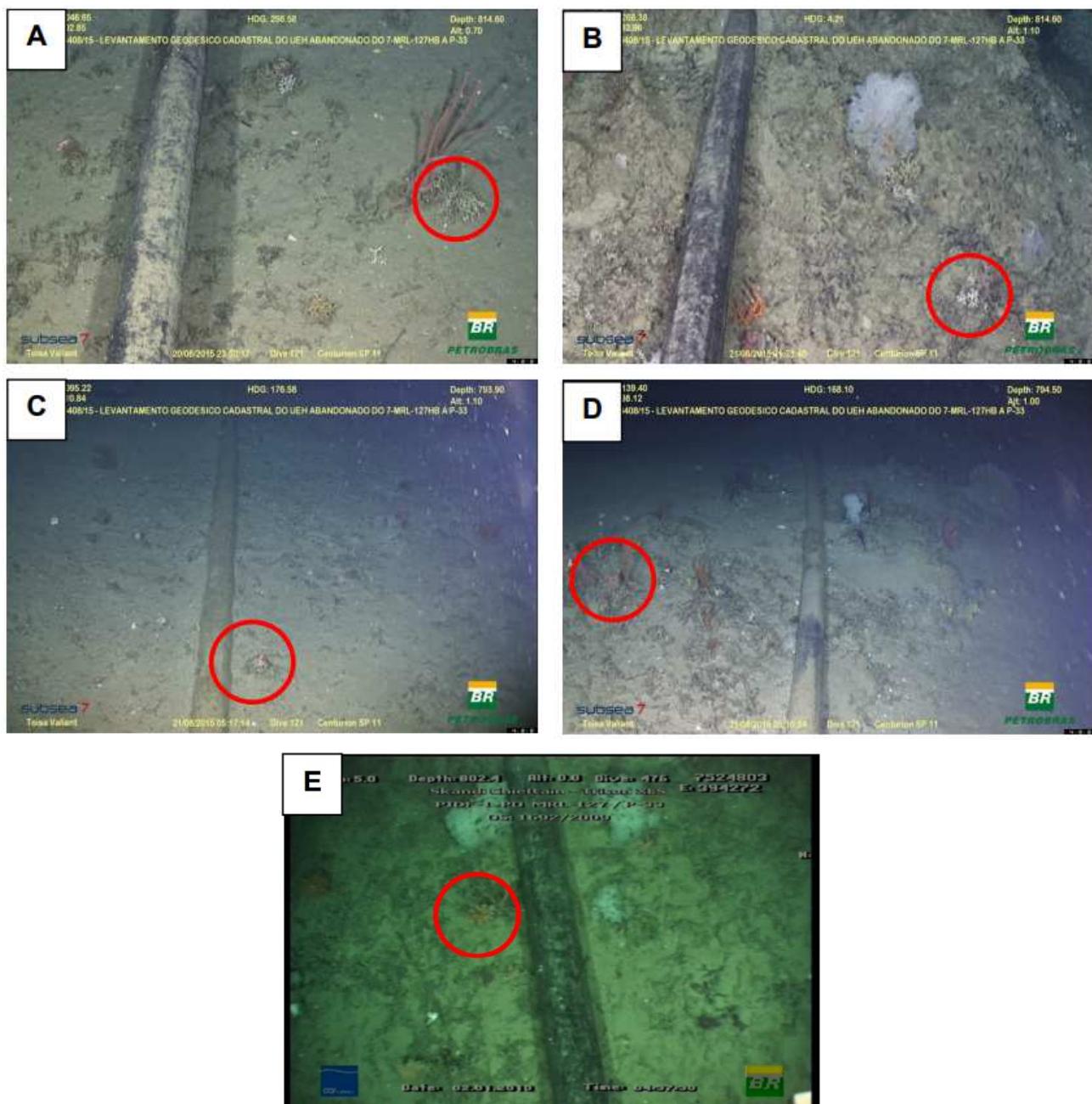


Figura 7.1-IV – Bancos de coral encontrados no bundle do 7-MRL-127H. Colônias vivas de coral formador indicadas pelos círculos vermelhos. AD: Bancos sob o UH; E: Banco sob o PO.

Bundle do 7-MRL-220HP

Durante a análise do *bundle* do 7-MRL-220HP sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 14 alvos refletivos ao longo de suas linhas, dos quais 11 tiveram contato com bancos de coral efetivamente validado, a partir da análise dos vídeos recuperados. Além destes, foi observada a ocorrência de seis bancos de coral sem correspondência com alvos refletivos, devido ao pequeno porte dos mesmos, totalizando 17 bancos sob as linhas deste *bundle* (Figura 7.1-V). O UEH deste *bundle* não foi completamente analisado através

de vídeos recuperados devido à indisponibilidade dos mesmos (**Figura 7.1-V**). Todos os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte, e em sete foi observada a ocorrência de colônias vivas de corais formadores da espécie *Solenosmilia variabilis* (**Figura 7.1-VI**).

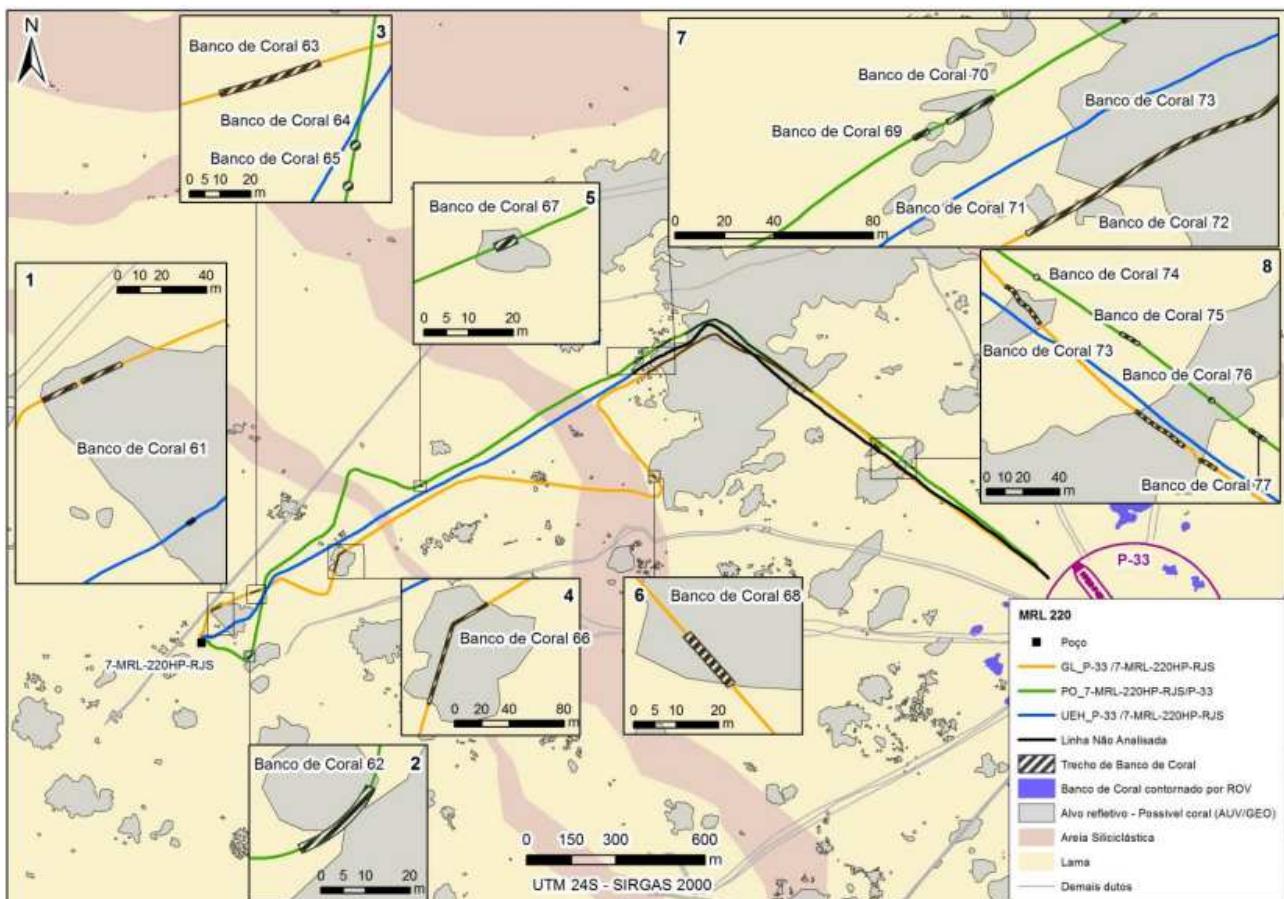


Figura 7.1-V – Interligação do 7-MRL-220HP à P-33 com alvos refletivos identificados por AUV e bancos de coral comprovados por ROV.

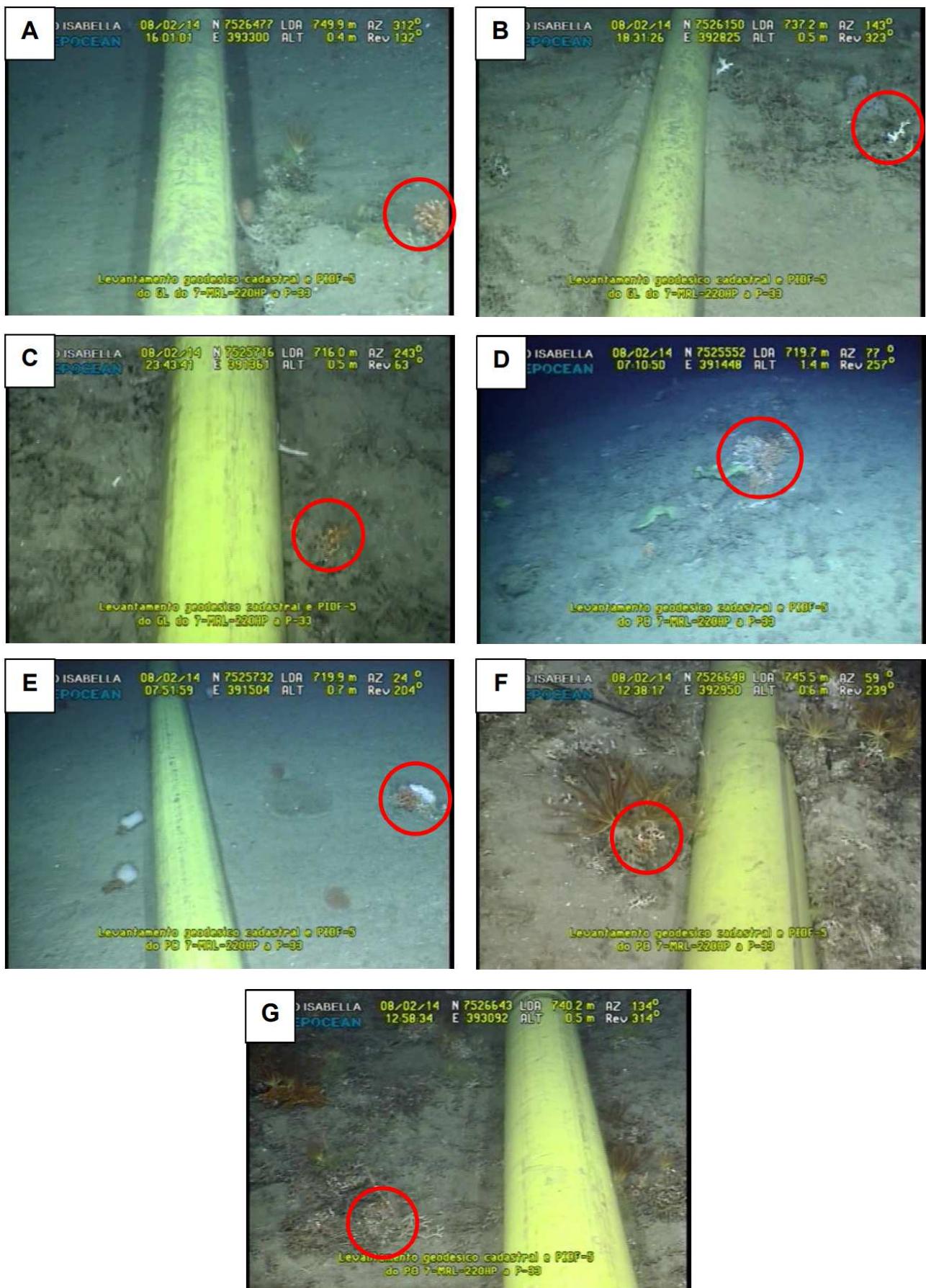


Figura 7.1-VI – Bancos de coral encontrados no bundle do 7-MRL-220PH. Colônias vivas de coral formador indicadas pelos círculos vermelhos. A-C: Bancos sob o GL; D-G: Bancos sob o PO.

Oleodutos P-33/P-26

Durante a análise dos oleodutos leste e oeste que interligam a P-33 à P-26 sobrepostos ao levantamento geofísico, foram observados 10 alvos refletivos ao longo de suas linhas, dos quais quatro foram validados como banco de coral a partir da análise dos vídeos recuperados. Além destes, foi observada a ocorrência de dois bancos de coral sem correspondência com alvos refletivos, mas que já haviam sido contornados por ROV anteriormente na área de sombra do levantamento geofísico, totalizando seis bancos sob as linhas deste *bundle* (**Figura 7.1-VII**). Ambas as linhas dos gasodutos não puderam ser integralmente analisadas através de vídeos recuperados devido à indisponibilidade dos mesmos (**Figura 7.1-VII**). Todos os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte (**Figura 7.1-VIII**).

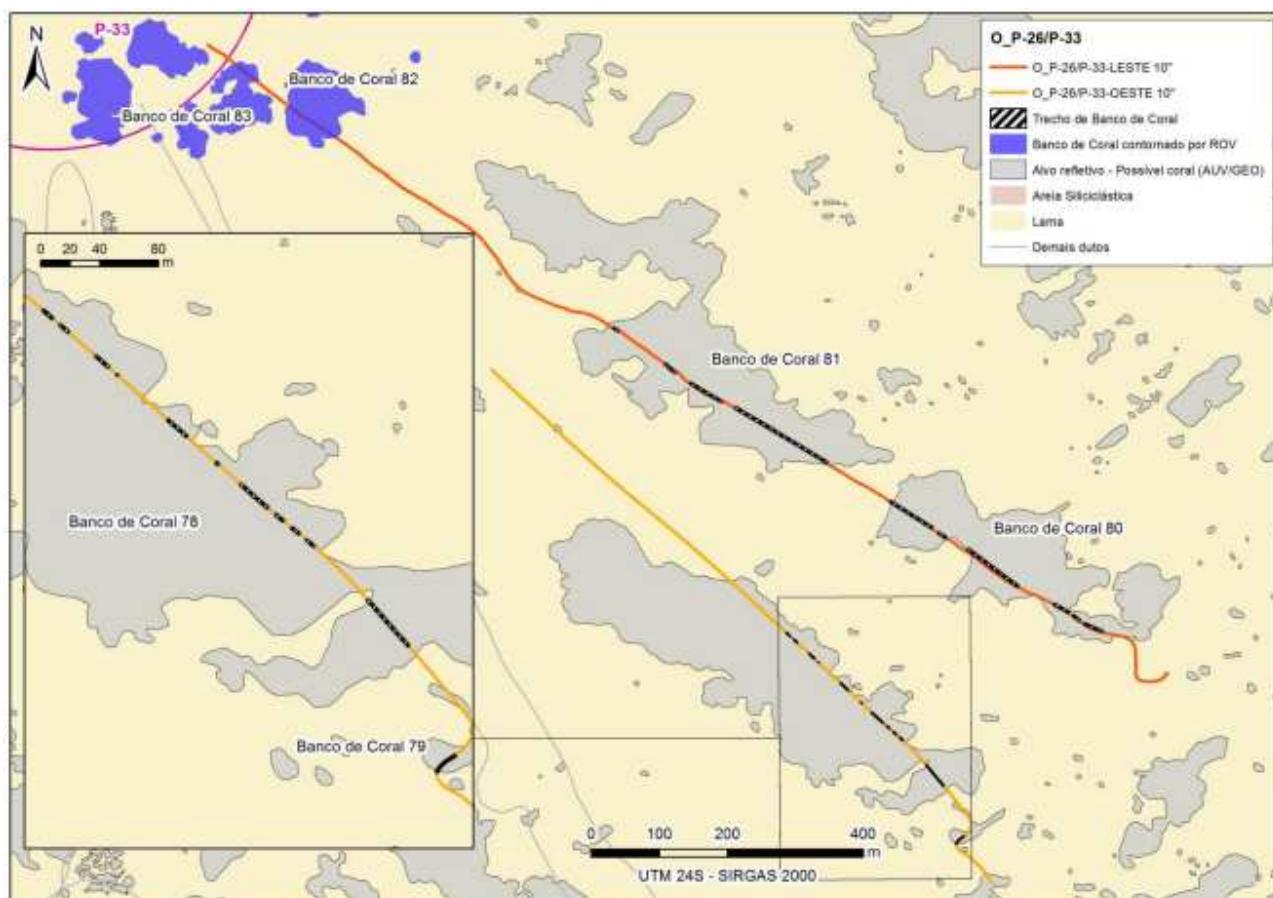


Figura 7.1-VII – Oleodutos leste e oeste que interligam a P-33 à P-26, com alvos refletivos identificados por AUV e bancos de coral comprovados por ROV.

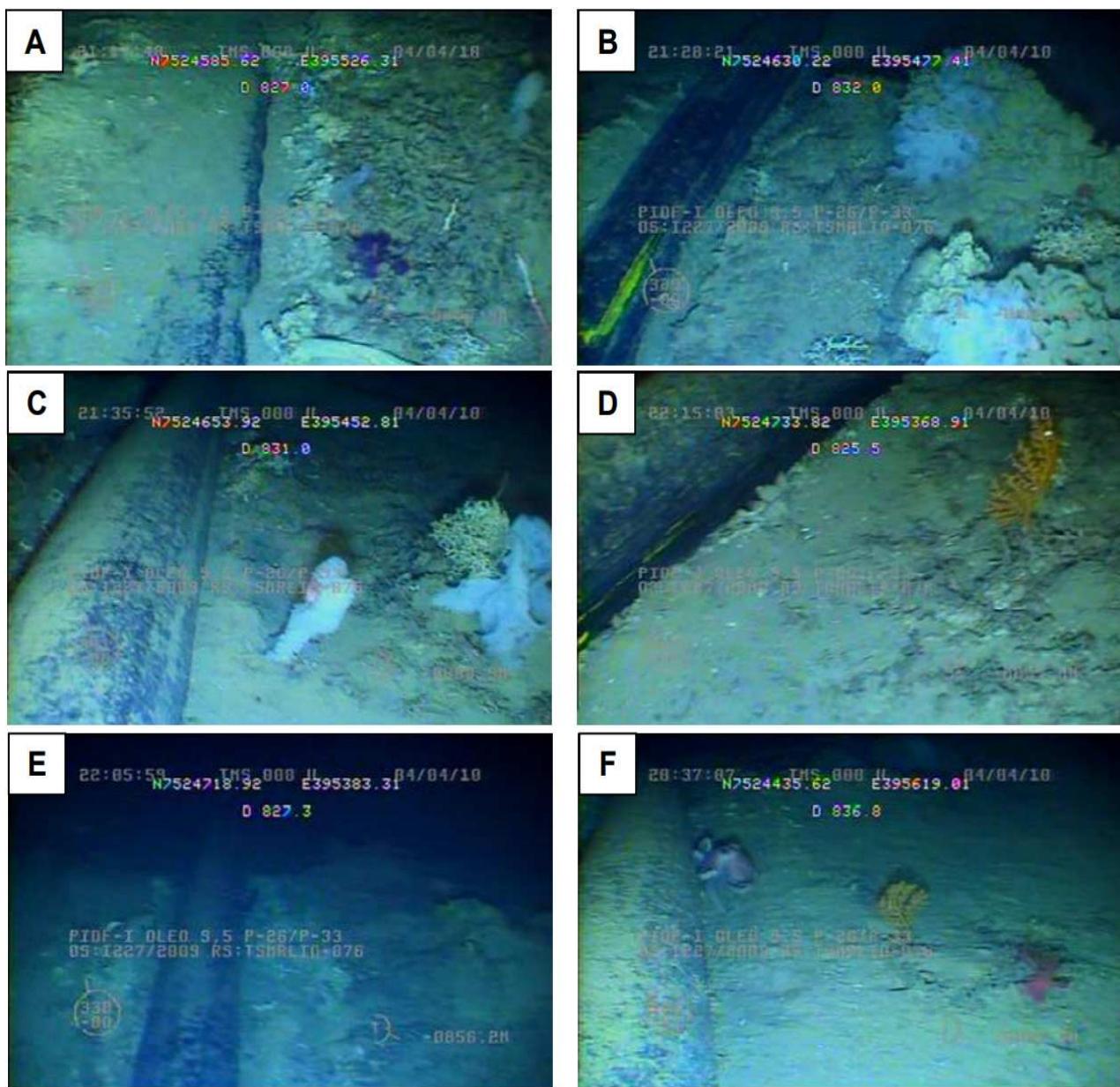


Figura 7.1-VIII – Bancos de coral encontrados sob os oleodutos leste e oeste que interligam a P-33 à P-26.

Gasodutos P-33/P-19

Durante a análise dos gasodutos que interligam a P-33 à P-19 sobrepostos ao levantamento geofísico, foram observados 33 alvos refletivos ao longo de suas linhas, dos quais 20 foram validados como banco de coral a partir da análise dos vídeos recuperados (**Figuras 7.1-IX e 7.1-X**). Além destes, foi observada a ocorrência de três bancos de coral sem correspondência com alvos refletivos, sendo que um já havia sido contornado por ROV anteriormente na área de sombra do levantamento geofísico (**Figura 7.1-X – Detalhe 4**), totalizando 23 bancos sob as linhas deste *bundle*. Não foi possível analisar a linha do

GA_P-33/P-19 (TRACK 1) devido à indisponibilidade de vídeos (**Figura 7.1-IX**). Todos os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte, e em quatro foi observada a ocorrência de colônias vivas de corais formadores da espécie *Solenosmilia variabilis* (**Figura 7.1-XI**).

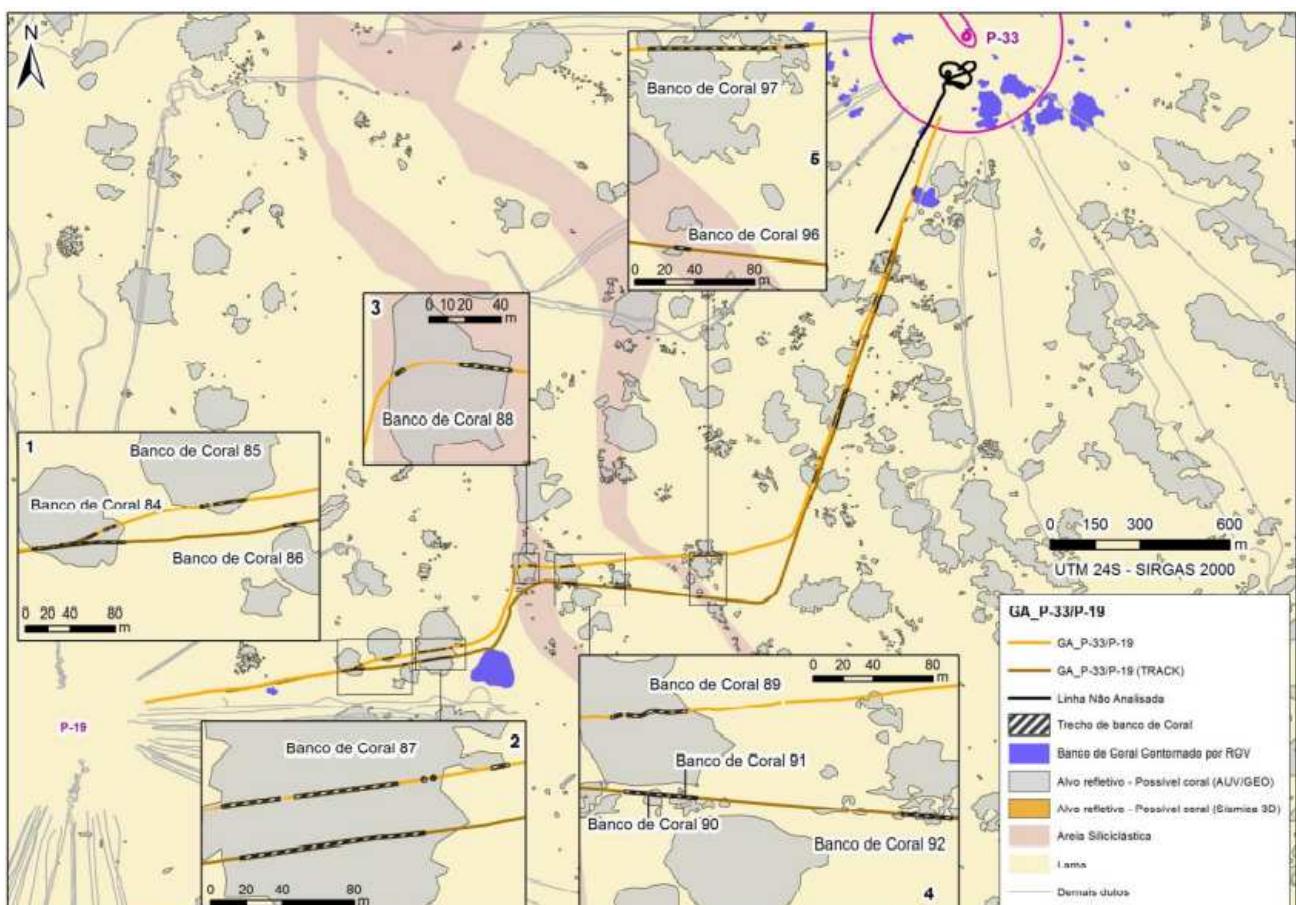


Figura 7.1-IX – Gasodutos que interligam a P-33 à P-19, com alvos refletivos identificados por AUV e bancos de coral comprovados por ROV. Área próxima à P-19.

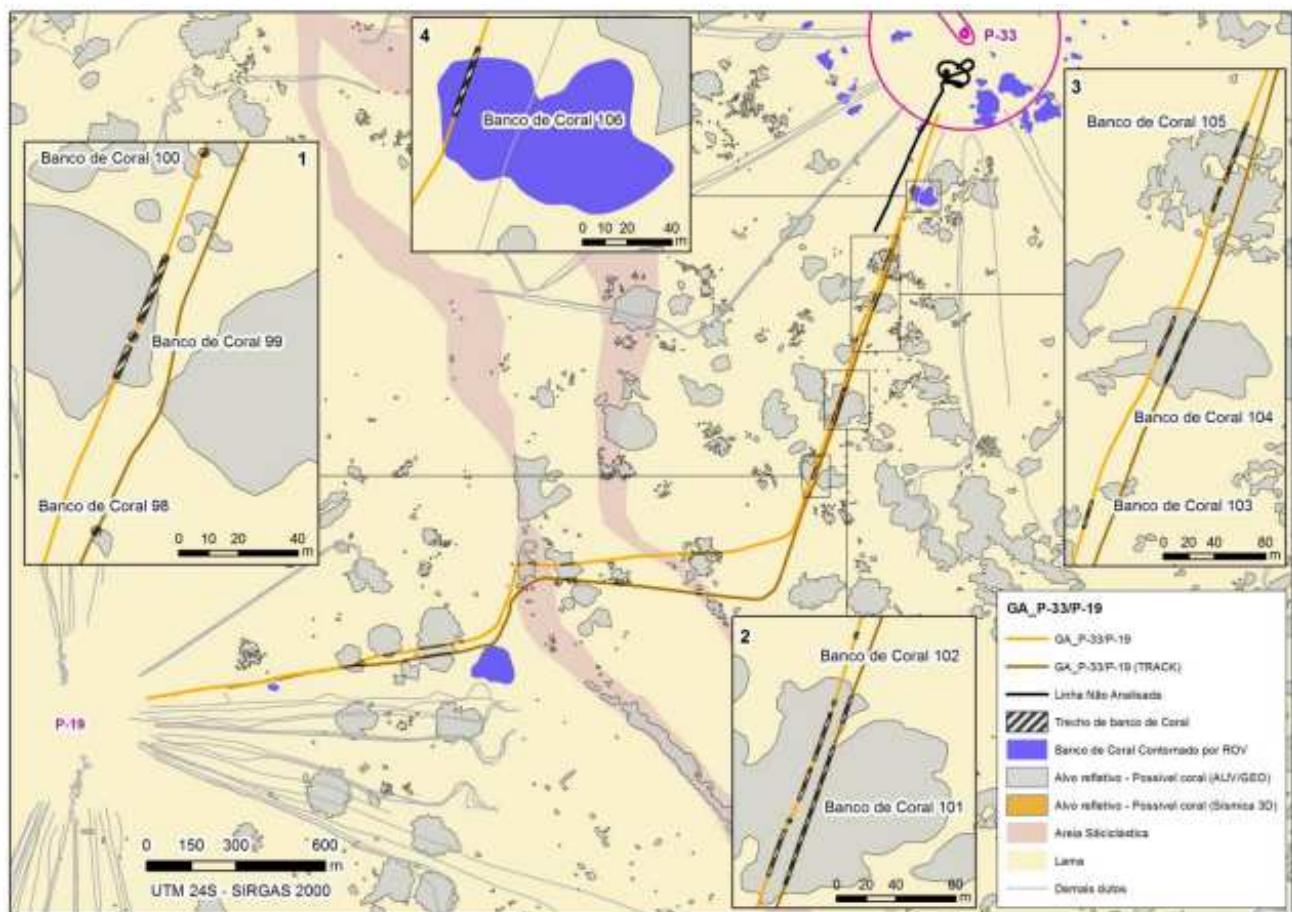


Figura 7.1-X – Gasodutos que interligam a P-33 à P-19, com alvos refletivos identificados por AUV e bancos de coral comprovados por ROV. Área próxima à P-33.

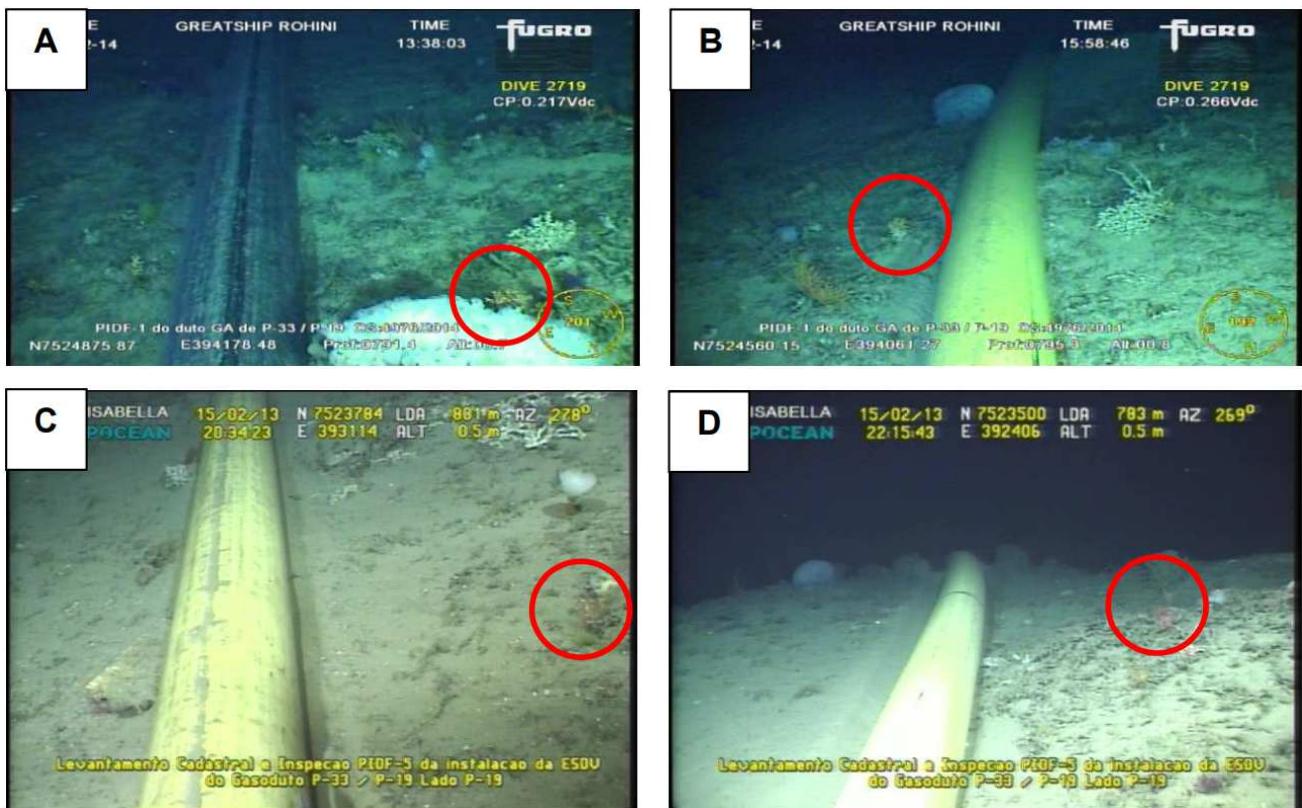


Figura 7.1-XI – Bancos de coral observados sob os gasodutos que interligam a P-33 à P-19. Colônias vivas de coral formador indicadas pelos círculos vermelhos.

Sistemas de ancoragem

Durante a análise parcial das oito amarras do sistema de ancoragem da P-33 sobrepostos ao levantamento geofísico, foram observados 19 alvos refletivos ao longo de suas linhas, dos quais sete foram validados como banco de coral a partir da análise dos vídeos recuperados (**Figuras 7.1-XII e 7.1-XIII**). Além destes, foi observada a ocorrência de três bancos de coral sem correspondência com alvos refletivos, sendo que um já havia sido contornado por ROV anteriormente na área de sombra do levantamento geofísico (**Figura 7.1-XII – Detalhe 5**), totalizando 10 bancos de coral sob as amarras de fundo. O sistema de amarra #3 encontra-se rompido e caído no fundo, impactando accidentalmente o Banco de Coral 82. Somente os sistemas 3 e 7 foram integralmente analisados (**Figura 7.1-XII**). Todos os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte, e em um foi observada a ocorrência de colônias vivas de corais formadores da espécie *Solenosmilia variabilis* (**Figura 7.1-XIII**).

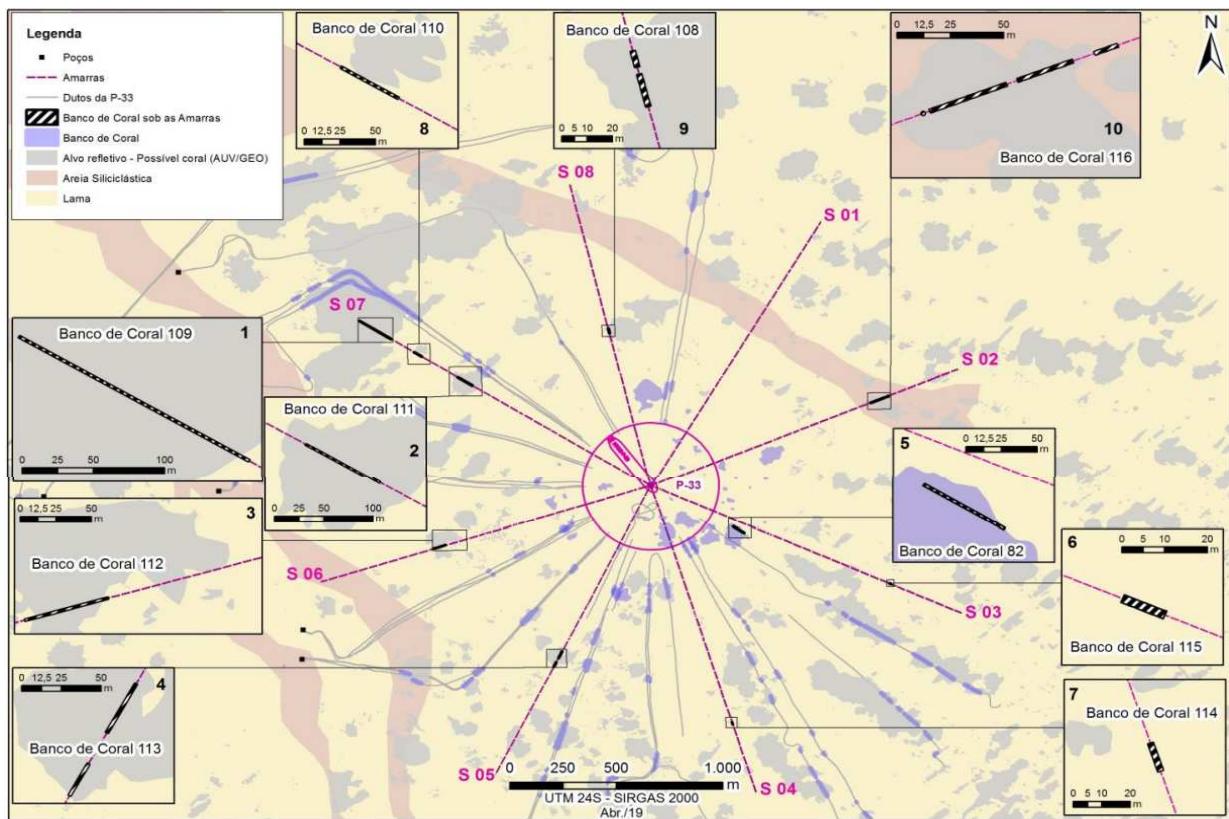


Figura 7.1-XII – Sistema de amarras da P-33, com alvos refletivos identificados por AUV e bancos de coral comprovados por ROV. O sistema de amarras está representado de forma esquemática e sem precisão de posicionamento.

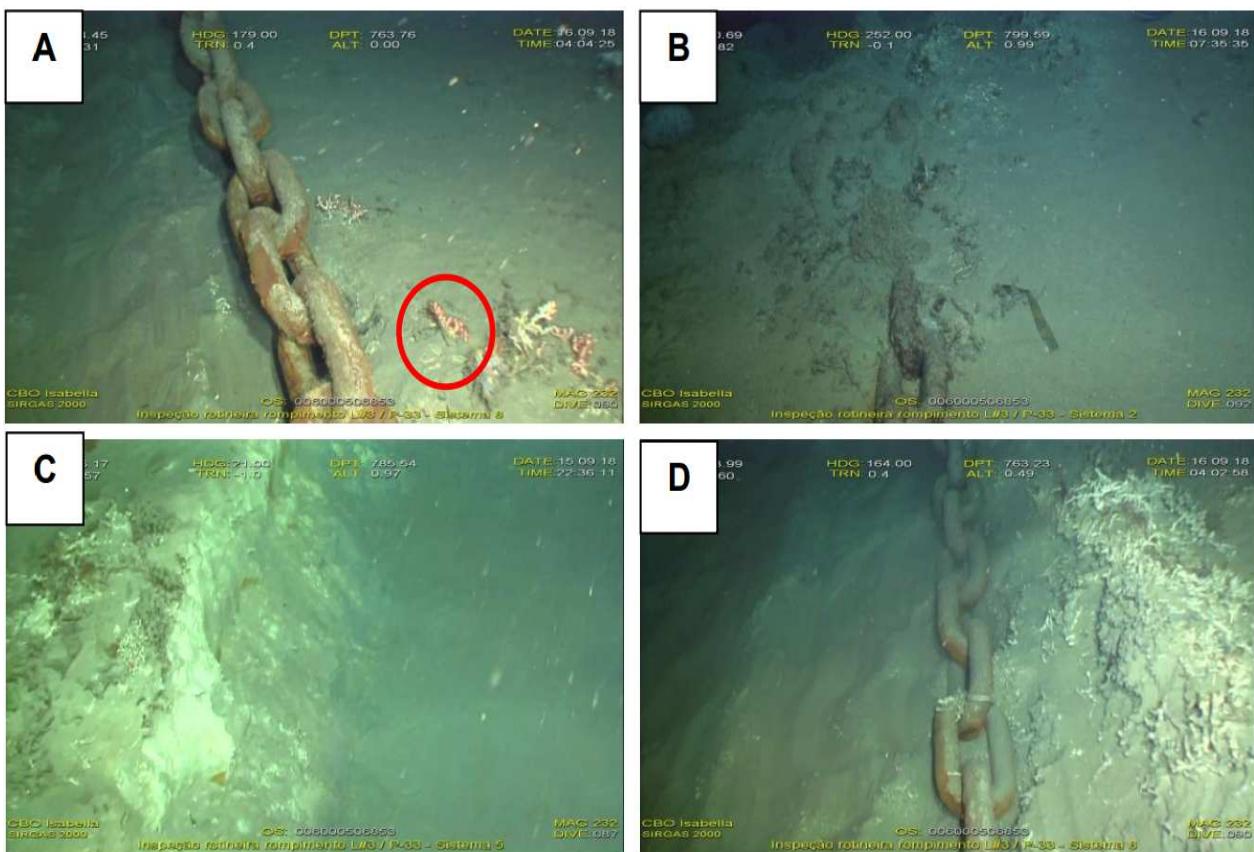


Figura 7.1-XIII – Bancos de coral observados sob as amarras do sistema de ancoragem da P-33. Colônias vivas de coral formador indicadas pelo círculo vermelho.

Impactos Físicos das Instalações Submarinas sobre os Bancos de Corais

Foram observados impactos físicos diretos nos bancos, provocados tanto pelas linhas de ancoragem quanto pelos dutos flexíveis analisados (trechos de fundo de *risers* e *flowlines*) interligados à P-33.

A exploração estatística da fração de impacto sofrido pelos bancos e de suas áreas (em m²) levou à definição de quatro quadrantes que classificam os bancos de coral de Marlim e Voador. Assim, aqui também serão utilizadas estas classificações para refletir a sensibilidade ambiental dos bancos de coral. Esta classificação será apresentada nas AIAs, mostradas em capítulos seguintes deste PDI, agrupada como:

- Sensibilidade alta: Comunidade bentônica – formações coralíneas: bancos grandes com ou sem impacto e bancos pequenos sem impacto. Nesta classe, a fração impactada seria sempre menor que 8% da área do banco. São equivalentes aos bancos dos quadrantes Q1, Q2 e Q3;
- Sensibilidade média: Comunidade bentônica – formações coralíneas: bancos pequenos com impacto. Aqui, a fração impactada seria maior que 8% da área do banco, podendo chegar a 100%. É equivalente aos bancos do quadrante Q4.

Os bancos de coral apresentaram, em geral, matriz formada por fragmentos e esqueletos de corais formadores de pequeno porte. Não foram observados recifes de corais de águas profundas (altura > 1m). Colônias vivas de corais formadores (principalmente da espécie *Solenosmilia variabilis*) foram observadas na região da P-33, demonstrando potencial de crescimento e recuperação dos bancos. As **Figuras 7.1-II, 7.1-IV, 7.1-VI, 7.1-VIII, 7.1-XI e 7.1-XIII** mostram exemplos do fundo na região de alguns dos dutos. Pode ser observado que há contato entre as estruturas e os bancos de corais. Foram observados outros organismos nos bancos, como esponjas e octocorais. Uma característica de bancos de coral de águas profundas é a ocorrência de colônias mortas em maior proporção que as colônias vivas, juntamente com áreas de sedimento entremeado. Apesar disso, a parte morta geralmente apresenta maior diversidade biológica associada (MORTENSEN, 2006).

Todas as 30 interligações que fazem parte do escopo do projeto de descomissionamento de P-33 têm interferência confirmada ou potencial com bancos de corais profundos.

Duas destas interligações têm, comprovadamente, apenas toques em bancos de coral classificados como Q4, conforme visto na **Tabela 7.1-I**. As duas interligações (6,66% do número total) com toques somente em bancos Q4 são:

- GL_P-33/7-MRL-109 – toque em 1 banco Q4 (5 m² de área efetiva impactada);
- PO_7-MRL-109/P-33 – toque em 2 bancos Q4 (12 m² de área efetiva impactada);

O UH do poço 7-MRL-99D, d... e acordo com a **Tabela 7.1-I**, apresenta apenas contato com banco classificado como Q4, porém, este umbilical teve imageamento parcial. O **Anexo 16** GEOPDF Bancos de Coral x Sistemas de Escoamento e Ancoragem de P-33 ilustra o potencial para ocorrência de toques em bancos Q1 e Q2 na região sem levantamento. Conforme já mencionado no **Capítulo 3.3 – Dutos**, a linha de produção (PO) do poço 7-MRL-99D-RJS sofreu queda do *riser*, e apesar de ainda não ter sido concluído o mapeamento do *riser* caído, não é esperado qualquer interferência deste com formações coralíneas, pois, conforme pode ser visto no **Anexo 16** GEOPDF Bancos de Coral x Sistemas de Escoamento e Ancoragem, não foram identificados alvos refletivos ou bancos de coral sob o trecho ora suspenso do *riser*. Esta área, que fica na "sombra" da P-33, foi complementarmente levantada com *survey* por sonar do ROV em 2016.

Foram calculadas as áreas potencialmente e efetivamente impactadas. Em alguns casos, a área potencialmente impactada pode ser maior do que a efetivamente impactada, pois o contorno dos alvos pode incluir áreas que apresentem refletividade, entretanto sem nenhuma feição de superfície, e consequentemente, não havendo contato efetivo com a linha. O contrário também pode ser observado, quando a área efetivamente impactada foi maior do que a potencialmente impactada, pois foram identificados em vídeos fragmentos de coral se estendendo além da área do alvo refletivo originalmente mapeado.

Como consta no EIA/RIMA da Revitalização de Marlim e Voador, há alta correspondência (93% ou mais, segundo verificação para o campo de Marlim) entre os alvos refletivos de alta resolução e bancos de coral. Os alvos refletivos para essa região foram identificados através do dado geofísico de alta resolução gerado por Autonomous Underwater Vehicles (AUV) através da combinação de dados de Side Scan Sonar (SSS) e batimetria multifeixe. Já o levantamento direto de bancos de coral, permite a validação dos alvos refletivos enquanto ambiente sensível ou categoriza os mesmos como outra feição, sendo realizado por imageamento através de Remotely Operated Vehicle (ROV) - a exemplo do que é

realizado no PMAR-BC. Contudo, apesar de haver alta correspondência, é esperado que os alvos refletivos e os bancos identificados por ROV tenham delimitações espaciais diferentes, dada a natureza distinta da informação de origem. Outras situações esperadas envolvem encontrar um banco de coral sem correspondência com um alvo refletivo (em função da resolução do método geofísico ou deslocamento espacial dos levantamentos), ou o oposto, um alvo refletivo ser visitado e não ser confirmado como banco de coral (pela gênese ou classificação distinta de um banco de coral de água profunda, como é o caso de carbonatos autigênicos). Assim, ambos os métodos são complementares entre si, pois cada qual apresenta vantagens e desvantagens, a citar. Demais detalhamentos sobre estes métodos foram informados na Resposta ao Parecer Técnico Nº 286/2021 protocolado no Ibama em Outubro/2021.

Em alinhamento com as informações apresentadas no PDI Parcial da P-33, na Resposta ao Parecer Técnico Nº 286/2021, e em consonância com a identificação do relatório do PMAR-BC, na **Tabela 7.1-I**, a seguir, apresenta-se a quantificação das interferências do sistema submarino de P-33 em bancos de coral. Destaca-se que os bancos 45, 47, 48 e 49 estavam em contato com o *riser* do MRL-109, recolhido em 2020.

Tabela 7.1-I: Identificação dos bancos de coral sob linhas do arranjo submarino de P-33, área total do alvo refletivo interpretado pelo método geofísico, área potencialmente impactada (contato previsto entre linhas/alvos utilizando SIG) e área efetivamente impactada (contato confirmado entre linhas/bancos de coral por imageamento com ROV).

Bancos de Coral	Poço / Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m ²)	Área Potencial Impactada (m ²)	Área Potencial Impactada (%)	Área Efetiva Impactada (m ²)	Área Efetiva Impactada (%)	Quadrante (Potencial)
BANCO 01	8-MRL-057DA	UH; PO	2232	118	5,3	150	6,7	1
BANCO 02		IA	127	18	14,2	100	78,7	4
BANCO 03 ²		IA	3	0	-	3	100	**
BANCO 04		UH	6728	121	1,8	78	1,2	1
BANCO 05 ²		UH	3	0	-	3	100	**
BANCO 06		UH	74	19	25,7	29	39,2	4
BANCO 07		IA	30656	195	0,6	100	0,3	1
BANCO 08		IA	1234	29	2,4	16	1,3	1
BANCO 09		UH	1749	81	4,6	65	3,7	1
BANCO 10		IA	4056	150	3,7	66	1,6	1
BANCO 11		UH	110	10	9,1	32	29,1	4
BANCO 12		IA	339	26	7,7	20	5,9	1
BANCO 13		UH	494	30	6,1	22	4,5	1
BANCO 14		IA	47679	320	0,7	262	0,5	1
BANCO 15		UH	73	16	21,9	6	8,2	4
BANCO 16		UH	2981	99	3,3	88	3	1
BANCO 17	7-MRL-088H	GL; PO	73	21	28,8	12	16,4	4

BANCO 18		GL; PO	28243	174	0,6	290	1	1
BANCO 19		PO	875	40	4,6	40	4,6	1
BANCO 20	7-MRL-089D	UEH; PO	113	27	23,9	3	2,7	4
BANCO 21 ²		UEH	3	0	-	3	100	**
BANCO 22		UEH; GL; PO	24229	379	1,6	303	1,3	1
BANCO 23		GL; PO	377	80	21,2	6	1,6	2
BANCO 24		UEH	871	135	15,5	74	8,5	2
BANCO 25	8-MRL-090D	UEH	530	44	8,3	13	2,5	2
BANCO 26		UEH	2805	93	3,3	78,3	2,8	1
BANCO 27		UEH	125961	1623	1,3	519,1	0,4	1
BANCO 28		IA; UEH	929	157	16,9	131	14,1	2
BANCO 29		IA; UEH	9619	151	1,6	83,8	0,9	1
BANCO 30		IA; UEH	6435	257	4	213	3,3	1
BANCO 31		UEH	1360	17	1,3	29,1	2,1	1
BANCO 32		UEH	13291	220	1,7	220	1,7	1
BANCO 33 ²		IA	40	40	100	40	100	4
BANCO 34 ²		IA	23	23	100	23	100	4
BANCO 35 ²		IA	17	17	100	17	100	4
BANCO 36	7-MRL-099D	GL; PO	17320	799	4,6	163	0,9	1
BANCO 37		GL; PO	1317	219	16,6	136	10,3	2
BANCO 38		GL	5153	138	2,7	105	2	1
BANCO 39		GL	5455	669	12,3	326	6	2
BANCO 40 ²		UH	30	18	60	16	53,3	4
BANCO 41		GL	60	0	-	10	16,7	**
BANCO 42 ²		GL	24	0	-	24	100	**
BANCO 43	7-MRL-109H	PO	71	27	38	12	16,9	4
BANCO 44		GL	37	9	24,3	5	13,5	4
BANCO 46		UH	1297	67	5,2	119	9,2	1
BANCO 50	7-MRL-127H	UH; PO	10351	443	4,3	254	2,5	1
BANCO 51		UH; PO	22257	333	1,5	462	2,1	1
BANCO 52		PO	1280	97	7,6	109	8,5	1
BANCO 53		UH; PO	12940	163	1,3	246	1,9	1
BANCO 54		UH; PO	739	73	9,9	61	8,3	2
BANCO 55		PO	1164	20	1,7	23	2	1
BANCO 56		UH	37	0	-	76	205,4	**
BANCO 57		UH	81	9	11,1	44	54,3	4
BANCO 58		UH	7824	219	2,8	174	2,2	1
BANCO 59		UH	228	27	11,8	52	22,8	4
BANCO 61	7-MRL-220HP	GL; UEH	9689	313	3,2	75	0,8	1
BANCO 62		PO	6584	28	0,4	41	0,6	1
BANCO 63 ²		GL	64	0	-	64	100	**
BANCO 64 ²		PO	7	0	-	7	100	**
BANCO 65 ²		PO	7	0	-	7	100	**
BANCO 66		GL	5599	173	3,1	175	3,1	1

BANCO 67	PO	109	21	19,3	10	9,2	4
BANCO 68 ¹	GL; PO	467750	6436	1,3	5025	0,8	1
BANCO 69	PO	38	14	36,8	26	68,4	4
BANCO 70	PO	499	30	6	73	14,6	1
BANCO 71	GL	100	0	-	43	43	**
BANCO 72	GL	133	11	8,3	29	21,8	4
BANCO 73	GL	964	86	8,9	55	5,7	2
BANCO 74 ²	PO	7	7	100	7	100	4
BANCO 75 ²	PO	23	0	-	23	100	**
BANCO 76	GL; PO	18504	503	2,7	254	1,4	1
BANCO 77 ²	PO	19	0	-	19	100	**
BANCO 78	O (OESTE)	88325	842	1	268	0,3	1
BANCO 79	O (OESTE)	1169	70	6	34	2,9	1
BANCO 80	O (LESTE)	43189	716	1,7	984	2,3	1
BANCO 81	O (LESTE)	78504	772	1	969	1,2	1
BANCO 82 ¹ ³	O (LESTE)	8820	181	2,1	305	2,1	1
BANCO 83 ³	O (LESTE)	5957	77	1,3	77	1,3	1
BANCO 84	GA; GA (TRACK)	5948	254	4,3	252	4,2	1
BANCO 85	GA	9546	89	0,9	68	0,7	1
BANCO 86	GA (TRACK)	2516	0	-	21	0,8	2
BANCO 87	GA	23770	519	2,2	393	1,7	1
BANCO 88	GA	5620	127	2,3	65	1,2	1
BANCO 89	GA	7382	175	2,4	90	1,2	1
BANCO 90	GA (TRACK)	92	13	14,1	50	54,3	4
BANCO 91	GA (TRACK)	84	16	19	32	38,1	4
BANCO 92	GA (TRACK)	105	4	3,8	8	7,6	3
BANCO 93	GA (TRACK)	28	10	35,7	7	25	4
BANCO 94	GA (TRACK)	176	7	4	37	21	3
BANCO 95	GA (TRACK)	99	5	5,1	18	18,2	3
BANCO 96	GA (TRACK)	46	8	17,4	20	43,5	4
BANCO 97	GA	7297	125	1,7	187	2,6	1
BANCO 98	GA (TRACK)	34	2	5,9	7	20,6	3
BANCO 99	GA	2786	72	2,6	77	2,8	1
BANCO 100 ²	GA	7	0	-	7	100	**
BANCO 101	GA; GA (TRACK)	24596	581	2,4	424	1,7	1

BANCO 102 ²		GA	8	0	-	8	100	**
BANCO 103 ²		GA	44	0	-	44	100	**
BANCO 104		GA; GA (TRACK)	5304	236	4,4	173	3,3	1
BANCO 105		GA	4947	274	5,5	134	2,7	1
BANCO 106 ¹		GA	4669	196	4,2	181	3,9	1
BANCO 106 ¹		UEH_ESDV/P-33	UEH	4669	196	4,2	181	3,9
BANCO 107 ²		UEH	25	25	100	25	100	4

Tabela 7.1-II: Continuação - Parte do bundle do poço MRL-181 foi analisado, cuja informação é complementar ao que foi anteriormente apresentado no PMAR-BC (2018)

Bancos de Coral	Poço / Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m ²)	Área Potencial Impactada (m ²)	Área Potencial Impactada (%)	Área Efetiva Impactada (m ²)	Área Efetiva Impactada (%)	Quadrante (Potencial)
BANCO 68 ¹	8-MRL-181D	IA; UEH	467750	6436	1,3	5025	0,8	1
BANCO 117		IA; UEH	17752	355	2	292	1,6	1
BANCO 118		IA	48	17	35	14	29	4
BANCO 60 ²		UEH	9	0	-	9	100	**

1 Banco duplicado na tabela, pois é tocado por linhas de *bundles* diferentes. As áreas efetiva e potencial apresentam o somatório de impactos para todas as interferências detectadas.

2 Banco de coral (obstáculo natural) sem correspondência com alvo refletivo.

3 Banco de coral contornado por ROV, cujo trecho de impacto efetivo foi aproximado a área de impacto potencial.

** Não foi possível classificar em quadrante por não ter um alvo refletivo/contorno de banco de coral.

Complementarmente ao apresentado no relatório do PMAR-BC (2018), o sistema de ancoragem de P-33 foi avaliado quanto a sua interferência em bancos de coral, conforme é apresentado na **Tabela 7.1-III**.

Tabela 7.1-III: Identificação dos bancos de coral sob linhas do arranjo submarino de P-33, área total do alvo refletivo interpretado pelo método geofísico, área potencialmente impactada (contato previsto entre linhas/alvos utilizando SIG) e área efetivamente impactada (contato confirmado entre linhas/bancos de coral por imageamento com ROV).

Bancos de Coral	Poço / Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m ²)	Área Potencial Impactada (m ²)	Área Potencial Impactada (%)	Área Efetiva Impactada (m ²)	Área Efetiva Impactada (%)	Quadrante (Potencial)
BANCO 82 ¹	Ammarras P-33	SISTEMA 3	8820	181	-	305	1,4	2
BANCO 108		SISTEMA 8	38374	150	0,4	42	0,1	1
BANCO 68 ¹		SISTEMA 7	467750	6436	1,3	5025	0,8	1
BANCO 110		SISTEMA 7	2342	88	3,8	88	3,8	1
BANCO 76		SISTEMA 7	18504	503	2,7	254	1,4	1
BANCO 112		SISTEMA 6	13190	148	2,1	114		1
BANCO 113		SISTEMA 5	9293	193	2,1	122	1,3	1
BANCO 114 ²		SISTEMA 4	0	0	-	22	100	**
BANCO 115 ²		SISTEMA 3	0	0	-	20	100	**
BANCO 116		SISTEMA 2	10745	185	1,7	149	1,4	1

1 Banco duplicado na tabela, pois é tocado por linhas de *bundles* diferentes. As áreas efetiva e potencial apresentam o somatório de impactos para todas as interferências detectadas.

2 Banco de coral (obstáculo natural) sem correspondência com alvo refletivo.

** Não foi possível classificar em quadrante por não ter um alvo refletivo/contorno de banco de coral.

Importante reforçar que em virtude da catenária formada pelas linhas, na área do TDP existe ainda uma movimentação natural lateral e vertical provocada pela resultante das ações das ondas, dos ventos e das correntes. Nestas regiões, a área exata do TDP e seu entorno estarão sujeitas ao contato físico com a amarra de aço (correntes) e linhas flexíveis, sendo natural que eventuais organismos ou formações biogênicas aí localizadas sejam afetados por tais movimentações em condições mais adversas de mar, ainda que a maior parte do tempo tais linhas e principalmente as amarras de fundo permaneçam estáticas, conforme pode ser constatado na **Figura 7.1-XIV**.

Ressalta-se que a maior parte do trecho de fundo (75% aproximadamente) será mantido imóvel, para que as interferências possam ser reduzidas.



Figura 7.1-XIV: Exemplos dos bancos de coral encontrados sob o sistema submarino da P-33. Linha superior: linha de ancoragem #3; Linha central, esquerda: Gasoduto P-33/P-19; Linha central, direita: Linha de gas-lift do poço 7-MRL-220HP; Linha inferior: UEH do poço 7-MRL-127HB. Podem ser observadas colônias vivas de *Solenosmilia variabilis*, em destaque nas fotos.

Importante salientar que “o arcabouço formado pelas colônias mortas e o cascalho de corais foram os substratos mais expressivos dos bancos carbonáticos na Bacia de Campos, favorecendo a instalação e o desenvolvimento de organismos sésseis como colônias vivas de escleractíneos, octocorais (das famílias anteriormente mencionadas) e esponjas de vidro que, por sua vez, constituem micro-habitats que propiciam refúgio, áreas de alimentação e de reprodução para diversas espécies da megafauna. Este fato é conhecido por outras regiões do mundo, onde a maioria das espécies associadas é encontrada no arcabouço de colônias mortas de corais” (CAVALCANTI *et al.*, 2017).

Desta forma, não pode ser deixado de lado a importância de bancos de coral, independentemente da sua matriz estar íntegra ou não, bem como de apresentar ou não colônias vivas, pois há toda uma comunidade que se beneficia de um substrato consolidado em meio ao sedimento circundante. Inclusive, a nomenclatura adotada por CAVALCANTI *et al.* (2017), de “bancos carbonáticos de corais”, tem explicação justamente na sobreposição natural de esqueletos de coral e sedimentos, no tempo geológico, de modo a formar um arcabouço rígido e poroso preenchido por lama que constitui os altos topográficos identificados como alvos refletivos pelos métodos geofísicos utilizados. Justamente por sua localização no talude continental, ocorrem importantes movimentos de massa e outros fenômenos oceanográficos, como correntes e ondas internas, que moldam o ambiente ao mesmo tempo que fornecem o aporte sedimentar e de nutrientes para continuidade destes ecossistemas.

Avaliação de Presença de Coral-Sol

Inspeções realizadas entre 2013 e 2017 mostraram que colônias de coral-sol podem ser encontradas entre os organismos incrustados no casco da UEP, nos *risers* e linhas de ancoragem da P-33. Foi registrada densidade em geral média em todas as linhas de ancoragem, porém sem registro da profundidade de ocorrência pois as inspeções foram feitas com mergulho. Encontradas colônias nos 22 *risers*, com densidade baixa/média, sendo a máxima profundidade registrada de 93 metros (na linha de injeção de água do poço MRL-181). Já no casco, a alta densidade de colônias foi registrada na maioria das estruturas. A **Figura 7.1-XV** ilustra a situação das incrustações nas linhas de ancoragem, *risers* e casco da UEP.

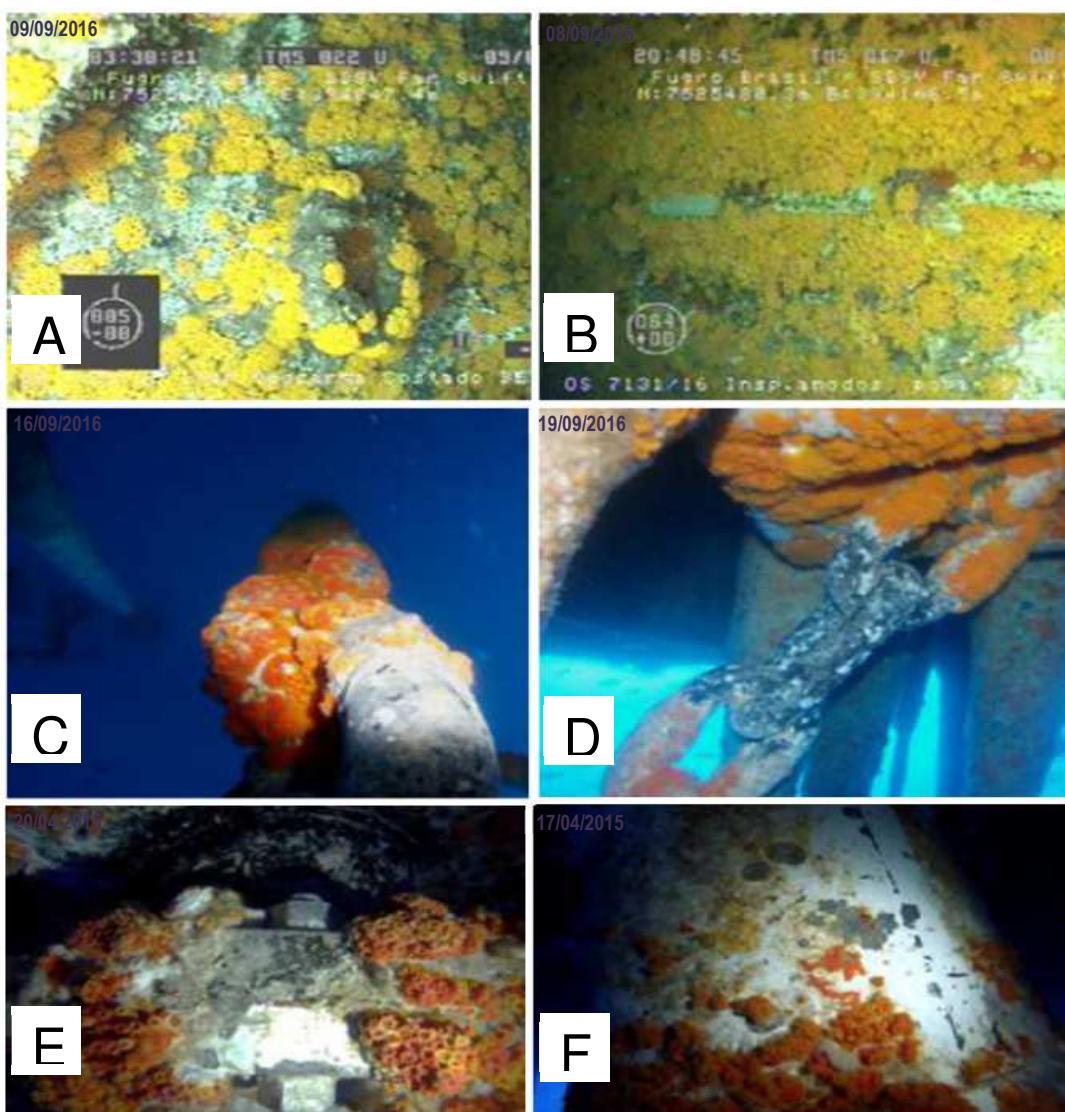


Figura 7.1-XV: Exemplos de registros de colônias de coral-sol dentre os organismos incrustados na P-33 e seus sistemas. **A)** Colônias de coral-sol sobre a descarga (overboard 4), popa (BE). **B)** Colônias de coral-sol sobre anodo (AA-7), popa (BB). **C)** Colônias de coral-sol sobre elos da amarra #6. **D)** Colônias de coral-sol sobre elos da amarra #7. **E)** Colônia de coral-sol sobre riser do UH_P-33/7-MRL-109. **F)** Colônia de coral-sol sobre riser do O_P-26/P-33-LESTE 10".

Como dito, na Bacia de Campos são esperadas temperaturas baixas junto ao fundo da região onde encontra-se a P-33. Corroborando esta afirmação pode ser observado o mapa de “zonas de temperatura abaixo de 12°C segundo a probabilidade anual” (**Anexo 17**), que indica que a P-33 encontra-se em “zona favorável” (**Figura 7.1-XVI**), ou seja, em área onde a temperatura junto ao fundo é inferior a 12°C em todo o ano, impossibilitando a sobrevivência do coral-sol (BATISTA *et al.*, 2017).

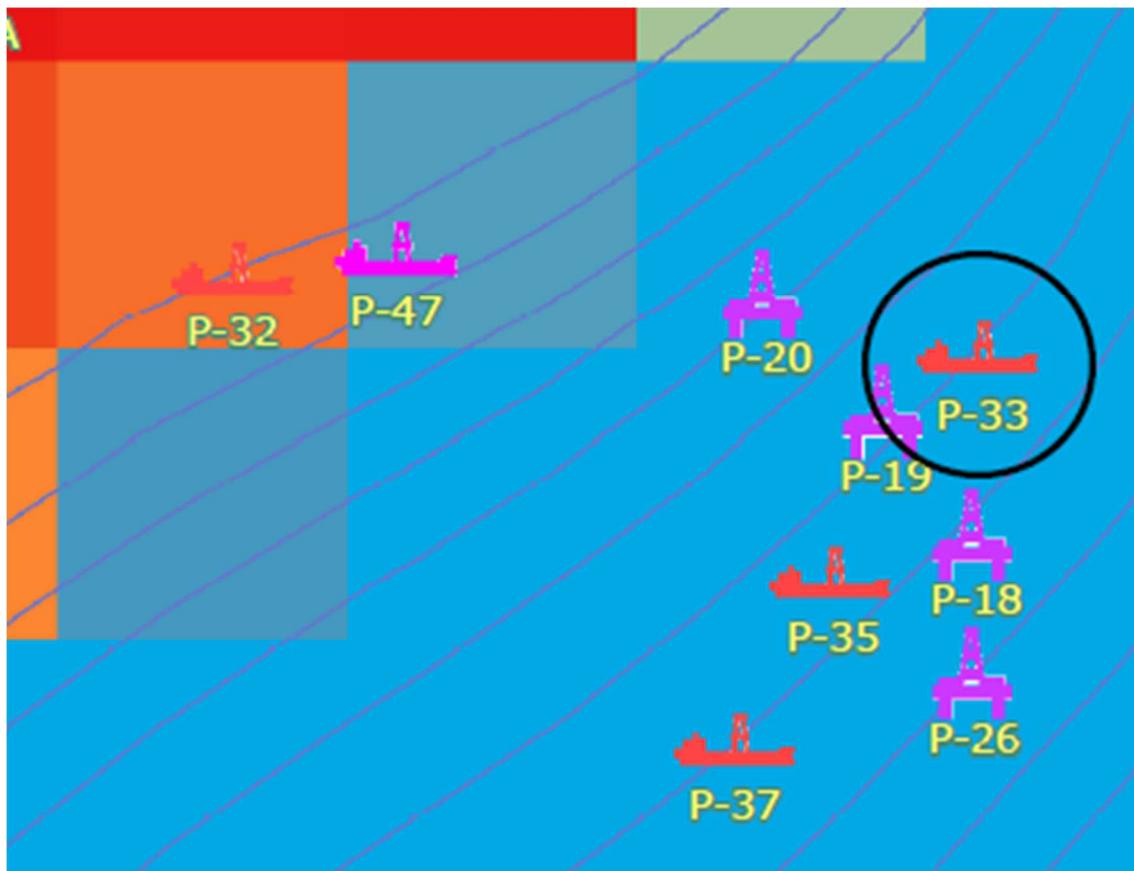


Figura 7.1-XVI: Recorte do mapa de “zonas de temperatura abaixo de 12°C segundo a probabilidade anual” (**Anexo 17**). A P-33 (circulada) encontra-se na “zona favorável” à não-sobrevivência do coral-sol, apresentando temperatura abaixo de 12°C ao longo de todo o ano.

7.1.1 - Análise de Riscos e Avaliação de Impactos Ambientais

Considerando as destinações finais propostas para o sistema submarino (linhas flexíveis e equipamentos submarinos), *skids* de anodos, pesos mortos, “sucatas”, sistema de ancoragem e plataforma que fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-33 (ver **Capítulos 3 e 5**), bem como as atividades/operações descritas nesse documento (ver **Capítulo 5.3.2**) e a caracterização dos meios físico e biótico (ver **Capítulo 7.1**), foram elaboradas Análise de Riscos Ambientais (APP – Análise Preliminar de Perigos) e Avaliação de Impactos Ambientais (AIA), assim como a proposição de medidas mitigadoras, as quais são apresentadas no **Anexo 11**.

7.2.1 – Aspectos de Socioeconomia

O presente item tem como finalidade apresentar o cenário socioeconômico da região da Bacia de Campos, visando subsidiar a identificação e análise de impactos socioambientais

associados ao Projeto de Descomissionamento da P-33. Para tanto, foram consideradas as particularidades da plataforma (e seu sistema de produção) e os aspectos das atividades de descomissionamento, sendo destacadas as seguintes características:

- A Bacia de Campos configura-se como uma região de intensa atividade petrolífera há mais de 40 anos, caracterizando-se por apresentar, além desta, mais duas atividades econômicas predominantes: a pesca e o turismo;
- A P-33 é uma unidade marítima produtora instalada em uma lâmina d'água de 782 m (LDA profunda) e localizada a aproximadamente 105 km da costa do Estado do Rio de Janeiro. Com operação iniciada em 1998, a P-33 é um FPSO e tem como finalidade a produção, armazenagem e transferência de óleo e gás. O encerramento de sua atividade (parada de produção) ocorreu em julho de 2019.
- Para esta análise considerou-se que a plataforma será alienada na locação e enviada para o exterior, conforme considerado no **Capítulo 5.2**.
- Como infraestrutura de apoio para as atividades de descomissionamento, estão previstas as seguintes bases de apoio portuário e aeroportuário:
 - Base de Niterói - BANIT (Niterói/RJ);
 - Base de Vitória - BAVIT (Vitória/ES);
 - Porto do Açu (São João da Barra/RJ);
 - Porto de Imbetiba (Macaé/RJ);
 - Aeroporto de Macaé;
 - Heliporto Farol de São Tomé.
- Considerando as bases de apoio portuário supracitadas, não estão previstas alterações nas rotas já utilizadas nas rotinas operacionais da Petrobras.
- As embarcações de apoio a serem utilizadas fazem parte do pool da Petrobras e já são utilizadas na rotina das atividades de descomissionamento, não sendo prevista a contratação de embarcações extras;
- Dentre os resíduos a serem gerados pelo processo de descomissionamento da P-33, destacam-se: (i) tambores com borra comum, (ii) resíduos de bioincrustação oriundos das operações de desancoragem e (iii) resíduos metálicos/poliméricos. Tais resíduos serão encaminhados para coprocessamento em empresas licenciadas ou alienados (passíveis de reciclagem).

Dentre os fatores analisados, destacam-se a atividade pesqueira artesanal, a geração de *royalties* e participações especiais, a movimentação as embarcações de apoio à atividade de descomissionamento e infraestrutura de disposição final de resíduos, entre outros.

Para as atividades de descomissionamento da P-33 descritas neste PDI, embarcações de apoio serão utilizadas para as atividades de descomissionamento serão realizadas no período de 2026 a 2030, não se prevê um aumento significativo do tráfego marítimo na região. Tais embarcações têm um POB médio de 50 pessoas, ficando a critério da empresa contratada o emprego de mão de obra nacional ou internacional. Nesse sentido, pode-se associar ao descomissionamento em questão a manutenção de empregos diretos. O dimensionamento do impacto referente a empregos indiretos dependerá da necessidade ou não de hospedagem, transporte e alimentação dos trabalhadores, podendo gerar incremento ou manutenção de atividades econômicas ligadas ao setor de serviços em nível regional na Bacia de Campos.

Considerando as bases de apoio portuário indicadas, observa-se que as rotas das embarcações de apoio nas atividades de descomissionamento serão as já utilizadas nas rotinas operacionais da Petrobras. Para avaliação da pressão na infraestrutura portuária, há que se considerar que os procedimentos para a execução do *pull out* e recolhimento dos *risers*, desancoragem e recolhimento das amarras de topo e cabos de aço, bem como a saída da unidade da locação, ocorrerão ao longo de 2022 e 2023.

Como a maior parte do material oriundo (ex.: metais e polímeros) dessas atividades de descomissionamento da P-33 é passível de reciclagem, não há previsão de pressão sobre as infraestruturas de tratamento e disposição final de resíduos.

A atividade pesqueira artesanal é considerada de alta relevância econômica e histórica para a região da Bacia de Campos. As comunidades pesqueiras artesanais possuem frota de embarcações próprias com utilização de diferentes técnicas de pesca (ex.: espinhel de superfície, linhas diversas, arrasto duplo e simples, puçá e rede de emalhe, entre outras), capturando variadas espécies comerciais, especialmente em águas rasas, até 200 metros da costa. Apesar de ser uma frota de pesca artesanal, caracteriza-se por ter embarcações com elevada autonomia de navegação, principalmente as frotas de espinhéis e linhas diversas. Portanto, trata-se de atividade de sensibilidade alta em relação às interferências das atividades da indústria petrolífera e da pesca industrial.

O Plano de Monitoramento da Atividade Pesqueira – PMAP no Norte Fluminense, realizado pela Fundação Instituto de Pesca do Estado do Rio de Janeiro (FIPERJ, 2020), obteve dados sobre a pesca nos períodos de janeiro a dezembro dos anos de 2018 e 2019 nos principais municípios do Norte Fluminense, nos quais observa-se que, de toda a produção dos períodos, a pesca artesanal foi responsável por 91% e a pesca industrial por 9%. Levando em consideração somente os dados de captura da pesca artesanal, os municípios com maior produção estimada foram São Francisco de Itabapoana (49%), seguido de Campos dos Goytacazes (17%), Macaé (14%) e São João da Barra (13%).

Destaca-se que as frotas artesanais com incidência de pesca artesanal na região da Bacia de Campos, no Norte Fluminense, até a LDA de 782 metros, próximo à plataforma em questão, referem-se a São João da Barra, São Francisco de Itabapoana e Macaé. Mas, de modo geral, a pesca artesanal predomina na região mais rasa, até 200 metros, onde se dá a maior parte do quantitativo de capturas e esforço pesqueiro da região (FIPERJ, 2020), e onde também se concentra uma zona de movimentação de embarcações de apoio às atividades petrolíferas devido aos portos da Imbetiba e Açu. Outra frota pesqueira incidente na região das plataformas da Bacia de Campos, e que se sobrepõe às zonas de movimentações de embarcações de apoio da região, referem-se às frotas de espinhel e linhas diversas de Anchieta/ES e Piúma/ES (Petrobras, PMDP, 2021).

Quanto ao turismo, o litoral da Bacia de Campos apresenta municípios de grande concentração de atividades turísticas, com destaque para a Região dos Lagos, principalmente os municípios de Arraial do Cabo, Armação dos Búzios e Cabo Frio. Esses municípios atraem turistas e veranistas, gerando um dinamismo local significativo, inclusive em termos econômicos, com a criação de empregos e renda através de atividades relacionadas a este setor (ex.: artesanato, comércio e serviços).

Referente às atividades de Exploração & Produção, estas impulsionam setores da economia através da intensificação da demanda de bens e serviços relacionados ao setor de petróleo e gás, induzindo o setor terciário pela atração de investimentos e pela geração de renda.

Destacam-se, ainda, (i) a geração de *royalties* do petróleo, criados com o objetivo de caracterizar-se como compensação financeira mensal paga ao Estado pelas empresas que exploram e produzem petróleo (recurso natural não renovável), com vistas a garantir

os benefícios de hoje às gerações futuras através do investimento em infraestrutura e serviços públicos, e (ii) as participações especiais, criadas pela Lei do Petróleo - Lei nº 9.478/97, que funcionam como uma espécie de imposto que incide sobre os lucros extraordinários, contabilizados pelos campos petrolíferos de elevada produção e/ou de elevada rentabilidade.

No Estado do Rio de Janeiro, dos 92 municípios, 87 recebem *royalties*, sendo importante complemento – e muitas vezes a mais importante fonte de recursos e investimentos - da receita municipal. Na Bacia de Campos, os municípios da área de influência dos empreendimentos da Petrobras recebem esse recurso em diferentes proporções. Segundo a ANP, em 2019 foram transferidos para União, Estados e Municípios cerca de R\$ 23,4 bilhões referentes a *royalties* e R\$ 32,5 bilhões a título de pagamento de participações especiais, totalizando R\$ 55,9 bilhões.

Segundo dados da ANP e análises realizadas pelo Projeto de Educação Ambiental – PEA Territórios do Petróleo (desenvolvido pela Petrobras no âmbito do licenciamento ambiental da UN-BC), os municípios da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, mantinham alto nível de dependência financeira em relação às rendas petrolíferas. Tal condição influenciou significativamente os orçamentos dos últimos anos, os quais foram impactados pela diminuição da participação desse recurso na composição de suas receitas, ocasionada pela menor produção dos campos maduros e/ou encerramento da produção de alguns empreendimentos. (**Figura 7.2.1-I**).

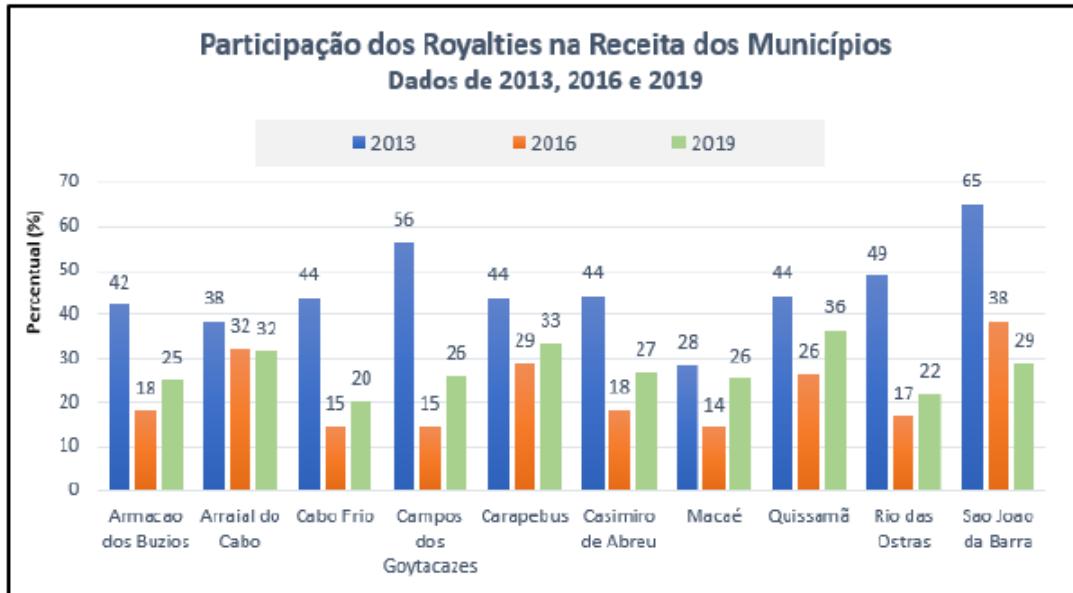


Figura 7.2.1-I: Nível de dependência em relação às rendas petrolíferas, em termos percentuais, comparando os anos de 2013, 2016 e 2019. Informações obtidas junto à equipe de pesquisa do PEATerritórios do Petróleo.

Os municípios confrontantes e recebedores de *royalties* provenientes da exploração do Campo de Marlim (**Figura 7.2.1-II**), onde a P-33 está inserida, não fogem a essa regra, e tiveram seus repasses reduzidos nos últimos anos, conforme os gráficos apresentados a seguir (**Figuras 7.2.1-III a 7.2.1-V**).

PERCENTUAIS MÉDIOS DE CONFRONTAÇÃO

MÊS DE CRÉDITO: Setembro de 2019
MÊS DE PRODUÇÃO: Julho de 2019

Percentuais médios de confrontação dos campos produtores correspondentes aos seus respectivos Municípios confrontantes:

Campo	Contrato de Concessão	Municipio	UF	% médio de confrontação
MARLIM	48000.003723/97-10-MRL	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	RJ	50,0000
MARLIM	48000.003723/97-10-MRL	MACAE-RJ	RJ	20,4045
MARLIM	48000.003723/97-10-MRL	RIO DAS OSTRAS-RJ	RJ	29,5955

Figura 7.2.1-II: Municípios confrontantes aos poços de produção do campo de Marlim e seus percentuais médios de confrontação. Extraído do site da ANP < <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/royalties>> em 23 de junho de 2020.

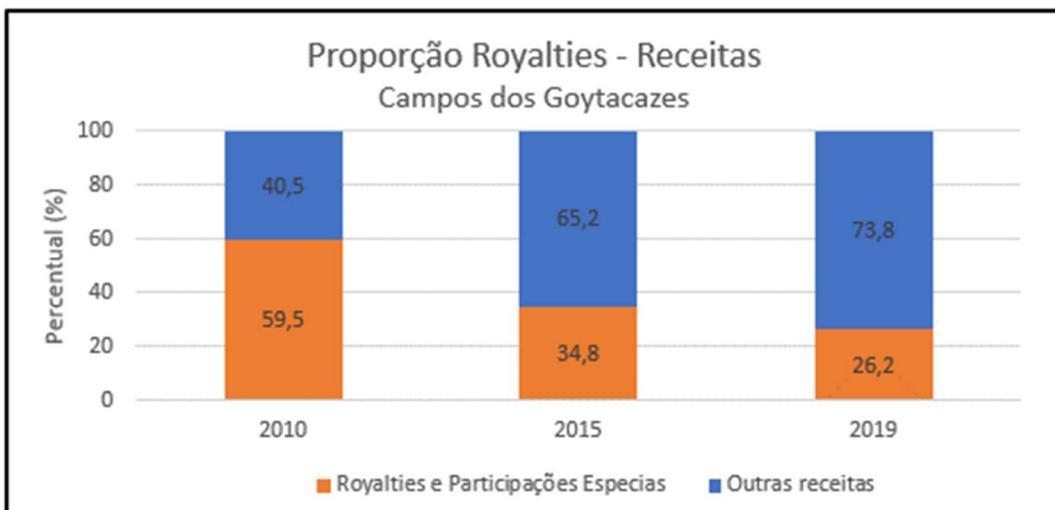


Figura 7.2.1-III: Proporção dos royalties e demais receitas no orçamento do município de Campos dos Goytacazes nos anos de 2010, 2015 e 2019. No período analisado observa-se uma queda significativa da participação dos royalties na receita do município. Dados da ANP, analisados e consolidados pelo PEA Territórios do Petróleo.

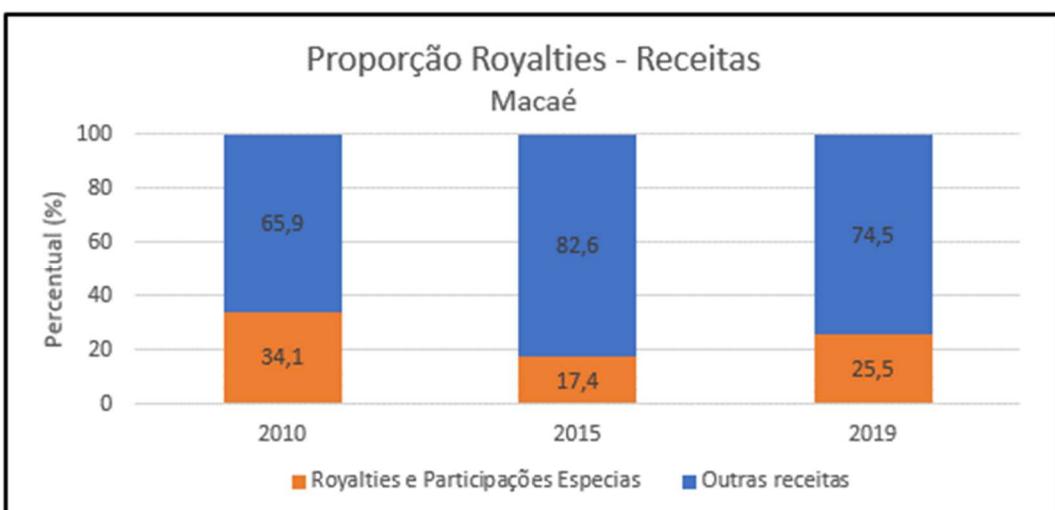


Figura 7.2.1-IV: Proporção dos royalties e demais receitas no orçamento do município de Macaé nos anos de 2010, 2015 e 2019. No período analisado observa-se uma queda da participação dos royalties na receita do município entre 2010 e 2015, e uma recuperação dessa participação entre 2015 e 2019. Dados da ANP, analisados e consolidados pelo PEA Territórios do Petróleo.

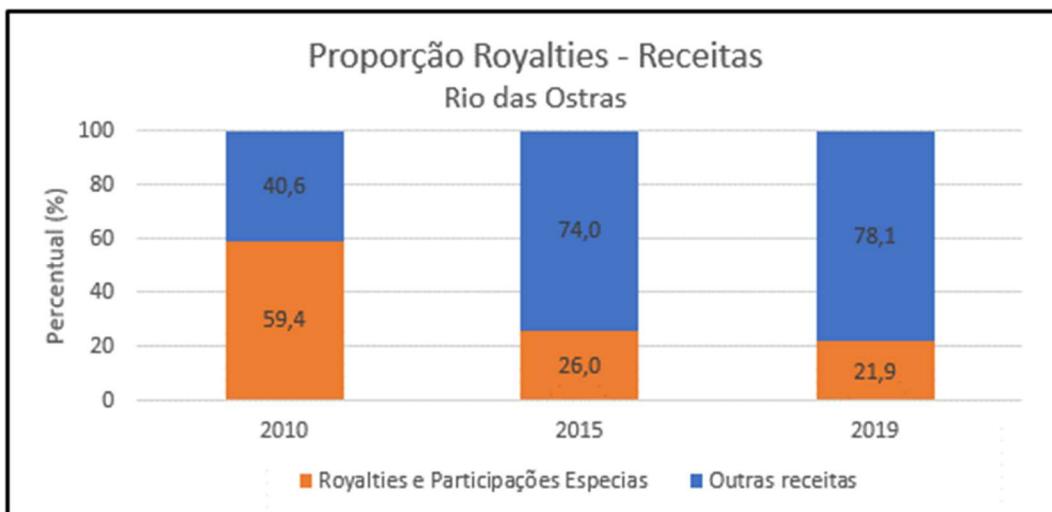


Figura 7.2.1-V: Proporção dos royalties e demais receitas no orçamento do município de Rio das Ostras nos anos de 2010, 2015 e 2019. No período analisado observa-se, assim como em Campos dos Goytacazes, uma queda significativa da participação dos royalties na receita do município. Dados da ANP, analisados e consolidados pelo PEA Territórios do Petróleo.

No período analisado, observa-se uma queda importante na participação dos *royalties* na receita dos municípios confrontantes. Adicionalmente, as novas políticas na distribuição dos *royalties* impactaram substancialmente os valores recebidos. Com a grave crise econômica que o país enfrenta, os municípios produtores também sofreram perdas na arrecadação de impostos em decorrência da redução dos investimentos de empresas, aumento do desemprego e diminuição da circulação de recursos financeiros na região.

Em uma visão geral sobre o Campo de Marlim, observa-se que a arrecadação dos *royalties* dos municípios confrontantes (Rio das Ostras, Campos dos Goytacazes e Macaé) diminuirá proporcionalmente. A previsão de descomissionamento de outras plataformas do Campo de Marlim tendem a potencializar essa perda de receita. Cabe ressaltar que, apesar do descomissionamento, está em andamento o Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, o que contribui para a minimização dos efeitos a partir da recuperação do volume de produção/capacidade, mantendo parte da arrecadação proveniente dos *royalties*.

Em uma leitura de abrangência com outros empreendimentos em descomissionamento, há previsão de cumulatividade de atividades operacionais em mesmo lapso temporal. A concomitância dessas atividades poderá ocasionar um possível cenário de cumulatividade para alguns impactos socioeconômicos, dentre os quais se destacam a interferência sobre as atividades pesqueiras artesanais devido ao trânsito das embarcações de apoio; a

gestão de resíduos (transporte marítimo, transporte rodoviário, armazenamento temporário em portos e infraestrutura de disposição final); como também os impactos sobre a manutenção / cessação de geração de empregos diretos e indiretos.

Considerando o escopo do projeto da P-33, somado às demais unidades e respectivos sistemas submarinos em desativação na Bacia de Campos, está previsto o descomissionamento de forma escalonada dos sistemas de produção em um intervalo temporal de alguns anos, respeitando os cronogramas e características de cada unidade. Tal cenário demonstra que o fator cumulatividade tende a ser temporário e minimizado pela logística a ser aplicada de forma a não sobrecarregar a infraestrutura demandada e minimizar os impactos sobre os fatores sociais e econômicos identificados. O **Anexo 18** apresenta a análise dos fatores em destaque ao longo desse capítulo e a avaliação de impactos relacionados à atividade pesqueira.

