

Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas

Plataforma P-35

Versão 1

Revisão 01

Janeiro/2023

Sumário

Sumário.....	1
Lista de Anexos.....	4
Lista de Abreviaturas e Siglas.....	5
I. Resumo Executivo	10
II. Objetivo e Público-Alvo	11
II.1 – Objetivo Geral do Projeto	12
II.2 – Objetivos Específicos do Projeto.....	12
II.3 – Público-Alvo do Projeto	13
Capítulo 1. Referência.....	15
Capítulo 2. Motivação para o Descomissionamento	17
Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas	20
Descrição do Sistema de Produção e Escopo do Projeto de Descomissionamento	20
Estruturas dos PDID que integram o escopo do PDI de P-35.....	23
3.1. Poços	27
3.2. Unidade de Produção Marítima.....	33
3.2.1. Descrição	33
3.2.2. Módulos	34
3.2.3. Sistema de Manutenção de Posição	37
3.3. Dutos.....	42
3.4. Demais Equipamentos do Sistema Submarino	60
3.5. Registros fotográficos, Mapas e Diagramas.....	61
3.6. Intervenções em poços	61
3.7. Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações.....	63
Rejeitos Radioativos.....	63
Produtos Químicos.....	65
3.8. Materiais, Resíduos e Rejeitos Depositados no Leito Marinho	67
Capítulo 4. Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento	69
4.a) Detalhamento das alternativas de descomissionamento por instalação	69
Dutos Rígidos.....	69
Dutos Flexíveis e umbilicais	69
Equipamentos Submarinos	70
Sistema de Ancoragem	72
Plataforma.....	72
Estruturas PDID	72

4.b) Estudo de comparação das alternativas de descomissionamento.....	73
Dutos Rígidos.....	73
Dutos Flexíveis e umbilicais	79
Equipamentos Submarinos	79
Sistemas de Ancoragem	85
Plataforma.....	86
Estruturas PDID	86
Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações	91
5.1. Poços	91
5.2. Demais instalações	94
Destinação dos Dutos Rígidos	94
Destinação dos Dutos Flexíveis e Umbilicais.....	95
Pull out com recolhimento imediato dos dutos desconectados	96
Remanejamento e Recolhimento dos dutos que impactam o projeto de revitalização....	98
Recolhimento dos dutos flexíveis remanejados e remanescentes.....	99
Esquemáticos de destinação de Dutos Flexíveis e Umbilicais.....	100
Destinação dos Equipamentos Submarinos.....	106
Destinação do Sistema de Ancoragem	106
Destinação da Plataforma	107
Destinação de Materiais e Resíduos no Leito Marinho	109
5.3. Informações Específicas	112
5.3.1. Unidades de Produção.....	112
5.3.2. Procedimentos Operacionais	113
Procedimentos e Análises de Riscos	113
Fase A: Fechamento dos Poços e Parada de Produção.....	114
Fase B: Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta e Gasoduto.....	115
Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta	115
Limpeza do Gasoduto de Interligação de P-35 a P-26.....	118
Limpeza do Gasoduto de Interligação de P-35 a MIS-MRL-01	118
Fase C: Desconexões de Dutos e Umbilicais nos Equipamentos Submarinos.....	119
Fase D: <i>Pull Out</i>	121
Fase E: Despressurização, Drenagem, Limpeza e Inertização de Equipamentos e Tubulações da Planta de Processamento.....	126
Fase F: Limpeza dos Tanques de Carga	127
Fase G: Tratamento e Destinação dos Efluentes Oleosos.....	128
Fase H: Remoção e Transporte de Produtos Químicos.....	129
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	130

Fase J: Destinação de Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações	131
Destinação de Resíduos e Rejeitos Gerados.....	131
Destinação dos Rejeitos Radioativos	132
Destinação da Bioincrustação	133
Fase K: Remoção das Sucatas e Pesos Mortos	134
Fase L: Recolhimento das <i>Flowlines</i>	135
Cenário 1:.....	135
Cenário 2:.....	138
Cenário 3:.....	143
Fase M: Destinação de Equipamentos Submarinos.....	148
Fase N: Abandono Permanente de Poços	149
5.4. Cronograma	149
Capítulo 6. Estudos e Planos Associados	153
6.1. Memorial Descritivo do Projeto de Auxílios à Navegação	153
6.2. Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento - PMPD	153
Capítulo 7. Análises Ambientais e Socioeconômicas.....	155
7.1 – Caracterização dos Meios Físicos e Bióticos	155
Impactos Físicos nas Instalações Submarinas sobre os Bancos de Corais	170
Avaliação de Presença de Coral-Sol.....	182
7.1.1 - Análise de Riscos e Avaliação de Impactos Ambientais	186
7.2 – Caracterização do Meio Socioeconômico	186
7.2.1 – Aspectos de Socioeconomia	186
7.2.2 – Aspectos de Responsabilidade Social	194
7.2.3 - Avaliação de Impactos Socioeconômicos	195
7.3 - Inter-Relação com Projetos Continuados.....	195
Capítulo 8. Conclusão	198
8.1. Acompanhamento da Execução do Projeto	199
Capítulo 9. Responsabilidade Institucional.....	202
Capítulo 10. Responsáveis Técnicos	204
Capítulo 11. Referências	208