7.2.2 – Aspectos de Responsabilidade Social

Complementarmente às informações sobre o cenário socioeconômico da região da Bacia de Campos apresentadas no **Capítulo 7.2.1**, foi elaborado o **Anexo 19** – Relatório de Responsabilidade Social. O documento descreve o Sistema de Gestão de Responsabilidade Social na Petrobras e a operacionalização da atuação de Responsabilidade Social na Bacia de Campos. Os seguintes temas são abordados nesse anexo:

- Direcionadores e Processos de Responsabilidade Social;
- Diagnóstico do Relacionamento Comunitário da Bacia de Campos;
- Plano de Responsabilidade Social e Relacionamento Comunitário da Bacia de Campos;
- Projetos Socioambientais e Iniciativas de Responsabilidade Social na Bacia de Campos.

Considerando que as ações de Responsabilidade Social apoiam todo o ciclo de vida dos negócios da Petrobras, e que o descomissionamento é uma de suas etapas, as informações apresentadas no **Capítulo 7.2.1** e no **Anexo 19** demonstram o comprometimento da empresa em garantir o atendimento integral ao Art. 5º da Resolução

ANP nº 817/2020, ou seja, executar as atividades de descomissionamento de instalações de forma segura, com o fim de mitigar riscos a vida humana, ao meio ambiente e aos demais usuários, aderente às melhores práticas da indústria nas áreas de responsabilidade social e sustentabilidade.

7.2.3 – Avaliação de Impactos Socioeconômicos

Tendo em vista o longo período de operação da P-33 como parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim, faz-se necessário considerar a dinâmica social e econômica instalada na região (conforme cenário descrito no **Capítulo 7.2**), visando identificar possíveis transformações socioeconômicas oriundas da sua desativação. Diante disso, apresenta-se no **Anexo 18** a identificação e avaliação de impactos socioeconômicos resultantes das atividades detalhadas neste Projeto de Descomissionamento Executivo de P-33.

7.3 – Inter-Relação com Projetos Continuados

O Projeto de Descomissionamento da P-33 manterá inter-relação direta com os seguintes projetos:

- **Projeto de Controle da Poluição (PCP):** está diretamente relacionado ao Projeto de Descomissionamento da P-33 devido à necessidade de se gerenciar, controlar e dar destinação adequada aos resíduos/rejeitos e efluentes gerados na plataforma e nas embarcações de apoio durante as operações de descomissionamento, de acordo com as normas técnicas e requisitos legais aplicáveis;
- **Projeto de Comunicação Social (PCS):** objetiva esclarecer o público da área de influência quanto ao empreendimento, em todas as suas fases operacionais – instalação, operação e descomissionamento. Contribui para a conscientização sobre o tempo de vida do empreendimento, suas interfaces, condições operacionais e características específicas de cada fase. Sendo assim, as informações sobre esse empreendimento serão incorporadas nas ações do Projeto de Comunicação Social Regional da Bacia de Campos – PCSR-BC;

- **Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT):** enfatiza junto ao seu público-alvo (trabalhadores do FPSO P-33 e das embarcações de apoio envolvidas nas operações) os cuidados necessários à execução de suas atividades e as suas interferências com o meio ambiente. O PEAT promoverá também a educação ambiental dos trabalhadores envolvidos nas atividades de descomissionamento, estimulando o pensamento crítico, conhecimento, habilidades e atitudes, de modo a contribuir para melhoria contínua do Sistema de Gestão Ambiental da empresa. A educação ambiental pretendida visa contribuir para o aprimoramento da percepção ambiental, mudanças de comportamento e sensibilização, em prol da prevenção de riscos, conservação ambiental e mitigação dos impactos, que são ações necessárias quando da execução das atividades em questão.
- **Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX):** contempla ações de gerenciamento de riscos para prevenção e controle de espécies exóticas invasoras incrustantes (incluindo o coral-sol) nas atividades de E&P da Petrobras.

Cita-se também o Projeto de Educação Ambiental, o qual deverá promover junto aos grupos de interesse a discussão sobre aspectos e impactos ambientais advindos desse Projeto de Descomissionamento.

Capítulo 8:

Conclusão



Capítulo 8: Conclusão

Referente às atividades de descomissionamento do FPSO P-33 que fazem parte do escopo deste PDI Executivo (plataforma, sistema de ancoragem, equipamentos submarinos, *risers*, *flowlines* e seus acessórios), a Petrobras solicita autorização ao IBAMA, ANP e Marinha do Brasil para execução do projeto conforme proposta descrita nesse documento, com destaque para as seguintes fases/atividades:

- Desconexão de linhas submarinas que ainda se encontram interligadas às Árvores de Natal Molhadas - ANM, com deposição das extremidades no leito marinho, próximas aos equipamentos. Para os dutos flexíveis, as linhas permanecerão preenchidas com água e com ao menos uma extremidade aberta para o mar;
- Atividades Pré-*Pull Out*, a saber: instalações de ancoragem provisória dos *risers* – lançamento de pesos mortos (trechos de amarras) que funcionarão como elementos de estabilização dos *risers* para realização dos *pull outs* (recolhidos após conclusão da atividade); aberturas das CRFs e cortes dos umbilicais utilizando ROV; abertura de *spools* e instalação de cabeças de tração na extremidade dos dutos, permitindo o seu içamento;
- *Pull out* e recolhimento imediato dos 22 *risers* conectados à P-33;
- Desconexão do sistema de ancoragem e recuperação integral das amarras de topo e cabos de aço das oito linhas de ancoragem imediatamente após sua desconexão;
- Permanência definitiva no leito marinho das estacas de sucção, estacas grauteadas e amarras de fundo das oito linhas de ancoragem;
- Deslocamento da P-33 diretamente da locação atual para águas internacionais (caso base de destinação da plataforma);
- Recolhimento das linhas flexíveis (*flowlines*) e materiais / resíduos (sucatas) presentes no leito marinho, sendo este recolhimento abrangente aos acessórios das respectivas linhas.

Caso a ANP, IBAMA e/ou Marinha do Brasil identifiquem algum ponto que requeira detalhamento / discussão / ajuste, impossibilitando a aprovação integral do projeto

conforme proposta apresentada nesse documento, a Petrobras solicita que seja avaliada a possibilidade de aprovação parcial, permitindo que algumas etapas / atividades (incluindo o planejamento detalhado do projeto) sejam iniciadas o mais breve possível.

8.1– Acompanhamento da Execução do Projeto

Visando permitir o acompanhamento e a avaliação do cumprimento das fases/atividades previstas para a liberação do FPSO P-33 da locação, são propostas as metas e indicadores de implementação listados na **Tabela 8.1-I**.

Tabela 8.1-I: Metas e indicadores de acompanhamento do Projeto de Descomissionamento de P-33

1	Realizar a remoção de produtos químicos que não precisam ser mantidos a bordo para a saída da locação e navegação / reboque da plataforma.	Percentual de produtos químicos removidos
2	Realizar desconexões e tamponamentos no sistema submarino e equipamentos (BAPs) das linhas flexíveis	Percentual de desconexões e tamponamentos realizados
3	Realizar o <i>pull out</i> e recolhimento de 22 <i>risers</i>	Percentual de <i>risers</i> recolhidos no momento do <i>pull out</i> .
4	Realizar o recolhimento das amarras de topo e cabos de aço das oito linhas de ancoragem	Percentual de amarras de topo e cabos de aço recolhidos
5	Retirar da locação e rebocar a plataforma para a sua destinação final	-----
6	Realizar recolhimento das linhas flexíveis (<i>flowlines</i>) e seus acessórios (equipamentos)	Percentual de linhas flexíveis (<i>flowlines</i>) e seus acessórios (equipamentos) recolhidos
7	Remoção de <i>Skids</i> de Anodos, Pesos Mortos e “Sucatas”	Percentual de <i>Skids</i> de Anodos, Pesos Mortos e “Sucatas” recolhidos

A Petrobras enviará relatórios periódicos de progressão do Projeto de Descomissionamento da P-33 ao Ibama, à ANP e à Marinha do Brasil (Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento). Nesses relatórios serão apresentadas informações sobre a execução das atividades e a situação dos indicadores listados na **Tabela 8.1-I**, assim como eventuais: (i) desvios em relação ao projeto proposto (com as devidas justificativas), (ii) problemas ocorridos (e respectivas soluções) e (iii) acidentes (e respectivas medidas de resposta).

O Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI) descreverá todas as atividades executadas durante o Projeto de Descomissionamento de instalações e será encaminhado aos órgãos conforme previsão em cronograma disposto na **Tabela 5.4-I**.

Nota: caso nenhuma operação de descomissionamento tenha sido realizada no período antecedente, será enviada apenas uma carta aos órgãos (Ibama, ANP e Marinha do Brasil) informando que não houve avanço nas atividades de descomissionamento no período correspondente, não sendo necessário o envio do Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento.

Capítulo 9:

Responsabilidade

Institucional



Capítulo 9: Responsabilidade Institucional

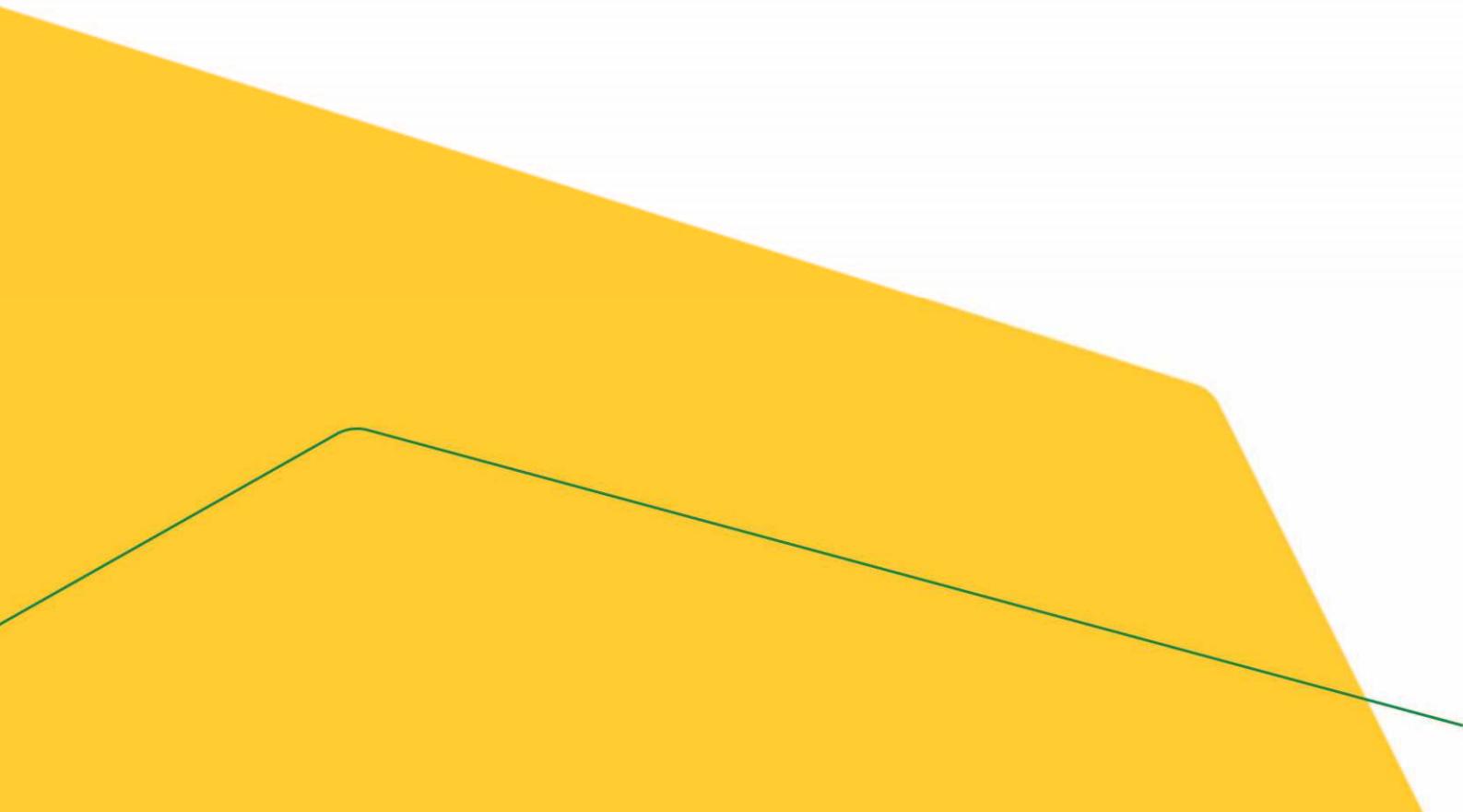
A responsabilidade legal pelo Projeto de Descomissionamento da P-33, segundo diretrizes e propostas apresentadas nesse documento, é da Petrobras – Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bacia de Campos (UN-BC).

Endereço: Avenida Elias Agostinho, 665, Imbetiba, Macaé/RJ. CEP: 27.913-350.

Telefone: (22) 3377-4134

Capítulo 10:

Responsáveis Técnicos

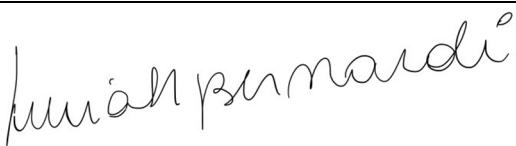


Capítulo 10: Responsáveis Técnicos

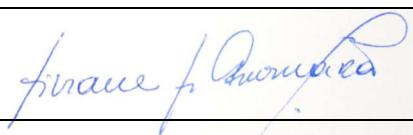
Os responsáveis técnicos por esse documento estão indicados nas páginas seguintes. Os certificados de regularidade do Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental dos profissionais (quando aplicável) são apresentados no **Anexo 20**.

Profissional	Aline Cortizo Costa
Área Profissional	Engenharia de Petróleo
Registro no Conselho de Classe	CREA RJ 2005101362
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	7999008
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Gerenciamento de Projeto
Assinatura	

Profissional	Thiago Franca Neves
Área Profissional	Engenharia de Produção
Registro no Conselho de Classe	CREA-RJ 2008126060
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	8059815
Função	Engenheiro de Produção
Disciplina	Operação
Assinatura	

Profissional	Lúcia Helena Laureano Bernardi
Área Profissional	Engenharia de Segurança do Trabalho
Registro no Conselho de Classe	CAU 0000944548
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5630856
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Licenciamento Ambiental
Assinatura	

Profissional	Leonardo Bissoli Sessa
Área Profissional	Engenharia de Equipamentos
Registro no Conselho de Classe	ES-011202/D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	2495492
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Engenharia Submarina
Assinatura	

Profissional	Viviane Marinho Guimarães de Moraes
Área Profissional	Bióloga
Registro no Conselho de Classe	CRBio 24645/02
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	271229
Disciplina	Socioeconomia
Assinatura	

Profissional	Doride Maria Benévolo de Andrade Pinheiro
Área Profissional	Economia
Registro no Conselho de Classe	17.407 CORECON
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	7781815
Disciplina	Responsabilidade Social
Assinatura	Doride M ^a B. de A. Pinheiro

Capítulo 11:

Referências



Capítulo 11: Referências

AQUA-AMBIENTAL, 2020. “**PMDP – Projeto de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro, abrangendo os litorais do Espírito Santo e o norte do Rio de Janeiro**”, Relatório Semestral 2019/2, Julho de 2020.

ALMEIDA, A. G.; KOWSMANN, R. O. **Geomorphology of the Continental Slope and São Paulo Plateau**. In: KOWSMANN, R. O. Geology and Geomorphology: Regional Environmental Characterization of the Campos Basin, Southwest Atlantic. [S.I.]: Campus, v. 1, 2016. Cap. 3, p. 33-66.

ANP – **Resolução N° 817 de 24 de abril de 2020**. Estabelece o Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção.

ANP – **Resolução N° 43 de 6 de dezembro de 2007**. Aprova o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) para as Instalações de Perfuração e de Produção de Petróleo e Gás Natural.

ANP – **Resolução N° 41 de 9 de outubro de 2015**. Aprova o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS).

BATISTA, D.; GONÇALVEZ, J. E. A.; MESSANO, H. F.; ALTVATER, L.; CANDELLA, R.; ELIAS, L. M. C.; MESSANO, L. V. R.; APOLINÁRIO, M.; COUTINHO, R. **Distribution of the invasive Orange cup coral *Tubastrae coccinea* Lesson, 1829 in an upwelling area in the South Atlantic Ocean fifteen years after its first record**. Aquatic Invasions (2017). Volume 12, Issue 1: 23-32.

CAVALCANTI, G. H.; Arantes, R. C. M.; Falcão, A. P. C.; Curbelo-Fernandez, M. P.; Silveira, M. A. S.; Politano, A. T.; Viana, A. R.; Hercos, C. M.; Brasil, A. C. S. (2017). **Ecossistemas de corais de águas profundas da Bacia de Campos**. In Comunidades Demersais e Bioconstrutores: Caracterização ambiental regional da Bacia de Campos, Atlântico Sudoeste (Vol. 4, pp. 43-85). Elsevier. DOI: 10.1016/B978-85-352-7295-6.50003-8.

CURBELO-FERNANDEZ, M. P.; Della Giustina, I. D.; Loiola, L. de L.; Arantes, R. C. M.; de Moura, R. B.; Barboza, C. A. de M.; Nunes, F. S.; Tâmega, F. T. de S.; Henriques, M.

C. M. de O.; Figueiredo, M. A. de O.; Falcão, A. P. da C.; Rosso, S. (2017). ***Biota de fundos carbonáticos da plataforma continental da Bacia de Campos: Algas calcárias e fauna associada.*** In Comunidades Demersais e Bioconstrutores: Caracterização ambiental regional da Bacia de Campos, Atlântico Sudoeste (Vol. 4, pp. 15-42). Elsevier. DOI: 10.1016/B978-85-352-7295-6.50002-6

ECONSERVATION, 2019. ***Relatório de Impacto Ambiental,*** Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador – Bacia de Campos – Petrobras. Volume 1, Setembro / 2019.

FIGUEIREDO JR, Alberto Garcia et al. ***Continental shelf geomorphology and sedimentology.*** In: Geology and Geomorphology. Campus, 2016. p. 13-31.

FIPERJ, 2019. ***Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira no Estado do Rio de Janeiro – PMAP-RJ.*** Relatório Técnico Semestral – RTS-03. Junho/2019.

FIPERJ, 2020. ***Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira no Norte Fluminense – PMAP Norte Fluminense.*** Relatório técnico de caracterização socioeconômica, estrutural e da produção da atividade pesqueira do Norte Fluminense, Junho /2020.

Ibama – Nota Técnica nº 10/2012 – CGPEG/DILIC/IBAMA. ***Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais.***

Ibama – Nota Técnica nº 01/2011 – CGPEG/DILIC/IBAMA. ***Projeto de Controle da Poluição.***

MCLEAN, D.L.; B.I. Vaughan, B.E. Malseed, M.D. Taylor. ***Fish-habitat associations on a subsea pipeline within an Australian Marine Park.*** Marine Environmental Research, v. 153, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.marenvres.2019.104813>.

PARENTE, NOGUEIRA, MARTINS & OLIVEIRA. ***Wave Climatology.*** In: Meteorology and Oceanography, Campus, 2017, Pages 55-98.

PEA Territórios do Petróleo. ***Cartilha 01: Territórios do Petróleo: cidadãos em ação.*** Rio de Janeiro, 2016.

ROUSE, Sally et al. ***Commercial fisheries interactions with oil and gas pipelines in the North Sea: considerations for decommissioning.*** ICES Journal of Marine Science, v. 75, n. 1, p. 279-286, 2018. doi:10.1093/icesjms/fsx121.

SILVEIRA, Ilson Carlos de Almeida et al. ***Physical oceanography of Campos Basin continental slope and ocean region. In: Meteorology and Oceanography***, Campus, 2017, Pages 135-189.

VALENTIN, Jean Louis; COUTINHO, Ricardo. ***Modelling maximum chlorophyll in the Cabo Frio (Brazil) upwelling: a preliminary approach.*** Ecological Modelling, v. 52, p. 103-113, 1990.

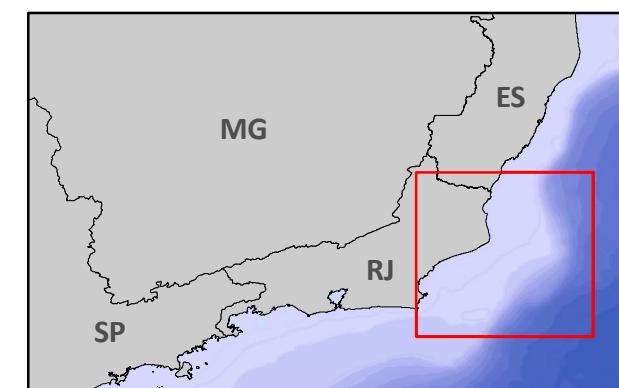
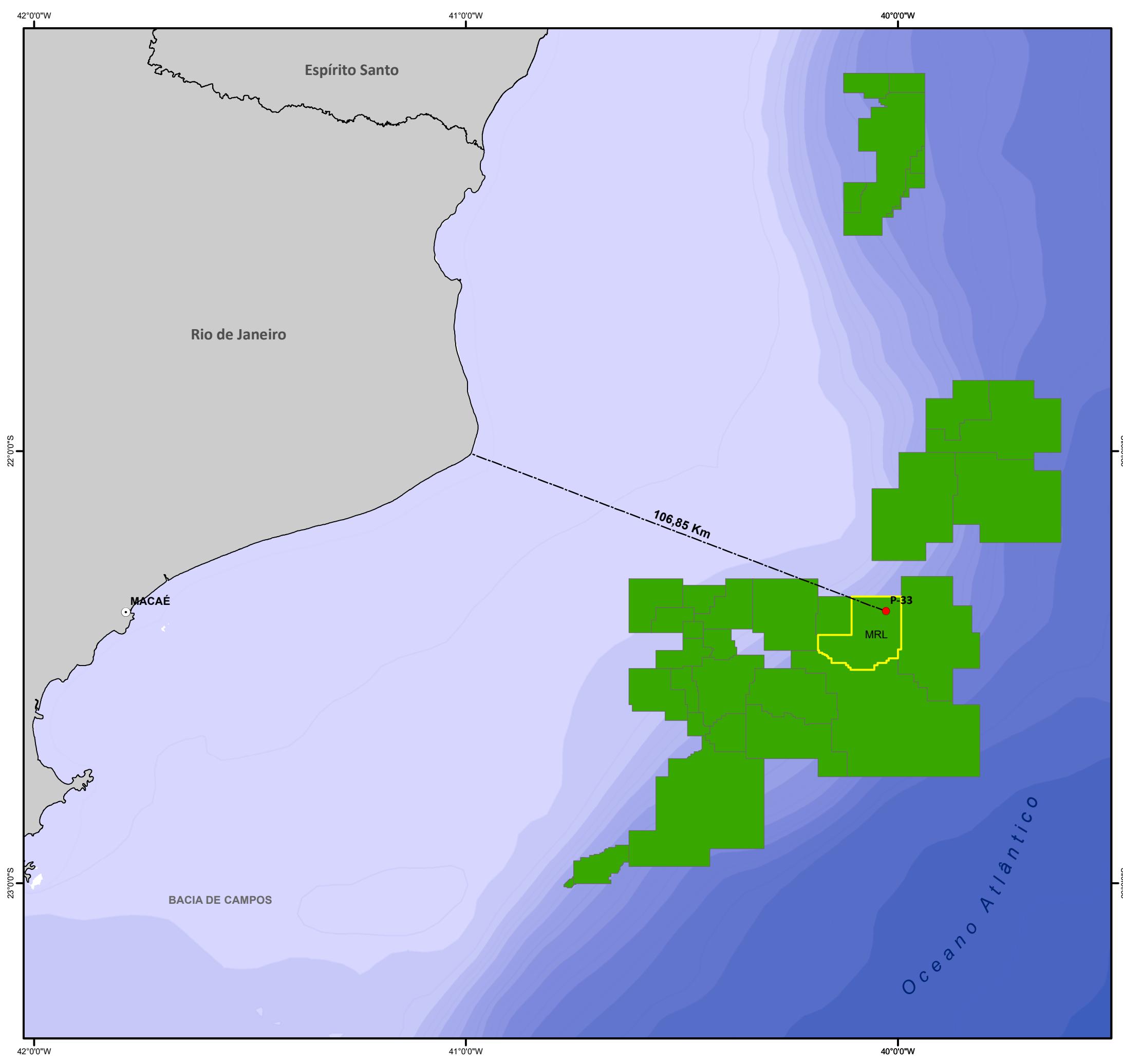
D.L. McLean, B.I. Vaughan, B.E. Malseed, M.D. Taylor, ***Fish-habitat associations on a subsea pipeline within an Australian Marine Park.*** Marine Environmental Research, v. 153, 2020.



Anexo 1

Mapa de Localização da P-33 na Bacia de Campos





REV.	DESCRÍÇÃO	DATA	EXEC.	VERIF.	APRO.
As informações deste documento são propriedade da PETROBRAS, sendo proibida a utilização fora de sua finalidade.					
	PETROBRAS	SUB/SSUB/GDSO/STGO			
Cliente:	DESC-E&P/IPROJ				
Programa:	Projeto de Descomissionamento da P-33				
Área:	Bacia de Campos				
Título:	Mapa de distância da P-33 para a costa do estado do Rio de Janeiro				
Proj.	AN81	Exec.	AN81	Verif.	MJFF
Aprov.	MJFF				
Data:	06/08/2020	Esc.	1:1.000.000	Folha	01/01
Projeção:	Geodésica	Datum:	SIRGAS2000		
Nº					

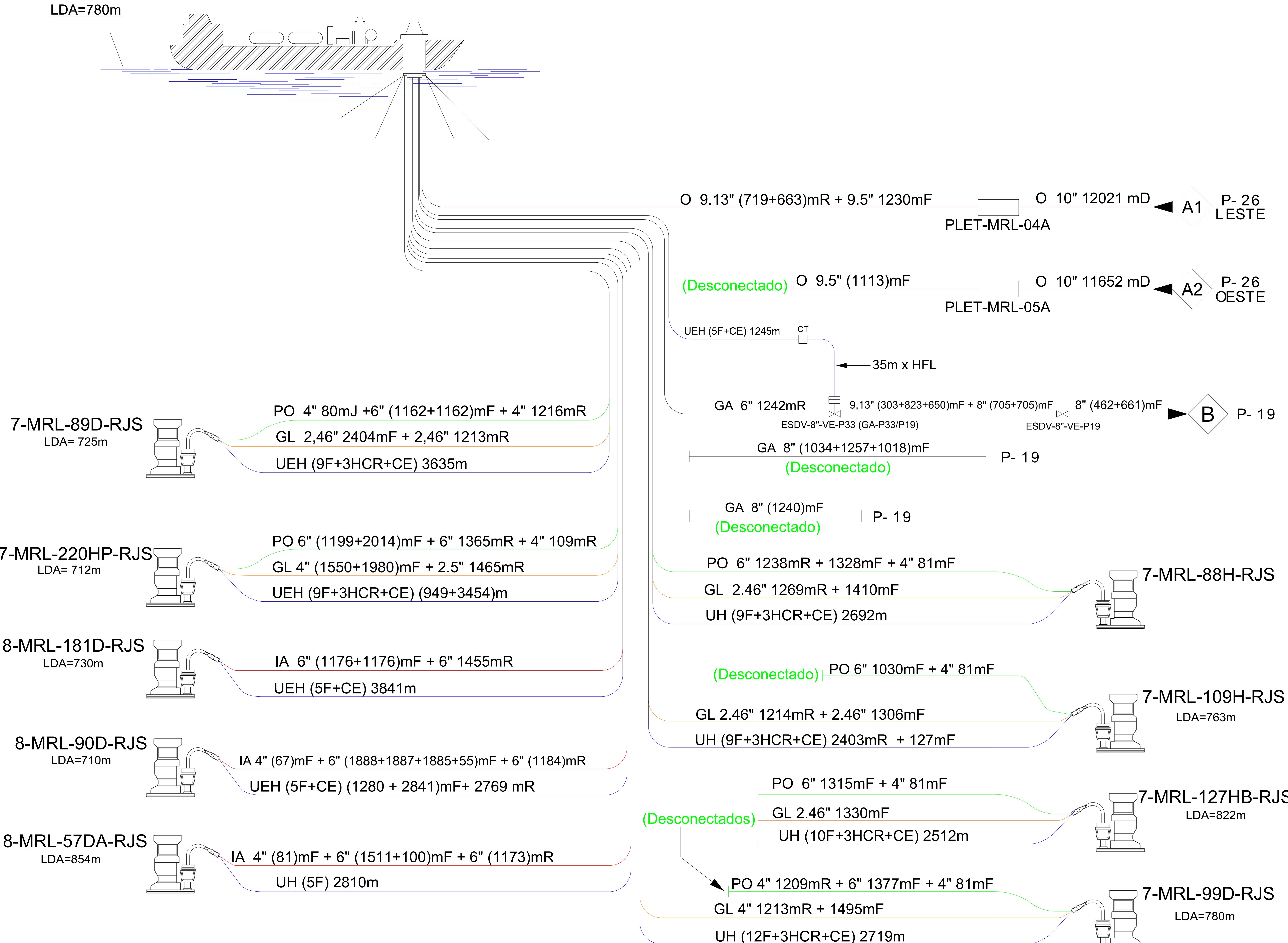
Anexo 2

Diagrama Unifilar da Plataforma P-33



FPSO P-33

(HENRIQUE DIAS)



DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

1- MD-3534.00-1500-942-PMU-042_R0: Memorial Descritivo de Troca do Riser do Gasoduto da P-35/P-26
 (lado P-35) - Contingência
 2- DE-3534.00-1500-942-PMU-349_R0: AS de interligação do bundle do poço OLHO DE BOI.
 3- DE-3534.00-1500-942-PMU-369_R0: AS de interligação do bundle do poço OLHO DE BOI.
 4- DE-3663.00-1500-942-PMU-349_R0: AS de PULL-OUT e recolhimento do riser da linha de PO do poço 7-MRL-127.
 5- DE-3534.00-1500-942-PMU-329_R0: AS de recolhimento da ESDV do gasoduto da P-33 a_19
 7- DE-3534.00-1500-942-PZ9-007_R0: AS para abandono dos RISERS desmobilização da P-33.

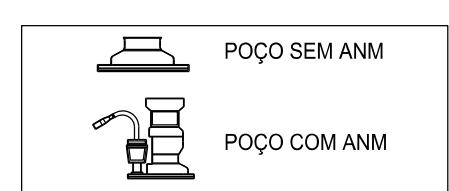
NOTAS GERAIS

1- Este desenho cancela e substitui o DE-3534.00-1500-940-PSE-013.

* Notas Canceladas (2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13 e 14)

GLOSSÁRIO	
AN - ANULAR	
CE - CABO ELÉTRICO	
CT - CAIXA TERMINAL (UTA)	
EFL - ELECTRICAL FLYING LEAD	
ESDV - EMERGENCY SHUT DOWN VALVE	
F - FUNÇÃO HIDRÁULICA	
FO - FIBRA ÓTICA	
FPSO - FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING	
G - GASODUTO	
GL - GÁS	
HFL - HYDRAULIC FLYING LEAD	
IA - DUTO DE INJEÇÃO DE ÁGUA	
IG - DUTO DE INJEÇÃO DE GÁS	
LDA - LÂMINA D'ÁGUA	
mD - METRO DE FLOWLINE DE DUTO RÍGIDO	
mF - METRO DE FLOWLINE DE DUTO FLEXÍVEL	
mJ - METRO DE JUMPER DE DUTO FLEXÍVEL	
mRD - METRO DE RISER RÍGIDO VERTICAL	
MSPI - MANIFOLD SUBMÁRINO DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO	
MSG - MANIFOLD SUBMÁRINO DE GÁS LIFT	
O - DUTO DE EXPORTAÇÃO/IMPORTAÇÃO DE ÓLEO (OLEODUTO)	
PG - DUTO DE PRODUÇÃO DE GÁS	
PLEM - PIPE LINE END MANIFOLD	
PLET - PIPE LINE END TERMINATION	
PO - DUTO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO	
ST - SISTEMA DE TELECOMUNICAÇÃO	
SV - DUTO DE SERVIÇO	
UEH - UMBILICAL ELETRO-HIDRÁULICO	
UH - UMBILICAL HIDRÁULICO	
UO - UMBILICAL ÓTICO	

LEGENDA	
Nº	CORES
01	DUTO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO
02	UMBILICAL ELETRO-HIDRÁULICO, UMBILICAL ELÉTRICO/HIDRÁULICO
03	CABO ELÉTRICO/INTERNO DE FOTÓVOLTAICO ELÉTRICO
04	UMBILICAL DE INJEÇÃO DE ÁGUA
05	UMBILICAL DE INJEÇÃO DE GÁS
06	INCRÔNICO
07	RESISTORES DE TENSÃO E AMBIENTAL
08	SISTEMAS DE TELECOMUNICAÇÃO, UMBILICAL ÓTICO, KILL LINE
09	UMBILICAL, UMBILICAL ELÉTRICO, MANGUEIRA
10	MANGUEIRA
11	LINEA EXISTENTE
12	LÂMINA D'ÁGUA



BG	Rompimento e queda da linha de PO do poço 7-MRL-99-RJS	21/01/22	Fábio Ferreira	Alessandra Barreto	Rodrigo Aguiar
BF	Desconexão do tramo de PO do poço 7-MRL-109H-RJS e recolhimento do riser	27/02/20	Fábio Ferreira	Alessandra Barreto	Rodrigo Aguiar
BE	Revisado conforme solicitação da UO-BC	17/06/19	Alessandra Barreto	Fábio Ferreira	Jameson Sales
0	Rev. de padronização conf. N-1710	03/05/07	Carlos	Elisa	J. Manoel
REV.	DESCRIÇÃO	DATA	EXEC.	VERIF.	APROV.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.

FORMULÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS N-0381 REV. L.

APICE PROJETOS DE GESTÃO LTDA
 Contrato nº 5900-0112955-10-2
 Responsável técnico: Renato Fernandes de Martins CREA: 5204 D-ES Rúbrica: MicroStation@/V8/DE-3534.00-1500-942-PMU-051=BG.dgn

PETROBRAS SUB/SSUB/ISBM/SIDS

CLIENTE: UN-BC/ATP-MRL
 PROGRAMA: CADASTRO DE INSTALAÇÕES SUBMÁRINAS

ÁREA: CAMPO DE MARLIM


TÍTULO: FPSO P-33 (HENRIQUE DIAS)

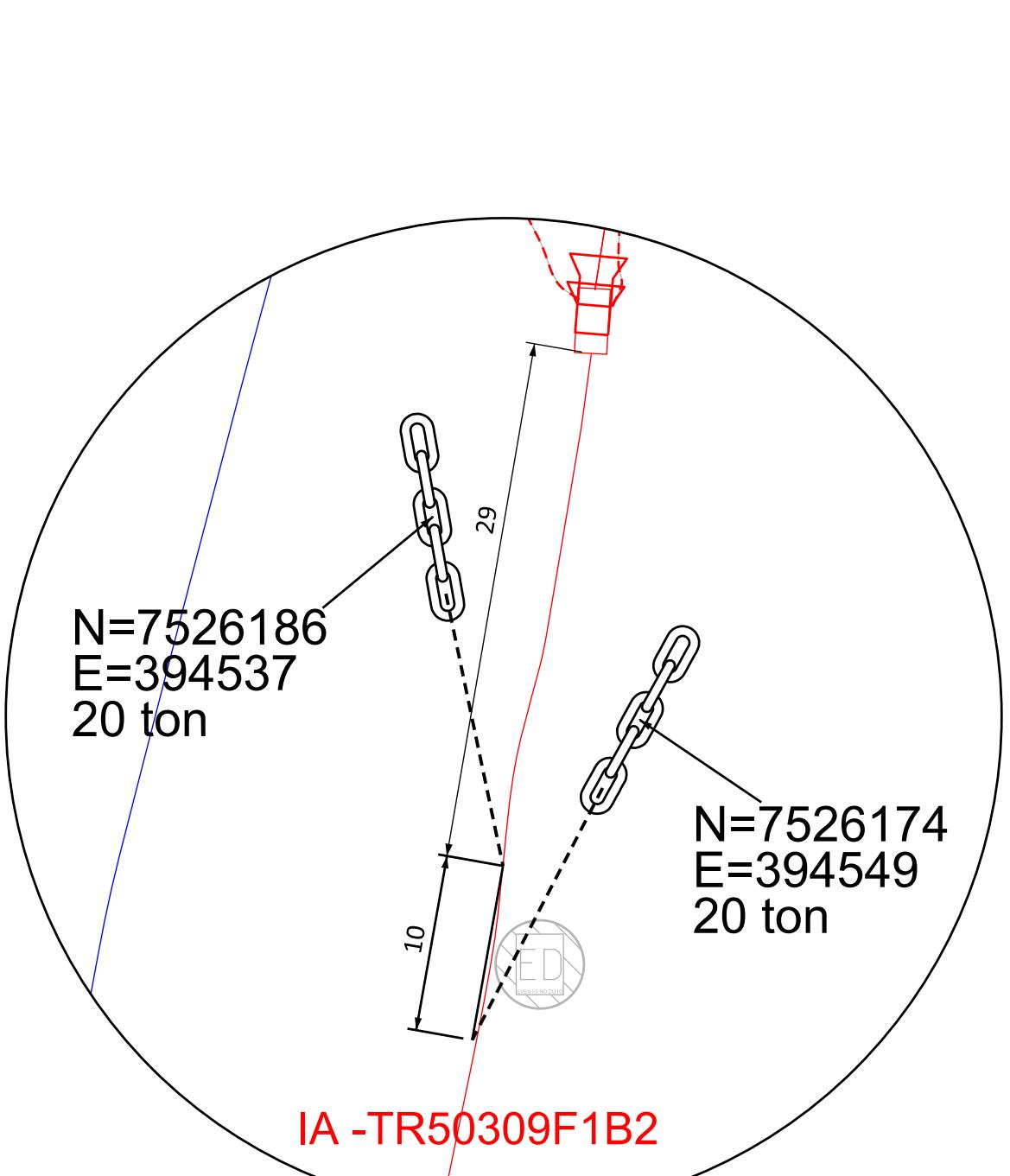
DIAGRAMA UNIFILAR DE INTERLIGAÇÃO

PROJ.	ISBM	EXEC.	CARLOS BARBOSA	VERIF.	ELISA PINHEIRO
APROV.	J.MANOEL FILHO	DESENHO			
DATA	03/05/07	ESCALA	SEM ESCALA	FOLHA	01 de 01
NP-1		E&P-SERV/US-OPSUB/ISBM/SIDS			
Nº	DE-3534.00-1500-942-PMU-051				

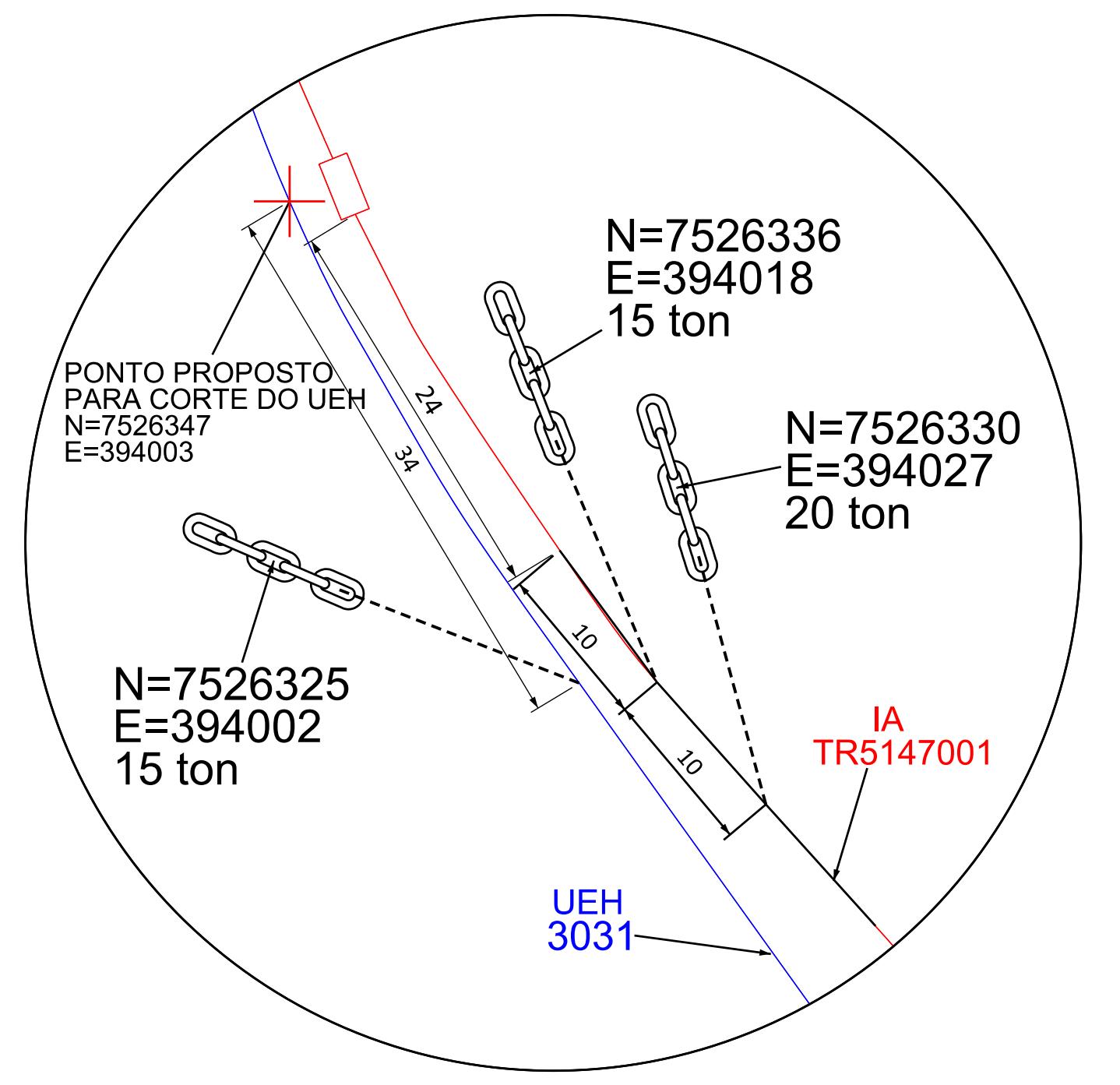
Anexo 3

**Arranjo Submarino para
Recolhimento dos *Risers* no
*Pull Out***

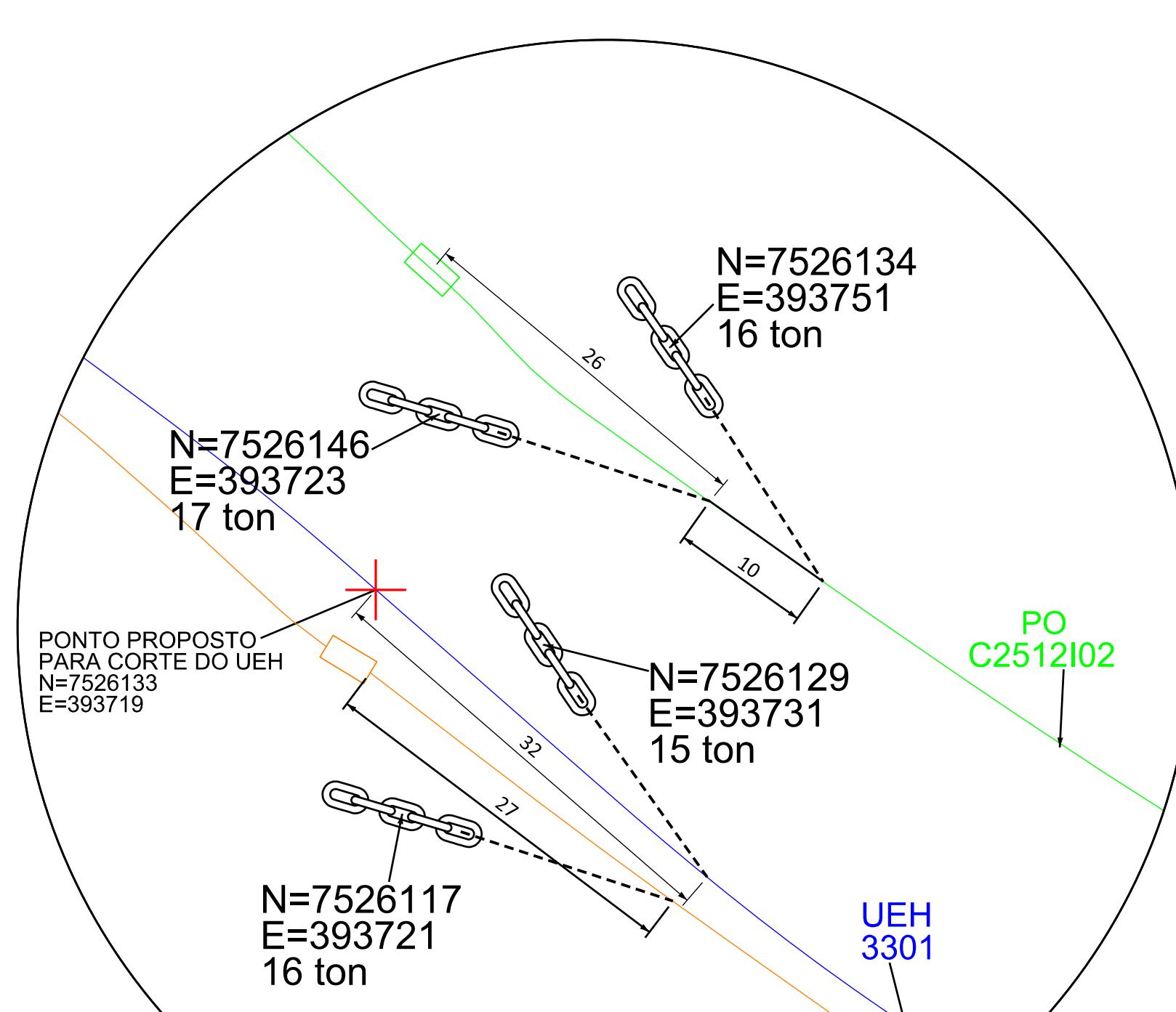




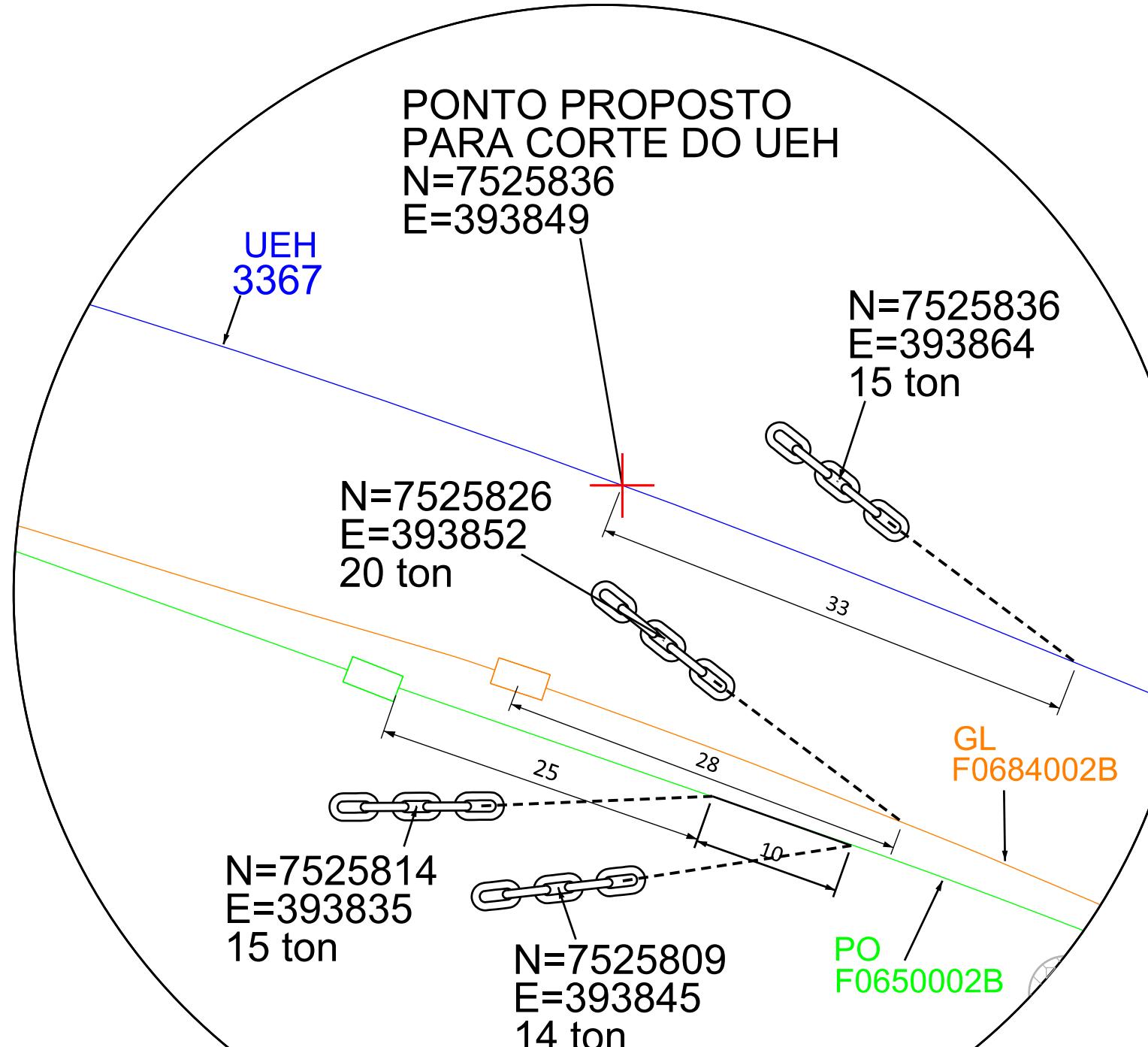
DETALHE 02
8-MRL-090D
(VER NOTA 7)



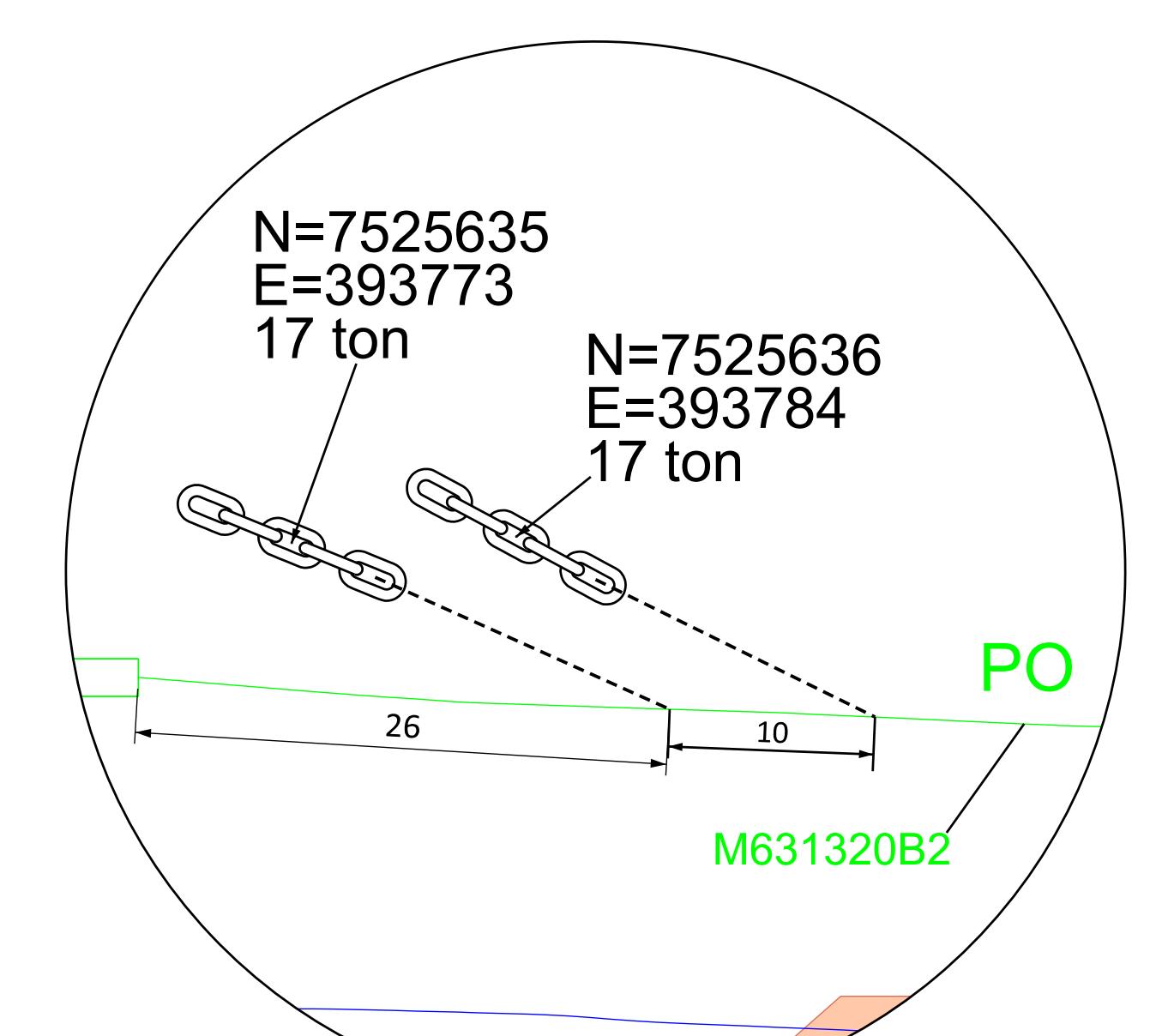
DETALHE 03
8-MRL-181D
(VER NOTA 7)



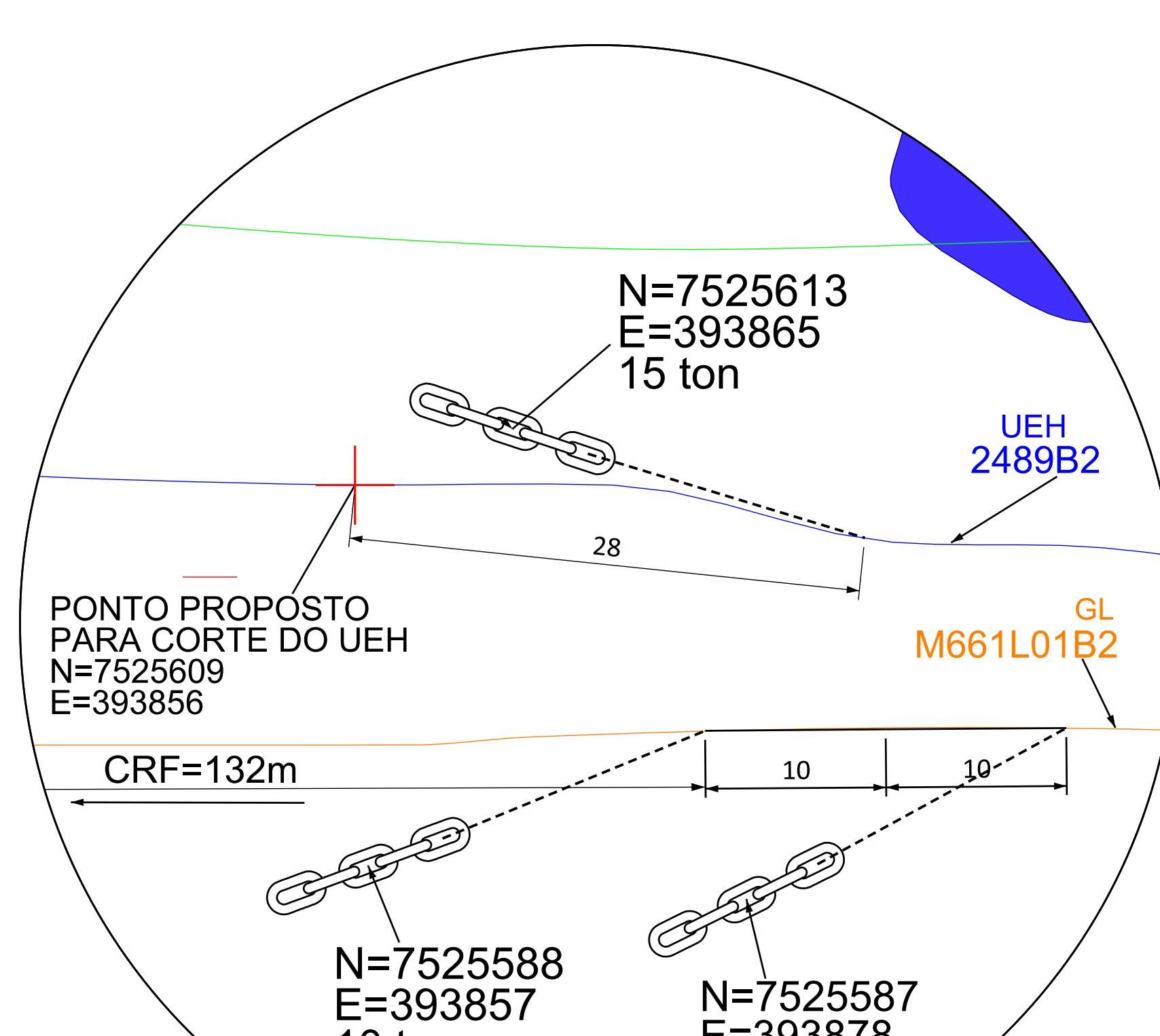
DETALHE 04
7-MRL-220HP
(VER NOTA 7)



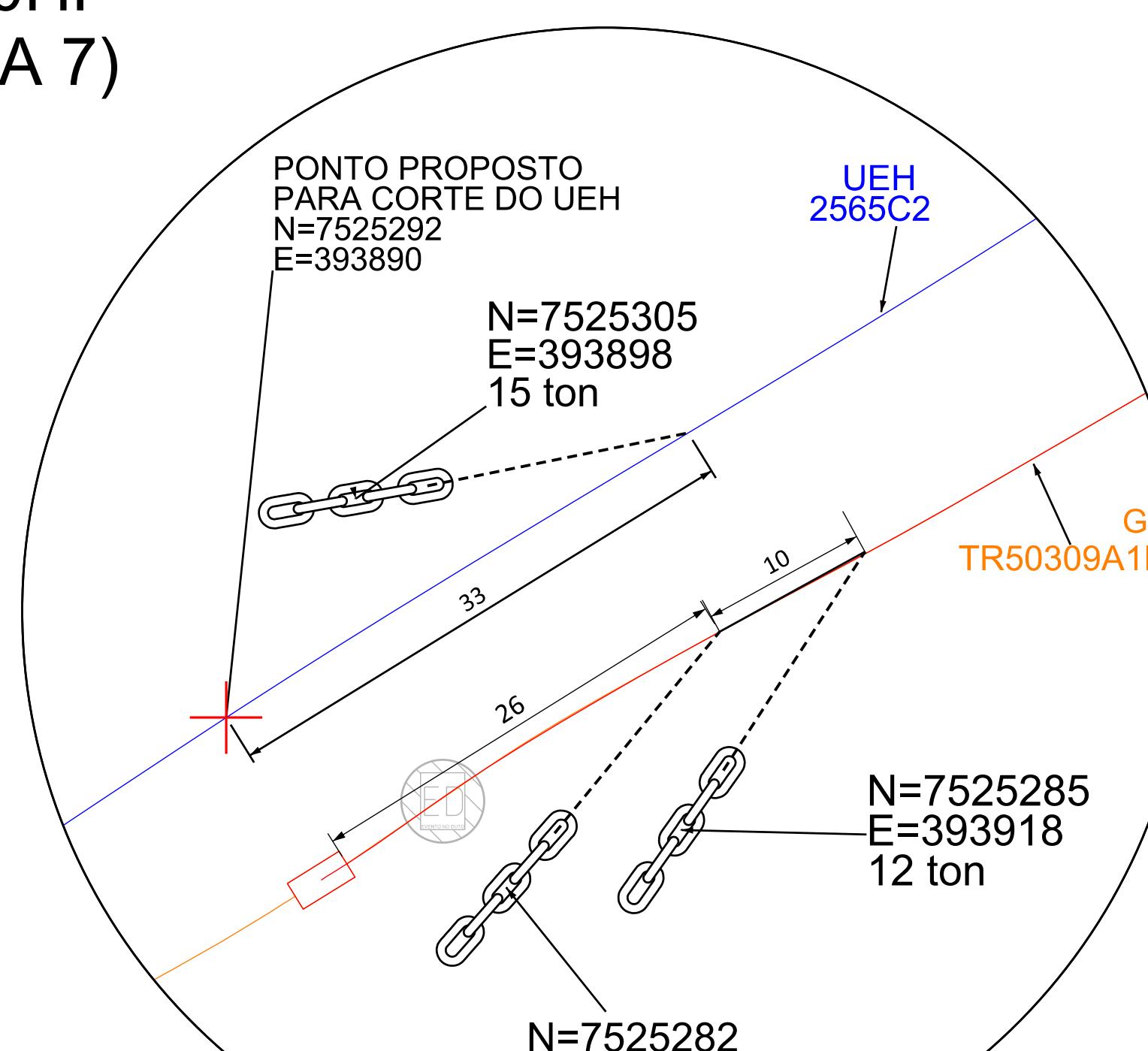
DETALHE 05
7-MRL-089D
(VER NOTA 7)



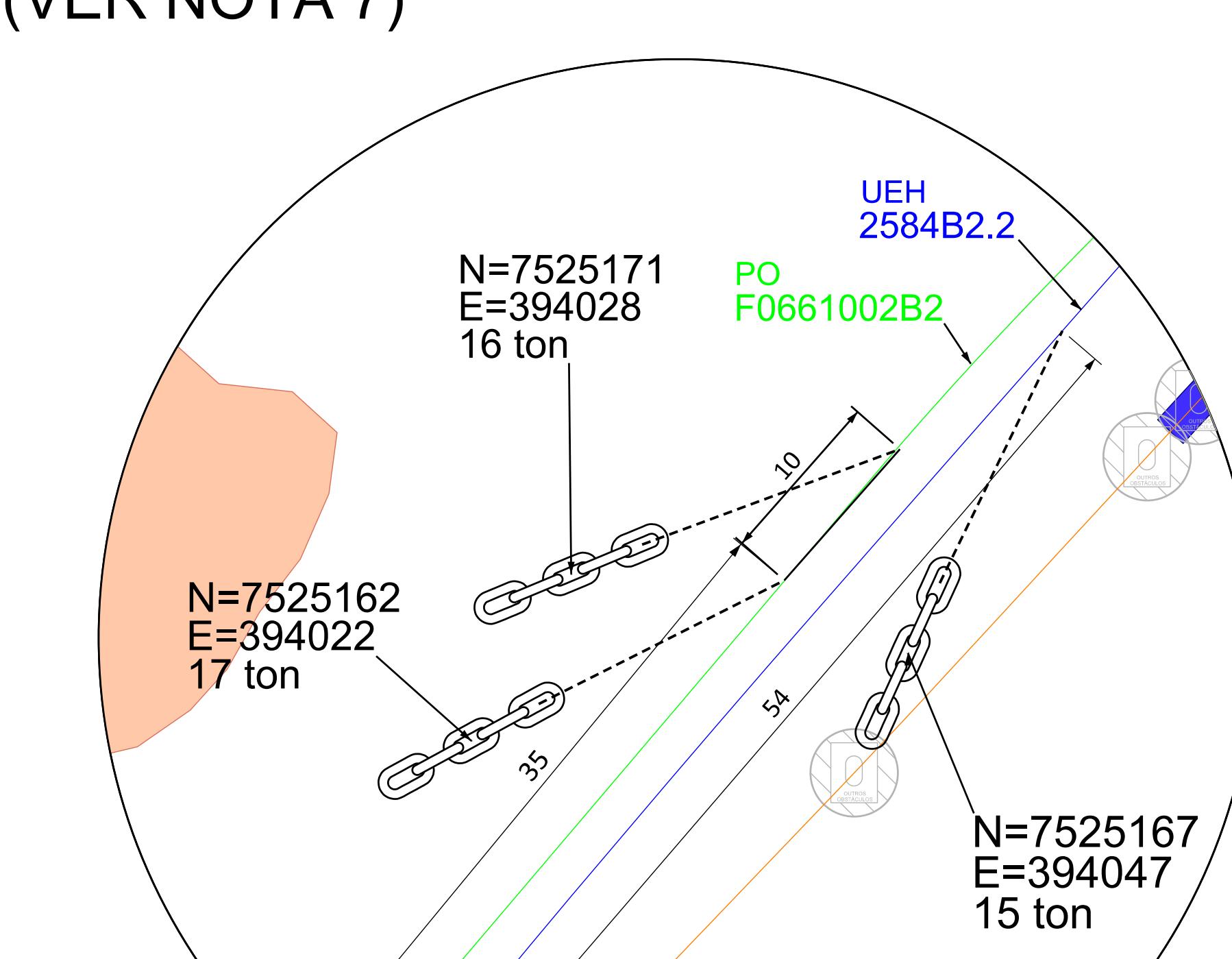
DETALHE 06
7-MRL-088H
(VER NOTA 7)



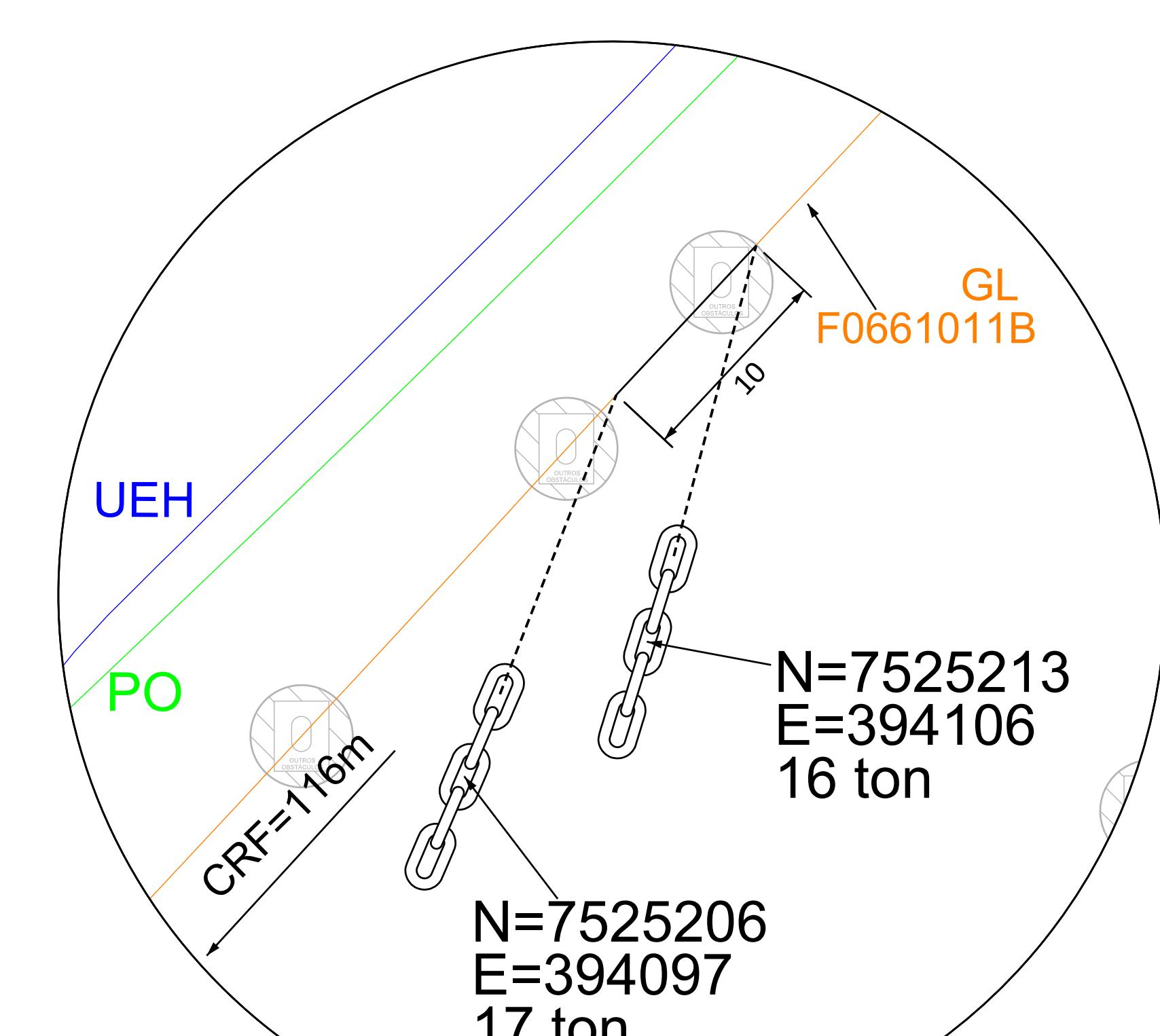
DETALHE 07
7-MRL-088H
(VER NOTA 7)



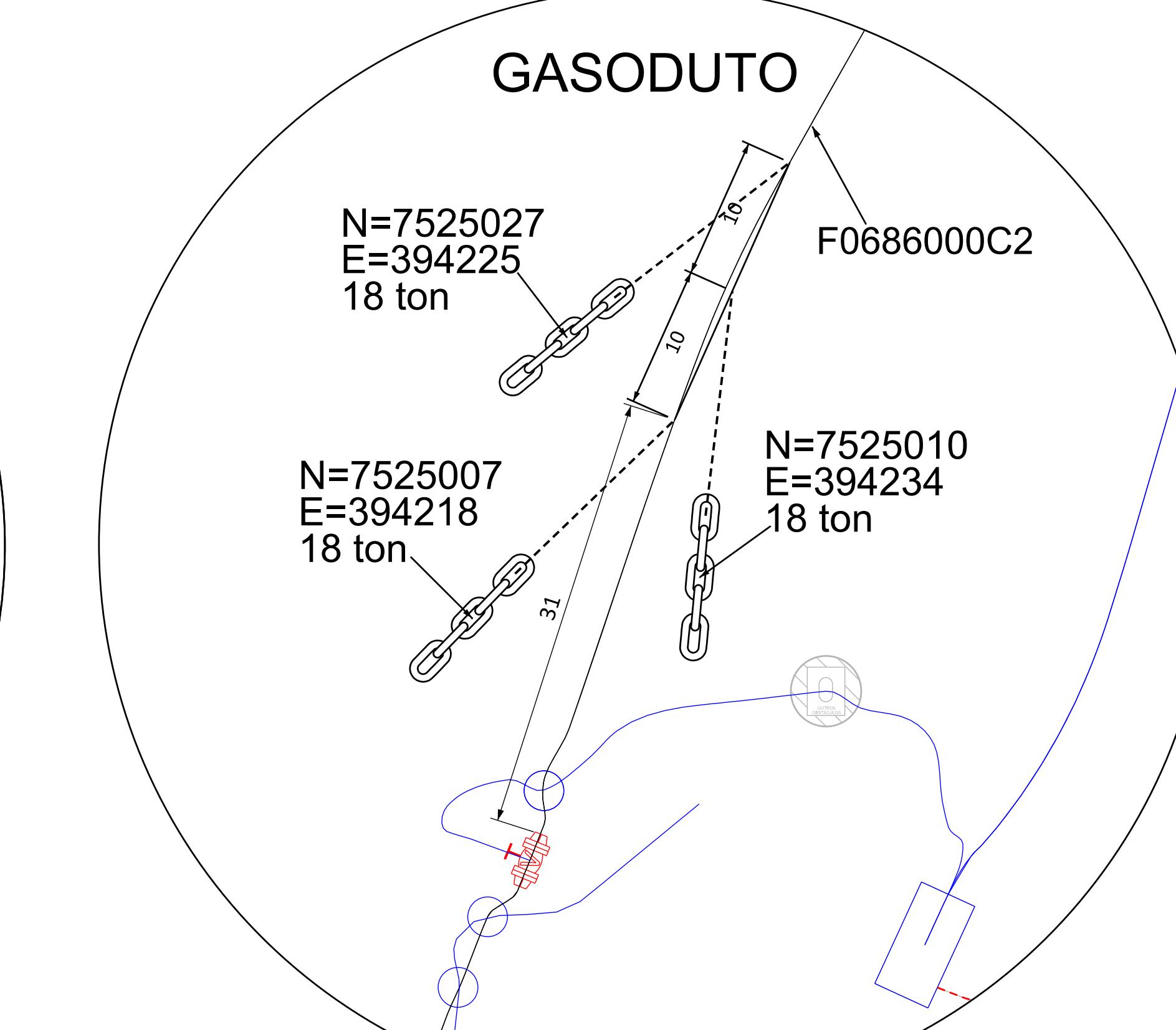
DETALHE 08
7-MRL-109H
(VER NOTA 7)



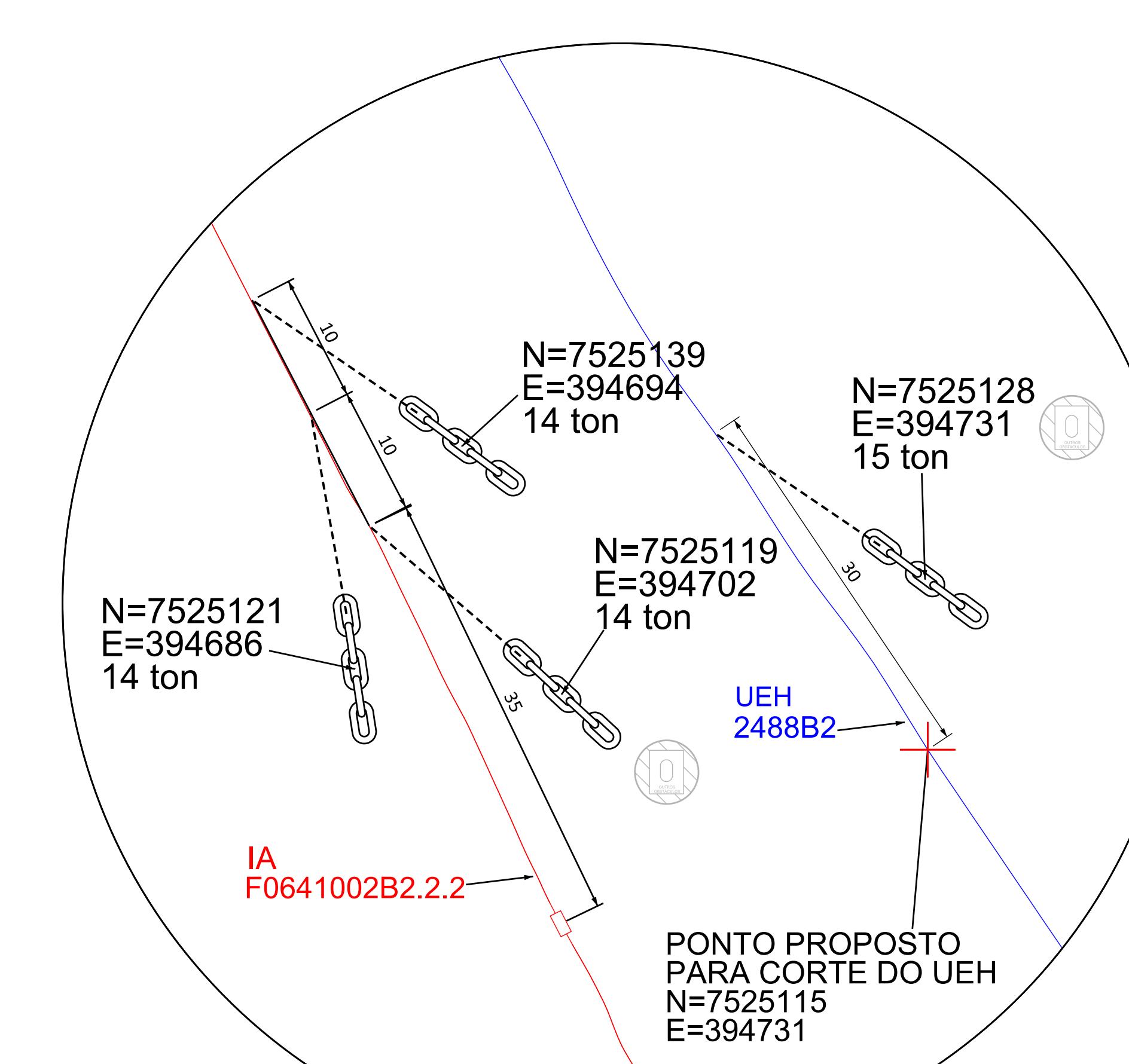
DETALHE 09
7-MRL-099D
(VER NOTA 7)



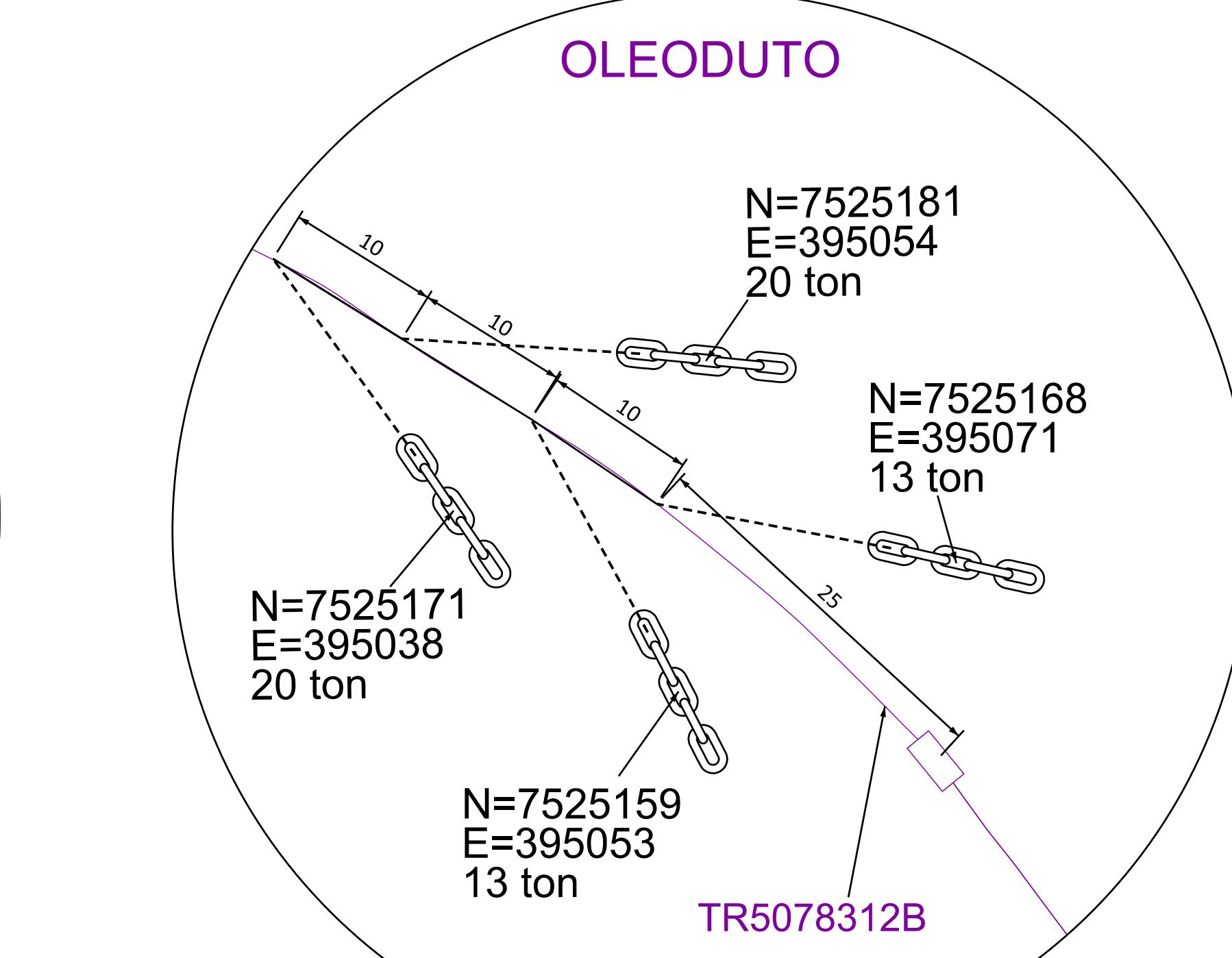
DETALHE 10
7-MRL-099D
(VER NOTA 7)



DETALHE 11
GASODUTO
(VER NOTAS 6 E 7)



DETALHE 12
8-MRL-057DA
(VER NOTA 7)



DETALHE 13
OLEODUTO
(VER NOTA 7)

B	ATUALIZAÇÃO DO PONTO DE CORTE DO MARLIM, COM A ADICAO DA POSICAO PROVISORIA DA LUMINAR, E DA ANCRAGEM PROVISORIA DA LUMINAR.	29/04/21	F.SILVA	E.UAMA	M.DIAS
A	ALTERAÇÃO DO POSICIONAMENTO DA ANCRAGEM PROVISÓRIA	26/03/21	F.SILVA	E.UAMA	M.DIAS
C	NAS LINHAS DE E, F, G E O. CONF. DOC. REF. 005	19/03/21	F.SILVA	E.UAMA	M.DIAS
REV.	EMENDA	DATA	EXEC.	VERIF.	APROV.
AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA UNIDADE DE NEGÓCIOS PERTENCENTE À PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA UNIDADE DE NEGÓCIOS PERTENCENTE À PETROBRAS N. 381 REV. L					
CONTATO: GENESIS O&G & GAS BRASIL ENGENHARIA LTDA. - Rua Presidente Vargas, 100 - Centro - Rio de Janeiro - RJ - 22290-100 - CEP: 22290-100 - CNPJ: 51.325.010/0113-18.2 - ICP-Brasil: MICROSTATION/VB6					
E-mail: petrobras.ingenieria@petrobras.com.br Fone: +55 21 2229-1000 Site: www.petrobras.com.br					
DATA DE APROV.: 20/03/2021 DATA DE REVISÃO: 20/03/2021 DATA DE EXP.: 20/04/2021 DATA DE VENCIMENTO: 20/04/2021					
DE-3534.00-1500-942-SRP-093-B.dgn					
PETROBRAS					
CLIENTE: PETROBRAS					
PROGRAMA: DESMobilização de P-33					
ÁREA: MARLIM					
TÍTULO: ARRANJO SUBMARINO PARA RECOLHIMENTO DOS RISERS PARA DESMobilização de P-33					
PROJ.: GENESIS	EXEC.: F.SILVA	VERIF.: E.UAMA	APROV.: M.DIAS		
ESCALA: 1:6.000					
DATA: 19/03/21	Nº: DE-3534.00-1500-942-SRP-093				

Anexo 4

**Inventário das Estruturas dos
PDIDs das Áreas 9 e 10 a serem
Incorporadas aos PDIs dos
Campos de Marlim e Voador**

INVENTARIO DAS ESTRUTURAS DOS PDIDS DAS ÁREAS 9 E 10 A SEREM INCORPORADAS AOS PDIS DOS CAMPOS DE MARLIM E VOADOR					Legenda do status das estruturas: Verde: estrutura protocolada em PDI Amarelo: estrutura do respectivo PDI a qual este inventário segue anexo Sem cor: estrutura ainda não protocolada em PDI		
Descrição (conforme GIS-SUB)	Tipo	Área	Campo (conforme GIS-SUB)	Sistema de Produção de Marlim Mais Próximo	Coordenadas		Status
					Longitude	Latitude	
ANTIGO OLEODUTO 11,06" NORTE DA P-18 ABANDONADO FMRL9032 27/03/99	DUTO	9	VOADOR	P-47	-40:10:49,038	-22:21:05,400	
UEH DE 9x3/8x31/2<CE DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) CHMRL005-06 - 02/12/2006 KMMRL07-046 - 16/12/2007 KMMRL07-051 - 25/12/2007 KMMRL08-059 - 27/08/2008	UEH	9	MARLIM	P-20	-40:04:51,438	-22:21:54,073	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) KMMRL08-059 - 27/08/2008 / KMMRL07-051 - 25/12/2007 / KMMRL07-046 - 16/12/2007 / CHMRL05-06 - 02/12/2006	DUTO PO	9	MARLIM	P-20	-40:04:50,209	-22:21:53,431	
LINHA DE 2x1/2 DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) CHMRL05-06 - 02/12/2006 KMMRL07-046 - 16/12/2007 KMMRL07-051 - 25/12/2007 KMMRL08-059 - 27/08/2008 / KMMRL07-051 - 25/12/2007 / KMMRL07-046 - 16/12/2007 / CHMRL05-06 - 02/12/2006	DUTO AN	9	MARLIM	P-20	-40:04:40,972	-22:22:01,622	
UEH DE 9x3/8x31/2<CE DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) CHMRL05-06 - 02/12/2006 KMMRL07-046 - 16/12/2007 KMMRL07-051 - 25/12/2007 KMMRL08-059 - 27/08/2008	UEH	9	MARLIM	P-20	-40:04:33,291	-22:22:02,974	
UEH DE 9x3/8x31/2<CE DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) CHMRL05-06 - 02/12/2006 KMMRL07-046 - 16/12/2007 KMMRL07-051 - 25/12/2007 KMMRL08-059 - 27/08/2008	DUTO PO	9	MARLIM	P-20	-40:04:14,179	-22:22:09,280	
UEH DE 9x3/8x31/2<CE DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) CHMRL05-06 - 02/12/2006 KMMRL07-046 - 16/12/2007 KMMRL07-051 - 25/12/2007 KMMRL08-059 - 27/08/2008	DUTO AN	9	MARLIM	P-19	-40:03:26,129	-22:22:45,041	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) KMMRL08-059 - 27/08/2008 / KMMRL07-051 - 25/12/2007 / KMMRL07-046 - 16/12/2007 / CHMRL05-06 - 02/12/2006	DUTO PO	9	MARLIM	P-20	-40:04:13,404	-22:22:17,740	
UEH DE 9x3/8x31/2<CE DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) CHMRL05-06 - 02/12/2006 KMMRL07-046 - 16/12/2007 KMMRL07-051 - 25/12/2007 KMMRL08-059 - 27/08/2008	UEH	9	MARLIM	P-20	-40:03:26,094	-22:22:45,041	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) KMMRL08-059 - 27/08/2008 / KMMRL07-051 - 25/12/2007 / KMMRL07-046 - 16/12/2007 / CHMRL05-06 - 02/12/2006	DUTO PO	9	MARLIM	P-20	-40:03:26,129	-22:22:45,041	
LINHA DE 6 DO 8-MRL-090D P/ P-33 LMRL05-006 - 26/01/2005	DUTO IA	9	MARLIM	P-33	-40:01:46,283	-22:21:21,785	
LINHA DE 4 DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	DUTO PO	9	MARLIM	P-35	-40:04:55,673	-22:24:55,499	
UEH DE (9+3)<CE DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	UEH	9	MARLIM	P-35	-40:04:56,978	-22:25:05,897	
LINHA DE 2,4 DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	DUTO AN	9	MARLIM	P-35	-40:04:57,470	-22:25:06,219	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	DUTO PO	9	MARLIM	P-35	-40:04:55,139	-22:24:58,755	
LINHA DE 4 DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	DUTO PO	9	MARLIM	P-35	-40:04:58,102	-22:25:06,540	
GASODUTO DE 8 ABANDONADO PRÓXIMO A P-33 KMRL0041 - 24/05/2000	GASODUTO	9	MARLIM	P-33	-40:01:32,157	-22:22:23,662	
LINHA ABANDONADA (DESCONECTADA) OBS.: LEVANTADO PELO SALGUEIRO SEM RELATÓRIO DE SERVIÇO.	DUTO	9	MARLIM	P-35	-40:04:10,095	-22:25:08,485	
UEH DE 12F+CE DO 8-MRL-047D (ABANDONADO) NMRL08-004 - 14/01/2008	UEH	9	MARLIM	P-19	-40:03:20,970	-22:24:19,705	
OLEODUTO DE 9,5 (ABANDONADO) DA P-26 P/ P-33 1113MF (241.5012/5021 043) TMMRL04-034(17/01/2004) - NMRL3150(21/12/2003)	DUTO PO	9	MARLIM	P-33	-40:01:08,580	-22:22:41,371	
LINHA DESMOBILIZADA EM 21/12/2013 - LCML13-005							
LINHA DE 8 DO MSP-MRL-02 P/ P-35 PMRL14-012 - 20/08/2014	DUTO PO	9	MARLIM	P-35	-40:03:47,108	-22:24:58,231	
LINHA DE 8 DO MSP-MRL-02 P/ P-35 PMRL14-012 - 20/08/2014	DUTO PO	9	MARLIM	P-35	-40:03:50,918	-22:25:25,522	
UEH DE 5x3/8<CE DA ESDV P-18/ P-19 (LADO P-19) (ABANDONADO) NPMRL11-112 - 01/10/2011 / IMRL8007 - 11/01/1998	UEH	9	MARLIM	P-19	-40:02:05,503	-22:23:56,779	
LINHA DE 6 DO MSP-MRL-2 P/ P-35 LMRL9038 - 06/08/1999	DUTO IA	9	MARLIM	P-35	-40:04:04,497	-22:26:03,154	
LINHA DE 8 DO MSP-MRL-02 P/ P-35 PMRL14-012 - 20/08/2014	DUTO PO	9	MARLIM	P-35	-40:04:02,394	-22:26:02,517	
LINHA DE 2,4 DO MRL-127 P/ P-33 (ABANDONADA) NPMRL11-117 - 31/10/2011	DUTO GL	9	MARLIM	P-33	-40:01:37,476	-22:23:16,634	
UH 5F DO 8-MRL-057D P/ P-33.KMMRL15-046 - 30/09/2015 / TVAMRL15-142 - 22/08/2015	UH	9	MARLIM	P-33	-40:00:55,934	-22:23:21,449	
UEH DE 9x3/8<CE DO 7-MRL-025D P/ P-18 (ABANDONADO) SMRL04-079 - 12/12/2004	UEH	9	MARLIM	P-18	-40:01:17,566	-22:25:00,171	
UEH DE 5x3/8" DO 8-MRL-034D P/ P-18 (ABANDONADO) CORTE EFETUADO NO BRAÇO ARTICULADO DE INTERLIGAÇÃO AO ARMOUR POT DO UH NBMRLO5-339 - 29/09/2005 / SGMRLO5-189 / AFF-50071	UH	9	MARLIM	P-18	-40:02:12,063	-22:26:20,796	
LINHA DE 4 DO 8-MRL-034D P/ P-18 (ABANDONADO) CORTE EFETUADO NOS DOIS ESTOJOS DO UTO DA NBMRLO5-339 - 29/09/2005 / SGMRLO5-189 / AFF-50071	DUTO AN	9	MARLIM	P-18	-40:01:54,613	-22:25:53,267	
LINHA DE 4 DO 8-MRL-034D P/ P-18 (ABANDONADO) CORTE EFETUADO NOS DOIS ESTOJOS DO UTO DA NBMRLO5-339 - 29/09/2005 / SGMRLO5-189 / AFF-50071	DUTO IA	9	MARLIM	P-18	-40:02:12,133	-22:26:20,796	
LINHA DE 4 DO 7-MRL-060D P/ P-26 (ABANDONADO) FMRL8132 - 01/12/1998 SMRL8142 - 14/12/1998 ISMRL06-121 - 17/10/2006	DUTO PO	9	MARLIM	P-26	-40:02:02,788	-22:27:07,358	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-060D P/ P-26 (ABANDONADO) FMRL8132 - 01/12/1998 SMRL8142 - 14/12/1998 ISMRL06-121 - 17/10/2006	DUTO PO	9	MARLIM	P-26	-40:01:50,047	-22:27:49,063	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-215HP P/ P-18 NTMRL13-087 - 26/10/2013	DUTO PO	9	MARLIM	P-18	-40:01:43,655	-22:26:01,467	
UEH DE 9F+CE DO 7-MRL-215HP P/ P-18 NTMRL14-001 - 06/01/2014 DCMRL13-054 - 03/01/2014	UH	9	MARLIM	P-18	-40:01:42,946	-22:26:00,170	
UEH ABANDONADO DO 7-VD-010HPB P/ P-27 NVD1340 - 30/11/2003 RVDS3533 - 25/12/2003 SVD07-033 11/05/2007 LCVD06-088 15/01/2006 SVD06-014 14/02/2006 SGVD06-219 18/07/2006	UEH	9	VOADOR	P-27	-40:08:46,820	-22:22:09,038	
UEH DE 9x3/8,5+CE ABANDONADO DO 7-MRL-131 KMRL07-048 - 08/12/2007 / CORTE A 3M DO MCV EFETUADO PELO KOMMANDOR 3000CRMRL08-191 - 16/07/2008	UEH	10	MARLIM	P-37	-40:07:19,945	-22:28:46,045	
MANGUEIRA ABANDONADA DA LINHA DE 6 SMLRL11-356 - 22/12/2011 SMRL09-042 - 14/06/2009 LMRL110 - 05/10/2001 CCMRL08-009 - 16/01/2008	MANGUEIRA	10	MARLIM	P-37	-40:05:23,300	-22:29:05,706	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-060D P/ P-26 (ABANDONADO) FMRL8132 - 01/12/1998 SMRL8142 - 14/12/1998 ISMRL06-121 - 17/10/2006	DUTO PO	10	MARLIM	P-26	-40:01:50,047	-22:27:49,063	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-060D P/ P-26 ABANDONADO - KMMRL08-071 - 21/10/2008	DUTO PO	10	MARLIM	P-26	-40:01:37,839	-22:27:35,158	
LINHA DE 4 DO 7-MRL-060D P/ P-26 ABANDONADO - KMMRL08-071 - 21/10/2008	DUTO AN	10	MARLIM	P-26	-40:01:51,339	-22:27:48,730	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-078D P/ P-26 ABANDONADO - KMMRL08-074 - 03/11/2008	DUTO PO	10	MARLIM	P-26	-40:01:46,851	-22:27:47,458	
OLEODUTO DE 10" DO PLET (T) P/MIS-MRL-1 (DESATIVADO) COMPRIM. TOTAL: 1500 m TIPO: LOAD LINE, ESPESSURA: 0,500" TIPO DE ACO: API5LX5	OLEODUTO	9	VIOLA	P-47	-40:12:16,841	-22:20:51,821	
OLEODUTO DE 10" DA P-26 P/ P-33 OESTE	OLEODUTO	9	MARLIM	P-26	-40:01:20,922	-22:27:56,509	
GASODUTO DE 8 GL-1 DO MSP-MRL-3 P/ P-37	GASODUTO	10	MARLIM	P-37	-40:08:55,096	-22:28:21,477	
OLEODUTO DE 10 MP-1 POL. DO MSP-MRL3/P-37	OLEODUTO	10	MARLIM	P-37	-40:06:17,254	-22:28:22,687	
PLET-MRL-MP-01B (ABAND.) DO OLEODUTO 10 (INCLUIDO EM 10/12/04 DE ACORDO COM CORREIO ENVIADO P/ISBM)	PLET	10	MARLIM	P-37	-40:08:55,360	-22:28:20,009	
PLET-MRL-MGL-01B (ABAND.) DO GASODUTO DE 8 (INCLUIDO EM 08/12/04 DE ACORDO COM CORREIO ENVIADO P/ISBM)	PLET	10	MARLIM	P-37	-40:08:55,196	-22:28:21,311	
PLET-MRL-MW-01B (ABAND.) DO AQEDUTO DE 10 (INCLUIDO EM 07/12/04 DE ACORDO COM CORREIO ENVIADO P/ISBM)	PLET	10	MARLIM	P-37	-40:08:55,171	-22:28:22,612	
PLET-MRL-MP-01A (ABAND.) DO OLEODUTO DE 10MP (INCLUIDO EM 07/12/04 DE ACORDO COM CORREIO ENVIADO P/ISBM)	PLET	10	MARLIM	P-37	-40:06:17,127	-22:28:22,741	
SISTEMA DE ANCORAÇÃO ABANDONADO REALIZADO P/ NORMANDO BORG	AMARRAS	9	MARLIM	P-33	-39:59:45,849	-22:22:29,466	
AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAÇÃO (ABANDONADO)	AMARRAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:19,394	-22:27:29,454	
POLIÉSTER DO SISTEMA DE ANCORAÇÃO (ABANDONADO)	AMARRAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:18,695	-22:27:31,062	
POLIÉSTER DO SISTEMA DE ANCORAÇÃO (ABANDONADO)	AMARRAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:18,695	-22:27:31,062	
AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAÇÃO (ABANDONADO)	AMARRAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:19,394	-22:27:29,454	
SISTEMA DE ANCORAÇÃO ABANDONADO EM 17/02/2000 CABO DE AÇO + POLIESTER	AMARRAS	9	MARLIM	P-18	-40:01:20,727	-22:27:05,403	
AMARRA ABANDONADA	AMARRAS	9	VOADOR	P-27	-40:09:46,916	-22:23:05,232	
ÂNCORA 2 DA ANTIGA IMODCO-4 ABANDONADA PROVISORIAMENTE	ÂNCORA	9	VIOLA	P-47	-40:11:57,068	-22:20:06,346	
ÂNCORA 5 DA ANTIGA MONOBÓIA IMODCO-4 ABANDONADA PROVISORIAMENTE	ÂNCORA	9	VIOLA	P-47	-40:12:51,664	-22:20:14,836	
ANTIGA ANCORA DO SISTEMA DE ANCORAÇÃO 06 DA P-27 (ABANDONADO) SAVD11-372 - 01/01/2012 CORREIO ENVIADO 11/10/2012	ÂNCORA	9	VOADOR	P-27	-40:09:07,230	-22:22:55,262	
ÂNCORA 4 DA P-27 (SISTEMA ROMPIDO) TSVD06-180 - 06/05/2006	ÂNCORA	9	VOADOR	P-27	-40:09:09,554	-22:22:48,455	
ÂNCORA 3 DO SISTEMA 3 DE ANCORAÇÃO DA P-27 ABANDONADA INSPEÇÃO REALIZADA PELO SEACION AMAZÔNIA	ÂNCORA	9	VOADOR	P-27	-40:08:51,085	-22:22:29,176	
ÂNCORA DO SISTEMA 2 DE ANCORAÇÃO DA P-27 (ABANDONADA) INSPEÇÃO REALIZADA PELO SEACION AMAZÔNIA	ÂNCORA	9	VOADOR	P-27	-40:08:45,101	-22:22:27,956	

ÂNCORA DA SBM-5 ABANDONADA EM 06/08/2003	ÂNCORA	9	VIOLA	P-47	-40:12:04,231	-22:20:39,719	
ÂNCORA 7 DO SISTEMA 7 DE ANCORAGEM DA P-27 (ABANDONADO) INSPEÇÃO REALIZADA PELO SEALION AMAZÔNIA NKBV008-352 - 10/11/2008	ÂNCORA	9	VOADOR	P-27	-40:08:40,070	-22:23:12,207	
ÂNCORA ABANDONADA REALIZADO P/ NORMANDO BORG	ÂNCORA	9	MARLIM	P-33	-39:59:45,157	-22:22:29,623	
ÂNCORA ABANDONADA	ÂNCORA	9	MARLIM	P-33	-40:00:37,702	-22:22:20,279	
ÂNCORA ABANDONADA	ÂNCORA	9	VOADOR	P-27	-40:09:44,906	-22:23:05,205	
ÂNCORA ABANDONADA	ÂNCORA	10	MARLIM	P-37	-47:35:21,288	-83:12:42,072	
TORPEDO ABANDONADO	TORPEDO	9	MARLIM	P-18	-40:02:34,979	-22:25:37,206	
TORPEDO DO BUNDLE DO 7-MRL-149HP P/ P-37 (ABANDONADO)	TORPEDO	10	MARLIM	P-37	-40:06:32,139	-22:29:33,202	
SUCATA SOB A LINHA DE 6 DO 7-MRL-173 HPA SMRL04-082 - 27/12/2004	SUCATAS	9	MARLIM	P-18	-40:01:13,251	-22:24:59,877	
SUCATA SOB ANULAR ABANDONADO LMRD04-098 - 13/12/2004	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:03:25,545	-22:22:55,158	
GARATEIA ABANDONADA EM 01/08/2005	SUCATAS	9	VOADOR	P-27	-40:08:05,534	-22:23:34,140	
—	SUCATAS	9	VOADOR	P-27	-40:08:38,840	-22:22:50,718	
GARATEIA QUEBRADA ABANDONADA EM 28/10/2003	SUCATAS	9	VIOLA	P-47	-40:11:58,101	-22:20:51,495	
SUCATA METÁLICA RMRL3481 - 07/11/2003	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:04,113	-22:26:12,392	
SUCATA METÁLICA RMRL3481 - 07/11/2003	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:06,779	-22:26:17,870	
SUCATA AO LADO DO DUTO KMMRL08-076 - 12/11/2008 ARQUIVO XYZ ENVIADO P/KOMMANDOR 3000 MAPEAMENTO REALIZADO P/CBO CAMPOS	SUCATAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:57,788	-22:27:12,398	
SUCATA ABAIXO DO DUTO KMMRL08-076 - 12/11/2008 ARQUIVO XYZ ENVIADO P/KOMMANDOR 3000 MAPEAMENTO REALIZADO P/CBO CAMPOS	SUCATAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:51,546	-22:27:24,600	
SUCATA AO LADO DA LINHA DE 6 DO 7-MRL-198HP NMMLR09-26 - 12/09/2009	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:37,843	-22:26:08,948	
SUCATA AO LADO DA LINHA DE 2,5 DO 7-MRL-198HP NMMLR09-26 - 12/09/2009	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:53,398	-22:26:07,511	
SUCATA AO LADO DA LINHA DE 2,5 DO 7-MRL-198HP NMMLR09-26 - 12/09/2009	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:44,978	-22:26:08,803	
SUCATA DA LINHA DE UH NMRL08-034 - 26/04/2008	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:55,718	-22:25:28,408	
SUCATA DA LINHA DE UH NMRL08-034 - 26/04/2008	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:15,404	-22:26:02,301	
SUCATA DA LINHA DE 8 DO MSP-MRL-1 P/ P-35 NMRL08-034 - 26/04/2008	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:16,509	-22:26:00,440	
SUCATA METÁLICA TOCANDO O DUTO DE UEH SMRL10-018 - 07/05/2010	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:03:37,800	-22:26:39,003	
DUTO DE UEH SOBRE SUCATA NPMLRL11-112 - 01/10/2011 / IMRL8007 - 11/01/1998	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:02:36,971	-22:23:46,529	
SUCATA PRÓXIMO AO DUTO DE UEH SMRL08-052 - 10/11/2008	SUCATAS	9	MARLIM	P-33	-40:02:04,774	-22:22:37,112	
EXTREMIDADE ABANDONADA DA LINHA DE 2x1/2 CHMRL005-06 - 02/12/2006 KMMRL07-046 - 16/12/2007 KMMRL07-051 - 25/12/2007 KMMRL08-059 - 27/08/2008	SUCATAS	9	MARLIM	P-20	-40:04:40,832	-22:22:01,656	
EXTREMIDADE ABANDONADA DA LINHA DE UEN CHMRL005-06 - 02/12/2006 KMMRL07-046 - 16/12/2007 KMMRL07-051 - 25/12/2007 KMMRL08-059 - 27/08/2008	SUCATAS	9	MARLIM	P-20	-40:04:17,993	-22:22:18,750	
EXTREMIDADE ABANDONADA DA LINHA DE 6 DO 7-MRL-007 (ABANDONADA) KMMRL08-059 - 27/08/2008 / KMMRL07-051 - 25/12/2007 / KMMRL07-046 - 16/12/2007 / CHMRL005-06 - 02/12/2006	SUCATAS	9	MARLIM	P-20	-40:04:40,209	-22:22:02,473	
SUCATA DA LINHA DE 2,4 KMMRL07-049 - 27/12/2007	SUCATAS	9	MARLIM	P-20	-40:04:21,465	-22:22:01,947	
SUCATA DA LINHA DE UEH NMRL09-011 - 10/03/2009	SUCATAS	9	MARLIM	P-18	-40:01:28,341	-22:25:24,232	
SUCATA DA LINHA DE 4 NMRL09-011 - 10/03/2009	SUCATAS	9	MARLIM	P-18	-40:01:12,339	-22:25:02,806	
SUCATA DA LINHA DE UEH SMRL09-007 - 30/01/2009	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:03:43,084	-22:23:02,946	
SUCATA DA LINHA DE UEH KMMRL10-001 - 09/01/2010	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:02:58,267	-22:23:37,090	
SUCATA SOB O DUTO (CABO DE AÇO) DA LINHA DE 6 SMRL10-010 - 17/04/2010	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:03:29,938	-22:24:07,809	
SUCATA DA LINHA DE UEH DO MRL-093	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:08,925	-22:26:37,822	
PNEU ABANDONADO	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:03:09,893	-22:22:57,342	
SUCATA METÁLICA PRÓXIMO AO DUTO DE 2,4 NMRL11-069 - 09/09/2011 NMRL11-058 - 02/08/2011 NMRL11-059 - 04/08/2011	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:39,195	-22:26:02,923	
SUCATA METÁLICA DA LINHA DE 6 DO 8-MRL-093H P/ P-35. FMRL9121 - 27/10/1999 / KMMRL12-041 27/06/2012 / TVAMRL15-161 - 04/09/2015	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:11,744	-22:26:45,022	
LIXO ABANDONADO DCMRL12-084 - 22/10/2012	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:02:37,003	-22:23:27,438	
PNEU (ABANDONADOS) DCMRL12-084 - 22/10/2012	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:03:00,074	-22:23:30,835	
PNEUS (ABANDONADOS) DCMRL12-084 - 22/10/2012	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:03:06,060	-22:23:31,772	
PNEU ABANDONADO (DEFESA)	SUCATAS	9	MARLIM	P-33	-40:01:24,150	-22:21:45,275	
CABO DE AÇO NO SISTEMA DE ANCORAGEM 3 DA P-47	SUCATAS	9	VIOLA	P-47	-40:12:00,453	-22:20:39,476	
CABO DE AÇO NO SISTEMA DE ANCORAGEM 3 DA P-47	SUCATAS	9	VIOLA	P-47	-40:12:00,018	-22:20:39,422	
CABO DE AÇO NO SISTEMA DE ANCORAGEM 3 DA P-47	SUCATAS	9	VIOLA	P-47	-40:11:59,579	-22:20:39,374	
SUCATA METÁLICA DA LINHA DE UEH NMRL2028 - 20/02/2002 NMRL3090 - 15/08/2003 ZRO3204 - 01/09/2003 CHMRL10-007 - 18/04/2010	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:03:04,414	-22:23:26,774	
SUCATA DO DUTO DE UEH NMRL10-044 - 11/12/2010	SUCATAS	9	MARLIM	P-19	-40:02:32,653	-22:23:57,020	
SUCATA KMMRL08-076 - 12/11/2008 ARQUIVO XYZ ENVIADO P/KOMMANDOR 3000 MAPEAMENTO REALIZADO P/CBO CAMPOS	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:51,216	-22:27:26,555	
EXTREMIDADE ABANDONADA DA LINHA DE 6 KMMRL08-074 - 03/11/2008	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:43,626	-22:28:00,746	
LIXO ABANDONADO	SUCATAS	10	MARLIM	P-37	-40:06:26,194	-22:29:03,001	
SUCATA 1 REPOSIÇÃO NADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:11,017	-22:28:05,603	
SUCATA 2 REPOSIÇÃO NADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:14,296	-22:28:09,062	
SUCATA 3 REPOSIÇÃO NADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:14,922	-22:28:08,473	
SUCATA 4 REPOSIÇÃO NADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:15,796	-22:28:08,337	
SUCATA 5 REPOSIÇÃO NADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:18,529	-22:28:08,938	
SUCATA 6 REPOSIÇÃO NADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:25,003	-22:28:09,027	
Sucata	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:37,315	-22:28:08,461	
CAPA DE PROTEÇÃO DO POÇO ABANDONADA SAMRL12-229	SUCATAS	10	MARLIM	P-37	-40:02:43,112	-22:27:56,949	
TUBO ABANDONADO DE APROXIMADAMENTE 10M SAMRL12-229	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:49,478	-22:28:06,757	
GASODUTO DE 8 GL-1 DO MSP-MRL-3 P/ P-37	GASODUTO	10	MARLIM	P-37	-40:08:55,092	-22:28:21,474	
AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM (ABANDONADO)	AMARRAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:20,233	-22:27:29,318	
SISTEMA DE ANCORAGEM ABANDONADO	ÂNCORA	9	MARLIM	P-35	-40:04:06,518	-22:26:11,270	
SISTEMA DE ANCORAGEM ABANDONADO SEM INFORMAÇÃO	ÂNCORA	9	VIOLA	P-35	-40:04:05,582	-22:26:12,317	
SISTEMA DE ANCORAGEM ABANDONADO SEM INFORMAÇÃO	ÂNCORA	9	VOADOR	P-27	-40:09:00,281	-22:23:12,841	
SISTEMA DE ANCORAGEM ABANDONADO SEM INFORMAÇÃO	ÂNCORA	9	MARLIM	P-33	-39:59:42,689	-22:22:29,516	

Anexo 5

Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos da P-33



Sistema Submarino da P-33 - Visão Geral

Função	Origem	Destino	Tipo	Comp. Riser [m]	Comp. Flow [m]	Comp. Total [m]	Nº de Tramos	Situação Operacional	Fluido Escoado	Diâmetro Riser [in]	Diâmetro Flowline [in]	Massas de Metais [t]	Massa de Polímero [t]	Massa total [t]
Oleoduto (Oeste)	PLET [PLET-MRL-05A]	Extremidade Livre	O - Duto Flexível	0	1113	1113	1	Desativado Temporariamente	Óleo	9.13"	9.5"	155,5	19,8	175,4
Oleoduto (Leste)	PLET [PLET-MRL-04A]	P-33	O - Duto Flexível	1382	1230	2612	3	Operação na Extensão de Vida Útil	Óleo	---	9.5"	385,6	51,2	436,8
Gasoduto	P-33	VALVULA SUBMARINA [ESDV-8"-VE-P33 (GA_P-33/P-19)]	UEH	1245			1	Fora de Operação	---	---	---	18,3	5,4	23,7
	P-33	P-19	G - Duto Flexível	1242	3186	4428	6	Fora de Operação	Gás	6"	9.13", 8"	527,8	70,9	598,7
Gasoduto (Track1)	Extremidade Livre	Extremidade Livre	G - Duto Flexível	1240	0	1240	1	Desativado Temporariamente	Gás	8"	---	133,3	21,3	154,6
Gasoduto (Track)	Extremidade Livre	Extremidade Livre	G - Duto Flexível	0	3309	3309	3	Desativado Temporariamente	Gás	---	8"	273,5	42,3	315,8
Bundle de Produção do 7-MRL-109H-RJS	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-109H-RJS]	UEH	2530			2	Fora de Operação	---	---	---	44,5	31,8	76,3
	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-109H-RJS]	GL - Duto Flexível	1214	1306	2520	2	Fora de Operação	Gás	2.46"	2.46"	59,5	8,9	68,4
	SISTEMA ANM [7-MRL-109H-RJS]	Extremidade Livre	PO - Duto Flexível	0	1111	1111	2	Fora de Operação	Óleo	---	6", 4"	62,3	7,6	69,9
Bundle de Produção do 7-MRL-127HB-RJS	Extremidade Livre	SISTEMA ANM [7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127HA-RJS/7-MRL-127HB-RJS]	UEH	2512			1	Desativado Temporariamente	---	---	---	46,2	24,1	70,3
	Extremidade Livre	SISTEMA ANM [7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127HA-RJS/7-MRL-127HB-RJS]	GL - Duto Flexível	0	1330	1330	1	Desativado Temporariamente	Gás	---	2.46"	31,2	4,1	35,3
	SISTEMA ANM [7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127HA-RJS/7-MRL-127HB-RJS]	Extremidade Livre	PO - Duto Flexível	0	1396	1396	2	Desativado Temporariamente	Óleo	---	6", 4"	78,8	9,6	88,4
Bundle de Produção do 7-MRL-220HP-RJS	P-33	SISTEMA ANM [9-MRL-219D-RJS/7-MRL-220HP-RJS]	UEH	4403			2	Fora de Operação	---	---	---	89,4	44,0	133,4
	P-33	SISTEMA ANM [9-MRL-219D-RJS/7-MRL-220HP-RJS]	GL - Duto Flexível	1465	3530	4995	2	Fora de Operação	Gás	4"	2.5"	162,1	29,2	191,4
	SISTEMA ANM [9-MRL-219D-RJS/7-MRL-220HP-RJS]	P-33	PO - Duto Flexível	1474	3213	4687	2	Fora de Operação	Óleo	6"	6", 4"	305,2	56,3	361,5
Bundle de Produção do 7-MRL-88H-RJS	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-88H-RJS]	UEH	2692			1	Fora de Operação	---	---	---	47,4	33,8	81,2
	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-88H-RJS]	GL - Duto Flexível	1269	1410	2679	2	Fora de Operação	Gás	2.46"	2.46"	63,2	9,3	72,5
Bundle de Produção do 7-MRL-89D-RJS	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-89D-RJS]	UEH	3635			1	Fora de Operação	---	---	---	66,9	34,9	101,8
	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-89D-RJS]	GL - Duto Flexível	1213	2404	3617	2	Fora de Operação	Gás	2.46"	2.46"	85,2	12,3	97,5
	SISTEMA ANM [7-MRL-89D-RJS]	P-33	PO - Duto Flexível	1216	2404	3620	4	Fora de Operação	Óleo	4"	6", 4"	161,4	20,4	181,9
Bundle de Produção do 7-MRL-99D-RJS	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-99D-RJS]	UEH	2719			1	Fora de Operação	---	---	---	50,7	24,2	74,9
	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-99D-RJS]	GL - Duto Flexível	1213	1495	2708	2	Fora de Operação	Gás	4"	4"	93,2	13,2	106,4
	SISTEMA ANM [7-MRL-99D-RJS]	Extremidade Livre	PO - Duto Flexível	1209	1458	2667	3	Fora de Operação	Óleo	4"	6", 4"	132,1	20,9	153,0
Bundle de Injeção do 8-MRL-181D-RJS	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-181D-RJS]	UEH	3841			1	Fora de Operação	---	---	---	56,5	16,5	73,0
	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-181D-RJS]	IA - Duto Flexível	1455	2352	3807	3	Fora de Operação	Água	6"	6"	215,1	43,8	258,9
Bundle de Injeção do 8-MRL-57DA-RJS	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-57D-RJS/8-MRL-57DA-RJS]	UEH	2810			1	Fora de Operação	---	---	---	33,6	10,0	43,6
	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-57D-RJS/8-MRL-57DA-RJS]	IA - Duto Flexível	1173	1692	2865	4	Fora de Operação	Água	6"	6", 4"	77,5	16,8	94,3
Bundle de Injeção do 8-MRL-90D-RJS	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-90D-RJS]	UEH	6890			3	Fora de Operação	---	---	---	96,5	36,3	132,8
	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-90D-RJS]	IA - Duto Flexível	1184	5782	6966	6	Fora de Operação	Água	6"	6", 4"	327,9	74,3	402,1

G - Gasoduto

PO - Linha de Produção

GL - Linha de Gas Lift / Serviço

UEH - Umbilical Eletro-Hidráulico

IA - Linha de Injeção de Água



Sistema Submarino da P-33 - Dutos Flexíveis e Umbilicais - Interligações

Unidade Operacional	Ativo	Instalação	Instalação de Origem	Instalação de Destino	Código ANP	Nome do Duto	Descrição Tipo Duto	Descrição Situação	Produto
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-26 (*)	PLET [PLET-MRL-05A]	Extremidade Livre	(**)	O_P-26/P-33-OESTE 10"	Oleoduto	Fora de Operação	OLEO
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-26 (*)	P-26	P-33	18356	O_P-26/P-33-LESTE 10"	Oleoduto	Operação na Extensão de Vida Útil	OLEO
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	P-19	21463	GA_P-33/P-19	Gasoduto	Fora de Operação	GAS
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	EXTREMIDADE LIVRE	EXTREMIDADE LIVRE	(**)	GA_P-33/P-19 (TRACK)	Gasoduto	Desativado Temporariamente	GAS
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	EXTREMIDADE LIVRE	EXTREMIDADE LIVRE	(**)	GA_P-33/P-19 (TRACK 1)	Gasoduto	Desativado Temporariamente	GAS
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [9-MRL-219D-RJS/7-MRL-220HP-RJS]	21476	GL_P-33/7-MRL-220HP-RJS	Linha de serviço	Fora de Operação	GAS
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-109H-RJS]	21480	GL_P-33/7-MRL-109	Linha de serviço	Fora de Operação	GAS
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	EXTREMIDADE LIVRE	SISTEMA ANM [7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127HA-RJS/7-MRL-127HB-RJS]	31678	GL_P-33/7-MRL-127H	Linha de serviço	Desativado Temporariamente	GAS
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-88H-RJS]	21483	GL_P-33/7-MRL-88H	Linha de serviço	Fora de Operação	GAS
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-89D-RJS]	21492	GL_P-33/7-MRL-89D	Linha de serviço	Fora de Operação	GAS
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-99D-RJS]	21495	GL_P-33/7-MRL-99D	Linha de serviço	Fora de Operação	GAS
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-90D-RJS]	21498	IA_P-33/8-MRL-090D	Injeção	Fora de Operação	AGUA
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-181D-RJS]	21508	IA_P-33/8-MRL-181D	Injeção	Fora de Operação	AGUA
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-57D-RJS/8-MRL-57DA-RJS]	21514	IA_P-33/8-MRL-57DA	Injeção	Fora de Operação	AGUA
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-109H-RJS]	EXTREMIDADE LIVRE	21519	PO_7-MRL-109/P-33	Oleoduto	Fora de Operação	OLEO
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127HA-RJS/7-MRL-127HB-RJS]	EXTREMIDADE LIVRE	31680	PO_7-MRL-127H/P-33	Oleoduto	Desativado Temporariamente	OLEO
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	SISTEMA ANM [9-MRL-219D-RJS/7-MRL-220HP-RJS]	P-33	21523	PO_7-MRL-220HP-RJS/P-33	Oleoduto	Fora de Operação	OLEO
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-88H-RJS]	P-33	21530	PO_7-MRL-88H/P-33	Oleoduto	Fora de Operação	OLEO
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-89D-RJS]	P-33	21534	PO_7-MRL-89D/P-33	Oleoduto	Fora de Operação	OLEO
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-99D-RJS]	EXTREMIDADE LIVRE	21548	PO_7-MRL-99D/P-33	Oleoduto	Fora de Operação	OLEO
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [9-MRL-219D-RJS/7-MRL-220HP-RJS]	21552	UEH_P-33/7-MRL-220HP-RJS	Umbilical	Fora de Operação	---
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	VÁLVULA SUBMARINA [ESDV-8*-VE-P33 (GA_P-33/P-19)]	21583	UEH_P-33/ESDV-8*-VE-P33 (GA_P-33/P-19)	Umbilical	Fora de Operação	---
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-89D-RJS]	21555	UEH_P-33/7-MRL-89D	Umbilical	Fora de Operação	---
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-90D-RJS]	21560	UEH_P-33/8-MRL-090D	Umbilical	Fora de Operação	---
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-181D-RJS]	21568	UEH_P-33/8-MRL-181D	Umbilical	Fora de Operação	---
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-109H-RJS]	21585	UH_P-33/7-MRL-109	Umbilical	Fora de Operação	---
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	EXTREMIDADE LIVRE	SISTEMA ANM [7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127HA-RJS/7-MRL-127HB-RJS]	31683	UH_P-33/7-MRL-127H	Umbilical	Desativado Temporariamente	---
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-88H-RJS]	21588	UH_P-33/7-MRL-88H	Umbilical	Fora de Operação	---
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [7-MRL-99D-RJS]	21595	UH_P-33/7-MRL-99D	Umbilical	Fora de Operação	---
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	P-33	SISTEMA ANM [8-MRL-57D-RJS/8-MRL-57DA-RJS]	21597	UH_P-33/8-MRL-57DA	Umbilical	Fora de Operação	---

Observações:

(*) Apenas os trechos identificados neste documento fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-33. Os outros trechos serão endereçados no Projeto de Descomissionamento da P-26.

(**) Conforme ATA de Reunião 066/SSM/2017, os dutos, trechos e equipamentos que estavam desconectados antes da implementação do SGSS foram classificados como OBJETOS, não sendo cadastrados no DPP e, portanto, não possuindo código de identificação ANP.

Sistema Submarino da P-33 - Dutos Flexíveis e Umbilicais - Tramos																	
Unidade Operacional	Ativo	Instalação	Nome do Duto	Código ANP Duto	Situação do Duto	Código ANP	Nome Trecho	Tipo Estrutura	Função Estrutura	Data Instalação	Código Origem	Descrição Origem	Código Destino	Descrição Destino	Comprimento [m]	Diâmetro Nominal [in]	Vida Útil Projeto [anos]
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-26 (*) (***)	O_P-26/P-33-OESTE_10"	(**)	Desativado Temporariamente	4	Flow Flexivel [S021043]	Flexivel	Flowline	21/12/2003	(**)	PLET [PLET-MRL-05A]	--	EXTREMIDADE LIVRE	1113,00	9,50	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-26 (*)	O_P-26/P-33-LESTE_10"	18356	Operação na Extensão de Vida Útil	18352	Riser Flexivel [TR5078301B2]	Flexivel	Riser	07/03/2008	18361	Riser Flexivel [TR5078312B]	3511	Spool de Fechamento [SF_S19_P-33]	719,00	9,13	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-26 (*)	O_P-26/P-33-LESTE_10"	18356	Operação na Extensão de Vida Útil	18361	Riser Flexivel [TR5078312B]	Flexivel	Riser	07/03/2008	18360	Flow Flexivel [S021011]	18362	Riser Flexivel [TR5078301B2]	663,00	9,13	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-26 (*)	O_P-26/P-33-LESTE_10"	18356	Operação na Extensão de Vida Útil	18360	Flow Flexivel [S021011]	Flexivel	Flowline	28/10/1999	3533	PLET [PLET-MRL-04A]	18361	Riser Flexivel [TR5078312B]	1230,00	9,50	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19	21463	Fora de Operação	21464	Riser Flexivel [F06860002C]	Flexivel	Riser	24/01/2011	3545	Spool de Fechamento [SF_S07_P-33]	3558	VALVULA SUBMARINA [ESDV-8'-VE-P33 (GA_P-33/P-19)]	1242,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19	21463	Fora de Operação	21465	Flow Flexivel [TR5067608]	Flexivel	Flowline	25/06/2013	3558	VÁLVULA SUBMARINA [ESDV-8'-VE-P33 (GA_P-33/P-19)]	21466	Flow Flexivel [C272C02]	303,00	9,13	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19	21463	Fora de Operação	21465	Flow Flexivel [C272C02]	Flexivel	Flowline	25/06/2013	21465	Flow Flexivel [TR5067608]	21467	Flow Flexivel [C434B04]	823,00	9,13	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19	21463	Fora de Operação	21467	Flow Flexivel [C434B04]	Flexivel	Flowline	25/06/2013	21466	Flow Flexivel [C272C02]	21468	Flow Flexivel [TR5146311]	650,00	9,13	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19	21463	Fora de Operação	21468	Flow Flexivel [TR5146311]	Flexivel	Flowline	25/06/2013	21467	Flow Flexivel [C434B04]	21469	Flow Flexivel [TR5146311]	705,00	8,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19	21463	Fora de Operação	21469	Flow Flexivel [TR5146312]	Flexivel	Flowline	25/06/2013	21468	Flow Flexivel [TR5146311]	3470	VALVULA SUBMARINA [ESDV-8'-VE-P19 (GA_P-33/P-19)]	705,00	8,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19 (TRACK)	(**)	Desativado Temporariamente	3	Flow Flexivel [A310A7B]	Flexivel	Flowline	25/06/2013	(**)	EXTREMIDADE LIVRE	(**)	Flow Flexivel [C03036A]	1034,00	8,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19 (TRACK)	(**)	Desativado Temporariamente	1	Flow Flexivel [C03036A]	Flexivel	Flowline	25/06/2013	(**)	Flow Flexivel [A310A7B]	(**)	Flow Flexivel [A310A4]	1257,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19 (TRACK)	(**)	Desativado Temporariamente	2	Flow Flexivel [A310A4]	Flexivel	Flowline	25/06/2013	(**)	Flow Flexivel [C03036A]	(**)	EXTREMIDADE LIVRE	1018,00	8,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33 (***)	GA_P-33/P-19 (TRACK-1)	(**)	Desativado Temporariamente	1	Riser Flexivel [A310B1]	Flexivel	Riser	25/01/1999	--	EXTREMIDADE LIVRE	--	EXTREMIDADE LIVRE	1240,00	8,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-220HP-RJS	21476	Fora de Operação	21477	Riser Flexivel [C2513H02]	Flexivel	Riser	24/01/2014	3540	Spool de Fechamento [SF_S32_P-33]	21478	Flow Flexivel [C251306]	1465,00	2,50	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-220HP-RJS	21476	Fora de Operação	21478	Flow Flexivel [C251306]	Flexivel	Flowline	24/01/2014	21477	Riser Flexivel [C2513H02]	21479	Flow Flexivel [C2511D03]	1980,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-220HP-RJS	21476	Fora de Operação	21479	Flow Flexivel [C2511D03]	Flexivel	Flowline	24/01/2014	21478	Flow Flexivel [C251306]	3563	SISTEMA ANM [9-MRL-210D-RJS/7-MRL-220HP-RJS]	1550,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-109	21480	Fora de Operação	21481	Riser Flexivel [TR50309A1B]	Riser	10/11/2008	3541	Spool de Fechamento [SF_S26_P-33]	21482	Flow Flexivel [TR50309B1]	1214,00	2,46	20	
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-109	21480	Fora de Operação	21482	Flow Flexivel [TR50309B1]	Flexivel	Flowline	27/12/1999	21481	Riser Flexivel [TR50309A1B]	3560	SISTEMA ANM [7-MRL-109R-RJS]	1306,00	2,46	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33 (***)	GL_P-33/T-MRL-127H	31678	Desativado Temporariamente	31679	Flow Flexivel [F0620000]	Flexivel	Flowline	07/08/2003	--	EXTREMIDADE LIVRE	50776	SISTEMA ANM [7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127H-RJS]	1330,00	2,46	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-88H	21483	Fora de Operação	21484	Riser Flexivel [M661101B2]	Flexivel	Riser	14/10/2006	3536	Spool de Fechamento [SF_S28_P-33]	21485	Flow Flexivel [F052002B]	1269,00	2,46	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-88H	21483	Fora de Operação	21485	Flow Flexivel [F052002B]	Flexivel	Flowline	07/12/1998	21484	Riser Flexivel [M661101B2]	3562	SISTEMA ANM [7-MRL-88H-RJS]	1410,00	2,46	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-89D	21492	Fora de Operação	21493	Riser Flexivel [F0684002B]	Flexivel	Riser	03/07/2014	3542	Spool de Fechamento [SF_S30_P-33]	21494	Flow Flexivel [F0685001]	1213,00	2,46	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-89D	21492	Fora de Operação	21494	Flow Flexivel [F0685001]	Flexivel	Flowline	03/07/2014	21493	Riser Flexivel [F0684002B]	3559	SISTEMA ANM [7-MRL-89D-RJS]	2404,00	2,46	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-99D	21495	Fora de Operação	21496	Riser Flexivel [F0681011B]	Flexivel	Riser	10/06/2005	3539	Spool de Fechamento [SF_S24_P-33_P-33]	21497	Flow Flexivel [F06849002]	1213,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/T-MRL-99D	21495	Fora de Operação	21497	Flow Flexivel [F0649002]	Flexivel	Flowline	10/06/2005	21496	Riser Flexivel [F066101B1]	3564	SISTEMA ANM [7-MRL-99D-RJS]	1495,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-090D	21498	Fora de Operação	21499	Riser Flexivel [TR50309F1B2]	Flexivel	Riser	09/03/2013	3547	Spool de Fechamento [SF_S15_P-33]	21500	Flow Flexivel [F064100C2,2,2]	1184,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-090D	21498	Fora de Operação	21500	Flow Flexivel [F064100C2,2,2]	Flexivel	Flowline	09/03/2013	21499	Riser Flexivel [TR50309F1B2]	21501	Flow Flexivel [TR50309E2]	55,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-090D	21498	Fora de Operação	21501	Flow Flexivel [TR50309E2]	Flexivel	Flowline	26/12/2005	21500	Flow Flexivel [F064100C2,2,2]	21502	Flow Flexivel [TR50309E1]	1885,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33 (***)	IA_P-33/MRL-090D	21498	Fora de Operação	21502	Flow Flexivel [TR50309E1]	Flexivel	Flowline	26/12/2005	21501	Flow Flexivel [TR50309E2]	21503	Flow Flexivel [TR50309E3]	1887,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-090D	21498	Fora de Operação	21503	Flow Flexivel [TR50309E3]	Flexivel	Flowline	26/12/2005	21502	Flow Flexivel [TR50309E1]	21504	Flow Flexivel [TR50309C1,2]	1888,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-090D	21498	Fora de Operação	21504	Flow Flexivel [TR50309C1,2]	Flexivel	Flowline	26/12/2005	21503	Flow Flexivel [TR50309E3]	3561	SISTEMA ANM [8-MRL-90D-RJS]	67,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-181D	21508	Fora de Operação	21509	Riser Flexivel [TR5147001]	Flexivel	Riser	30/03/2008	3546	Spool de Fechamento [SF_S35_P-33]	21510	Flow Flexivel [TR5147011]	1455,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-181D	21508	Fora de Operação	21510	Flow Flexivel [TR5147001]	Flexivel	Flowline	30/03/2008	21509	Riser Flexivel [TR5147001]	21511	Flow Flexivel [TR5147012]	1176,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-181D	21508	Fora de Operação	21511	Flow Flexivel [TR5147012]	Flexivel	Flowline	30/03/2008	21510	Flow Flexivel [TR5147011]	3565	SISTEMA ANM [8-MRL-181D-RJS]	1176,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-57DA	21514	Fora de Operação	21515	Riser Flexivel [F064100B2,2,2]	Flexivel	Riser	06/08/2015	3534	Spool de Fechamento [SF_S05_P-33]	21516	Flow Flexivel [TR5048529A3,1]	1173,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-57DA	21514	Fora de Operação	21516	Flow Flexivel [TR5048529A3,1]	Flexivel	Flowline	06/08/2015	21515	Riser Flexivel [F064100B2,2,2]	21517	Flow Flexivel [F0643001B]	100,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-57DA	21514	Fora de Operação	21517	Flow Flexivel [F0643001B]	Flexivel	Flowline	10/01/2005	21516	Flow Flexivel [TR5048529A3,1]	21518	Flow Flexivel [F0655002]	1511,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/MRL-57DA	21514	Fora de Operação	21518	Flow Flexivel [F0655002]	Flexivel	Flowline	12/05/1999	21517	Flow Flexivel [F0643001B]	3566	SISTEMA ANM [8-MRL-57D-RJS/8-MRL-57DA-RJS]	81,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-109P-33	21519	Fora de Operação	21520	Flow Flexivel [TR50309D1]	Flexivel	Flowline	27/12/1999	3560	SISTEMA ANM [7-MRL-109P-RJS]	21521	Flow Flexivel [TR50309H1]	81,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-109P-33	21519	Fora de Operação	21521	Flow Flexivel [TR50309H1]	Flexivel	Flowline	27/12/1999	21520	Flow Flexivel [TR50309H1]	--	EXTREMIDADE LIVRE	1030,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-127H-17P-33	31680	Desativado Temporariamente	31681	Flow Flexivel [F0625031]	Flexivel	Flowline	29/01/2001	50776	SISTEMA ANM [7-MRL-127H-17P-7MRL-127H-RJS/7-MRL-127H-RJS]	31682	Flow Flexivel [F065001]	81,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-127H-17P-33	31680	Desativado Temporariamente	31682	Flow Flexivel [F065001]	Flexivel	Flowline	07/08/2003	31681	Flow Flexivel [F0625031]	--	EXTREMIDADE LIVRE	1315,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-220HP-RJS/P-33	21523	Fora de Operação	21524	Flow Flexivel [C236J06]	Flexivel	Flowline	29/01/2014	3563	SISTEMA ANM [9-MRL-210D-RJS/7-MRL-220HP-RJS]	21525	Flow Flexivel [C2312F03]	1199,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-220HP-RJS/P-33	21523	Fora de Operação	21525	Flow Flexivel [C2512F03]	Flexivel	Flowline	29/01/2014	21524	Flow Flexivel [C236206]	21526	Riser Flexivel [C251202]	2014,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-220HP-RJS/P-33	21523	Fora de Operação	21526	Riser Flexivel [C251202]	Flexivel	Riser	29/01/2014	21525	Flow Flexivel [C2512F03]	21527	Riser Flexivel [C251303D]	1365,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-220HP-RJS/P-33	21523	Fora de Operação	21527	Riser Flexivel [C251303D]	Flexivel	Riser	29/01/2014	21526	Flow Flexivel [C251202]	3543	Spool de Fechamento [SF_S33_P-33]	109,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-89HP-33	21530	Fora de Operação	21531	Flow Flexivel [F0659013]	Flexivel	Flowline	07/12/1998	3562	SISTEMA ANM [7-MRL-88H-RJS]	21532	Flow Flexivel [F0650001]	81,00	4,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-89HP-33	21530	Fora de Operação	21532	Flow Flexivel [M631200001]	Flexivel	Flowline	07/12/1998	21531	Flow Flexivel [F0659013]	21533	Riser Flexivel [M63132082]	1328,00	6,00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7_MRL-89HP-33	21530	Fora de Operação	21533	Riser Flexivel [M63132082]	Flexivel	Riser	14/10/2006	21532	Flow Flexivel [

UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	PO_7-MRL-99D/P-33	21548	Fora de Operação	21551	Riser Flexivel [F0661002B2]	Flexivel	Riser	10/06/2005	21550	Flow Flexivel [C03031A(3)]	3538	Spool de Fechamento [SF_S-25/P-33_P-33]	1209.00	4.00	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UEH_P-33_7-MRL-220HP-RJS	21552	Fora de Operação	21553	Riser Flexivel [3301]	Umbilical	Riser	05/02/2014	3555	Caixa de Junção Virtual [CJV_S-12_P-33]	21554	Flow Flexivel [3500C2]	3454.00	9X3/8*3X1/2*CE	25
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UEH_P-33_7-MRL-220HP-RJS	21552	Fora de Operação	21554	Flow Flexivel [3500C2]	Umbilical	Flowline	05/02/2014	21553	Riser Flexivel [3301]	3563	SISTEMA ANM [9-MRL-219D-RJS/7-MRL-220HP-RJS]	948.78	9X3/8*3X1/2*CE	25
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UEH_P-33/ESDV-8*-VE-P33 (GA_P-33)P-19)	21553	Fora de Operação	21584	Riser Flexivel [2996B]	Umbilical	Riser	20/02/2011	3549	Caixa de Junção Virtual [CJV_S-23_P-33]	3558	VALVULA SUBMARINA [ESDV-8*-VE-P33 (GA_P-33)P-19]	1245.00	5X3/8*CE	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UEH_P-33/7-MRL-89D	21555	Fora de Operação	21556	Riser Flexivel [3367]	Umbilical	Riser	03/07/2014	3550	Caixa de Junção Virtual [CJV_S-11_P-33]	3559	SISTEMA ANM [7-MRL-89D-RJS]	3635.00	9X3/8*3X1/2*CE	25
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UEH_P-33/8-MRL-090D	21560	Fora de Operação	21561	Riser Flexivel [2557B2.2]	Umbilical	Riser	26/01/2005	3557	Caixa de Junção Virtual [CJV_S-01_P-33]	21562	Flow Flexivel [2558]	2769.00	5X3/8*CE	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UEH_P-33/8-MRL-090D	21560	Fora de Operação	21562	Flow Flexivel [2558]	Umbilical	Flowline	26/01/2005	21561	Riser Flexivel [2557B2.2]	21563	Flow Flexivel [2559B2.2]	2841.00	5X3/8*CE	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UEH_P-33/8-MRL-090D	21560	Fora de Operação	21563	Flow Flexivel [2559B2.2]	Umbilical	Flowline	26/01/2005	21562	Flow Flexivel [2558]	3561	SISTEMA ANM [8-MRL-90D-RJS]	1280.00	5X3/8*CE	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UEH_P-33/8-MRL-181D	21568	Fora de Operação	21569	Riser Flexivel [3031]	Umbilical	Riser	30/03/2008	3554	Caixa de Junção Virtual [CJV_S-34_P-33]	3565	SISTEMA ANM [8-MRL-181D-RJS]	3841.00	5X3/8*CE	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UH_P-33/7-MRL-109	21585	Fora de Operação	21586	Riser Flexivel [2565C2]	Umbilical	Riser	10/11/2008	3552	Caixa de Junção Virtual [CJV_S-09_P-33]	21587	Flow Flexivel [2565B]	2403.00	9X3/8*3X1/2*CE	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UH_P-33/7-MRL-109	21585	Fora de Operação	21587	Flow Flexivel [2565B]	Umbilical	Flowline	27/12/1999	21586	Riser Flexivel [2565C2]	3560	SISTEMA ANM [7-MRL-109H-RJS]	127.00	9X3/8*3X1/2*CE	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UH_P-33/7-MRL-127H	31683	Desativado Temporariamente	31684	Riser Flexivel [2487B2]	Umbilical	Riser	07/08/2003		EXTREMIDADE LIVRE	50776	SISTEMA ANM [7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127HA-RJS/7-MRL-127HB-RJS]	2512.00	10X3/8*3X1/2*	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UH_P-33/7-MRL-88H	21588	Fora de Operação	21589	Riser Flexivel [2489B2]	Umbilical	Riser	14/10/2006	3553	Caixa de Junção Virtual [CJV_S-10/P-33_P-33]	3562	SISTEMA ANM [7-MRL-88H-RJS]	2692.00	9X3/8*3X1/2*CE	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	UH_P-33/7-MRL-99D	21595	Fora de Operação	21596	Riser Flexivel [2584B2.2]	Umbilical	Riser	10/06/2005	3556	Caixa de Junção Virtual [CJV_S-08/P-33_P-33]	3564	SISTEMA ANM [7-MRL-99D-RJS]	2719.00	12X3/8*CE	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33 (***)	UH_P-33/8-MRL-57DA	21597	Fora de Operação	21598	Riser Flexivel [2488B2]	Umbilical	Riser	15/08/2015	3551	Caixa de Junção Virtual [CJV_S-20_P-33]	3566	SISTEMA ANM [8-MRL-57D-RJS/8-MRL-57DA-RJS]	2810.00	5X3/8*	20

Observações:

(*) Apenas os trechos identificados neste documento fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-33. Os outros trechos serão endereçados no Projeto de Descomissionamento da P-26.

(**) Conforme ATA de Reunião 066/SM/2017, os dutos, trechos e equipamentos que estavam desconectados antes da implementação do SGSS foram classificados como OBJETOS, não sendo cadastrados no DPP e, portanto, não possuindo código de identificação ANP.

(***) Todas as estruturas rachuradas são parte do inventário das estruturas dos PDIDs da áreas 9 e são considerados parte do escopo do PDI da P-33.



Sistema Submarino da P-33 - Equipamentos Submarinos

Unidade Operacional	Ativo	Instalação	Interação	Código ANP	Tag Equipamento	Poco	Descrição Tipo Equipamento	Tipo Equipamento	Latitude	Longitude	Peso Líquido [t]	LDA	Data Instalação	Vida Útil Projeto
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GA_P-33/P-19; UEH_CJ-1_P-19/ESDV-8^VE-P19 (GA_P-33/P-19); UEH_P-33/ESDV-8^VE-P33 (GA_P-33/P-19)	3558	ESDV-8^VE-P33 (GA_P-33/P-19)	---	Válvula de Bloqueio	VÁLVULA SUBMARINA	-22:22:40,204	-40:01:38,920	7	790	24/01/2011	30
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/7-MRL-220HP-RJS; PO_7-MRL-220HP-RJS/P-33 ; UEH_P-33/7-MRL-220HP-RJS	3563	FC-295	9-MRL-219D-RJS/7-MRL-220HP-RJS	Árvore de Natal	SISTEMA ANM	-22:22:19,905	-40:03:20,940	64,64	717	20/11/2013	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/8-MRL-57DA; UH_P-33/8-MRL-57DA	3566	KN-4	8-MRL-57D-RJS/8-MRL-57DA-RJS	Árvore de Natal	SISTEMA ANM	-22:23:20,805	-40:00:54,915	47,49	850	14/06/1999	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/7-MRL-88H; PO_7-MRL-88H/P-33; UH_P-33/7-MRL-88H	3562	KN-11	7-MRL-88H-RJS	Árvore de Natal	SISTEMA ANM	-22:22:20,582	-40:02:42,288	55,16	750	08/12/1998	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/7-MRL-89D; PO_7-MRL-89D/P-33; UEH_P-33/7-MRL-89D	3559	VA-50	7-MRL-89D-RJS	Árvore de Natal	SISTEMA ANM	-22:22:21,307	-40:03:10,999	37,12	723	03/12/2012	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/8-MRL-090D; UEH_P-33/8-MRL-090D	3561	SVC-42	8-MRL-90D-RJS	Árvore de Natal	SISTEMA ANM	-22:22:29,134	-40:03:32,457	43,07	712	15/03/2005	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/7-MRL-99D; PO_7-MRL-99D/P-33; UH_P-33/7-MRL-99D	3564	KN-13	7-MRL-99D-RJS	Árvore de Natal	SISTEMA ANM	-22:22:47,790	-40:02:28,819	55,16	770	05/07/2010	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	GL_P-33/7-MRL-127H; PO_7-MRL-127H/P-33; UH_P-33/7-MRL-127H	50776	VA-60	7-MRL-127H-RJS/7-MRL-127HA-RJS/7-MRL-127HB-RJS	Árvore de Natal	SISTEMA ANM	-22:23:16,736	-40:01:37,316	37,12	822	04/01/2001	20
UN-BC	UN-BC/ATP-MRL	P-33	IA_P-33/8-MRL-181D; UEH_P-33/8-MRL-181D	3565	KV-91	8-MRL-181D-RJS	Árvore de Natal	SISTEMA ANM	-22:21:44,901	-40:02:48,525	72,32	724	20/03/2008	20

Anexo 6

DUM (Descrição da Unidade Marítima) do FPSO P-33

Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional SGSO

Descrição da Unidade Marítima DUM

Petrobras 33 (P-33)



E&P

Revisão 14
JUN/2021

Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional - SGSO

Descrição da Unidade Marítima - DUM

SGSO-DUM-Petrobras 33 06/2021

**Processo Administrativo na ANP
48610.201476/2019-22**

**Revisão 14
JUN/2021**



E & P

NP-2

CONTROLE DE REVISÕES

REV	DESCRÍÇÃO	DATA
00	Documento Original	26/02/2010
08	Revisadas as seções: 2.1.2, 2.6.1, 2.9, 3.1.	19/11/2014
09	Revisadas as seções: 1.1, 1.3, 2.1.2, 2.2.1.3, 2.2.1.4, 2.2.1.5, 2.2.1.6, 2.2.1.10, 2.2.1.13, 2.2.2, 2.3.1, 2.3.2.2, 2.3.2.4, 2.5, 3.1, 3.1.2, 3.2, 4, 5, Anexo 1 e Anexo 2.	23/05/2016
10	Revisada a seção 2.2.1.4 e atualizado o Anexo 2 - Diagrama Unifilar de Interligação	21/06/2016
11	Revisadas as seções: 2.1.2, 2.2.1.1, 2.2.1.3, 2.2.1.4, 2.2.1.8, 2.2.1.9, 2.3.2.3, 2.4, 2.6.1, 2.6.3.3, 3.1.2, 3.5, 4.0, Anexo 1 e Anexo 2.	05/11/2018
12	Revisadas as seções: 2.1.2, 2.2.1.1, 2.2.1.9, 2.3.2.3, 2.6.1, 2.9, 4, Anexo 1 e Anexo 2.	10/10/2019
13	Revisadas as seções: 1.1, 1.3, 2.1.1, 2.1.2, 2.2.1, 2.2.1.2, 2.2.1.3, 2.2.1.4, 2.2.1.5, 2.2.1.6, 2.2.1.7, 2.2.1.8, 2.2.1.10, 2.2.2, 2.3, 2.3.1, 2.3.2, 2.4, 2.5, 2.6.1, 2.6.2, 2.6.3.1, 2.6.3.2, 2.6.3.3, 2.7.1, 2.7.2, 2.8.1, 2.8.2, 3, 3.1.1 e 4.	02/10/2020
14	Revisada(s) a(s) seção(ões): 1.3, 2.1, 2.1.1, 2.1.2, 2.2.1.1, 2.2.1.2, 2.2.1.3, 2.2.1.4, 2.2.1.5, 2.2.1.8, 2.3.2, 2.6.1, 2.9	15/06/2021

	Original	Rev. 08	Rev. 09	Rev. 10	Rev. 11	Rev. 12	Rev. 13	Rev. 14
Data	26/02/2010	19/11/2014	23/05/2016	21/06/2016	05/11/2018	10/10/2019	02/10/2020	15/06/2021
Elaboração	Edgard	Edson	Ricardo França	Ricardo França	Ricardo França	Ricardo França	Silverton	Heató
Verificação	Marcelo Fernandes	Carlos Eduardo	Carlos Eduardo	Carlos Eduardo	Rafael Schaefer	Rafael Schaefer	Thiago Neves	Thiago
Aprovação	Teófilo	Campello	Campello	Campello	Carlos Eduardo	Carlos Eduardo	Alexandre Viana	Alexandre

ÍNDICE GERAL

1 - Identificação da Atividade	6
1.1 - IDENTIFICAÇÃO DO OPERADOR CONCESSIONÁRIO	6
1.2 - IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO	6
1.3 - LOCALIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO	6
2 - Descrição da Instalação	8
2.1 - CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA UNIDADE	8
2.1.1 - Características Físicas	8
2.1.2 - Características Operacionais	8
2.2 - SISTEMA DE UTILIDADES E LASTRO	10
2.2.1 - Sistemas de Utilidades	10
2.2.1.1 - Sistema de Geração de Vapor.....	10
2.2.1.2 - Sistema de Aquecimento e Refrigeração	12
2.2.1.3 - Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Água	13
2.2.1.4 - Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Combustíveis Líquidos e Gasosos	14
2.2.1.5 - Sistema de Ar Comprimido	15
2.2.1.6 - Sistema de Tratamento de Água e Efluentes	17
2.2.1.7 - Sistema de Flare.....	18
2.2.1.8 - Sistema de Geração de Gases Inertes	19
2.2.1.9 - Sistema de Coleta, Manuseio e Disposição Final de Resíduos	20
2.2.1.10 - Sistema de Gerenciamento de Substâncias Perigosas.....	20
2.2.2 - Sistema de Lastro	20
2.3 - SISTEMA DE TANCAGEM	21
2.3.1 - Tancagem	21
2.3.2 - Fluxo de Movimentação de Fluídos entre Tanques.....	22
2.4 - SISTEMA DE SALVATAGEM	24
2.5 - SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO	26
2.6 - SISTEMA DE SEGURANÇA, DETECÇÃO E COMBATE A INCÊNDIO .	28
2.6.1 - Sistema de Detecção de Fogo e Gás.....	28
2.6.2 - Sistema de Alarme de Emergência	30
2.6.3 - Sistema de Combate a Incêndio	31
2.6.3.1 - Sistema de Combate a Incêndio por Água	31
2.6.3.2 - Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Gás Inerte.....	33
2.6.3.3 - Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio.....	34
2.7 - SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGA E PESSOAL	35
2.7.1 - Movimentação de Carga	35
2.7.2 - Movimentação de Pessoal	35
2.8 - SISTEMA DE COMUNICAÇÃO	35
2.8.1 - Sistema de Telefonia	35

2.8.2 - Sistema de Endereçamento Público	36
2.8.3 - Sistema de Comunicação de Rádio	36
2.9 - SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	37
3 - Descrição do Processo de Produção.....	40
3.1 - SISTEMA DE PRODUÇÃO.....	40
3.1.1 - Controle e Segurança dos Poços	41
3.1.2 - Sistema de Injeção	42
3.2 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ÓLEO.....	43
3.3 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GÁS.....	45
3.4 - SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO ÓLEO E GÁS.....	46
3.5 - SISTEMA DE GÁS COMBUSTÍVEL	47
3.6 - SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE EMERGÊNCIA.....	47
3.6.1 - Sistema de Automação e Controle.....	47
3.6.2 - Parada de Emergência da Unidade de Produção.....	49
4 - Descrição da Malha de Coleta e Interligação Com Outras Instalações....	52
5 - Glossário.....	54
ANEXO 1 - DIAGRAMA DE ANCORAGEM.....	58
ANEXO 2 - DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO.....	59

1 - Identificação da Atividade**1.1 - IDENTIFICAÇÃO DO OPERADOR CONCESSIONARIO**

- a) Nome:** Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras - Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Campos - UN-BC
- b) Endereço:** Av. Elias Agostinho, 665, Edifício Umberto Caseli, 4º andar, Imbetiba, Macaé, RJ - CEP 27.913-350.
- c) Telefone:** (22)3377-3867 / Fax: (22)2753-8615

1.2 - IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO**a) Nome da Instalação :**

PETROBRAS XXXIII (P-33).

b) Proprietário :

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras.

c) Número IMO :

7357749.

d) Bandeira :

PANAMÁ.

e) Sociedade Classificadora :

ABS (American Bureau of Shipping).

f) Classificação :

FPSO (Floating Production, Storage and Offloading).

g) Ano de construção :

1978.

h) Ano de conversão :

1998.

i) Ano de último upgrade :

1998.

1.3 - LOCALIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO

A P-33 está localizada a 175 km da costa de Macaé, em lâmina d'água de 780 m de profundidade. As informações da localização são:

a) Bacia :

Bacia de Campos

b) Campo :

Marlim

c) Coordenadas :

Datum SIRGAS 2000				
ID_FEICAO	TIPO_FEICAO	NUM_VERTICE	LATITUDE	LONGITUDE
P-33	Ponto	1	-22:22:20,122	-40:01:31,362

2 - Descrição da Instalação

2.1 - CARACTERISTICAS PRINCIPAIS DA UNIDADE

O FPSO P-33 é uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de óleo e gás. O óleo é transferido através de navios aliviadores, não existem monobóias acopladas a Unidade. Devido ao processo de descomissionamento da unidade e parada de produção, a exportação de gás não é mais realizada (3010.33-2019-0075).

2.1.1 - Características Físicas

a) Comprimento total :

337,0 m

b) Comprimento entre perpendiculares :

320,0 m

c) Boca :

54,5 m

d) Pontal :

27,8 m

e) Arqueação :

bruta: 133.707; líquida: 106.853;

f) Calado de projeto :

21,595 m

g) Capacidade de Alojamento :

154 Leitos

2.1.2 - Características Operacionais

Abaixo informamos algumas características da instalação que têm valores variáveis em função das condições operacionais, população embarcada, etc. Destacamos que, a unidade está em processo de descomissionamento, assim sendo, durante auditorias ou inspeções na plataforma, poderão ser encontrados valores diferentes dos informados neste momento, não caracterizando não conformidades.

Os valores informados são médios, referentes ao ano de 2020:

a) Capacidade de Produção :

- Óleo: 0 m³/d
- Gás: 0 Nm³/d
- Gás combustível: 0 m³/d

b) Produção Atual :

- Óleo: 0 m³/d (0 bbl/d) Poços amortecidos (GMs: 3010.33-2020-0027, 3010.33-2020-0028, 3010.33-2020-0029, 3010.33-2020-0030, 3010.33-2020-0031).
- Gás: 0 Nm³/d Turbocompressor descomissionado e peças cedidas para outras unidades. (GM3010.33-2019-0075).
- Água produzida: 0 m³/d (GM3010.33-2019-0075).

c) Capacidade de Processamento :

- Petróleo: 0 m³/d
- Gás Natural: 0 Nm³/d
- Gás Combustível: 0 Nm³/d

d) Capacidade de Armazenamento de Petróleo :

320.347 m³ (2.015.015 bbl)

e) Capacidade de Compressão de Gás Natural :

0 Nm³/d

f) Demanda de combustível :

- Óleo: 0 m³/mês
- Diesel: 400 m³/mês
- Gás Natural: 0 Nm³/d

g) Capacidade de armazenamento de combustíveis líquidos :

- Óleo: 0 m³ A unidade não utiliza óleo cru como combustível
- Diesel: 1.250 m³
- QAV: 0 m³ A unidade não armazena QAV como combustível

h) Demanda e Capacidade de Armazenamento de Água :

Os volumes abaixo indicados são aproximados e já contemplam a água dessalinizada e água recebida de terra:

- Demanda de Água Destilada: 170 m³/mês.
- Demanda de Água Potável: 1100 m³/mês.
- Capacidade de Armazenamento de Água Destilada: 570 m³
- Capacidade de Armazenamento de Água Potável: 1.850 m³

i) Demanda de Energia Elétrica :

- Demanda Total: 2300 kW
- Demanda do Sistema de Potência: 1600 kW
- Demanda do Sistema de Iluminação: 200 kW
- Demanda do Sistema de Emergência e Sinalização Marítima: 500 kW

j) Quantidade de Efluentes Gerados :

- Água Produzida: 0 m³/d
- Água Oleosa: 5 m³/d

k) Capacidade de Tratamento de Água e Efluentes :

- Água Salgada: 0 m³/dia
- Água Produzida: 0 m³/dia
- Efluente Sanitário: 56.000 m³/dia

2.2 - SISTEMA DE UTILIDADES E LASTRO

2.2.1 - Sistemas de Utilidades

Observação: o texto abaixo descreve o sistema antes do início do processo de descomissionamento, sendo assim, o sistema poderá estar diferente do descrito, a depender da etapa de descomissionamento em que se encontra. As mudanças estão previstas na GM-3010.33-2019-0075.

A instalação possui os seguintes sistemas de utilidades:

2.2.1.1 - Sistema de Geração de Vapor

O sistema de geração de vapor da P-33 possui uma caldeira com as seguintes

características de projeto:

- Capacidade de produção: 80.000 kg/h cada,
- Pressão de Vapor de Trabalho: 61,2 kgf/cm² G
- Pressão de Vapor de Projeto: 75,0 kgf/cm² G.
- Temperatura da alimentação: 182° C
- Temperatura do vapor na saída do Dessuperaquecedor: 380° C.
- PSVs do Tubulão: Abertura Vante (AV) = 75,0 kgf/cm² Abertura Ré (AR) = 74,4 kgf/cm²
- PSV do Superaquecedor: 63,0 Kg/cm²

A caldeira GV-1000-A fornece vapor superaquecido e dessuperaquecido.

Sistema de Vapor Superaquecido:

- * A caldeira fornece vapor superaquecido para:
- * Turbo Geradores
- * Turbo Bombas de Injeção

Sistema de Vapor Dessuperaquecido:

- * A caldeira fornece vapor dessuperaquecido para:
- * Turbo Bombas de Carga
- * Turbo Bomba de Lastro
- * Turbo Bombas de Alimentação
- * Destiladores
- * Desarejador
- * Aquecedores de Água de Alimentação
- * Bomba Stripping

Os principais equipamentos do sistema de vapor são:

Equipamentos	Quantidade	Vazão /Capacidade(Kg/h)
Caldeira	1	80.000

Desarejador	1	160.000
Turbobomba de Alimentação	3	160.000
Condensador Auxiliar	2	80.000
Turbobombas de Cargas	2	
Turbobomba de Lastro	1	
Bomba Stripping	1	300 m³/h

2.2.1.2 - Sistema de Aquecimento e Refrigeração

a) Sistema de Aquecimento :

Sistema fora de operação e em processo de descomissionamento (GM 3010.33-2019-0075).

b) Sistema de Refrigeração :

O sistema de água de resfriamento tem o objetivo de receber a energia térmica em excesso das correntes de processo. O sistema é fechado utilizando água doce. A água de resfriamento aquecida que retorna do processo é resfriada nos trocadores de placas. A água captada do mar é usada como fluído refrigerante.

A principal demanda de água de resfriamento ocorre nos geradores auxiliares (diesel), compressores de ar de instrumento e ar condicionado da sala de painéis (zona 704)

Os principais equipamentos do sistema:

Equipamentos	Quant	Vazão/Capacidade
Tanque de Expansão de Água de Resfriamento	1	6,6 m³
Bomba de Circulação de Água de Resfriamento	4	494 m³/h
Bomba de Água Resfriamento de Emergência	1	80 m³/h
Trocador de placas	2	20,2 MW

c) Sistema de Ar Condicionado e Ventilação :

A instalação possui sistema de ar condicionado que garante a climatização e a pressurização das áreas internas de escritórios, dormitórios, cozinha, refeitórios, salas de estar, banheiros e para as salas de painéis elétricos, sala de

Transformadores, salas de controle, salas de UPS, sala Banco de Capacitores, salas de Baterias, etc.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Capacidade (KW)
Unidade CCM A/B (AC - 1001 A/B)	2	11,6
Unidade CCM A/B Novo (AC - 5252501 A/B)	2	21,10
Unidade Acomodações A/B (AC - 1002 A/B)	2	240
Unidade Almoxarifado	1	67
Unidade Painéis Novos A (AC - 525055 A / B)	2	26
Unidade Painéis Essenciais	1	34,90
Unidade Sala Retificadores	1	17,58
Unidade Refeitório	1	7,03
Unidade Sala do PLC	1	5,27
Sala dos Transformadores (AC - 5252502 A/B)	2	93,5

2.2.1.3 - Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Água

a) Água Doce :

A produção dos geradores de água é enviada para o tanque de água e seu armazenamento é feito em tanques estruturais localizados na praça de máquinas.

Para o recebimento de água de embarcações de apoio, existe uma tomada com conexão universal para mangueiras nas estações de recebimento, localizadas no convés principal, a bombordo e boreste.

A distribuição de água doce para consumo humano é feita através de quatro bombas de suprimento do vaso hidróforo, que bombeia água do tanque de água doce para o vaso hidróforo, e deste, a água doce segue para os consumidores.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Vazão /Capacidade
Tanque de água doce - TQ-1005	1	350 m³
Peak Tanque de ré - TQ-1000	1	1.500 m³
Gerador de água doce (Destiladores)	2	45 m³/dia
Gerador de água doce (Osmose)	1	35 m³/dia
Bomba de transferência de água doce	1	40 m³/h

Bomba de água doce - Hidróforo	2	10 m³/h
Bomba de água doce - Hidróforo	2	10 m³/h
Vaso Hidróforo	1	1,0 m³

b) Água Salgada :

A admissão da água do mar é feita através de duas caixas de mar, sendo uma em bombordo e outra em borestre, interligadas por um header de 42". A partir deste header é feita a distribuição para os seguintes serviços:

- Sistema das bombas de captação (lift) principais suprindo sistema de injeção de água, sistema de água para manutenção da pressurização do anel de incêndio, permutador do sistema de água de resfriamento ar condicionado central e unidade frigorífica (opcional);
- Sistema de circulação dos condensadores auxiliares suprindo água salgada para condensar o vapor trabalhado;
- Sistema de geração de gás inerte;
- Sistema de serviços gerais que supre água salgada para os turbogeradores a vapor, destiladores, etc.

A água não utilizada pelos sistemas retorna então ao mar. O sistema é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade (m³/h)
Bomba de Captação (lift)	4	522
Bomba do Condensador Auxiliar	2	2.800
Bomba de circulação para o Gás Inerte	2	600
Bomba de serviços gerais	2	400

2.2.1.4 - Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Combustíveis

Líquidos e Gasosos

a) Óleo Diesel :

O sistema de armazenamento e distribuição de óleo Diesel recebe óleo de embarcações através de um mangote, conectado em uma das 2 estações de recebimento situadas à BE ou BB.

Na plataforma o óleo diesel passa por uma rede de 6", seguindo para os tanques de armazenamento de óleo diesel.

A limpeza de óleo diesel é obtida através das centrífugas que captam dos tanques de óleo diesel por gravidade, enviando para o tanque de distribuição de óleo diesel limpo.

As bombas de distribuição de óleo diesel são alimentadas pelo tanque de óleo diesel limpo e abastecem os seguintes consumidores: moto bombas de incêndio, diesel gerador de emergência, diesel gerador auxiliar e diesel gerador autônomo, além de consumos eventuais pelos poços produtores.

As bombas de fornecimento de óleo diesel para a caldeira aspiram diretamente dos tanques de armazenamento.

Os principais equipamentos do sistema de óleo diesel são:

Equipamentos	Quantidade	Vazão / Capacidade
Tanque de armazenamento de óleo diesel	2	450 m ³ cada
Tanque de diesel limpo	1	350 m ³
Tanque do gerador de emergência	1	7 m ³
Tanque das bombas de incêndio UB-542001 A/B	2	3,785 m ³ cada
Tanque da bomba de incêndio UB-542002	1	3,8 m ³
Tanque do diesel gerador auxiliar	2	10 m ³ cada
Tanque de diesel do compressor de ar	1	35 litros
Bomba de distribuição	2	4,5 m ³ /h
Centrífuga	2	4,5 m ³ /h
Bomba do queimador de óleo combustível - caldeira	2	14 m ³ /h

2.2.1.5 - Sistema de Ar Comprimido

O Sistema de Ar Comprimido consiste em dois sistemas: - ar de serviço/instrumentos e ar de partida.

O ar comprimido requerido pelos instrumentos e outros serviços é provido por duas unidades compressoras para instrumentos/serviço, sendo uma reserva. No caso de alto consumo de ar, a pressão do sistema cai e o compressor de reserva começa a operar.

Os compressores são unidades do tipo rotativo, livres de óleo, de dois estágios de compressão, acionados por motor elétrico com sistema de resfriamento do ar com água doce.

O ar comprimido dos compressores é recebido no vaso de ar de serviço para armazenamento e distribuição. O principal consumo de ar do vaso de serviço destina-se à geração de ar de instrumento, sendo enviado para o vaso de ar de instrumentos e outra parte é distribuída como ar de serviço. Como o ar de serviço tem prioridade menor em relação ao ar de instrumento, o fornecimento de ar de serviço é automaticamente interrompido em caso de queda de pressão do ar de instrumento.

O ar de instrumento é distribuído da saída de seu vaso em duas partes, como ar de instrumento essencial e não essencial.

O sistema de ar de partida tem a finalidade de suprir ar para a partida dos motores diesel das bombas de incêndio, geradores auxiliares e gerador de emergência. O sistema possui quatro compressores alternativos sendo 03 acionados por motor elétrico e 01 acionado por motor diesel.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade
Compressores de ar de serviço/instrumento	2	1.122 m ³ /h
Vaso de ar de serviço	1	17,8 m ³
Vaso de ar de instrumento	1	1 m ³
Compressor de ar de partida elétrico UC-513402 A	1	35 m ³ /h
Compressor de ar de partida diesel UC-513402 B	1	35 m ³ /h
Compressor de ar de partida elétrico UC-514001 A/B	2	35 m ³ /h
Vaso de ar de partida V-UC-513402-A/B	2	0,9 m ³
Vaso ar de partida - Bomba Incêndio V-UB-542001 A/B	2	2,4 m ³
Vaso ar de partida - Bomba Incêndio V-UB-542002	1	2,4 m ³
Vaso ar de partida - Gerador Emergência V-UB-514002	1	0,9 m ³
Vaso ar de partida - Gerador Auxiliar V-UB-514001 A/B	2	0,75 m ³

2.2.1.6 - Sistema de Tratamento de Água e Efluentes

a) Água Oleosa :

A P-33 dispõe de um sistema de drenagem que recebe as águas pluviais, resíduos do processo e efluentes de manutenção. As águas pluviais são coletadas a ré do convés principal e bombeadas, por bombas pneumáticas, e as águas de efluentes de manutenção da praça de máquinas são coletadas nos pocetos e bombeadas, pelas bombas de esgoto, ambas para o tanque slop sujo.

A quantidade de águas e efluentes tratados por esse sistema é variável. Os tanques Slop sujo e limpo são estruturais e descritos no item 2.3.1.

As características dos principais equipamentos estão descritas na tabela abaixo:

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade
Bomba de Esgoto	3	20 m³/h
Bomba pneumática do convés	2	5 m³/h
Bomba pneumática da casa de bombas	1	5 m³/h

b) Água Produzida :

O sistema tem a finalidade de tratar a água oriunda dos separadores de produção e das unidades de tratamento de óleo antes de ser descartada para o mar com TOG de 29 ppm. Este sistema tem capacidade de tratar 6.000 m³/dia de água produzida.

O sistema de resíduos da planta de processo é dividido em quatro headers: header de drenagem de hidrocarbonetos, header de drenagem aberta de área classificada, header de drenagem aberta de área não classificada e header de drenagem fechada.

O líquido proveniente da drenagem de hidrocarbonetos é encaminhado para os tanques slopinhos e, em seguida, enviado ao slop vessel para a recuperação de óleo. A drenagem aberta de área classificada e não classificada é enviada diretamente para os tanques slop para separação de traços de hidrocarbonetos que são bombeados para o slop vessel. O líquido do header de drenagem fechada (drenagem dos equipamentos de processo) é encaminhado diretamente para o slop vessel.

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade
Bomba do slop vessel	2	30 m³//h
Tanque slopinho	2	1 m³
Bomba do slopinho	2	5 m³/h
Vaso slop vessel	1	14 m³
Tanque de dejetos	1	10 m³

2.2.1.7 - Sistema de Flare

Os equipamentos da planta de processo possuem sistemas de despressurização automática para proteção. Os gases oriundos desses sistemas são coletados por uma rede de tubulações que os direciona para o coletor de alta ou de baixa pressão.

Os coletores de alta e baixa pressão encaminham o gás para os vasos do flare, onde é realizada a separação das gotículas de líquido arrastadas pelo gás. O gás isento de líquido é encaminhado para o manifold do flare, de onde escoa para os queimadores de alta ou baixa pressão. O líquido coletado na base desses vasos é enviado para Slop Vessel, através de bombas para a rede de drenagem fechada, ou para o Tanque Slop sujo.

O sistema do flare de Alta Pressão é composto por um queimador multiponto com tulipas móveis, isto é, a área na base da tulipa é variável conforme a vazão de gás. O sistema de Baixa Pressão é composto por único estágio constituído por três tulipas. A queima mínima por segurança do flare é de 204 Nm³/d nos pilotos.

Os principais equipamentos que compõem o sistema estão descritos na tabela abaixo:

Equipamento	Quantidade	Capacidade/ Vazão	Pressão (kgf/cm ²)	Temp. (°C)
Vaso do "flare" de Alta Pressão	1	1.518.000 m ³ /dia	10	120
Vaso do "flare" de Baixa Pressão	1	58.100 m ³ /dia	3,5	90
Bombas dos Vasos do "flare" de Alta Pressão	2	15 m ³ /h	0,5	-

Bombas dos Vasos do "flare" de Baixa Pressão	2	5 m³/h	0,5	-
Queimador Multiponto "flare" de Alta Pressão	1	20 a 1.518 Mm³/dia	1,38	-
Queimador Multiponto "flare" de Baixa Pressão	1	5 a 58,1 Mm³/dia	0,1	-

O Sistema de segurança do flare dispõe de uma bateria de 06 cilindros de CO₂ para abafamento das chamas no vent post do Slop Vessel, no caso de ocorrência accidental.

Em alguns tanques da Unidade, como para o gás inerte (tanques de carga) e vaso slop vessel, temos instalado sistema de vent atmosférico onde seu coletor é provido de abafador de chamas.

2.2.1.8 - Sistema de Geração de Gases Inertes

A razão para a instalação do sistema de gás inerte é eliminar o perigo de incêndio ou explosão nos tanques de armazenamento de carga por eliminação do oxigênio na área livre desses tanques, mantendo uma pressão positiva para evitar a entrada de oxigênio nos tanques. Existem válvulas de alívio a fim de controlar a pressão interna desses tanques.

O gás inerte é oriundo da queima de óleo diesel na fornalha da caldeira. Estes gases consistem, basicamente, em CO₂, N₂ e um resíduo de O₂ com teor máximo de 8%.

O gás inerte é resfriado e limpo com água do mar na torre de gás inerte. Em seguida, ele é distribuído para os tanques de carga através através de tubulações com diâmetro de 20".

Antes das operações de carregamento, os tanques de carga são pressurizados com gás inerte e à medida que eles são carregados, o gás inerte existente é expelido pelas válvulas de alívio, mantendo a pressão constante no interior dos tanques com a superfície livre inertizada.

Durante as operações de descarregamento ("offloading"), o líquido é bombeado dos tanques enquanto o gás inerte é injetado, para manter uma pressão positiva e evitar a entrada de ar (oxigênio) no interior dos tanques.

O sistema é formado pelos principais equipamentos a abaixo.

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade
Tanque de Selagem	1	22.500 m ³ /h
Torre de Gás Inerte	1	22.500 m ³ /h
Ventiladores de Gás Inerte	2	11.250 Nm ³ /h cada
Bomba de Circulação e Resfriamento de Gás Inerte	2	600 m ³ /h

Pelo projeto original existe interligação do gás do processo com a rede de gás inerte. Porém este trecho está inativo, pois a inertização dos tanques de carga com o gás de petróleo não é mais utilizada.

2.2.1.9 - Sistema de Coleta, Manuseio e Disposição Final de Resíduos

Os resíduos são segregados e depositados em coletores adequados e enviados a terra para o seu destino final.

A gestão de efluentes e a gestão de resíduos são objeto de verificação do IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio ambiente e dos Recursos Naturais e tratados conforme procedimentos aprovados pelo referido órgão.

2.2.1.10 - Sistema de Gerenciamento de Substâncias Perigosas

A plataforma possui áreas específicas para armazenamento de produtos químicos perigosos. Os produtos químicos são armazenados segundo as regras de compatibilidade química, promovendo assim a segurança no armazenamento. Os produtos químicos para injeção no processo são recebidos em tanques e transferidos para os tanques fixos.

Os produtos químicos perigosos são controlados através da disponibilização das informações de segurança para a força de trabalho por um sistema de gerenciamento de informações onde todos os produtos químicos perigosos são mapeados e suas informações são atualizadas.

O descarte de resíduos é feito conforme item 2.2.1.9.

2.2.2 - Sistema de Lastro

Este sistema visa o controle da estabilidade da plataforma, possibilitando o enchimento e esvaziamento dos tanques de lastro e drenagem dos tanques "voids". A capacidade dos tanques está descrita no item 2.3.1 e a

movimentação entre os tanques, no item 2.3.2.b.

2.3 - SISTEMA DE TANCAGEM

Observação: o texto abaixo descreve o sistema antes do início do processo de descomissionamento, sendo assim, o sistema poderá estar diferente do descrito, a depender da etapa de descomissionamento em que se encontra. As mudanças estão previstas na GM-3010.33-2019-0075.

2.3.1 - Tancagem

A instalação possui tanques utilizados para armazenamento de petróleo (casco simples), água de lastro, diesel, água doce, e rejeitos presentes nos sistemas de utilidades.

Fluido	Tanque	Capacidade (m ³)
ÓLEO CRU	CARGA N°01 (C)	32.209
	CARGA N°02 (C)	18.420
	CARGA N°03A (C)	18.420
	CARGA N°04 (C)	36.839
	CARGA N°05 (C)	17.720
	CARGA N°01 (P)	8.830
	CARGA N°01 (S)	8.830
	CARGA N°02 (P)	14.718
	CARGA N°02 (S)	14.718
	CARGA N°03 (S)	14.879
	CARGA N°03 (P)	14.879
	CARGA N°04 (P)	14.879
	CARGA N°04 (S)	14.879
	CARGA N°05 (P)	14.879
	CARGA N°05 (S)	14.879
	CARGA N°06 (P)	14.870
	CARGA N°06 (S)	14.870

	CARGA Nº07 (P)	14.406
	CARGA Nº07 (S)	14.406
	CARGA Nº08 (P)	8.348
	CARGA Nº08 (S)	8.348
LASTRO	CARGA Nº03B (C)	18.420
ÓLEO DIESEL	TQ-1013-A (Armazenamento)	450
	TQ-1013-B (Armazenamento)	450
	TQ-1017 (Distribuição)	350
ÁGUA DOCE	TQ-1005	350
	TQ-1000	1500
REJEITOS	TQ-1025A (SLOP LIMPO)	4.154
	TQ-1025B (SLOP SUJO)	4.154
LÍQUIDO GERADOR DE ESPUMA (LGE)	TQ-135201-A	3.476
Utilidades	TQ-UB-542001-A Bomba de Incêndio	3,785
	TQ-UB-542001-B Bomba de Incêndio	3,785
	TQ-UB-542002 Bomba de Incêndio	3,8
	TQ-514001-A Moto-Gerador	10
	TQ-514001-B Moto-Gerador	10
	TQ-GE-514002 Moto-Gerador	7
	TQ-1006 Água Destilada	350
	TQ-1004-A Água Destilada	110
	TQ-1004-B Água Destilada	110

2.3.2 - Fluxo de Movimentação de Fluídos entre Tanques

O controle de todos os fluidos armazenados nos tanques de carga, óleo diesel, lastro, água e rejeitos da P-33 são automatizados, monitorados,

supervisionados e operados da Sala de Controle Central.

O volume dos tanques é monitorado pelo Sistema Autrônica que é ligado aos painéis do PLC e Calculador de Esforços (via portas seriais). A ECOS é responsável pelas manobras das válvulas dos tanques, partida/parada remota de bombas, ventiladores e outros equipamentos, abertura/fechamento remoto das válvulas de lastro, esgoto, carga e limpeza, abertura/fechamento remoto dos "dampers", seqüências automáticas de carregamento e descarregamento, intertravamento dos sistemas de gás inerte, hidráulicos, auxiliares, etc.

A movimentação de fluidos entre tanques é feita através de bombas e redes específicas, conforme descrição a seguir:

a) Óleo :

Após o processo de tratamento para separação, o óleo segue por uma linha para ser distribuído entre os tanques de carga, obedecendo a um plano de carga previamente elaborado.

O descarregamento dos tanques é realizado através do processo de offloading, descrito no item 3.4.

b) Lastro :

Para a admissão de água do mar no tanque de lastro são abertas válvulas borboletas operadas remotamente, sendo uma dessas válvulas de fluxo controlado (reguladora de vazão). Durante o lastreamento, existe a medição em tempo real da vazão de água que entra por gravidade ou por bomba no tanque de lastro e também do volume e altura de água existente no mesmo.

A unidade contém 01 tanque de Lastro (TQ-3BC) e 01 bomba de lastro.

Este sistema de lastro só será utilizado na necessidade de manter a estabilidade da unidade, uma vez que o lastro principal da unidade será feito com a carga de óleo existente nos próprios tanques de carga.

Os principais equipamentos que compõem o sistema são:

Equipamento	Quantidade	Vazão
Bomba de Lastro (TB-1002)	01	2.000 m ³ /h

c) Óleo Diesel :

Dos tanques de armazenamento o óleo é transferido para os tanques de óleo de serviço através das centrifugas, de onde é então transferido para o tanque diário para alimentação dos motores.

A transferência de óleo entre o tanque de serviço e o tanque diário é feita através de 02 bombas localizadas na praça de máquinas que podem ser acionadas no local ou remotamente via ECOS. O alinhamento para o tanque que irá receber o diesel será feito pela equipe de operação.

O resíduo oleoso gerado na centrifugação vai para o tanque de borra de onde é bombeado através das bombas de esgoto para o SLOP sujo.

O detalhamento do sistema e as características dos principais equipamentos estão descritas no item 2.2.1.4.

d) Água Doce :

A água doce é recebida em duas estações por borteiro e bombordo e encaminhada para o peak tanque de ré que alimenta o tanque de água doce potável através de bomba de transferência.

A distribuição de água doce é feita através de quatro bombas que aspiram dos tanques de água doce.

O detalhamento do sistema e as características dos principais equipamentos estão descritas no item 2.2.1.3.

e) Rejeitos :

As drenagens provenientes das águas pluviais e da sala de utilidades são transferidas para o tanque de recebimento de água suja, denominado Slop Sujo e após processo de decantação por gravidade o mesmo é transferido para o Slop Limpido.

O detalhamento do sistema e as características dos principais equipamentos estão descritas no item 2.2.1.6.

2.4 - SISTEMA DE SALVATAGEM

O Sistema de Salvatagem da P-33 é dimensionado de acordo com a NORMAM 01 sendo objeto de verificação da Marinha do Brasil.

A instalação é dotada dos seguintes equipamentos de salvatagem:

Item	Quant.	Características
Embarcação salva-vidas	04	Baleeiras com capacidade para 50 pessoas cada; Autonomia de 24h conforme NORMAM-05, Cap.3.
Bote de resgate	01	10 Pessoas
Balsa salva-vidas inflável	11	Capacidade para 25 pessoas cada
Colete salva-vidas	525	Quantitativo conforme NORMAM-01, Cap. 9, Seção IV, Anexo 9A. Tipo Classe I conforme NORMAM-05, Cap. 3, Seção III.
Boia salva-vidas	13	Com luz sinalizadora
Boia salva-vidas	02	Com luz sinalizadora e fumaça
Boia salva-vidas	06	Singelas
Boia salva-vidas	17	Com cabo de flutuação
Lançador de linha	04	Lança retinida
Kit de primeiros socorros	04	Disponíveis nas baleeiras
Foguete para-quedas	28	04 por baleeira. Paraquedas estrela vermelha e 12 na sala de controle
EPIRB	02	—
Radar Transponder	06	—
Escada quebra-peito	06	Comprimento 30 m cada
Radio portátil para embarcação salva vidas	06	04 para baleeiras e 02 para o bote de resgate
Fuzil Lança Retinidas	04	—

- a)** Os "Pontos de Encontro" são localizados em um ambiente seguro, distante da área de processo, com capacidade para reunir as pessoas não envolvidas no controle e transmissão de instruções para evacuação ou abandono da plataforma. Sua localização pode ser alterada para manter a segurança do local em função de necessidades operacionais;
- b)** Os "Pontos de Abandono" são sempre localizados próximo às baleeiras conforme especificações da NORMAM 01.

Tanto a localização dos "Pontos de Reunião" quanto a localização das baleeiras

são sempre informadas nos briefings de segurança por ocasião dos embarques.

2.5 - SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO

O sistema de ancoragem do FPSO Petrobras 33 é do tipo Turret, composto por amarras, cabos e acessórios de ligação.

São 8 linhas de amarração, arranjadas de forma assimétrica com raio de ancoragem entre 1.532m e 1.611m, dependendo da linha de amarração. A ancoragem é do tipo estacas de sucção de aço fabricado, projetado e fornecido pela Petrobras.

As correntes de amarração são do tipo amarra sem travessão e o grau/ resistência é de acordo com os requisitos da análise de amarração, geralmente RQ3 + 20% e RQ4.

Os cabos de amarração são do tipo cabo de aço com seis (6) cordões, conforme API RP 9A e 9B, isolados nas extremidades e protegidos contra corrosão através de arame galvanizado e arame de zinco interno.

Os elementos principais componentes do sistema de amarração são indicados na tabela a seguir:

Componente	Linha 1	Linha 2	Linha 3	Linha 4	Linha 5	Linha 6	Linha 7	Linha 8
Estaca de sucção	1	1	1	1	1			1
Estaca grauteada						1	1	
Rabicho de amarra DN105mm ORQ+20%	20	20	20	20	20	20	20	20
Amarra DN105mm ORQ+20% (m)	946,5	972,5	999,5	994,5	1013,5	1021	973	982,5
Cabo de aço Six Strand DN127mm (m)	815	815	815	815	815	815	815	815
Rabicho de amarra DN105mm R4	10	10	10	10	10	10	10+25	10
Amarra DN105mm R4	100	100	100	100	100	100	90	70
Chain stopper	1	1	1	1	1	1	1	1
Guincho de ancoragem	350 Ton							

Os sistemas de ancoragem e de posicionamento com linhas fixas são dimensionados de acordo com as regras da Sociedade Classificadora ABS, de acordo com a Norma "ABS Guide for Building and Classing Floating Production Installation, July 2009" (Guia para a construção e classificação de Instalações Unidades Flutuantes de Produção, Julho 2009). De um modo geral, esta norma recomenda que os sistemas de ancoragem sejam dimensionados para suportar esforços associados a condições ambientais para as oito direções principais (sul, sudeste, leste, nordeste, norte, noroeste, oeste e sudoeste) com períodos de retorno entre 10 e 100 anos.

A tabela abaixo resume as máximas condições ambientais para o projeto da P-33.

CONDIÇÕES AMBIENTAIS MÁXIMAS	DECENÁRIA	CENTENÁRIA
Onda - altura significativa (H1/3m)	6,9	7,8
Vento (m/s)	29,23	37,22
Corrente (m/s)	1,76	2,06

As coordenadas das âncoras do sistema de amarração são apresentadas a seguir:

Datum SIRGAS2000				
ID_FEICAO	TIPO_FEICAO	NUM_VERTICE	LATITUDE	LONGITUDE
Âncora A1	Ponto	1	-22:21:37,374	-40:01:03,185
Âncora A2	Ponto	1	-22:22:01,351	-40:00:40,843
Âncora A3	Ponto	1	-22:22:40,994	-40:00:40,500
Âncora A4	Ponto	1	-22:23:09,691	-40:01:14,486
Âncora A5	Ponto	1	-22:23:06,137	-40:01:56,876
Âncora A6	Ponto	1	-22:22:35,287	-40:02:25,670
Âncora A7	Ponto	1	-22:21:52,925	-40:02:18,992
Âncora A8	Ponto	1	-22:21:31,196	-40:01:44,289

O Anexo 1 apresenta o Diagrama de Ancoragem da plataforma P-33.