Lista de Anexos

Anexo 1 – Mapa de Localização da P-35 na Bacia de Campos

Anexo 2 – Diagrama Unifilar da Plataforma P-35

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

Anexo 4 – Inventário das Estruturas dos PDIDs da Áreas 9, a serem Incorporadas aos PDIs dos Campos de Marlim e Voador

Anexo 5 – Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos

Anexo 6 – DUM (Descrição da Unidade Marítima)

Anexo 7 – *General Arrangement* de P-35

Anexo 8 – *Capacity Plan* da P-35

Anexo 9 – Mapa de Anodos

Anexo 10 – FISPQ dos Produtos Químicos

Anexo 11 – Relatórios de Medição Radiométrica

Anexo 12 – Análise das Alternativas de Descomissionamento dos Dutos Rígidos dos Sistemas de Produção de Marlim e Voador – DOCUMENTO CONFIDENCIAL

Anexo 13 – Análise Preliminar de Perigos e Avaliação de Impactos Ambientais

Anexo 14 – Proposta de Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento para a Plataforma FPSO P-35

Anexo 15 – Relatório de Ensaio – Bioincrustação – Classificação de Resíduos: Classe II A

Anexo 16 - Caracterização Geológica e Geomorfológica do Campo de Marlim e Voador

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

Lista de Abreviaturas e Siglas

AGBC – Área Geográfica da Bacia de Campos

AHTS – *Anchor Handling Tug Supply*

AIA – Avaliação de Impactos Ambientais

AJB – Águas Jurisdicionais Brasileiras

AN – Anular

ANM – Árvore de Natal Molhada

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

APP – Análise Preliminar de Perigos

APR – Análise Preliminar de Riscos

AUV – *Autonomous Underwater Vehicle*

BAP – Base Adaptadora de Produção

BB – Bombordo da Unidade Marítima

BC – Bacia de Campos

BE – Boreste da Unidade Marítima

CAT – Categoria I ou II

CJ – Caixa de Junção

CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear

COW – *Crude Oil Wash*

CRF – Conexão *Riser-Flowline*

CSB – Conjuntos Solidários de Barreira

CETCO – Empresa contratada responsável pelos sistemas de filtragens de água produzida / oleosa

DP – *Dynamic Positioning*

DHSV - *Downhole Safety Valve*

DSV – *Diver Support Vessel*

DU – Diagrama Unifilar

DUM – Descrição da Unidade Marítima

EIA/RIMA - Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental

E&P – Exploração e Produção

FISPQ – Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos

FIUC – Ferramenta de Içamento de Umbilicais Cortados

FPSO – *Floating, Production, Storage and Offloading*

GA – Gasoduto

GEO - Geologia Marinha da Petrobras

GL – *Gas Lift* (linha de serviço)

HCR – *High Collapse Resistance*

IA – Linha de Injeção de Água

IQ – Injeção de produtos químicos (utilidade a que o Umbilical se destina)

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

IPU - *Integrated Pipe and Umbilical*

LDA – Lâmina d'Água

LO – Licença Operacional

MCV – Módulos de Conexão Vertical

MLS – Marlim Sul

MRL – Campo de Marlim

MSI – *Manifold* Submarino de Injeção

MSP – *Manifold* Submarino de Produção

MSPI – *Manifold* Submarino de Produção e Injeção

N/A – Não aplicável

NORM – *Naturally Occurring Radioactive Material*

NORMAM – Normas da Autoridade Marítima

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 – Projeto de Educação Ambiental

PEAT – Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores

PHC – *Passive Heave Compensator*

PIG – *Pipeline Inspection Gauge*

PLET – *Pipeline End Termination*

PLSV – *Pipeline Support Vessel*

PMAP – Plano de Monitoramento da Atividade Pesqueira

PMDP – Plano de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro

PMPD – Plano de Monitoramento Pós Descomissionamento

PO – Linha de Produção

POB – *People On Board*

PPCEX – Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas

PPM – Parte por Milhão

PSV – *Platform Supply Vessel*

RDI – Relatório de Descomissionamento de Instalações

REVIT – Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador

ROV – *Remotely Operated Vehicle*

RSV – *ROV Support Vessel*

RT – Requisição de Transporte

SCM – *Subsea Control Module*

SDV – *Shut Down Valve*

SGIP – Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços

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

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

SS - Semissubmersível

SSAO – Separador Submarino Água-Óleo

TAC – Termo de Ajustamento de Conduta

TDP – *Touch Down Point*

TGL – Linha de teste *Gas Lift*

TIA – Linha de teste de injeção de água

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

UN – Unidade de Negócio

Resumo Executivo



I. Resumo Executivo

Este documento apresenta o **Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) da Plataforma FPSO P-35**, localizada no Campo de Marlim, na Bacia de Campos, e que faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim.