2.6 - SISTEMA DE SEGURANÇA, DETECÇÃO E COMBATE A INCENDIO

O Sistema de Segurança, Detecção e Combate a Incêndio é composto atualmente pelos seguintes recursos:

2.6.1 - Sistema de Detecção de Fogo e Gás

a) Detectores de fogo :

Têm o objetivo de identificar focos iniciais de incêndio e desta forma evitar que estes adquiram proporções maiores. Os detectores de fogo e Gás estão instalados na planta, baseados em uma variedade de princípios ativos, dependendo das características do local que eles protegem.

O acionamento de qualquer um deles alarma na sala de controle e desencadeia as ações descritas no item 3.6.2.

Os tipos de detectores de fogo utilizados são:

- **Plug Fusível:** Instalados nas áreas externas de processo, onde há dilúvio, em uma rede pressurizada com ar de instrumento. A uma temperatura entre 70 e 77°C o calor produzido pelo incêndio fundirá os plugues fusíveis, despressurizando o circuito de ar entre os mesmos e a solenoide da ADV, abrindo esta automaticamente;

- **Detectores de Calor de Temperatura fixa (T):** Instalado em ambientes fechados, onde as condições ambientais não permitem a utilização de detectores defumação.

- **Detectores de fumaça (S):** Instalados em zonas onde os primeiros indícios de fogo são provenientes da emanação de fumaça, como: em salas de painéis, baterias, sala de controle, lavanderia, almoxarifado, etc;

- **Detectores de chama (F):** utilizados para identificar focos iniciais de incêndio baseado na existência de chamas (emissão de raios ultravioleta, e infravermelhos). Na instalação, este tipo de detector pode ser encontrado no interior dos hoods dos geradores e turbo compressores, praça de máquinas, etc.

As principais zonas protegidas por detectores de fogo são:

Descrição das Principais Zonas protegidas por detectores de Fogo	T	S	F
Zona 402, 406, 407, 408, 409, 410, 411, 412, 415, 503, 506, 511, 512, 514, 515, 516, 517, 518, 522, 523, 525, 528, 536, 550, 602, 609, 613, 617, 620, 622, 638, 701, 702, 704, 707, 708, 709, 710, 711, 712, 713, 750 e 751.	x		
Zona 11, 12, 13, <u>16, 17, 18, 101, 102, 103, 104, 105, 107, 113, 116, 190, 201, 202, 204, 205, 206, 207, 209, 210, 214, 215, 216, 217, 219, 223, 238, 290, 301, 304, 305, 306, 307, 310, 311, 312, 313, 314, 316, 317, 330, 335, 390, 401, 416, 417, 421, 490, 501, 502, 504, 505, 509, 513, 521, 524, 527, 532, 590, 601, 613, 615, 619, 621, 623, 634, 625, 629, 630, 633, 637, 639, 640, 690, 703, 704, 711, 712 e 713.</u>		x	
Zona 16, 17, 701, 702, 707, 708, 709, 710 e 801.			x

b) Detectores de Gás :

O Sistema de Detecção de Gases tem a função de monitorar continuamente a presença de gás a fim de alertar as pessoas e permitir as ações de controle a serem iniciadas manualmente ou automaticamente, para minimizar a possibilidade de disseminação do fogo, explosão e a probabilidade de exposição das pessoas.

O acionamento de qualquer um dos detectores de gás alarma na sala controle e iniciará as ações descritas a seguir para cada tipo de detector.

As principais zonas protegidas por detectores de gás são:

Descrição Zonas protegidas por detectores de Gás	CH ₄	H ₂ S	H ₂	CO
Zonas 1, 2, 3, 4, 6, 9, 11, 12, 16, 17, 592, 639, 640, 707, 711, 713 e 801.	x			
Zona 592, 606 e 801.		x		
Zona 13, 103 e 421			x	

Zona 592, 606 e 707.					X
----------------------	--	--	--	--	---

- Detectores de H₂:

Os detectores de H₂ estão instalados nas salas de baterias. Estes detectores são do tipo catalítico. A ativação de um destes detectores (10% LII) gera um alarme na Sala de Controle Central e a partida do sistema reserva dos ventiladores de exaustão na sala de baterias. A ativação de dois detectores (15% LII) inibe o carregamento das baterias.

- Detectores de Gás H₂S:

Os detectores de H₂S estão instalados conforme tabela acima e atendendo o Estudo de Dispersão de Gases da Unidade. A ativação de um destes detectores (08 ppm) gera um alarme na Sala de Controle Central, a ativação de dois detectores (08 ppm) fecha os dampers da área afetada, no caso de detecção em tomada de ar. A ativação de dois detectores (20ppm) gera alarme na Sala de Controle Central e Parada de Emergência de nível 3 (ESD-3).

- Detectores de Gás CO (Monóxido de Carbono)

O FPSO está equipado com detectores de Monóxido de Carbono para monitorar a ocorrência de concentração na sucção dos condicionadores de ar para o casario, na sala de gás inerte e nas proximidades da válvula de bloqueio da descarga de gases da caldeira. Em caso de detecção de alta concentração de CO na sala de gás inerte, a lógica desliga os sopradores e liga a exaustão da sala. Se houver alta concentração na sucção dos condicionadores de ar, automaticamente os condicionadores de ar são parados. Se houver alta concentração na descarga da caldeira, os sopradores da sala de gás inerte são parados automaticamente e os ventiladores e exaustores da praça de máquinas são ligados. Todos os sensores de detecção de CO também alarmam no sistema supervisório, sinalizando para o operador da sala de controle.

2.6.2 - Sistema de Alarme de Emergência

O sistema de alarme de emergência na plataforma é identificado por meios sonoro e luminoso (luzes de sinalização). O sistema sonoro possui som

intermitente para indicação de emergência e sinal contínuo para indicação de "preparação para abandono". O alarme luminoso é dado por luzes de sinalização e buzina no painel de controle de incêndio na sala de controle. Estes sinais luminosos indicam a área envolvida.

Os níveis de parada de emergência estão descritos no item 3.6.2.

2.6.3 - Sistema de Combate a Incêndio

O sistema de combate a incêndio é composto pelos seguintes subsistemas:

2.6.3.1 - Sistema de Combate a Incêndio por Água

As bombas de pressurização de água salgada mantêm o Sistema de Combate a Incêndio por Água Salgada constantemente pressurizada a aproximadamente 14,30 kgf/cm². A abertura de qualquer ponto de consumo (ADV, Hidrante, Canhão, etc) causa uma queda de pressão no sistema principal ativando os pressostatos de baixa pressão que monitoram a pressão no sistema principal. A queda de pressão no sistema principal automaticamente ativa o Sistema de Combate a Incêndio por Água Salgada. As bombas também podem ser acionadas manualmente.

Existem dois conjuntos de bombas, com acionamento hidráulico, de água de incêndio que captam água de duas caixas de mar e descarregam-na para as respectivas bombas principais. Em um terceiro conjunto, temos a captação da água feita diretamente pela bomba principal. As bombas enviam a água na pressão de operação para o "manifold" principal (anel de incêndio) que distribui para o convés principal, convés das acomodações, praça de máquinas, casa de bombas, etc.

Cada unidade possui um tanque de óleo diesel com capacidade para 3,785 e 3,8 m³.

As principais características dos equipamentos do sistema estão listadas abaixo:

Equipamento	Quantidade	Vazão/Capacidade (m ³ /h)
Bomba Incêndio principal - diesel	3	1440

Bomba - acionamento hidráulico	2	1440
Bomba pressurização anel incêndio (jockey)	2	10

Sistema de Combate a Incêndio por Água Salgada alimenta os hidrantes, dilúvio e rede de espuma.

-Rede de Hidrantes:

Os hidrantes são do tipo vertical providos de duas saídas do tipo storz instalados em locais estratégicos. Ao lado de cada hidrante existe um armário, contendo equipamentos de combate a incêndio, como: mangueiras, chaves, esguicho, etc.

A localização e o tipo de hidrante são apresentados na tabela abaixo:

Hidrantes / Localização	2 1/2" X 2
Convés principal	52
Deck produção	5
Casario	26
Praça de Máquinas	9
Casa de Bombas	1
Turret	3
Deck de serviço	6
Gerador auxiliar	2

-Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio:

A finalidade desse sistema é resfriar os equipamentos adjacentes a alguma área onde esteja ocorrendo um incêndio, mantendo a integridade dos equipamentos e impedindo que o fogo se propague e se torne incontrolável.

Áreas cobertas pelo Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio:

Válvula de Dilúvio Automática	Descrição da Área
ADV 01	Turret

ADV 02	Planta de Processo
ADV 03	Planta de Processo
ADV 04	Planta de Processo
ADV 06	Desaeradora
ADV 07	Offloading
ADV 08	Deck Principal
ADV 09	Deck Principal

-Sistema fixo de combate a incêndio por espuma:

A P-33 é equipada com dois tipos de canhões fixos de espuma, um de acionamento manual no local e outro de acionamento remoto da sala de controle central, que cobrem a planta de processo, convés principal e heliponto.

Este sistema é formado pelos equipamentos listados abaixo:

Equipamento	Quantidade	Vazão/Capacidade
Tanque de Armazenamento de Espuma	2	3,4 m ³
Canhões - Acionamento Local	7	600 m ³ /h
Canhões - Acionamento Remoto	8	600 m ³ /h
Canhão de água portátil (convés produção)	1	222 m ³ /h

2.6.3.2 - Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Gás Inerte

- Sistema com CO₂

Sistema fixo de combate a incêndio por CO₂ tem como objetivo detectar e extinguir o fogo através de inundação total por gás na área efetiva de risco. Isto ocorre, pois, o CO₂ diminui a concentração de oxigênio do ambiente fazendo com não haja combustível em concentração suficiente para manter a chama. O sistema fixo e automático de extinção de incêndio por CO₂ é composto por 359 cilindros de armazenamento, válvula de abertura rápida, tubos coletores, acionador automático, bicos nebulizadores e detectores automáticos. O sistema é formado por 7 centrais assim distribuídas: - 01 central com 311 cilindros na sala de cilindros de CO₂ (piso 600), 01 central com 8 cilindros na sala dos

transformadores (piso 600), 1 central com 4 cilindros na Cozinha, 04 centrais de 9 cilindros cada, na sala dos geradores auxiliares.

Este sistema cobre as seguintes áreas:

Nome do Espaço	Zona Nº
Espaço da Praça de Máquinas, excluindo a Gaiuta	707
Sala do Transformador	703
Praça das Máquinas	704
Casa de Bomba de Incêndio em EL. 4500 (Bombordo)	750
Casa de Bomba de Incêndio EL. 4500 (Boreste)	751
Casa de Bomba de Incêndio EL. 21800 (Bombordo)	701
Casa de Bomba de Incêndio EL. 21800 (Boreste)	702
Sala dos Painéis Elétricos (Convés de Produção)	011
Sala de instrumentação (Convés de Produção)	012
Sala de baterias (Convés de Produção)	013
Sala de baterias	421
Sala de Painéis Essenciais	513
Sala do gerador de Emergência	527
Sala do carregador de Bateria	509
Sala PLC	504
Sala das Unidades Hidráulicas	639
Sala dos Comandos Elétricos	640
Paiol de Tintas	620
Sala da Bomba de Carregamento	801
Sala de Baterias	103
Sala de Baterias	108

2.6.3.3 - Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio

A plataforma conta ainda com equipamentos portáteis de extinção de incêndio composto pelos seguintes equipamentos:

Descrição	Quant.	Capacidade (Kg)
Extintor portátil de água	20	10
Extintor portátil de pó químico seco	71	12
Extintor portátil de pó químico seco	18	50
Extintor móvel de espuma	03	135
Extintor de incêndio portátil de CO ₂	71	6

2.7 - SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGA E PESSOAL

2.7.1 - Movimentação de Carga

A movimentação de cargas é feita através de 03 guindastes que têm as seguintes características:

Localização	Capacidade	Tipo
Convés Principal à meia-nau bombordo	Principal 25 Ton a 20m de raio	Eletro-hidráulico com lança treliçada
Convés Principal à meia-nau borestre	Principal 25 Ton a 20m de raio	Eletro-hidráulico com lança treliçada
Convés Principal na Proa	Principal 25 Ton a 20m de raio	Eletro-hidráulico com lança treliçada

2.7.2 - Movimentação de Pessoal

A movimentação de pessoal é feita preferencialmente por via aérea. A plataforma possui um heliponto localizado na popa projetado para receber aeronaves do porte do S-76 e Superpuma. O heliponto tem capacidade máxima de 12,8 toneladas.

Caso necessário, a movimentação pode ser feita por via marítima com a utilização de cestas de transbordo através dos guindastes.

2.8 - SISTEMA DE COMUNICAÇÃO

O sistema é composto de:

2.8.1 - Sistema de Telefonia

A plataforma possui uma central de PABX instalada na sala de equipamentos de telecomunicações e ainda, unidades de telefones automáticas

distribuídas por todas as salas da instalação. Algumas unidades permitem o uso de discagem externa de acordo com a programação da central.

O telefone para contato com a plataforma está descrito no item 1.1.

2.8.2 - Sistema de Endereçamento Público

A plataforma possui sistema de comunicação interna que utiliza intercomunicadores distribuídos pela instalação para veicular anúncios públicos, chamadas, mensagens de advertências e programas audíveis a todas as pessoas a bordo. É composto de um "rack" instalado no Compartimento de Telecomunicações. As informações públicas e as chamadas podem ser feitas através de estações de chamadas ou telefones automáticos (sistema de telefonia).

2.8.3 - Sistema de Comunicação de Rádio

É composto pelo sistema GMDSS e de transceptores com canais de frequência de rádio para assessorar as atividades operacionais, movimentação de carga, segurança, salvamento e comunicações entre o FPSO e estações costeiras/embarcações/aeronaves. Estes equipamentos ficam distribuídos na Sala de Rádio, Sala de Controle e Escritório do Coordenador da Embarcação (COEMB).

Em casos de emergência, os grupos de ação utilizam rádios portáteis para comunicação, em freqüências diferentes, pré-definidas pelo Coordenador da emergência, de acordo com a função de cada grupo.

Os principais equipamentos estão listados e sua localização indicada conforme abaixo.

Item	Quantidade	Localização
Navtex (sala de rádio)	01	Sala de Rádio
VHF FM (sala de rádio)	01	Sala de Rádio
VHF DSC (Somente VHF) (sala de rádio)	01	Sala de Rádio
Inmarsat C (sala de rádio)	01	Sala de Rádio
Radar Transponder	06	01 em cada baleeira e 02 no piso 500 (portas de acesso)

VHF FM portátil (para botes de resgate)	01	sala do Coemb, com o Mestre de Cabotagem
EPIRB	01	asa do passadiço BE - piso 100
VHF FM	3	Sala do Coemb/Rádio/ Controle
UHF FM	2	Sala de Controle/Náutica
UHF FM de Uso pessoal	Variável	Portátil
VHF FM de Uso pessoal	Variável	Portátil

2.9 - SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELETRICA

A geração principal compreende 01 Turbogerador a vapor (TG) de 1,8 MW, cada, e a geração auxiliar 01 Gerador a diesel (DG) de 2,3 MW.

Em condições normais, 02 geradores operam para atendimento a Unidade suprindo as cargas conforme a demanda descrita no item 2.1.2.

O sistema de geração de emergência compreende 01 Diesel Gerador de Emergência (DGE) de 870 kW, que entra em operação automaticamente nos casos de falta da geração de energia.

Devido à manutenção no sistema de geração fixa, foi adicionado ao sistema 02 motogeradores a diesel, autônomo, provisórios, de 1230 kW/450 V.

A distribuição é feita através de 02 painéis principais (PN-514001 / PN-514010) de 450 V.

Características dos principais equipamentos que compõem o sistema:

Equipamento	Quant.	Potência (kVA / kW)	Tensão (V)	Frequência (Hz)	Fases	Consumo Combustível	Eficiência
Turbogerador vapor	1	2.250 1.800	450	60	3	11.300 kg/h vapor	45%
Motogerador auxiliar diesel	1	2.870 2.300	4.160	60	3	15 m³/d	32%
Motogerador emergência diesel	1	1.088 870	450	60	3	5 m³/d	32%
Motogerador autônomo diesel	2	1.366 1230	450	60	3	5 m³/d	32%

A unidade ainda é provida de conjuntos de baterias (nobreaks estáticos), com autonomia mínima de 10 horas, que garantem o funcionamento de alguns sistemas vitais para segurança da plataforma que não podem sofrer interrupção em sua alimentação quando da queda da geração principal e posterior entrada ou falta da geração de emergência, tais como:

- Detecção de gás e incêndio;
- Combate a incêndio por água e CO₂;
- Parada de emergência;
- Iluminação de emergência;
- Luzes de auxílio a navegação;
- Luzes de obstáculo aéreo;
- Telecomunicações e intercomunicadores;
- Alarme manual e automático visual e sonoro;
- Painel de controle do gerador de emergência;
- Painel de controle da bomba de incêndio;
- Equipamentos que compõem o sistema de controle e intertravamento;
- Equipamentos que compõem a ECOS;

O sistema é composto pelos principais equipamentos abaixo.

Equipamento	Localização	Cargas
Carregador 24 Vcc CB-810001A/B	Sala de carregadores elevação 500	Painéis de Fogo e Gás, gabinete do sistema de instrumentação e controle (ICS), painel de controle do gerador de emergência (EGCP), painéis de PLC remotos, painéis CC, telecomunicações, etc.
Baterias 24 Vcc BT-810001 A/B	Sala de baterias elevação 400	QD normal de processo, QD principal, painel luzes de obstrução e de aviação, painéis controle auxílios à navegação, EGCP, etc.
Carregador 125V CB-514001 A/B	Sala de carregadores elevação 500	
Bateriais 24 Vcc BT-514001 A/B	Sala de baterias elevação 400	
Carregador 48 Vcc CB-551001	Sala de telecomunicações	

Baterias 48 Vcc BT-551001 A/B	Sala telecomunicações	
Carregador 12 VCC CB-514004	Sala de carregadores elevação 500	
Baterias 12 V BT-514004 A/B/C/D	Embarcações salva-vidas	Embarcações salva-vidas
Carregador 24 Vcc CB-810005 A/B	Convés de produção, sala de controle	Sistema controle turbinas, painéis de PLC remotos, medidor de fluxo e transmissor analisador,
Baterias 24 Vcc BT-810004 A/B	Sala de baterias, sala de controle do convés de produção	ventilação da caldeira de água quente.
Carregador 125 Vcc CB-UC-122301 A/B	Sala de controle, convés produção.	
Baterias 125 Vcc BT-UC-122301 A/B	Sala de baterias, sala de controle do convés de produção.	Bomba de lubrificação
Carregador 24 Vcc CB-810003 A/B	Área do turret	Painéis de PLC, válvulas de estrangulamento
Baterias BT-810003 A/B	Área do turret	motorizadas, painel de controle dos guinchos
UPS 120VCA (10KVA) CB-810002A/B	Sala de carregadores elevação 500	Sist. ECOS, painel medição nível-tanque, calculador carregamento, sistema de TV de circuito
BT-810002A/B	Sala de baterias elevação 400	fechado - CCTV
UPS 120VCA CB-514002	Sala de carregadores de bateria [elevação (nível) 500]	Microcomputadores
Baterias BT-514002	Sala de baterias elevação (nível) 400	
UPS 127VCA(7,5 KVA) CB-514501A/B/C/D	Sala de carregadores de bateria [elevação (nível) 500]	Iluminação de emergência
BT-514501 A/B/C/D	Sala de baterias elevação (nível) 400	

3 - Descrição do Processo de Produção

Observação: o texto abaixo descreve o sistema antes do início do processo de descomissionamento, sendo assim, o sistema poderá estar diferente do descrito, a depender da etapa de descomissionamento em que se encontra. As mudanças estão previstas na GM-3010.33-2019-0075.

3.1 - SISTEMA DE PRODUÇÃO

O sistema de produção do FPSO P-33 envolve uma estrutura submarina composta por poços produtores, poços injetores, linha de importação de óleo da P-26 e linha de exportação de gás para P-19. Também fazem parte deste sistema as operações de transferência de óleo (offloading) realizadas para os navios aliviadores. Dos poços interligados a unidade nenhum é do reservatório do pré-sal e nenhum é HTHP.

Poço	Tipo (Produtor/Injetor)	DHSV (Sim/Não)	HTHP (Sim/Não)
7-MRL-088H	Produtor	Sim	Não
7-MRL-089D	Produtor	Sim	Não
7-MRL-099D	Produtor	Sim	Não
7-MRL-109	Produtor	Sim	Não
7-MRL-220	Produtor	Sim	Não
8-MRL-090D	Injetor	Sim	Não
8-MRL-181D	Injetor	Não	Não
8-MRL-057DA	Injetor	Sim	Não

Os teores máximos de CO₂ e H₂S dos fluxos que chegam à unidade são, respectivamente, 0,21 e 0,0015%.

Cada poço está provido da sua árvore de natal molhada (ANM), que são operadas da Plataforma através das Unidades Hidráulicas.

As linhas de produção entre as árvores de natal molhadas (ANM) e a plataforma são independentes (não há manifolds submarinos) e conectadas na mesma através de risers fixados na estrutura do Turret.

Após os risers, as linhas de produção são então encaminhadas e conectadas aos três "Manifolds" (Produção "A", Produção "B" ou de Teste) instalados no "turret". Neste trecho, a montante dos "Manifolds", está instalada em cada linha uma SDV (Válvulas de "Shutdown") para isolar a Plataforma dos poços quando houver condições anormais de processo ou por comando manual através da ECOS. A instalação possui 01 (um) poço sem DHSV.

3.1.1 - Controle e Segurança dos Poços

As ANM são equipamentos compostos por um conjunto de válvulas de proteção primária (W1, W2, M1 e M2) e acessórios que têm as seguintes funções:

- Controlar a produção de óleo e gás ou controlar a injeção de água em um poço.
- Permitir o acesso à coluna de produção.
- Permitir a injeção de gás pelo anular do poço, quando o sistema de elevação artificial utilizado for de gas lift.
- Permitir a passagem de sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão (PDG), instalados na parte inferior da coluna de produção, para a UEP (Unidade Estacionária de Produção).
- Permitir a passagem de sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão, instalados na própria ANM (TPT), para a plataforma.

As ANMs são constituídas de válvulas de proteção primárias hidráulicas (válvula mestra, válvula de pistoneio e válvula lateral), que objetivam o controle e segurança do poço, tanto para a produção quanto para o acesso ao anular. Adicionalmente, existem 02 válvulas que permitem a interligação da linha de produção com a linha de gás lift.

As válvulas são acionadas pela Unidade Hidráulica com classe de pressão de 3.000 psi.

As válvulas de pistoneio somente podem ser operadas pela sonda de completação ou em override por ROV, com bitola de chave específica.

As válvulas mestras e laterais, de produção e anular, e as válvulas de interligação, são acionadas pela plataforma de produção através de umbilical hidráulico, e são fechadas na ausência de pressão hidráulica. Também

possuem sistema backup de atuação em caso de falha das mangueiras, e sistema de override por ROV em caso de falha total do sistema hidráulico.

A válvula de segurança de subsuperfície, DHSV, consiste num dispositivo de segurança posicionado na coluna de produção, que possibilita um fechamento praticamente instantâneo da mesma, cessando o fluxo de óleo e/ou gás caso algum sério problema ou falha tenha ocorrido com os equipamentos de segurança de superfície.

As DHSV são acionadas pela Unidade Hidráulica com classe de pressão de 5.000 psi.

As DHSV são acionadas pela plataforma de produção através da linha de controle hidráulico e caso haja despressurização na linha, a válvula se fecha interrompendo a produção do poço. Sua atuação é motivada pelo acionamento do sistema de emergência, falta de suprimento hidráulico ou acionamento manual do operador.

3.1.2 - Sistema de Injeção

a) Gás lift :

A injeção de gás para elevação artificial de óleo consiste na injeção continua de parte do gás comprimido no terceiro estágio de compressão dos turbocompressores a uma pressão em torno de 170 kgf/cm². O gás é direcionado para o header de gás lift para ser injetado na linha de produção dos poços com o objetivo de facilitar a elevação do óleo. Sua vazão varia em função da necessidade operacional de cada poço. Os principais componentes do sistema são:

- Header de gás lift de 6" (Seis Polegadas)
- Header de kick off de 4" (Quatro polegadas)
- Medidor de vazão de gás no separador de teste (fiscal) e individual para cada poço.

Os principais equipamentos que compõem o sistema estão descritos na tabela abaixo:

Equipamento	Quant.	Vazão / Capacidade (Nm ³ /dia)	Pressão (kgf/cm ²)	
			Projeto	Operação

Turbocompressor	2	1.000.000	180	170
-----------------	---	-----------	-----	-----

b) Água :

A injeção de água é o principal método para preservar a pressão no reservatório. A água é captada através de bomba centrífuga após os trocadores de calor do sistema de resfriamento. Passa pelo filtro de água de injeção e o oxigênio dissolvido é retirado na desaeradora para evitar o desenvolvimento de microorganismos e diminuir a corrosividade natural da água do mar.

A água filtrada e desaerada é injetada nos poços por meio de bombas que alimentam o manifold dos poços de injeção. Os principais equipamentos que compõem o sistema estão descritos na tabela abaixo:

Equipamento	Quantidade	Pressão / Capacidade (kgf/cm ²)	Vazão
Bomba da Desaeradora	2	4,5	471 m ³ /h
Filtro de Água de Injeção	3	8	< 5 Micra Eficiência 90%
Desaeradora	1	4,5	438 m ³ /h
Bomba da Água de Injeção	4	135	121 m ³ /h

3.2 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE OLEO

A partir do Manifold de distribuição dos poços, localizado no turret, o óleo escoa através de dois coletores de produção e um coletor de teste seguindo para o seu respectivo trem de produção "A", "B" ou Separador de Teste.

O alinhamento para os trens de produção "A" e "B" é feito de forma a distribuir equitativamente as vazões, buscando manter 50% da produção em cada trem, os quais foram dimensionados para manter a performance de separação.

A planta de processo do FPSO P-33 é baseada em separadores horizontais (produção e atmosférico) e desidratadores eletrostáticos (T.O.). A planta possui dois trens de produção, cada um contendo, sequencialmente, o permutador aquecedor de óleo, separador de produção, tratador de óleo e separador atmosférico (surge tank). A desestabilização de emulsões pela ação

do calor é realizada pelos aquecedores de produção (água quente/óleo produzido). É ainda injetado produto químico desemulsificante a montante dos separadores a fim de auxiliar na desestabilização da emulsão.

O óleo separado segue para os Desidratadores Eletrostáticos (T.O.) onde é realizada a máxima separação de salinidade e conteúdo de água (BSW) presentes no mesmo. O óleo é então estabilizado no Separador Atmosférico (onde são removidos traços de gás), seguindo diretamente para os tanques de carga para armazenamento e posterior transferência (offloading).

A planta de produção possui ainda um Separador de Teste precedido também por um aquecedor. Este separador trifásico é utilizado nas operações de abertura ou verificação de vazão de um poço específico. Os principais equipamentos que compõem o sistema estão descritos na tabela abaixo:

Equipamento	Quantidade	Tipo	Capacidade
Aquecedor / separador de produção - P-122302-A/B	02	Casco e tubo	9,25 MW
Aquecedor / separador de teste - P-122303	01	Casco e tubo	6,17 MW
Separador de Produção - SG-122301-A/B	02	Horizontal	4.489 m ³ /dia
Separador de Teste - SG-122302	01	Horizontal	2.500 m ³ /dia
Tratador de Óleo - TO-122301-A/B	02	Desidratador Eletrostático	4.600 m ³ /dia
Separador Atmosférico - SG-122303	01	Horizontal	8.800 m ³ /dia

As pressões de operação do sistema de processamento são ajustadas em função do melhor desempenho dos equipamentos de acordo com a produção no momento. Por isso, sofrem variações. Elas são balizadas pela pressão de projeto que, por sua vez, são referência para a pressão de abertura das válvulas de segurança, conforme tabela a seguir.

Equipamento	Volume / Capacidade	Pressão (kgf/cm ²)		
		Projeto	Operação	Abertura das válvulas de segurança
Aquecedor / Separador de Produção P-122302-A/B	9,25 MW	16,41 - casco	10,45 - casco	16,40 - casco
		16,41 - tubos	13,51 - tubos	16,38 - tubos
Separador de Produção - SG-122301-A/B	73,17 m ³	13,98	8,96	13,96

Separador de Teste - SG-122302	33,96 m ³	13,96	8,96	13,96
Aquecedor / Separador de Teste - P-122303	6,17 MW	32,20 - casco	10,45 - casco	16,40 - casco
		32,20 - tubos	10,45 - tubos	13,98 - tubos
Tratador de Óleo - TO-122301-A/B	93,09 m ³	13,45	8,96	13,45
Separador Atmosférico SG-122303	59,97 m ³	3,50	0,16	3,50

3.3 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GAS

O processamento do gás consiste na compressão e desidratação. O processamento do gás de alta pressão consiste no direcionamento para unidades de compressão (dois turbocompressores) sendo que cada um é baseado em três estágios de compressão. Os dois turbocompressores são capazes de processar cada um uma vazão de 1.000.000 Nm³ de gás por dia (a 20°C e 101,3 kpa).

Em cada unidade de compressão, trocadores de calor resfriam o gás entre os estágios de compressão através de um sistema fechado de água de resfriamento. Após o terceiro estágio de compressão, o gás é enviado à unidade de desidratação para remoção de água. Esta unidade consiste de uma coluna de absorção à base de TEG (trietileno glicol - substância com caráter hidrófilo), além de um sistema de regeneração de TEG. A remoção de água visa evitar corrosão das paredes dos gasodutos e demais equipamentos além de evitar a formação de hidratos nos gasodutos e linhas de gás lift.

O gás tratado é distribuído para o sistema de gás lift, gás combustível e o excedente exportado para P-19.

O gás removido no separador atmosférico (gás recuperado) é enviado ao sistema de compressão auxiliar (URV - Unidade de Recuperação de Vapor) onde sofre resfriamento visando remoção de condensado e posterior compressão. Por fim, esta corrente de gás é direcionada para o sistema de compressão principal de três estágios descrito anteriormente. O sistema de compressão auxiliar (URV) trata ainda o gás de saída da coluna desaeradora (tratamento de água para injeção) e o do separador de teste (quando for testado poço com baixa pressão). O sistema de compressão auxiliar está projetado para comprimir 33.0000 Nm³/dia (a 20°C e 101,3 kpa) de 0,5 para 10 kgf/cm². As pressões de operação do sistema de processamento de gás são ajustadas em função do melhor desempenho dos equipamentos de acordo com a produção no

momento. Por isso, sofrem variações. Elas são balizadas pela pressão de projeto que, por sua vez, são referência para a pressão de abertura das válvulas de segurança (vide tabela abaixo).

Equipamento	Volume/ Capacidade	Pressão (kgf/cm ²)		
		Projeto	Operação	Abertura das válvulas de segurança
Resfriador de entrada do 1º Estágio - P-UC-122301-A/B-05	2,6 MW	10,54 - casco 14,07 - tubos	0,84 - casco 8,96 - tubos	10,54 - casco 14,06 - tubos
Vaso de Gás Separado -V-122301	7,70 m ³	10,96	8,96	10,96
Resfriador de entrada do 1º Estágio - P-UC-122301-A/B-01	2,54 MW	10,54 - casco 35,18 - tubos	0,84 - casco 27,60 - tubos	10,54 - casco 31,92 - tubos
Vaso Depurador do 1º Estágio Compressão - V-UC-122301A/B-01	1,84 m ³	14,07	8,26	14,07
Resfriador de entrada do 2º Estágio - P-UC-122301-A/B-02	2,20 MW	10,54 - casco 112,47 - tubos	0,84 - casco 72,16 - tubos	10,54 - casco 112,47 - tubos
Vaso Depurador do 2º Estágio Compressão - V-UC-122301A/B-02	0,96 m ³	35,18	26,90	35,18
Resfriador de entrada do 3º Estágio - P-UC-122301-A/B-03	2,32 MW	10,54 - casco 207,70 - tubos	0,84 - casco 179,90 - tubos	10,54 - casco 198,84 - tubos
Vaso Depurador do 3º Estágio Compressão - V-UC-122301A/B-03	0,83 m ³	112,47	71,32	112,47
Torre de Glicol - T-123301	3,60 m ³	196,90	178,97	196,80
Regenerador de Glicol - V-Z-123301	6,20 m ³	3,50	0,55	3,50

3.4 - SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO ÓLEO E GAS

O escoamento do óleo produzido pelo FPSO P-33 é feito através de navios aliviadores em tandem, isto é, alinhando popa do FPSO P-33 com a proa do aliviador. A operação de transferência (offloading) é feita através de mangote de diâmetro de 20" e comprimento de 250 e 387 metros (mangotes principal e alternativo, respectivamente). Para retirar o óleo dos tanques de carga, o sistema tem disponível 2 bombas de carga com capacidade de 4.500 m³/h, cada.

O gás separado pelo FPSO P-33 é exportado a uma pressão entre 170 kgf/cm² e 180 kgf/cm² (operação e projeto) através de um gasoduto, constituído

de linhas flexíveis de diâmetros de 6" e 8", do FPSO P-33 até a P-19, seguindo posteriormente até chegar a PNA-01.

3.5 - SISTEMA DE GAS COMBUSTIVEL

O gás combustível é utilizado em duas especificações: alta pressão (22 kgf/cm² a 33 °C) e baixa pressão (3 kgf/cm² a 40 °C).

Parte do gás natural proveniente da separação, posteriormente comprimido e desidratado, é submetido a um condicionamento visando especificá-lo de acordo com os requisitos do combustível para as turbinas quanto ao ponto de orvalho de hidrocarbonetos.

É necessário ajustar o seu ponto de orvalho, de forma que não ocorra condensação nas linhas de alimentação das turbomáquinas, o que prejudicaria a desempenho destes equipamentos.

O processo de especificação do ponto de orvalho consiste na condensação da fração mais pesada do gás, pelo resfriamento devido à expansão em válvulas reductoras de pressão.

O sistema de gás combustível de alta tem capacidade de processamento de 444.330 m³/d (20°C e 101,3 kpa abs). Os principais consumidores são os turbocompressores e o vaso de expansão de água quente.

O sistema de gás combustível de baixa tem capacidade de processamento de 1.600 m³/h (40°C e 8 kgf/cm²). Os principais consumidores são a desaeradora (tratamento de água para injeção) e piloto do flare.

Equipamento	Capacidade/ Volume	Pressão (kgf/cm ²)		
		Projeto	Operação	Abertura das válvulas de segurança
Pré-Aquecedor gás - Água Quente (P-513502)	0,52 MW	16,41 - casco 205,0 - tubos	14,52 - casco 178,26 - tubos	15,40 - casco 193,20 - tubos
Vaso depurador alta pressão (V-513501)	0,65 m ³	28,52	24,67	28,37
Permutador Gás-Gás - alta pressão (P-513501)	0,30 MW	30,00 - casco 78,16 - tubos	27,25 - casco 67,96 - tubos 0,84 - tubos	28,37 - casco 78,16 - tubos 5,00 - tubos

3.6 - SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE EMERGÊNCIA

3.6.1 - Sistema de Automação e Controle

A automação e controle da planta de processo e embarcação é feita pela Estação Central de Operação e Supervisão - ECOS. A ECOS permite o monitoramento e inspeção da produção offshore na Sala de Controle Central. Isso é realizado através de uma tela/janela, que mostra gráficos de alta resolução, "flow sheets" e outras estruturas fixas de desenho. Os componentes principais destas estruturas fixas (equipamento e instrumentos) são animados, exibindo-se a troca de estado como a abertura e o fechamento de válvulas, partida de bombas, etc. As telas/janelas descrevem as Plantas de Processo e Utilidades Navais. O Programa Supervisório da ECOS fornece uma Interface de Homem-Máquina (MMI) para processos/utilidades, sistemas elétricos, de lastro e de segurança de toda a instalação.

Os sistemas principais desta arquitetura para aquisição e controle de dados e funções de intertravamento estão listados a seguir:

ECOS - Estação Central de Operação e Supervisão: é um recurso de hardware/software especializado no processo e visualização de dados de campo em um formato satisfatório, deixando para outros sistemas a obrigação de coletar os dados. Estes sistemas em geral têm grande capacidade de interface com o campo, não só para dados recebidos, mas também para comandos que atuam dispositivos finais. Assim, é possível de uma Estação de trabalho ECOS, enviar comandos para o campo atuando os dispositivos.

CIS - Sistema de Controle e Intertravamento: Baseia-se na utilização de Controladores Lógicos Programáveis (PLCs) para execução de funções de controle e intertravamento. É constituído pelo Painel de Controle e Intertravamento de Segurança, localizado na Sala de Controle Central e Unidades Terminais Remotas (RTUs), localizadas em pontos ao longo do FPSO.

PAS - Sistema de Automação de Pacotes: O PAS refere-se às unidades autônomas do processo/embarcação que dispõem de Painéis Locais e são interligadas ao Sistema de Automação via rede de comunicação de

dados.

3.6.2 - Parada de Emergência da Unidade de Produção

A função da Parada de emergência da Unidade de produção é de garantir uma condição segura, em situações de emergência, através da interrupção automática do funcionamento dos diversos equipamentos e máquinas do FPSO P-33, a fim de restringir os riscos causados por eventuais efeitos indesejáveis.

O sistema de bloqueio possui quatro níveis:

Nível 1 (ESD1): Parada de qualquer sistema ou equipamento da Unidade;

Nível 2 (ESD2): Parada da Planta do Processo, mantendo em operação as Facilidades;

Nível 3P (ESD3P): Parada da Planta do Processo e Facilidades não essenciais, mantendo a operação da geração principal de energia elétrica;

Nível 3T (ESD3T): Parada da Planta de Processo e Facilidades não essenciais, incluindo a geração principal de energia elétrica;

Nível 4 (ESD4): Despressurização automática e preparação para abandono se necessário.

O sistema de bloqueio emergencial para níveis 1, 2 e 3 pode ser acionado manual ou automaticamente. O acionamento do nível 4 só poderá ser manual.

O ESD2 Automático é iniciado a partir de um dos seguintes eventos Falha de comunicação entre o PLC do turrete e o PLC de ESD, Pressão e nível muito altos no Sep. ATM/Exp. Óleo, Pressão Baixa no Vaso de Gás Separado, Nível muito alto no Vaso da Tocha, e Pressão muito Baixa no Ar Comprimido, ou quando um Nível é mais Alto é acionado.

O ESD2 Manual é acionado através de botoeira instalada na Sala de Rádio ou pelas Estações de Supervisão (ECOS) instaladas na sala de controle.

O ESD3 Automático é ativado pelos detectores de fogo na Planta de processo, casa de bombas, praça de máquinas, turrete e casario e pela detecção de concentrações muito altas de gás nestes respectivos locais. O ESD3 é

iniciado por qualquer dos diversos dispositivos do Sistema de Detecção de Fogo e Gás ou quando um nível mais alto é acionado. Será total (ESD3T) quando a detecção ocorrer na área da geração de energia principal e parcial (ESD3P) nas outras áreas. O ESD3P paralisa o sistema de processo do FPSO P-33, fecha a válvula de transferência de óleo e o ESD3T, além destas, paralisa a geração de energia principal.

O ESD3 Manual é acionado por botões instalados na sala de controle, sala de rádio e sala dos diesel geradores auxiliares.

O ESD4 é iniciado manualmente através dos pontos de alerta manual localizado na sala de controle, sala de rádio e nas estações de baleeiras. O acionamento desse nível iniciará a paralisação total dos sistemas de P-33, exceto as bombas de incêndio, sistema de alerta de navegação e sistema de baterias.

Todos os dispositivos de detecção, em todos os níveis, estão ligados à sala de controle, onde a tomada de decisão sobre os procedimentos passam pela matriz de causa e efeito que vai disparar as ações de respostas para os equipamentos da planta, em todos os níveis.

O Sistema de Intertravamento e Controle (CIS) é baseado em Controladores Lógicos Programáveis, montados em painéis tipo gabinete e implementados com duplicidade completa de "racks" (incluindo fontes, cartões de comunicação e CPU) em arquitetura "hot stand-by". Cada CLP e/ou suas remotas são dedicados às seguintes funções:

- a)** 01 subsistema ESD, já descrito acima, excetuando-se os referentes à detecção de fogo e gás, os quais serão tratados no subsistema descrito nos itens a seguir, e transmitidos para o ESD por meio da rede digital determinística.
- b)** 01 subsistema F&G/VAC, responsável pelos sistemas de Fogo & Gás (inclusive o sistema de detecção endereçável), VAC e Combate a Incêndio de toda a unidade de produção.
- c)** 01 subsistema "Turret" é responsável por todas as funções relacionadas com os poços produtores e injetores (intertravamento, alarme, controle, indicação, status e comando), inclusive seus equipamentos elétricos.
- d)** 01 subsistema "Electrical" (elétrico) responsável pelo intertravamento,

alarme, monitoração de variáveis analógico-digitais e descarte das cargas elétricas. Toda a interface com CCMs da planta de processo e suas utilidades deverá ser feita por este subsistema e suas remotas.

e) 01 subsistema "Control" (controle) dedicado à implementação das malhas de controle da planta de processo e tratamento de variáveis analógicas (indicações, alarmes, etc.) da planta de processo, das utilidades não-elétricas, poços e "manifolds".

4 - Descrição da Malha de Coleta e Interligação Com Outras Instalações

A malha de coleta de petróleo da P-33 constitui-se nos 05 poços de produção interligados e 01 oleoduto de importação de P-26. Para o escoamento do gás excedente, P-33 é interligada com a P-19 através de 01 gasoduto. Também estão interligados à Unidade 03 poços injetores de água.

Cada poço de produção possui um conjunto (bundle) de três linhas de fluxo, sendo uma de produção, uma de injeção de gás lift (acesso ao anular da coluna de produção) e a última do umbilical de controle. Cada poço de injeção de água possui um conjunto com duas linhas flexíveis, sendo uma de injeção e outra do umbilical de controle.

Todas as linhas são flexíveis e possuem diâmetros internos que variam de 2,5 a 9,5". São fabricadas em camadas de diferentes materiais e dimensões para atender os requisitos de cada aplicação. Cada uma dessas camadas contribui para resistir à combinação de esforços durante a instalação e operação tais como pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação e tração. Estas linhas conectam os poços produtores e injetores com o FPSO P-33 e interligam as plataformas, possibilitando a transferência de petróleo e gás entre elas. São basicamente de dois tipos: Estáticas ou Flowlines (que ficam assentadas no fundo do mar) e Dinâmicas ou Risers (que fazem a conexão das flowlines com o FPSO P-33).

Os valores médios de RGO e BSW que chegam à instalação, considerando o ano de 2019 foram, respectivamente, 79 e 52%.

O umbilical de controle, que consiste em um conjunto de linhas elétricas e hidráulicas, é responsável pela transmissão de sinais de pressão e temperatura dos poços para a plataforma e acionamento das válvulas nas ANMs, garantindo a segurança dos poços e possibilitando manobras de limpeza para prevenção de hidratos.

Todas as linhas dos poços que chegam à plataforma são equipadas com válvulas de bloqueio automático do tipo SDV. Em casos de anormalidades essas válvulas fecham conforme procedimento de parada de emergência descrito no item 3.6.

O Anexo 2 apresenta o Diagrama Unifilar de Interligação da P-33 com outras instalações.

5 - Glossário

Árvore de Natal	Equipamento mecânico instalado na cabeça-de-poço, composto, basicamente, de conectores e válvulas, com a finalidade de interligar as tubulações internas e externas ao poço, e de permitir o controle do fluxo de fluidos através dele. Pode ser chamada de árvore de natal molhada, usada em poços submarinos e árvore de natal seca, usada em poços de completação seca.
BB	Bombordo - Bordo esquerdo da embarcação, olhando-se de ré para vante.
BE	Boreste - Bordo à direita da embarcação, olhando-se de ré para vante.
BSW	(Basic Sediments and Water) Teor de sedimentos e água presente no óleo produzido.
Calado	Distância vertical entre a superfície da água e a parte mais inferior da embarcação naquele ponto, geralmente medido a vante, meia-nau e a ré.
CIS	Baseia-se na utilização de Controladores Lógicos Programáveis (PLCs) para execução de funções de controle e intertravamento.
CIS - Sistema de Controle e Intertravamento	Baseia-se na utilização de Controladores Lógicos Programáveis (PLCs) para execução de funções de controle e intertravamento.
Decks	(Conveses) Qualquer área de trabalho em estruturas oceânicas (main deck, upper deck, cellar deck, drilling deck etc.).
ECOS	Recurso de hardware/software especializado no processo e visualização de dados de campo em um formato satisfatório, deixando para outros sistemas a obrigação de coletar os dados.

ECOS - Estação de Central de Operação e Supervisão.	Recurso de hardware/software especializado no processo e visualização de dados de campo em um formato satisfatório, deixando para outros sistemas a obrigação de coletar os dados.
Formação	Extenso pacote sedimentar com características litológicas semelhantes.
Gás lift	(Injeção de Gás) - Método de elevação artificial de petróleo compreendendo, basicamente, a injeção de gás no fluido produzido, dentro ou fora do poço, com o objetivo de viabilizar ou aumentar a produção.
Gás lift (elevação de gás)	Gás introduzido num poço, ou através de uma tubulação, para aliviar a coluna fluida e introduzir um fluxo de produção do reservatório a fluir.
GMDSS	Global Maritime Distress and Safety
Header	Tubo coletor de fluido.
Heliponto	(Helideck) Área demarcada, destinada ao pouso e decolagem de helicópteros.
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
Lâmina d'água	(LDA) Distância vertical entre a superfície e o fundo do mar.
Mangote	Tubulação flexível de transferência (off-loading) de óleo para o navio aliviador ou para um FSO.
Manifold	Equipamento localizado no leito oceânico cujo objetivo é a equalização das diferentes pressões dos fluxos de cada um dos poços, antes de enviá-los às linhas de produção. Da mesma forma esse equipamento controla a vazão dos poços.
MBL	Valor Mínimo da Carga de Ruptura do material.

Override	Atuação Externa - Atuação mecânica externa de um equipamento submarino por mergulhador ou veículo de operação submarina, quando não está disponível seu sistema remoto de atuação.
PAS	Unidades autônomas do processo/embarcação que dispõem de Painéis Locais e são interligadas ao Sistema de Automação via rede de comunicação de dados.
PAS - Sistema de Automação de Pacotes	Unidades autônomas do processo/embarcação que dispõem de Painéis Locais e são interligadas ao Sistema de Automação via rede de comunicação de dados.
PLEM	Pipeline End Manifold - Coletor de Extremidade de Duto Submarino - Conjunto de tubulações e válvulas montado sobre quadro estrutural metálico, instalado na extremidade submarina de um ou mais dutos submarinos.
PLET	Pipeline End Terminal (Extremidade de Duto com Conexão Vertical) - Conexão vertical montada sobre quadro estrutural metálico instalado na extremidade submarina de um ou mais dutos submarinos.
Poço surgente	Tipo de poço que promove a elevação natural dos fluidos (óleo/água/gás) desde o reservatório até as facilidades da produção.
QAV	Querosene de aviação.
Riser	Tubulação que liga o FPSO ao sistema submarino. Os risers podem ser de produção ou de injeção. Os risers de produção escoam os fluidos da formação para a FPSO, já os risers de injeção são utilizados para inserir gás ou água de forma a otimizar a

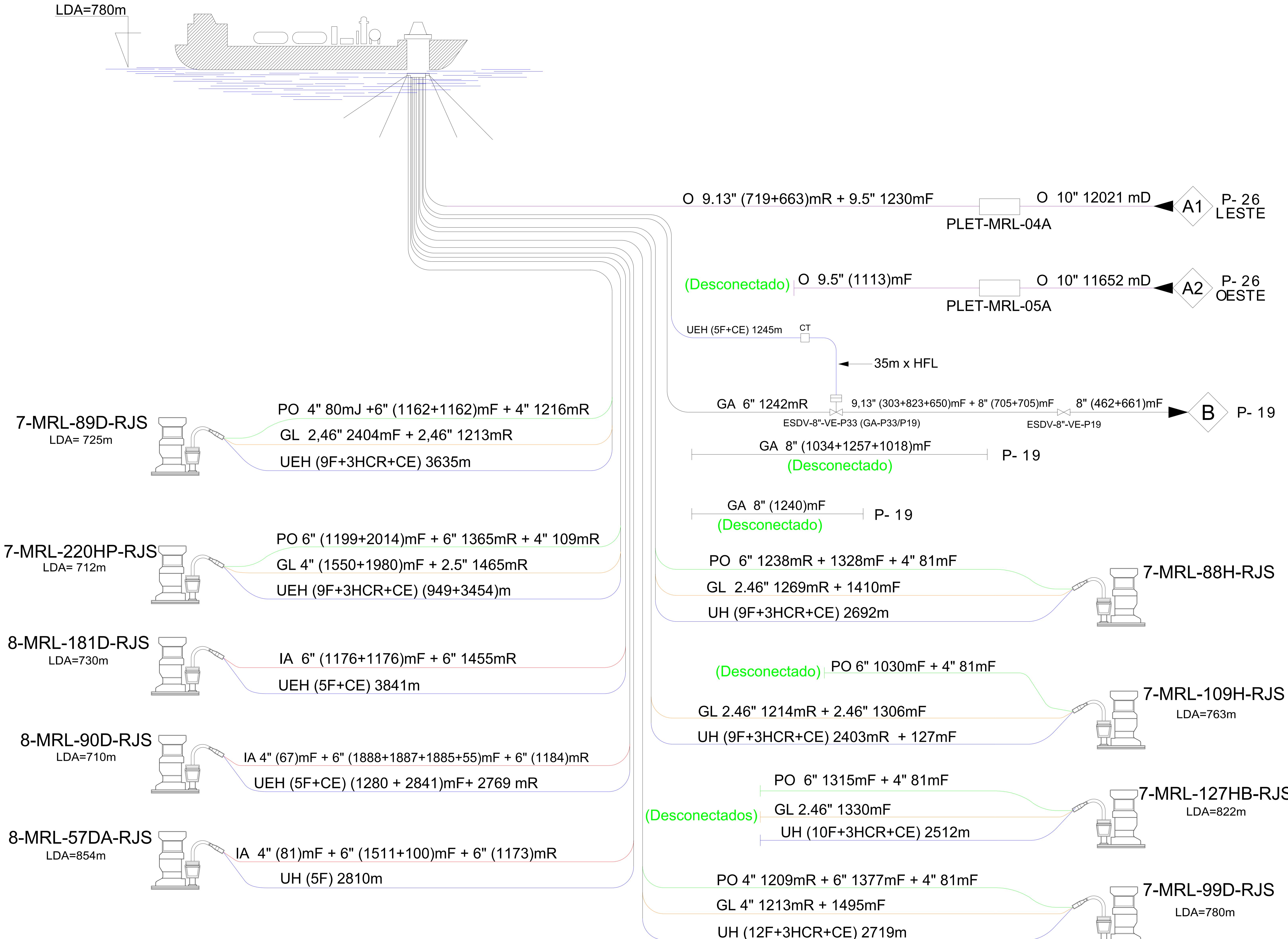
	produção.
ROV	Remotely Operated Vehicle - Equipamento do tipo robô, controlado por cabos à partir da plataforma/navio de perfuração, usado para inspeção e realização de serviços a grandes profundidades.
SDV	Shut Down Valve: Elemento final de controle automático acionado pelo sistema de parada de emergência cuja função é bloquear determinado circuito de processo e equipamento que contenha hidrocarboneto sob pressão.
Sistema Submarino	Sistema composto pelas linhas de fluxo e estruturas submarinas, dentre as quais destacam-se as árvores de natal
Válvula Choke	Válvula de regulagem, utilizada para controlar a vazão do poço.
Válvula M1	Válvula Master 1 da árvore de Natal
Válvula M2	Válvula Master 2 da árvore de Natal
Válvula W1	Válvula Wing 1 da árvore de Natal
Válvula W2	Válvula Wing 2 da árvore de Natal
WAG	Water alternate Gas

ANEXO 1 - DIAGRAMA DE ANCORAÇÃO

ANEXO 2 - DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO

FPSO P-33

(HENRIQUE DIAS)



DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

1- MD-3534.00-1500-942-PMU-042_R0: Memorial Descritivo de Troca do Riser do Gasoduto da P-33/P-26 (lado P-33 - Contingência)
 2- DE-3534.00-1500-942-PMU-349_R0: AS de interligação do bundle do poço OLHO DE BOI.
 3- DE-3534.00-1500-942-PMU-366_R0: AS de interligação do bundle do gasoduto P-19/P-33.
 4- DE-3663.00-1500-942-INA-062_R0: AS de PULL-OUT e recolhimento do riser da linha de PO do poço 7-MRL-127.
 5- DE-3534.00-1500-942-PMU-033_R0: AS de retenção da função ESDV do gasoduto da P-33 a 19.
 7- DE-3534.00-1500-942-PZ9-007_R0: AS para abandono dos RISERS desmobilização da P-33.

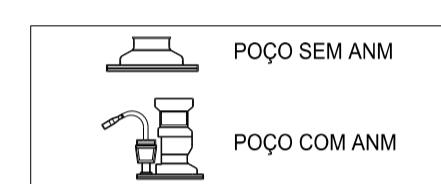
NOTAS GERAIS

1- Este desenho cancela e substitui o DE-3534.00-1500-940-PSE-013.

* Notas Canceladas (2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13 e 14)

GLOSSÁRIO	
AN - ANULAR	
CE - CABO ELÉTRICO	
CT - CAIXA TERMINAL (UTA)	
EFL - ELECTRICAL FLYING LEAD	
ESDV - EMERGENCY SHUT DOWN VALVE	
F - FUNÇÃO HIDRÁULICA	
FO - FIBRA ÓTICA	
FPSO - FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING	
G - GASODUTO	
GL - GÁS	
HFL - HYDRAULIC FLYING LEAD	
IA - DUTO DE INJEÇÃO DE ÁGUA	
IG - DUTO DE INJEÇÃO DE GÁS	
LDA - LÂMINA D'ÁGUA	
mD - METRO DE FLOWLINE DE DUTO RÍGIDO	
mF - METRO DE FLOWLINE DE DUTO FLEXÍVEL	
mJ - METRO DE JUMPER DE DUTO FLEXÍVEL	
mRD - METRO DE RISER RÍGIDO VERTICAL	
MR - METRO DE RISER RÍGIDO HORIZONTAL	
MSCR - METRO DE RISER RÍGIDO EN CATENÁRIA LIVRE	
MSPI - MANIFOLD SUBMARINO DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO	
MSGI - MANIFOLD SUBMARINO DE GÁS LIFT	
O - DUTO DE EXPORTAÇÃO/IMPORTAÇÃO DE ÓLEO (OLEODUTO)	
PG - DUTO DE PRODUÇÃO DE GÁS	
PLEM - PIPE LINE END MANIFOLD	
PLET - PIPE LINE END TERMINATION	
PO - DUTO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO	
ST - SISTEMA DE TELECOMUNICAÇÃO	
SV - DUTO DE SERVIÇO	
UEH - UMBILICAL ELETRO-HIDRÁULICO	
UH - UMBILICAL HIDRÁULICO	
UO - UMBILICAL ÓTICO	

LEGENDA	
Nº	CORES
01	BRANCO - LINHA DE PRODUÇÃO
02	AMARELO - LINHA DE PRODUÇÃO, UMBILICAL ELETRO-HIDRÁULICO
03	VERMELHO - LINHA DE PRODUÇÃO, UMBILICAL HIDRÁULICO
04	AZUL - LINHA DE PRODUÇÃO, UMBILICAL ELETRO-HIDRÁULICO
05	VERDE - LINHA DE PRODUÇÃO, UMBILICAL ÓTICO
06	ROXO - LINHA DE PRODUÇÃO, UMBILICAL ELETRO-HIDRÁULICO, UMBILICAL HIDRÁULICO, UMBILICAL ÓTICO
07	AMARELO - LINHA EXISTENTE
08	VERMELHO - LINHA EXISTENTE
09	ROXO - LINHA EXISTENTE



POÇO COM ANM

BF	Desconexão do tramo de PO do poço 7-MRL-109H-RJS e recolhimento do riser	27/02/20	Fábio Ferreira	Alessandra Barreto	Rodrigo Aguilar
BE	Revisado conforme solicitação da UO-BC	17/06/19	Alessandra Barreto	Fábio Ferreira	Jameson Salles
BD	Pull-out e recolhimento parcial da linha de PO do poço MRL-109	07/01/19	Fábio Dias	Fábio Ferreira	Jameson Salles
0	Rev. de padronização conf. N-1710	03/05/07	Carlos	Elisa	J. Manoel
REV.	DESCRIÇÃO	DATA	EXEC.	VERIF.	APROV.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
 FORMULÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS N-0381 REV. L.

BUREAU VERITAS DO BRASIL SOCIEDADE CLASSIFICADORA E CERTIFICADORA LTDA.
 Contrato nº 5125.0105164-17.2
 Responsável técnico: Luis Fernando Borges de Carvalho - CREA: 1981121293 Rúbrica:
 MicroStation®/V8i/DE-3534.00-1500-942-PMU-051=BF.dgn



SUB/OPSUB/
ISBM/SIDS

CLIENTE:	UN-BC/ATP-MRL		
PROGRAMA:	CADASTRO DE INSTALAÇÕES SUBMARIAS		
ÁREA:	CAMPO DE MARLIM		
TÍTULO:	FPSO P-33 (HENRIQUE DIAS) DIAGRAMA UNIFILAR DE INTERLIGAÇÃO		
PROJ.	ISBM	EXEC.	VERIF.
APROV.	J.MANOEL FILHO	CARLOS BARBOSA	ELISA PINHEIRO
DATA	03/05/07	DESENHO	
	ESCALA	SEM ESCALA	FOLHA 01 de 01
	NP-1	E&P-SERV/US-OPSUB/ISBM/SIDS	
Nº	DE-3534.00-1500-942-PMU-051		

FPSO P-33

(HENRIQUE DIAS)

LDA=780m

RL-89D-RJS
LDA= 725m

PO 4" 80mJ +6" (1162+1162)mF + 4"

GL 2,46" 2404mF + 2,46" 1213mR

UEH (9F+3HCR+CE) 3635m

7-MRL-220HP-RJS
LDA= 712m

PO 6" (1199+2014)mF + 6" 1365mR + 4" 109mR
GL 4" (1550+1980)mF + 2.5" 1465mR
UEH (9F+3HCR+CE) (949+3454)m

8-MRL-181D-RJS
LDA=730m

IA 6" (1176+1176)mF + 6" 1455mR
UEH (5F+CE) 3841m

8-MRL-90D-RJS
LDA=710m

IA 4" (67)mF + 6" (1888+1887+1885+55)mF + 6" (1184)mR
UEH (5F+CE) (1280 + 2841)mF+ 2769 mR

8-MRL-57DA-RJS
LDA=854m

IA 4" (81)mF + 6" (1511+100)mF + 6" (1173)mR
UH (5F) 2810m

7-MRL-88H-RJS

PO 6" 1238mR + 1328mF + 4" 81mF
GL 2.46" 1269mR + 1410mF
UH (9F+3HCR+CE) 2692m

7-MRL-109H-RJS
LDA=763m

(Desconectado) PO 6" 1030mF + 4" 81mF
GL 2.46" 1214mR + 2.46" 1306mF
UH (9F+3HCR+CE) 2403mR + 127mF

7-MRL-127HB-RJS
LDA=822m

(Desconectados) PO 6" 1315mF + 4" 81mF
GL 2.46" 1330mF
UH (10F+3HCR+CE) 2512m

7-MRL-99D-RJS
LDA=780m

PO 4" 1209mR + 6" 1377mF + 4" 81mF
GL 4" 1213mR + 1495mF
UH (12F+3HCR+CE) 2719m

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

1- MD-3534.00-1500-942-PMU-042_R0: Memorial Descritivo da Troca do Riser do Gasoduto da P-35/P-26
 (lado P-35) - Contingência.
 2- DE-3534.00-1500-942-PMU-349_R0: AS de interligação do bundle do poço OLHO DE BOI.
 3- DE-3534.00-1500-942-PMU-366_R0: AS de interligação dos dutos utilizados para Integração do gasoduto P-19/P-33.
 4- DE-3668.00-1500-942-TNA-062_R0: AS de PULL-OUT e recolhimento do riser da linha de PO do poço 7-MRL-127.
 5- DE-3534.00-1500-942-PMU-328_R0: AS de reterminalização do UEH da ESDV do gasoduto da P-33 a _19
 7- DE-3534.00-1500-942-Z9-007_R0: AS para abandono dos RISERS desmobilizadas da P-33.

NOTAS GERAIS

1- Este desenho cancela e substitui o DE-3534.00-1500-940-PSE-013.

* Notas Canceladas (2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13 e 14)

GLOSSÁRIO	
AN - ANULAR	
CE - CABO ELÉTRICO	
CT - CAIXA TERMINAL (UTA)	
EFL - ELECTRICAL FLYING LEAD	
ESDV - EMERGENCY SHUT DOWN VALVE	
F - FUNÇÃO HIDRÁULICA	
FO - FIBRA ÓTICA	
FPSO - FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING	
G - GASODUTO	
GL - GÁS LIFT	
HFL - HYDRAULIC FLYING LEAD	
IA - DUTO DE INJEÇÃO DE ÁGUA	
IG - DUTO DE INJEÇÃO DE GÁS	
LDA - LÂMINA D'ÁGUA	
mD - METRO DE FLOWLINE DE DUTO RÍGIDO	
mF - METRO DE FLOWLINE DE DUTO FLEXÍVEL	
mJ - METRO DE JUMPER DE DUTO FLEXÍVEL	
mRD - METRO DE RISER RÍGIDO VERTICAL	
mR - METRO DE RISER DE DUTO FLEXÍVEL	
mSCR - METRO DE RISER RÍGIDO EM CATENÁRIA LIVRE	
MSPI - MANIFOLD SUBMARINO DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO	
MSGI - MANIFOLD SUBMARINO DE GÁS LIFT	
O - DUTO DE EXPORTAÇÃO/IMPORTAÇÃO DE ÓLEO (OLEODUTO)	
PG - DUTO DE PRODUÇÃO DE GÁS	
PLEM - PIPE LINE END MANIFOLD	
PLET - PIPE LINE END TERMINATION	
PO - DUTO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO	
ST - SISTEMA DE TELECOMUNICAÇÃO	
SV - DUTO DE SERVIÇO	
UEH - UMBILICAL ELETRO-HIDRÁULICO	
UH - UMBILICAL HIDRÁULICO	
UU - UMBILICAL ÓTICO	

LEGENDA	
NP	CÓDIGO
02	PRODUTO DE ÓLEO
03	UNIDADE DE PRODUÇÃO DE GÁS LIFT, RÍGIDO E FLEXÍVEL
04	UNIDADE DE INJEÇÃO DE ÁGUA
05	UNIDADE DE INJEÇÃO DE GÁS
06	UNIDADE DE INJEÇÃO DE GÁS LIFT
07	UNIDADE DE PRODUÇÃO DE GÁS LIFT
08	UNIDADE DE PRODUÇÃO DE GÁS LIFT
09	UNIDADE DE PRODUÇÃO DE GÁS LIFT
10	UNIDADE DE PRODUÇÃO DE GÁS LIFT
11	ANCRAGEM
12	ANCRAGEM
13	ANCRAGEM
14	ANCRAGEM
15	ANCRAGEM
16	ANCRAGEM
17	ANCRAGEM
18	ANCRAGEM
19	ANCRAGEM
20	ANCRAGEM
21	ANCRAGEM
22	ANCRAGEM
23	ANCRAGEM
24	ANCRAGEM
25	ANCRAGEM
26	ANCRAGEM
27	ANCRAGEM
28	ANCRAGEM
29	ANCRAGEM
30	ANCRAGEM
31	ANCRAGEM
32	ANCRAGEM
33	ANCRAGEM
34	ANCRAGEM
35	ANCRAGEM
36	ANCRAGEM
37	ANCRAGEM
38	ANCRAGEM
39	ANCRAGEM
40	ANCRAGEM
41	ANCRAGEM
42	ANCRAGEM
43	ANCRAGEM
44	ANCRAGEM
45	ANCRAGEM
46	ANCRAGEM
47	ANCRAGEM
48	ANCRAGEM
49	ANCRAGEM
50	ANCRAGEM
51	ANCRAGEM
52	ANCRAGEM
53	ANCRAGEM
54	ANCRAGEM
55	ANCRAGEM
56	ANCRAGEM
57	ANCRAGEM
58	ANCRAGEM
59	ANCRAGEM
60	ANCRAGEM
61	ANCRAGEM
62	ANCRAGEM
63	ESTRUTURA
64	UNHA DE PROJETO
65	UNHA EXISTENTE

BF	Desconexão do tramo de PO do poço 7-MRL-109H+RJS e recolhimento do riser	27/02/20	Fábio Ferreira	Alessandra Barreto	Rodrigo Aguiar
BE	Revisado conforme solicitação da UO-BC	17/06/19	Alessandra Barreto	Fábio Ferreira	Jameson Salles
BD	Pull-out e recolhimento parcial da linha de PO do poço MRL-109	07/01/19	Fábio Dias	Fábio Ferreira	Jameson Salles
0	Rev. de padronização conf. N-1710	03/05/07	Carlos	Elisa	J. Manoel
REV.	DESCRÍPCAO	DATA	EXEC.	VERIF.	APROV.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.

FORMULÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS N-0381 REV. L.

CLIENTE:	UN-BC/ATP-MRL
PROGRAMA:	
CADASTRO DE INSTALAÇÕES SUBMARIAS	
ÁREA:	

CAMPO DE MARLIM

TÍTULO:	
FPSO P-33 (HENRIQUE DIAS) DIAGRAMA UNIFILAR DE INTERLIGAÇÃO	
PROJ.	EXEC.
ISBM	CARLOS BARBOSA
APROV.	VERIF.
J.MANOEL FILHO	ELISA PINHEIRO
DATA	DESENHO
03/05/07	
ESCALA	SEM ESCALA
FOLHA	01 de 01
NP-1	E&P-SERV/US-OPSUB/ISBM/SIDS
N°	DE-3534.00-1500-942-PMU-051

LEGENDA

ELEMENTOS PONTUAIS

	ESTAÇÃO
	PORTION DO SUSTÃO DO SIST. ANCORAGEM
	ANEL/ROTA DE SST. INC. SOTERRADA
	TOP
	BOA DE ANCORAGEM
	UNIDADES DE PRODUÇÃO (U.P)

ELEMENTOS LINEARES

	LINHA ISOBATIMÉTRICA
	LINHA DE ANCORAGEM (U.P)
	LINHA DE ANCORAGEM (CABO DE POLESTIRENO)

Datum SIRGAS2000					
ID_FEEICAO	TIPO_FEEICAO	NUM. VERTICE	LATITUDE	LONGITUDE	
PETROBRAS 33	Ponto	1	-22° 22' 20.122	-40° 01' 31.362	
ÂNCORA 1	Ponto	1	-22° 21' 37.374	-40° 01' 03.185	
ÂNCORA 2	Ponto	1	-22° 22' 01.351	-40° 00' 40.843	
ÂNCORA 3	Ponto	1	-22° 23' 01.351	-40° 00' 40.843	
ÂNCORA 4	Ponto	1	-22° 23' 09.691	-40° 01' 14.486	
ÂNCORA 5	Ponto	1	-22° 23' 06.590	-40° 01' 57.264	
ÂNCORA 6	Ponto	1	-22° 21' 52.952	-40° 02' 25.100	
ÂNCORA 7	Ponto	1	-22° 21' 52.952	-40° 02' 25.100	
ÂNCORA 8	Ponto	1	-22° 21' 31.196	-40° 01' 44.289	

OBSERVAÇÕES

1. A SUB/SSUB/GDSO/STGO só se responsabiliza pela veracidade das informações aqui contidas, até a data de elaboração deste mapa. É de responsabilidade de todas as gerências que atuam nas Bacias de Campos, Santos, Espírito Santo e Pelotas, informar à SUB/SSUB/GDSO/STGO sobre quaisquer modificações efetuadas ou a serem efetuadas no solo marinho ou superfície.

2. A precisão externa estimada para as cotas batimétricas é de 2% da LDA.

3. Como nem todos os obstáculos representados neste mapa estão em seu tamanho real, sugerimos que antes de qualquer medição (dimensões) ou outro tipo de dúvida, que seja feito contato com a SUB/SSUB/GDSO/STGO (Ramos 769-2463/2465/2469), ou a nota de correio chave MAPA ou mapa.gds@petrobras.com.br.

4. A utilização deste mapa é de responsabilidade do solicitante e é recomendável o seu descarte após o uso.

FONTES DE DADOS

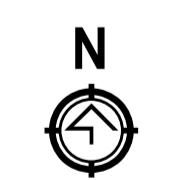
SUB/ES/EDD (DUTOS RÍGIDOS E CABOS ÓPTICOS)

SUB/SSUB/IBM (DUTOS FLEXIVEIS)

SUB/SSUB/ANC (SISTEMAS DE ANCORAGEM, MONOBÓIAS E BOIAS)

SUB/SSUB/GDSO/STGO e SUB/ES/GEO (BATIMÉTRIA)

SUB/SSUB/GDSO/STGO (DEMAIS INFORMAÇÕES)



0 500 1.000 m
ESCALA 1: 10.000

ESTE DOCUMENTO É DE PROPRIEDADE DA PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS, E NÃO PODE SER REPRODUZIDO OU USADO PARA QUALQUER FINALIDADE DIFERENTE DAQUELA A QUAL ESTÁ SENDO FORNECIDO.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SUB/SSUB/GDSO/STGO

SOLICITANTE

UN-BC/ATP-MRL/OP-P33

PROJETO

SISTEMA DE GERENCIAMENTO DE OBSTÁCULOS

MAPA DE RESTRIÇÃO

ÁREA

BACIA DE CAMPOS

TÍTULO

DIAGRAMA DE ANCORAGEM DA P-33

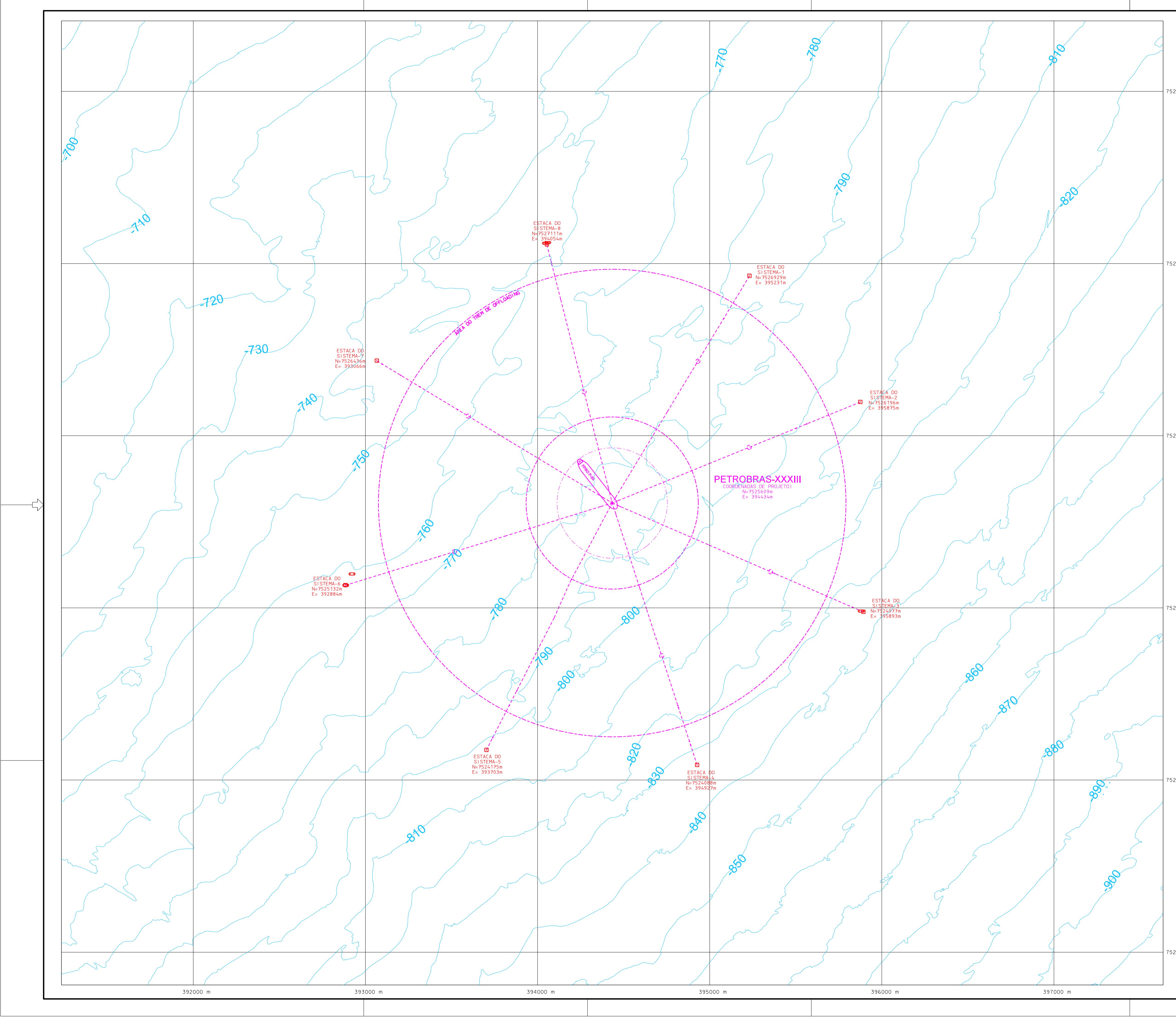
CAMPO DE MARLIM

DATA 04/06/2021 ELABORADO FERNANDA (J100) VERIFICAÇÃO ANA CAROLINA (BPBR) ESCALA 1 : 10.000

DATUM SIRGAS2000 PROJETO U.T.M. MERCADORIA CENTRAL 39° W NÚMERO DO REGISTRO OB-SGO-12761/2

ARQUIVO //NPAA2022//GE0//02.MAPAS//03.MAPAS2021//03.PLATAFORMAS//P-33//DGN//P33_04.DCN N.º COPIAS - DIGITAL 01 - PDF

A1(841x944)m




Anexo 7

General Arrangement do FPSO P-33

Anexo 8

Capacity Plan do FPSO P-33



Anexo 9

FISPQ do Produto Químico



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 1 / 9

1 - IDENTIFICAÇÃO

Nome do produto (nome comercial): OCEANIC HW 525 P

Código interno de identificação do produto: OFS100001

Principais usos recomendados para substância ou mistura:
Fluido Offshore.

Nome da empresa: ANION QUÍMICA INDUSTRIAL S.A.

Endereço: Rua Eli Valter Cesar, 110, CEP: 06612-130, São Paulo - SP - Brasil

Telefone para contato: +55 11 4789 8585

Telefone para emergências: Suatrans COTEC 0800 707 7022 / 0800 172 020

E-mail: fispq@anion.com.br

2 - IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS

Classificação de perigo do produto químico: Toxicidade aguda - Oral - Categoria 4
Lesões oculares graves/irritação ocular - Categoria 2A

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: ATENÇÃO

Frases de perigo: H302 Nocivo se ingerido.

H319 Provoca irritação ocular grave.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 2/9

Frases de precaução:	P264 Lave as mãos cuidadosamente após manuseio. P280 Use luvas de proteção, roupa de proteção, proteção ocular e proteção facial. P501 Descarte o conteúdo e o recipiente em conformidade com as regulamentações locais.
----------------------	--

3 - COMPOSIÇÃO E INFORMAÇÕES SOBRE OS INGREDIENTES

MISTURA

Ingredientes ou impurezas que contribuem para o perigo:	Etileno glicol (CAS 107-21-1): 20,0000 - 30,0000% 2-butóxietanol (CAS 111-76-2): 1,6000 - 2,4000%
---	--

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. Remova e isole roupas e sapatos contaminados. 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 e tardios:	Nocivo se ingerido. Provoca irritação aos olhos com vermelhidão e dor.
Notas para o 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 hidroelectrolíticos, metabólicos, além de assistência respiratória. Em caso de contato com a pele não fricione o local atingido.

5 - MEDIDAS DE COMBATE A INCÊNDIO

Meios de extinção:	Apropriados: Compatível com espuma, neblina d'água, pó químico e dióxido de carbono (CO ₂). Não recomendados: Jatos de água de forma direta.
--------------------	---



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 3 / 9

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. Os vapores podem ser mais densos que o ar e tendem a se acumular em áreas baixas ou confinadas, como bueiros e porões. Os contêineres podem explodir se aquecidos.
Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio:	Utilizar 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. Evite contato com o produto. Caso necessário, utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.
Para o pessoal de serviço de emergência:	Isole o vazamento de fontes de ignição preventivamente. Luvas de proteção adequadas. Sapatos fechados e vestimenta de proteção adequada. Óculos de proteção.
Precauções ao meio ambiente:	Evite que o produto derramado atinja cursos d'água e rede de esgotos.
Método e materiais para a 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. Utilize ferramentas que não provoquem faíscas para recolher o material absorvido. 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.

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 e névoas. Caso necessário, 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.

Condições de armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 4/9

Prevenção de incêndio e explosão: Não é esperado que o produto apresente perigo de incêndio ou explosão.

Condições adequadas: Armazene em local bem ventilado e longe da luz solar. Mantenha o recipiente fechado. Manter armazenado em temperatura ambiente que não exceda 48.9°C. Não é necessária adição de estabilizantes e antioxidantes para garantir a durabilidade do produto.

Materiais adequados para embalagem: Semelhante à embalagem original.

Materiais inadequados para embalagem: Não são conhecidos materiais inadequados para este produto.

8 - CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL

Parâmetros de controle

Limites de exposição ocupacional:
-Etileno glicol:
TLV - C (ACGIH, 2015): 100 mg/m³ (H).
-2-butóxietanol:
LT (NR-15, 1978): 39 ppm*
TLV - TWA (ACGIH, 2015): 20 ppm
(H) Apenas aerosol.
([skin]: Potential for dermal absorption.)
* Absorção também pela pele.

Indicadores biológicos:
-2-butóxietanol:
BEI (ACGIH, 2015): Ácido butoxiacético (BAA) na urina (final da jornada): 200 mg/g creatinina

Outros limites e valores:
-2-butóxietanol:
IDLH (NIOSH - 2010): 700 ppm

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

Proteção dos olhos/face: Óculos de proteção.

Proteção da pele e do corpo: Sapatos fechados e vestimenta de proteção adequada. Luvas de proteção adequadas.

Proteção respiratória: 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.

Perigos térmicos: Não apresenta perigos térmicos.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 5/9

9 - PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS

Aspecto (estado físico, forma e cor): Líquido verde/azul

Odor e limite de odor: suave, pode apresentar odor de amônia

pH: 9,2

Ponto de fusão/ponto de congelamento: -14°C

Ponto de ebulição inicial > 100°C
e faixa de temperatura de ebulição:

Ponto de fulgor: > 100°C (vaso fechado)

Taxa de evaporação: Não disponível.

Inflamabilidade (sólido; gás): Não aplicável.

Limite inferior/superior de inflamabilidade ou explosividade: Não disponível.

Pressão de vapor: 2,3 kPa

Densidade de vapor: Não disponível

Densidade relativa: Não disponível

Solubilidade(s): Miscível em água.

Coeficiente de partição - n-octanol/água: Não disponível.

Temperatura de autoignição: Não disponível.

Temperatura de decomposição: Não disponível.

Viscosidade: Não disponível.

Outras informações: Densidade absoluta: 1,039 g/cm³.
% VOC: 25,0%

10 - ESTABILIDADE E REATIVIDADE

Estabilidade e reatividade: Produto estável em condições normais de temperatura e pressão. Não há dados disponíveis de testes específicos relacionados com a reatividade para este produto ou dos seus ingredientes.

Possibilidade de reações perigosas: Em condições normais de armazenamento e utilização, não são esperadas reações perigosas.

Condições a serem evitadas: Temperaturas elevadas. Fonte de ignição e contato com materiais incompatíveis. Contato com materiais incompatíveis.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 6 / 9

Materiais incompatíveis: Agentes oxidantes.

Produtos perigosos da decomposição: A decomposição térmica pode produzir monóxido e/ou dióxido de carbono.

11 - INFORMAÇÕES TOXICOLOGICAS

Toxicidade aguda: Nocivo se ingerido.

Estimativa de Toxicidade Aguda da mistura (ETAm)

ETAm (oral): > 5000 mg/kg

ETAm (dérmica): > 5000 mg/kg

ETAm (inalação, 4h): > 20 mg/L

Corrosão/irritação à pele: Não classificado para corrosão/irritação à pele.

Lesões oculares graves/irritação ocular: Provoca irritação ocular grave 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: Não é esperado que o produto apresente toxicidade ao órgão-alvo específico por exposição única.

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, comportamento e impactos do produto

Ecotoxicidade: Não é esperado que o produto apresente ecotoxicidade.

-Oceanic HW 525 P:

CENO (*Lytechinus Variegatus*, 24 - 48h): 7,81 ppm

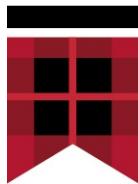
CEO (*Lytechinus Variegatus*, 24 - 48h): 15,62 ppm

CL₅₀ (*Mysidopsis Juniae*, 96h): 15,99 ppm

Persistência e degradabilidade: O produto não apresenta persistência e é considerado rapidamente degradável.

-Etilenoglicol:

Esta matéria-prima não apresenta persistência e é considerada rapidamente degradável.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 7 / 9

Taxa de degradação: 90% em 10 dias.

Potencial bioacumulativo:	Apresenta baixo potencial bioacumulativo em organismos aquáticos. Informação referente ao: -2-butóxietanol: $\log K_{ow}$: 0,830
Mobilidade no solo:	Não determinada.
Outros efeitos adversos:	Não são conhecidos outros efeitos ambientais para este produto.

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:	Manter 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), <i>Aprova as Instruções Complementares ao Regulamento do Transporte Terrestre de Produtos Perigosos e suas modificações</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 - <i>"International Maritime Organization"</i> (Organização Marítima Internacional) <i>International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG Code)</i> .
Aéreo:	ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil - Resolução nº129 de 8 de dezembro de 2009. RBAC N°175 - (REGULAMENTO BRASILEIRO DA AVIAÇÃO CIVIL) - TRANSPORTE DE ARTIGOS PERIGOSOS EM AERONAVES CIVIS. IS N° 175-001 - INSTRUÇÃO SUPLEMENTAR - IS ICAO - <i>"International Civil Aviation Organization"</i> (Organização da Aviação Civil Internacional) - Doc 9284-NA/905 IATA - <i>"International Air Transport Association"</i> (Associação Internacional de Transporte Aéreo) <i>Dangerous Goods Regulation (DGR)</i> .



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 8/9

Número ONU: Não classificado como perigoso para o transporte nos diferentes modais.

Medidas e condições específicas de precaução: Quantidade Reportável: 8187.85 Litros.

Para quantidades menores que QR:

Não classificado como perigoso para o transporte.

Para quantidades iguais ou maiores que QR:

Número ONU: 3082

Nome Apropriado para Embarque: SUBSTÂNCIA QUE APRESENTA RISCO PARA O MEIO AMBIENTE, LÍQUIDA, NE.

Classe/subclasse de risco principal e subsidiário: 9

Número de Risco: 90

Grupo de Embalagem: III

15 - INFORMAÇÕES SOBRE REGULAMENTAÇÕES

Regulamentações específicas para o produto químico: Decreto Federal nº 2.657, de 3 de julho de 1998; Norma ABNT-NBR 14725:2014; 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.

FISPQ elaborada em Junho de 2016.

Classificação de perigo do produto químico: Saúde: 1
Inflamabilidade: 1
Instabilidade: 0

Sistema de classificação utilizado: National Fire Protection Association: NFPA 704.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 9/9

Diagrama de Hommel:



Legendas e abreviaturas:

ACGIH - American Conference of Governmental Industrial Hygienists

BEI - Biological Exposure Index

C - Ceiling

CAS - Chemical Abstracts Service

CL₅₀ - Concentração Letal 50%

IDLH - Immediately Dangerous to Life or Health

LT - Limite de tolerância

NIOSH - National Institute for Occupational Safety and Health

NR - Norma Regulamentadora

ONU - Organização das Nações Unidas

TLV - Threshold Limit Value

TWA - Time Weighted Average

VOC - Volatile Organic Compound

Referências bibliográficas:

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) n°15: Atividades e operações insalubres. Brasília, DF. Jun. 1978.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) n°7: Programa de controle médico de saúde ocupacional. Brasília, DF. Jun. 1978.

ECHA-EUROPEAN CHEMICAL AGENCY. Disponível em: < <http://echa.europa.eu/web/guest> > . Acesso em: jun. 2016.

GESTIS - GESTIS SUBSTANCE DATABASE. Disponível em: <

http://gestis-en.itrust.de/nxt/gateway.dll/gestis_en/000000.xml?fn=default.htm3.0 > . Acesso em: jun. 2016.

Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals (GHS). 5. rev. ed. New York: United Nations, 2013.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. ECOSAR - Ecological Structure-Activity Relationships.

Versão 1.11. Disponível em: < <http://www.epa.gov/oppt/newchems/tools/21ecosar.htm> > . Acesso em: jun. 2016.

Anexo 10

Relatórios de Medição

Radiométrica na P-33

ANEXO K - LEVANTAMENTO RADIOMÉTRICO EM LINHAS PARA IDENTIFICAÇÃO OU CONTROLE DO NÍVEL DE RADIAÇÃO.

Atenção! Preencher apenas as células que estão com preenchimento amarelo.

Este relatório deverá ser arquivado no caminho:

\petrobras\petrobras\UO-BC\UO-BC_SMS_SEG\Reservada\SEG\01. ROTINAS DE BORDO

Executante	Name:	Leonardo Araujo
	Matrícula:	9906207
	Assinatura:	

TRECHOS AVALIADOS

Convés de Produção: cabeça dos poços; Manifold; oleodutos; Header's de produção; Linhas de entrada e saída SG de Teste; Linhas de entrada e saída TO; Linhas de entrada e saída Degasser; Sloop Vessel; Tubulação de Água produzida para Slop.

Gerência /setor:

UO-BC/ATP-MRL-OP-P-33

Data:

28/04/2020 a 30/04/2019

Medidor de Radiação:

Sonda (Prob):

Tipo Geiger-Müller

Marca Ludlum

Modelo 2241

BP NC

Nº de Série 289340

Certificado de Calibração:

Laboratório Metrobrás

Número do Certificado 1286/2018

Data de Calibração 20/03/2018

Data de Vencimento 20/03/2020

Tipo Externa

Marca Ludlum

Modelo 44-7

Nº de Série PR254992

Microfonte para controle operacional

Elemento Césio 137

Atividade 1,000 µCi

37,000 kBq

Nº de Série 403

Fabricação Abril/2012

Fornecedor NC

BG (BackGround)

0,10 µSv/h

Controle Operacional: aferição

(resultado obtido no momento)

Faixa Aceitável

(conforme intervalo descrito na etiqueta afixada ao medidor)

OBS.: BACKGROUND (BG) ou RADIAÇÃO DE FUNDO, OBTIDO NA SALA DA SEGURANÇA.

1,87 µSv/h

1,46 µSv/h

1,82 µSv/h

2,18 µSv/h

Situação do medidor →

CALIBRADO

Levantamento Radiométrico: da chegada do óleo na U.M. até o(s) vaso(s) separador(es) e linhas de água produzida, onde houver.

Área Livre: ≤ 0,5 µSv/h

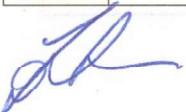
Área Supervisionada: > 0,5 µSv/h ≤ 7,5 µSv/h

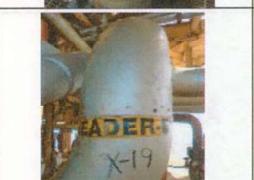
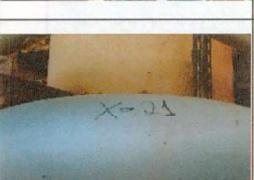
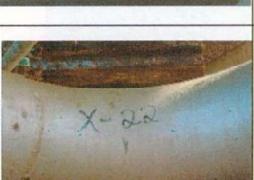
Área Controlada: > 7,5 µSv/h

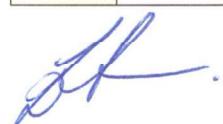
Pontos	Localização	Fotografia	Leitura em µSv/h				Classificação da Área	Observações
			NRS	NRS - BG	a 1 m	a 1 m - BG		
1	Área interna do turret (lagoa azul) Linha de óleo do MRL-88.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Área de óleo - MRL-88 - Linha de óleo
2	Área interna do turret (lagoa azul) Linha de óleo do MRL-109.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Área de óleo - MRL-109 - Linha de óleo
3	Área interna do turret (lagoa azul) Linha de óleo do MRL-99		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Área de óleo - MRL-99 - Linha de óleo
4	Área interna do turret (lagoa azul) Linha de óleo do MRL-89		0,12	0,02	0,10	0,00	Área Livre	Área de óleo - MRL-89 - Linha de óleo
5	Área interna do turret (lagoa azul) Linha de óleo do MRL-220		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Área de óleo - MRL-220 - Linha de óleo



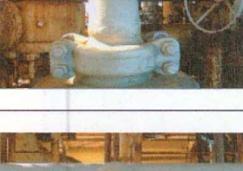
11	Área interna do turret (lagoa azul) Linha de óleo da P-26		0,13	0,03	0,11	0,01	Área Livre	
6	1º Piso do turret. Raiser MRL-88 - Chegaqda do óleo		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Não houve levantamento: area interditada
7	1º Piso do turret. Raiser MRL-99 - Chegaqda do óleo		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Não houve levantamento: area interditada
8	1º Piso do turret. Raiser MRL-109 - Chegaqda do óleo		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Não houve levantamento: area interditada
9	1º Piso do turret. Raiser MRL-89 - Chegaqda do óleo		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Não houve levantamento: area interditada
10	1º Piso do turret. Raiser MRL-220 - Chegaqda do óleo		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Não houve levantamento: area interditada
12	1º Piso do turret. Raiser da P-26 - Chegaqda do óleo		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Não houve levantamento: area interditada
13	2º Piso do Turret - Linha cabeça do poço da P-26		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	
14	2º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 99		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	



15	2º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header A/B ou Teste do MRL 109		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- área "C" teste Análisis
16	2º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 88		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- área "C" teste Análisis
17	2º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 89		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- área "C" teste Análisis
18	2º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 220		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- área "C" teste Análisis
19	Turret 3º piso - Header B.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- teste ab crf "C" ab quedas erros US-4 ab eqos
20	Turret 3º piso - Header de teste.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- teste ab crf "C" ab quedas erros a erros que de JPM rebote
21	Turret 3º piso - Header A.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- teste ab crf "C" ab quedas erros a erros que de JPM rebote
22	Turret 3º piso - Header B.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- teste ab crf "C" ab quedas erros a erros que de JPM rebote
23	Turret 3º piso - Header de teste.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- teste ab crf "C" ab quedas erros a erros que de JPM rebote

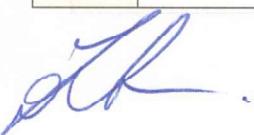


24	Turret 3º piso - Header A.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- ponto não levantado - área não avaliada - o que é mais não é levantado e não é avaliado
25	Turret 3º piso - Header B.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- ponto não levantado - área não avaliada - o que é mais não é levantado e não é avaliado
26	Turret 3º piso - Header de teste.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- ponto não levantado - área não avaliada - o que é mais não é levantado e não é avaliado
27	Turret 3º piso - Header A.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- ponto não levantado - área não avaliada - o que é mais não é levantado e não é avaliado
28	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço da P-26		0,11	0,01	0,10	0,00	Área Livre	- ponto não levantado - área não avaliada
29	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 99		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- ponto não levantado - área não avaliada
30	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 99		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- ponto não levantado - área não avaliada
31	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 99		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Ponto não levantado: dificuldade de acesso
32	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header A/B ou Teste do MRL 109		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- ponto não levantado - área não avaliada

33	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header A/B ou Teste do MRL 109		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- Linha de saída "C" da tubulação principal do poço para o header MRL 109
34	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header A/B ou Teste do MRL 109		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- Linha de saída "C" da tubulação principal do poço para o header MRL 109
35	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 88		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- Linha de saída "A" da tubulação principal do poço para o header MRL 88
36	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 88		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Ponto não levantado: dificuldade de acesso
37	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 88		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Ponto não levantado: dificuldade de acesso
38	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 89		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- Linha "B" da tubulação principal do poço para o header MRL 89
39	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 89		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- Linha "C" da tubulação principal do poço para o header MRL 89
40	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 89		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	Ponto não levantado: risco de acidente
41	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 220		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	- Linha "D" da tubulação principal do poço para o header MRL 220



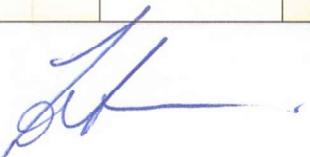
42	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 220		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>- Turret da esq/1º do lado direito o topo do PIA o topo do EPI</p>
43	3º Piso do Turret - Linha cabeça do poço para o header MRL 220		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>- Turret da esq/1º do lado direito o topo do PIA o topo do EPI</p>
44	Turret 4º piso - Header A.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>- Turret da esq/1º do lado direito o topo do PIA o topo do EPI</p>
45	Turret 4º piso - Header B.		0,11	0,01	0,10	0,00	Área Livre	<p>- Turret da esq/1º do lado direito o topo do PIA o topo do EPI</p>
46	Turret 4º piso - Header de teste.		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>- Turret da esq/1º do lado direito o topo do PIA o topo do EPI</p>
47	Header "A" - Planta de processo (Início da Av. Aracajú)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>- Turret da esq/1º do lado direito o topo do PIA o topo do EPI</p>
48	Header "B" - Planta de processo (Início da Av. Aracajú)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>- Turret da esq/1º do lado direito o topo do PIA o topo do EPI</p>
49	Succção bomba header de testes (convés principal)		0,11	0,01	0,10	0,00	Área Livre	<p>- Turret da esq/1º do lado direito o topo do PIA o topo do EPI</p>
50	SLOP VESSEL BE, Saída de água oleosa (convés principal)		0,11	0,01	0,10	0,00	Área Livre	<p>- Turret da esq/1º do lado direito o topo do PIA o topo do EPI</p>



51	SLOP VESSEL BE, descarte para o Slop Tanque (convés principal)		0,11	0,01	0,10	0,00	Área Livre	A-OT ab "X-51" ab sifão A SG ab (acesoira)
52	SLOP VESSEL BE, descarte para o Slop Tanque (convés principal)		0,12	0,02	0,10	0,00	Área Livre	A-OT ab "X-52" ab sifão A SG ab (acesoira)
53	SLOP VESSEL BE, Sifão de linha de fibra (convés principal)		0,12	0,02	0,10	0,00	Área Livre	A-OT ab "X-53" ab sifão A SG ab (acesoira)
54	SLOP VESSEL - Sifão do dreno aberto (convés principal)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	A-OT ab "X-54" ab sifão A SG ab (acesoira)
55	Saída do SLOP VESSEL para o tanque SLOP da plataforma (linha de fibra de vidro) (convés principal)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	A-OT ab "X-55" ab sifão A SG ab (acesoira)
56	Encontro das tubulações descarte do processo com SLOP VESSEL (água produzida e água oleosa) (convés principal)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	A-OT ab "X-56" ab sifão A SG ab (acesoira)
57	Sucção bomba "A" slop vessel (convés principal)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	A-OT ab "X-57" ab sifão A SG ab (acesoira)
58	Sucção bomba "B" slop vessel (convés principal)		0,11	0,01	0,10	0,00	Área Livre	A-OT ab "X-58" ab sifão A SG ab (acesoira)
59	Saída de óleo do SG A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	A-OT ab "X-59" ab sifão A SG ab (acesoira)

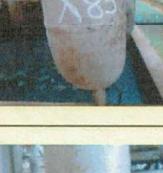
 

60	Saída de óleo 4" do SG A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>radiômetro 4010 saída óleo 4" SG processo</p>
61	Saída de óleo do SG A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>radiômetro 4010 saída óleo SG A processo</p>
62	Curva de saída de água oleosa do SG A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>radiômetro 4010 saída água oleosa SG processo</p>
63	Dreno 4" do SG A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>radiômetro 4010 saída drenagem SG processo</p>
64	Dreno 4" do TO-A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>radiômetro 4010 saída drenagem TO-A processo</p>
65	Dreno 4" do TO-A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>radiômetro 4010 saída drenagem TO-A processo</p>
66	Tomada fundo LI do TO-A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>radiômetro 4010 tomada fundo LI TO-A processo</p>
67	Dreno 4" do SG B (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>radiômetro 4010 saída drenagem SG B processo</p>
68	Dreno 4" do SG B (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	<p>radiômetro 4010 saída drenagem SG B processo</p>



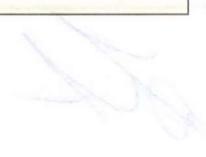
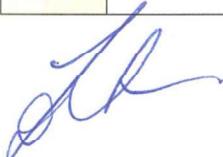
69	Água do SG B para o descarte (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	digitas "S" abertas A-OT enclavadas ob aberto) (descritas)
70	Dreno 4" do SG B (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	digitas "S" abertas A-OT enclavadas ob aberto) (descritas)
71	Água do SG B para o descarte (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	digitas "S" abertas A-OT enclavadas ob aberto) (descritas)
72	Água do SG B para o descarte (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	digitas "S" abertas A-OT enclavadas ob aberto) (descritas)
73	Tomada fundo LI - TO-B (Planta de processo)		0,12	0,02	0,10	0,00	Área Livre	digitas "I" abertas A-OT enclavadas ob aberto) (descritas)
74	Dreno 4" - TO-B (Planta de processo)		0,11	0,01	0,10	0,00	Área Livre	digitas "I" abertas A-OT enclavadas ob aberto) (descritas)
75	Dreno 4" - TO-B (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	o aberto) ob aberto aberto) (descritas ob
76	Rejeito 1º estágio - Hidrociclone TO-B (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	o aberto ob aberto o aberto A-OT aberto) (descritas ob
77	Rejeito 1º estágio - Hidrociclone SG-B (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	o aberto ob aberto o aberto A-OT aberto) (descritas ob



78	Rejeito 2º estágio - Hidrociclone SG-B (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	SG-BT em água embarcada a terra de cimento descartado
79	Rejeito 2º estágio - Hidrociclone TO-B (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	SG-BT em água embarcada a terra de cimento descartado
80	Rejeito 2º estágio - Hidrociclone TO-A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	SG-BT em água embarcada a terra de cimento descartado
81	Rejeito 2º estágio - Hidrociclone SG-A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	SG-BT em água embarcada a terra de cimento descartado
82	Rejeito 1º estágio - Hidrociclone SG-A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	SG-BT em água embarcada a terra de cimento descartado
83	Rejeito 1º estágio - Hidrociclone TO-A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	SG-BT em água embarcada a terra de cimento descartado
84	Água do TO para o descarte (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	SG-BT - Água do TO para o descarte
85	Saída de água do SG A para o descarte (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	água do SG A para o descarte
86	Saída de água do SG B para o descarte (Planta de processo)		0,11	0,01	0,10	0,00	Área Livre	água do SG B para o descarte



87	Saída de água do TO B para o descarte (Planta de processo)		0,11	0,01	0,10	0,00	Área Livre	água ab "B" para o descarte (processo)
88	Saída de água do TO A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	água ab "B" para o descarte (processo)
89	Saída do Agua do SG A (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	"A" para o descarte (processo)
90	Saída de água do SG A para o descarte (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	"A" para o descarte (processo)
91	Entrada do Degasser (Planta de processo)		0,12	0,02	0,10	0,00	Área Livre	água ab degassador para o armazenamento e tratamento (SLOP VESSEL) (RGA VCA)
92	Planta de Processo - Saída de água oleosa do DEGASSER para SLOP VESSEL		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	água ab degassador para o armazenamento e tratamento (SLOP VESSEL) (RGA VCA)
93	Saída do Degasser, montante SDV-533602 (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	água ab degassador para o armazenamento e tratamento (SLOP VESSEL) (RGA VCA)
94	Dreno 3" do Degasser (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	água ab degassador para o armazenamento e tratamento (SLOP VESSEL) (RGA VCA)
95	Planta de Processo - Descarte do SLOP VESSEL para o pré Aquecedor		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	água ab sifão 38 ab RGA VCA



96	Dreno 4" do Surge (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	do drenagem para o tanque A C1 referente ao processo de operação
97	Dreno 4" do Surge (Planta de processo)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	do drenagem para o tanque A C1 referente ao processo de operação
98	Sucção bomba "A" Surge (Conés principal)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	do sucção da bomba A para o tanque
99	Sucção bomba "B" Surge (Conés principal)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	do sucção da bomba B para o tanque
100	Tubulação de agua produzida e água oleosa para o SLOP (próximo a ADV 08)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	do fornecimento de água para o tanque
101	Tubulação de agua produzida e água oleosa para o SLOP (próximo a almoxarifado S 6)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	do fornecimento de água para o tanque S 6
102	Tubulação de agua produzida e água oleosa para o SLOP (próximo ao coletor de lâmpadas)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	do fornecimento de água para o tanque S 6
103	Tubulação de agua produzida e água oleosa para o SLOP (próximo a desaeradora)		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	do fornecimento de água para o tanque S 6
104	Entrada do tanque SLOP de BE		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	do fornecimento de água para o tanque S 6



105	Descarte de água produzida por BB		0,10	0,00	0,10	0,00	Área Livre	
-----	-----------------------------------	---	------	------	------	------	------------	--



Anexo 11

**Análise Preliminar de
Perigos (APP Ambiental) e
Avaliação de Impactos
Ambientais**

1 – ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS (APP AMBIENTAL)

1.1 – Metodologia de Análise

A Análise Preliminar de Perigos (APP Ambiental) a ser apresentada foi fundamentada pelo Programa de Descomissionamento de Instalações Executivo (PDI) da Plataforma FPSO P-33. A elaboração da planilha de hipóteses acidentais da APP é apresentada na **Tabela 1.1-1**.

Para avaliação dos riscos ambientais foi utilizada a Norma Petrobras N-2782 Rev. D.

As operações descritas no Programa de Descomissionamento de Instalações Executivo da Plataforma P-33 subsidiaram a elaboração da planilha de hipóteses acidentais da APP apresentada na **Tabela 1.1-1**.

1.2 – Considerações

Abaixo seguem considerações importantes utilizadas na elaboração da planilha de hipóteses acidentais da APP.

1. Os eventos de perigos constantes na **Tabela 1.1-1** desta seção, se restringem somente àqueles decorrentes das operações previstas nas fases de descomissionamento que estão descritas no Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) da Plataforma FPSO P-33, sendo uma atualização dos perigos mapeados conceitualmente à época do TAC de Produção da Bacia de Campos.
2. As atividades de descomissionamento já realizadas em sua totalidade até o momento da elaboração dessa APP não foram consideradas.
3. Além dos perigos específicos do descomissionamento das plataformas, foram avaliados os perigos associados ao serviço de embarcações envolvidas nas

atividades de descomissionamento e ainda, acidentes com helicópteros ligados à troca de turno das embarcações PLSV.

4. Durante as atividades de descomissionamento, nas quais serão utilizadas embarcações do tipo PLSV, estão previstos reabastecimentos em alto mar dessas embarcações, sendo assim, os riscos destas operações também foram considerados.
5. As embarcações de apoio que serão utilizadas nas atividades de descomissionamento serão dotadas de posicionamento dinâmico (DP), não sendo, dessa forma, utilizadas âncoras para realização das atividades.
6. O FPSO P-33 foi lastreado com água do mar em substituição ao petróleo, gradativamente, à medida que os tanques de carga foram limpos e avaliados.
7. Está se adotando a alienação na locação e reboque direto para fora de AJB (Águas Jurisdicionais Brasileiras) como “caso base” para destinação da plataforma após a des ancoragem.
8. Com relação à destinação das plataformas e considerando o caso base, atividades posteriores à des ancoragem foram consideradas de responsabilidade do comprador após processo de alienação. Uma vez des ancorada, os rebocadores do comprador assumirão o controle da plataforma e a rebocarão para fora de AJB.
9. O FPSO será rebocado sem inventário de efluente oleoso (limpeza dos tanques, equipamentos *topside* e dutos de escoamento) em seus tanques de carga, porém com tanques *slop* em condição operacional. Antes da operação de reboque, todo o inventário de carga foi retirado por meio de *offloading* para navio aliviador. Nesse momento (início do reboque) a unidade apenas conterá em seus tanques água de lastro, conforme consideração nº 6.
10. Não são esperados vazamentos/liberações de petróleo devido a problemas de estanqueidade nos poços, uma vez que o projeto está considerando que as desconexões serão realizadas somente após a verificação/confirmação das barreiras de segurança. Para os poços em que não há (nesse momento) confirmação de dupla barreira, está prevista a realização de intervenção previamente à saída da locação da plataforma.

- 11.Os perigos decorrentes das atividades de intervenção ou abandono temporário/permanente dos poços estão descritos e avaliados no Estudo de Impactos Ambientais (EIA) que deu origem à LO de Perfuração da AGBC (Processo IBAMA nº 02001.005368/2003-31), por isso não foram considerados nessa APP.
- 12.Considerou-se nessa análise que as estruturas, instalações ou equipamentos em descomissionamento estão com seus planos de manutenção e inspeção atualizados e de acordo com procedimentos e normas aplicáveis. Assim, está se considerando como baixo o risco de vazamento petróleo, óleo diesel e água oleosa desenquadrada devido a eventos causados por furo, ruptura, etc, por comprometimento da integridade.
- 13.Para as atividades nas quais há previsão de atividade de desconexão e/ou de cortes de dutos e umbilicais (Fase C, Fase D e Fase L) é esperada liberação para o mar de produtos químicos (fluído hidráulico HW525). Para as atividades de recolhimento das *flowlines* (Fase L) com a (s) extremidade (s) aberta (s) para o mar é esperada liberação de água desenquadrada e fluido hidráulico HW525 durante a movimentação (içamento), visto a não garantia da condição de limpeza. Portanto, essas liberações de caráter efetivo não são classificadas como risco, uma vez que são atividades previstas de ocorrer e, dessa forma, não constam nessa APP.
- 14.Todas as hipóteses acidentais mapeadas consideraram somente os vazamentos de petróleo, óleo diesel, água oleosa desenquadrada e produtos químicos para o mar. Vazamentos contidos na plataforma não foram contabilizados.

1.3 – Categorias de Frequência, Severidade e Riscos

Para classificação dos riscos ao meio ambiente, associados às hipóteses acidentais identificadas nas planilhas da APP, utilizou-se o critério de categorias de

frequência, severidade e riscos usuais nestes estudos, conforme norma Petrobras N-2782, (revisão D de 08/2015), descrito a seguir:

Categorias de Frequência

A **Tabela 1.3-1** fornece a classificação de probabilidade de ocorrência das hipóteses accidentais para hierarquização qualitativa.

Tabela 1.3-1 – Categoria de Frequência.

Categoria	Denominação	Descrição
A	Extremamente remota	Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria.
B	Remota	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em Instalações similares na indústria.
C	Pouco Provável	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares.
D	Provável	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação.
E	Frequente	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.

Categorias de Severidades

Para efeitos de graduação da severidade ao meio ambiente a **Tabela 1.3-2** fornece as categorias de consequências.

Tabela 1.3-2 – Categorias de Severidade.

Tipo de ambiente (água)	Categoria de severidade	Volume vazado (V) em m ³ , conforme grau API			
		API ≥ 45	35 ≤ API < 45	17,5 ≤ API < 35	API < 17,5
1 Regiões oceânicas	V Catastrófica	≥ 1 000	≥ 700	≥ 400	≥ 200
	IV Crítica	100 ≤ V < 1 000	80 ≤ V < 700	40 ≤ V < 400	20 ≤ V < 200
	III Média	5 ≤ V < 100	4 ≤ V < 80	2 ≤ V < 40	1 ≤ V < 20
	II Marginal	0,5 ≤ V < 5	0,4 ≤ V < 4	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1
	I Desprezível	V < 0,5	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1

Obs.1: Para o **diesel**, adotou-se o grau API 40,1.

Obs.2: Para o **querosene de aviação (QAV)**, adotou-se grau API compreendido entre 35 e 45.

Obs.3: Para o **petróleo de P-33**, adotou-se o grau API 19,4.

Obs.4: Para **produtos químicos**, convencionou-se grau API <17,5.

Categorias de Risco

A combinação das categorias de Frequência com as de Severidade fornece indicação qualitativa do nível de risco das hipóteses acidentais identificadas para as atividades mais significativas das operações, em termos de danos ao meio ambiente, conforme especificado na **Tabela 1.3-3**.

Tabela 1.3-3 – Matriz de Riscos.

			CATEGORIAS DE FREQUÊNCIA					
DESCRÍÇÃO			A Extremamente remota Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria	B Remota Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria	C Pouco Provável Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares	D Provável Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação	E Frequente Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação	
CATEGORIAS DE SEVERIDADE	V	Catastrófica	Danos severos em áreas sensíveis ou se estendendo para outros locais	M	M	NT	NT	NT
	IV	Crítica	Danos severos com efeito localizado	T	M	M	NT	NT
	III	Média	Danos moderados	T	T	M	M	NT
	II	Marginal	Danos leves	T	T	T	M	M
	-	Desprezível	Danos insignificantes	T	T	T	T	M

A matriz de riscos apresentada a seguir classifica as hipóteses acidentais em 3 (três) categorias, conforme **Tabela 1.3-4**:

Tabela 1.3-4 – Categorias de Riscos.

Categorias de Riscos	Descrição
Tolerável (T)	Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos
Moderado (M)	Controles adicionais devem ser avaliados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados àqueles considerados praticáveis.
Não Tolerável (NT)	Os controles existentes são insuficientes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência e, adicionalmente, as consequências, de forma a trazer os riscos para regiões de menor magnitude de riscos (regiões ALARP ou tolerável).

1.4 – Planilha de APP

As planilhas de APP, englobando todos os eventos (Hipóteses Acidentais) previstos de ocorrerem se encontram na **Tabela 1.1-1 – Planilhas de APP**.

1.5 – Matriz de Risco da Operação

Tabela 1.5-1 – Matriz Referencial de Riscos¹.

Matriz de Riscos		Frequência					Total
		A	B	C	D	E	
Severidade	V	1	0	0	0	0	1
	IV	1	3	0	0	0	4
	III	0	4	0	0	0	4
	II	0	6	1	0	0	7
	I	0	4	0	0	0	4
	Total	2	17	1	0	0	20
		10%	85%	5%	0%	0%	100%

(1) Os números dentro das células referem-se ao número de cenários classificados em cada categoria.

A **Tabela 1.5-2** representa a distribuição dos cenários de riscos identificados por categoria de risco.

Tabela 1.5-2 – Distribuição dos Cenários por Categoria de Risco.

Tolerável (T)	Moderado (M)	Não Tolerável (NT)	Total
Baixo Risco	Risco Moderado	Alto Risco	
17	3	0	20
85%	15%	0,00%	100%

1.6 – Bibliografia

American Institute of Chemical Engineers (AIChE) - “Guidelines for Hazard Evaluation Procedures – 3rd Analysis, AIChE, New York, USA, Abril/2008.

WOAD - Worldwide Offshore Accident Databank, Statistical Report 1998.

BRASIL. Resolução CONAMA nº 398, de 11 de junho de 2008. Dispõe sobre o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleos em águas sob jurisdição nacional, originados em portos organizados, instalações portuárias, terminais, dutos, sondas terrestres, plataformas e suas instalações de apoio, refinarias, estaleiros, marinas, clubes náuticos e instalações similares, e orienta a sua elaboração. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 12 de junho de 2008.

Norma Petrobras N-2782 (revisão D, 08/2015) - Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais.

Tabela 1.1-1: Planilha de APP.

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CATEGORIA DE FREQUÊNCIA	CATEGORIA DE SEVERIDADE	CATEGORIA DE RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS (P) / MITIGADORAS (M)	H.A.
FASE A: FECHAMENTO DOS POÇOS E PARADA DE PRODUÇÃO								
Essa fase foi desconsiderada da análise de perigos, uma vez que as atividades de fechamento dos poços e de parada de produção foram realizadas previamente a elaboração dessa APP.								
FASE B: LIMPEZA DOS DUTOS DO SISTEMA DE COLETA, OLEODUTO E GASODUTO								
Essa fase foi desconsiderada da análise de perigos, uma vez que as atividades de limpeza dos dutos ainda conectados a P-33 já foram realizadas previamente a elaboração dessa APP.								
FASE C: DESCONEXÃO DAS LINHAS E UMBILICAIS NOS EQUIPAMENTOS SUBMARINOS								
Alguns perigos decorrentes dessa fase possuem relação direta com as atividades realizadas com embarcações de apoio/serviço empregadas nas operações de desconexões submarinas e cortes submarinos, e estão mapeados na parte de “Outros eventos” desta tabela.								
Pequeno vazamento de petróleo residual (aderido a carcaça). (até 8 m³)	Furo / Ruptura de linhas durante as atividades devido a: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade das linhas.	Visual ROV.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	II	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos 	1

							envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/M); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/M). • Acionar o PEI da unidade (M). • Acionar o PEVO da UN-BC (M).	
--	--	--	--	--	--	--	---	--

FASE D: PULL OUT E RECOLHIMENTO DOS *RISERS* FLEXÍVEIS

Alguns perigos decorrentes dessa fase possuem relação direta com as atividades realizadas com embarcações de apoio/serviço empregadas nas operações de *pull out* e recolhimento dos *risers*, e estão mapeados na parte de “Outros eventos” desta tabela.

Pequeno vazamento de água oleosa enquadrada. (até 8 m³ de óleo em água)	Furo / Ruptura dos <i>risers</i> durante as atividades devido a: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade dos <i>risers</i> .	Visual ROV.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	I	T	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (M); • Acionar o PEVO da	2
--	--	-------------	--	---	---	---	---	---

							UN-BC, se necessário (M).	
Pequeno vazamento de petróleo residual (aderido a carcaça) (até 8 m³)	Furo / Ruptura dos <i>risers</i> durante as atividades devido a: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade dos <i>risers</i> .	Visual ROV.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	II	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/M); Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente à execução das atividades (P/M). • Acionar o PEI da unidade (M). • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	3

FASE E: DESPRESSURIZAÇÃO, DRENAGEM, LIMPEZA E INERTIZAÇÃO DE EQUIPAMENTOS E TUBULAÇÕES DA PLANTA DE PROCESSAMENTO

Essa fase foi desconsiderada da análise de perigos, uma vez que as atividades de despressurização, drenagem e limpeza de equipamentos e tubulações da planta de processo foram realizadas previamente a elaboração dessa APP.

FASE F: LIMPEZA DOS TANQUES DE CARGA

Essa fase foi desconsiderada da análise de perigos, uma vez que as atividades de limpeza dos tanques de carga já foram realizadas previamente a elaboração dessa APP.

FASE G: TRATAMENTO E DESTINAÇÃO DOS EFLUENTES OLEOSOS

As atividades de tratamento e destinação final dos efluentes gerados já foi realizada previamente a elaboração dessa APP, dessa forma, desconsiderada na análise.

FASE H: REMOÇÃO E TRANSPORTE DE PRODUTOS QUÍMICOS

Alguns perigos decorrentes dessa fase possuem relação direta com as atividades realizadas com embarcações de apoio empregadas nas operações de remoção de produtos químicos da unidade, e estão mapeados na parte de "Outros eventos" desta tabela.

Pequeno vazamento de produto químico. (até 5 m³)	Furo ou ruptura de tanque de armazenamento devido à queda pelo rompimento de eslingas durante o içamento.	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	II	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Inspeção/certificação dos equipamentos do guincho utilizados na operação (P). • Acionar o Plano de Resposta a Emergência (PRE) da UN-BC, se necessário (M). 	4
---	---	---------	--	---	----	---	---	---

FASE I: DESCONEXÃO DO SISTEMA DE ANCORAGEM E DESTINAÇÃO DA PLATAFORMA

Os perigos decorrentes dessa fase possuem relação direta com as atividades realizadas com embarcações de apoio/serviço empregadas nas operações de desconexão do sistema de ancoragem e reboque da plataforma, e estão mapeados na parte de "Outros eventos" desta tabela.

FASE J: DESTINAÇÃO DE MATERIAIS, RESÍDUOS E REJEITOS PRESENTES NAS INSTALAÇÕES

Os perigos decorrentes dessa fase possuem relação direta com as atividades realizadas com embarcações de apoio empregadas na remoção de materiais, resíduos e rejeitos presentes em P-33, e estão mapeados na parte de “Outros eventos” desta tabela. Tendo a maior parte das atividades já realizada previamente a elaboração dessa APP.

FASE K: REMOÇÃO DE SKIDS DE ANODOS, PESOS MORTOS E “SUCATAS”

Os perigos decorrentes dessa fase possuem relação direta com as atividades realizadas com embarcações de apoio/serviço empregadas nas operações de remoção de skids de anodos e sucatas, e estão mapeados na parte de “Outros eventos” desta tabela.

FASE L: RECOLHIMENTO DAS FLOWLINES

Alguns perigos decorrentes dessa fase possuem relação direta com as atividades realizadas com embarcações de apoio empregadas nas operações de recolhimento das *flowlines*, e estão mapeados na parte de “Outros eventos” desta tabela.

Pequeno vazamento de petróleo residual (aderido a carcaça). (até 8 m³)	Furo / Ruptura das <i>flowlines</i> durante as atividades devido a: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade das <i>flowlines</i> .	Visual ROV.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	II	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/M); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a 	5
---	--	-------------	--	---	----	---	--	---

							execução das atividades (P/M) • Acionar o PEI da unidade (M). • Acionar o PEVO da UN-BC (M).	
Pequeno vazamento de água oleosa desenquadradada (até 8 m ³ de óleo em água)	Furo / Ruptura das <i>flowlines</i> durante as atividades devido a: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade das <i>flowlines</i> .	Visual ROV.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	I	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (M); • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (M). 	6

FASE M: INTERVENÇÕES EM POÇOS

Os perigos decorrentes das atividades de intervenção ou abandono temporário/permanente dos poços desse projeto de descomissionamento estão descritos e avaliados no Estudo de Impactos Ambientais (EIA) que deu origem à LO de Perfuração da AGBC (Processo IBAMA nº 02001.005368/2003-31), por isso não foram considerados nessa APP.

Outros eventos: Tais como operações de reabastecimento de diesel com embarcações de serviço/apoio, operações com helicóptero, etc.

Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar. (até 8 m³)	Furo, desconexão ou rompimento do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV.	Visual; Queda de Pressão.	Alteração da qualidade da água do mar.	C	II	T	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); • Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); <ul style="list-style-type: none"> • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P); • Acionar Plano SOPEP da embarcação (M). • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	7
Médio vazamento de óleo diesel para o mar. (entre 8 e 200 m³)	Ruptura do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV.	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	III	T	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); • Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); <ul style="list-style-type: none"> • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/M); • Acionar Plano SOPEP da embarcação (M). • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	8

Pequeno vazamento de QAV da aeronave. (até 8 m³)	<p>Queda / colisão de helicóptero com embarcações envolvidas nas atividades de descomissionamento por:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem; - Choque com guindaste; - Adversidades climáticas. 	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	II	T	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos de comunicação entre helicóptero e navio antes de decolar ou aterrissar (P); • Seguir procedimentos de segurança voo (P); • Seguir programa de contratação de mão de obra qualificada (P); • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	9
Pequeno vazamento de óleo diesel. (até 8 m³)	<p>Furo/ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abaloamento/collisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.</p>	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	II	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/M); • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	10

Médio vazamento de óleo diesel. (entre 8 e 200 m³)	Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/collisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	III	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/M); • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	11
Grande vazamento de óleo diesel. (acima de 200 m³)	Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/collisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	Visual. Alarme no painel.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	IV	M	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/M); • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	12

Pequeno vazamento de água oleosa desenquadradada. (até 8 m³ de petróleo em água)	<p>Furo no tanque de carga devido a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço, rebocador ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade do tanque de carga. 	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	III	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (M). 	13
Pequeno vazamento de água oleosa desenquadradada. (até 8 m³ de petróleo em água)	<p>Furo do tanque de separação, ou <i>slops</i> durante as atividades de descomissionamento devido a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade do tanque de separação, ou <i>slops</i>. 	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	III	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P); • Seguir procedimentos operacionais para operações de offloading (P); • Seguir diretrizes e requisitos para operações de navios aliviadores (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	14

<p>Médio vazamento de água oleosa desenquadrada. (entre 8 e 200 m³ de petróleo em água)</p>	<p>Ruptura do tanque de separação ou <i>slops</i> durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador.</p>	<p>Visual.</p>	<p>Alteração da qualidade da água do mar.</p>	<p>A</p>	<p>IV</p>	<p>T</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P); • Seguir procedimentos operacionais para operações de offloading (P); • Seguir diretrizes e requisitos para operações de navios aliviadores (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	<p>15</p>
---	---	----------------	---	----------	-----------	----------	--	-----------

<p>Médio vazamento de água oleosa desenquadrada. (entre 8 e 200 m³ de petróleo em água)</p>	<p>Ruptura do tanque de separação ou <i>slops</i> durante as atividades de descomissionamento devido a falha de integridade destes tanques.</p>	<p>Visual.</p>	<p>Alteração da qualidade da água do mar.</p>	<p>B</p>	<p>IV</p>	<p>M</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P); • Seguir procedimentos operacionais para operações de offloading (P); • Seguir diretrizes e requisitos para operações de navios aliviadores (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Acionar o PEVO da UN-BC (M). 	<p>16</p>
<p>Pequeno vazamento de água oleosa enquadrada. (até 8 m³ de petróleo em água)</p>	<p>Ruptura do tanque de separação ou <i>slops</i> durante as atividades de descomissionamento devido a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade do tanque de separação ou <i>slops</i>. 	<p>Visual.</p>	<p>Alteração da qualidade da água do mar.</p>	<p>B</p>	<p>I</p>	<p>T</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas 	<p>17</p>

							e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P); • Acionar o PEVO da UN-BC (M).	
Pequeno vazamento de óleo diesel. (até 8 m³)	Furo em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/collisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	I	T	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P); • Acionar o PEVO da UN-BC (M).	18
Médio vazamento de óleo diesel. (entre 8 e 200 m³)	Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/collisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	IV	M	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P);	19

						• Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P); • Acionar o PEVO da UN-BC (M);	
Grande vazamento de óleo diesel. (acima de 200 m³)	Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).	Visual. Alarme no painel.	Alteração da qualidade da água do mar.	A	V	M	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P); • Acionar o PEVO da UN-BC (M).

2 – AÇÕES DE EMERGÊNCIA

Para os perigos identificados nesta APP, os procedimentos específicos destinados à mitigação dos respectivos impactos estão contidos no PEI (Plano de Emergência Individual) da plataforma, bem como no PRE (Plano de Resposta a Emergências) e PEVO-BC (Plano de Emergência para Vazamento de Óleo) da Bacia de Campos.

Vazamentos a bordo das embarcações de apoio envolvidas nas operações de descomissionamento serão atendidos pelo seus Planos de Emergência para Vazamentos de Óleo a Bordo de Navio (SOPEP), conforme convenção MARPOL 73/78.

3 – IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

A identificação e a avaliação de impactos ambientais foram realizadas com base na análise dos aspectos das atividades descritas no **Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) Executivo da Plataforma FPSO P-33**.

Os aspectos ambientais abordados foram definidos a partir da avaliação dos procedimentos operacionais inerentes às atividades a serem realizadas, conforme previsto na descrição da operação de descomissionamento, a qual considera as propostas de *pull out* e recolhimento dos *risers*, recolhimento das amarras de topo e cabos de aço e permanência definitiva das amarras de fundo e estacas, recolhimento das *flowlines* e *equipamentos a elas associados* e remoção de skids de anodos, pesos mortos e “sucatas”. Os fatores ambientais foram selecionados e suas sensibilidades classificadas em função do conhecimento atual do ambiente onde será realizada a atividade.

São apresentadas, ao final desta seção, as Matrizes de Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais (conforme critérios definidos a seguir) associados a eventos operacionais de rotina e eventos acidentais relativos à atividade objeto deste documento, considerando os meios físico, biótico (**Tabelas 3.2.2 e 3.2.3**) e socioeconômico (**Anexo 18**).

Resumidamente, o descomissionamento do empreendimento poderá gerar impactos ambientais:

i) efetivos: decorrentes da movimentação de estruturas submarinas, da movimentação de embarcações de apoio, do descarte de efluentes e resíduos orgânicos, de emissões atmosféricas, da liberação de produtos químicos e água oleosa no mar contidos nas linhas durante o recolhimento, etc.;

ii) potenciais: decorrentes de vazamento acidental de petróleo, óleo diesel, água oleosa desenquadrada e querosene de aviação (QAV), além do trânsito de embarcações.

3.1 – Classificação e Definição dos Critérios Adotados

Os impactos ambientais associados às atividades de descomissionamento de P-33 foram identificados e avaliados com base nas orientações e critérios constantes na Nota Técnica COEXP/CGMAC/DILIC nº 03/2017, sobre Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais, que é apresentada ao final desta seção, na **Tabela 3.1.1**.

Tabela 3.1.1 - Critérios de Classificação de Impactos ambientais (Nota Técnica COEXP/CGMAC/DILIC nº 03/2017).

CLASSE	
EFETIVO / OPERACIONAL	quando o impacto está associado a condições normais de operação. Cabe esclarecer que impactos associados a condições normais de operação, cuja probabilidade de ocorrência seja inferior a 100% (ex.: impactos associados ao abalroamento de organismos marinhos ou petrechos de pesca por embarcações) devem ser avaliados como "efetivo/operacional".
POTENCIAL	quando se trata de um impacto associado a condições anormais do empreendimento.
NATUREZA	
NEGATIVO	quando representa deterioração da qualidade do fator ambiental afetado.
POSITIVO	quando representa melhoria da qualidade do fator ambiental afetado. Cabe ressaltar que esta avaliação pode apresentar certo grau de subjetividade, dependendo do fator ambiental afetado e do aspecto ambiental gerador do impacto. A fim de minimizar este caráter subjetivo, deve ser seguida a seguinte orientação: impactos sobre os meios físico ou biótico que representem alterações nas condições originalmente presentes antes da instalação/operação/desativação do empreendimento devem, a princípio, ser avaliados como "negativos" (exceções deverão ser devidamente fundamentadas). Impactos sobre o meio socioeconômico que dependam de condições externas para avaliação de sua natureza, devem ser descritos com esta contingência e com a indicação dos cenários que caracterizam o impacto como "positivo" ou "negativo".
FORMA DE INCIDÊNCIA	
DIRETO	quando os efeitos do aspecto gerador sobre o fator ambiental em questão decorrem de uma relação direta de causa e efeito.
INDIRETO	quando seus efeitos sobre o fator ambiental em questão decorrem de reações sucessivas não diretamente vinculadas ao aspecto ambiental gerador do impacto.
ABRANGÊNCIA ESPACIAL	
LOCAL	quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão estão restritos em um raio de 5 (cinco) quilômetros; para o meio socioeconômico a abrangência espacial é local quando o impacto é restrito a 1 (um) município.
REGIONAL	quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão ultrapassam um raio de 5 (cinco) quilômetros; para o meio socioeconômico a abrangência espacial é regional quando o impacto afeta mais de 1 (um) município.
SUPRARREGIONAL	quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão ultrapassam um raio de 5 (cinco) quilômetros e apresentam caráter nacional, continental ou global; para o meio socioeconômico a abrangência é suprarregional quando o impacto afeta mais de 1 (um) município e apresenta caráter nacional, continental ou global.

DURAÇÃO	
IMEDIATA	quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão têm duração de até cinco anos.
CURTA	quando os efeitos do impacto sobre o fator ambiental em questão têm duração de cinco até quinze anos.
MÉDIA	quando os efeitos do impacto sobre o fator ambiental em questão têm duração de quinze a trinta anos.
LONGA	quando os efeitos do impacto sobre o fator ambiental em questão têm duração superior a trinta anos.

Obs: Cabe observar que os intervalos de duração utilizados neste critério são os mesmos que estão estabelecidos no decreto nº 6.848/2009 (que regulamenta a compensação ambiental estabelecida pelo Art. 36 da lei nº 9.985/2000 – SNUC) para o cálculo do grau de impacto do empreendimento. Ressalta-se que os impactos avaliados como “cíclicos” ou “intermitentes” (com relação ao critério “frequência”) devem ter a “duração” avaliada considerando-se o somatório das durações dos efeitos de cada ocorrência e, ainda, as propriedades cumulativas e sinérgicas do impacto.

PERMANÊNCIA

O critério de “permanência” é diretamente relacionado ao critério “duração”. Os impactos de imediata, curta ou média duração são avaliados como “temporários”, e os de longa duração são considerados como “permanente”.

REVERSIBILIDADE

REVERSÍVEL	quando existe a possibilidade do fator ambiental afetado retornar à condições semelhantes as que apresentava antes da incidência do impacto.
IRREVERSÍVEL	quando a possibilidade do fator ambiental afetado retornar à condições semelhantes as que apresentava antes da incidência do impacto não existe ou é desprezível.

CUMULATIVIDADE

Entende-se que a simples classificação de um impacto como “cumulativo” ou “não-cumulativo” não é suficiente para uma devida análise desta propriedade, diante da complexidade das interrelações que podem ser observadas nos ecossistemas e entre os impactos. Assim, é necessário que na descrição detalhada do impacto sejam descritas e analisadas as interações associadas a cada impacto, considerando: a variedade nas características dos fatores Ambientais sob influência do empreendimento; a possibilidade de interação com os impactos oriundos de outras atividades e/ou empreendimentos; e as possibilidades de interação entre os impactos ambientais e suas consequências para os fatores ambientais afetados. À luz desta análise, o impacto deverá ser classificado conforme as categorias abaixo descritas (observe-se que o impacto, de acordo com suas características, pode ser classificado em mais de uma categoria):

NÃO-CUMULATIVO	nos casos em que impacto não acumula no tempo ou no espaço; não induz ou potencializa nenhum outro impacto; não é induzido ou potencializado por nenhum outro impacto; não apresenta interação de qualquer natureza com outro(s) impacto(s); e não representa incremento em ações passadas, presentes e razoavelmente previsíveis no futuro (EUROPEAN COMISSION, 2001)
CUMULATIVO	nos casos em que o impacto incide sobre um fator ambiental que seja afetado por outro(s) impacto(s) de forma que haja relevante cumulatividade espacial e/ou temporal nos efeitos sobre o fator ambiental em questão.
INDUTOR	nos casos que a ocorrência do impacto induz a ocorrência de outro(s) impacto(s).
INDUZIDO	nos casos em que a ocorrência do impacto seja induzida por outro impacto.
SINÉRGICO	nos casos em que há potencialização nos efeitos de um ou mais impactos em decorrência da interação espacial e/ou temporal entre estes.

FREQUÊNCIA

(Obs: este critério se aplica somente aos impactos da classe "efetivo/operacional")

PONTUAL	quando ocorre uma única vez durante a etapa em questão (planejamento, instalação, operação ou desativação).
CONTÍNUO	quando ocorre de maneira contínua durante a etapa em questão (ou durante a maior parte desta).
CÍCLICO	quando ocorre com intervalos regulares (ou seja, com um período constante) durante a etapa em questão.
INTERMITENTE	quando ocorre com intervalos irregulares ou imprevisíveis durante a etapa em questão.

Ressalta-se que, sempre que possível, na descrição detalhada de cada impacto deverá ser informado: o momento de ocorrência dos impactos “pontuais” (relativo a uma data ou a um fator externo identificável); os momentos previstos para início e término dos impactos “contínuos”; o período (intervalo de tempo entre as ocorrências) dos impactos “cíclicos”; e o número de ocorrências previstas ou estimadas para os impactos “intermitentes”, informando também, quando possível, o momento de cada ocorrência.

MAGNITUDE

É a intensidade da alteração provocada pelo aspecto ambiental sobre o fator ambiental afetado. Também pode ser compreendida como a medida da diferença entre a qualidade do fator ambiental antes da incidência do impacto e durante e/ou após a incidência deste, devendo ser avaliada, qualitativamente, como “baixa”, “média” ou “alta”. No caso do impacto poder apresentar magnitude variável, devem ser descritos os possíveis cenários que afetam a avaliação da magnitude do impacto, indicando qual é magnitude esperada em cada um destes.

MEIO FÍSICO

BAIXA	quando se espera uma alteração da qualidade do fator ambiental pouco perceptível através de medições tradicionais.
MÉDIA	quando se espera uma alteração nas características hidrodinâmicas ou sedimentológicas perceptível através de medições tradicionais. No que tange aos aspectos químicos, quando for esperada uma alteração nas concentrações dos elementos orgânicos e inorgânicos na água e no sedimento.
ALTA	quando se espera uma alteração expressiva nas características hidrodinâmicas ou sedimentológicas. Ou quando for esperada uma alteração drástica nas concentrações dos elementos orgânicos e inorgânicos na água e no sedimento.

MEIO BIÓTICO

BAIXA	quando se espera que a alteração comprometa organismos individualmente (distúrbios metabólicos e fisiológicos, anomalias morfológicas, inibição de mitose, entre outros), sem afetar a população de forma perceptível.
MÉDIA	quando se espera que a alteração seja percebida na população (distúrbios comportamentais, de crescimento, reprodução, abundância, entre outros).
ALTA	quando se espera que a alteração ocorra em estrutura e funções, comprometendo comunidades

IMPORTÂNCIA

(Para os fins da Nota Técnica a “importância” do impacto se equivale à sua “significância”.)

A interpretação da importância de cada impacto pode ser considerada como a etapa crucial da AIA, o que é largamente reconhecido (LAWRENCE, 2007b). Esta etapa corresponde a um juízo da relevância do impacto, o que pode ser entendido como interpretar a relação entre: a alteração no fator ambiental (representada pela magnitude do impacto); a relevância deste fator ambiental no nível de ecossistema/bioma e no nível socioeconômico; e as consequências do impacto. A importância deve ser interpretada por meio da conjugação entre a magnitude do impacto e a sensibilidade do fator ambiental afetado, conforme demonstrado no quadro a seguir:

QUADRO PARA AVALIAÇÃO DA IMPORTÂNCIA DO IMPACTO

Sensibilidade Ambiental	Magnitude		
	Baixa	Média	Alta
Baixa	Pequena	Média	Média
Média	Média	Média	Grande
Alta	Média	Grande	Grande

Conforme observado por Lawrence (2007b), “preferencialmente, a determinação da importância dos impactos deve explorar e integrar múltiplas perspectivas”. Consequentemente, exceções ao quadro representado acima podem ser aceitas desde que devidamente fundamentadas. Quanto à sensibilidade do fator ambiental, esta deve ser avaliada, de forma qualitativa, como “baixa”, “média” ou “alta”, de acordo com as especificidades, propriedades e condições do fator ambiental. Também deve ser considerada a função e relevância do fator ambiental nos processos ambientais dos quais é parte, considerando:

1. No meio biótico:

- A estrutura e organização da comunidade.
- As relações tróficas.
- A biodiversidade.
- As áreas de alimentação.
- As áreas de reprodução e recrutamento.
- As áreas de preservação permanente (APP).

- As áreas de ressurgência.

- As espécies endêmicas e/ou raras.

- As espécies ameaçadas.

- A resiliência do sistema.

- O estado de conservação.

- A representatividade da população/comunidade/ecossistema e a existência de assembleias com características semelhantes em níveis de local a global.

- A importância científica (biológica, farmacológica, genética, bioquímica, etc).
- A capacidade suporte do meio.
- Os períodos críticos (migração, alimentação, reprodução, recrutamento, etc).
- O isolamento genético.
- As unidades de conservação da natureza (SNUC).
- As áreas prioritárias para conservação da biodiversidade (de acordo com o documento oficial do Ministério do Meio Ambiente).
- Os recursos pesqueiros.
- Os predadores de topo na teia trófica.
- O tamanho mínimo viável das populações.
- A produtividade do ecossistema.
- Os ciclos biogeoquímicos.
- Os nichos ecológicos (alteração, introdução e extinção de nichos).
- Outros fatores, condições, processos, etc, que não constam nesta relação e sejam considerados pertinentes pela equipe técnica responsável pela elaboração da avaliação de impacto ambiental.

2. No meio físico:

- A capacidade de diluição do corpo receptor.
- O regime hidrodinâmico e as variáveis meteoceanográficas (ondas, ventos, correntes, marés, etc.)

- A topografia e geomorfologia.
 - A representatividade.
 - Áreas de ressurgência.
-
- Mudanças climáticas e efeito estufa.
 - A lâmina d'água.
 - A qualidade ambiental prévia.
 - Os ciclos biogeoquímicos.
 - As unidades de conservação da natureza (SNUC).
 - Outros fatores, condições, processos, etc, que não constam nesta relação e sejam considerados pertinentes pela equipe técnica responsável pela elaboração da avaliação de impactos ambientais.

3. No meio socioeconômico¹:

- A saúde, a segurança e o bem-estar de populações.
- A segurança alimentar de populações.
- A execução de atividades culturais, sociais e econômicas.
- As condições estéticas e sanitárias do meio ambiente.
- O patrimônio histórico, arqueológico, paleontológico, cultural, etc.
- O uso e ocupação do solo.
- A infraestrutura de serviços básicos (segurança pública, saúde, transporte, etc.)
- A atividade pesqueira e aquacultura.
- O exercício do direito de ir e vir.
- A paisagem natural e/ou antrópica.
- Os ciclos econômicos e respectivas cadeias produtivas.
- As unidades de conservação da natureza (SNUC).
- Áreas quilombolas, indígenas ou de populações tradicionais, demarcadas/homologadas ou não.
- Outros fatores, condições, processos, etc, que não constam nesta relação e sejam considerados pertinentes pela equipe técnica responsável pela elaboração da avaliação de impactos ambientais.

¹ Avaliado na AIA sobre o meio socioeconômico.

3.2 – AIA sobre os Meios Físico e Biótico

3.2.1 - Impactos efetivos/operacionais

A seguir, de forma resumida, são apresentadas a identificação e classificação quanto à importância de todos os impactos ambientais do descomissionamento de P-33, efetivos e potenciais, previstos em cada fase do projeto. Ao final da seção, a matriz de impactos é apresentada na íntegra.

Fase A – Fechamento dos poços e parada de produção

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de fechamento dos poços e de parada de produção foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase B – Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta, Oleoduto e Gasoduto

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de limpeza dos dutos ainda conectados à P-33 já foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase C – Desconexão das linhas e umbilicais nos equipamentos submarinos

Para essa fase, foram avaliados 16 impactos ambientais efetivos, sendo 1 classificado como grande importância, 1 classificado como de média importância e 14 classificados como de pequena importância. Os fatores ambientais afetados incluem os bentos (exceto formações coralíneas), bentos (formações coralíneas Q1, Q2 e Q3), bentos (formações coralíneas Q4, a ictiofauna, os cetáceos e quelônios, o assoalho marinho e a qualidade da água.

Fase D – Pull out e recolhimento dos risers

Para essa fase foram avaliados 12 impactos ambientais, sendo 9 classificados como de pequena importância, 2 de média importância e 1 de grande importância. Os fatores ambientais impactados incluem os bentos (exceto formações coralíneas), bentos (formações coralíneas Q1, Q2 e Q3), bentos (formações coralíneas Q4), a ictiofauna, os cetáceos e quelônios, o assoalho marinho e a qualidade da água.

Fase E – Despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de despressurização, drenagem e limpeza de equipamentos e tubulações da planta de processos foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase F – Limpeza dos tanques de carga

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de limpeza dos tanques da P-33 já foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase G – Tratamento e destinação dos efluentes oleosos

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de tratamento de efluentes oleosos provenientes das operações de descomissionamento da P-33 já foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase H – Remoção e transporte de produtos químicos

Não foram identificados impactos ambientais efetivos para essa fase.

Fase I – Desconexão do sistema de ancoragem e destinação da plataforma

Para essa fase foram avaliados 10 impactos ambientais, sendo 1 de grande importância, 2 de média importância e 7 classificados como de pequena importância. Os fatores ambientais impactados incluem os bentos (exceto formações coralíneas), bentos (formações coralíneas Q1, Q2 e Q3), bentos (formações coralíneas Q4), a ictiofauna, os cetáceos e quelônios, o assoalho marinho e a qualidade da água.

Fase J - Destinação de Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações

Não foram identificados impactos ambientais efetivos para essa fase.

Fase K – Remoção de skids de anodos, pesos mortos e “sucatas”

Para essa fase, foram avaliados 14 impactos ambientais efetivos, sendo 1 classificado como de grande importância, 2 classificados como de média importância e 11 classificados como de pequena importância. Os fatores ambientais afetados incluem os bentos (exceto formações coralíneas), os cetáceos e quelônios, o sedimento e a qualidade da água.

Fase L – Recolhimento das Flowlines

Para essa fase, foram avaliados 13 impactos ambientais efetivos, sendo 1 classificado como de grande importância, 2 classificados como de média importância e 10 classificados como de pequena importância. Os fatores ambientais afetados incluem os bentos, o sedimento e a qualidade da água.

Fase M – Intervenções em poços

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que estão descritos e avaliados no Estudo de Impactos Ambientais (EIA) que deu origem à LO de Perfuração da AGBC (Processo IBAMA nº 02001.005368/2003-31).

Além das fases previstas no projeto também foram considerados impactos ambientais efetivos decorrentes de **operações de rotina** como o tráfego de embarcações de serviço/apoio/rebocador envolvidas no projeto, operações de reabastecimento de diesel, operações com helicóptero, etc. Para essas operações, foram avaliados 11 impactos ambientais efetivos, sendo 6 impactos classificados como de pequena importância, incidentes sobre a qualidade da água, comunidade planctônica, ictiofauna e qualidade do ar, além de 5 impactos ambientais classificados como de média importância, incidentes sobre cetáceos, quelônios, aves e clima.

Sendo assim, no total foram identificados 76 impactos ambientais efetivos, destes, 5 são de grande importância, 14 são de média importância e 57 são de pequena importância para os aspectos envolvendo movimentação de embarcações de apoio e de linhas e equipamentos submarinos ao longo da coluna d'água, movimentação de linhas no leito marinho, geração de ruídos e luminosidade, descarte de efluentes sanitários e liberação de fluido hidráulico, etc.

No caso específico dos impactos efetivos de grande importância, o fator ambiental afetado corresponde a bentos (formações coralíneas Q1, Q2 e Q3), que possuem alta sensibilidade.

A matriz de identificação e avaliação dos impactos ambientais efetivos/operacionais é apresentada, de forma integral, ao final da seção, na **Tabela 3.2.2**.

3.2.2 - Impactos potenciais

A seguir, são apresentados os **impactos ambientais potenciais** decorrentes das hipóteses acidentais mapeadas na APP, também distribuídos por cada fase do projeto.

Fase A – Fechamento dos poços e parada de produção

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de fechamento dos poços e de parada de produção foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase B – Limpeza dos dutos e equipamentos submarinos

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de limpeza dos dutos ainda conectados à P-33 já foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase C – Desconexão das linhas e umbilicais nos equipamentos submarinos

Para essa fase foram identificados 8 impactos ambientais, 4 de pequena importância e 4 de média. Os fatores ambientais envolvidos incluem os bentos (exceto formações coralíneas), bentos (formações coralíneas Q1, Q2 e Q3), bentos (formações coralíneas Q4), a ictiofauna, a plânctons, os cetáceos, quelônios, aves marinhas e da qualidade da água.

Fase D – Pull out e recolhimento dos risers

Para essa fase foram identificados 11 impactos ambientais, 7 de pequena importância e 4 de média. Alguns dos aspectos ambientais identificados envolvem a movimentação de embarcações de apoio, o deslocamento do sistema de ancoragem ao longo da coluna d'água e a queda durante a movimentação do sistema. Os fatores ambientais envolvidos são os

cetáceos, quelônios, aves marinhas, os bentos (exceto formações coralíneas), além dos plânctons, da ictiofauna e da qualidade da água.

Fase E – Despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de despressurização, drenagem e limpeza de equipamentos e tubulações da planta de processo foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase F – Limpeza dos tanques de carga

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de limpeza dos tanques da P-33 já foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase G – Tratamento e destinação dos efluentes oleosos

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais, uma vez que as atividades de tratamento e destinação dos efluentes já foram realizadas previamente a elaboração dessa AIA.

Fase H – Remoção e transporte de produtos químicos

Para essa fase foi identificado 1 impacto ambiental, de pequena importância. O fator ambiental envolvido é a qualidade da água.

Fase I – Desconexão do sistema de ancoragem e destinação da plataforma

Nessa fase foram contabilizados 6 impactos ambientais, sendo 3 classificados como de média importância e 3 de pequena importância. Alguns dos aspectos ambientais identificados envolvem a movimentação de embarcações de apoio, o deslocamento do sistema de ancoragem ao longo da coluna d'água e a queda durante a movimentação do sistema. Os fatores ambientais envolvidos são os cetáceos, quelônios, os bentos (exceto formações coralíneas), bentos (formações coralíneas Q1, Q2 e Q3), além dos plânctons, da ictiofauna, sedimentos e da qualidade da água.

Fase J – Destinação de Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações

Os impactos potenciais decorrentes dessa fase possuem relação direta com as atividades realizadas com embarcações de apoio/serviço empregadas nas atividades realizadas nessa fase.

Fase K – Remoção de skids de anodos, pesos mortos e “sucatas”

Os impactos potenciais decorrentes dessa fase possuem relação direta com as atividades realizadas com embarcações de apoio/serviço empregadas nas operações de remoção de skids de anodos e sucatas.

Fase L – Recolhimento das flowlines

Nessa fase foram contabilizados 15 impactos ambientais, sendo 10 classificados como de pequena, 4 de média e 1 de grande importância. Os fatores ambientais impactados incluem os bentos (exceto formações coralíneas), bentos (formações coralíneas Q1, Q2 e Q3), bentos (formações coralíneas Q4), a ictiofauna, a plânctons, os cetáceos e quelônios, aves marinhas, o assoalho marinho e a qualidade da água.

Fase M – Intervenções em Poços

Essa fase foi desconsiderada da análise de impactos ambientais uma vez que estão descritos e avaliados no Estudo de Impactos Ambientais (EIA) que deu origem à LO de Perfuração da AGBC (Processo IBAMA nº 02001.005368/2003-31).

Além das fases previstas no projeto também foram considerados impactos ambientais potenciais decorrentes de outros eventos como o tráfego de embarcações de serviço/apoio envolvidas no projeto, operações de reabastecimento de diesel, operações com helicóptero etc. Para essas operações, foram identificados um total de 64 impactos potenciais, sendo 29 de pequena importância, 20 de média importância e 15 de grande importância. Os fatores ambientais impactados incluem os bentos (exceto formações coralíneas), bentos (formações coralíneas Q1, Q2 e Q3), bentos (formações coralíneas Q4), a ictiofauna, a plânctons, os cetáceos e quelônios, aves marinhas, o assoalho marinho, qualidade da água, os costões

rochosos, manguezais, as planícies de maré, praias arenosas, além de recifes areníticos e concreções lateríticas.

Sendo assim, foram identificados 105 impactos potenciais, destes, 16 são de grande importância, 35 são de média importância e 54 são de pequena importância. Dos impactos de grande e média importância, a maioria foi associada aos cenários de vazamento acidental de petróleo, óleo diesel, água oleosa desenquadrada, sendo potencialmente capazes de afetar, a depender do volume e concentração a qualidade da água, as comunidades biológicas (plâncton e bentos), a ictiofauna, os costões rochosos, manguezais, as planícies de maré, praias arenosas, além de recifes areníticos e concreções lateríticas.

A matriz de identificação e avaliação dos impactos ambientais potenciais é apresentada, de forma integral, ao final da seção, na **Tabela 3.2.3**.

Dessa forma, foram identificados no total deste levantamento 181 impactos ambientais decorrentes das atividades de decomissionamento da plataforma FPSO P-33, sendo 111 classificados como de pequena importância, 49 de média importância e 21 de grande importância.

No capítulo seguinte serão discutidos os principais impactos ambientais classificados como de grande importância do projeto de descomissionamento da plataforma P-33.

Tabela 3.2.2 – Identificação, Avaliação dos Impactos Ambientais *Efetivos* e Medidas Mitigadoras.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Liberação de água oleosa enquadrada durante as operações de corte ¹ / desconexões submarinas	1	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Garantir o enquadramento da água de preenchimento das linhas lavadas em até 15 mg/L	PREVENTIVA	ALTA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Liberação de água oleosa enquadrada durante as operações de corte / desconexões submarinas	2	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Garantir o enquadramento da água de preenchimento das linhas lavadas em até 15 mg/L	PREVENTIVA	ALTA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Liberação de fluido hidráulico (HW 525) durante as operações de cortes submarinos	3	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

¹ As operações de corte não serão realizadas sobre bancos de corais ou próximos a estes.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Liberação de fluido hidráulico (HW525) durante as operações de cortes submarinos	4	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	INDUTOR	PONTUAL	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Hidrojateamento / Dragagem	5	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos durante o hidrojateamento/dragagem	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	INDUZIDO	INTERMITENTE	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Hidrojateamento / Dragagem	6	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pelo soterramento dos organismos posicionados ao redor dos locais de hidrojateamento/dragagem	NEGATIVO	REVERSÍVEL	INDUTOR	INTERMITENTE	BAIXA	BAIXA	PEQUENA	PEQUENA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Hidrojateamento / Dragagem	7	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	PONTUAL	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Movimentação de equipamentos de apoio (calço/cavalete, cabeça de tração, ancoragem provisória e etc.) no leito marinho	8	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	CONTÍNUO	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Movimentação de equipamentos de apoio (calço/cavalete, cabeça de tração, ancoragem provisória e etc.) no leito marinho	9	Bentos (exceto formações coralíneas ²)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pela compressão dos organismos posicionados nos locais de movimentação	NEGATIVO	REVERSÍVEL	BAIXA	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	

² A instalação/movimentação de equipamentos de apoio não será realizada sobre bancos de corais.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Movimentação de equipamentos de apoio (calço/cavalete, cabeça de tração, ancoragem provisória e etc.) no leito marinho	10	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Liberação de partículas metálicas e poliméricas devido ao corte ³ de linhas	11	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos devido a liberação de partículas metálicas e poliméricas em função de cortes	NEGATIVO	DIRETO	LONGA	IMEDIATA	PERMANENTE	CUMULATIVO / INDUZIDO	CONTÍNUO	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	ALTA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Liberação de partículas metálicas e poliméricas devido ao corte de linhas	12	Sedimento	BAIXA	Alteração da qualidade físico-química do sedimento devido a liberação de partículas metálicas e poliméricas em função de cortes	NEGATIVO	REVERSÍVEL	LOCAL	PERMANENTE	CUMULATIVO / INDUZIDO	CONTÍNUO	CONTÍNUO	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

³ As operações de corte em linhas não serão realizadas sobre bancos de corais ou próximos a este.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Liberação de petróleo para o mar migrado da carcaça para o interior da linha durante os cortes / desconexões submarinas	13	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Desconexão das linhas apenas após limpeza conforme descrito no PDI; Movimentação das linhas com acompanhamento visual com ROV; Acionamento do PEI se for necessário.	PREVENTIVA/ CORRETIVA	ALTA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Geração de ruído pelo corte de linhas	14	Ictiofauna	BAIXA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	MÉDIA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Geração de ruído pelo corte de linhas	15	Cetáceos e quelônios	ALTA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	MÉDIA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Desta forma, as operações de navegação e recolhimento das linhas e equipamentos	PREVENTIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																submarinos ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio (atendimento à Portaria IBAMA nº117/1996, alterada pela Portaria IBAMA nº24/2002); Realizar intervenções no âmbito do PEAT, sensibilizando a força de trabalho quanto à presença/sensibilidade e deste fator ambiental.		
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Movimentação de linhas no leito marinho	16	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pelo contato/compressão com linhas e equipamentos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	INTERMITENTE	MÉDIA	GRANDE	As movimentações das linhas ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio de forma a minimizar os impactos sobre as formações coralíneas.	PREVENTIVA / CORRETIVA	MÉDIA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de embarcações de apoio e deslocamento de linhas ao longo da coluna d'água	17	Cetáceos e quelônios	ALTA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento) nas trajetórias de deslocamento ou no seu entorno	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVÉRSIVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	MÉDIA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Desta forma, as operações de navegação e recolhimento das linhas e equipamentos submarinos ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio (atendimento à Portaria IBAMA nº117/1996, alterada pela Portaria IBAMA nº24/2002); Realizar intervenções no âmbito do PEAT, sensibilizando a força de trabalho quanto à presença/sensibilidade e deste fator ambiental.	PREVENTIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de embarcações de apoio e deslocamento de linhas ao longo da coluna d'água	18	Ictiofauna	BAIXA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento) nas trajetórias de deslocamento ou no seu entorno	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência regional e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Liberação de água oleosa enquadrada (inferior a 15 ppm) durante o corte ⁴ e recolhimento de linhas	19	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Garantir o enquadramento da água de preenchimento das linhas lavadas em até 15 mg/L	PREVENTIVA	ALTA
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Liberação de fluido hidráulico (HW525) durante o corte e recolhimento de linhas	20	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

⁴ O topo do riser não será tamponado.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de equipamentos de apoio no leito marinho	21	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de equipamentos de apoio no leito marinho	22	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pela compressão dos organismos posicionados nos locais de movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de equipamentos de apoio no leito marinho	23	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de linhas no leito marinho	24	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de linhas no leito marinho	25	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pela compressão dos organismos posicionados nos locais de movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LONGA	IRREVERSÍVEL	PERMANENTE	CUMULATIVO / SINÉRGICO	INTERMITENTE	BAIXA	GRANDE	As operações de recolhimento ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio de forma a minimizar os impactos sobre as formações coralíneas.	N.A.	N.A.	
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de linhas no leito marinho	26	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pelo contato/compressão com linhas e equipamentos durante a movimentação	PREVENTIVA / CORRETIVA	MÉDIA											

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de linhas no leito marinho	27	Bentos (Formações Coralíneas Q4)	MÉDIA	Interferência sobre formações coralíneas pelo contato/compressão com linhas e equipamentos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	CONTÍNUO	MÉDIA	MÉDIA	As operações de recolhimento ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio de forma a minimizar os impactos sobre as formações coralíneas.	PREVENTIVA / CORRETIVA	MÉDIA
Fase D - Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de linhas no leito marinho	28	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	IMEDIATA	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Movimentação de embarcações de apoio e deslocamento dos sistemas de ancoragem ao longo da coluna d'água	29	Cetáceos e quelônios	ALTA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento) nas trajetórias de deslocamento ou no seu entorno	NEGATIVO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	TEMPORÁRIO	PEQUENA	MÉDIA	MÉDIA	MÉDIA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Desta forma, as operações de navegação e recolhimento das linhas e equipamentos submarinos ocorrerão	PREVENTIVA	ALTA	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																com velocidade reduzida das embarcações de apoio (atendimento à Portaria IBAMA nº117/1996, alterada pela Portaria IBAMA nº24/2002); Realizar intervenções no âmbito do PEAT, sensibilizando a força de trabalho quanto à presença/sensibilidade e deste fator ambiental.		
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Movimentação de embarcações de apoio e deslocamento dos sistemas de ancoragem ao longo da coluna d'água	30	Ictiofauna	BAIXA	Deslocamento dos indivíduos posicionados nas trajetórias	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência regional e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Movimentação do sistema de ancoragem no leito marinho	31	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	IMEDIATA	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não	N.A.	N.A.	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																serão adotadas medidas mitigadoras.		
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Movimentação do sistema de ancoragem no leito marinho	32	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pela compressão dos organismos posicionados nos locais de movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Movimentação do sistema de ancoragem no leito marinho	33	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pelo contato/compressão com linhas e equipamentos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LONGA	PERMANENTE	CUMULATIVO / SINÉRGICO	INTERMITENTE	MÉDIA	GRANDE	GRANDE	As operações de recolhimento ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio de forma a minimizar os impactos sobre as formações coralíneas.	PREVENTIVA	ALTA	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA	
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Movimentação do sistema de ancoragem no leito marinho	34	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Permanência definitiva das amarras de fundo e estacas	35	Sedimento	BAIXA	Ocupação do substrato com modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	LONGA	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	CONTÍNUO	BAIXA	MÉDIA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Permanência definitiva das amarras de fundo e estacas	36	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pela liberação de partículas metálicas em função da deterioração das estruturas submarinas devido à permanência definitiva	NEGATIVO	PERMANENTE	LONGA	CUMULATIVO / INDUTOR	CUMULATIVO / INDUTOR	CONTÍNUO	CONTÍNUO	INTERMITENTE	BAIXA	MÉDIA	Não serão adotadas medidas mitigadoras para esse impacto ambiental	N.A.	N.A.	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Permanência definitiva das amarras de fundo e estacas	37	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos devido a liberação de partículas metálicas em função da deterioração das estruturas submarinas devido à permanência definitiva	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Permanência definitiva das amarras de fundo e estacas	38	Sedimento	BAIXA	Alteração da qualidade físico-química do sedimento devido a liberação de partículas metálicas pela deterioração das estruturas submarinas devido à permanência definitiva	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Hidrojateamento / Dragagem	39	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos durante a atividade	NEGATIVO	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	PEQUENA	PERMANENTE	PEQUENA	CUMULATIVO / INDUTOR	PONTUAL	PEQUENA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Hidrojateamento / Dragagem	40	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pela remoção dos organismos posicionados nos locais de hidrojateamento/dragagem	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	IRREVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO / INDUZIDO	PONTUAL	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Hidrojateamento / Dragagem	41	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Perda de exemplares	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	PONTUAL	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Hidrojateamento / Dragagem	42	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia do sedimento	NEGATIVO	CUMULATIVO / INDUTOR	PONTUAL	BAIXA	TEMPORÁRIO	CUMULATIVO / INDUZIDO	PONTUAL	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Movimentação de equipamentos de apoio (cesta metálica, falcaças, etc.) no leito marinho e recolhimento de sucata	43	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	PONTUAL	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Movimentação de equipamentos de apoio (cesta metálica, falcaças, etc.) no leito marinho e recolhimento de sucata	44	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Perda de exemplares	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	PONTUAL	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Movimentação de equipamentos de apoio (cesta metálica, falcaças, etc.) no leito marinho e recolhimento de sucata	45	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pela compressão dos organismos posicionados nos locais de movimentação	NEGATIVO	IRREVERSÍVEL	PEQUENA	IMEDIATA	IRREVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	NÃO-CUMULATIVO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Movimentação de equipamentos de apoio (cesta metálica, falcaças, etc.) no leito marinho e recolhimento de sucata	46	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pelo contato/compressão com linhas e equipamentos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	INTERMITENTE	MÉDIA	GRANDE	As operações de recolhimento ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio de forma a minimizar os impactos sobre as formações coralíneas.	PREVENTIVA / CORRETIVA	MÉDIA
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Movimentação de equipamentos de apoio (cesta metálica, falcaças, etc.) no leito marinho e recolhimento de sucata	47	Bentos (Formações Coralíneas Q4)	MÉDIA	Interferência sobre formações coralíneas pelo contato/compressão com linhas e equipamentos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	CONTÍNUO	MÉDIA	MÉDIA	As operações de recolhimento ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio de forma a minimizar os impactos sobre as formações coralíneas.	PREVENTIVA / CORRETIVA	MÉDIA
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Movimentação de equipamentos de apoio (cesta metálica, falcaças, etc.) no leito marinho e recolhimento de sucata	48	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia do sedimento											Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	MÉDIA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Liberação de partículas metálicas e poliméricas devido à corte	49	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração na composição de bentos devido a liberação de partículas metálicas e poliméricas em função de cortes	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	PONTUAL	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Liberação de partículas metálicas e poliméricas devido à corte	50	Sedimento	BAIXA	Alteração da qualidade físico-química do sedimento devido a liberação de partículas metálicas e poliméricas em função de cortes	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	PONTUAL	BAIXA	MÉDIA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Geração de ruído pelo corte	51	Ictiofauna	BAIXA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	PONTUAL	BAIXA	MÉDIA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase K: Remoção de Skids de Anodos, Pesos Mortos e "Sucatas"	Geração de ruído pelo corte	52	Cetáceos e quelônios	ALTA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	CUMULATIVO	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	PERMANENTE	CUMULATIVO	PONTUAL	PEQUENA	PEQUENA	PEQUENA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média.	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																Entretanto, em decorrência do efeito não residual, de curta duração e localizado deste impacto ambiental, afetando organismos individualmente, ações de mitigações não são aplicáveis.		
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Movimentação de linhas no leito marinho	53	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos durante a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	PONTUAL	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Movimentação de linhas e equipamentos de apoio (poita, cavalete, cabeça de tração, flange cegos, cacho de amarra, ferramentas especiais de recolhimento, etc.) no leito marinho	54	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pela relocação dos organismos	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Movimentação de linhas e equipamentos de apoio (poita, cavalete, cabeça de tração, flange cego, cacho de amarra, ferramentas especiais de recolhimento, etc.) no leito marinho	55	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Perdas de exemplares	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	IRREVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	PEQUENA	N.A.	N.A.
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Movimentação de linhas e equipamentos de apoio (poita, cavalete, cabeça de tração, flange cego, cacho de amarra, ferramentas especiais de recolhimento, etc.) no leito marinho	56	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	IRREVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	PEQUENA	N.A.	N.A.
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Movimentação de linhas no leito marinho	57	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pelo contato/compressão com linhas a movimentação	PERMANENTE REVERSÍVEL CUMULATIVO / SINÉRGICO	DIRETO LONGA INTERMITENTE	LOCAL MÉDIA	PONTUAL BAIXA GRANDE	TEMPORÁRIO IRREVERSÍVEL NÃO-CUMULATIVO	PONTUAL BAIXA	PONTUAL MÉDIA	PEQUENA	PREVENTIVA	MÉDIA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																profundas serão avaliados no PMPD.		
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Movimentação de linhas no leito marinho	58	Bentos (Formações Coralíneas Q4)	MÉDIA	Interferência sobre formações coralíneas pelo contato/compressão com linhas a movimentação	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	INTERMITENTE	MÉDIA	MÉDIA	A movimentação das linhas ocorrerá com velocidade reduzida das embarcações de apoio de forma a minimizar os impactos sobre as formações coralíneas; Os impactos diretos e imediatos das atividades de descomissionamento sobre bancos de corais de águas profundas serão avaliados no PMPD.	PREVENTIVA	MÉDIA
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Liberação de água oleosa enquadrada (inferior a 15	59	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	PONTUAL	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não	N.A.	N.A.	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	ppm) durante o corte e o recolhimento ⁵															serão adotadas medidas mitigadoras.		
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Liberação de fluido hidráulico (HW525) durante o corte e o recolhimento ⁶	60	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	PONTUAL	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Liberação de fluido hidráulico (HW525) durante o corte e o recolhimento	61	Ictiofauna	BAIXA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	PONTUAL	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

⁵ De forma conservadora, está se considerando a existência de situações nas quais não seja possível a instalação de flange cego nas linhas, o que não garantiria o seu tamponamento em ambas as extremidades, já considerando a cabeça de tração instalada.

⁶ Os umbilicais não serão tamponados.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Liberação de partículas metálicas e poliméricas devido à corte de linhas	62	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração na composição de bentos devido a liberação de partículas metálicas e poliméricas em função de cortes	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	PONTUAL	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Liberação de partículas metálicas e poliméricas devido à corte de linhas	63	Sedimento	BAIXA	Alteração da qualidade físico-química do sedimento devido a liberação de partículas metálicas e poliméricas em função de cortes	NEGATIVO	DIRETO	IMEDIATA	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	PONTUAL	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Geração de ruído pelo corte de linhas	64	Ictiofauna	BAIXA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	LOCAL	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	CUMULATIVO	PONTUAL	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase L: Recolhimento das Flowlines	Geração de ruído pelo corte de linhas	65	Cetáceos e quelônios	ALTA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	PONTUAL	BAIXA	MÉDIA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Entretanto, em decorrência do efeito não residual, de curta duração e localizado deste impacto ambiental, afetando organismos individualmente, ações de mitigações não são aplicáveis.	N.A.	N.A.
Operações de rotina	Descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares proveniente das embarcações	66	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	INTERMITENTE	BAIXA	PEQUENA	Serão adotadas as ações previstas no Projeto de Controle da Poluição (PCP), incluindo o tratamento dos efluentes e Trituração dos restos de alimentos antes do descarte ao mar em consonância com a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11 e com o Anexo V da MARPOL	PREVENTIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																73/78, implementar intervenções no âmbito do PEAT, sensibilizando a força de trabalho para garantia do atendimento do PCP.		
Operações de rotina	Descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares proveniente das embarcações	67	Ictiofauna	BAIXA	Alteração/distúrbios na ictiofauna pela disponibilidade de nutrientes	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	Serão adotadas as ações previstas no Projeto de Controle da Poluição (PCP), incluindo o tratamento dos efluentes e Trituração dos restos de alimentos antes do descarte ao mar em consonância com a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA n° 01/11 e com o Anexo V da MARPOL 73/78, implementar intervenções no âmbito do PEAT, sensibilizando a força de trabalho para garantia do atendimento do PCP.	PREVENTIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Operações de rotina	Geração de ruídos (embarcações)	68	Cetáceos e quelônios	ALTA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	CONTÍNUO	BAIXA	MÉDIA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Entretanto, em decorrência do efeito localizado deste impacto ambiental, afetando organismos individualmente, ações de mitigações não são aplicáveis.	N.A.	N.A.
Operações de rotina	Geração de ruídos (embarcações)	69	Ictiofauna	BAIXA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Operações de rotina	Geração de luminosidade (embarcações)	70	Ictiofauna	BAIXA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	PERMANÊNCIA	CONTÍNUO	PEQUENA	MÉDIA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																serão adotadas medidas mitigadoras.		
Operações de rotina	Geração de luminosidade (embarcações)	71	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento)	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	INDUTOR	CONTÍNUO	BAIXA	MÉDIA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média, não são esperadas interferências significativas com cetáceos e quelônios, que tendem a se afastar dos locais de realização das operações. No caso das aves, ainda que tais interferências sejam descritas na literatura para este grupo, o caráter local e os efeitos incidindo sobre organismos individualmente,	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																permitem concluir sobre a não aplicabilidade de ações de mitigação. Ainda assim, eventuais ações de mitigação que se façam necessárias poderão ser definidas no Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE).		
Operações de rotina	Emissões atmosféricas (embarcações)	72	Qualidade do ar	BAIXA	Alteração das características físico-químicas do ar	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	CONTÍNUO	BAIXA	PEQUENA	Atendimento das exigências estabelecidas pela MARPOL 73/78 previstas no seu ANEXO VI; uso de diesel marítimo com baixo teor de enxofre.	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Operações de rotina	Emissões atmosféricas (embarcações)	73	Clima	ALTA	Contribuição antrópica para o efeito estufa devido às emissões atmosféricas das embarcações de apoio	NEGATIVO	DIRETO	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	CONTÍNUO	MÉDIA	MÉDIA	Atendimento das exigências estabelecidas pela MARPOL 73/78 previstas no seu ANEXO VI; uso de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																diesel marítimo com baixo teor de enxofre.		
Operações de rotina	Movimentação de embarcações de apoio e deslocamento de linhas e sistema de ancoragem ao longo da coluna d'água	74	Cetáceos e quelônios	ALTA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento) nas trajetórias de deslocamento ou no seu entorno	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	PONTUAL	BAIXA	MÉDIA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Desta forma, as operações de navegação durante o recolhimento ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio (aproximadamente 240m/h); adicionalmente, são atendidas as recomendações da Portaria IBAMA nº117/1996, alterada pela Portaria IBAMA nº24/2002; Realizar	PREVENTIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPACIAL	DURACÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	FREQUÊNCIA	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
																intervenções no âmbito do PEAT, sensibilizando a força de trabalho quanto à presença/sensibilidade e deste fator ambiental na área de influência.		
Operações de rotina	Movimentação de embarcações de apoio e deslocamento de linhas e sistema de ancoragem ao longo da coluna d'água	75	Ictiofauna	BAIXA	Deslocamento dos indivíduos (atração/afugentamento) posicionados nas trajetórias	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	PONTUAL	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.	
Operações de rotina	Disseminação de espécies exóticas invasora	76	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Disseminação de espécies exóticas invasoras pelo trânsito de embarcações	PERMANENTE	IRREVERSÍVEL	LONGA	PERMANENTE	IRREVERSÍVEL	CUMULATIVO	CONTÍNUO	MÉDIA	MÉDIA	Manter as ações do Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas Invasoras da PETROBRAS (PPCEX).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA	

Tabela 3.2.3 – Identificação, Avaliação dos Impactos Ambientais *Potenciais* e Medidas Mitigadoras.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão de Dutos e Umbilicais dos Equipamentos Submarinos	Pequeno vazamento de petróleo (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Furo / Ruptura de linhas por choque mecânico; - Furo / Ruptura de linhas por comprometimento da integridade das mesmas.	1	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (C). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão de Dutos e Umbilicais dos Equipamentos Submarinos	Pequeno vazamento de petróleo (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Furo / Ruptura de linhas por choque mecânico; - Furo / Ruptura de linhas por comprometimento da integridade das mesmas.	2	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão de Dutos e Umbilicais dos Equipamentos Submarinos	Pequeno vazamento de petróleo (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Furo / Ruptura de linhas por choque mecânico; - Furo / Ruptura de linhas por comprometimento da integridade das mesmas.	3	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA ALTA	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão de Dutos e Umbilicais dos Equipamentos Submarinos	Pequeno vazamento de petróleo (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Furo / Ruptura de linhas por choque mecânico; - Furo / Ruptura de linhas por comprometimento da integridade das mesmas.	4	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Hidrojateamento / Dragagem	5	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pelo soterramento dos organismos posicionados ao redor dos locais de hidrojateamento/dragagem	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	MEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	Apesar de se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local, porém sobre fator de alta sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase C: Desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos	Hidrojateamento / Dragagem	6	Bentos (Formações Coralíneas Q4)	MÉDIA	Interferência sobre formações coralíneas pelo soterramento dos organismos posicionados ao redor dos locais de hidrojateamento/dragagem	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	BAIXA	MÉDIA	Apesar de se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local, porém sobre fator de alta sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase C: Desconexão de Dutos e Umbilicais dos Equipamentos Submarinos	Liberação de partículas metálicas e poliméricas devido ao corte de linhas	7	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	MÉDIA	Interferência sobre formações coralíneas pelo a liberação de partículas metálicas e poliméricas em função de cortes	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	ALTA
Fase C: Desconexão de Dutos e Umbilicais dos Equipamentos Submarinos	Liberação de partículas metálicas e poliméricas devido ao corte de linhas	8	Bentos (Formações Coralíneas Q4)	BAIXA	Interferência sobre formações coralíneas pelo a liberação de partículas metálicas e poliméricas em função de cortes	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	ALTA
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Movimentação de embarcações de apoio e deslocamento do sistema de ancoragem ao longo da coluna d'água	9	Cetáceos e quelônios	ALTA	Abalroamento de indivíduos posicionados nas trajetórias	NÃO-CUMULATIVO	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	BAIXA	BAIXA	MÉDIA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Entretanto, em decorrência do efeito localizado deste impacto ambiental, afetando organismos individualmente,	N.A.	N.A.	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															ações de mitigações não são aplicáveis.		
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Queda durante movimentação de linhas	10	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pela compressão dos organismos posicionados no local da queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Queda durante movimentação de linhas	11	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pela compressão dos organismos posicionados no local da queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	BAIXA	MÉDIA	Apesar de se tratar de impacto de média magnitude, abrangência local, porém sobre fator de alta sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Queda durante movimentação de linhas	12	Bentos (Formações Coralíneas Q4)	MÉDIA	Interferência sobre formações coralíneas pela compressão dos organismos posicionados no local da queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	BAIXA	MÉDIA	Apesar de se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local, porém sobre fator de média sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Queda durante movimentação de linhas	13	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Queda durante movimentação de linhas	14	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos após a queda	NEGATIVO	DIRETO	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Pequeno vazamento de água oleosa enquadrada (até 8 m³ de óleo em água) durante as	15	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	IMEDIATA	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	PEQUENA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir procedimentos de	PREVENTIVA / CORRETIVA ALTA	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	atividades devido a furo/ruptura nos <i>risers</i> por: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade dos <i>risers</i> .														movimentação de cargas (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Pequeno vazamento de petróleo residual (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a furo/ruptura nos <i>risers</i> por: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade dos <i>risers</i> .	16	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															<ul style="list-style-type: none"> Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). Acionar o PEI da unidade, se necessário (C). Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C). 		
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Pequeno vazamento de petróleo residual (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a furo/ruptura nos <i>risers</i> por: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade dos <i>risers</i> .	17	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	<ul style="list-style-type: none"> Observar planejamento prévio da operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C).		
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Pequeno vazamento de petróleo residual (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a furo/ruptura nos risers por: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade dos risers.	18	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C).		
Fase D: Pull out e recolhimento dos risers	Pequeno vazamento de petróleo residual (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a furo/ruptura nos risers por: - Choque mecânico; - Comprometimento da integridade dos risers..	19	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C).		
Fase H: Remoção e Transporte de Produtos Químicos	Pequeno vazamento de produto químico para o mar (até 5 m³) devido a: - Furo/ruptura em tanque de armazenamento em função de queda pelo rompimento de eslingas durante o içamento.	20	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir procedimentos de movimentação de cargas (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Movimentação de embarcações de apoio e deslocamento do sistema de ancoragem ao longo da coluna d'água	21	Cetáceos e quelônios	ALTA	Abalroamento de indivíduos posicionados nas trajetórias	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	MEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	BAIXA	MÉDIA	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Entretanto, em decorrência do efeito localizado deste impacto ambiental, afetando organismos individualmente, ações de mitigações não são aplicáveis.	N.A.	N.A.
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Queda durante movimentação de sistema de ancoragem	22	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição de bentos pela compressão dos organismos posicionados no local da queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Queda durante movimentação de sistema de ancoragem	23	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pela compressão dos organismos posicionados no local da queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	BAIXA	MÉDIA	Apesar de se tratar de impacto de média magnitude, abrangência local, porém sobre fator de alta sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Queda durante movimentação de sistema de ancoragem	24	Bentos (Formações Coralíneas Q4)	MÉDIA	Interferência sobre formações coralíneas pela compressão dos organismos posicionados no local da queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	BAIXA	MÉDIA	Apesar de se tratar de impacto de média magnitude, abrangência local, porém sobre fator de média sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Queda durante movimentação de sistema de ancoragem	25	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	Queda durante movimentação de sistema de ancoragem	26	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos após a queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase L: Recolhimento das flowlines	Movimentação de embarcações de apoio e deslocamento de linha ao longo da coluna d'água	27	Cetáceos e quelônios	ALTA	Abalroamento de indivíduos posicionados nas trajetórias	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	BAIXA	MÉDIA	<ul style="list-style-type: none"> Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Desta forma, as operações de navegação durante o recolhimento ocorrerão com velocidade reduzida das embarcações de apoio (aproximadamente 240m/h); Adicionalmente, são atendidas as recomendações da Portaria IBAMA nº117/1996, alterada pela Portaria IBAMA nº24/2002; Realizar intervenções no âmbito do PEAT, sensibilizando a força de trabalho quanto à presença/sensibilidade deste fator ambiental na área de influência. 	N.A.	N.A.
Fase L: Recolhimento das flowlines	Queda de linha durante sua movimentação (sem vazamento de óleo associado)	28	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Alteração da composição dos bentos pela compressão dos organismos posicionados no local da queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO CUMULATIVO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase L: Recolhimento das flowlines	Queda de linha durante sua movimentação (sem vazamento de óleo associado)	29	Bentos (exceto formações coralíneas)	BAIXA	Perda de exemplares	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	IRREVERSÍVEL	NÃO-CUMULATIVO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase L: Recolhimento das flowlines	Queda de linha durante sua movimentação (sem vazamento de óleo associado)	30	Bentos (Formações Coralíneas Q1, Q2 e Q3)	ALTA	Interferência sobre formações coralíneas pela compressão dos organismos posicionados no local da queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	CUMULATIVO / SINÉRGICO	MÉDIA	GRANDE	A movimentação das linhas ocorrerá com velocidade reduzida das embarcações de apoio de forma a minimizar os impactos sobre as formações coralíneas. Os impactos diretos e imediatos das atividades de descomissionamento sobre bancos de corais de águas profundas serão avaliados no PMPD.	PREVENTIVA	MÉDIA	
Fase L: Recolhimento das flowlines	Queda de linha durante sua movimentação (sem vazamento de óleo associado)	31	Bentos (Formações Coralíneas Q4)	MÉDIA	Interferência sobre formações coralíneas pela compressão dos organismos posicionados no local da queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	LONGA	PERMANENTE	CUMULATIVO / SINÉRGICO	MÉDIA	MÉDIA	GRANDE	Apesar de se tratar de impacto de média magnitude, abrangência local, porém sobre fator de alta sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase L: Recolhimento das flowlines	Queda de linha durante sua movimentação (sem vazamento de óleo associado)	32	Sedimento	BAIXA	Modificação da morfologia superficial do assoalho marinho	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	NÃO CUMULATIVO	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase L: Recolhimento das flowlines	Queda de linha durante sua movimentação (sem vazamento de óleo associado)	33	Qualidade da água	BAIXA	Alteração da qualidade da água devido à ressuspensão de sedimentos marinhos após a queda	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	N.A.	N.A.
Fase L: Recolhimento das flowlines	Pequeno vazamento de petróleo (aderido a carcaça) (até 8 m³) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Movimentação da flowline durante a atividade; - Furo / Ruptura da flowline por choque mecânico; - Furo/ ruptura das flowlines por	34	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	comprometimento da integridade das mesmas.														assistidas (P/C); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade (M). • Acionar o PEVO da UN-BC (C).		
Fase L: Recolhimento das flowlines	Pequeno vazamento de petróleo (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Movimentação da <i>flowline</i> durante a atividade; - Furo / Ruptura da <i>flowline</i> por choque mecânico; - Furo/ ruptura das <i>flowlines</i> por comprometimento da integridade das mesmas.	35	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da Unidade (M). • Acionar o PEVO da UN-BC (C).		
Fase L: Recolhimento das flowlines	Pequeno vazamento de petróleo (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Movimentação da <i>flowline</i> durante a atividade; - Furo / Ruptura da <i>flowline</i> por choque mecânico; - Furo/ ruptura das <i>flowlines</i> por comprometimento da integridade das mesmas.	36	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															• Acionar o PEI da Unidade. • Acionar o PEVO da UN-BC (C).		
Fase L: Recolhimento das flowlines	Pequeno vazamento de petróleo (aderido a carcaça) (até 8 m ³) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Movimentação da <i>flowline</i> durante a atividade; - Furo / Ruptura da <i>flowline</i> por choque mecânico; - Furo/ ruptura das <i>flowlines</i> por comprometimento da integridade das mesmas.	37	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (M).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															• Acionar o PEVO da UN-BC (C).		
Fase L: Recolhimento das flowlines	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadrada (até 8 m ³ de óleo em água) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Movimentação da flowline durante a atividade; - Furo / Ruptura da flowline por choque mecânico; - Furo/ ruptura das flowlines por comprometimento da integridade das mesmas.	38	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase L: Recolhimento das flowlines	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadradada (até 8 m ³ de óleo em água) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Movimentação da <i>flowline</i> durante a atividade; - Furo / Ruptura da <i>flowline</i> por choque mecânico; - Furo/ ruptura das <i>flowlines</i> por comprometimento da integridade das mesmas.	39	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente à execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase L: Recolhimento das flowlines	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadradada (até 8 m ³ de óleo em água) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Movimentação da <i>flowline</i> durante a atividade; - Furo / Ruptura da <i>flowline</i> por choque mecânico; - Furo/ ruptura das <i>flowlines</i> por comprometimento da integridade das mesmas.	40	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Fase L: Recolhimento das flowlines	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadradada (até 8 m ³ de óleo em água) durante as atividades devido a: - Abertura de conexão; - Movimentação da <i>flowline</i> durante a atividade; - Furo / Ruptura da <i>flowline</i> por choque mecânico; - Furo/ ruptura das <i>flowlines</i> por comprometimento da integridade das mesmas.	41	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P). • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Seguir as medidas preventivas e mitigadoras apontadas nas APR realizadas previamente a execução das atividades (P/C). • Acionar o PEI da unidade, se necessário (M). • Acionar o PEVO da UN-BC, se necessário (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m³) devido à: - Furo do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV	42	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	• Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); • Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar Plano SOPEP da embarcação (C). • Acionar o PEVO da UNBC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m³) devido à: - Furo do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV	43	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); • Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar Plano SOPEP da embarcação (C).	NEGATIVO	DIRETO	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															• Acionar o PEVO da UNBC (C).		
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m³) devido à: - Furo do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV	44	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); • Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar Plano SOPEP da embarcação (C). • Acionar o PEVO da UNBC (C).	NEGATIVO	DIRETO
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m³) devido à: - Furo do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV	45	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	• Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); • Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar Plano SOPEP da embarcação (C). • Acionar o PEVO da UNBC (C).	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															assistidas (P/C); • Acionar Plano SOPEP da embarcação (C). • Acionar o PEVO da UNBC (C).		
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (entre 8 e 200 m ³) devido à: - Ruptura do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV.	46	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	• Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); • Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar Plano SOPEP da embarcação (C). • Acionar o PEVO da UNBC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (entre 8 e 200 m³) devido à: - Ruptura do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV.	47	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	MÉDIA	GRANDE	<ul style="list-style-type: none"> Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); Acionar Plano SOPEP da embarcação (C). Acionar o PEVO da UNBC (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (entre 8 e 200 m³) devido à: - Ruptura do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV.	48	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	<ul style="list-style-type: none"> Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); Acionar Plano SOPEP da embarcação (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															• Acionar o PEVO da UNBC (C).		
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (entre 8 e 200 m³) devido à: - Ruptura do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV.	49	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P); • Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar Plano SOPEP da embarcação (C). • Acionar o PEVO da UNBC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Pequeno vazamento de QAV da aeronave (até 8 m³) devido a: - Queda / colisão de helicóptero com embarcações envolvidas na operação; - Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem;	50	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO	BAIXA	PEQUENA	• Seguir os procedimentos de comunicação entre helicóptero e navio antes de decolar ou aterrissar (P); • Seguir procedimentos de segurança voo (P); • Seguir programa de contratação de mão de obra qualificada (P); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	- Choque com guindaste; - Adversidades climáticas.																
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m ³) devido à: - Furo/ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/collisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	51	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m³) devido à: - Furo/ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	52	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m³) devido à: - Furo/ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a	53	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	abalroamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.														plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).		
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m³) devido à: - Furo/ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	54	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	55	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a	56	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	abalroamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.														plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).		
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	57	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	58	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	MÉDIA	GRANDE	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a	59	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	MÉDIA	MÉDIA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	abalroamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.														plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).		
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	60	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	MÉDIA	MÉDIA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abaloamento/collisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.	61	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	MÉDIA	MÉDIA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a	62	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	MÉDIA	GRANDE	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	abalroamento/collisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima.														plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).		
Outros eventos	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadradada (até 8 m ³ de petróleo em água) para o mar por furo/ruptura no tanque de carga (FPSO) devido a: - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço, rebocador ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade do tanque de carga.	63	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir à realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadraada (até 8 m ³ de petróleo em água) para o mar por furo/ruptura no tanque de carga (FPSO) devido a: - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço, rebocador ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade do tanque de carga.	64	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios na comunidade planctônica devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadrada (até 8 m ³ de petróleo em água) para o mar por furo/ruptura no tanque de carga (FPSO) devido a: - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço, rebocador ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade do tanque de carga.	65	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir à realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadrada (até 8 m ³ de petróleo em água) para o mar por furo/ruptura no tanque de carga (FPSO) devido a:	66	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	CUMULATIVO / INDUTOR / BAIXA	PEQUENA	PEQUENA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	- Abalroamento com embarcação de apoio/serviço, rebocador ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade do tanque de carga.														emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadrada (até 8 m ³ de petróleo em água) para o mar por furo/ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> durante as atividades devido a: - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador;	67	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	- Comprometimento da integridade dos tanques de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> .														embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C); Acionar Plano SOPEP da embarcação (P); Realizar as inspeções periódicas e testes necessários a manutenção dos equipamentos e mangotes de transferência de diesel (P); Utilizar mangote flutuante no reabastecimento de diesel (P);		
Outros eventos	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadradada (até 8 m ³ de petróleo em água) para o mar por furo/ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> durante as atividades devido a: - Abalroamento com embarcação de	68	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios na comunidade planctônica devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO INDUTOR / INDIZIDO	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	apoio/serviço ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade dos tanques de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> .														segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadrada (até 8 m ³ de petróleo em água) para o mar por furo/ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> durante as atividades devido a: - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade dos tanques de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> .	69	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir à realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Pequeno vazamento de água oleosa desenquadrada (até 8 m ³ de petróleo em água) para o mar por furo/ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> durante as atividades devido a: - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade dos tanques de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> .	70	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Médio vazamento de água oleosa desenquadrada (de 8 a 200 m ³ de petróleo em água) para o mar devido a: - Ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> devido ao abaloamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador.	71	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C); Acionar Plano SOPEP da embarcação (P); Realizar as inspeções periódicas e testes necessários a manutenção dos equipamentos e mangotes de transferência de diesel (P); Utilizar mangote	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															flutuante no reabastecimento de diesel (P);		
Outros eventos	Médio vazamento de água oleosa desenquadrada (de 8 a 200 m ³ de petróleo em água) para o mar devido a: - Ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> devido ao abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador.	72	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Médio vazamento de água oleosa desenquadrada (de 8 a 200 m ³ de petróleo em água) para o mar devido a: - Ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> devido ao abaloamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador.	73	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios na comunidade planctônica devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir à realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Médio vazamento de água oleosa desenquadrada (de 8 a 200 m ³ de petróleo em água) para o mar devido a: - Ruptura do tanque de separação, tanque de	74	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA	

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	carga ou <i>slops</i> devido ao abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador.														emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Médio vazamento de água oleosa desenquadrada (de 8 a 200 m ³ de petróleo em água) para o mar devido a ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> por comprometimento da integridade destes tanques.	75	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C); Acionar Plano SOPEP da embarcação (P); Realizar as inspeções periódicas e testes necessários a manutenção dos equipamentos e mangotes de transferência de diesel (P); Utilizar mangote flutuante no reabastecimento de diesel (P);		
Outros eventos	Médio vazamento de água oleosa desenquadrada (de 8 a 200 m ³ de petróleo em água) para o mar devido a ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> por comprometimento da integridade destes tanques.	76	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Médio vazamento de água oleosa desenquadradada (de 8 a 200 m ³ de petróleo em água) para o mar devido a ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> por comprometimento da integridade destes tanques.	77	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios na comunidade planctônica devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Médio vazamento de água oleosa desenquadrada (de 8 a 200 m ³ de petróleo em água) para o mar devido a ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou <i>slops</i> por comprometimento da integridade destes tanques.	78	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Pequeno vazamento de água oleosa enquadrada (até 8 m ³ de petróleo em água) para o mar devido a furo/ruptura do tanque de separação ou <i>slops</i> devido a: - Abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador; - Comprometimento da integridade destes tanques.	79	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir procedimentos de movimentação de cargas (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m ³) devido à: - Furo em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão	80	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	BAIXA	PEQUENA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAIS	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	entre embarcações ou com a unidade marítima.														planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m³) devido à: - Furo em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	81	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios no plâncton devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).		
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m ³) devido à: - Furo em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	82	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	BAIXA	PEQUENA	• Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C).	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar (até 8 m ³) devido à: - Furo em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	83	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	LOCAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	BAIXA	MÉDIA	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); • Durante o descomissionamento, as operações serão assistidas (P/C); • Acionar o PEVO da UN-BC (C). 	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	84	Qualidade do ar	BAIXA	Alteração das características físico-químicas do ar	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	85	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	86	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios na comunidade planctônica devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	87	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador	88	Manguezais	ALTA	Interferência com manguezais pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	MÉDIA	TEMPORÁRIO	GRANDE	GRANDE	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	devido a abalroamento/collisão entre embarcações ou com a unidade marítima.														emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C)		
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/collisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	89	Costões rochosos	ALTA	Interferência com costões rochosos pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	90	Praias arenosas	MÉDIA	Interferência com praias arenosas pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C)	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	91	Planícies de maré	ALTA	Interferência com planícies de maré e terraços de baixa-mar pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C)	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão	92	Recifes areníticos e concreções lateríticas	ALTA	Interferência com recifes areníticos e concreções lateríticas pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	entre embarcações ou com a unidade marítima.														realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C)		
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	93	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir à realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Médio vazamento de óleo diesel para o mar (de 8 a 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima.	94	Clima	ALTA	Contribuição antrópica para o efeito estufa devido às emissões atmosféricas	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	LONGA	PERMANENTE	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / SINÉRGICO	BAIXA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).	95	Qualidade do ar	BAIXA	Alteração das características físico-químicas do ar	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de	96	Clima	ALTA	Contribuição antrópica para o efeito estufa devido às emissões atmosféricas	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	LONGA	PERMANENTE	CUMULATIVO / SINÉRGICO	BAIXA	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/collisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).														emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/collisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível	97	Qualidade da água	BAIXA	Alteração das características físico-químicas da água	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	afundamento da embarcação).														embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).	98	Plâncton	BAIXA	Alterações/distúrbios na comunidade planctônica devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR / INDUZIDO	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).	99	Cetáceos, quelônios e aves marinhas	ALTA	Alterações/distúrbios em cetáceos, quelônios e aves marinhas devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO	DIRETO / INDIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUZIDO	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).	100	Manguezais	ALTA	Interferência com manguezais pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	MÉDIA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C)	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão	101	Costões rochosos	ALTA	Interferência com costões rochosos pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).														realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).	102	Praias arenosas	MÉDIA	Interferência com praias arenosas pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	MÉDIA	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
															de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C)		
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).	103	Planícies de maré	ALTA	Interferência com planícies de maré e terraços de baixa-mar pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C)	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECIAL	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).	104	Recifes areníticos e concreções lateríticas	ALTA	Interferência com recifes areníticos e concreções lateríticas pelo contato com óleo diesel que alcança a região costeira	NEGATIVO	DIRETO	SUPRA-REGIONAL	IMEDIATA	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a realização da operação (P/C); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C)	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA
Outros eventos	Grande vazamento de óleo diesel para o mar (acima de 200 m ³) devido à: - Ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abaloamento/colisão	105	Ictiofauna	BAIXA	Alterações/distúrbios na ictiofauna devido ao contato com o produto vazado	NEGATIVO DIRETO / INDIRETO	SUPRA-REGIONAL IMEDIATA	INDUZIDO	TEMPORÁRIO	REVERSÍVEL	CUMULATIVO / INDUTOR MÉDIA	MÉDIA	MÉDIA	GRANDE	Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Observar planejamento prévio da operação (P); Assistir a	PREVENTIVA / CORRETIVA	ALTA

Fase	Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental	Sensibilidade	Impacto Ambiental	NATUREZA	FORMA DE INCIDÊNCIA	ABRANGÊNCIA ESPECÍFICA	DURAÇÃO	PERMANÊNCIA	REVERSIBILIDADE	CUMULATIVIDADE	MAGNITUDE	IMPORTÂNCIA	Medida Indicada	CARÁTER	EFICÁCIA
	entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).														realização da operação (P/C); Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P); Acionar o Plano de Emergência Individual da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências da plataforma ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia da Bacia de Campos (C);		

3.3 – Descrição dos Impactos de Grande Importância

- **Impactos Efetivos Nº 16, 26, 33, 46 e 57**

Apresentação

Interferência sobre formações coralíneas constituídas por bancos grandes com ou sem impactos preliminares (classificados como Q1 e Q2) e bancos pequenos sem impactos preliminares (classificados como Q3), em decorrência das atividades de desconexão das linhas flexíveis nos equipamentos submarinos, *pull out/recolhimento* dos *risers*, desconexão do sistema de ancoragem e destinação da plataforma, remoção de *skids* de anodos, pesos mortos e “sucatas” e recolhimento de *flowlines*.

Descrição sucinta do aspecto ambiental gerador do impacto

A movimentação durante *pull out/recolhimento* de *riser*, desconexão linhas de ANM e de linhas do sistema de ancoragem depositados no leito marinho será capaz de interferir sobre formações coralíneas pelo contato/compressão dos organismos.

Descrição sucinta do modo como o aspecto interfere no fator ambiental em questão

Ainda que a movimentação de *riser* durante *pull out/recolhimento*, desconexão linhas de ANM e de desancoragem sejam atividades cujos aspectos operacionais sejam relativamente seguros quanto ao controle dos movimentos verticais e laterais do içamento, os bancos afetados pelas operações de instalação serão novamente impactados pelo contato durante as movimentações necessárias para as atividades.

Descrição das medidas mitigadoras a serem adotadas, incluindo uma avaliação quanto ao seu grau de eficácia

Durante as atividades de descomissionamento, são esperadas pressões sobre fatores ambientais diversos, com destaque para as formações coralíneas que ocorrem na região de Marlim e Voador. A fim de monitorar os impactos decorrentes do recolhimento de linhas (dutos e linhas de ancoragem) diretamente sobre os bancos de corais de águas profundas, faz-se necessário propor ações de monitoramento pós-descomissionamento nestes componentes ambientais.

Apesar de serem identificados vários pontos de contato entre equipamentos (*risers* e sistema de ancoragem) e bancos de coral, não há ganho em acompanhar todas as movimentações de linha utilizando ROV. Isso avaliaria apenas superficialmente o aspecto físico do impacto, ao passo que uma avaliação mais robusta utilizando banco de coral de controle e acompanhamento temporal traria resultados mais adequados tecnicamente.

Adicionalmente, a Petrobras enxerga forte sinergia no monitoramento ora proposto com outras ações da Companhia. De modo a congregar esforços, faz sentido somar este monitoramento ao PMAR-BC - Subprojeto de Monitoramento Ambiental dos Corais de Águas Profundas, que consiste em avaliar o impacto e o sistemático estado de recuperação das colônias dos bancos selecionados, comparando-os ao banco controle designado.

Também é em consonância com o que foi discutido na RAC do PMAR-BC ocorrida em 19/11/2020 (SEI/IBAMA - 8798047) que a Petrobras propõe que a avaliação acima seja somada ao PMAR-BC, "para possibilitar uma análise crítica concentrada dos resultados que vem sendo obtidos".

Deste modo, a Petrobras propõe que a avaliação do impacto oriundo do recolhimento de linhas assentadas sobre bancos de coral seja feita utilizando as premissas, a metodologia e o cronograma do PMAR-BC - Subprojeto de Monitoramento Ambiental dos Corais de Águas Profundas. Os resultados também serão apresentados no âmbito do PMAR-BC para evitar duplicidade de esforços.

Em junho/2021, juntamente com o PDI Executivo que tratará do sistema submarino de P-33, será enviada uma proposta do PMPD para esta plataforma. Na ocasião, serão propostos os bancos a serem monitorados para avaliação de impactos do descomissionamento de linhas (dutos/líneas de ancoragem) na P-33.

Descrição do impacto ambiental

Os impactos previstos durante as operações de *pull out* e recolhimento dos *risers*, bem como durante a desancoragem da plataforma incluem a fragmentação de parte das colônias ou mesmo o esmagamento de parte da formação coralínea, assim como descrito por Bryant *et al* (1998) e Ferrigno *et al* (2016) como associado a um efeito localizado.

Ainda que os corais de águas profundas sejam espécies de crescimento lento, é sabido que a capacidade das espécies em constituir habitats tridimensionais (Chapman e Underwood, 2011) a partir da colonização de novos pólipos sobre esqueletos de colônias mortas, confere a algumas espécies a qualidade de engenheiras de ecossistemas, isto é, espécies que são responsáveis por estruturar um habitat de maneira a agregar muitos indivíduos de sua própria espécie assim como de outros grupos. Formam-se, assim, teias tróficas mais complexas e verdadeiros *hotspots* de biodiversidade no mar profundo, o que reforça a importância e vulnerabilidade deste grupo constituído por algumas espécies construtoras, notadamente da ordem Scleractinia.

Os impactos aqui previstos não foram considerados irreversíveis. A regeneração natural de corais é tratada na literatura científica pelo termo “resiliência”, o qual é entendido como a capacidade de um ecossistema de corais resistir e se recuperar de uma degradação e manter o provimento de bens e serviços ambientais para o meio (Mumby et al., 2007). A capacidade de resiliência varia em função do tipo, magnitude, duração e extensão espacial dos impactos aos corais, além de fatores bióticos como composição de espécies, sensibilidade individual de cada espécie e nível de degradação do sistema antes da ocorrência de novos impactos, os quais podem induzir a efeitos cumulativos e sinérgicos. A forma mais clara, objetiva e lógica de favorecer a regeneração natural é fazer cessar a(s) causa(s) do(s) impacto(s). Enquanto os agentes estressores não forem eliminados ou ao menos significativamente reduzidos, ecossistemas de corais sob a influência de distúrbios crônicos não irão se regenerar naturalmente e tornarão qualquer esforço inócuo (Aronson e Precht, 2006).

Alguns autores descrevem que distúrbios mecânicos capazes de provocar a perda física de estruturas, produzem efeitos cuja recuperação das formações coralíneas tende a ser mais demorada, pois requer o recrutamento e crescimento de novas colônias (Berumen e Pratchett, 2006; Adjeroud et al., 2009). Estes estudos, no entanto, referem-se a perturbações de grandes proporções causadas por ciclones e tornados, muito diferentes daqueles previstos no presente estudo. Por sua vez, Victoria-Salazar et al., (2017) em um estudo que avaliou os efeitos na estrutura de comunidades coralíneas frente aos impactos físicos provocados pela ancoragem de embarcações, descreveram que a resiliência dos corais depende, dentre outros elementos, do legado biológico deixado após o impacto (fragmentos de coral) e da conectividade com outras comunidades coralíneas. Segundo estes mesmos autores, em termos de estabilidade, um sistema ecológico é mais estável quando sua dinâmica pós-perturbação induz o

desenvolvimento de uma estrutura de comunidade semelhante à existente anteriormente, que será fortemente dependente da natureza e da intensidade das relações entre os organismos após a perturbação.

Diante deste contexto, este impacto foi classificado como **negativo e direto**, pois decorre de uma relação de causa (contato/compressão) e efeito (fragmentação de colônias/esmagamento da formação) oriunda da operação de recolhimento. Considerando se tratar de um impacto espacialmente localizado (não atinge a totalidade da área dos bancos) e sobre poucas formações, a abrangência espacial foi classificada como **local** e com efeitos de **longa duração**, uma vez que a resiliência dos corais também é longa, já que a taxa de crescimento destes organismos é poucos milímetros por ano (Zilberberg et al., 2016). Trata-se de um impacto **permanente e reversível**, pois cessada perturbação e dependendo da extensão da área impactada (não é prevista uma perturbação sobre toda a formação) a colônia inicia seu processo de regeneração natural, ainda que por um longo período de tempo. Também foi classificado como **cumulativo e sinérgico**, pois há previsão de recolhimento de linhas sobre bancos que já foram impactados outras vezes pelo lançamento e eventualmente recolhimento para fins de manutenção dos sistemas submarinos atualmente instalados. Devido à dinâmica do cronograma de desinstalação, o impacto foi classificado como **intermitente**. Não são esperadas alterações que comprometam populações ou comunidades de corais, mas tão somente colônias individualmente dentro do banco e que já foram afetadas pelo lançamento. Ainda assim, devido ao fato de o contato ser capaz de produzir a fragmentação ou esmagamento da colônia, a magnitude foi classificada como **média**. Como a sensibilidade dos bancos grandes impactados previamente ou não e dos bancos pequenos não impactados é considerada **alta**, a importância do impacto foi classificada como **grande**.

Identificação de parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto

As operações envolvendo a movimentação de *risers* e sistema de ancoragem sobre formações coralíneas são capazes de provocar a fragmentação e o esmagamento localizado deste fator ambiental. Diante deste impacto, a Petrobras propõe que a avaliação dos impactos sobre bancos de coral seja feita utilizando as premissas, a metodologia, o cronograma e a agenda de apresentação de resultados do PMAR-BC - Subprojeto de Monitoramento Ambiental dos Corais de Águas Profundas, avaliando o impacto e o sistemático estado de recuperação das colônias dos bancos selecionados, comparando-os ao banco controle

designado, possibilitando dessa forma uma análise crítica concentrada dos resultados que vem sendo obtidos.

Adicionalmente será proposto no âmbito do PDI Executivo de P-33, um Projeto de Monitoramento Pós Descomissionamento (PMPD) com a indicação dos bancos a serem monitorados para avaliação de impactos do descomissionamento de linhas (dutos/linhas de ancoragem), bem como um proposta inicial de monitoramento do comportamento sedimento.

Legislação e planos e programas governamentais relacionados ao impacto

Portaria MMA nº445/2014; Decreto Federal 8.907/2016; Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Ambientes Coralíneos (PAN-Corais); Plano Setorial para os Recursos do Mar – PSRM (2016-2019); Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira (PROBIO I); Programa de Pesquisa em Biodiversidade (PPBio).

- Impacto Potencial Nº 30***

Apresentação

Interferência sobre formações coralíneas constituídas por bancos grandes com ou sem impactos preliminares (classificados como Q1 e Q2) e bancos pequenos sem impactos preliminares (classificados como Q3), em decorrência das atividades recolhimento de *flowlines*.

Descrição sucinta do aspecto ambiental gerador do impacto

A movimentação durante recolhimento de *flowlines* será capaz de interferir sobre formações coralíneas pelo contato/compressão dos organismos.

Descrição sucinta do modo como o aspecto interfere no fator ambiental em questão

Ainda que a movimentação de recolhimento de *flowlines* sejam atividades cujos aspectos operacionais sejam relativamente seguros quanto ao controle dos movimentos verticais e laterais do içamento, os bancos afetados pelas operações de instalação serão novamente impactados pelo contato durante as movimentações necessárias para as atividades.

Descrição das medidas mitigadoras a serem adotadas, incluindo uma avaliação quanto ao seu grau de eficácia

Durante as atividades de descomissionamento, são esperadas pressões sobre fatores ambientais diversos, com destaque para as formações coralíneas que ocorrem na região de Marlim e Voador. A fim de monitorar os impactos decorrentes do recolhimento de linhas (dutos e linhas de ancoragem) diretamente sobre os bancos de corais de águas profundas, faz-se necessário propor ações de monitoramento pós-descomissionamento nestes componentes ambientais.

Apesar de serem identificados vários pontos de contato entre equipamentos e bancos de coral, não há ganho em acompanhar todas as movimentações de linha utilizando ROV. Isso avaliaria apenas superficialmente o aspecto físico do impacto, ao passo que uma avaliação mais robusta utilizando banco de coral de controle e acompanhamento temporal traria resultados mais adequados tecnicamente.

Adicionalmente, a Petrobras enxerga forte sinergia no monitoramento ora proposto com outras ações da Companhia. De modo a congregar esforços, faz sentido somar este monitoramento ao PMAR-BC - Subprojeto de Monitoramento Ambiental dos Corais de Águas Profundas, que consiste em avaliar o impacto e o sistemático estado de recuperação das colônias dos bancos selecionados, comparando-os ao banco controle designado.

Também é em consonância com o que foi discutido na RAC do PMAR-BC ocorrida em 19/11/2020 (SEI/IBAMA - 8798047) que a Petrobras propõe que a avaliação acima seja somada ao PMAR-BC, "para possibilitar uma análise crítica concentrada dos resultados que vem sendo obtidos".

Deste modo, a Petrobras propõe que a avaliação do impacto oriundo do recolhimento de linhas assentadas sobre bancos de coral seja feita utilizando as premissas, a metodologia e o cronograma do PMAR-BC - Subprojeto de Monitoramento Ambiental dos Corais de Águas Profundas. Os resultados também serão apresentados no âmbito do PMAR-BC para evitar duplicidade de esforços.

Em junho/2021, juntamente com o PDI Executivo que tratará do sistema submarino de P-33, será enviada uma proposta do PMPD para esta plataforma. Na ocasião, serão propostos os bancos a serem monitorados para avaliação de impactos do descomissionamento de linhas (dutos/linhas de ancoragem) na P-33.

Descrição do impacto ambiental

Os impactos previstos durante as operações de recolhimento de *flowlines* incluem a fragmentação de parte das colônias ou mesmo o esmagamento de parte da formação coralínea, assim como descrito por Bryant *et al* (1998) e Ferrigno *et al* (2016) como associado a um efeito localizado.

Ainda que os corais de águas profundas sejam espécies de crescimento lento, é sabido que a capacidade das espécies em constituir habitats tridimensionais (Chapman e Underwood, 2011) a partir da colonização de novos pólipos sobre esqueletos de colônias mortas, confere a algumas espécies a qualidade de engenheiras de ecossistemas, isto é, espécies que são responsáveis por estruturar um habitat de maneira a agregar muitos indivíduos de sua própria espécie assim como de outros grupos. Formam-se, assim, teias tróficas mais complexas e verdadeiros *hotspots* de biodiversidade no mar profundo, o que reforça a importância e vulnerabilidade deste grupo constituído por algumas espécies construtoras, notadamente da ordem Scleractinia.

Os impactos aqui previstos não foram considerados irreversíveis. A regeneração natural de corais é tratada na literatura científica pelo termo “resiliência”, o qual é entendido como a capacidade de um ecossistema de corais resistir e se recuperar de uma degradação e manter o provimento de bens e serviços ambientais para o meio (Mumby *et al.*, 2007). A capacidade de resiliência varia em função do tipo, magnitude, duração e extensão espacial dos impactos aos corais, além de fatores bióticos como composição de espécies, sensibilidade individual de cada espécie e nível de degradação do sistema antes da ocorrência de novos impactos, os quais podem induzir a efeitos cumulativos e sinérgicos. A forma mais clara, objetiva e lógica de favorecer a regeneração natural é fazer cessar a(s) causa(s) do(s) impacto(s). Enquanto os agentes estressores não forem eliminados ou ao menos significativamente reduzidos, ecossistemas de corais sob a influência de distúrbios crônicos não irão se regenerar naturalmente e tornarão qualquer esforço inócuo (Aronson e Precht, 2006).

Alguns autores descrevem que distúrbios mecânicos capazes de provocar a perda física de estruturas, produzem efeitos cuja recuperação das formações coralíneas tende a ser mais demorada, pois requer o recrutamento e crescimento de novas colônias (Berumen e Pratchett, 2006; Adjeroud *et al.*, 2009). Estes estudos, no entanto, referem-se a perturbações de grandes

proporções causadas por ciclones e tornados, muito diferentes daqueles previstos no presente estudo. Por sua vez, Victoria-Salazar *et al.*, (2017) em um estudo que avaliou os efeitos na estrutura de comunidades coralíneas frente aos impactos físicos provocados pela ancoragem de embarcações, descreveram que a resiliência dos corais depende, dentre outros elementos, do legado biológico deixado após o impacto (fragmentos de coral) e da conectividade com outras comunidades coralíneas. Segundo estes mesmos autores, em termos de estabilidade, um sistema ecológico é mais estável quando sua dinâmica pós-perturbação induz o desenvolvimento de uma estrutura de comunidade semelhante à existente anteriormente, que será fortemente dependente da natureza e da intensidade das relações entre os organismos após a perturbação.

Diante deste contexto, este impacto foi classificado como **negativo e direto**, pois decorre de uma relação de causa (contato/compressão) e efeito (fragmentação de colônias/esmagamento da formação) oriunda da operação de recolhimento. Considerando se tratar de um impacto espacialmente localizado (não atinge a totalidade da área dos bancos) e sobre poucas formações, a abrangência espacial foi classificada como **local** e com efeitos de **longa duração**, uma vez que a resiliência dos corais também é longa, já que a taxa de crescimento destes organismos é poucos milímetros por ano (Zilberberg *et al.*, 2016). Trata-se de um impacto **permanente e reversível**, pois cessada perturbação e dependendo da extensão da área impactada (não é prevista uma perturbação sobre toda a formação) a colônia inicia seu processo de regeneração natural, ainda que por um longo período de tempo. Também foi classificado como **cumulativo e sinérgico**, pois há previsão de recolhimento de linhas sobre bancos que já foram impactados outras vezes pelo lançamento e eventualmente recolhimento para fins de manutenção dos sistemas submarinos atualmente instalados. Devido à dinâmica do cronograma de desinstalação, o impacto foi classificado como **intermitente**. Não são esperadas alterações que comprometam populações ou comunidades de corais, mas tão somente colônias individualmente dentro do banco e que já foram afetadas pelo lançamento. Ainda assim, devido ao fato de o contato ser capaz de produzir a fragmentação ou esmagamento da colônia, a magnitude foi classificada como **média**. Como a sensibilidade dos bancos grandes impactados previamente ou não e dos bancos pequenos não impactados é considerada **alta**, a importância do impacto foi classificada como **grande**.

Identificação de parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto

As operações envolvendo o recolhimento de *flowlines* são capazes de provocar a fragmentação e o esmagamento localizado deste fator ambiental. Diante deste impacto, a Petrobras propõe que a avaliação dos impactos sobre bancos de coral seja feita utilizando as premissas, a metodologia, o cronograma e a agenda de apresentação de resultados do PMAR-BC - Subprojeto de Monitoramento Ambiental dos Corais de Águas Profundas, avaliando o impacto e o sistemático estado de recuperação das colônias dos bancos selecionados, comparando-os ao banco controle designado, possibilitando dessa forma uma análise crítica concentrada dos resultados que vem sendo obtidos.

Adicionalmente será proposto no âmbito do PDI Executivo de P-33, um Projeto de Monitoramento Pós Descomissionamento (PMPD) com a indicação dos bancos a serem monitorados para avaliação de impactos do descomissionamento de linhas (dutos/linhas de ancoragem), bem como uma proposta inicial de monitoramento do comportamento sedimento.

Legislação e planos e programas governamentais relacionados ao impacto

Portaria MMA nº445/2014; Decreto Federal 8.907/2016; Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Ambientes Coralíneos (PAN-Corais); Plano Setorial para os Recursos do Mar – PSRM (2016-2019); Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira (PROBIO I); Programa de Pesquisa em Biodiversidade (PPBio).

- ***Impactos Potenciais Nº 47, 58, 62, 85 e 99***

Apresentação

Interferência ou dano sobre cetáceos, quelônios e aves marinhas pelo contato com o óleo diesel vazado.

Descrição sucinta do aspecto ambiental gerador do impacto

Durante as operações de descomissionamento poderá ocorrer médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar decorrente da ruptura do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV, ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima, ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido

a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima, ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).

Descrição sucinta do modo como o aspecto interfere no fator ambiental em questão

Durante as operações de descomissionamento, caso ocorra da ruptura do mangote de transferência de óleo diesel para reabastecimento das embarcações do tipo PLSV, ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador durante as atividades de descomissionamento devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou entre embarcações com a unidade marítima, ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima, ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação), ocasionando médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar poderá haver interferência ou dano sobre cetáceos, quelônios ou aves pelo contato direto com o óleo diesel ou em decorrência das alterações nas características físico-químicas da água do mar.

Descrição das medidas mitigadoras a serem adotadas, incluindo uma avaliação quanto ao seu grau de eficácia

O Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo (PEVO), prevê procedimento de resposta para proteção de áreas vulneráveis, em caso de vazamentos acidentais de óleo. As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha e evitar o toque do combustível em áreas vulneráveis, conforme PEVO-BC apresentado no processo de licenciamento. Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança, através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta. Medidas de monitoramento e controle serão estabelecidas em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros). Poderão ser monitorados parâmetros visuais, ou ainda parâmetros que visem a avaliação de indicadores físicos, químicos, biológicos e ecológicos, a serem definidos no âmbito da estratégia de resposta a emergência da PETROBRAS por meio do GMA (Grupo de Monitoramento Ambiental), em consonância com o ICS-Code.

Descrição do impacto ambiental

As operações descomissionamento nas quais haverá utilização de embarcações de serviço/apoio, rebocador ou navio aliviador serão realizadas com planejamento prévio e de forma procedimentada, permitindo um adequado controle operacional das atividades, que possuem, naturalmente, riscos quanto a ocorrência de acidentes. Em caso de vazamento, a tendência do óleo diesel é a de permanecer na camada mais superficial da coluna d'água, formando um filme de óleo sujeito aos processos de intemperização descritos por Lopes et al. (2007).

Os cetáceos estão entre os fatores ambientais da comunidade nectônica mais sensíveis. Segundo Franch McCay et al. (2005), na presença de um vazamento, a probabilidade de morte dos cetáceos é baixa. Isto se deve principalmente à sua capacidade de detectar e evitar áreas com óleo (Smultea e Wursig, 1995), a possibilidade de ter longos períodos de apneia e ao fato destas espécies serem nadadores velozes. Ainda assim, os cetáceos estão sujeitos a uma variedade de impactos resultantes dos efeitos do contato físico e químico com os hidrocarbonetos, podendo ocorrer irritações no tegumento e nos olhos, interferências na capacidade natatória, imunodepressão. Podem também sofrer intoxicação provocada pela ingestão de componentes de sua dieta (pequenos crustáceos e peixes) que estejam contaminados (Leighton, 2000). Apesar de apresentarem grande mobilidade, podendo se deslocar para áreas vizinhas e livres do contaminante, em regiões costeiras onde algumas espécies apresentam distribuição mais restrita, como é o caso dos pequenos cetáceos, estes grupos acabam por estarem mais suscetíveis aos derrames de óleo (Lopes et. al., 2007). Os efeitos químicos envolvendo a intoxicação estão ligados à ingestão de óleo pelos animais e à inalação de vapores durante a respiração na superfície, o que pode ocasionar danos aos órgãos internos como fígado e rins, anemia e perturbações reprodutivas (IMO, 1997). Animais atingidos pelo óleo podem também exibir outros efeitos, como hipotermia, dermatites e irritação das mucosas. Animais jovens e imaturos exibem maior sensibilidade ao óleo, podendo haver a transferência de toxinas em animais em fase de lactação. A bioacumulação de hidrocarbonetos pode ocorrer devido à ingestão de alimento contaminado (Lopes et. al., 2007).

Em relação aos quelônios marinhos, tais organismos são considerados como de grau elevado de vulnerabilidade perante o óleo. Segundo a IPIECA (2000), em regiões oceânicas estes

efeitos são de média intensidade, principalmente devido ao contato do óleo com as áreas de alimentação (ilhas oceânicas e recifes de corais) e o hábito destes animais de subir à superfície para respirar, mas podem vir a tomar grande proporção caso afete as áreas costeiras, em especial os indivíduos em período reprodutivo.

As cinco espécies de quelônios marinhos ocorrentes no litoral (*Chelonia mydas*, *Caretta caretta*, *Eretmochelys imbricata*, *Dermochelys coriacea* e *Lepidochelys olivacea*) apresentam registro para área potencialmente afetada pelo vazamento de óleo, sendo que os efeitos poderão ser variados, podendo estar relacionados aos aspectos físicos (recobrimento físico) e químicos (inalação, ingestão e intoxicação). Dentre os impactos do óleo junto aos quelônios marinhos, estão as perturbações, inflamações e infecções na pele e em mucosas, distúrbios no sistemas digestivo, imunológico e nas glândulas de sal, podendo, em casos extremos, ocorrer a morte de indivíduos (Lopes et. al., 2007; IMO, 1997; NOAA, 2002), ainda que em ambientes oceânicos, este último efeito não seja esperado.

Quanto as aves, trata-se de um dos grupos mais vulneráveis a derrames de óleo, assim como aos seus efeitos (IMO, 1997; Leighton, 2000), usualmente associados aos aspectos físicos de recobrimento de suas penas como quanto aos aspectos químicos resultados da intoxicação principalmente por compostos aromáticos e poliaromáticos, resultando em alterações fisiológicas e funcionais de demorada recuperação e reestabelecimento (Balseiro et. al., 2005).

Apesar de apresentarem grande mobilidade, as aves marinhas são especialmente vulneráveis ao óleo devido a formação de uma película de óleo na superfície da água (Haney et al., 2014) e em decorrência da presença do óleo nos sítios de nidificação, descanso e alimentação destes organismos próximos de regiões costeiras ou ilhas oceânicas (Leighton, 1993).

Em relação ao contato físico direto, o efeito mais crítico está relacionado à perda da impermeabilidade das penas (dificultando ou impedindo seu voo), além da ingestão de óleo ou de alimento contaminado. A ingestão de compostos do petróleo ocorre principalmente durante a tentativa de se limpar (Scholz et al, 1992). Em estudo sobre a avaliação de impactos do óleo sobre o meio biótico, French-McCay (2009) ressalta o consenso geral de que as aves marinhas contaminadas por petróleo têm uma taxa de sobrevivência reduzida, diante da grande variedade de impactos gerados pelo óleo, como hipotermia ou hipertermia, ingestão,

perturbações pulmonares, intoxicação, perda da capacidade de voo. Perturbações fisiológicas como a desidratação e a exaustão são citadas dentre as principais causas de mortalidade (Balseiro et. al., 2005; Alonso-Alvarez et. al., 2007). Outros impactos citados são a perda da capacidade de isolamento térmico, predisposição ao desenvolvimento de infecções e outras doenças, dificuldade de locomoção e voo, comprometimento de órgãos como fígado, intestino e glândulas nasais, redução na postura de ovos e insucesso na incubação dos ovos e reprodução (Lopes et. al., 2007; USCG, 1999).

Considerando que as populações de aves marinhas estão distribuídas em extensas áreas oceânicas e costeiras, os efeitos dos acidentes envolvendo vazamento de óleo podem ser relativamente localizados e rapidamente dissipados (Wiens, 1996). Devido à variação natural das populações de aves marinhas, há dificuldade em se determinar o real impacto e abrangência de um único evento de vazamento de óleo sobre esse grupo de organismos. Todavia, existem poucas evidências de que o impacto de vazamentos isolados sobre a avifauna seja de longo prazo (Kingston, 2002).

Especificamente quanto à suscetibilidade do fator ambiental, para as aves oceânicas (pelágicas), toda a superfície d'água, principalmente a partir da plataforma externa e no talude continental (acima da isóbata de 200 m) representa a região suscetível. Por sua vez, para as aves costeiras, que se concentram em ilhas na região nerítica, a vulnerabilidade estaria associada às ilhas costeiras do litoral sul/sudeste, regiões consideradas mais suscetíveis para este grupo.

Diante dos efeitos descritos, este impacto incidirá sobre cetáceos, quelônios e aves marinhas de forma **negativa, direta e indireta**, pois decorre do contato direto dos organismos com o óleo, com a água do mar contaminada e pela ingestão de presas também contaminadas pelos hidrocarbonetos. A abrangência espacial será **supraregional**, pois estará associada à dispersão do óleo, cujos grandes volumes ($> 200 \text{ m}^3$) poderão atingir, na superfície, distâncias superiores a 5 km do ponto de liberação/afloramento, ultrapassando os limites da Bacia de Campos. O impacto terá duração **imediata**, será **temporário e reversível**, pois cessará quando todo óleo for disperso, diluído, intemperizado ou recolhido pelas ações de emergência. Por ser capaz de ser incorporado por organismos no topo da cadeia trófica marinha e ser afetado pelas alterações nas características físico-químicas da água, espera-se um efeito **cumulativo e induzido**. Como espera-se que tais interferências ocorram no nível das

populações atingidas, sem comprometer toda a estrutura da comunidade, e considerando a grande volatilidade do diesel quando comparada ao petróleo, a magnitude do impacto foi classificada como **média**. Por outro lado, por serem fatores ambientais que incluem espécies ameaçadas quanto à sua conservação, a sensibilidade foi classificada como **alta**. Desta forma, o impacto teve sua importância registrada como **grande**.

Identificação de parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto

Em função do impacto ser caracterizado como potencial, não são previstas ações específicas de monitoramento. Entretanto, dependendo da extensão do vazamento, poderá ser efetuado um plano de amostragem específico para a situação, com a realização de coletas e análises extras, em consonância com a estratégia de resposta a emergência a qual prevê ações de monitoramento específicos com coletas de material de diferentes matrizes de acordo com a distribuição da pluma, volume vazado e ações de contingência aplicadas. Eventuais campanhas de monitoramento deflagradas farão parte da estrutura organizacional de resposta da PETROBRAS e estarão associadas ao PEI e ao PEVO. Incluem-se como indicadores de qualidade, o registro de aves debilitadas, assim como a avaliação da extensão da mortandade de aves relacionada ao evento, caso ocorra alguma, além dos parâmetros físico-químicos relacionados ao teor de óleos e graxas, HTP e HPA.

Legislação e planos e programas governamentais relacionados ao impacto

- Lei nº 9.966/00 • Decreto nº 4.136/2002 • Resolução CONAMA nº 398/2008 • Decreto nº 8.127/2013 • Resolução CONAMA nº 472/2015 • Instrução Normativa Conjunta IBAMA/ICMBio) nº 2/2011 • Instrução Normativa conjunta IBAMA/ICMBio nº1, de 30/5/2011 • Portaria Normativa Nº 43/2011 (ICMBio) • Plano de Ação Nacional para Conservação da Toninha • Plano de Ação Nacional para Conservação dos Grandes Cetáceos e Pinípedes • Plano de Ação Nacional para Conservação dos Pequenos Cetáceos • Plano de Ação Nacional para Conservação das Tartarugas Marinhas.
- ***Impactos Potenciais Nº 88 e 101***

Apresentação

Interferência com manguezais pelo contato com óleo diesel vazado.

Descrição sucinta do aspecto ambiental gerador do impacto

Durante as operações de descomissionamento, caso ocorra ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação), ocasionando médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar.

Descrição sucinta do modo como o aspecto interfere no fator ambiental em questão

Durante as operações de descomissionamento, caso ocorra ruptura de tanque de óleo diesel de embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima, ocasionando médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar, poderá ocorrer interferência com os manguezais, caso as regiões costeiras sejam atingidas.

Descrição das medidas mitigadoras a serem adotadas, incluindo uma avaliação quanto ao seu grau de eficácia

O Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo (PEVO), prevê procedimento de resposta para proteção de áreas vulneráveis, em caso de vazamentos acidentais de óleo. As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha e evitar o toque do combustível em áreas vulneráveis, conforme PEVO-BC apresentado no processo de licenciamento. Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança, através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta. Medidas de monitoramento e controle serão estabelecidas em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros). Poderão ser monitorados parâmetros visuais, ou ainda parâmetros que visem a avaliação de indicadores físicos, químicos, biológicos e ecológicos, a serem definidos no âmbito da estratégia de resposta a emergência da PETROBRAS por meio do GMA (Grupo de Monitoramento Ambiental, em consonância com o ICS-Code).

Descrição do impacto ambiental

As operações descomissionamento nas quais haverá utilização de embarcações de serviço/apoio, rebocador ou navio aliviador serão realizadas com planejamento prévio e de

forma procedimentada, permitindo um adequado controle operacional das atividades, que possuem, naturalmente, riscos quanto a ocorrência de acidentes. Em caso de vazamento, a tendência do óleo é a de migrar para o sobrenadante, permanecendo na camada mais superficial da coluna d'água, formando um filme de óleo sujeito aos processos mais acelerados de intemperização descritos por Lopes et al. (2007).

Não foram realizadas modelagens de dispersão de óleo diesel no mar decorrentes de cenários acidentais de forma a confirmar as probabilidades de toque de óleo na região costeira. Entretanto, considerando que os grandes volumes previst de serem liberados em decorrência dos acidentes, será considerada a possibilidade de o óleo diesel atingir as regiões costeiras com ocorrência de manguezais, mesmo que a grande volatilidade do diesel e as ações de mitigação, contribuam para evitar que este cenário se concretize.

Por definição, manguezal é um ecossistema costeiro que ocorre em regiões tropicais e subtropicais do mundo ocupando as áreas entre marés. É caracterizado por vegetação lenhosa típica, adaptada às condições limitantes de salinidade, substrato inconsolidado e pouco oxigenado e frequente submersão pelas marés (ICMBio, 2018).

De acordo com o ICMBio (2018), o complexo dinamismo e as características físicas dos manguezais os tornam muito frágeis. Assim, quando alterados por distúrbios naturais ou antropogênicos, esses ecossistemas podem sofrer danos irreversíveis ou de longo prazo, comprometendo as funções que realizam.

Para auxiliar a interpretação das florestas de mangue brasileiras, Schaeffer-Novelli et al. (1995) dividiram o litoral do país em oito unidades fisiográficas, levando-se em consideração a cobertura vegetal e as características ambientais. No caso de um acidente envolvendo um derramamento de óleo, os manguezais encontrados na área afetada pela presença de óleo, estão incluídos na Unidade VI (Recôncavo Baiano a Cabo Frio) e VII (Cabo Frio a Torres).

Os impactos do óleo sobre os ecossistemas de manguezais podem ser agudos ou crônicos. Entre esses impactos, Lopes et al. (2007) elencou, de acordo com Scholz et. al., (1992), Michel e Hayes (1991), Lamparelli, et. al., (2007) e Kathiresan e Bingan (2001): • redução nas taxas de respiração e fotossíntese que afeta a produtividade primária; • desfolhamento; • aborto de propágulos; • alteração no tamanho foliar; • formação de galhas e malformações foliares; •

aumento inicial na quantidade de sementes como reação ao estresse; • impactos à fauna acompanhante, como resultado do estresse químico e do recobrimento físico; • bioacumulação na cadeia alimentar, processo mais intenso nas espécies detritívoras; • impactos em peixes, mamíferos e aves presentes nestes ambientes, tanto pelo contato direto ou recobrimento, como por ingestão e/ou inalação de vapores tóxicos.

Além do impacto direto ocasionado pelo contato com o óleo, estes ambientes são perturbados com as ações de remediação que, em muitos casos, acabam por trazer danos adicionais ao ecossistema (Cantagalo et. al., 2007).

Segundo Simões (2007), a alta taxa de matéria orgânica e sulfetos contidos no sedimento, as condições anóxicas na camada superficial do mesmo, a baixa energia do ambiente e o reduzido fluxo de correntes, favorecem a deposição e a acumulação de contaminantes no sedimento de um manguezal. Devido à sua elevada sensibilidade, os manguezais são pouco resilientes podendo levar várias décadas para se regenerar (Michel e Hayes, 1991; Kathiresan e Bingham, 2001, Lopes et al, 2007).

Diante dos aspectos descritos, este impacto incidirá sobre os manguezais de forma **negativa e direta**, pois decorre do contato do ecossistema e organismos presentes com o óleo, ainda que a probabilidade seja pequena e por uma fração intemperizada e diluída. A abrangência espacial será **supraregional**, pois estará associada à dispersão do óleo diesel, cujos grandes volumes ($> 200 \text{ m}^3$) poderão atingir, na superfície, distâncias superiores a 5 km do ponto de liberação/afloramento, ultrapassando os limites da Bacia de Campos. O impacto terá duração **média**, será **temporário e reversível**, pois cessará quando todo óleo for totalmente disperso, diluído ou intemperizado. Caso ocorram acidentes envolvendo médio ou grande vazamento de óleo diesel, este impacto sobre os manguezais será **cumulativo** com todos os outros impactos que incidem sobre o fator ambiental, além de **indutor** do impacto de interferências nas atividades de turismo. Considerando que a maior parte do óleo deverá ser intemperizada antes de atingir a região costeira, espera-se que apenas uma pequena proporção do óleo atinja as regiões de manguezais, motivo pelo qual as interferências com os organismos atingidos deverão ocorrer no nível das populações, sem comprometer toda a estrutura da comunidade, levando a magnitude do impacto a ser classificada como **média**. Como este fator ambiental refere-se a um ecossistema de grande importância ecológica, a sensibilidade foi considerada **alta**. Desta forma, o impacto teve sua importância registrada como **grande**.

Identificação de parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto

As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha do petróleo vazado em áreas vulneráveis, através da implantação do Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo da Bacia de Campos (PEVO-BC), conforme apresentado no processo de licenciamento. Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança, através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta.

No caso de impactos aos ecossistemas atingidos por vazamento de óleo, não necessariamente deverão ser pré-estabelecidos parâmetros e indicadores já que pode haver diferenças em função da densidade, viscosidade e toxicidade do óleo vazado e variações em função do intemperismo. Nos óleos de baixa densidade, por exemplo, o efeito químico de toxicidade é predominante, enquanto nos óleos de alta densidade o efeito físico de recobrimento predomina. O intemperismo pode elevar a densidade/viscosidade de um óleo e ao mesmo tempo reduzir sua toxicidade.

Eventuais campanhas de monitoramento deflagradas farão parte da estrutura organizacional de resposta da PETROBRAS e estarão associadas ao PEI e ao PEVO. Incluem-se como indicadores de qualidade:

- Parâmetros visuais: determinação da extensão das áreas / linha de costa atingida pelo toque de óleo; descritores de recobrimento pelo óleo no substrato (ex: distribuição contínua; distribuição esparsa; distribuição irregular; traços); descritores visuais de densidade do óleo no substrato (ex: óleo ou mousse grosso >1cm espessura; capa de óleo ou mousse >0,1cm a <1cm; película de óleo <0,1cm; filme transparente ou iridescente); descritores de intemperismo do óleo no substrato (ex: óleo fresco; mousse; bolotas de piche >10cm diâmetro; bolotas de piche <10cm diâmetro; piche/asfalto).
- Parâmetros da Água e Sedimento: granulometria; oxigênio; carbono orgânico total (COT); hidrocarbonetos; pH; salinidade; estrutura e composição da infauna.
- Parâmetros florísticos e fitossociológicos da vegetação.

- Indicadores e parâmetros ecológicos do bentos (no substrato inconsolidado e nas raízes): riqueza; diversidade; equitabilidade; densidade.
- Indicadores e parâmetros ecológicos bentônicos: riqueza; diversidade; equitabilidade; densidade.
- Biomonitoramento: monitoramento populacional e parâmetros químicos em organismos vivos (ex; caranguejo-uça).

Legislação e planos e programas governamentais relacionados ao impacto

- Lei Federal 12.651/2012 Novo Código Florestal • Lei nº 9.966/2000 • Decreto nº 4.136/2002
- Resolução CONAMA nº 398/2008 • Decreto nº 8.127/2013 • Resolução CONAMA nº 472/2015 • Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Manguezais.
- ***Impactos Potenciais Nº 89 e 101***

Apresentação

Interferência com costões rochosos pelo contato com o óleo diesel vazado.

Descrição sucinta do aspecto ambiental gerador do impacto

Durante as operações de descomissionamento poderá ocorrer médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar devido à ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).

Descrição sucinta do modo como o aspecto interfere no fator ambiental em questão

Durante as operações de descomissionamento, caso ocorra ruptura de tanque de óleo diesel de embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima, ocasionando médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar poderá ocorrer interferência com os costões rochosos, caso as regiões costeiras sejam atingidas.

Descrição das medidas mitigadoras a serem adotadas, incluindo uma avaliação quanto ao seu grau de eficácia

O Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo (PEVO), prevê procedimento de resposta para proteção de áreas vulneráveis, em caso de vazamentos acidentais de óleo. As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha e evitar o toque do combustível em áreas vulneráveis, conforme PEVO-BC apresentado no processo de licenciamento. Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança, através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta. Medidas de monitoramento e controle serão estabelecidas em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros). Poderão ser monitorados parâmetros visuais, ou ainda parâmetros que visem a avaliação de indicadores físicos, químicos, biológicos e ecológicos, a serem definidos no âmbito da estratégia de resposta a emergência da PETROBRAS por meio do GMA (Grupo de Monitoramento Ambiental, em consonância com o ICS-Code).

Descrição do impacto ambiental

As operações descomissionamento nas quais haverá utilização de embarcações de serviço/apoio, rebocador ou navio aliviador serão realizadas com planejamento prévio e de forma procedimentada, permitindo um adequado controle operacional das atividades, que possuem, naturalmente, riscos quanto a ocorrência de acidentes. Em caso de vazamento, a tendência do óleo é a de migrar para o sobrenadante, permanecendo na camada mais superficial da coluna d'água, formando um filme de óleo sujeito aos processos mais acelerados de intemperização descritos por Lopes et al. (2007).

Não foram realizadas modelagens de dispersão de óleo diesel no mar decorrentes de cenários acidentais de forma a confirmar as probabilidades de toque de óleo na região costeira. Entretanto, considerando que os grandes volumes previstos de serem liberados em decorrência dos acidentes, será considerada a possibilidade de o óleo diesel atingir as regiões costeiras com ocorrência de costões rochosos, mesmo que a grande volatilidade do diesel e as ações de mitigação, contribuam para evitar que este cenário se concretize.

As duas vias principais nas quais o óleo causa impactos na biota dos costões são o efeito físico resultante do recobrimento e o efeito químico, associado à toxicidade dos compostos presentes (API, 1985; USCG, 1999).

O efeito químico de toxicidade é predominante nos óleos de baixa densidade e, nos óleos de alta densidade, é o efeito físico de recobrimento que predomina. No entanto, o intemperismo pode elevar a densidade/viscosidade de um óleo e ao mesmo tempo reduzir sua toxicidade.

Em costões com elevado hidrodinamismo a dispersão do óleo diesel tende a ser mais eficiente, minimizando seus efeitos. A limpeza natural gerada pelas ondas pode ser bastante efetiva, protegendo os organismos dos efeitos danosos do recobrimento físico. Por outro lado, em costões abrigados, o óleo diesel pode permanecer por muito tempo (muitos anos), ampliando os seus efeitos e retardando a recuperação da comunidade atingida (Lopes et. al., 2007; API, 1985). Este aspecto é tão importante para os costões rochosos que é considerado um dos critérios que estabelecem o grau de sensibilidade dos mesmos (e também dos outros ambientes costeiros) a impacto por óleo (Michael e Hayes, 2002; Lopes et al., 2007). A diferença entre costões batidos e abrigados, no que diz respeito à dimensão do impacto e tempo de recuperação, definiram classificações bastante distintas no ISL – Índice de Sensibilidade dos ecossistemas costeiros ao óleo, adotado no Brasil, colocando os costões abrigados entre os mais sensíveis, próximos a manguezais (ISL 10) e os costões batidos como pouco sensíveis (ISL 2).

Um dos cenários mais críticos ocorre quando o óleo atinge substratos consolidados abrigados, fragmentados e heterogêneos, ricos em fendas, fissuras, piscinas de maré, como ocorre com os terraços areníticos frontais e costões rochosos fragmentados, na região de interesse. Além desta heterogeneidade física estes terraços areníticos têm baixa declividade, ocupando extensas áreas entremarés e servindo de substrato para uma rica e diversa comunidade biológica de invertebrados, algas e peixes, além de serem visitados também por tartarugas e aves marinhas. São, portanto, ambientes de elevada sensibilidade e, nas áreas de maior suscetibilidade, têm elevada vulnerabilidade.

O grau de sensibilidade dos costões ao óleo varia de 1, em costões rochosos expostos, a 8, em costões abrigados (Gundlach e Hayes, 1978), sendo que ambos foram identificados para a área passível de toque por óleo em caso de derrame.

Segundo Bishop (1983) tais ambientes apresentam uma alta taxa de recuperação a vazamentos de óleo, devido à ação hidrodinâmica que remove o óleo rapidamente. Da mesma

maneira, as regiões entre marés, sujeitas às ações das ondas, apresentam as maiores taxas de recuperação a esse tipo de acidente.

As principais mudanças na estrutura das comunidades biológicas existentes neste ecossistema incluem redução da taxa de crescimento, perda de funções reprodutivas e alterações da composição dos organismos (IPIECA, 1995).

Diante dos aspectos descritos, este impacto incidirá sobre os costões rochosos de forma **negativa e direta**, pois decorre do contato do costão e organismos presentes no mesmo com o óleo, ainda que a probabilidade seja pequena e por uma fração intemperizada e diluída. A abrangência espacial será **supraregional**, pois estará associada à dispersão do óleo, cujos grandes volumes ($> 200 \text{ m}^3$) poderão atingir, na superfície, distâncias superiores a 5 km do ponto de liberação/afloramento, ultrapassando os limites da Bacia de Campos. O impacto terá duração **imediata**, será **temporário e reversível**, pois cessará quando todo óleo for totalmente disperso, diluído ou intemperizado. Caso ocorram acidentes envolvendo grande vazamento de óleo diesel, este impacto sobre os costões rochosos será **cumulativo** com todos os outros impactos que incidem sobre o fator ambiental, além de **indutor** do impacto de interferências nas atividades de turismo. Considerando que a maior parte do óleo deverá ser intemperizado antes de atingir a região costeira, espera-se que apenas uma pequena proporção do óleo atinja as regiões de costões rochosos, motivo pelo qual as interferências com os organismos atingidos deverão ocorrer no nível das populações, sem comprometer toda a estrutura da comunidade, motivo pelo qual a magnitude do impacto foi classificada como **média**. Como este fator ambiental refere-se a um ecossistema de grande importância ecológica, a sensibilidade foi considerada **alta**. Desta forma, o impacto teve sua importância registrada como **grande**. Em virtude do local de incidência do impacto e considerando a tendência de dispersão seguindo a direção da Corrente do Brasil (sudoeste), foram previstos efeitos sobre Unidades de Conservação cujas áreas coincidam com aquelas com probabilidade de serem alcançadas pela pluma de óleo.

Identificação de parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto

As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha do petróleo vazado em áreas vulneráveis, através da implantação do Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo da Bacia de Campos (PEVO-BC), conforme apresentado no processo de licenciamento.

Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança, através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta.

No caso de impactos aos ecossistemas atingidos por vazamento de óleo, não necessariamente deverão ser pré-estabelecidos parâmetros e indicadores já que pode haver diferenças em função da densidade, viscosidade e toxicidade do óleo vazado e variações em função do intemperismo. Nos óleos de baixa densidade, por exemplo, o efeito químico de toxicidade é predominante, enquanto nos óleos de alta densidade o efeito físico de recobrimento predomina. O intemperismo pode elevar a densidade/viscosidade de um óleo e ao mesmo tempo reduzir sua toxicidade.

Eventuais campanhas de monitoramento deflagradas farão parte da estrutura organizacional de resposta da PETROBRAS e estarão associadas ao PEI e ao PEVO.

Medidas de monitoramento e controle serão estabelecidas em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros). De acordo com manual da NOAA (2013) poderão ser monitorados parâmetros visuais, ou ainda parâmetros que visem a avaliação de indicadores físicos, químicos, biológicos e ecológicos. Incluem-se como indicadores de qualidade:

- Parâmetros visuais: determinação da extensão das áreas / linha de costa atingida pelo toque de óleo; descritores de recobrimento pelo óleo no substrato (ex: distribuição contínua; distribuição esparsa; distribuição irregular; traços); descritores visuais de densidade do óleo no substrato (ex: óleo ou mousse grosso >1cm espessura; capa de óleo ou mousse >0,1cm a <1cm; película de óleo <0,1cm; filme transparente ou iridescente); descritores de intemperismo do óleo no substrato (ex: óleo fresco; mousse; bolotas de piche >10cm diâmetro; bolotas de piche <10cm diâmetro; piche/asfalto).
- Parâmetros da Água e Sedimento: granulometria; oxigênio; carbono orgânico total (COT); hidrocarbonetos; pH; salinidade; estrutura e composição da infauna.
- Indicadores e parâmetros ecológicos bentônicos: riqueza; diversidade; equitabilidade; densidade.

- Biomonitoramento: monitoramento populacional e parâmetros químicos em organismos vivos.

Legislação e planos e programas governamentais relacionados ao impacto

- Lei Federal 12.651/2012 Novo Código Florestal • Lei nº 9.966/2000 • Decreto nº 4.136/2002
- Resolução CONAMA nº 398/2008 • Decreto nº 8.127/2013 • Resolução CONAMA nº 472/2015.
- ***Impactos Potenciais Nº 91 e 103***

Apresentação

Interferência com planícies de maré pelo contato com o óleo diesel vazado

Descrição sucinta do aspecto ambiental gerador do impacto

Durante as operações de descomissionamento poderá ocorrer médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar devido à ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação).

Descrição sucinta do modo como o aspecto interfere no fator ambiental em questão

Durante as operações de descomissionamento, caso ocorra ruptura de tanque de óleo diesel de embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima, ocasionando médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar poderá ocorrer interferência nas planícies de maré caso as regiões costeiras sejam atingidas.

Descrição das medidas mitigadoras a serem adotadas, incluindo uma avaliação quanto ao seu grau de eficácia

O Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo (PEVO), prevê procedimento de resposta para proteção de áreas vulneráveis, em caso de vazamentos acidentais de óleo. As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha e evitar o toque do combustível em áreas vulneráveis, conforme PEVO-BC apresentado no processo de licenciamento. Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança,

através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta. Medidas de monitoramento e controle serão estabelecidas em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros). Poderão ser monitorados parâmetros visuais, ou ainda parâmetros que visem a avaliação de indicadores físicos, químicos, biológicos e ecológicos, a serem definidos no âmbito da estratégia de resposta a emergência da PETROBRAS por meio do GMA (Grupo de Monitoramento Ambiental, em consonância com o ICS-Code).

Descrição do impacto ambiental

As operações descomissionamento nas quais haverá utilização de embarcações de serviço/apoio, rebocador ou navio aliviador serão realizadas com planejamento prévio e de forma procedimentada, permitindo um adequado controle operacional das atividades, que possuem, naturalmente, riscos quanto a ocorrência de acidentes. Em caso de vazamento, a tendência do óleo é a de migrar para o sobrenadante, permanecendo na camada mais superficial da coluna d'água, formando um filme de óleo sujeito aos processos mais acelerados de intemperização descritos por Lopes et al. (2007).

Não foram realizadas modelagens de dispersão de óleo diesel no mar decorrentes de cenários acidentais de forma a confirmar as probabilidades de toque de óleo na região costeira. Entretanto, considerando que os grandes volumes previstos de serem liberados em decorrência dos acidentes, será considerada a possibilidade de o óleo diesel atingir as regiões costeiras com ocorrência de planícies de maré, mesmo que a grande volatilidade do diesel e as ações de mitigação, contribuam para evitar que este cenário se concretize.

O contato do óleo com as planícies de maré pode ser severo (Michel e Hayes, 1991; Scholz et. al., 1992), resultante tanto do recobrimento físico como do efeito químico. Lopes et. al., (2007) destacam que em termos gerais, os impactos esperados em praias de areia são os mesmos para estes ambientes deposicionais (planícies de maré, baixios lamosos e terraços de baixa-mar) como alteração no equilíbrio trófico, desaparecimento de espécies-chave e espécies fundadoras, redução da biodiversidade e efeitos subletais na fisiologia e comportamento das espécies, impactos associados aos efeitos do recobrimento e da intoxicação.

Segundo os autores, estes efeitos podem perdurar por longos períodos, como consequência da permanência do óleo, especialmente em regiões abrigadas de baixo hidrodinamismo.

Dependendo do volume vazado, os principais efeitos físicos e químicos (toxicidade) do óleo sobre as planícies de maré são a perda de indivíduos, alteração na composição e estrutura das populações e comunidades, alterações comportamentais, diminuição na taxa de enterramento, aumento da taxa de respiração, desorientação e a inibição do crescimento. Considerando que os terraços de baixa-mar são ambientes ecologicamente similares (sedimentos finos, baixa declividade, biota com elevada biomassa, ambientes ricos em matéria orgânica), os impactos do óleo esperados são também similares (Lopes et. al., 2007). Merece destaque o fato de os terraços de baixa-mar estarem categorizados com ISL 9 por MMA (2004), portanto mais sensíveis ainda do que as planícies de maré (ISL 7).

Diante dos aspectos descritos, este impacto incidirá sobre as planícies de maré de forma **negativa e direta**, pois decorre do contato direto do óleo com estes ambientes, ainda que a probabilidade seja pequena e por uma fração intemperizada e diluída. A abrangência espacial será **supraregional**, pois estará associada à dispersão do óleo, cujos grandes volumes ($> 200 \text{ m}^3$) poderão atingir, na superfície, distâncias superiores a 5 km do ponto de liberação/afloramento, ultrapassando os limites da Bacia de Campos. O impacto terá duração **imediata**, será **temporário e reversível**, pois cessará quando todo óleo for totalmente disperso, diluído ou intemperizado. Assim como previsto para praias arenosas, caso ocorram acidentes envolvendo grande vazamento de óleo diesel, este impacto sobre as planícies de maré será **cumulativo** com todos os outros impactos que incidem sobre o fator ambiental, além de indutor do impacto de interferências nas atividades de turismo. Considerando que a maior parte do óleo deverá ser intemperizada antes de atingir a região costeira, espera-se que apenas uma pequena proporção do óleo atinja as regiões de planícies de maré, motivo pelo qual as interferências com os organismos atingidos deverão ocorrer no nível das populações, sem comprometer toda a estrutura da comunidade, levando a magnitude do impacto a ser classificada como **média**. Este fator ambiental refere-se a um ecossistema de transição sujeito principalmente às variações de marés com tendência à deposição de sedimentos de granulometria mais fina (menor energia), motivo pelo qual a sensibilidade foi considerada **alta**. Desta forma, o impacto teve sua importância registrada como **grande**.

Identificação de parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto

As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha do petróleo vazado em áreas vulneráveis, através da implantação do Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo da Bacia de Campos (PEVO-BC), conforme apresentado no processo de licenciamento. Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança, através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta. No caso de impactos aos ecossistemas atingidos por vazamento de óleo, não necessariamente deverão ser pré-estabelecidos parâmetros e indicadores já que pode haver diferenças em função da densidade, viscosidade e toxicidade do óleo vazado e variações em função do intemperismo. Nos óleos de baixa densidade, por exemplo, o efeito químico de toxicidade é predominante, enquanto nos óleos de alta densidade o efeito físico de recobrimento predomina. O intemperismo pode elevar a densidade/viscosidade de um óleo e ao mesmo tempo reduzir sua toxicidade.

Eventuais campanhas de monitoramento deflagradas farão parte da estrutura organizacional de resposta da PETROBRAS e estarão associadas ao PEI e ao PEVO. Medidas de monitoramento e controle serão estabelecidas em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros). De acordo com manual da NOAA (2013) poderão ser monitorados parâmetros visuais, ou ainda parâmetros que visem a avaliação de indicadores físicos, químicos, biológicos e ecológicos. Incluem-se como indicadores de qualidade:

- Parâmetros visuais: determinação da extensão das áreas / linha de costa atingida pelo toque de óleo; descritores de recobrimento pelo óleo no substrato (ex: distribuição contínua; distribuição esparsa; distribuição irregular; traços); descritores visuais de densidade do óleo no substrato (ex: óleo ou mousse grosso >1cm espessura; capa de óleo ou mousse >0,1cm a <1cm; película de óleo <0,1cm; filme transparente ou iridescente); descritores de intemperismo do óleo no substrato (ex: óleo fresco; mousse; bolotas de piche >10cm diâmetro; bolotas de piche <10cm diâmetro; piche/asfalto).
- Parâmetros da Água e Sedimento: granulometria; oxigênio; carbono orgânico total (COT); hidrocarbonetos; pH; salinidade; estrutura e composição da infauna.

- Indicadores e parâmetros ecológicos bentônicos: riqueza; diversidade; equitabilidade; densidade.
- Biomonitoramento: monitoramento populacional e parâmetros químicos em organismos vivos.

Legislação e planos e programas governamentais relacionados ao impacto

- Lei Federal 12.651/2012 Novo Código Florestal • Lei nº 9.966/2000 • Decreto nº 4.136/2002
- Resolução CONAMA nº 398/2008 • Decreto nº 8.127/2013 • Resolução CONAMA nº 472/2015.
- ***Impactos Potenciais Nº 92 e 104***

Apresentação

Interferência com recifes areníticos e concreções lateríticas pelo contato com o óleo diesel vazado.

Descrição sucinta do aspecto ambiental gerador do impacto

Durante as operações de descomissionamento poderá ocorrer médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar devido à ruptura em tanque de óleo diesel da embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima (com possível afundamento da embarcação)

Descrição sucinta do modo como o aspecto interfere no fator ambiental em questão

Durante as operações de descomissionamento, caso ocorra ruptura de tanque de óleo diesel de embarcação de apoio/serviço/rebocador devido a abalroamento/colisão entre embarcações ou com a unidade marítima, ocasionando médio ou grande vazamento de óleo diesel para o mar poderá ocorrer interferência nos recifes areníticos e concreções lateríticas caso as regiões costeiras sejam atingidas.

Descrição das medidas mitigadoras a serem adotadas, incluindo uma avaliação quanto ao seu grau de eficácia

O Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo (PEVO), prevê procedimento de resposta para proteção de áreas vulneráveis, em caso de vazamentos acidentais de óleo. As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha e evitar o toque do combustível em áreas

vulneráveis, conforme PEVO-BC apresentado no processo de licenciamento. Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança, através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta. Medidas de monitoramento e controle serão estabelecidas em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros). Poderão ser monitorados parâmetros visuais, ou ainda parâmetros que visem a avaliação de indicadores físicos, químicos, biológicos e ecológicos, a serem definidos no âmbito da estratégia de resposta a emergência da PETROBRAS por meio do GMA (Grupo de Monitoramento Ambiental, em consonância com o ICS-Code).

Descrição do impacto ambiental

As operações descomissionamento nas quais haverá utilização de embarcações de serviço/apoio, rebocador ou navio aliviador serão realizadas com planejamento prévio e de forma procedimentada, permitindo um adequado controle operacional das atividades, que possuem, naturalmente, riscos quanto a ocorrência de acidentes. Em caso de vazamento, a tendência do óleo é a de migrar para o sobrenadante, permanecendo na camada mais superficial da coluna d'água, formando um filme de óleo sujeito aos processos mais acelerados de intemperização descritos por Lopes et al. (2007).

Não foram realizadas modelagens de dispersão de óleo diesel no mar decorrentes de cenários acidentais de forma a confirmar as probabilidades de toque de óleo na região costeira. Entretanto, considerando que os grandes volumes previstos de serem liberados em decorrência dos acidentes, será considerada a possibilidade de o óleo diesel atingir as regiões costeiras com ocorrência de recifes areníticos e concreções lateríticas, mesmo que a grande volatilidade do diesel e as ações de mitigação, contribuam para evitar que este cenário se concretize.

No Brasil, os arenitos de praia têm grande importância na compartimentação do litoral, definindo uma das características mais importantes do litoral Nordestino, onde tem ampla ocorrência. São também chamados de arenitos de praia ou *beachrocks* e, na região Nordeste do Brasil, recebem o nome de arrecifes. Esta feição morfológica é característica da plataforma continental interna, encontrando-se geralmente paralela à costa. A sua presença constante

nesta região além de servir como substrato para o desenvolvimento de algas e corais, constituem uma efetiva proteção à costa, na medida em que absorvem grande parte da energia das ondas incidentes mesmo estando os arenitos de praia completamente submersos (Barros et al., 2007).

A resposta dos recifes areníticos à presença do óleo irá depender da toxicidade, viscosidade, quantidade e duração do contato, aliado à sensibilidade dos organismos que habitam o ambiente.

As concreções lateríticas estão associadas à Formação Barreiras, ou Grupo Barreiras, que se constitui de sedimentos de origem continental, pouco consolidados, dispostos em estreita faixa ao longo da área costeira no Brasil, desde o Rio de Janeiro até o Pará (Albino, 1999). Estes ambientes possuem característica de sedimento consolidado, de coloração escura (devido à concentração de ferro e alumínio) e superfície erodida formando um ambiente heterogêneo com muitas reentrâncias, fendas e concavidades.

Na área potencialmente afetada pelo óleo em caso de grande ou médio vazamento durante as operações de descomissionamento, os recifes areníticos e concreções lateríticas concentram-se principalmente na região central do estado do Rio de Janeiro (Arraial do Cabo a Maricá).

A fauna e flora associada a estes ambientes são bem diversas, os grupos mais abundantes são os crustáceos e moluscos. Ainda segundo Albino (1999), é possível observar a presença de algas coralinas, conchas e moluscos e briozoários nestes ambientes relacionando a origem destes à fragmentação de incrustações biogênicas sobre as estruturas rochosas.

Diante dos aspectos descritos, este impacto incidirá sobre os recifes areníticos e concreções lateríticas de forma **negativa** e **direta**, pois decorre do contato direto do óleo com estes ambientes, ainda que a probabilidade seja pequena e por uma fração intemperizada e diluída. A abrangência espacial será **supraregional**, pois estará associada à dispersão do óleo, cujos grandes volumes ($> 200 \text{ m}^3$) poderão atingir, na superfície, distâncias superiores a 5 km do ponto de liberação/afloramento, ultrapassando os limites da Bacia de Campos. O impacto terá duração **imediata** pois espera-se que em um período inferior a 5 anos o ambiente tenha se recuperado. Será **temporário** e **reversível**, pois cessará quando todo óleo for totalmente

disperso, diluído ou intemperizado. Caso ocorram acidentes envolvendo grande vazamento de óleo diesel, este impacto sobre os recifes areníticos e concreções lateríticas será **cumulativo** com todos os outros impactos que incidem sobre o fator ambiental, além de **indutor** do impacto de interferências nas atividades de turismo. Considerando que a maior parte do óleo deverá ser intemperizada antes de atingir a região costeira, espera-se que apenas uma pequena proporção do óleo atinja as regiões de recifes areníticos e concreções lateríticas, motivo pelo qual as interferências com os organismos atingidos deverão ocorrer no nível das populações, sem comprometer toda a estrutura da comunidade, levando a magnitude do impacto a ser classificada como **média**. Este fator ambiental refere-se a um ecossistema sujeito principalmente às variações de marés com tendência de represamento em poças, motivo pelo qual a sensibilidade foi considerada **alta**. Desta forma, o impacto teve sua importância registrada como **grande**.

Identificação de parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto

As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha do petróleo vazado em áreas vulneráveis, através da implantação do Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo da Bacia de Campos (PEVO-BC), conforme apresentado no processo de licenciamento. Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança, através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta.

No caso de impactos aos ecossistemas atingidos por vazamento de óleo, não necessariamente deverão ser pré-estabelecidos parâmetros e indicadores já que pode haver diferenças em função da densidade, viscosidade e toxicidade do óleo vazado e variações em função do intemperismo. Nos óleos de baixa densidade, por exemplo, o efeito químico de toxicidade é predominante, enquanto nos óleos de alta densidade o efeito físico de recobrimento predomina. O intemperismo pode elevar a densidade/viscosidade de um óleo e ao mesmo tempo reduzir sua toxicidade.

Eventuais campanhas de monitoramento deflagradas farão parte da estrutura organizacional de resposta da PETROBRAS e estarão associadas ao PEI e ao PEVO.

Medidas de monitoramento e controle serão estabelecidas em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros). De acordo com manual da NOAA (2013) poderão ser monitorados parâmetros visuais, ou ainda parâmetros que visem a avaliação de indicadores físicos, químicos, biológicos e ecológicos. Incluem-se como indicadores de qualidade:

- Parâmetros visuais: determinação da extensão das áreas / linha de costa atingida pelo toque de óleo; descritores de recobrimento pelo óleo no substrato (ex: distribuição contínua; distribuição esparsa; distribuição irregular; traços); descritores visuais de densidade do óleo no substrato (ex: óleo ou mousse grosso >1cm espessura; capa de óleo ou mousse >0,1cm a <1cm; película de óleo <0,1cm; filme transparente ou iridescente); descritores de intemperismo do óleo no substrato (ex: óleo fresco; mousse; bolotas de piche >10cm diâmetro; bolotas de piche <10cm diâmetro; piche/asfalto).
- Parâmetros da Água e Sedimento: granulometria; oxigênio; carbono orgânico total (COT); hidrocarbonetos; pH; salinidade; estrutura e composição da infauna.
- Indicadores e parâmetros ecológicos bentônicos: riqueza; diversidade; equitabilidade; densidade.
- Biomonitoramento: monitoramento populacional e parâmetros químicos em organismos vivos.

Legislação e planos e programas governamentais relacionados ao impacto

- Lei Federal 12.651/2012 Novo Código Florestal • Lei nº 9.966/2000 • Decreto nº 4.136/2002
- Resolução CONAMA nº 398/2008 • Decreto nº 8.127/2013 • Resolução CONAMA nº 472/2015.
- ***Impacto Potencial Nº 72 e 76***

Apresentação

Interferência ou dano sobre cetáceos, quelônios e aves pelo contato com água oleosa desenquadrada.

Descrição sucinta do aspecto ambiental gerador do impacto

Durante as atividades de descomissionamento poderá ocorrer médio vazamento de água oleosa desenquadrada (de 8 a 200 m³ de petróleo em água) decorrente de ruptura do tanque de separação, tanque de carga ou *slops* devido ao abalroamento com embarcação de apoio/serviço ou navio aliviador.

Descrição sucinta do modo como o aspecto interfere no fator ambiental em questão

Durante as operações de descomissionamento, caso ocorra o rompimento de tanque de carga devido a abalroamento com embarcação serviço/apoio, rebocador ou navio aliviador, ocasionando médio vazamento de petróleo para o mar, poderá haver interferência ou dano sobre cetáceos, quelônios ou aves pelo contato direto com o petróleo ou em decorrência das alterações nas características físico-químicas da água do mar.

Descrição das medidas mitigadoras a serem adotadas, incluindo uma avaliação quanto ao seu grau de eficácia

O Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo (PEVO), prevê procedimento de resposta para os casos de vazamentos acidentais de óleo. As medidas mitigadoras visam impedir a dispersão da mancha e evitar o toque do combustível em áreas vulneráveis, conforme PEVO-BC apresentado no processo de licenciamento. Adicionalmente, poderão ser acionados o Plano de Emergência Individual (PEI) da plataforma, o Plano de Resposta a Emergências (PRE) da plataforma, bem como procedimentos de segurança, através do cumprimento de padrões. Essas medidas são de caráter corretivo e têm eficácia alta. Medidas de monitoramento e controle serão estabelecidas em função das características do vazamento (tipo de óleo, grau de toxicidade, distância da costa, ecossistemas impactados, extensão das áreas atingidas, tempo de exposição, ações de limpeza realizadas, época do ano, entre outros). Poderão ser monitorados parâmetros visuais, ou ainda parâmetros que visem a avaliação de indicadores físicos, químicos, biológicos e ecológicos, a serem definidos no âmbito da estratégia de resposta a emergência da PETROBRAS por meio do GMA (Grupo de Monitoramento Ambiental, em consonância com o ICS-Code).

Descrição do impacto ambiental

As operações descomissionamento nas quais são utilizadas embarcações de serviço/apoio, rebocador ou navio aliviador são realizadas com planejamento prévio e de forma procedimentada, permitindo um adequado controle operacional das atividades, que possuem,

naturalmente, riscos quanto a ocorrência de acidentes. Em caso de vazamento, a tendência do óleo é a de permanecer na camada mais superficial da coluna d'água, formando um filme de óleo sujeito aos processos de intemperização descritos por Lopes et al. (2007).

Os cetáceos estão entre os fatores ambientais da comunidade nectônica mais sensíveis. Segundo Franch McCay et al. (2005), na presença de um vazamento, a probabilidade de morte dos cetáceos é baixa. Isto se deve principalmente a sua capacidade de detectar e evitar áreas com óleo (Smulter e Wursig, 1995), a possibilidade de ter longos períodos de apneia e ao fato destas espécies serem nadadores velozes. Ainda assim, os cetáceos estão sujeitos a uma variedade de impactos resultantes dos efeitos do contato físico e químico com os hidrocarbonetos, podendo ocorrer irritações no tegumento e nos olhos, interferências na capacidade natatória, imunodepressão. Podem também sofrer intoxicação provocada pela ingestão de componentes de sua dieta (pequenos crustáceos e peixes) que estejam contaminados (Leighton, 2000). Apesar de apresentarem grande mobilidade, podendo se deslocar para áreas vizinhas e livres do contaminante, em regiões costeiras onde algumas espécies apresentam distribuição mais restrita, como é o caso dos pequenos cetáceos, estes grupos acabam por estarem mais suscetíveis aos derrames de óleo (Lopes et. al., 2007). Os efeitos químicos envolvendo a intoxicação estão ligados à ingestão de óleo pelos animais e à inalação de vapores durante a respiração na superfície, o que pode ocasionar danos aos órgãos internos como fígado e rins, anemia e perturbações reprodutivas (IMO, 1997). Animais atingidos pelo óleo podem também exibir outros efeitos, como hipotermia, dermatites e irritação das mucosas. Animais jovens e imaturos exibem maior sensibilidade ao óleo, podendo haver a transferência de toxinas em animais em fase de lactação. A bioacumulação de hidrocarbonetos pode ocorrer devido à ingestão de alimento contaminado (Lopes et. al., 2007).

Em relação aos quelônios marinhos, tais organismos são considerados podem ser considerados como de grau elevado de vulnerabilidade perante o óleo. Segundo a IPIECA (2000), em regiões oceânicas estes efeitos são de média intensidade, principalmente devido ao contato do óleo com as áreas de alimentação (ilhas oceânicas e recifes de corais) e o hábito destes animais de subir à superfície para respirar, mas podem vir a tomar grande proporção caso afete as áreas costeiras, em especial os indivíduos em período reprodutivo.

As cinco espécies de quelônios marinhos ocorrentes no litoral (*Chelonia mydas*, *Caretta caretta*, *Eretmochelys imbricata*, *Dermochelys coriacea* e *Lepidochelys olivacea*) apresentam registro para área potencialmente afetada pelo vazamento de óleo, sendo que os efeitos poderão ser variados, podendo estar relacionados aos aspectos físicos (recobrimento físico) e químicos (inalação, ingestão, intoxicação). Dentre os impactos do óleo junto aos quelônios marinhos, estão as perturbações, inflamações e infecções na pele e em mucosas, distúrbios no sistemas digestivo, imunológico e nas glândulas de sal, podendo, em casos extremos, ocorrer a morte de indivíduos (Lopes et. al., 2007; IMO, 1997; NOAA, 2002), ainda que em ambientes oceânicos, este último efeito não seja esperado.

Quanto as aves, trata-se de um dos grupos mais vulneráveis a derrames de óleo, assim como aos seus efeitos (IMO, 1997; Leighton, 2000), usualmente associados aos aspectos físicos de recobrimento de suas penas como quanto aos aspectos químicos resultados da intoxicação principalmente por compostos aromáticos e poliaromáticos, resultando em alterações fisiológicas e funcionais de demorada recuperação e reestabelecimento (Balseiro et. al., 2005).

Apesar de apresentarem grande mobilidade, as aves marinhas são especialmente vulneráveis ao óleo devido a formação de uma película de óleo na superfície da água (Haney et al., 2014) e em decorrência da presença do óleo nos sítios de nidificação, descanso e alimentação destes organismos próximos de regiões costeiras ou ilhas oceânicas (Leighton, 1993).

Em relação ao contato físico direto, o efeito mais crítico está relacionado à perda da impermeabilidade das penas (dificultando ou impedindo seu voo), além da ingestão de óleo ou de alimento contaminado. A ingestão de compostos do petróleo ocorre principalmente durante a tentativa de se limpar (Scholz et al, 1992). Em estudo sobre a avaliação de impactos do óleo sobre o meio biótico, French-McCay (2009) ressalta o consenso geral de que as aves marinhas contaminadas por petróleo têm uma taxa de sobrevivência reduzida, diante da grande variedade de impactos gerados pelo óleo, como hipotermia ou hipertermia, ingestão, perturbações pulmonares, intoxicação, perda da capacidade de voo. Perturbações fisiológicas como a desidratação e a exaustão são citadas dentre as principais causas de mortalidade (Balseiro et. al., 2005; Alonso-Alvarez et. al., 2007). Outros impactos citados são a perda da capacidade de isolamento térmico, predisposição ao desenvolvimento de infecções e outras doenças, dificuldade de locomoção e voo, comprometimento de órgãos como fígado, intestino

e glândulas nasais, redução na postura de ovos e insucesso na incubação dos ovos e reprodução (Lopes et. al., 2007; USCG, 1999).

Considerando que as populações de aves marinhas estão distribuídas em extensas áreas oceânicas e costeiras, os efeitos dos acidentes envolvendo vazamento de óleo podem ser relativamente localizados e rapidamente dissipados (Wiens, 1996). Devido à variação natural das populações de aves marinhas, há dificuldade em se determinar o real impacto e abrangência de um único evento de vazamento de óleo sobre esse grupo de organismos. Todavia, existem poucas evidências de que o impacto de vazamentos isolados sobre a avifauna seja de longo prazo (Kingston, 2002).

Especificamente quanto à suscetibilidade do fator ambiental, para as aves oceânicas (pelágicas), toda superfície d'água onde houver ocorrência de óleo, principalmente a partir da plataforma externa e no talude continental (acima da isóbata de 200 m) representa a região suscetível. Por sua vez, para as aves costeiras, que se concentram em ilhas na região nerítica, pode-se inferir que a vulnerabilidade indica as ilhas costeiras do litoral sul/sudeste como as regiões mais suscetíveis para este grupo.

Diante dos efeitos descritos, este impacto incidirá sobre cetáceos, quelônios e aves marinhas de forma **negativa, direta e indireta**, pois decorre do contato direto dos organismos com o óleo, com a água do mar contaminada e pela ingestão de presas também contaminadas pelos hidrocarbonetos. A abrangência espacial será **supraregional**, pois estará associada à dispersão do óleo, cujos volumes poderão atingir, na superfície, distâncias superiores a 5 km do ponto de liberação/afloramento, ultrapassando os limites da Bacia de Campos. O impacto terá duração **imediata**, será **temporário e reversível**, pois cessará quando todo óleo for disperso, diluído, intemperizado ou recolhido pelas ações de emergência. Por ser capaz de ser incorporado por organismos no topo da cadeia trófica marinha e ser afetado pelas alterações nas características físico-químicas da água, espera-se um efeito **cumulativo e induzido**. Como espera-se que tais interferências ocorram no nível das populações atingidas, sem comprometer toda a estrutura da comunidade, a magnitude do impacto foi classificada como **média**. Por outro lado, por serem fatores ambientais que incluem espécies ameaçadas quanto à sua conservação, a sensibilidade foi classificada como **alta**. Desta forma, o impacto teve sua importância registrada como **grande**.

Identificação de parâmetros e/ou indicadores que possam ser utilizados para o monitoramento do impacto

Em função do impacto ser caracterizado como potencial, não são previstas ações específicas de monitoramento. Entretanto, dependendo da extensão do vazamento, poderá ser efetuado um plano de amostragem específico para a situação, com a realização de coletas e análises extras, em consonância com a estratégia de resposta a emergência a qual prevê ações de monitoramento específicos com coletas de material de diferentes matrizes de acordo com a distribuição da pluma, volume vazado e ações de contingência aplicadas. Eventuais campanhas de monitoramento deflagradas farão parte da estrutura organizacional de resposta da PETROBRAS e estarão associadas ao PEI e ao PEVO. Incluem-se como indicadores de qualidade, o registro de aves debilitadas, assim como a avaliação da extensão da mortandade de aves relacionada ao evento, caso ocorra alguma, além dos parâmetros físico-químicos relacionados ao teor de óleos e graxas, HTP e HPA.

Legislação e planos e programas governamentais relacionados ao impacto

- Lei nº 9.966/00 • Decreto nº 4.136/2002 • Resolução CONAMA nº 398/2008 • Decreto nº 8.127/2013 • Resolução CONAMA nº 472/2015 • Instrução Normativa Conjunta IBAMA/ICMBio) nº 2/2011 • Instrução Normativa conjunta IBAMA/ICMBio nº1, de 30/5/2011
- Portaria Normativa N° 43/2011 (ICMBio) • Portaria MMA 444/2014 • Plano de Ação Nacional para Conservação da Toninha • Plano de Ação Nacional para Conservação dos Grandes Cetáceos e Pinípedes • Plano de Ação Nacional para Conservação dos Pequenos Cetáceos
- Plano de Ação Nacional para Conservação das Tartarugas Marinhas.

4 – MEDIDAS MITIGADORAS

Para cada impacto ambiental identificado foram indicadas as medidas associadas, o componente ambiental afetado, a fase do empreendimento em que deverá ser adotada, e o caráter preventivo ou corretivo e sua eficácia.

A operação será desempenhada adotando-se procedimentos e cuidados, dentre os quais se destacam um estudo e planejamento prévio da rota das embarcações envolvidas; a utilização de pessoal com a requerida capacitação técnica para as funções designadas; assim como o

atendimento aos programas de inspeções periódicas e manutenção preventiva e corretiva dos equipamentos utilizados. Caso necessário, tem-se disponível o Plano Individual de Emergência (PEI) da P-33 além do “Plano de Emergência para Vazamento de Óleo da Área Geográfica da Bacia de Campos (PEVO-BC)” e o Plano de Resposta a Emergência (PRE).

As embarcações PLSV e AHTS que poderão operar na realização das atividades de descomissionamento do empreendimento estão inseridas nos Projetos Continuados (Processo IBAMA Nº 02022.001637/11 - Projeto de Controle da Poluição - PCP, Projeto de Comunicação Social - PCS e Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores - PEAT) para Embarcações tipo PLSVs, DSVs, SESVs e AHTSs operando na Bacia de Campos e PPCEX – Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas Invasoras, conduzidos pela Petrobras sob a aprovação do IBAMA.

5 – RESPONSÁVEIS TÉCNICOS

A responsável técnica pela Análise de Perigos Ambientais (APP) e Avaliação de Impactos Ambientais (AIA) está indicada a seguir. O certificado de regularidade do Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental do profissional é apresentado abaixo.

Profissional	Lucia Helena Laureano Bernardi
Área Profissional	Engenharia de Segurança
Registro no Conselho de Classe	CAU 0000944548
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5630856
Assinatura	

Anexo 12

**Plano de Ações para
Prevenção e Controle da
disseminação do Coral-sol
pela Plataforma P-33**

Sumário

1.	Apresentação	2
2.	Objetivo.....	2
3.	Informações gerais sobre a Plataforma P-33	2
4.	Destinação Final da plataforma P-33	4
5.	Detalhamento do Plano.....	5
5.1.	Definição das possíveis destinações da unidade	5
5.2.	Medidas de prevenção e controle de disseminação do coral-sol	7
5.2.1.	Rota a ser estabelecida para o destino.....	8
5.2.2.	Medidas de manejo de coral-sol	10
5.2.2.1.	Na locação	10
5.2.2.2.	Em área abrigada	10
5.2.3.	Projeto de Desenvolvimento Tecnológico	11
6.	Considerações finais	12
7.	Referências bibliográficas.....	13

Plano de Ações para Prevenção e Controle da disseminação do Coral-sol pela Plataforma P-33

1. Apresentação

Este Plano foi elaborado em atendimento à demanda do Parecer Técnico nº453/2021-COPROD/CGMAC/DILIC, o qual solicitou a apresentação de “Plano de Ações para Prevenção e Controle da disseminação do Coral-sol pela plataforma P-33”, referente ao Processo nº 02022.000479/2016-27.

2. Objetivo

Apresentar critérios, procedimentos e ações para a prevenção e controle da disseminação do coral-sol pela plataforma P-33, no âmbito do seu descomissionamento.

3. Informações gerais sobre a Plataforma P-33

A plataforma P-33 é uma unidade flutuante do tipo FPSO - *Floating, Production, Storage and Offloading*, localizada a aproximadamente 105 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, no campo de Marlim, na Bacia de Campos. Sua desmobilização foi iniciada com a parada de produção em julho de 2019 (conforme carta UO-BC 752/2019, encaminhada à ANP) e será concluída com a saída da locação, prevista para janeiro de 2023.

A unidade está instalada em uma lâmina d’água (LDA) de aproximadamente 782 m e o fundo da região é predominantemente lamoso, com ocorrência de formações coralíneas – bancos de coral de águas profundas.

A **Figura 1**, ilustra a plataforma P-33 com seus *risers* e linhas de ancoragem, sobreposta à faciologia.

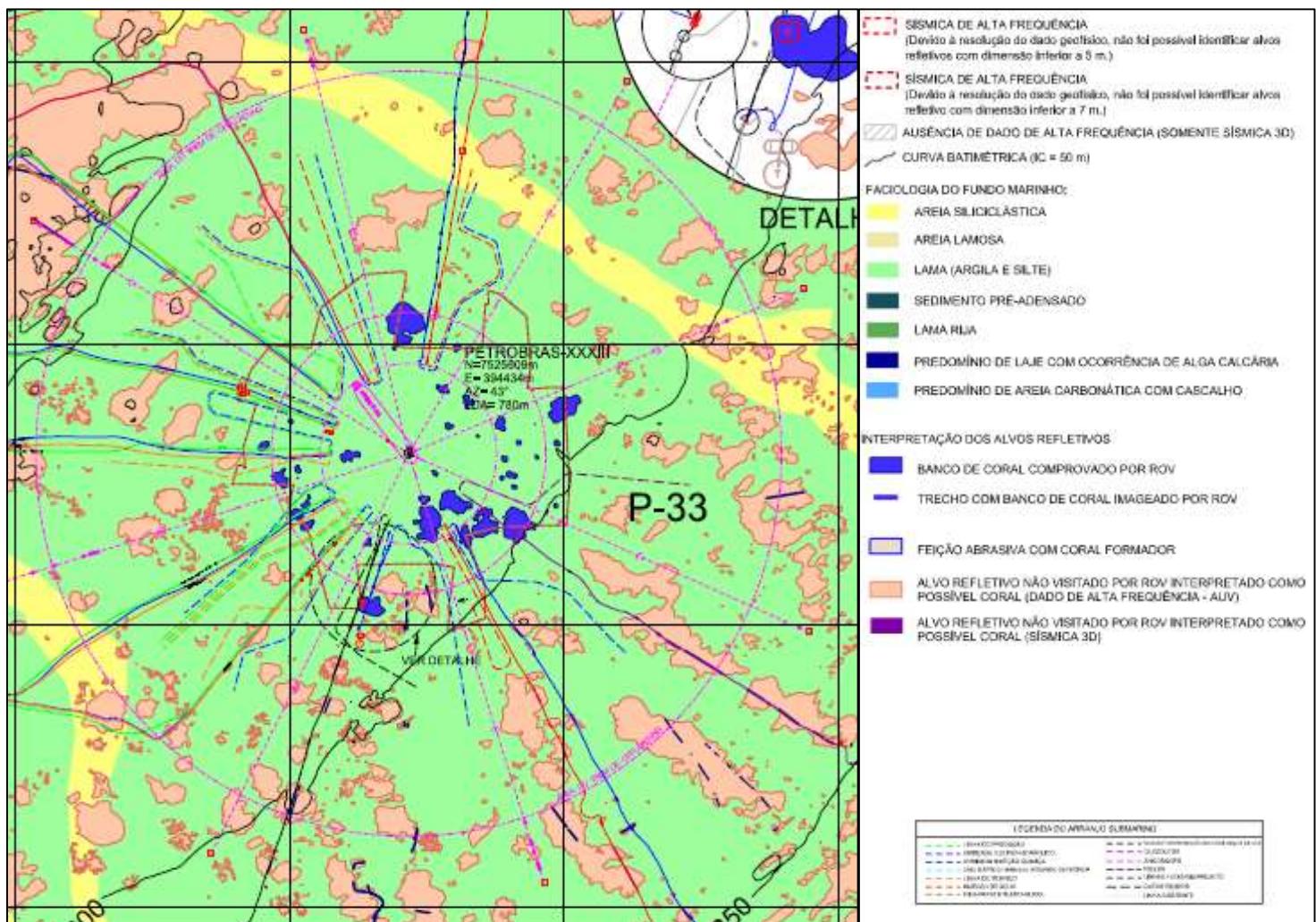


Figura 1: Mapa Faciológico, destacando a região onde está localizada a plataforma P-33, mostrando as fácies AREIA SILICICLÁSTICA (amarelo) e LAMA (ARGILA E SILTE) (verde). Os alvos refletivos (potenciais bancos de corais de águas profundas) estão representados em polígonos rosa e os bancos de coral comprovados (extensos ou trechos ao longo dos dutos) estão representados em polígonos em azul. Nessa figura, as linhas de cor magenta (tracejadas) representam o sistema de ancoragem da plataforma, enquanto as linhas verdes, azuis e vermelhas representam os dutos flexíveis.

O laudo obtido a partir da inspeção de classe realizada em 2016, mostra que a unidade apresenta coral-sol, sendo a densidade de colônias estimada como ALTA (entre 75% - 100% de cobertura), conforme já reportado ao Ibama no Projeto de Descomissionamento - PDI Parcial da plataforma P-33.

4. Destinação Final da plataforma P-33

O Projeto de Descomissionamento da plataforma P-33, conforme PDI submetido à avaliação do Ibama em 13/05/2021 (Recibo Eletrônico de Protocolo - 9948009 - Carta SMS/LCA/LIE&P-FC/LI-DESC 0010/2021), considera como caso base a alienação da unidade na locação, ainda em área *offshore*, e o reboque da embarcação diretamente para águas internacionais, logo após sua des ancoragem.

A Petrobras incluirá no edital de alienação os requisitos para cumprimento da rota a ser seguida conforme apresentado neste plano. Será informado aos licitantes que o casco da plataforma está incrustado com coral-sol. Após finalização do processo de alienação, será informado ao Ibama o nome do novo proprietário e o destino final.

Além das medidas de prevenção e controle de disseminação de coral-sol informadas no PDI da plataforma P-33, apresentado em maio/2021, a Petrobras adotará medidas adicionais no próprio edital de alienação. **Caso o comprador decida trazer a unidade para águas costeiras no Brasil**, o edital estipulará que:

- (i) Deverá obter as autorizações necessárias junto ao(s) órgão(s) ambiental(is) competente(s) e à Marinha do Brasil;
- (ii) Caso requisitado pelos órgãos competentes, o comprador deverá proceder com a limpeza do casco, tão logo a unidade acoste ou fundeie em seu destino na costa brasileira.
- (iii) Será recomendado adotar, minimamente, os mesmos critérios propostos pela Petrobras para navegação até a área costeira.

Foi proposto no PDI da plataforma P-33, em caso de insucesso da alienação na locação, que a Petrobras contingencialmente traga a unidade para a costa. O local de destinação e a rota serão definidos somente após a efetivação da contratação do estaleiro de recebimento. A definição de um estaleiro nacional para recebimento da plataforma P-33, caso o emprego desta alternativa seja necessário, será precedida de uma avaliação criteriosa, considerando os aspectos ambientais e a disponibilidade de recursos, e atender aos requisitos para contratação estabelecidos na legislação aplicável.

Estima-se que o processo de saída da UEP da locação, de acordo com a evolução do cronograma do projeto de descomissionamento, se inicie em janeiro de 2023.

5. Detalhamento do Plano

Com o objetivo de prevenir e controlar a disseminação do coral-sol pela plataforma P-33 durante seu descomissionamento, serão adotadas as medidas detalhadas a seguir.

5.1. Definição das possíveis destinações da unidade

O projeto de descomissionamento da plataforma P-33 avaliou alternativas de destinação do FPSO por meio de uma análise empresarial, que considerou, entre outros, os riscos envolvidos e a infraestrutura logística/portuária disponíveis no Brasil. Como resultado, foi verificado que a saída direta da locação para águas internacionais é a alternativa que oferece a melhor configuração global de riscos, embora todas sejam viáveis do ponto de vista ambiental.

O caso base de destinação da unidade será a alienação do FPSO na locação e reboque diretamente para águas internacionais. No processo de alienação, os licitantes serão informados sobre as condições operacionais e terão acesso aos relatórios de inspeção da unidade, bem como poderão inspecioná-la. Destaca-se que a participação dos licitantes no processo será precedida de declaração de ciência das condições do leilão, bem como da plataforma.

A alternativa de acostamento no Brasil foi avaliada pelo projeto de descomissionamento da plataforma P-33, a fim de:

1. Contingencialmente, aguardar a conclusão de um novo processo de alienação no caso de insucesso do primeiro processo;
2. Realizar acostamento para execução dos serviços de limpeza da planta e tanques (ao invés de realizá-los na locação)¹ e, oportunamente, remoção da bioincrustação do casco; ou
3. Executar o desmantelamento em estaleiro nacional.

Entretanto, somente as alternativas de alienação após acostamento temporário no Brasil (alternativas 1 e 2, acima) e de alienação na locação e envio direto para o exterior (caso

¹ Ressalta-se que, para o caso da plataforma P-33, conforme já descrito no PDI Executivo, os serviços de limpeza da planta e dos tanques ocorreram na locação.

base) permanecem viáveis, enquanto o mercado de desmantelamento nacional avança para se estruturar.

Segundo o PDI da plataforma P-33, o acostamento seria uma medida necessária caso houvesse atraso ou insucesso na alienação, de modo a aguardar a conclusão de um novo processo, mantendo a plataforma em condições seguras, bem como para cessarem os custos, impactos e riscos de sua permanência na locação. Esta alternativa contingencial de acostamento considerou os seguintes locais possíveis:

- (i) Baía de Guanabara;
- (ii) Angra dos Reis;
- (iii) Lagoa dos Patos;
- (iv) Aracruz;
- (v) Açu.

A literatura indica que a distribuição de coral-sol no Brasil é bastante expressiva na região sudeste, ocorrendo nos locais listados acima, exceto:

- Na Baía de Guanabara, onde acredita-se haver algum tipo de limitação de sobrevivência de *Tubastraea spp.*, uma vez que, até o presente momento, não foi registrada sua ocorrência neste local;
- Na Lagoa dos Patos, onde as condições ambientais não favorecem o desenvolvimento do organismo, sendo sua distribuição atual limitada ao sul até a região da Reserva Biológica do Arvoredo (Costa et al., 2014; MMA, 2018).

A **Figura 2**, abaixo, ilustra a ocorrência do coral-sol nos diferentes estados brasileiros, associada aos possíveis locais de acostamento no Brasil.

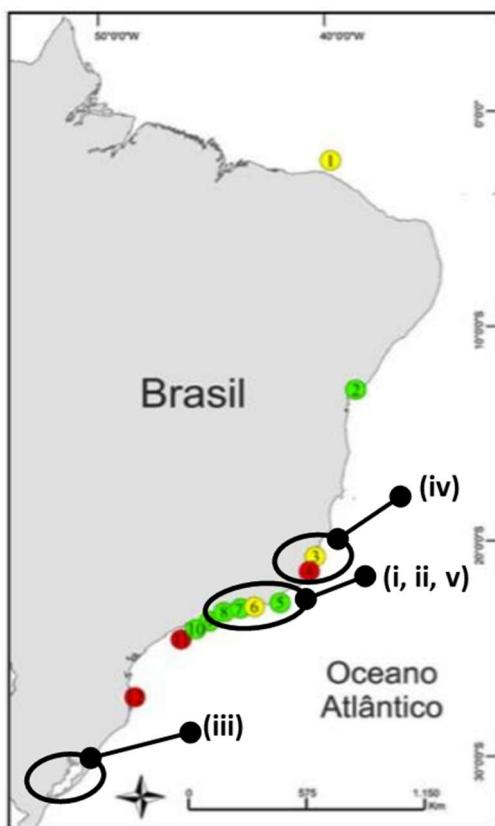


Figura 2: Mapa da ocorrência do coral-sol nos diferentes estados brasileiros e regiões onde há proposta de acostamento da plataforma P-33. Círculos vermelhos: *Tubastraea coccinea*; Círculos amarelos: *T. tagusensis*; Círculos verdes: *T. coccinea* e *T. tagusensis*. 1 - Acaraú (CE); 2 - BTS (BA); 3 - Vitória (ES); 4 - Guarapari (ES); 5 - Região dos Lagos (RJ); 6 - Cagarras (RJ); 7 - Baía de Sepetiba (RJ); 8 - baía da Ilha Grande (RJ); 9 - Ilhabela (SP); 10 - Alcatrizes (SP); 11 - Laje de Santos (SP); 12 - Arvoredo (SC). Fonte: MMA (2018). Regiões i-v listadas no item 5.1 do presente documento, onde há estaleiros considerados no projeto de descomissionamento: (i) Baía de Guanabara, (ii) Angra dos Reis, (iii) Lagoa dos Patos, (iv) Aracruz e (v) Açu.

5.2. Medidas de prevenção e controle de disseminação do coral-sol

O risco de disseminação do coral-sol, por qualquer embarcação, pode ser mitigado empregando-se medidas adequadas de acordo com o local de destino e com a legislação aplicável. Atualmente, a Petrobras executa ações de prevenção e controle por meio do PPCEX-Petrobras Rev. 05, valendo ressaltar que novas adequações serão incorporadas a este documento em atendimento aos Pareceres Técnicos nº 168/2021-COPROD/CGMAC/DILIC e nº 413/2021-COPROD/CGMAC/DILIC.

5.2.1. Rota a ser estabelecida para o destino

O deslocamento da unidade deverá adotar a premissa de segurança da navegação, condição que deve prevalecer, visando evitar acidentes ambientais e riscos à salvaguarda da vida humana. Como parte das medidas mandatórias, serão cumpridas as orientações contidas no item 0213 da NORMAM-08/PDC, inclusive o plano de reboque e demais documentos necessários serão encaminhados à Marinha conforme **item 1.j** do ofício 20-242/DPC-MB-2021.

Considerando o caso base, o edital de alienação apresentará os requisitos para cumprimento da rota a ser seguida conforme apresentado neste plano. Os critérios de sensibilidade ambiental a serem aplicados são:

- Unidades de Conservação e suas zonas de amortecimento;
- Batimetria/temperatura junto ao fundo;
- Faciologia do fundo;
- Proximidade de montes submarinos e ilhas;
- Ocorrência de bancos de algas calcárias;
- Ocorrência de corais de águas rasas;
- Ocorrência de alvos refletivos – indicativo de bancos biogênicos.

Utilizando-se de tais critérios, a rota deverá ser definida de forma a minimizar o risco de disseminação de coral-sol, visando o trajeto de menor distância até a saída de AJB. Adicionalmente, será considerada a identificação de alvos refletivos, que possam indicar possíveis bancos biogênicos não mapeados nos itens anteriores. A rota proposta poderá ser eventualmente ajustada, de acordo com as condições de reboque viáveis para a destinação definida.

Considerando o processo de alienação da unidade diretamente na locação, foi determinado que, tão logo seja concluída a des ancoragem, o novo proprietário terá o compromisso de:

- Transportar a plataforma diretamente da locação atual para águas internacionais (fora dos limites de Águas Jurisdicionais Brasileiras - AJB), considerando que as rotas (Norte e Leste), representadas na **Figura 3**, comecem a partir da localização atual da plataforma P-33 e sigam para fora de AJB pelo trajeto de menor distância

possível, não retornando a AJB, salvo em hipóteses excepcionais aprovadas previamente pelas autoridades competentes;

- Após saída de AJB, a unidade seguirá afastada da costa além das 200 MN. Assim, as rotas Norte e Leste saem de AJB diretamente para sudeste, quando se dividem. As rotas seguirão o trajeto onde a temperatura de fundo é inferior a 12 °C, de acordo com o mapa na **Figura 3**;
- Atender ao plano de reboque e demais documentos, os quais serão apresentados previamente à Autoridade Marítima, em conformidade à NORMAM-08;
- Dar a destinação ambientalmente adequada à unidade, nos termos da legislação aplicável.

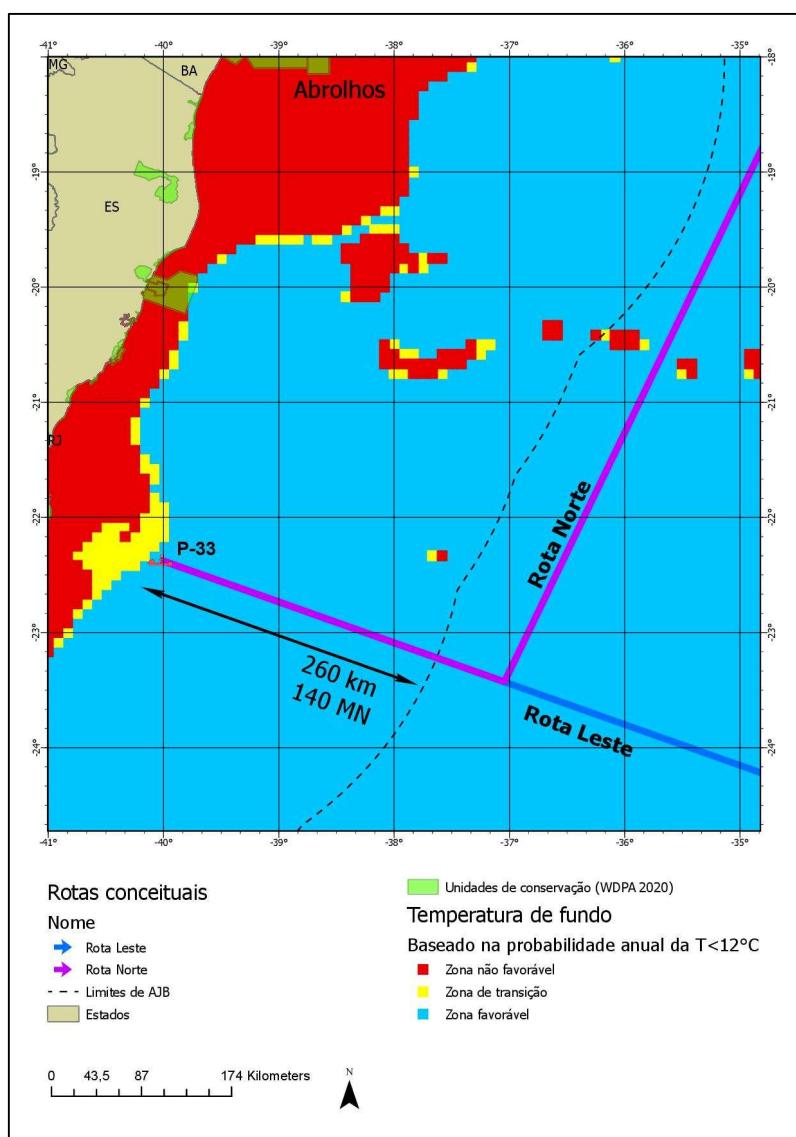


Figura 3 - Mapa de Rotas (Norte e Leste), considerando o trajeto de menor distância possível, iniciando na localização atual da plataforma P-33 e seguindo para fora de AJB.

Complementarmente, será recomendado, por meio do edital de alienação, que os critérios acima sejam minimamente considerados para toda sua extensão, até o destino final.

No caso de envio da plataforma para costa brasileira, cabe ressaltar que a aproximação final aos portos, estaleiros e áreas de fundeio na costa do Brasil, se dará através de canais de acesso já definidos em cartas náuticas pela Autoridade Marítima. Assim, até essas áreas de aproximação, a rota será definida de forma aproximada de acordo com as diretrizes acima, com seu detalhamento sendo articulado no momento de respectiva aprovação.

5.2.2. Medidas de manejo de coral-sol

5.2.2.1. Na locação

Os *risers* de P-33 serão desconectados da plataforma e recolhidos antes de sua des ancoragem. Assim, quando o FPSO se deslocar da locação, apenas o casco terá colônias de coral-sol. Durante o manejo de *risers* e linhas de ancoragem, as colônias desprendidas a bordo das embarcações de serviço serão acondicionadas e destinadas segundo a Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.305/12 – PNRS e respectivo regulamento), de acordo com a proposta de gerenciamento da bioincrustação nestes sistemas, apresentada no PDI da unidade e no PPCEX-Petrobras. Ressaltamos que as operações de *pull out* e des ancoragem para liberação da plataforma ocorrerão em LDA de aproximadamente 780 m, o que não representa riscos à biota de fundo do local, pois as temperaturas esperadas para a região são inferiores aos limites fisiológicos encontrados em literatura para as espécies de coral-sol (conforme visto na **Figura 3**). Assim, caso haja queda de colônias ou fragmentos, estes terão sua atividade reduzida a zero (Saá et al., 2020) e estarão mortos em pouco tempo devido à baixa temperatura local, inferior a 12,5°C (Batista et al., 2017).

5.2.2.2. Em área abrigada

Considerando a alternativa de acostamento no Brasil executado pela Petrobras, será necessária a remoção da bioincrustação do casco, de modo a reduzir a pressão de propágulos de coral-sol e o risco de sua disseminação em ambientes costeiros. A

Petrobras já realizou anteriormente a remoção manual submersa de coral-sol, com a devida contenção e gerenciamento dos resíduos, em situações em que havia viabilidade operacional e logística para a realização desta atividade. A principal limitação deste método é a lentidão do processo de remoção, o que inviabiliza seu ganho de escala, bem como os riscos associados ao mergulho humano, uma vez que a operação é realizada manualmente. Nas regiões apontadas na **Figura 2**, a maior parte das instalações adequadas para receber a plataforma P-33 são estaleiros convencionais, potencialmente adequados para o trabalho necessário de limpeza submersa.

Esta limpeza também poderia ser realizada em diques secos com adequada contenção e gerenciamento dos resíduos, onde, neste caso, os principais benefícios seriam a garantia de um ambiente onde a bioincrustação removida será integralmente contida e a execução sem a necessidade de mergulho humano. No Brasil, até o momento, os dois diques secos com dimensão suficiente para receber a plataforma P-33 encontram-se no Rio Grande do Sul e em Pernambuco, destacando-se, porém, que a ida até Pernambuco não foi considerada no PDI da plataforma P-33. Como principais limitações deste método estão o número limitado de diques secos com dimensão suficiente para comportar um FPSO, além de logística e área para recebimento dos resíduos e rejeitos.

Vale destacar ainda que não há uma definição de áreas prioritárias para remoção de bioincrustação, apesar dessa iniciativa constar do Plano Nacional do Coral Sol do MMA (Objetivo Específico nº 3.7).

5.2.3. Projeto de Desenvolvimento Tecnológico

A Petrobras vem envidando esforços para o desenvolvimento de tecnologias para controle do coral-sol e outras espécies incrustantes das suas instalações. São exemplos da carteira de projetos o desenvolvimento de métodos de:

- **Monitoramento:** Robôs subaquáticos para dispensar o uso de mergulho humano para inspeção;
- **Prevenção:** Testes de dispositivos ultrassom e aplicação de novas tintas anti-incrustantes;

- **Remoção:** Avaliação e experimentação de ferramentas/empresas capazes de remover micro e macro incrustação sem o uso de mergulho humano;
- **Letalidade:** Desenvolvimento de ferramentas e compostos que causem a mortalidade do coral-sol *in situ*.

O PPCEX-Petrobras, a partir de sua Revisão 05, vem apresentando maior detalhamento sobre essas linhas de pesquisa e desenvolvimento.

6. Considerações finais

O presente plano almeja explicitar o processo de definição de alternativas e as ações possíveis com vistas à prevenção e controle da disseminação do coral-sol relativas ao projeto de descomissionamento da plataforma P-33.

A Petrobras analisou a possibilidade de disseminação do coral-sol levantada pelo Ibama e concluiu que a navegação em regiões com temperatura de fundo inferior a 12,5º é considerada segura, já que não seria viável a sobrevivência de larvas que viessem a se desprender. Desta forma, consideramos que o risco estará seguramente mitigado.

O caso base de alienação na locação e saída para águas internacionais tem sido empregado em projetos de descomissionamento da Petrobras bem-sucedidos, a exemplo do que ocorreu nos processos recentes de alienação das plataformas P-12 e P-15.

Entretanto, contingencialmente, a plataforma poderá ser trazida para a costa brasileira pela Petrobras. Neste caso, serão aplicadas as medidas aqui propostas – definição de rota e método de manejo – que também já foram anteriormente empregadas, como por exemplo, no FPSO Cidade de São Vicente, NS-51, SS-73, P-66, P-68 e P-69.

A Petrobras continua atentamente buscando empregar as melhores práticas tendo sempre como guia o respeito à vida, às pessoas e ao meio ambiente, de acordo com sua visão e seus valores.

Nesse sentido, reforçamos as ações da Petrobras em desenvolvimentos tecnológicos para prevenção e controle da disseminação de coral-sol e o apoio a linhas de pesquisa científica por meio de parceria com universidades e institutos de pesquisa.

7. Referências bibliográficas

BATISTA, Daniela et al. Distribution of the invasive orange cup coral *Tubastraea coccinea* Lesson, 1829 in an upwelling area in the South Atlantic Ocean fifteen years after its first record. **Aquatic Invasions**, v. 12, n. 1, 2017.

Costa et al., 2014. Expansion of an invasive coral species over Abrolhos Bank, Southwestern Atlantic. **Marine Pollution Bulletin**, Volume 85, Issue 1, 15, Pages 252-253

PDI da plataforma P-33: Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas Parcial - Escopo Plataforma - FPSO P-33, protocolado no IBAMA em 13/05/2021 (Recibo Eletrônico de Protocolo – 9948009), através da carta SMS/LCA/LIE&P-FC/LI-DESC 0010/2021.

MMA, 2018. PLANO NACIONAL DE PREVENÇÃO, CONTROLE E MONITORAMENTO DO CORAL-SOL (*Tubastraea spp.*) NO BRASIL. 103 pp.

PPCEX rev.5: - Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas Invasoras - Revisão 05 - Agosto de 2021. SEI 10711705.

SAÁ, Antonella C. Almeida et al. Unraveling interactions: do temperature and competition with native species affect the performance of the non-indigenous sun coral *Tubastraea coccinea*? *Coral Reefs*, v. 39, n. 1, p. 99-117, 2020.

Anexo 13

Relatório de Ensaio – Bioincrustação – Classificação de Resíduos: Classe II A



RELATÓRIO DE ENSAIO

INTERESSADO: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
Avenida Republica do Chile, 65 – 23 Andar
CEP: 20031-004 - Rio de Janeiro/RJ

LABORATÓRIO CONTRATADO: Analytical Technology Serviços
Analíticos e Ambientais Ltda.

PROJETO: SMS CORPORATIVO

IDENTIFICAÇÃO AT: LOG nº 17185/2016



Dados referentes ao Projeto

1. Identificação das amostras

ID AT	IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO
103719/2016-1.0	AMOSTRA: BIOINCRUSTAÇÃO COMPOSTA / DATA: 20/07/2016 /HORA:07:00 / MATRIZ: RESÍDUO / PROJETO: SMS CORPORATIVO

2. Custódia das amostras

Data de recebimento de amostra: 27/07/2016

Data de emissão do relatório eletrônico: 11/08/2016

Período de retenção das amostras: até 10 dias após a emissão do relatório (até essa data as amostras estarão disponíveis para devolução e/ou checagem)



3. Resultados de análises

Massa Bruta segundo ABNT NBR 10004:2004

PROJETO: SMS CORPORATIVO					
LOGIN: 103719/2016-1.0		PONTO: BIOINCRUSTAÇÃO COMPOSTA			
MATRIZ: RESÍDUO		DATA: 20/07/2016		HORA: 07:00	

PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
Teor de Sólidos	%	82,6	0,03	-	681
Umidade	%	17,4	---	-	681
pH	-	8,45	-	>2,0;<12,5	504
Inflamabilidade	°C	Não Inflamável	---	60	829
Sulfeto (como H ₂ S)	mg/kg	4,96	0,077	500	837
Cianeto (como HCN)	mg/kg	< 0,030	0,030	250	571

Observações:

L.Q: Limite de Quantificação
Resultados expressos na base seca.

VMP: Valor Máximo Permitido segundo ABNT 10004:2004



Ensaios de Lixiviação segundo ABNT NBR 10005:2004

LOGIN: 103719/2016-2.0	PONTO: BIOINCRUSTAÇÃO COMPOSTA	
pH do extrato lixiviado obtido:	Tempo total de lixiviado:	Volume dos extratos obtidos:
5,33	18 horas	2000 mL

PARÂMETROS INORGÂNICOS					
PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
Arsênio Total	mg/L	< 0,010	0,010	1,0	498
Bário Total	mg/L	0,067	0,010	70,0	498
Cádmio Total	mg/L	< 0,004	0,004	0,5	498
Chumbo Total	mg/L	< 0,009	0,009	1,0	498
Cromo Total	mg/L	< 0,010	0,010	5,0	498
Fluoreto Total	mg/L	1,05	0,150	150	576
Mercúrio Total	mg/L	< 0,0002	0,0002	0,1	495
Prata Total	mg/L	< 0,005	0,005	5	498
Selênio Total	mg/L	< 0,009	0,009	1,0	498

PARÂMETROS ORGÂNICOS					
PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
1,1-Dicloroeteno	mg/L	< 0,0030	0,0030	3,0	670
1,2-Dicloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	1,0	670
1,4-Diclorobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	7,5	483
2,4,5-T	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,2	483
2,4,5-TP	mg/L	< 0,0015	0,0015	1,0	483
2,4,5-Triclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	400	483
2,4,6-Triclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	20,0	483
2,4-D	mg/L	< 0,0015	0,0015	3,0	483
2,4-Dinitrotolueno	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,13	483
Aldrin + Dieldrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,003	485
Benzeno	mg/L	< 0,0030	0,0030	0,5	670
Benzo(a)pireno	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,07	483
Clordano (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,02	485
Cloreto de Vinila	mg/L	< 0,0030	0,0015	0,5	670
Clorobenzeno	mg/L	< 0,0030	0,0030	100	670
Clorofórmio	mg/L	< 0,0030	0,0030	6,0	670
DDT (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,2	485
Endrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,06	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,003	485
Hexaclorobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,1	483
Hexaclorobutadieno	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,5	483
Hexacloroetano	mg/L	< 0,0015	0,0015	3,0	483
Lindano (g-BHC)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,2	485
m,p-Cresol	mg/L	< 0,0015	0,0015	200	483
o-Cresol	mg/L	< 0,0015	0,0015	200	483
Metiletilcetona	mg/L	< 0,0090	0,0090	200	670
Metoxicloro	mg/L	< 0,000030	0,000030	2,0	485
Nitrobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	2,0	483
Pentaclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,9	483
Piridina	mg/L	< 0,0015	0,0015	5,0	483
Tetracloreto de Carbono	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,2	670
Tetracloroeteno	mg/L	< 0,0030	0,0030	4,0	670
Toxafeno	mg/L	< 0,000375	0,000375	0,5	485
Tricloroeteno	mg/L	< 0,0030	0,0030	7,0	670

Observações:

L.Q: Limite de Quantificação

VMP: Valor Máximo Permitido segundo ABNT 10004:2004, anexo F



Ensaios de Solubilização segundo ABNT NBR 10006:2004

LOGIN: 103719/2016-3.0

PONTO: BIOINCRUSTAÇÃO COMPOSTA

pH do extrato Solubilizado obtido: 7,64

PARÂMETROS INORGÂNICOS					
PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
Alumínio Total	mg/L	< 0,030	0,030	0,2	498
Arsênio Total	mg/L	< 0,010	0,010	0,01	498
Bário Total	mg/L	0,143	0,010	0,7	498
Cádmio Total	mg/L	< 0,004	0,004	0,005	498
Chumbo Total	mg/L	< 0,009	0,009	0,01	498
Cianeto	mg/L	< 0,0060	0,0060	0,07	571
Cloreto Total	mg/L	1120,0	0,300	250	499
Cobre Total	mg/L	< 0,009	0,009	2,0	498
Cromo Total	mg/L	< 0,010	0,010	0,05	498
Ferro Total	mg/L	0,210	0,030	0,3	498
Fluoreto Total	mg/L	0,113	0,030	1,5	499
Fenóis Totais	mg/L	0,234	0,009	0,01	626
Manganês Total	mg/L	0,032	0,010	0,1	498
Mercúrio Total	mg/L	< 0,0002	0,0002	0,001	495
Nitrato (como N)	mg/L	0,052	0,015	10,0	499
Prata Total	mg/L	< 0,005	0,005	0,05	498
Selênio Total	mg/L	< 0,009	0,009	0,01	498
Sódio Total	mg/L	18,0	3,00	200	498
Sulfato Total	mg/L	397,0	0,300	250	499
Surfactantes	mg/L	0,398	0,015	0,5	556
Zinco Total	mg/L	< 0,070	0,070	5,0	498

PARÂMETROS ORGÂNICOS					
PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
2,4,5-T	mg/L	< 0,0009	0,0009	0,002	483
2,4,5-TP	mg/L	< 0,0009	0,0009	0,03	483
2,4-D	mg/L	< 0,0009	0,0009	0,03	483
Aldrin + Dieldrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,00003	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,0002	485
DDT (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,002	485
Endrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,0006	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,00003	485
Hexaclorobenzene	mg/L	< 0,0009	0,0009	0,001	483
Lindano (g-BHC)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,002	485
Metoxicloro	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,02	485
Toxafeno	mg/L	< 0,000375	0,000375	0,005	485

Observações:

L.Q: Limite de Quantificação

VMP: Valor Máximo Permitido segundo ABNT 10004:2004, Anexo G

Classificação de resíduos.

Em função dos resultados obtidos, a amostra de resíduo deve ser considerada como Classe II A - Resíduo Não Inerte.

Massa Bruta: De acordo com a VMP - Valores Máximos Permitidos segundo NBR 10004:2004: O(s) parâmetro(s) atende(m) os limites permitidos.

Lixiviado: De acordo com a VMP - Valores máximos permitidos segundo ABNT NBR 10004:2004 - Lixiviado: O(s) parâmetro(s) atende(m) os limites permitidos.

Solubilizado: De acordo com a VMP - Valores máximos permitidos segundo norma ABNT NBR 10004:2004 - Solubilizado: O(s) parâmetro(s) Cloreto Total, Fenóis Totais, Sulfato Total não atende(m) os limites permitidos.



QA/QC – Branco de Análise

PARÂMETROS

PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	QA/QC	Ref.
Fluoreto Total	mg/L	< 0,030	0,030	19401/2016	499
Cloreto Total	mg/L	< 0,030	0,030	19401/2016	499
Nitrato (como N)	mg/L	< 0,015	0,015	19401/2016	499
Sulfato Total	mg/L	< 0,030	0,030	19401/2016	499
Cianeto (como HCN)	mg/kg	< 0,025	0,025	19460/2016	571
Cianeto	mg/L	< 0,0060	0,0060	19621/2016	571
Fluoreto Total	mg/L	< 0,150	0,150	19450/2016	576
Fenóis Totais	mg/L	< 0,009	0,009	19726/2016	870
Mercúrio Total	mg/L	< 0,0002	0,0002	19473/2016	495
Mercúrio Total	mg/L	< 0,0002	0,0002	19469/2016	495
Alumínio Total	mg/L	< 0,030	0,030	19467/2016	498
Arsênio Total	mg/L	< 0,010	0,010	19467/2016	498
Bário Total	mg/L	< 0,010	0,010	19467/2016	498
Cádmio Total	mg/L	< 0,004	0,004	19467/2016	498
Chumbo Total	mg/L	< 0,009	0,009	19467/2016	498
Cobre Total	mg/L	< 0,009	0,009	19467/2016	498
Cromo Total	mg/L	< 0,010	0,010	19467/2016	498
Ferro Total	mg/L	< 0,030	0,030	19467/2016	498
Manganês Total	mg/L	< 0,010	0,010	19467/2016	498
Prata Total	mg/L	< 0,004	0,004	19467/2016	498
Selênio Total	mg/L	< 0,009	0,009	19467/2016	498
Sódio Total	mg/L	< 0,030	0,030	19467/2016	498
Zinco Total	mg/L	< 0,070	0,070	19467/2016	498
Arsênio Total	mg/L	< 0,010	0,010	19472/2016	498
Bário Total	mg/L	< 0,010	0,010	19472/2016	498
Cádmio Total	mg/L	< 0,004	0,004	19472/2016	498
Chumbo Total	mg/L	< 0,009	0,009	19472/2016	498
Cromo Total	mg/L	< 0,010	0,010	19472/2016	498
Prata Total	mg/L	< 0,005	0,005	19472/2016	498
Selênio Total	mg/L	< 0,009	0,009	19472/2016	498
Aldrin + Dieldrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
DDT (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Endrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Lindano (g-BHC)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Metoxicloro	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Toxafeno	mg/L	< 0,000375	0,000375	18963/2016	485
Aldrin + Dieldrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
DDT (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Endrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Lindano (g-BHC)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Metoxicloro	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Toxafeno	mg/L	< 0,000375	0,000375	18964/2016	485
Sulfeto (como H2S)	mg/kg	< 0,064	0,064	19137/2016	837
Surfactantes	mg/L	< 0,015	0,015	19265/2016	556
2,4,5-T	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4,5-TP	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
m,p-Cresol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
o-Cresol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4-D	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
1,4-Diclorobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4,5-Triclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4,6-Triclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4-Dinitrotolueno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Benzo(a)pireno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Hexaclorobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Hexaclorobutadieno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Hexacloroetano	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Nitrobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Pentaclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Piridina	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4,5-T	mg/L	< 0,0009	0,0009	19295/2016	483
2,4,5-TP	mg/L	< 0,0009	0,0009	19295/2016	483
2,4-D	mg/L	< 0,0009	0,0009	19295/2016	483
Hexaclorobenzeno	mg/L	< 0,0009	0,0009	19295/2016	483



Analytical
Technology®

Rua Bittencourt Sampaio, 105 - V. Mariana 04126-060 São Paulo SP Tel. 11 5904 8800 Fax. 11 5904 8801
www.analyticaltechnology.com.br



CRL 0212

1,1-Dicloroeteno	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
1,2-Dicloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Metiletilcetona	mg/L	< 0,0090	0,0090	18749/2016	670
Benzeno	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Cloreto de Vinila	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Clorobenzeno	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Clorofórmio	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Tetracloreto de Carbono	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Tetracloroeteno	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Tricloroeteno	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670

Observações:

L.Q: Limite de Quantificação

QA/QC – Spike

PARÂMETROS	UNIDADE	CONCENTRAÇÃO OBTIDA	CONCENTRAÇÃO TEÓRICA	RECUPERAÇÃO (%)	CRITÉRIO ACEITAÇÃO (%)	QA/QC	Ref.
Fluoreto Total	mg/L	1,03	1,00	102,9	75-125	19401/2016	499
Cloreto Total	mg/L	0,982	1,00	98,2	75-125	19401/2016	499
Nitrato (como N)	mg/L	0,236	0,226	104,5	75-125	19401/2016	499
Sulfato Total	mg/L	0,981	1,00	98,1	75-125	19401/2016	499
Cianeto (como HCN)	mg/kg	0,042	0,050	84,0	75-125	19460/2016	571
Cianeto	mg/L	0,046	0,050	92,0	75-125	19621/2016	571
Fluoreto Total	mg/L	0,935	1,00	93,5	75-125	19450/2016	576
Fenóis Totais	mg/L	0,213	0,200	106,5	75-125	19726/2016	626
Mercúrio Total	mg/L	0,0018	0,0020	90,0	75-125	19473/2016	495
Mercúrio Total	mg/L	0,0018	0,0020	90,0	75-125	19469/2016	495
Alumínio Total	mg/L	1,03	1,00	102,6	75-125	19467/2016	498
Arsênio Total	mg/L	0,11	0,100	108,7	75-125	19467/2016	498
Bário Total	mg/L	1,20	1,00	119,8	75-125	19467/2016	498
Cádmio Total	mg/L	1,06	1,00	105,7	75-125	19467/2016	498
Chumbo Total	mg/L	1,13	1,00	112,6	75-125	19467/2016	498
Cobre Total	mg/L	1,03	1,00	102,8	75-125	19467/2016	498
Cromo Total	mg/L	1,03	1,00	102,7	75-125	19467/2016	498
Ferro Total	mg/L	1,24	1,00	124,2	75-125	19467/2016	498
Manganês Total	mg/L	0,95	1,00	94,6	75-125	19467/2016	498
Prata Total	mg/L	0,47	0,500	93,3	75-125	19467/2016	498
Selênio Total	mg/L	0,10	0,100	102,1	75-125	19467/2016	498
Sódio Total	mg/L	1,14	1,00	114,0	75-125	19467/2016	498
Zinco Total	mg/L	1,11	1,00	110,6	75-125	19467/2016	498
Arsênio Total	mg/L	0,109	0,100	109,4	75-125	19472/2016	498
Bário Total	mg/L	1,22	1,00	121,6	75-125	19472/2016	498
Cádmio Total	mg/L	1,07	1,00	107,1	75-125	19472/2016	498
Chumbo Total	mg/L	1,14	1,00	114,1	75-125	19472/2016	498
Cromo Total	mg/L	1,03	1,00	102,9	75-125	19472/2016	498
Prata Total	mg/L	0,470	0,500	93,9	75-125	19472/2016	498
Selênio Total	mg/L	0,104	0,100	103,9	75-125	19472/2016	498
Aldrin + Dieldrin	mg/L	0,021881	0,040000	54,7	40-95	18963/2016	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	0,021137	0,040000	52,8	40-95	18963/2016	485
DDT (Isômeros)	mg/L	0,032578	0,060000	54,3	40-95	18963/2016	485
Endrin	mg/L	0,011328	0,020000	56,6	40-95	18963/2016	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	0,022548	0,040000	56,4	40-95	18963/2016	485
Lindano (g-BHC)	mg/L	0,012445	0,020000	62,2	40-95	18963/2016	485
Metoxicloro	mg/L	0,012417	0,020000	62,1	40-95	18963/2016	485
Toxafeno	mg/L	0,416	0,800	52,0	40-95	18963/2016	485
Aldrin + Dieldrin	mg/L	0,029502	0,040000	73,8	40-95	18964/2016	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	0,025963	0,040000	64,9	40-95	18964/2016	485
DDT (Isômeros)	mg/L	0,035854	0,060000	59,8	40-95	18964/2016	485
Endrin	mg/L	0,013653	0,040000	68,3	40-95	18964/2016	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	0,025258	0,020000	63,1	40-95	18964/2016	485
Lindano (g-BHC)	mg/L	0,011054	0,020000	55,3	40-95	18964/2016	485
Metoxicloro	mg/L	0,013028	0,020000	65,1	40-95	18964/2016	485
Toxafeno	mg/L	0,423	0,800	52,9	40-95	18964/2016	485
pH	-	7,01	7,00	100,1	75-125	19822/2016	504
Sulfeto (como H2S)	mg/kg	1,96	2,00	98,0	75-125	19137/2016	837
Surfactantes	mg/L	0,540	0,500	108,0	75-125	19265/2016	556
Pentaclorofenol	mg/L	0,005	0,005	90,9	25-125	19294/2016	483
2,4-Dinitrotolueno	mg/L	0,005	0,005	96,9	25-125	19294/2016	483
Pentaclorofenol	mg/L	0,004	0,005	82,9	25-125	19295/2016	483
2,4-Dinitrotolueno	mg/L	0,006	0,005	120,0	25-125	19295/2016	483
1,1-Dicloroeteno	mg/L	0,036	0,050	73,0	70-130	18749/2016	670
Benzeno	mg/L	0,051	0,050	101,5	70-130	18749/2016	670
Clorobenzeno	mg/L	0,043	0,050	85,7	70-130	18749/2016	670
Tricloroeteno	mg/L	0,038	0,050	75,2	70-130	18749/2016	670



Métodos e Datas dos ensaios

Ref.	Referência Externa	Referência Interna	Data do Preparo	Data da Análise	QA/QC
483	USEPA 8270D:2007	POPLOR041	03/08/2016	10/08/2016	19295/2016
483	USEPA 8270D:2007	POPLOR015	03/08/2016	10/08/2016	19294/2016
485	USEPA 8081B:2007	POPLOR018	03/08/2016	08/08/2016	18964/2016
485	USEPA 8081B:2007	POPLOR018	03/08/2016	08/08/2016	18963/2016
495	USEPA 7473:2007	POPLIN026	05/08/2016	05/08/2016	19469/2016
495	USEPA 7473:2007	POPLIN026	05/08/2016	05/08/2016	19473/2016
498	USEPA 6010C:2007	POPLIN002	05/08/2016	05/08/2016	19467/2016
498	USEPA 6010C:2007	POPLIN002	05/08/2016	05/08/2016	19472/2016
499	USEPA 9056A:2007	POPLIN023.	04/08/2016	04/08/2016	19401/2016
504	USEPA 9040C:2004	POPLAB010	11/08/2016	11/08/2016	19822/2016
556	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 5540C	POPLIN046	03/08/2016	03/08/2016	19265/2016
571	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 4500CN- E	POPLIN024	03/08/2016	03/08/2016	19621/2016
571	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 4500CN- E	POPLIN024	01/08/2016	01/08/2016	19460/2016
576	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 4500F-C	POPLIN025	05/08/2016	05/08/2016	19450/2016
626	SM - 22nd Ed. 2012 - 5530D	POPLIN027	08/08/2016	08/08/2016	19726/2016
670	USEPA 8260C:2006	POPLOR013	04/08/2016	04/08/2016	18749/2016
681	USEPA 3550C:2007	POPLAB008	03/08/2016	03/08/2016	0/0
829	NBR 10004:2004	POPGE0011	10/08/2016	10/08/2016	0/0
837	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 4500. S2-H	POPLIN039	27/07/2016	27/07/2016	19137/2016



4. Referências Externas

- ABNT NBR 10004: 2004 - Classificação de Resíduos Sólidos
- ABNT NBR 10005: 2004 - Ensaio de Lixiviação
- ABNT NBR 10006: 2004 - Ensaio de Solubilização
- Standard Methods of Water and Wastewater – 21^a Edição.
- USEPA SW 846

5. Responsabilidade técnica

Ana Paula Ahualli

CRQ 4^a Região nº 04121814

6. Informações Adicionais

- Procedimento e plano de amostragem foram definidos pelo cliente de acordo com o Projeto: SMS CORPORATIVO
- Os resultados aqui apresentados referem-se exclusivamente às amostras enviadas pelo interessado, sendo que a amostragem não é de responsabilidade deste laboratório.
- O relatório de ensaio só deve ser reproduzido por completo. A reprodução parcial requer aprovação por escrita deste laboratório.
- Este relatório atende aos requisitos de acreditação da CGCRE que avaliou a competência do laboratório.
- As referências internas foram baseadas e validadas a partir das referências externas.

7. Anexos

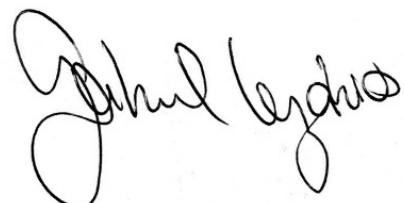
- ✓ Cadeia de Custódia e Check List.

8. Aprovação do relatório

Relatório aprovado segundo especificações comerciais e técnicas com base nos procedimentos do Sistema da Qualidade Analytical Technology e referências externas.

A validade jurídica dessa assinatura está embasada na medida provisória 2.200-2, de 24 de Agosto de 2001, a qual estabelece a autenticidade e a integridade do documento eletrônico com o uso do Certificado Digital.

Para verificar autenticidade deste documento acesse www.anatech.com.br; Código de autenticidade: **57922c8c03db406a904d8e067c07897a**



Gabriel Cezario
CRQ 4^a Região nº 04163036
Analista Químico(a)
Responsável pela análise crítica e emissão do relatório.

Anexo 14

**Proposta de Projeto de
Monitoramento Pós-
Descomissionamento para a
Plataforma P-33**

Projeto de Monitoramento Pós Descomissionamento FPSO P-33

Volume I
Revisão 00
Março/2022

SUMÁRIO

I.	INTRODUÇÃO	2
II.	OBJETIVO	4
III.	PROJETOS QUE COMPÕE PMPD DA P-33	4
III.1.	PIDI P-33 – Projeto para avaliação dos impactos diretos e imediatos do Pull out e recolhimento de risers e sistemas de ancoragem.....	4
III.1.1	Critérios para seleção dos bancos (válido para área de Marlim e Voador)	5
III.1.2	Seleção de bancos P-33	9
III.1.3	Objetivos, metas e indicadores	12
III.1.4	Metodologia	13
III.1.5	Relatório de análise de dados.....	14
III.1.6	Cronograma	15
III.2	PQS P-33 - Projeto para avaliação da qualidade de sedimentos	16
III.2.1	Objetivo	16
III.2.2	Objetivos específicos	16
III.2.3	Estratégia amostral	16
III.2.4	Frequência	19
III.2.5	Parâmetros	20
III.2.6	Metodologia de campo.....	20
III.2.7	Metodologia de Laboratório	21
III.2.8	Análise Estatística dos dados	24
III.2.9	Acompanhamento e avaliação	24
III.2.10	Cronograma	24
IV.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	26
V.	RESPONSÁVEIS TÉCNICOS	27

I. INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta a proposta do Projeto de Monitoramento Pós Descomissionamento (PMPD) do FPSO P-33. Foi considerada a sensibilidade do Campo de Marlim e Voador, caracterizada pela existência da maior concentração e distribuição de bancos de corais profundos da Bacia de Campos, a avaliação da recuperação do ambiente cessada a atividade de produção e a necessidade de um monitoramento ambiental associado às atividades de descomissionamento.

O descomissionamento do FPSO P-33 se insere no contexto do Projeto de Revitalização do Campo de Marlim-Voador, que prevê a instalação de duas plataformas (do tipo FPSO - *Floating, Production, Storage and Offloading*) em substituição às unidades que atualmente constituem o Sistema de Produção do Campo de Marlim, Voador e Viola: P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, -33, P-35, P-37 e P-47. Ressalta-se que a Plataforma P-27, cujo sistema submarino também compõe o sistema de produção dos campos, saiu da sua locação desde 2014 e teve seu PMPD executado e apresentado. Considerando a sensibilidade do campo e o número de atividades de recolhimento e instalação que serão desenvolvidas na área, será proposta a implementação de projetos de monitoramento integrados no intitulado Programa INTEGRA-MARLIM, com previsão de protocolo em 31 de março de 2022.

Resumidamente, o Programa INTEGRA-MARLIM contemplará a execução de quatro projetos na área de Marlime Voador:

a) **PMAR-BC-Corais (Projeto de Avaliação Regional da Interferência Direta dos Sistemas Submarinos da Petrobras sobre os Ecossistemas de Corais de Águas Profundas¹)**: O projeto já está em implementação e foi modificado para incorporar um novo objetivo relacionado à avaliação de longo termo e com caráter amostral do impacto gerado pela retirada de linhas dos atuais sistemas submarinos na área de Marlim e Voador;

b) **PIDI** (Projeto de Avaliação do Impacto Direto e Imediato) → consiste na avaliação dos impactos diretos e imediatos causados aos bancos de corais em decorrência do *pull out* e recolhimento de *risers* e sistema de ancoragem²;

c) **SIS-CAP** (Sistema de Vigilância dos Corais Profundos de Marlim-Voador) → visa a instalação de um sistema de aquisição de dados *in situ* a partir da instalação

¹ Item IV.3.3 do Programa PMAR-BC (Processo IBAMA N° 02022.000490/10).

² A proposta de destinação final para o sistema de ancoragem da P-33 apresentada no PDI executivo completo é o recolhimento parcial dos componentes da linha de ancoragem (amarras de topo e cabos de aço), com a permanência *in situ* das amarras de fundo e estacas.

de uma rede de observatórios submarinos (*landers*) fixos e móveis, além de incorporar técnicas moleculares para avaliação de impacto e caracterização ambiental; e

d) **PQS-Marlim** (Projeto para Avaliação da Qualidade do Sedimento em Marlim) → este projeto avaliará, para cada plataforma a ser descomissionada, a qualidade do sedimento após o seu deslocamento da locação.

Em cada processo de descomissionamento no Campo de Marlim-Voador, haverá um PMPD que apontará para o Programa INTEGRA-MARLIM e, eventualmente, para outros projetos ou atividades específicas. No caso do FPSO P-33, o Programa INTEGRA-MARLIM endereçará todos os projetos que comporão a proposta do seu PMPD. Todos os projetos do Programa INTEGRA-MARLIM (PMAR-BC Corais, PIDI, SIS-CAP e PQS-Marlim) contemplarão atividades no entorno da locação atualmente ocupada pela unidade.

O **PMAR-BC Corais** selecionou bancos que serão monitorados antes e depois do recolhimento de *flowlines* conforme proposta de destinação indicada neste PDI.

O **PIDI** avalia impactos diretos e imediatos causados a bancos selecionados pelo *pull out* e recolhimento de *risers* e amarras. A estratégia utilizada para a seleção de bancos que serão monitorados antes e depois do recolhimento será descrita no Programa INTEGRA-MARLIM e a escolha dos bancos incorporados no PIDI do FPSO P-33 serviu como piloto para o desenvolvimento dessa estratégia. O **Item III.1** deste documento detalha a proposta do Projeto PIDI para o PMPD do FPSO P-33.

Analogamente, o **PQS-Marlim**, incorporado no Programa INTEGRA-MARLIM, detalha a metodologia utilizada para proposição das estações de coleta de sedimento para todas as unidades de Marlim-Voador. O **Item III.2** apresenta um breve resumo do método que será apresentado de forma consolidada no Programa INTEGRA-MARLIM e reproduz a proposta de avaliação da qualidade de sedimento no entorno do FPSO P-33.

Finalmente, o **SIS-CAP** permitirá montar uma rede de observação dos impactos das atividades sobre os corais em todo o campo, representando também a área ocupada pela P-33. Maior detalhamento sobre o projeto será encaminhada juntamente com a proposta do Programa INTEGRA-MARLIM.

Em resumo, o **PMPD do FPSO P-33** será atendido pela implementação do Programa INTEGRA-MARLIM, que será protocolado em breve, sendo que, neste documento serão detalhados os projetos com atividades vinculadas especificamente com o descomissionamento do FPSO P-33 (**PIDI P-33** e **PQS P-33**) e que serão executados no seu entorno.

II. OBJETIVO

Avaliar a alteração do ambiente e sua recuperação, após cessadas as atividades definidas para o descomissionamento do FPSO P-33, bem como avaliar a efetividade das medidas de gestão dos impactos.

III. PROJETOS QUE COMPÕE PMPD DA P-33

Dois projetos serão descritos ao longo do documento: PIDI da P-33 (item III.1) e o PQS da P-33 (Item III.2).

III.1. PIDI P-33 – Projeto para avaliação dos impactos diretos e imediatos do Pull out e recolhimento de *risers* e sistemas de ancoragem

O **Projeto para Avaliação dos Impactos Diretos e Imediatos** do *pull out* e recolhimento de *risers* e sistema de ancoragem¹, doravante denominado **PIDI**, será apresentado para todas as unidades dos Campos de Marlim e Voador que apresentam interferência com bancos de corais profundos. Todos os PIDIs apresentam a mesma estrutura, objetivo, metodologia de seleção de bancos de corais e metodologia de avaliação com ROV.

Neste PMPD do FPSO P-33 é apresentada a estratégia geral para seleção de bancos, seguido dos itens que detalham sua implementação para P-33.

O recolhimento de *risers* e sistema de ancoragem (amarras de topo e cabos de aço) corresponde à primeira etapa dos processos de descomissionamento, viabilizando a retirada das UEPs da locação. Ainda que a movimentação de *risers* durante o *pull out*, desconexão do CRF (conexão *riser-flow*) e recolhimento da linha e, analogamente, a desancoragem e recolhimento de amarras de topo e cabos de aço, sejam atividades cujos aspectos operacionais são relativamente controlados quanto aos movimentos verticais e laterais durante o içamento, os bancos de corais afetados pelas operações de instalação ou movimentação na região do TDP (*touch down point*) poderão ser novamente impactados pelo contato durante as movimentações necessárias para as atividades de recolhimento.

Bryant et al. (1998) e Ferrigno et al. (2016) descreveram os impactos esperados durante as operações de *pull out* e recolhimento dos *risers*, bem como durante a desancoragem de plataformas, que incluem a fragmentação de parte das colônias ou até mesmo o esmagamento de parte da formação coralínea, com efeito localizado.

O **PIDI** avaliará o impacto físico das atividades de *pull out* e recolhimento de *risers* e sistema de ancoragem sobre bancos de corais de profundidade, selecionados a partir de critérios que consideram as características dos bancos

afetados e das linhas propriamente ditas. Esta avaliação será feita a partir da análise de imagens geradas *in situ* antes e depois do recolhimento.

III.1.1 Critérios para seleção dos bancos (válido para área de Marlim e Voador)

As unidades a serem descomissionadas estão localizados em áreas com diferentes distribuições de alvos refletivos (principal indicador de existência de bancos de corais profundos). As linhas e amarras que serão recolhidas, por sua vez, podem gerar diferenciação dos impactos esperados sobre os bancos. Por este motivo, a proposição dos critérios para a seleção dos bancos a serem monitorados baseou-se no estabelecimento de categorias determinadas pelo cruzamento entre **tipo de banco × tipo de linha**.

Nos locais de interferência entre estruturas submarinas e alvos refletivos no Campo de Marlim e Voador já foram realizados alguns levantamentos e caracterizações, conforme apresentados na Caracterização Ambiental dos Bancos de Corais no âmbito do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador (PETROBRAS/CONTROL AMBIENTAL, 2019). Esse projeto permitiu avaliar de forma amostral, em várias regiões do Campo de Marlim e Voador, que os alvos refletivos desta região são majoritariamente bancos de corais de águas profundas.

A partir dessa observação, foi desenvolvida uma metodologia baseada em dados indiretos (levantamentos geofísicos), classificando todos os alvos refletivos do Campo de Marlim e Voador função da área total do alvo, neste Campo considerados todos como bancos (m^2) e da fração potencialmente impactada por instalações submarinas (%) a partir do cruzamento geoespacial destas com os alvos refletivos. Tomando como linha divisória entre grupos a mediana estatística (gerada em todos os alvos afetados por instalações submarinas em Marlim e Voador), foram definidos 4 quadrantes (Q1 a Q4), exemplificados na Figura III.1.1-1.

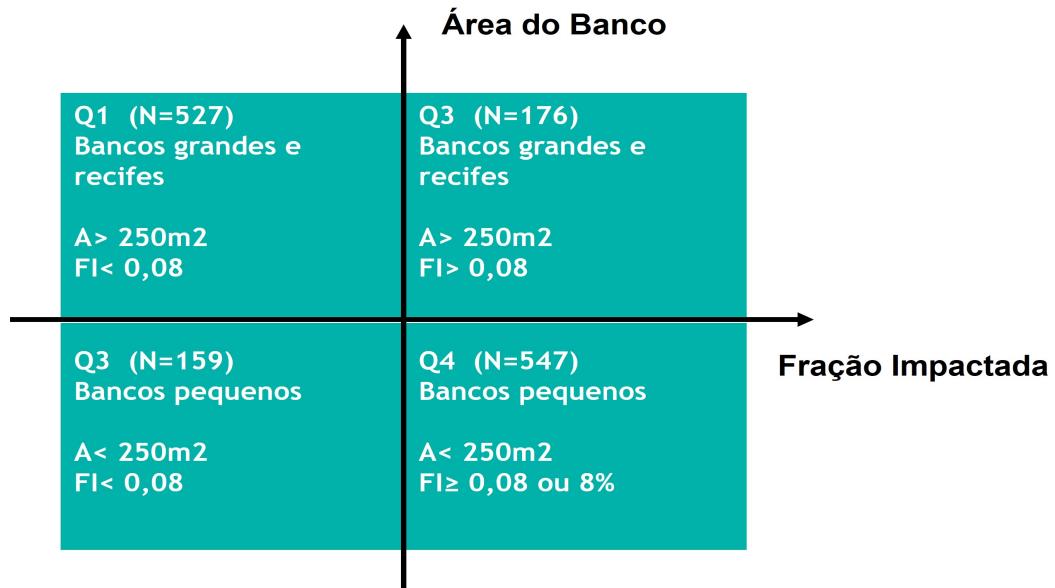


Figura III.1.1-1 – Agrupamentos dos alvos impactados nos Campos de Marlim e Voador. Cada quadrante traz o número que o identifica (Q1 até Q4), juntamente com a descrição sucinta dos bancos que o compõem, os atributos utilizados para agrupamento (A = área do banco, FI =fração impactada) e o número de elementos avaliados nesta análise (N).

Essa informação de quadrante, que considera tanto o **tamanho do banco**, como **área potencialmente impactada**, é o critério proposto para formação de grupos a partir das características dos bancos, resultando em **4 grupos (Q1, Q2, Q3 e Q4)**. Nesta divisão os quadrantes cujos representantes abrigam os maiores bancos (Q1 e Q2), também abrigam os recifes de coral, bancos com altura maior que 1 m e importância particular devido à tridimensionalidade do habitat.

O critério proposto para classificação das linhas e amarras considerou a **dimensão da estrutura** e o **grau de movimentação durante o recolhimento**. É possível separar o recolhimento das amarras de topo e cabos de aço do recolhimento dos dutos e umbilicais (linhas), pois envolvem operações completamente diferentes. O manuseio (recolhimento) das linhas será realizado através do método singelo, no qual uma linha é manuseada por vez. O manuseio é realizado de forma lenta e controlada, por meio dos tensionadores da embarcação *Pipe Laying Support Vessel* (PLSV), e o ponto de contato da linha flexível com o solo será acompanhado com auxílio de ROV da própria embarcação PLSV durante o recolhimento. Já no caso de recolhimento do sistema de ancoragem são usadas embarcações do tipo AHTS (*Anchor Handling, Tug & Supply*) que são equipadas com garateias, guinchos, rolo de popa, *sharkjaws*, etc. Adicionalmente, as linhas apresentam dimensões bastante variadas, com diâmetros internos pequenos, da ordem de 2", e massa linear de 10 kg/m para os umbilicais, chegando a mais de 9" e

massa linear superior a 250 kg/m) para os oleodutos. Portanto, tem-se como parâmetro de distinção das linhas sua dimensão, que pode ser definida pelo diâmetro da linha, e que ainda guarda correlação direta com a massa linear.

A distribuição de massa linear das linhas de Marlim e Voador pode ser vista na Figura III.1.1-2, a seguir:

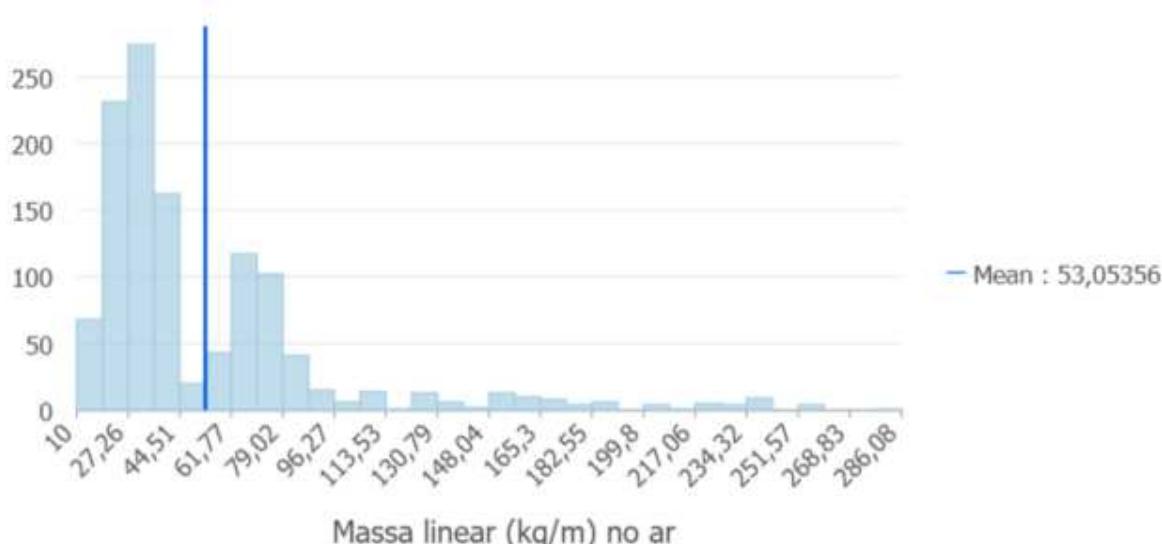


Figura III.1.1-2 – Distribuição do número de linhas por massa linear ao longo dos sistemas atualmente instalados nos Campos de Marlim e Voador.

Observa-se, a partir da Figura III.1.1-2 que a distribuição da massa linear é bimodal, ou seja, pode ser representada por dois conjuntos de dados: linhas mais pesadas que a média (de 53 kg/m) e linhas mais leves.

Adicionalmente, depreende-se na Figura III.1.1-3, que apresenta a distribuição da massa linear das linhas com relação aos tipos, que as linhas mais pesadas compreendem todos os O³, GA, IPU, ISU, TP e alguns GL, IA, PO, TIA, enquanto as linhas mais leves incluem todos os TGL, CE, EHU, GL, IQ, mas também alguns PO, TIA, IA, GL. As linhas de PO, TIA, IA, GL são o grupo com maior dispersão de dimensões.

³ O: Oleoduto de Exportação; GA: Gasoduto; IPU: *Integrated Pipeline and Umbilical*; ISU: *Integrated Pipeline and Umbilical*; TP: Teste de Produção; GL: *Gás Lift*; IA: Duto de Injeção de Água; PO: Duto de Produção de Óleo; TIA: Teste de Injeção de Água; TGL: Teste de Gás *Lift*; CE: Cabo Elétrico; EHU: *Electro Hydraulic umbilical*; IQ: Injeção de Químicos.

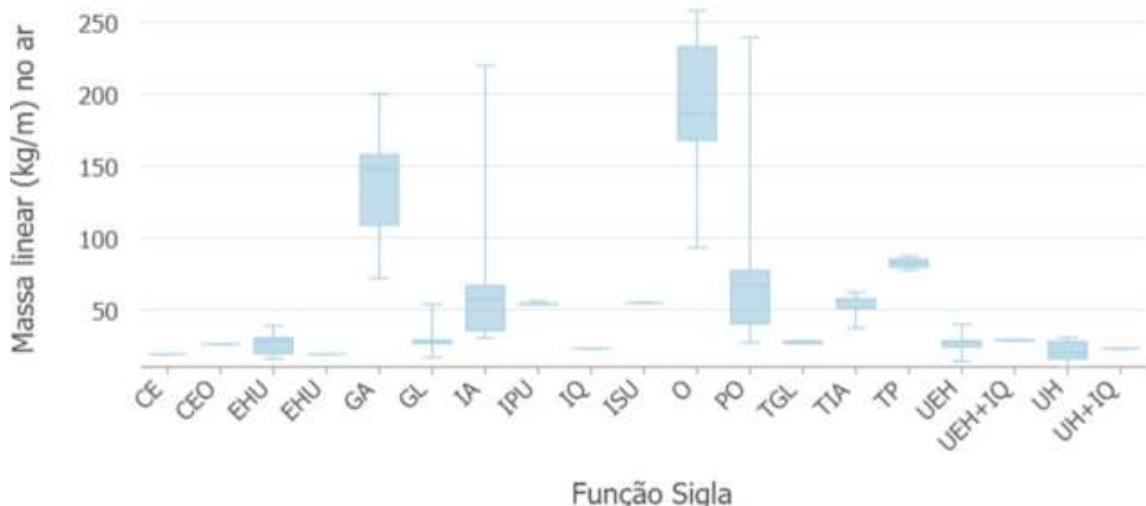
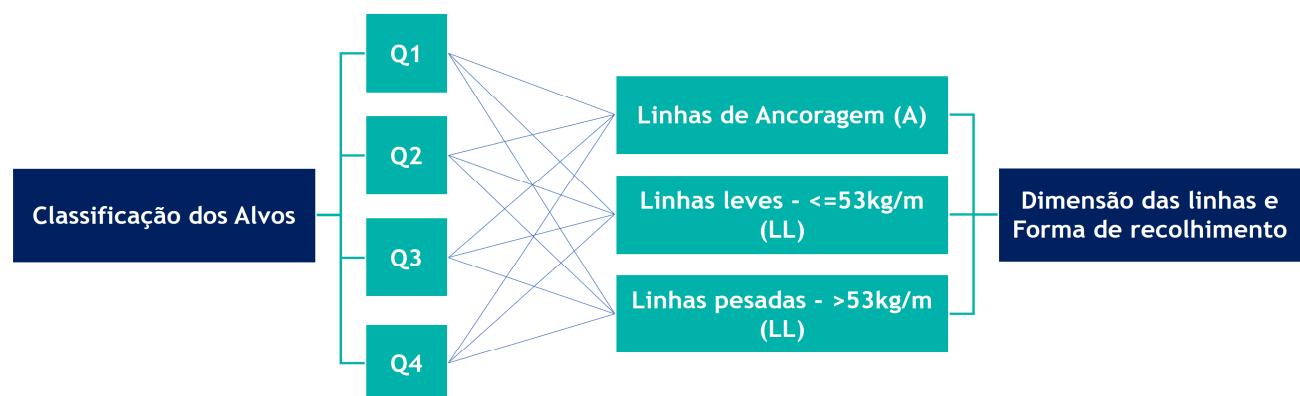


Figura III.1.1-3 – Distribuição dos tipos de linhas por massa linear (massa linear × tipo de linha) ao longo dos sistemas atualmente instalados nos Campos de Marlim e Voador.

Portanto, conclui-se que há o agrupamento das linhas em **três grupos**, unindo os critérios de **dimensão/peso** de linhas e **forma de recolhimento**: **linhas de ancoragem (A)**; **linhas leves (LL)**, correspondendo a linhas com massa linear ≤ 53 kg/m e umbilicais; e **linhas pesadas (LP)**, com massa linear > 53 kg/m - **LP**.

Os grupos formados pelos diferentes critérios formam, de forma combinada, 12 grupos ou categorias finais, ilustrados na Figura III.1.1-4, os quais apoiarão a seleção de alvos/bancos de corais representativos nos Campos de Marlim e Voador.



12 grupos = Q1A; Q1LL; Q1LP; Q2A; Q2LL; Q2LP; Q3A; Q3LL; Q3LP; Q4A; Q4LL e Q4LP.

Figura III.1.1-4 – Chave de grupos para seleção de alvos/bancos de corais representativos nos Campos de Marlim e Voador.

Esses critérios vão ao encontro do objetivo geral do PIDI, pois seleciona representantes de bancos com diferentes sensibilidades e permite acompanhar o impacto gerado durante o recolhimento de diferentes dimensões de linhas. A separação das linhas é compatível com a premissa de que os impactos diretos e imediatos das atividades de recolhimento associam-se à dimensão/peso das mesmas sobre os bancos e à forma como são recolhidas.

Os 12 grupos são a chave para a seleção de bancos representativos no PIDI de cada unidade, mas é possível que não ocorram bancos de corais associados a linhas e amarras que permitam a seleção dos 12 grupos Estabelecidos.

Para a composição do universo de alvos/bancos representativos, propõe-se a seleção de, no mínimo, **2 bancos por UEP** a ser descomissionada e 2 bancos por grupo, considerando a atividade de descomissionamento de todas as UEPs nos Campos de Marlim e Voador como um todo.

Segue abaixo a aplicação do critério de seleção de bancos para o projeto PIDI, no caso do descomissionamento da P-33.

III.1.2 Seleção de bancos P-33

Com objetivo de avaliar os impactos físicos do recolhimento de dutos flexíveis (trecho *riser*) e sistemas de ancoragem (amarrações de topo e cabos de aço) da P-33, privilegiou-se características físicas tanto dos ambientes sensíveis quanto do sistema submarino em contato com esses ambientes.

De acordo com o Relatório (PETROBRAS/CONTROL AMBIENTAL, 2018) referente ao Projeto de avaliação de contato direto das instalações submarinas (integrante do Programa^{??}PMAR-BC), os bancos de corais encontrados na P-33 apresentam somente matriz composta por fragmentos e/ou esqueletos de corais formadores de pequeno porte.

A distribuição dos bancos que apresentam interferência com o sistema submarino por classes de tamanho e fração impactada, é apresentada na Figura III.1.2-1.

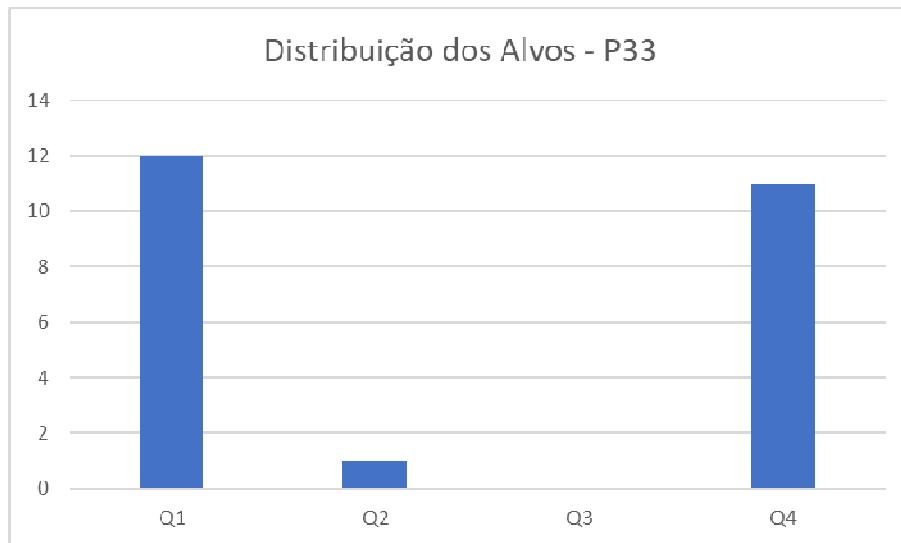


Figura III.1.2-1 – Distribuição dos alvos por quadrante que possuem interferência com risers e amarras de fundo da P-33.

A Tabela III.1.2-1 apresenta a distribuição dos bancos de corais sob interferência por conjunto **quadrante × linha** ou grupo de seleção.

Tabela III.1.2-1 – Distribuição do número de alvos por grupo de seleção.

Área do Alvo	% de impacto	Quadrante de Classificação	Ammarras (A)	Linhhas Leves (LL)	Linhhas Pesadas (LP)
				<=53 kg/m	>53 kg/m
>250 m ²	<8%	Q1	6	3	5
>250 m ²	>8%	Q2	0	1	0
<250 m ²	<8%	Q3	0	0	0
<250 m ²	>8%	Q4	1	7	3

NOTA: Alguns alvos apresentam interferência com mais de uma linha, aparecendo duplicados nesta tabela.

Tabela III.1.2-2 – Identificação dos bancos selecionados para o PIDI da P-33.

Área do Alvo	% de impacto	Quadrante de Classificação	Ammarras (A)	Linhhas Leves (LL)	Linhhas Pesadas (LP)
				<=53 kg/m	>53 kg/m
>250 m ²	< 8%	Q1	Banco 108*	Banco 01	Banco 82
>250 m ²	> 8%	Q2		Banco 46	
<250 m ²	< 8%	Q3			
<250 m ²	> 8%	Q4	Banco 114*	Banco 02	Banco 33*

* Bancos que ainda não possuem filmagens prévias.

A seleção de 7 bancos neste PIDI da P-33 busca observar os diferentes cenários de possibilidade de impacto nestes. Destaca-se que P-33 é o projeto piloto e por isso buscou-se o maior número de bancos representantes.

A figura abaixo ilustra a distribuição dos bancos selecionados no entorno da P-33.

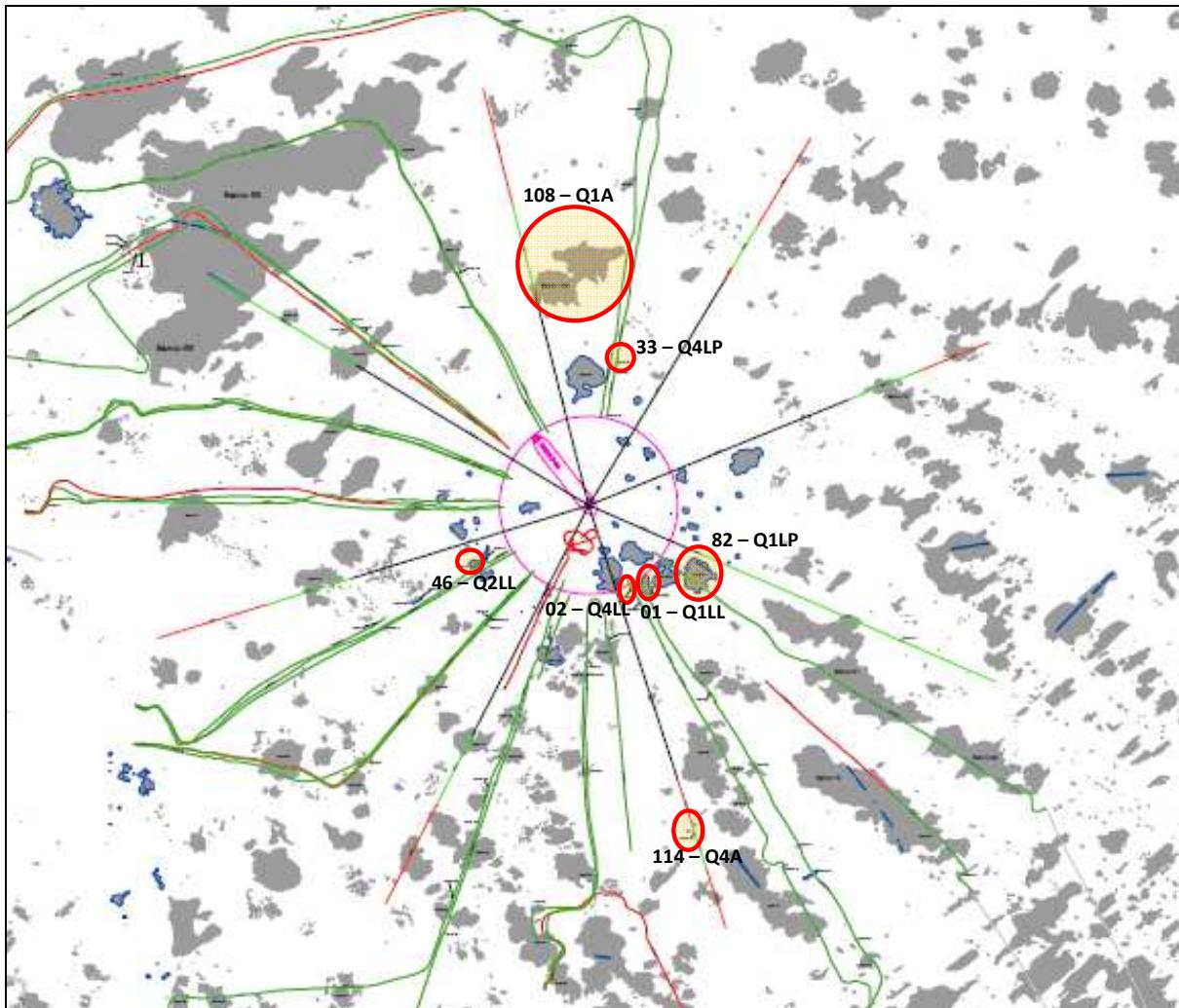


Figura III.1.2-2 – Distribuição dos bancos selecionado para o PIDI da P-33.

III.1.3 Objetivos, metas e indicadores

A Tabela III.1.3-1 detalha os objetivos específicos, metas e indicadores para o PIDI da P-33.

Tabela III.1.3-1 – Objetivos específicos, metas e indicadores do PIDI da P-33.

Objetivos específicos	Metas	Indicadores
Avaliar a alteração nos bancos de corais de águas profundas, após cessada a atividade de <i>pull out</i> e recolhimento de <i>risers</i> e amarras de topo e cabos de aço do FPSO P-33.	Imagear e analisar 100% dos bancos de corais de águas profundas selecionados como alvos, por período (antes e depois).	Percentual de bancos imageados por fase (previsto x realizado); Percentual de bancos com tipo e tamanho de impacto mensurados adequadamente após cessada a atividade de descomissionamento (previsto x realizado).
Avaliar a efetividade das medidas de gestão dos impactos durante atividades de descomissionamento.	Recolher 100% das linhas conforme método descrito no PDI Executivo Completo do FPSO P-33, evitando movimentações não previstas sobre áreas sensíveis.	Percentual de linhas recolhidas sem intercorrências; Percentual de bancos com áreas de interferências efetivas inferiores as áreas de interferências previstas.
Evidenciar o acompanhamento dos impactos das atividades de recolhimento das linhas do descomissionamento do FPSO P-33 sobre os corais de águas profundas	Apresentar no prazo, conforme cronograma, relatório com os resultados da avaliação de impactos diretos e imediatos.	Relatório entregue conforme previsto no cronograma.

III.1.4 Metodologia

A metodologia baseia-se na análise de informações levantadas através de imageamento antes e após as atividades⁴.

O imageamento será realizado por ROV, deslocando-se a uma altura média de 1 m do fundo e em velocidade de 0,5 kt. O ROV será equipado com uma câmera HD em angulação entre 30 e 45 graus e registrará imagens em escala detalhada e panorâmica. Um laser, com escala de 22 cm, será utilizado para estimativas espaciais, de dimensão dos organismos e impactos encontrados.

O imageamento prévio permite a caracterização ambiental dos bancos de preferência para imagens em datas mais próximas à atividade de recolhimento, entretanto, essas informações já podem ter sido obtidas para alguns bancos que venham a ser selecionados

As informações de caracterização serão obtidas através de filmagens num transecto definido no sentido da maior largura do banco encontrado, após o contorno do mesmo.

A partir das análises das imagens, são obtidas as seguintes informações:

- 1 - Área do banco (m²);
- 2 - Matriz do banco (A- matriz do banco constituída por fragmentos de corais pétreos formadores; B- matriz do banco constituída, em sua maioria, por esqueletos de corais pétreos formadores de pequeno porte, vivos ou mortos; e C- matriz do banco constituída por esqueletos de corais pétreos formadores de grande porte, vivos ou mortos);
- 3 - Número de espécies de corais pétreos formadores de banco (colônias vivas);
- 4 - Número de morfotipos de octocorais;
- 5 - Número de morfotipos total de fauna encontrados no banco.

⁴ A avaliação ambiental durante o recolhimento duto do poço MRL-109 foi realizada, de forma prospectiva, utilizando uma embarcação de inspeção durante o recolhimento do PLSV. Esta avaliação operacional foi bem esclarecedora registrando de forma singular a operação. Entretanto, a atuação de duas embarcações tão próximas espacialmente e operando dois ROVs com umbilicais e uma linha suspensa envolve riscos operacionais e não deve ser rotineiramente efetuada. O ROV do PLSV visa acompanhar a atividade de recolhimento para fins de segurança e gera imagens da linha que está sendo movimentada. Assim, pode ser considerado um desvio de atividade gerar imagens do fundo marinho durante a operação. A partir disso optou-se que a avaliação do PIDI seja realizada antes e após o recolhimento de risers e amarras de topo, o que fornecerá uma visão adequada dos impactos adicionais sobre os bancos afetados..

Para as áreas de contato com linhas, as filmagens prévias permitirão avaliar os tipos de impacto causado e tamanho das marcas, sendo os tipos:

- Contato – equipamento pousado sobre ambientes sensíveis, sem que haja enterramento;
- Marcas de arrasto – marcas de deslocamento horizontal;
- Trincheira - equipamento pousado sobre ambientes sensíveis com enterramento parcial no banco;
- Soterramento – duto totalmente enterrado;
- Depressão – marcas profundas isoladas.

O imageamento posterior ocorrerá em até 6 meses após o fim do recolhimento das linhas, no mesmo transecto realizado nas fases pré e durante o recolhimento (com exceção do contorno), a fim de permitir a comparação com a situação anterior e avaliar novos possíveis impacto causados. As imagens serão analisadas por equipe especializada (biólogos ou oceanógrafos).

Em terra, todos os registros gerados a bordo serão espacializados a partir das coordenadas dos registros e dos morfotipos. A projeção cartográfica que será utilizada é UTM, meridiano central de 39ºW, datum SIRGAS2000.

III.1.5 Relatório de análise de dados

Será gerado um relatório final, ao término das atividades do projeto, atendendo ao cronograma proposto no **Item III.1.6**. O relatório final deve conter uma tabela descritiva dos recolhimentos realizados, análise dos dados de todas as etapas de recolhimento previstas e a discussão de resultados, incluindo:

- Tabela descritiva dos recolhimentos, com datas relativas aos recolhimentos de todas as linhas;
- Indicação de quais das linhas contemplaram filmagem de bancos selecionados no âmbito do PIDI;
- Comparação de riqueza biológica, antes/depois do recolhimento;
- Comparação da área impactada (e fração correspondente), antes/depois do recolhimento;
- Comparação do tipo de impacto, antes/depois do recolhimento.

A análise da riqueza considerará apenas as espécies sésseis. Serão contabilizadas espécies de corais formadores vivos, dos morfotipos de octocorais e dos morfotipos das demais morfotipos de organismos sésseis. A análise do impacto considerará a comparação dos tipos de impacto em cada período.

As análises serão organizadas em tabelas e ilustradas ao longo do relatório, com imagens do ROV e ferramentas auxiliares, como imagens de sonar, quando disponíveis.

A conclusão do relatório deve abordar o alcance dos objetivos e metas, apresentando os indicadores, e indicar dificuldades e possíveis melhorias em metodologia de campo ou análise que possam ser implementadas para projetos futuros, quando aplicáveis.

III.1.6 Cronograma

O cronograma da obtenção do imageamento será ajustado às datas das atividades de recolhimento. O quadro a seguir (Quadro III.1.6-1) apresenta a previsão das principais etapas de descomissionamento previstas para a P-33. As atividades 2 e 3 deste quadro indicam os momentos nos quais ocorrem os recolhimentos de linhas acompanhadas pelo PIDI da P-33.

Quadro III.1.6-1 –Marcos temporais associados ao descomissionamento da P-33, contendo a previsão das atividades futuras.

ETAPAS		P-33
1	Parada de Produção	jul/19
2	<i>Pull out</i> e recolhimento dos <i>risers</i> flexíveis	mai-out/22
3	Desconexão e recolhimento do sistema de ancoragem	dez/22 - jan/23
4	Saída da locação	jan/23
5	Recolhimento dos flowlines com cruzamento com a Revit	out/22-dez/24
6	Recolhimento dos flowlines que não possuem interferência com a Revit	2026/2030

Para a atividade de filmagem prévia não há período especificado. Para o período posterior aos recolhimentos, estima-se que a filmagem deva ser realizada em até 6 meses da retirada de cada linha. Para elaboração do relatório, estima-se 6 meses após a última filmagem.

III.2 PQS P-33 - Projeto para avaliação da qualidade de sedimentos

III.2.1 Objetivo

O PQS P-33 tem como objetivo geral avaliar a qualidade do sedimento na região da P-33, após a saída da UEP, integrando todo o ciclo de atividades de exploração e produção de petróleo, ao longo do tempo de uso dessa área.

Para a primeira etapa de avaliação ambiental propõe-se a utilização de indicadores químicos para realização de um diagnóstico ambiental da área marinha do Campo de Marlim após o descomissionamento das UEPs. Caso sejam constatadas alterações da qualidade ambiental da área, a segunda etapa monitorará os impactos detectados e avaliará a recuperação da área, no decorrer do tempo, com parâmetros bióticos e químicos específicos, eleitos dentre os executados na Etapa I..

III.2.2 Objetivos específicos

Etapa I

- ✓ Avaliar as condições ambientais no entorno das UEP que serão descomissionadas;
- ✓ Avaliar a qualidade do sedimento marinho a partir de parâmetros físico-químicos para verificar se existem vestígios de cascalho de perfuração da atividade de perfuração pretérita e/ou traços de óleo devido a alguma alguma atividade do ciclo de exploração e produção do campo.

Etapa II

- ✓ Monitorar as condições ambientais em áreas onde forem constatadas alterações na qualidade do sedimento, a partir da avaliação realizada na Etapa I;
- ✓ Monitorar as concentrações de indicadores de contaminação;
- ✓ Monitorar a estrutura das comunidades bentônicas, por meio de indicadores biológicos.

III.2.3 Estratégia amostral

A proposta para monitoramento do compartimento sedimento para o PQS-Marlim foi elaborada considerando a seguinte estratégia de distribuição de estações de amostragem de sedimento:

- **Estações da grade** - estações de amostragem de sedimento distribuídas ao longo de uma grade amostral e posicionadas a cada 1 km uma das outras, quando possível, em uma área de até 2 km de distância de cada UEP;
- **Estações locais** - estações amostrais localizadas nas áreas imediatamente abaixo de cada uma das UEP (até 300 m de raio), consideradas no PDI de Marlim, as quais somente poderão ser amostradas após a saída das mesmas, juntamente com o sistema de ancoragem e dos riseres flexíveis.

O posicionamento das **estações da grade** e das **estações locais** foram definidas a partir de um mapa gerado a partir das informações referentes ao posicionamento das UEP previstas para serem descomissionadas, dos equipamentos submarinos presentes nestes campos, da forma como serão descomissionados ao longo do tempo, da batimetria e da faciologia da área. Desta maneira as estações na grade amostral e no entorno das UEP foram alocadas considerando tanto questões ambientais (possível presença de ambientes coralíneos e aqueles já mapeados), por meio do seu afastamento de alvos refletivos ou de bancos de corais (*buffer* de segurança de 50 m), bem como associadas às questões de segurança operacional, por meio do seu afastamento de dutos, linhas, dentre outros equipamentos *subsea* (*buffer* de segurança de 50 m).

As Figuras III.2.2-1 e III.2.2-2, a seguir, ilustram a distribuição de estações ao longo de todo o Campo de Marlim e Voador, que está sendo proposta no Programa INTEGRA-MARLIM e as estações no entorno do FPSO P-33 (objeto deste PMPD), respectivamente. A Tabela III.2.3-1 apresenta o número de estações de coleta que estão sendo propostas no entorno da P-33

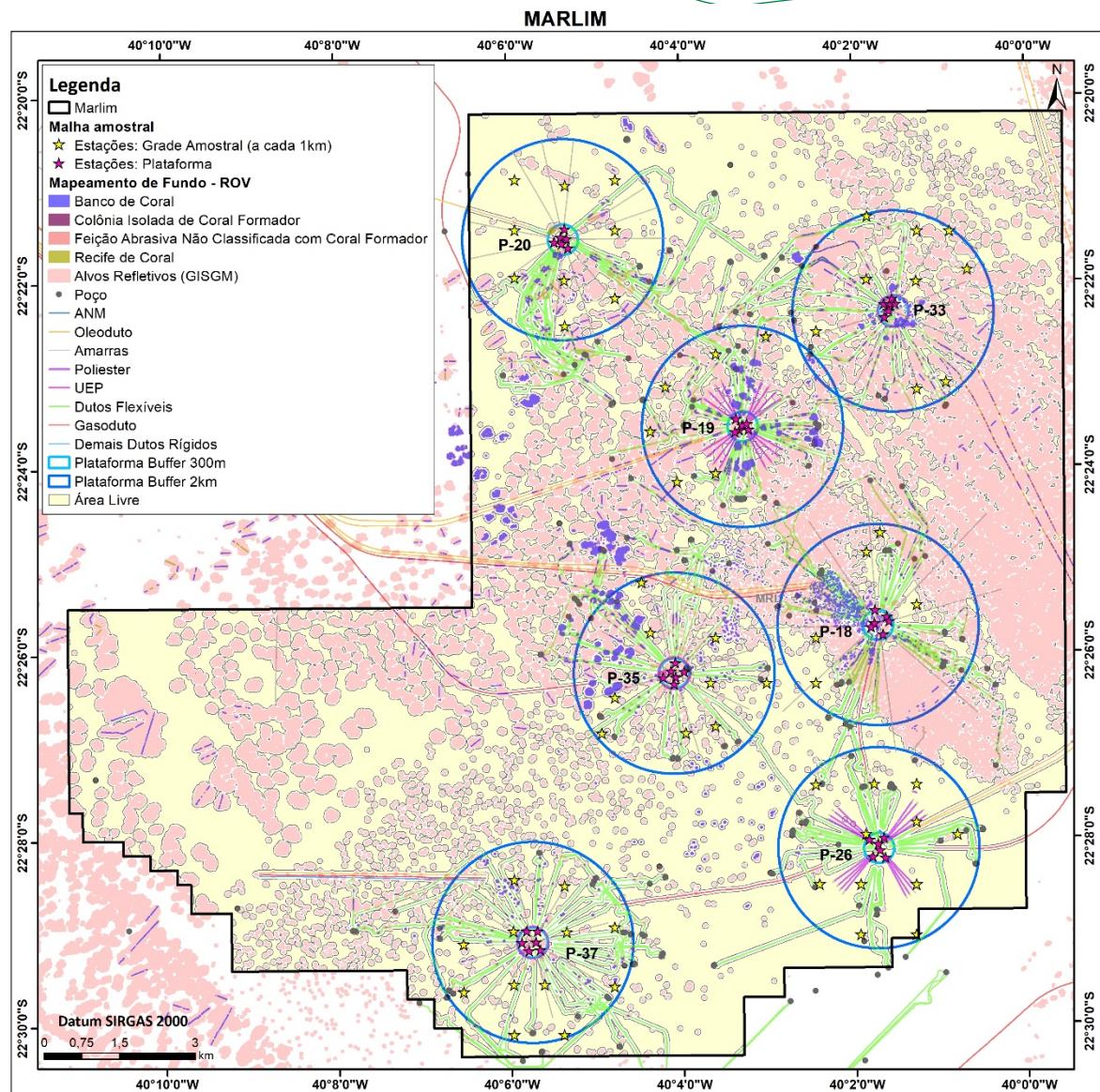


Figura III.2.2-1 – Malha de monitoramento para o Programa Integra Marlim

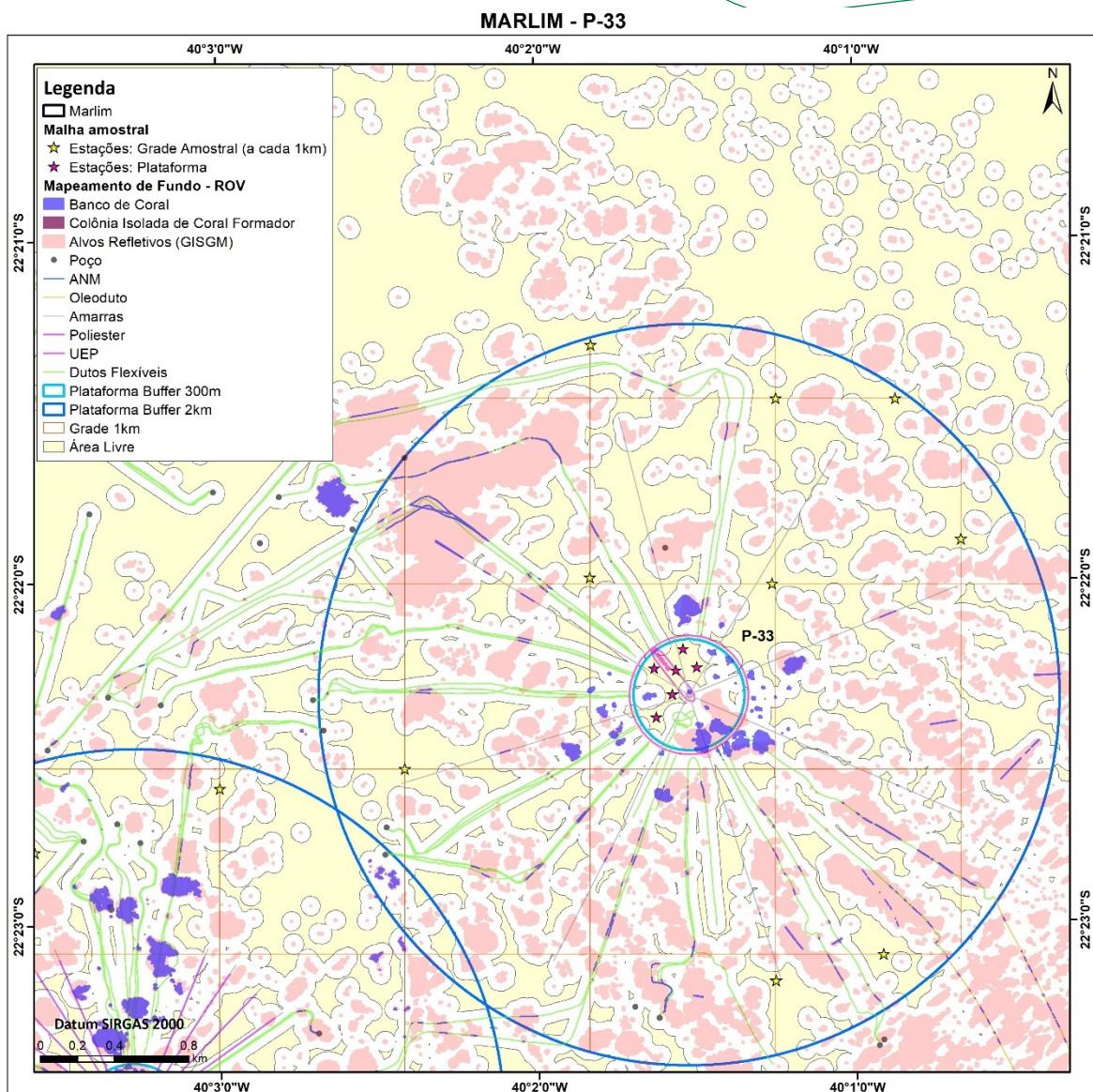


Figura III.2.3-2 – Estações de amostragem para avaliação ambiental após descomissionamento da P-33.

Tabela III.2.3-1– Número de estações de coleta estabelecidas no entorno da P-33.

UEP	Estações Locais	Estações da Grade	Total
P-33	6	9	15

III.2.4 Frequência

A coleta de sedimento será realizada inicialmente em uma única campanha (Etapa I), em até seis meses da saída da UEP da locação.

III.2.5 Parâmetros

Os parâmetros indicados para a avaliação físico-química do sedimento estão sumarizados na Tabela III.2.5-1. A seleção dos parâmetros físico-químicos foi feita em conformidade com o que é aplicável para área marinha em projetos de caracterização e monitoramento ambiental, visando assim a comparabilidade dos resultados com outros projetos da PETROBRAS em ambientes marinhos.

Tabela III.2.5-1 – Parâmetros propostos para Etapa I do compartimento sedimento.

Parâmetros
Carbono orgânico total (COT) e Nitrogênio Total (NT)
Teor de carbonatos
Granulometria
Metais biodisponíveis (Al, As, Ba, Cd, Cu, Cr, Fe, Hg, Mn, Ni, Pb, V e Zn)
Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (16 HPAs prioritários da USEPA, dibenzotifeno, benzo(e)pireno, perileno e homólogos alquilados); Hidrocarbonetos Alifáticos (n-alcanos entre C10 e C40, pristano e fitano, resolvidos e Mistura Complexa Não Resolvida-MCNR) e <u>Hidrocarbonetos Totais de Petróleo</u>
Biomarcadores de petróleo (hopanos e esteranos)

III.2.6 Metodologia de campo

A coleta das amostras de sedimento para avaliação dos parâmetros, mencionados no item anterior, seguirão os métodos padronizados, conforme estabelecido nos Protocolos de Coleta da PETROBRAS (PE-1PBR-00416).

Todas as amostras de sedimento para análises físico-químicas serão preservadas e armazenadas conforme apresentado na Tabela III.2.6-1.

Tabela III.2.6-1 – Preservação e acondicionamento de amostras de sedimento.

Parâmetro	Frascos	Massa ou volume da amostra	Preservação
Carbono Orgânico Total	Frasco de alumínio ou vidro	50 g	Congelar a ≤ -20 °C
Nitrogênio Total			
Granulometria	Pote de polipropileno ou polietileno de alta densidade	100 g	Refrigerar a 0-6 °C
Teor de Carbonato			
Elementos-traço Biodisponíveis (Al, As, Ba, Cd, Cr, Cu, Fe, Mn, Ni, Pb, Se, V, Zn)	Pote de polipropileno de 100g (1 backup ¹)	50 g	Congelar a ≤ -20 °C
Hg	Pote de polipropileno de 100g ensacado	50 g	Congelar a ≤ -20 °C
Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos			
Hidrocarbonetos Alifáticos	Frasco de alumínio (1 backup ¹)	200 g	Congelar a ≤ -20 °C
Hidrocarbonetos Totais de Petróleo			
Biomarcadores de Petróleo	Frasco de alumínio	200 g	Congelar a ≤ -20 °C
NOTA: ¹ Das duas amostras coletadas, uma constitui <i>backup</i> , devendo ser mantida preservada conforme especificado.			

III.2.7 Metodologia de Laboratório

Os laboratórios contratados apresentarão os resultados do controle de qualidade de suas análises conforme as Especificações Técnicas - ETs disponibilizadas pela PETROBRAS, para cada parâmetro. Todas as amostras de sedimento serão analisadas conforme apresentado na Tabela III.2.7-1.

Tabela III.2.7-1 – Resumo da metodologia aplicada aos parâmetros a serem analisados no sedimento.

Parâmetros		Referência Metodológica
¹ HPA	16 HPA prioritários da USEPA, dibenzotifeno, benzo(e)pireno, perileno, homólogos alquilados	Extração: EPA 3540C (líquido-sólido), 3545A, 3550C Quantificação: EPA 8270E (CG/EM em modo SIM)
² HC Alifáticos	n-alcanos (C ₁₀ -C ₄₀) + pristano e fitano	Extração: EPA 3540C, 3545A, 3550C Quantificação: EPA 8015C (CG/DIC)
	⁴ Resolvidos	
	⁵ MCNR	
	⁶ Alifáticos Totais	
³ HTP		Extração: EPA 3540C, 3545A, 3550C Quantificação: EPA 8015C (CG/DIC)
Biomarcadores de petróleo	Hopanos e Esteranos	Extração: EPA 3540C, 3545A, 3550C Quantificação: EPA 8270E (CG-EM)
Carbono Orgânico Total (COT)		Descarbonatação e Pesagem Quantificação: Combustão em analisador elementar (Verardo <i>et al.</i> , 1990)
Nitrogênio Total (NT)		Amostras não descarbonatadas Quantificação: Combustão em analisador elementar CHN (Verardo <i>et al.</i> , 1990)
Teor de Carbonato		Quantificação: Gravimetria após ataque ácido (Leventhal & Taylor, 1990) Classificação por peneiras e/ou difração a laser (Blott <i>et al.</i> , 2004)
Granulometria		
Elementos-traço	Al, Ba, Cd, Cr, Cu, Fe, Mn, Ni, Pb, Se, V, Zn	Extração: Digestão ácida somente com HNO ₃ em micro-ondas (EPA

Parâmetros		Referência Metodológica
Biodisponíveis		3051A) ou bloco digestor Quantificação: ICP-OES (EPA 6010D) ou ICP-MS (EPA 6020B)
	Hg	Extração: Decomposição térmica/amalgamação (EPA 7473); Digestão em micro-ondas (EPA 7474) ou em bloco digestor ou forno (EPA 7471B) Quantificação: Espectrometria de Absorção ou Fluorescência Atômica com Geração de Hidretos (HG-AAS ou AFS) (EPA 206.3, EPA 1632A) ou ICP-MS (EPA 6020B) ou ICP-OES com Geração de Hidretos (EPA 6010D)
	As	Extração: Digestão ácida somente com HNO ₃ em micro-ondas (EPA 3051A) Quantificação: Espectrometria de Absorção ou Fluorescência Atômica com Geração de Hidretos (HG-AAS ou AFS) (EPA 206.3, EPA 1632A) ou ICP-MS (EPA 6020B) ou ICP-OES com Geração de Hidretos (EPA 6010D)

Legenda: ¹HPA – Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos; ²HC Alifáticos – Hidrocarbonetos Alifáticos; ³HTP – Hidrocarbonetos Totais de Petróleo; ⁴Resolvídos – somatório de compostos alifáticos resolvidos cromatograficamente que incluem os n-alcanos, pristano, fitano e os outros picos resolvidos presentes no cromatograma não identificados; ⁵MCNR - Mistura Complexa Não Resolvida – compostos não resolvidos presentes no cromatograma como uma elevação da linha de base; ⁶Alifáticos Totais – somatório dos Resolvídos e da MCNR

III.2.8 Análise Estatística dos dados

Os dados serão apresentados em tabelas e submetidos a testes estatísticos paramétricos e não paramétricos, quantitativos e qualitativos com métodos uni e multivariados, seguido da devida discussão e avaliação do estado de conservação ou nível de impacto antrópico do ambiente estudado.

As concentrações de metais e hidrocarbonetos registradas na Etapa I serão comparadas com os resultados obtidos por projetos de caracterização e monitoramento ambiental que foram realizados na Bacia de Campos, quando possível. As concentrações de contaminantes também serão comparados com dados publicados como valores considerados de referência para ambientes marinhos com e sem contaminação.

Os resultados dos diferentes parâmetros estudados serão espacializados, buscando-se acentuar as variações encontradas, bem como identificar as áreas consideradas contaminadas.

III.2.9 Acompanhamento e avaliação

Como produto deste projeto, está prevista a elaboração do Relatório de Resultados da Etapa I (Avaliação Ambiental), que incluirá informações da campanha oceanográfica, metodologias de campo e de laboratório, resultados, análises estatísticas e discussão sobre os diversos parâmetros propostos para essa avaliação ambiental.

O relatório de Resultados da Etapa I será entregue 9 meses após a realização da campanha amostral.

III.2.10 Cronograma

O cronograma será ajustado às datas das atividades de recolhimento. O quadro a seguir (Quadro III.2.10-1) apresenta a previsão das principais etapas de descomissionamento previstas para a P-33. A atividade 4 deste quadro indica o momento que se relaciona com o PQS. A campanha será realizada até 6 meses após a saída da unidade e o relatório está previsto para 9 meses após a campanha.

*Quadro III.1.6-1 –Marcos temporais associados ao descomissionamento da P-33,
contendo a previsão das atividades futuras.*

ETAPAS		P-33
1	Parada de Produção	jul/19
2	<i>Pull out</i> e recolhimento dos <i>risers</i> flexíveis	mai-out/22
3	Desconexão e recolhimento do sistema de ancoragem	dez/22 - jan/23
4	Saída da locação	jan/23
5	Recolhimento dos flowlines com cruzamento com a Revit	out/22-dez/24
6	Recolhimento dos flowlines que não possuem interferência com a Revit	2026/2030

IV. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bryant, D. L., Burke, L., McManus, J., and Spalding, M., 1998. *Reefs at Risk: A Map-Based Indicator of Threats to the World's Coral Reefs*. Washington, DC: World Resources Institute.

Ferrigno, F., Bianchi, C., Lasagna, R., Morri, C., Russo, G. and Sandulli, R. (2016). *Corals in high diversity reefs resist human impact*. Ecological Indicators: v. 70: 106-113.

PETROBRAS, 2020. Avaliação ambiental do recolhimento dos riser do PO do 7-MRL-108H à P-33. Relatório Técnico. 22p.

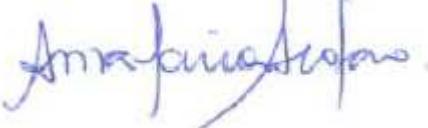
PETROBRAS/CONTROL AMBIENTAL, 2018. 1º RELATÓRIO Programa de Monitoramento Ambiental Regional da Bacia de Campos (PMAR). VI -Avaliação da Interferência Direta dos Sistemas Submarinos sobre Bancos de Corais de Águas Profundas – P-33. Relatório Técnico. 133p.

PETROBRAS/CONTROL AMBIENTAL, 2019. Caracterização Ambiental dos Bancos de Corais no âmbito do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador. In: Estudo de Impacto Ambiental (EIA) Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador - Bacia de Campos. Relatório Técnico.

V. RESPONSÁVEIS TÉCNICOS

Os responsáveis pela elaboração deste documento estão indicados nas páginas seguintes. Os certificados de regularidade do Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental dos profissionais (quando aplicável) são apresentados no **Anexo 1**.

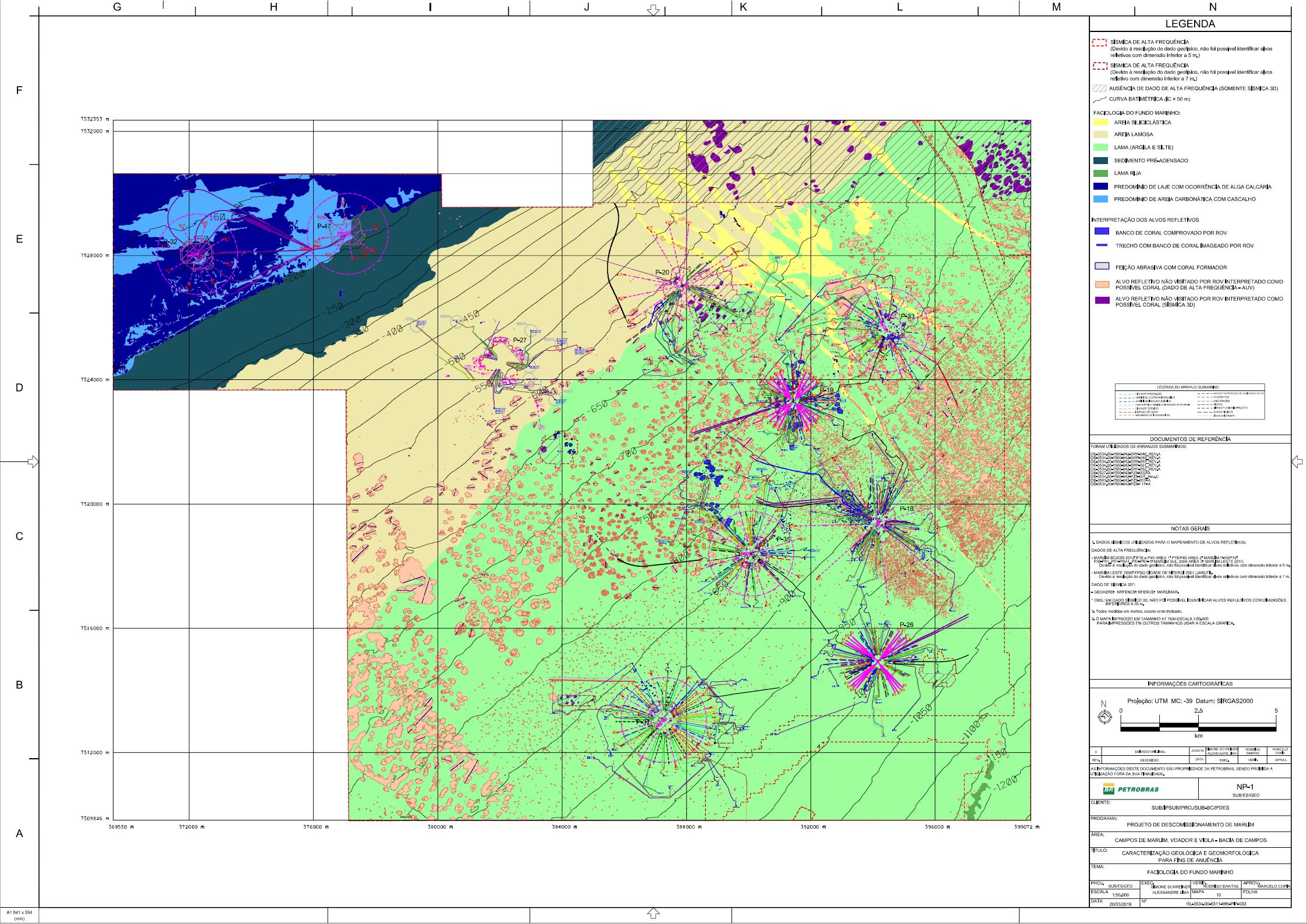
Profissional	Liana Silva
Área Profissional	Oceanografia
Registro no Conselho de Classe	NA
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	NA
Assinatura	

Profissional	Anna Maria Scofano
Área Profissional	Oceanografia/Engenharia Oceânica
Registro no Conselho de Classe	NA
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	NA
Assinatura	

Anexo 15

Caracterização Geológica e Geomorfológica do Campo de Marlim e Voador





Anexo 16

**GEOPDF Bancos de Coral x
Sistemas de Escoamento e
Ancoragem de P-33**

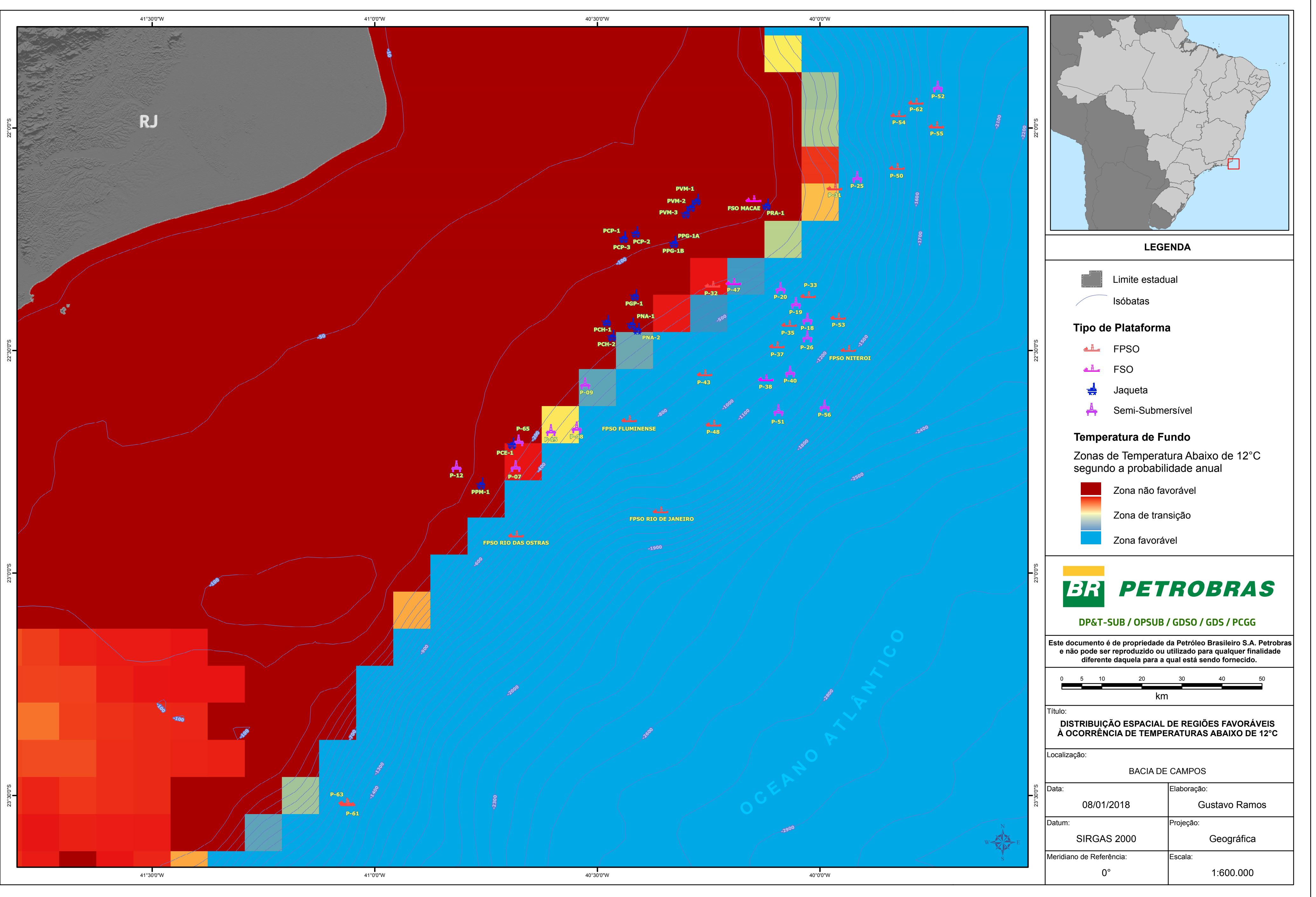
Notas:

- O “**Anexo 16 – GEOPDF Bancos de Coral x Sistemas de Escoamento e Ancoragem de P-33**” seguirá em um arquivo à parte. Por se tratar de um GOEPDF, este mapeamento precisa ser anexado em seu arquivo original para manter as suas funcionalidades;
- A linha de produção (PO) do poço 7-MRL-99D-RJS sofreu queda do riser, contudo esta informação ainda não consta atualizada neste mapeamento. E apesar de ainda não ter sido concluído o mapeamento do riser caído, não é esperado qualquer interferência deste com formações coralíneas.

Anexo 17

Distribuição Espacial de Temperatura da Água Próxima ao Leito Marinho – BC





Anexo 18

Identificação e Avaliação de Impactos Socioeconômicos

1. INTRODUÇÃO

A presente avaliação de impactos socioeconômicos contemplou a leitura da dinâmica social e econômica instalada na região da Bacia de Campos e sua relação com as atividades petrolíferas de maneira geral e, especificamente, a operação da unidade P-33, buscando captar as possíveis transformações sociais e econômicas que o descomissionamento desta plataforma poderá acarretar.

Especificamente para a análise dos impactos socioeconômicos, as fases do descomissionamento foram agrupadas em três etapas: (i) divulgação do descomissionamento, (ii) operacionalização do descomissionamento e (iii) término do descomissionamento.

Dentre os aspectos considerados na análise, destacam-se os seguintes:

- Divulgação do descomissionamento;
- Geração e/ou manutenção de emprego e renda;
- Demanda de bens e serviços;
- Pagamento de tributos;
- Movimentação aérea e rodoviária de apoio;
- Movimentação das embarcações de apoio;
- Uso do espaço marítimo;
- Geração de resíduos;
- Desocupação do espaço marinho;

Associados a esses aspectos, foram analisados os seguintes fatores:

- Comunidades da área de influência;
- Nível de emprego e renda;
- Economia local;
- Arrecadação do poder público;
- Atividades pesqueiras – artesanal e industrial – e turísticas;
- Tráfegos marítimo, aéreo e rodoviário;

- Infraestrutura portuária;
- Infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos.

Sob esse contexto, apresenta-se a seguir uma síntese dos principais impactos socioeconômicos classificados como de **grande importância** para o cenário atual da Bacia de Campos, considerando-se o descomissionamento da plataforma P-33. São apresentadas, nas últimas páginas desse anexo, as matrizes de impactos socioeconômicos efetivos/operacionais (**Quadro 1**) e potenciais (**Quadro 2**) identificados para as etapas de descomissionamento da referida unidade.

2. DESCRIÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS EFETIVOS

Impacto E-01	Interferência nas atividades de pesca artesanal devido à movimentação das embarcações de apoio	
Aspecto Ambiental: Movimentação de embarcações de apoio	Fator Ambiental: Atividade pesqueira artesanal	
Etapa:	Operacionalização do descomissionamento	
Classificação dos Atributos⁽¹⁾:	Negativo, Direta, Imediato, Regional, Imediata, Temporário, Reversível, Contínuo, Cumulativo/Sinérgico, Média Magnitude, Alta sensibilidade e Grande Importância.	
Medidas:	Programa de Comunicação Social da Bacia de Campos-PCS-BC	

(1) Conforme informações apresentadas no **Quadro 1** (final do anexo).

Descrição do Impacto:

O impacto está relacionado ao aspecto relacionado ao deslocamento das embarcações de apoio entre as bases de apoio e a região do descomissionamento, bem como à movimentação das mesmas na região da P-33. Cabe destacar que as rotas por onde circularão as embarcações de apoio às atividades de descomissionamento da P-33 serão as mesmas utilizadas durante sua fase de operação, não sendo considerada a adoção de novas rotas. Todavia, deve-se considerar que a unidade encontra-se com sua produção paralisada desde julho de 2019, mantendo somente as atividades mínimas e essenciais necessárias à manutenção da unidade e ao POB esteja reduzido.

Durante o processo de descomissionamento, poderá ocorrer interferência com a pesca artesanal devido ao deslocamento das embarcações de apoio para a retirada da

plataforma e para fornecimento de insumos e materiais. Mesmo o empreendimento estando localizado no Campo de Marlim, historicamente com intensa exploração de petróleo e gás e, em lâmina d'água de 780m (águas profundas), esta área possui relevante atividade de pesca artesanal com a presença de diversas frotas pesqueiras pertencentes aos municípios da área de influência definida para a fase de instalação e operação do empreendimento.

Considerando-se o exposto acima, o impacto foi classificado como **negativo, direto, imediato** e de **abrangência regional**, já que afeta mais de um município da área de influência. Este impacto é de duração **imediata**, sendo considerado **temporário e reversível**. Trata-se de um impacto **cumulativo** por incidir sobre o mesmo fator junto com o impacto causado pelo trânsito de embarcações derivado da operação de outros empreendimentos na região. Além disso, possui **sinergia**, pois potencializa os impactos sobre este mesmo fator existente devido à sobreposição de empreendimentos no mesmo território e outras demandas de descomissionamento. Sua frequência foi considerada como **contínua**, já que ocorrerá durante a maior parte da Fase de Descomissionamento.

Considerando-se a quantidade e o tipo de embarcações (DSV, RSV, PLSV ou AHTS), bem como o número de viagens necessárias para o descomissionamento (utilizando-se as mesmas rotas das operações existentes), este impacto foi classificado como de **média magnitude**. Como a atividade pesqueira artesanal é uma atividade econômica de alta relevância, a **sensibilidade** deste fator foi avaliada como **alta**. De acordo com estes atributos, o impacto foi classificado como de **grande importância**.

Medida Recomendada:

- Programa de Comunicação Social da Bacia de Campos- PCS-BC.

Impacto E-02	Extinção da área de segurança (500 m) no entorno da unidade de produção e liberação das áreas de pesca.	
Aspecto Ambiental: Desocupação do espaço marítimo		Fator Ambiental: Atividade pesqueira artesanal
Etapa:	Término do Descomissionamento	
Classificação dos Atributos⁽¹⁾:	Positivo, Direta, Imediata, Regional, Longa, Permanente, Reversível, Contínuo, Cumulativo/Sinérgico, Média Magnitude, Alta Sensibilidade e Grande Importância.	
Medidas:	Programa de Comunicação Social da Bacia de Campos- PCS-BC	

(1) Conforme informações apresentadas no **Quadro 1** (final do anexo).

Descrição do Impacto:

Ao longo de mais de 40 anos de exploração de óleo e gás na Bacia de Campos, diversas áreas foram delimitadas como de “risco à segurança”. Desta forma, através de legislação específica, foram delimitadas áreas de exclusão de 500 m de raio ao redor dos empreendimentos (plataformas).

A P-33 está localizada em águas profundas e, ainda que algumas artes de pesca não sejam realizadas nessa profundidade (p.ex. arrasto), ainda assim trata-se de área de interesse para a atividade pesqueira artesanal (linha de mão, espinhel etc). As operações da unidade em tela tiveram impactos sobre a atividade pesqueira artesanal em função da área de exclusão, sobretudo para as artes de pesca de espinhel e de linhas diversas.

Com a desativação e retirada da P-33 do Campo de Marlim, considera-se o impacto de natureza positiva, já que haverá a suspensão da área de exclusão e aumento da área disponível para a pesca artesanal. Ainda que a área de exclusão possa ser reativada com possível instalação de um novo empreendimento na região, há o benefício de trânsito de embarcações da atividade pesqueira.

A análise desse impacto contemplou as atividades pesqueiras artesanal e industrial. Todavia, por deter uma menor autonomia e maior vulnerabilidade, este impacto apresentou-se como de grande importância somente para a pesca artesanal.

Considerando-se a localização da P-33, mesmo em águas profundas, a rota das embarcações de apoio e a interferência com a atividade pesqueira artesanal, bem como a sua retirada da locação e a extinção da área de exclusão (500 m), pode-se considerar o impacto como **positivo, direto, imediato** e de **abrangência regional**, já que afeta

mais de um município da área de influência. Este impacto é de duração **longa**, sendo considerado **permanente e reversível**. Tem efeito **cumulativo** por incidir sobre o mesmo fator pela retirada da estrutura e incremento da área de pesca. Além disso, possui **sinergia** devido à sobreposição de outras demandas de futuros projetos de descomissionamento, especialmente no Campo de Marlim, potencializando os impactos sobre este mesmo fator. Sua frequência foi considerada como **contínua**, já que ocorrerá ao final do evento de descomissionamento e, até o momento, sem previsão de alocação de outro empreendimento no local.

Apesar do quantitativo de empreendimentos operando na Bacia de Campos, o fim da área de exclusão causará impacto positivo, principalmente para a pesca artesanal, sendo classificado como de **média magnitude**. Como a atividade pesqueira artesanal é uma atividade econômica de alta relevância e este público apresenta vulnerabilidade aos impactos, sendo considerado prioritário pelos estudos e diagnósticos, a **sensibilidade** deste fator foi avaliada como **alta**. De acordo com estes atributos, o impacto foi classificado como de **grande importância**.

Medida Recomendada:

- Programa de Comunicação Social da Bacia de Campos- PCS-BC.

3. DESCRIÇÃO DOS IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS POTENCIAIS

Considerando a Análise Preliminar de Perigos da P-33, os impactos potenciais identificados para o meio socioeconômico estão relacionados ao vazamento acidental de grande volume de petróleo ou óleo diesel.

Impacto P-01	Interferência sobre a atividade pesqueira artesanal
Aspecto Ambiental: Vazamento de óleo durante abandono e fechamento dos poços	Fator Ambiental: Atividade pesqueira artesanal
Etapa:	Durante o Projeto de Descomissionamento, em suas diferentes etapas
Classificação dos Atributos ⁽¹⁾:	Negativo, Direto-Indireto, Imediato, Regional, Imediata, Temporário, Reversível, Pontual, Induzido, Alta Magnitude, Alta Sensibilidade e Grande Importância.
Medidas:	Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVO)

(1) Conforme informações apresentadas no **Quadro 2** (final do anexo).

Descrição do Impacto:

Considerando as características da pesca artesanal na área onde serão desenvolvidas as atividades de descomissionamento da P-33, em caso de um acidente de grandes proporções (grande vazamento de óleo) podem ocorrer interferências na modalidade de pesca por linhas diversas, espinhel de fundo e espinhel de superfície, afetando principalmente a atividade de municípios como São João da Barra, São Francisco de Itabapoana e Macaé. O evento demandará uma readequação temporária da atividade pesqueira, podendo levar a sua interrupção provisória por risco de contaminação do pescado, possível perda de petrechos de pesca e pela necessidade de limpeza da área afetada.

Ressalta-se que, apesar da área possivelmente impactada por um acidente ser utilizada por comunidades específicas, a atividade ali realizada contribui significativamente para a produção pesqueira na área de influência do empreendimento e que durante um evento seria potencialmente afetada. A frota de embarcações artesanais dessa área utiliza diferentes técnicas de pesca, capturando variadas espécies comerciais, especificamente de águas profundas (ex. dourado, entre outras), onde também se localiza o empreendimento.

Desta forma, este impacto foi avaliado como de incidência **direta**, no que diz respeito às restrições que serão impostas às frotas pesqueiras da região, e **indireta**, pois algumas alterações na atividade pesqueira resultarão do impacto sobre os recursos pesqueiros e toda biota aquática. Trata-se de um impacto **imediato**, pois se manifestará durante o derramamento de óleo em tempo menor que 5 anos do incidente. Sua abrangência é **regional**, considerando-se que a área possivelmente afetada é utilizada para pesca artesanal por mais de um município da Bacia de Campos. A duração deste impacto é **imediata** e de frequência **pontual**, sendo considerado um impacto **temporário** e **reversível**, cessando com o recolhimento, dispersão mecânica e posterior biodegradação química (induzida) ou mesmo naturalmente, por microorganismos presentes na biota marinha. Adicionalmente, é um impacto **induzido** pela alteração sobre a ictiofauna.

Considerando-se o número de municípios pertencentes à área de influência que podem ter a atividade pesqueira artesanal potencialmente afetada por um derramamento e os seus recursos pesqueiros contaminados, gerando restrição ao desenvolvimento dessa atividade, trata-se de um impacto de **alta magnitude**. Ainda, devido à relevância econômica da atividade pesqueira artesanal na região, trata-se de um fator de **alta sensibilidade**. Levando-se em conta os atributos deste impacto, sua **importância** foi avaliada como **grande**.

Medida Recomendada:

- Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVO), para mitigação dos efeitos de um eventual vazamento de óleo.

Impacto P-02	Interferência sobre as atividades turísticas	
Aspecto Ambiental: Vazamento de óleo durante abandono e fechamento dos poços	Fator Ambiental: Atividades turísticas	
Etapa:	Durante o processo de Descomissionamento em suas diferentes fases	
Classificação dos Atributos⁽¹⁾:	Negativo, Indireto, Imediato, Regional, Imediata, Temporário, Reversível, Pontual, Induzido, Média Magnitude, Alta Sensibilidade e Grande Importância.	
Medidas:	Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVO)	

(1) Conforme informações apresentadas no **Quadro 2** (final do anexo).

Descrição do Impacto:

OBS.: Para avaliação desse impacto foi considerado, de forma conservadora, que eventuais vazamentos de petróleo/diesel ocorridos durante as atividades/operações de descomissionamento da P-33 podem chegar às praias da região costeira do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro.

A Bacia de Campos apresenta o turismo como uma das suas principais atividades econômicas. Todo esse litoral apresenta municípios de grande concentração de atividades turísticas, com destaque para a Região dos Lagos, principalmente os municípios de Arraial do Cabo, Armação dos Búzios e Cabo Frio, os quais atraem turistas

e veranistas, gerando um dinamismo local significativo, inclusive em termos econômicos, com a criação de empregos e renda. As atividades econômicas mais comuns nos municípios da área de influência são a pesca, o turismo e as atividades relacionadas a este setor, como artesanato, comércio e serviços.

Destaca-se que a simples divulgação da ocorrência de acidente com vazamento de óleo pode implicar na diminuição do fluxo de turistas para essa região e, consequentemente, perda de receitas das cidades litorâneas afetadas, especialmente daquelas vinculadas às atividades de prestação de serviços e comércio.

Desta forma, este impacto foi avaliado como **indireto**, estando associado ao possível incidente, e de incidência **imediata** e **regional**, por afetar atividades nos diferentes municípios da área de influência. É um impacto de duração **imediata, pontual, temporário e reversível** em decorrência da recomposição posterior das condições que favorecem o restabelecimento das atividades interrompidas. É considerado **induzido** pelos impactos de interferências sobre os costões rochosos, sobre estuários e sobre as praias arenosas.

Considerando-se o horizonte temporal do restabelecimento da balneabilidade do mar na área afetada em caso de um derramamento de óleo, este impacto configura-se como de **média magnitude**. Tendo-se em vista o interesse turístico da região, bem como a importância das receitas oriundas dessas atividades na composição do montante de arrecadação dos municípios, trata-se de um fator ambiental de **alta sensibilidade**. Portanto, sua **importância** foi avaliada como **grande**.

Medida Recomendada:

- Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVO), para mitigação dos efeitos de um vazamento de óleo.

Quadro 1: Matriz de impactos socioeconômicos **efetivos/operacionais** referentes ao descomissionamento da unidade P-33.

Atividades	Aspectos	Fator Ambiental	Impactos	Natureza	Forma de Incidência	Tempo de Incidência	Abrangência	Duração	Permanência	Reversibilidade	Frequência	Cumulatividade	Magnitude	Sensibilidade	Importância	Projetos Ambientais
Fase: Divulgação do descomissionamento																
Planejamento	Divulgação do descomissionamento	Comunidades da área de Influência	Geração de expectativas	Negativo	Direta	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Pontual	Cumulativo	Média	Média	Média	Programa de Comunicação Social (PCS)
Fase: Operacionalização do descomissionamento																
Demandas por mão-de-obra	Manutenção e/ou geração de emprego e renda	Nível de emprego e renda	Geração / manutenção de emprego e renda	Negativo	Direto / Indireto	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Continuo	Cumulativo / Indutor	Baixa	Média	Média	Programa de Comunicação Social da Bacia de Campos- PCS-BC
Demandas por bens e serviços	Demandas por bens e serviços	Economia local	Alteração da dinâmica econômica	Negativo	Direto / Indireto	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Continuo	Cumulativo / Indutor	Baixa	Média	Média	Programa de Comunicação Social da Bacia de Campos- PCS-BC
Pagamento de tributos	Pagamento de tributos	Arrecadação do poder público	Geração de arrecadação pública	Negativo	Direto / Indireto	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Continuo	Cumulativo / Indutor	Baixa	Média	Média	Não Aplicável
Transporte Marítimo de pessoas, equipamentos, insumos e resíduos	Movimentação de Embarcação de Apoio	Atividade Pesqueira artesanal	Interferência nas atividades de pesca artesanal devido à movimentações das embarcações de apoio	Negativo	Direta	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Continuo	Cumulativo / Sinérgico	Média	Alta	Grande	Programa de Comunicação Social da Bacia de Campos- PCS-BC
Transporte Marítimo de pessoas, equipamentos, insumos e resíduos	Movimentação de Embarcação de Apoio	Atividade Pesqueira Industrial	Interferência nas atividades de pesca industrial devido à movimentações das embarcações de apoio	Negativo	Direta	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Continuo	Cumulativo / Sinérgico	Baixa	Baixa	Pequena	Não Aplicável

Transporte Marítimo de pessoas, equipamentos, insumos e resíduos	Movimentação de Embarcação de Apoio	Tráfego Marítimo	Aumento do tráfego marítimo	Negativo	Direta	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Contínuo	Cumulativo / Sinérgico	Baixa	Baixa	Pequena	Programa de Comunicação Social da Bacia de Campos- PCS-BC
Transporte Marítimo de pessoas, equipamentos, insumos e resíduos	Movimentação de Embarcação de Apoio	Infraestrutura portuária	Aumento da pressão sobre a infraestrutura portuária	Negativo	Direta	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Contínuo	Cumulativo / Sinérgico	Baixa	Media	Pequena	Média
Transporte aéreo de pessoas	Movimentação aérea de apoio	Tráfego aéreo	Aumento do tráfego aéreo (helicópteros)	Negativo	Direta	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Contínuo	Não-cumulativo	Baixa	Baixa	Pequena	Não Aplicável
Transporte Rodoviário de pessoas, equipamentos, insumos e resíduos	Movimentação rodoviária de apoio	Tráfego rodoviário	Aumento do tráfego rodoviário	Negativo	Direta	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Contínuo	Cumulativo/Sinérgico	Baixa	Média	Média	Não Aplicável
Geração e Disposição Final de resíduos sólidos	Geração de resíduos sólidos	Infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos	Aumento da pressão sobre a infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos	Negativo	Direta	Imediato	Regional	Curta	Temporário	Irreversível	Contínuo	Cumulativo/Sinérgico	Baixa	Media	Média	Projeto de Controle da Poluição (PCP)

Fase: Término do Descomissionamento

Término do descomissionamento	Desocupação do espaço marítimo	Atividade pesqueira artesanal	Extinção da área de segurança (500 m) no entorno da unidade de produção e liberação das áreas de pesca.	Positivo	Direta	Imediata	Regional	Longa	Permanente	Reversível	Contínuo	Cumulativo / Sinérgico	Média	Alta	Grande	Programa de Comunicação Social da Bacia de Campos- PCS-BC
Término do descomissionamento	Desocupação do espaço marítimo	Atividade pesqueira industrial	Extinção da área de segurança (500 m) no entorno da unidade de produção e liberação das áreas de pesca.	Positivo	Direta	Imediata	Regional	Longa	Permanente	Reversível	Contínuo	Cumulativo	Baixa	Baixa	Pequena	Não Aplicável
Término do descomissionamento	Cessação da geração de resíduos	Infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos	Diminuição da demanda por infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos relacionados à atividade de produção.	Positivo	Direta	Posterior	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Contínuo	Induzido	Baixa	Média	Média	Projeto de Controle da Poluição (PCP)

Término do descomissionamento	Cessação da demanda de mão-de-obra	Nível de emprego e renda	Cessação da geração de emprego e renda	Negativo	Indireta	Posterior	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Contínuo	Cumulativo/indutor	Média	Média	Média	Não Aplicável
Término do descomissionamento	Cessação de demanda de bens e serviços	Economia local	Diminuição das atividades econômicas em função da redução de demanda de serviços e infraestrutura relacionados à produção	Negativo	Direto / Indireto	Posterior	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Contínuo	Cumulativo / indutor	Baixa	Média	Média	Não Aplicável
Término do descomissionamento	Cessação de Pagamento de tributos	Arrecadação do poder público	Diminuição da arrecadação pública	Negativo	Direto / Indireto	Posterior	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Contínuo	Cumulativo / indutor	Baixa	Média	Média	Não Aplicável
Término do descomissionamento	Cessação da Movimentação de Embarcação de Apoio	Infraestrutura portuária	Diminuição da pressão sobre a infraestrutura portuária	Positiva	Direta	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Continuo	Cumulativo/Sinérgico	Média	Media	Média	Não Aplicável

Quadro 2: Matriz de impactos socioeconômicos **potenciais** referentes ao descomissionamento da unidade P-33.

Atividades	Aspectos	Fator Ambiental	Impactos	Natureza	Forma de Incidência	Tempo de Incidência	Abrangência	Duração	Permanência	Reversibilidade	Frequencia	Cumulatividade	Magnitude	Sensibilidade	Importância	Projetos Ambientais
Todas as fases (Divulgação, Operacionalização e Término do Descomissionamento)																
Durante o processo de Descomissionamento em suas diferentes fases	Vazamento de óleo durante limpeza, abandono e fechamento dos poços	Atividade pesqueira artesanal	Interferência sobre as atividades pesqueiras artesanais	Negativo	Direto - indireto	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Pontual	Induzido	Alta	Alta	Grande	Plano de Emergência para Vazamento de óleo (PEVO)
		Atividade pesqueira industrial	Interferência sobre as atividades pesqueiras industriais	Negativo	Direto - indireto	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Pontual	Induzido	Baixa	Média	Média	Plano de Emergência para Vazamento de óleo (PEVO)
		Atividades turísticas	Interferência sobre as atividades turísticas	Negativo	Indireto	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Pontual	Induzido	Média	Alta	Grande	Plano de Emergência para Vazamento de óleo (PEVO)
		Infraestrutura portuária	Aumento da pressão sobre a infraestrutura portuária	Negativo	Direta	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Pontual	Induzido	Baixa	Baixa	Pequena	Plano de Emergência para Vazamento de óleo (PEVO)
		Infraestrutura de tratamento e disposição de resíduos	Aumento da pressão sobre o tratamento e disposição de resíduos	Negativo	Direta	Posterior	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Pontual	Cumulativo	Baixa	Média	Média	Programa de Controle da Poluição (PCP); Plano de Emergência Individual (PEI) e Plano de Emergência para Vazamento de óleo (PEVO)

4. EQUIPE TÉCNICA RESPONSÁVEL

Profissional	Viviane Marinho Guimarães de Moraes
Empresa	Ápice
Área de Atuação	SMS / Licenciamento Ambiental / Pós Licença
Formação/Titulação	Bióloga / Especialista em Direito Ambiental
Registro no Conselho de Classe	CRBio 24645/02
CTF IBAMA	271229

Profissional	Graziela da Silva Rocha Oliveira
Empresa	Petrobras
Lotação	UO-BC / SMS / Meio Ambiente
Formação/Titulação	Geógrafa
Registro no Conselho de Classe	CREA-MG 7798-7
CTF IBAMA	1528819

Profissional	Wander dos Santos Neto
Empresa	Kempetro A&G
Área de Atuação	UO-BC / SMS / Meio Ambiente
Formação/Titulação	Biólogo / Especialização - MBA em SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde)
Registro no Conselho de Classe	CRBio 48863/02
CTF IBAMA	6908191

Profissional	Rodrigo Erdmann Oliveira
Empresa	Kempetro A&G
Área de Atuação	UO-BC / SMS / Meio Ambiente
Formação/Titulação	Engenheiro Ambiental
Registro no Conselho de Classe	CREA PA nº 151123852-6
CTF IBAMA	6480676

Profissional	Gabriela Nogueira Barreto
Empresa	Kempetro A&G
Área de Atuação	UO-BC / SMS / Meio Ambiente
Formação/Titulação	Engenheira Ambiental
Registro no Conselho de Classe	CREA RJ nº 2007110763
CTF IBAMA	2308693

Anexo 19

Relatório de Responsabilidade Social

INFORMAÇÕES DE RESPONSABILIDADE SOCIAL

ÁREA DE NEGÓCIO:
E&P

PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO INDIVIDUAL (PDI): PDI Conceitual Integrado dos Campos de Marlim e Voador – P33

GERÊNCIA RESPONSÁVEL: PDP/PROJ-DESC/PROJ-I/DESC-II

ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	Descrição das Revisões							

	VER. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G
DATA	17.12.2020	08.01.20	31/01/22	25/03/22				
ELABORAÇÃO	RS	CSTD	RS	RS				
VERIFICAÇÃO	RS	CSTD	RS	RS				
APROVAÇÃO	RS	CSTD	RS	RS				

As informações deste documento são propriedade da Petrobras, sendo proibida a utilização fora da sua finalidade.

PARTE A – SISTEMA DE GESTÃO DE RESPONSABILIDADE SOCIAL NA PETROBRAS

A.1 Direcionamentos de Responsabilidade Social

O respeito às pessoas, ao meio ambiente e à segurança é um valor para a Petrobras. (fonte: <https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico>)

Além disso, elencamos em nosso Plano Estratégico 2022-2026 os compromissos de Sustentabilidade, dos quais destacamos o compromisso 10 no qual nos comprometemos a investir em projetos socioambientais, programas em direitos humanos, relacionamento comunitário e solução de problemas sociais e ambientais, envolvendo oportunidades de atuação junto aos nossos públicos de interesse e clientes dos produtos Petrobras. (fonte: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/6d98b296-503c-53cc-1f9e-153a904e8066?origin=2>)

Nosso Código de Conduta Ética estabelece no item 4.2 Direitos Humanos que é dever da Petrobras respeitar, conscientizar, prevenir a violação e promover os direitos humanos em suas atividades e atuar em conformidade com os direitos humanos protegidos por tratados e convenções internacionais, além de reparar possíveis perdas ou prejuízos decorrentes de danos causados sob sua responsabilidade às pessoas ou comunidades afetadas por nossas atividades, com a máxima agilidade. Essa observância deve se dar ainda nos ambientes e canais online internos e externos da empresa. (fonte: Código de Conduta Ética, página 10)

Nossa Política de Responsabilidade Social tem como diretrizes: (i) respeitar os direitos humanos, buscando prevenir e mitigar impactos negativos nas nossas atividades diretas, na cadeia de fornecedores e nas parcerias, combatendo a discriminação em todas as suas formas; e (ii) identificar, analisar e tratar os riscos sociais decorrentes da interação entre os nossos negócios, a sociedade e o meio ambiente e fomentar a gestão de aspectos socioambientais na cadeia de fornecedores. (fonte: <https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/sociedade/responsabilidade-social-e-direitos-humanos/>)

Nossas Diretrizes de Direitos Humanos, no eixo 3.2.2 Relacionamento com as Comunidades, descreve como orientações específicas:

- a) Respeitar as comunidades onde atuamos, promovendo a gestão de impactos socioculturais, humanos, econômicos e ambientais e contribuindo para o desenvolvimento local;
- b) Respeitar os direitos dos povos indígenas e comunidades tradicionais, sua autodeterminação, o acesso à terra, a seus meios de vida e seus princípios culturais e sociais;
- c) Respeitar o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, identificando e mitigando potenciais riscos decorrentes das atividades operacionais;
- d) Agir com transparência junto às comunidades potencialmente afetadas por nossas atividades, por meio de iniciativas de consulta livre, prévia e informada;
- e) Estabelecer canal para denúncias e reclamações, de forma acessível às comunidades, comprometendo-se com gestão transparente de tratamento e reparação, quando cabível, por meio de ações eficazes e transparentes;
- f) Manter canais de diálogo para fortalecer o relacionamento comunitário;
- g) Promover práticas de segurança alinhadas com o respeito aos Direitos Humanos;

h) Implementar iniciativas de esclarecimento e treinamento junto às comunidades potencialmente expostas a riscos, de modo a estimular seu comprometimento com as medidas de segurança e contingência; e

i) Evitar ou reduzir ao máximo a necessidade de deslocamento permanente de indivíduos e comunidades, mas quando necessário, promover tratamento igualitário entre os segmentos sociais afetados, implementando ações que garantam condições de vida similares ou melhores que as existentes, assim como a manutenção das relações sociais e culturais.

(Fonte: DI-1PBR-00334 Diretrizes de Direitos Humanos)

Nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores reforça o compromisso com o respeito aos direitos humanos internacionalmente reconhecidos e à legislação aplicável, bem como estimula a promoção da diversidade, equidade de gênero, igualdade racial e a inclusão de pessoas com deficiência. (fonte: Guia de Conduta Ética para Fornecedores, páginas 10 e 11)

Aderimos, em 2003, ao Pacto Global da ONU, cujos princípios estão relacionados a direitos humanos e práticas de trabalho. Participamos, desde 2006, do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça do Governo Federal, pelo qual fomos reconhecidos com o Selo Pró-Equidade de Gênero e Raça por cinco vezes consecutivas. (fonte: <https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/sociedade/apoio-a-principios-e-iniciativas/>)

Em 2010, aderimos aos sete Princípios de Empoderamento da ONU Mulheres, que tratam da promoção da equidade entre homens e mulheres no mercado de trabalho e na sociedade. Nesse mesmo ano, assinamos a Declaração de Compromisso Corporativo no Enfrentamento da Violência Sexual de Crianças e Adolescentes, por meio da qual declaramos nosso compromisso contra a exploração sexual, em favor da proteção dos direitos da criança e do adolescente. (fonte: Relatório de Sustentabilidade, página 324)

Em 2015, assinamos o Pacto Nacional de Erradicação do Trabalho Escravo, do Instituto Pacto Nacional de Erradicação de Trabalho (InPACTO), que tem como objetivo o enfrentamento do trabalho escravo contemporâneo. (fonte: Relatório de Sustentabilidade, página 279)

Em 2018, assinamos a Carta Aberta Empresas pelos Direitos Humanos, junto a outras seis empresas públicas – Banco do Brasil, Banco do Nordeste, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, Caixa Econômica, Correios e Eletrobras –, ao Ministério dos Direitos Humanos, à Procuradoria Geral da República e ao Ministério Público do trabalho. Nesse compromisso, afirmamos nosso firme propósito de garantir os direitos universais nas atividades empresariais. (fonte: Relatório de Sustentabilidade, página 324)

Também em 2018, aderimos à Iniciativa Empresarial pela Igualdade, proposta pela ONG Afrobras e pela Faculdade Zumbi dos Palmares, cujos dez compromissos têm como objetivo o respeito e a promoção da igualdade racial, da igualdade de oportunidades e do tratamento justo a todas as pessoas. (fonte: Relatório de Sustentabilidade, página 324)

Em dezembro de 2019, assinamos o Pacto Nacional pela Primeira Infância. Esse compromisso, firmado entre o Conselho Nacional de Justiça (CNJ) e diversos atores que integram a rede de proteção à infância no Brasil, tem como objetivo fortalecer as instituições públicas voltadas à garantia de direitos previstos na legislação brasileira e promover a melhoria da infraestrutura necessária à proteção do interesse da criança, em especial da primeira infância. (fonte: Relatório de Sustentabilidade, página 324)

A.2 Processos

Para operacionalizar os direcionadores de responsabilidade social da Petrobras contamos com processos como o “Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário” (fonte: PP-1PBR-00664 – Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário).

Consideramos que o risco social é um evento incerto, decorrente das decisões e atividades diretas e indiretas da Petrobras e de fatores externos que, se ocorrerem, podem impactar os direitos humanos, os meios de vida e a dinâmica socioeconômica de uma região. O risco social pode interferir nos objetivos estratégicos da companhia. (fonte: PP-1PBR-00664 – Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário)

O relacionamento comunitário constitui um processo de longo prazo, baseado no diálogo, na transparência e na coerência entre o posicionamento da companhia e as ações implementadas, devendo ser sistematizado e realizado continuamente durante todo o ciclo de vida dos negócios. (fonte: PP-1PBR-00664 – Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário)

As disciplinas estratégicas de riscos sociais e de relacionamento comunitário estão associadas uma vez que o público “comunidades” é um dos públicos prioritários para a gestão de riscos sociais. (fonte: PP-1PBR-00664 – Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário)

A análise dos riscos sociais deve levar em consideração todo o ciclo de vida do negócio, que inclui as etapas de investimento, operação, descomissionamento, hibernação e desinvestimento. (fonte: PP-1PBR-00664 – Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário)

Os temas a serem contemplados nesta análise fundamentaram-se nas seguintes referências: ABNT NBR ISO 26000:2010; ABNT NBR 16.001:2012; documentos e guias da International Finance Corporation (IFC); documentos e guias da Associação Regional das Empresas de Petróleo e Gás da América Latina (ARPEL); documentos e guias da Associação Internacional das Empresas de Petróleo e Gás para questões sociais e ambientais (IPIECA); os Princípios Orientadores sobre Empresas e Direitos Humanos das Nações Unidas; além do Código de Conduta Ética e das políticas corporativas e boas práticas da companhia. (fonte: PP-1PBR-00664 – Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário)

Os temas apresentados na Figura 1 auxiliam na identificação de riscos sociais (ameaças ou oportunidades) no relacionamento com as comunidades, com os fornecedores, com o público interno, bem como, com os parceiros de negócio. Os temas foram agrupados em duas dimensões: Desenvolvimento Local e Direitos Humanos, de modo a subsidiar o planejamento das ações de resposta, buscando oportunidades de desenvolvimento local, em alinhamento com a Política de Responsabilidade Social. (fonte: PP-1PBR-00664 – Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário)



Figura 1 – Dimensões e Temas de Responsabilidade Social

As etapas do processo Gerir Riscos Sociais e Relacionamento Comunitário seguem as orientações corporativas de gestão de riscos definidas na Política de Gestão de Riscos Empresariais - PL-OSPB-00007; nas Diretrizes de Gerenciamento dos Riscos Empresariais da Petrobras - DI-1PBR-00106; nas Diretrizes para o Gerenciamento dos Riscos de Projetos de Investimento da Petrobras - DI-1PBR-00276 –B; e na norma ABNT ISO 31000 Gestão de Riscos – Princípios e Diretrizes conforme Figura 2. (fonte: PP-1PBR-00664 – Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário)



Figura 2 – Etapas do processo Gerir Riscos Sociais e Relacionamento Comunitário

Os riscos sociais devem considerar todos os diferentes públicos, dos quais possam se originar ou vir a afetar. Comunidades, público interno, fornecedores e parceiros de negócio são exemplos de públicos a serem considerados. (fonte: PP-1PBR-00664 – Gerir Riscos Sociais e o Relacionamento Comunitário)

De forma complementar, o processo Gerir Riscos Sociais dos Investimentos, Operações, Descomissionamentos, Hibernações e Desinvestimentos (PP-1PBR-00674) estabelece que o planejamento dos projetos de descomissionamento inclui o mapeamento de partes interessadas, de acordo com o PE-1PBR-00896 SISTEMÁTICA DE DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE E&P. Assim, a área de Responsabilidade Social pode apoiar os projetos de descomissionamento, notadamente de sistemas de produção do E&P, na identificação de fatores de conflitos com partes interessadas com alto poder de influência, a exemplo de pescadores e outros atores sociais. Adicionalmente, a área de Responsabilidade Social pode, através do relacionamento comunitário, apoiar as ações do projeto e o nivelamento de expectativas que não podem ser atendidas (fonte: PP-1PBR-00674 Gerir Riscos Sociais dos Investimentos, Operações, Descomissionamentos, Hibernações e Desinvestimentos)

Na Petrobras o propósito da Responsabilidade Social é promover transformações socioambientais positivas, construir vínculos e relacionamentos pautados na confiança, obter a licença social e consolidar a imagem e reputação da empresa. É importante reforçar que a atuação da Responsabilidade Social da Petrobras contempla ações de relacionamento comunitário para um território, as quais apoiam os empreendimentos em todo o ciclo de vida dos projetos, inclusive nos descomissionamentos.

Parte B: Operacionalização da Atuação de Responsabilidade Social na Bacia de Campos

A Responsabilidade Social da Petrobras atua junto às comunidades no entorno de suas operações na região da bacia de Campos, por meio de ações que incluem investimento em projetos sociais e ambientais, voluntariado empresarial, preparação das comunidades para emergências, dentre outras.

O descomissionamento da P-33 é apoiado pela Gerência Regional de Relacionamento Comunitário para o Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo (RS/RCRS/RJMGES).

Para esta fase de PDI, será considerada como área de atuação da RS a Bacia de Campos. Posteriormente, essa área poderá ser ampliada caso, na fase de execução do projeto, haja definição de bases de apoio e de portos fora da Bacia. Se isto acontecer, poderá haver inclusão de outras gerências regionais da Responsabilidade Social, bem como de projetos socioambientais existentes na área ampliada.

B.1: Diagnóstico do Relacionamento Comunitário

O relacionamento comunitário constitui um processo de longo prazo, baseado no diálogo, na transparência e na coerência entre o posicionamento da companhia e as ações implementadas, devendo ser sistematizado e realizado continuamente durante todo o ciclo de vida dos negócios. Portanto, é primordial levantar informações e dados que permitam conhecer a realidade local a partir dos contextos interno e externo, bem como incluir no processo de planejamento ações que tratem os riscos sociais mapeados.

O processo “Gerir Planos Locais de Responsabilidade Social e o Relacionamento Comunitário” contempla as etapas de diagnóstico e análise, planejamento, execução, monitoramento e avaliação. A Gerência Executiva de Responsabilidade Social realiza contratação de serviços de Diagnóstico Social e a Gerência Executiva de Comunicação e Marcas realiza pesquisa de percepção da imagem da Petrobras nos territórios centrados na Bacia de Campos.

Devido ao seu caráter transversal, o processo envolve a participação de diferentes áreas da companhia, com destaque para as gerências de: a) Comunicação e Marcas (COM); b) da Gerência de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS); c) Gerência de Inteligência e Segurança Corporativa (ISC), além da própria área de RS e das Unidades de Negócios.

Ao longo de 2018, foi elaborado o Diagnóstico e Análise do Relacionamento Comunitário da Bacia de Campos com o objetivo de coletar informações a respeito das comunidades existentes na área de abrangência das unidades operacionais da Petrobras, quais sejam: São Francisco de Itabapoana, São João da Barra, Campos dos Goytacazes, Quissamã, Carapebus, Macaé, Rio das Ostras, Casimiro de Abreu, Cabo Frio, Armação dos Búzios, Arraial do Cabo, São Pedro da Aldeia, Araruama.

O Diagnóstico permite traçar um perfil dessas comunidades, verificando de que maneira as atividades das unidades afetam cada uma delas, sendo utilizado como subsídio para a produção dos Planos de Relacionamento Comunitário. Em 2021, iniciamos atualização do diagnóstico, com previsão de conclusão no 1º semestre de 2022.

B.2 Plano de Responsabilidade Social e Relacionamento Comunitário

A P-33 está no contexto geral de outras Unidades de Produção da Bacia de Campos, e por isso, toda a área de abrangência é objeto de levantamento de informações. A atuação de responsabilidade social na Bacia de Campos decorre de uma visão de território, na qual levantamos os riscos sociais dos nossos negócios, identificamos as comunidades possivelmente impactadas e estabelecemos ações de relacionamento comunitário. Essa atuação territorial, e não por projetos específicos, nos permite compreender a dinâmica das nossas interações de forma mais abrangente e alinhada ao contexto das demandas comunitárias em relação à empresa.

Iniciamos a execução do Plano de Responsabilidade Social e Relacionamento Comunitário 2022 da Bacia de Campos, composto por 06 macro ações, listadas abaixo, com algumas ações destacadas. Vale destacar que o sistema de gestão de Responsabilidade Social, incluindo este Plano, atende a todo o ciclo de vida do negócio, considerando o interesse e os impactos de todas as unidades e projetos da Petrobras na Bacia de Campos, o que inclui o descomissionamento da P-33.

1. Aprimorar o conhecimento sobre as comunidades e reforçar o relacionamento comunitário;
 - Implementar e/ou Coordenar ações para a realização do Comitê Comunitário da unidade;
 - Participar dos espaços comunitários de diálogo e de interlocução vigentes no território;
 - Divulgar, através de peças de comunicação, a atuação da Petrobras no território, incluindo marcos importantes do descomissionamento.
 - Realizar interações com atores sociais estratégicos nas comunidades do entorno para estreitar o relacionamento e manter diálogo próximo.



Série de podcasts produzidos em 2021 abordando temáticas de interesse das comunidades da área de abrangência



Divulgação do curso Rede de Direitos (Jan/22), uma parceria com a Defensoria Pública e a Petrobras para oferecer curso de formação priorizando o pescador artesanal e pessoas envolvidas no cotidiano das colônias de pesca.

2. Promover ações de prevenção e preparação das comunidades para situações de emergência;
 3. Gerir o tratamento de conflitos e temas críticos, oriundos das operações, integrando os ativos da Petrobras na área de abrangência;
 4. Gerir riscos sociais no ciclo de vida do negócio;
- Dar suporte ao projeto de descomissionamento no que tange à mitigação dos impactos socioeconômicos identificados.

OBS: A atuação da equipe local de Responsabilidade Social para a mitigação de riscos sociais da área de abrangência é articulada com as Gerências de Operação da Petrobras e com demais gerências envolvidas com públicos externos. Dessa articulação, são realizadas ações que buscam estreitar o relacionamento com as comunidades identificadas e com lideranças e públicos de interesse de modo a manter informada sobre a situação operacional e os riscos que afetem as comunidades.

5. Potencializar os projetos socioambientais como instrumento de relacionamento comunitário;

- Dar conhecimento às comunidades sobre os projetos e seus benefícios ao território.



Divulgação para lideranças comunitárias (por WhatsApp) do Projeto Albatroz (patrocinado pela Petrobras) sobre ação de observação de aves na Trilha do Canal de Itajuru, em Cabo Frio (RJ).

6. Promover a disseminação da cultura de RS através do envolvimento da força de trabalho.

- Planejar, organizar e executar campanhas de voluntariado e ações solidárias, fortalecendo a cultura de RS;
- Desdobrar ações do Programa de Voluntariado corporativo.



O planejamento e o cronograma do Plano de Relacionamento Comunitário são elaborados anualmente, e podem ser revisados e alterados ao longo de sua vigência. Para execução satisfatória do Plano é feito rotineiramente a atualização do cadastro de atores sociais, registro de pessoas e locais de apoio para a mobilização de comunidades para a participação em eventos e fóruns de diálogo com a Petrobras, visitas a comunidades e atores sociais e sua participação em espaços de interlocução.

As manifestações das comunidades (sugestões, dúvidas, críticas, elogios e denúncias anônimas) são registradas e tratadas através de canais de atendimento, quais sejam:

Central de Atendimento Petrobras Bacia de Campos: 0800 026 2828

Ouvidoria: 0800 282 8280 ou (21) 3224-6666

E-MAIL: rsbaciadecampos@petrobras.com.br

Celular corporativo: ligações e WhatsApp

SAC: 0800 728 9001

B.3. Programa Petrobras Socioambiental e Iniciativas de Responsabilidade Social na Bacia de Campos

O Programa Petrobras Socioambiental estrutura os investimentos socioambientais da companhia, sendo composto por um conjunto de projetos apoiados de forma voluntária (ou seja, não relacionados ao cumprimento de obrigações legais tais como TACs, condicionantes ambientais etc.). Os projetos são executados por instituições sem fins lucrativos e visam a contribuir para a conservação ambiental e para a melhoria das condições de vida das comunidades onde atuamos. O Programa tem quatro linhas de atuação (Educação, Desenvolvimento Econômico Sustentável, Oceano e Florestas), contemplando como temas transversais Direitos Humanos, Inovação e Primeira Infância.

Atualmente, estão vigentes os seguintes projetos socioambientais (isto é, além dos projetos definidos pelo licenciamento) na área de abrangência da Bacia de Campos. Essa carteira é dinâmica, pois os projetos são contratados e se encerram em momentos diferentes, ao longo do ano.

1. Escola de Patrimônio Imaterial do Estado do Rio

Objetivo: Oferecer educação a crianças, adolescentes e jovens de comunidades tradicionais, por meio da realização de atividades intergeracionais de transmissão oral de patrimônios imateriais fluminenses. Projeto realizado em cinco comunidades detentoras desses saberes e fazeres ancestrais em seus territórios.

Linha de atuação: Educação, em atendimento ao ODS 4 – Educação de Qualidade.

Área de atuação na BC: Quissamã (RJ)

Vigência: 2021 – 2024

2. Inovar para transformar



Objetivo: Fortalecer uma cultura de respeito aos direitos humanos, por meio de estratégias de engajamento comunitário e formação profissionalizante, ampliando o acesso de jovens a oportunidades de trabalho e renda no mercado audiovisual e de novas tecnologias.

Linha de atuação: Educação, em atendimento ao ODS 4 – Educação de Qualidade.

Área de atuação na BC: Macaé (RJ)

Vigência: 2021 – 2023

3. Primeira Infância Cidadã

Objetivo: Priorizar a primeira infância por meio da articulação e fortalecimento do Sistema de Garantia de Direitos, das políticas públicas e das Organizações Sociais ligadas à temática, além da elaboração, monitoramento e controle dos planos municipais de primeira infância.

Linha de atuação: Educação em atendimento ao ODS 4 – Educação de Qualidade

Área de atuação na BC: Armação de Búzios, Macaé, Quissamã (RJ)

Vigência: 2021 – 2024

4. Primeira Infância em primeiro lugar

Objetivo: Capacitar OSCs que atuam junto ao público de crianças na idade de 0 a 6 anos, no intuito de fornecer um arcabouço conceitual, teórico e metodológico básico sobre o tema de primeira infância, oferecendo suporte para elevar o impacto da intervenção dessas organizações na promoção do desenvolvimento integral da primeira infância

Linha de atuação: Educação, em atendimento ao ODS 4 – Educação de Qualidade

Área de atuação na BC: Armação de Búzios, Macaé, Quissamã (RJ)

Vigência: 2021 – 2024

5. Qualificação Direta

Objetivo: Qualificar diretamente os secretários municipais de educação e suas equipes técnicas a fim de ampliar o acesso à educação infantil e promover o pleno desenvolvimento das crianças de 0 a 5 anos matriculadas nas redes municipais em quinze territórios.

Linha de atuação: Educação, em atendimento ao ODS 4 – Educação de Qualidade

Área de atuação na BC: Armação de Búzios, Macaé, Quissamã (RJ)

Vigência: 2021 – 2024

6. Teatro das Oprimidas

Objetivo: ser um centro de pesquisa, difusão e desenvolvimento do Teatro do Oprimido por meio de oficinas, cursos, laboratórios teatrais, seminários de dramaturgia e estudo. O centro implementa projetos que estimulam a visão crítica da realidade, a participação ativa e a formação de alianças solidárias com vistas à superação de situações de opressão

Linha de atuação: Educação, em atendimento aos ODSs 4 - Educação de Qualidade e 5 – Igualdade de Gênero.

Área de atuação na BC: Macaé (RJ)

Vigência: 2021 – 2023

7. CEE- Centro de Esporte e Educação – Macaé

Objetivo: Contribuir para o desenvolvimento humano integral de crianças e jovens em situação de vulnerabilidade social de escolas públicas, por meio da prática do futsal, handball e xadrez como instrumentos de inclusão social, saúde e lazer, promovendo a melhoria da qualidade de vida dos participantes.

Linha de atuação: Educação, em atendimento ao ODS 4 – Educação de Qualidade

Área de atuação: Macaé (RJ)

Vigência: 2021 – 2024

8. Albatroz

Em Cabo Frio (RJ), quiosque e tenda levam informações sobre albatrozes e petréis durante o Verão

Parceria com prefeitura da cidade amplia acesso de turistas e visitantes ao mundo das aves marinhas e conservação do oceano

A temporada de verão atrai milhares de turistas à região de Cabo Frio (RJ) em busca de sol, praia e contato com a natureza. Para aproximar o público das aves oceanícas, como é o caso dos albatrozes e petréis, o Projeto Albatroz, patrocinado pela Petrobras, se uniu à Prefeitura de Cabo Frio para oferecer atividades de educação ambiental e informações sobre as espécies ameaçadas em duas praias da cidade, que receberá a sede do Centro Albatroz nos próximos meses: Praia do Peró e Praia do Forte.

Em parceria com a Secretaria de Turismo, Esporte e Lazer de Cabo Frio, a primeira praia recebeu uma tenda próxima à faixa de areia; e a segunda, um quiosque para informações e atividades com o público.



Objetivo: O Projeto Albatroz trabalha pela redução da captura incidental de aves marinhas (albatrozes e petréis) pelas frotas de pesca do Brasil, em especial a pesca com espinhal pelágico. Para tanto, desenvolve pesquisa sobre a distribuição e abundância das aves marinhas, a sua relação com a pesca e as formas de prevenir as capturas através do desenvolvimento de novas tecnologias. Além disso, promove educação ambiental para pescadores, crianças e jovens de escolas públicas e população em geral. O projeto é coordenador executivo do Plano de Ação Nacional para a Conservação dos Albatrozes e Petréis, de forma compartilhada com o Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Aves Silvestres /ICMBio.

Linha de atuação: Oceano, em atendimento ao ODS 14 – Vida na Água.

Área de atuação na BC: Cabo Frio (RJ)

Vigência: 2020 – 2024

9. Budiões

Como Projetos Socioambientais Podem Mudar O Destino De Espécies Ameaçadas?

Promoção: Papo de Papagaio com a participação do projeto Marés do Brasil



Objetivo: Implementar ações de pesquisa sobre os budiões, peixes ameaçados de extinção e fundamentais para o funcionamento dos recifes de corais. São realizados censos visuais subaquáticos de peixes recifais em 7 estados, campanhas de telemetria, coletas de tecido e prospecção da abundância de ocorrência da espécie, além de um plano de monitoramento de base comunitária da pesca e capacitação de agentes de turismo locais, buscando contribuir para a conservação da biodiversidade recifal em sua totalidade. Suas ações contribuem para o Plano de Ação Nacional para Conservação dos Ambientes Coralíneos do ICMBio.

Linha de atuação: Oceano, em atendimento ao ODS 14 – Vida na Água.

Área de atuação na BC: Arraial do Cabo (RJ)

Vigência: 2019 – março de 2022

10. Projeto Territorialização e Aceleração dos ODS



O Projeto é uma parceria do PNUD com a Petrobras para contribuir com a territorialização da Agenda 2030 e dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. A iniciativa traz para a realidade dos municípios ferramentas e conhecimentos que irão subsidiar a implementação da Agenda 2030 e dos ODS no nível local. O projeto elaborou Diagnósticos Situacionais de Indicadores ODS e Avaliações Rápidas Integradas do Plano Plurianual 2018-2021 para os 116 municípios contemplados na iniciativa, dos quais destacamos os seguintes municípios da Bacia de Campos: Araruama, Armação dos Búzios, Arraial do Cabo, Cabo Frio, Campos dos Goytacazes, Carapebus, Casimiro de Abreu, Macaé, Quissamã, Rio das Ostras, São Francisco de Itabapoana, São João da Barra, Saquarema.

11. Projeto Máscara Mais Renda

Máscara mais Renda distribui 27 mil na abrangência da Bacia de Campos

Além de gerar renda e proteger a saúde de 18 costureiras de Macaé, projeto apoiado pela Petrobras beneficia comunidades vulneráveis com a doação de máscaras

Publicado em 15/04/2021 • Responsabilidade socioambiental



O projeto forneceu apoio a 221 costureiras de comunidades do entorno de unidades de negócio da Petrobras em 31 municípios de 12 estados brasileiros para a confecção de mais de 550 mil máscaras de tecido distribuídas em comunidades de baixa renda. O projeto, iniciado em 2020 e concluído em 2021, contribuiu para a proteção das pessoas contra o coronavírus, além de oferecer oportunidade de renda para mulheres em situação de vulnerabilidade social.

Um exemplo foi a associação Raízes que deu capilaridade à ação na Bacia de Campos, o que possibilitou atender às colônias de pesca de São Francisco do Itabapoana, São João da Barra, Carapebus, Quissamã e Campos dos Goytacazes.

12. Programa Janelas para o Amanhã



Entregamos computadores a escolas de Armação de Búzios

Projeto de inclusão digital Janelas para o Amanhã avança em cidades da região da Bacia de Campos e inicia capacitações no Rio de Janeiro esse mês

Publicado em 20/03/2021 • Responsabilidade socioambiental

No último semestre, entregamos mais equipamentos, desse vez, para as escolas municipais José Pereira Neves Júnior e Professor Daryo Góes, ambas da Armação de Búzios. Trata-se de 100 computadores para o Amanhã, projeto que vai capacitar 100 professores e 100 alunos da rede municipal de ensino da Armação de Búzios e das escolas estaduais do Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo. O projeto prevê a distribuição de mais de nove mil computadores para os estudantes das escolas municipais da Armação de Búzios, que faz parte da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro.

Neste mês, está sendo realizada a capacitação em tecnologia para os professores da Escola Fundamental aérea de Encravo-Médio no Rio de Janeiro. Estevo que envolve a primeira etapa do Janelas para o Amanhã, que tem um total de 20 municípios contemplados para iniciativa e, nesse, até o momento, 2.190 computadores reconhecidos (duzentos para 75 escolas municipais e outros 1.550 equipamentos estão sendo preparados para entrega, alcançando um total de 199 instituições).

"Promovemos que se ofertar a tecnologia e fazer dela um instrumento de ensino, traz de informação e conhecimento, é mais uma forma de 'dar voz' à juventude", afirma Fabiana Góes, da Gerência de Inovação Regional de Desenvolvimento Social (GIRS/DOCS/PR).

O programa Janelas para o Amanhã está vigente e tem por objetivo promover a inclusão digital por meio do atendimento a 230 escolas dos estados do ES, RJ e SP. Tais escolas serão beneficiadas com a doação de 9 mil computadores e formação em tecnologia para 4500 professores e alunos. Para a região da Bacia de Campos estão sendo doados 1818 computadores para 87 escolas.

13. Ações no combate a pandemia

Imprensa

O que você está buscando?

Cultura

Petrobras realiza doação de cestas básicas em Macaé

Publicado em: 20/12/2021 17:02:14

No município, 2.400 famílias estão cadastradas para recebimento do benefício. No estado do Rio de Janeiro, já foram entregues quase 35 mil cestas para a população em vulnerabilidade social

Economia

Com o agravamento do desemprego no Brasil por conta da pandemia da Covid-19, cresceu o número de pessoas em situação de vulnerabilidade social. Para apoiar estas famílias, em contexto de insegurança alimentar, a Petrobras tem realizado a doação de 180 mil cestas básicas ou cartões alimentação em diversos estados brasileiros. Em Macaé, mais uma entrega foi realizada na última semana.

Esporte

A ação, que ocorreu em parceria com o projeto Conectora de Oportunidades, beneficiou a comunidade de Lagomar. A distribuição aconteceu na sede da Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Trabalho e Renda de Macaé. No total, são 7.200 cestas básicas para 2.400 famílias de comunidades do município, a exemplo de Ajuda de Cima, Engenho da Praia, Assentamento Celso Daniel, além de Lagomar.

Social

Meio Ambiente

Internacional

Diário | DIÁRIO | PÁGINA | CADASTRO | EDITORIA | ECONOMIA | ESPORTES | PREMIOS | POLÍTICA | BAGAN BÁRBORA | EDIÇÕES IMPRESSAS | Buscar

CONTATE-NOS

Petrobras inicia doação de cestas básicas em Macaé para população em situação de vulnerabilidade

Publicado em 09/12/2021 - 16:20
Fonte: Díario Digital



Você pode começar do zero
Você pode começar uma carreira em
uma das empresas mais respeitadas do mundo.
Produzido by Trendlyne
[Início](#)

INSCRIÇÕES ABERTAS
PROJETO INSTITUCIONAL - Fase 2022
Edição de terça-feira 25/01/2022
nº 3372

INSCRIÇÃO
Candidatos selecionados oferecem currículos

- Clique Diário (cliquediario.com.br)

A Petrobras, durante a pandemia da Covid-19, reforçou seu compromisso com a sociedade, ao potencializar sua política de Responsabilidade Social no que tange ao investimento em iniciativas voltadas a melhoria das condições de vida das comunidades onde atua e, de forma ampliada, da sociedade. Desde 2020, foram feitas doações para diversos Estados onde a Petrobras atua: EPIs, cilindros e mini-usinas de O₂, itens de higiene, combustível, cestas básicas (cerca de 7.200 destinadas para a Bacia de Campos) e, mais recentemente, GLP. Dentre as doações, destacamos:

- 3,4 milhões de medicamentos para intubação ao Ministério da Saúde, em parceria com outras 5 empresas;
- 2.400 cilindros e 12 micro-usinas de oxigênio;
- 180.000 cestas básicas, beneficiando 60.000 famílias em situação de vulnerabilidade social de comunidades vizinhas às unidades, por um período de 3 meses.

14. Iniciativa Petrobras de Doação de Gás

Iniciativa Petrobras de Doação de gás

Você encontra nessa página:

Que é a iniciativa? Quem será beneficiado? Tire suas dúvidas sobre o benefício.

Sabemos que, neste momento complicado que tem sido a pandemia, milhões de pessoas passam por dificuldades, principalmente entre os grupos mais vulneráveis da nossa sociedade. Buscando estar mais próximos de quem precisa, estamos doando recursos para que mais brasileiros, e suas famílias, possam comprar gás de cozinha e assim preparar seus alimentos.

Dessa maneira iremos auxiliar famílias em situação de vulnerabilidade social das cinco regiões do país, por meio da doação de R\$ 300 milhões, que irão contribuir para a aquisição de gás de cozinha, podendo beneficiar até 3 milhões de pessoas.



A Petrobras está doando R\$ 300 milhões a famílias em situação de vulnerabilidade social para aquisição de gás de cozinha. Até dezembro de 2021, foram destinados R\$ 30 milhões às instituições sem fins lucrativos que executam projetos socioambientais em parceria com a companhia e em iniciativa conjunta com outras instituições, como a Fundação Banco do Brasil.

Em 2022, estamos atuando em três linhas de ação. Na primeira, parte dos recursos será destinado às comunidades vizinhas às operações, incluindo a Bacia de Campos, por meio dos projetos socioambientais que já atuam em parceria com a Petrobras. Serão realizadas até cinco entregas de GLP e cestas por família, beneficiando diretamente 100 mil famílias e, indiretamente, 400 mil pessoas. Na segunda linha de ação, a Petrobras fará doação financeira para instituições que realizam campanhas de arrecadação de alimentos e possuem grande capilaridade e capacidade de operacionalização. Serão beneficiadas diretamente 276 mil famílias e, indiretamente, 1,1 milhão de pessoas, com até cinco entregas por família. Na terceira linha, a Petrobras fará

a doação financeira para a compra do gás de cozinha por instituições sem fins lucrativos que fornecem alimentação para pessoas em situação de rua de grandes centros urbanos.

15. Ações de Voluntariado

Em nosso programa de voluntariado, colaboradores doam parte do seu tempo, conhecimento ou recursos ao exercício das atividades, enquanto a empresa provê a estrutura necessária para dar suporte a essas ações, inclusive liberando parte das horas de trabalho do empregado para sua atuação voluntária.

Na Bacia de Campos, são exemplos de ações de voluntariado:

- **Vaquejinha Virtual para incentivo à Leitura** - em parceria com o projeto Albatroz - para destinação de kits a 52 escolas de Cabo Frio com livros que abordam a temática ambiental e a vida marinha para as escolas, incentivando nas crianças o gosto pela leitura e a ligação com o mar desde a primeira infância;
- **Leão do Bem** – estímulo para que a força de trabalho destine parte do imposto de renda para projetos que atendam crianças e adolescentes em situação de vulnerabilidade social, conforme Lei Federal de Destinação Solidária;
- **Divulgação da campanha de apadrinhamento afetivo** - em outubro/21, foi realizada divulgação da campanha de apadrinhamento “Amar e Agir para realizar sonhos” para a força de trabalho da Bacia de Campos. A campanha é uma parceria com o Tribunal de Justiça do Estado do RJ e tem por objetivo buscar voluntários que contribuam com as crianças em situação de abrigamento de forma afetiva, financeira ou prestação de serviços;
- **Campanha “Fim de Ano solidário”**: arrecadação de brinquedos, alimentos e itens de higiene e limpeza para atendimento a instituições da região de Macaé. Em 2021, foram adotadas 28 instituições pela força de trabalho da Petrobras na Bacia de Campos.

Responsabilidade Técnica

Profissional	Doride Maria Benévolo de Andrade Pinheiro
Empresa	PETROBRAS
Área de Atuação	Responsabilidade Social
Formação/titulação	Economia
Registro no Conselho de Classe	17.407 CORECON
CTF IBAMA	7781815

Anexo 20

Cadastro Técnico Federal dos Responsáveis Técnicos



Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR



Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
7999008	07/03/2022	07/03/2022	07/06/2022

Dados básicos:

CPF: 087.907.857-03

Nome: ALINE CORTIZO COSTA

Endereço:

logradouro: RUA JACARANDAS DA PENINSULA

N.º: 300

Complemento: BL 5 - 1210

Bairro: BARRA DA TIJUCA

Município: RIO DE JANEIRO

CEP: 22776-050

UF: RJ

Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA

Código CBO	Ocupação	Área de Atividade
2149-05	Engenheiro de Produção	Supervisionar sistemas, processos e métodos produtivos

Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.

A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.

O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.

O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.

Chave de autenticação

K5ATA4HKLAHXMDT4



Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR



Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
8059815	16/03/2022	14/03/2022	14/06/2022
Dados básicos:			
CPF: 066.901.996-81			
Nome: THIAGO FRANCA NEVES			
Endereço:			
logradouro:	AV. JOSÉ CARLOS PAES	Complemento:	CASA 35
N.º:	500	Município:	MACAÉ
Bairro:	SÃO MARCOS	UF:	RJ
CEP:	27930-800		

Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA

Código CBO	Ocupação	Área de Atividade
2149-05	Engenheiro de Produção	Supervisionar sistemas, processos e métodos produtivos

Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.

A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.

O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.

O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.

Chave de autenticação	NK43MNVGZ8M8C6G7
------------------------------	------------------



Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR



Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
5630856	23/03/2022	23/03/2022	23/06/2022

Dados básicos:

CPF: 073.458.777-52

Nome: LUCIA HELENA LAUREANO BERNARDI

Endereço:

logradouro: AVENIDA REPUBLICA DO CHILE,

N.º: 330

Complemento: TORRE LESTE 26º AND

Bairro: CENTRO

Município: RIO DE JANEIRO

CEP: 20031-170

UF: RJ

Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA

Código CBO	Ocupação	Área de Atividade
2141-25	Arquiteto Urbanista	Prestar serviços de consultoria e assessoria

Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.

A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.

O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.

O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.

Chave de autenticação

MDLVY34LDMADN66W



Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR



Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
2495492	24/03/2022	24/03/2022	24/06/2022

Dados básicos:

CPF: 093.404.157-10

Nome: LEONARDO BISSOLI SESSA

Endereço:

logradouro: RUA MANOEL FRANCISCO NUNES, 1285 - CASA 5

N.º: 1285

Complemento: CASA 05

Bairro: GRANJA DOS CAVALEIROS

Município: MACAE

CEP: 27930-045

UF: RJ

Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA

Código CBO	Ocupação	Área de Atividade
2144-05	Engenheiro Mecânico	Assessorar atividades técnicas

Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.

A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.

O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.

O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.

Chave de autenticação	1DI1YLU4TT3DBHMA
-----------------------	------------------



**CADASTRO TÉCNICO FEDERAL DE ATIVIDADES E
INSTRUMENTOS DE DEFESA AMBIENTAL**



COMPROVANTE DE INSCRIÇÃO

Data de última atualização:	27/04/2015	Data de validade:	19/04/2023
CPF: 076.290.697-90			
NOME: VIVIANE MARINHO GUIMARÃES			
LOGRADOURO: AV. REPUBLICA DO CHILE,			
N.º: 330	COMPLEMENTO: TORRE LESTE 26º AND.		
MUNICÍPIO: RIO DE JANEIRO		UF: RIO DE JANEIRO	
Ocupações e áreas de atividades declaradas:			
Biólogo			
Realizar consultoria e assessoria na área biológica e ambiental			
05/04/2004			

TERMOS DA INSCRIÇÃO NO CTF/AIDA

A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.

A inscrição no CTF/AIDA não desobriga a pessoa física da obtenção de:

- i) licenças, autorizações, permissões, concessões, ou alvarás;
- ii) documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional;
- iii) demais documentos exigíveis por órgãos e entidades federais, distritais, estaduais e municipais para o exercício de suas atividades; e
- iv) do Comprovante de Inscrição e do Certificado de Regularidade emitidos pelo Cadastro Técnico Federal de Atividades Potencialmente Poluidoras e Utilizadoras de Recursos Ambientais - CTF/APP, quando esses também forem exigíveis.

O Comprovante de Inscrição no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.



Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR



Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
7781815	15/03/2022	15/03/2022	15/06/2022
Dados básicos:			
CPF: 815.479.517-53			
Nome: DORIDE MARIA BENEVOLO DE ANDRADE PINHEIRO			
Endereço:			
logradouro: RUA FERREIRA VIANA N.º: 40 Bairro: FLAMENGO CEP: 22210-040			
Complemento: APTO 601 Município: RIO DE JANEIRO UF: RJ			

Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA

Código CBO	Ocupação	Área de Atividade
2512-05	Economista	Elaborar projetos (pesquisa econômica, de mercados, viabilidade econômica etc)

Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.

A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.

O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.

O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.

Chave de autenticação	SQ1RWTP8EIQVX18G
------------------------------	------------------