O PDI incorpora as informações, procedimentos e estudos necessários ao planejamento e à execução do descomissionamento da P-35.

O escopo desse projeto inclui, de forma simplificada:

- Limpeza das linhas e equipamentos submarinos conectados à P-35, assegurando o enquadramento do Teor de Óleos e Graxas (TOG) nestas linhas em até 15 ppm;
- Desconexão das linhas submarinas que ainda se encontram interligadas às ANM (Árvore de Natal Molhada), PLET (*Pipeline End Terminal*) e *Manifolds*, com abandono temporário das extremidades no leito marinho, próximas aos equipamentos. Para os dutos flexíveis, as linhas permanecerão preenchidas com água e com as extremidades abertas para o mar;
- *Pull out* de 34 *risers* e recolhimento;
- Desconexão do sistema de ancoragem e recuperação integral das amarras de topo e cabos de aço das oito linhas de ancoragem;
- Permanência definitiva no leito marinho das estacas e amarras de fundo das linhas de ancoragem;
- Recolhimento das *flowlines* e caixas de junção;
- Remoção de módulos submarinos de controle (SCMs) e permanência *in situ* da estrutura metálica (*skid*) e demais módulos dos *manifolds*;
- Remoção de sucatas ao longo das rotas das linhas submarinas (a serem mapeadas, de acordo com Resolução ANP nº 817/2020), remoção de pesos mortos e destinação de estruturas PDID;
- Deslocamento da P-35 diretamente da locação atual para águas internacionais (caso base de destinação da plataforma).

Destaca-se que este PDI foi elaborado conforme diretrizes do Anexo III (Roteiro do Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas) da Resolução da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP nº 817/2020, que estabelece o Regulamento Técnico de

Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção. Adicionalmente, o documento também incorpora lições aprendidas e melhores práticas de projetos de descomissionamento recém-protocolados/executados pela Petrobras, bem como os resultados oriundos de discussões sobre o tema com o IBAMA, a ANP e a Marinha do Brasil realizadas nos últimos dois anos.

O documento está estruturado nos seguintes capítulos:

- **Capítulo 1**: apresenta as principais informações que permitem a identificação do contexto em que está inserido o projeto;
- **Capítulo 2**: apresenta a motivação para o descomissionamento da plataforma FPSO P-35;
- **Capítulo 3**: apresenta uma descrição sucinta do sistema de produção e escopo do projeto, estruturas dos PDIDs que integram o escopo deste PDI e o inventário das instalações de produção a serem descomissionadas;
- **Capítulo 4**: apresenta a caracterização e avaliação das alternativas de descomissionamento;
- **Capítulo 5**: descreve o projeto de descomissionamento da P-35, detalhando a destinação proposta para os sistemas e os principais procedimentos operacionais, além de apresentar o cronograma físico de execução das atividades.
- **Capítulo 6**: apresenta os estudos e planos associados ao projeto;
- **Capítulo 7**: apresenta a caracterização dos meios físico, biótico e socioeconômico nos quais esse projeto está inserido e expõe a análise preliminar de perigos ambientais e as avaliações dos impactos ambientais e socioeconômicos;
- **Capítulo 8**: consolida as principais propostas da Petrobras para o Projeto de Descomissionamento da P-35 e registra as suas metas e indicadores de acompanhamento.

OBS.: Ao longo desse documento, as expressões “Programa de Descomissionamento de Instalações da Plataforma P-35” e “Projeto de Descomissionamento da P-35” são utilizadas como sinônimo.

II. Objetivo e Público-Alvo

Este documento apresenta o **Programa de Descomissionamento de Instalações da Plataforma P-35** 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 e cronograma executivo das atividades/operações propostas.

O Projeto de Descomissionamento da P-35 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

Este projeto tem por objetivo a execução das diversas atividades necessárias ao descomissionamento da plataforma P-35, bem como de seu sistema submarino (linhas flexíveis, umbilicais e equipamentos) e sistema de ancoragem, buscando minimizar os riscos de poluição e quaisquer impactos ao meio ambiente, assim como destinar adequadamente as estruturas, linhas submarinas, 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 da plataforma P-35;
- Definir e executar a destinação do sistema de ancoragem da plataforma;

- Definir e executar a destinação das linhas (dutos flexíveis, umbilicais e cabos elétricos de potência), dutos rígidos e equipamentos submarinos que compõem os sistemas de coleta e exportação da produção interligados à plataforma;
- Descomissionar (realizar o abandono permanente) poços que não serão reaproveitados no Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador - REVIT;
- 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-35.

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.

II.3 – Público-Alvo do Projeto

O público-alvo do Projeto de Descomissionamento da P-35 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



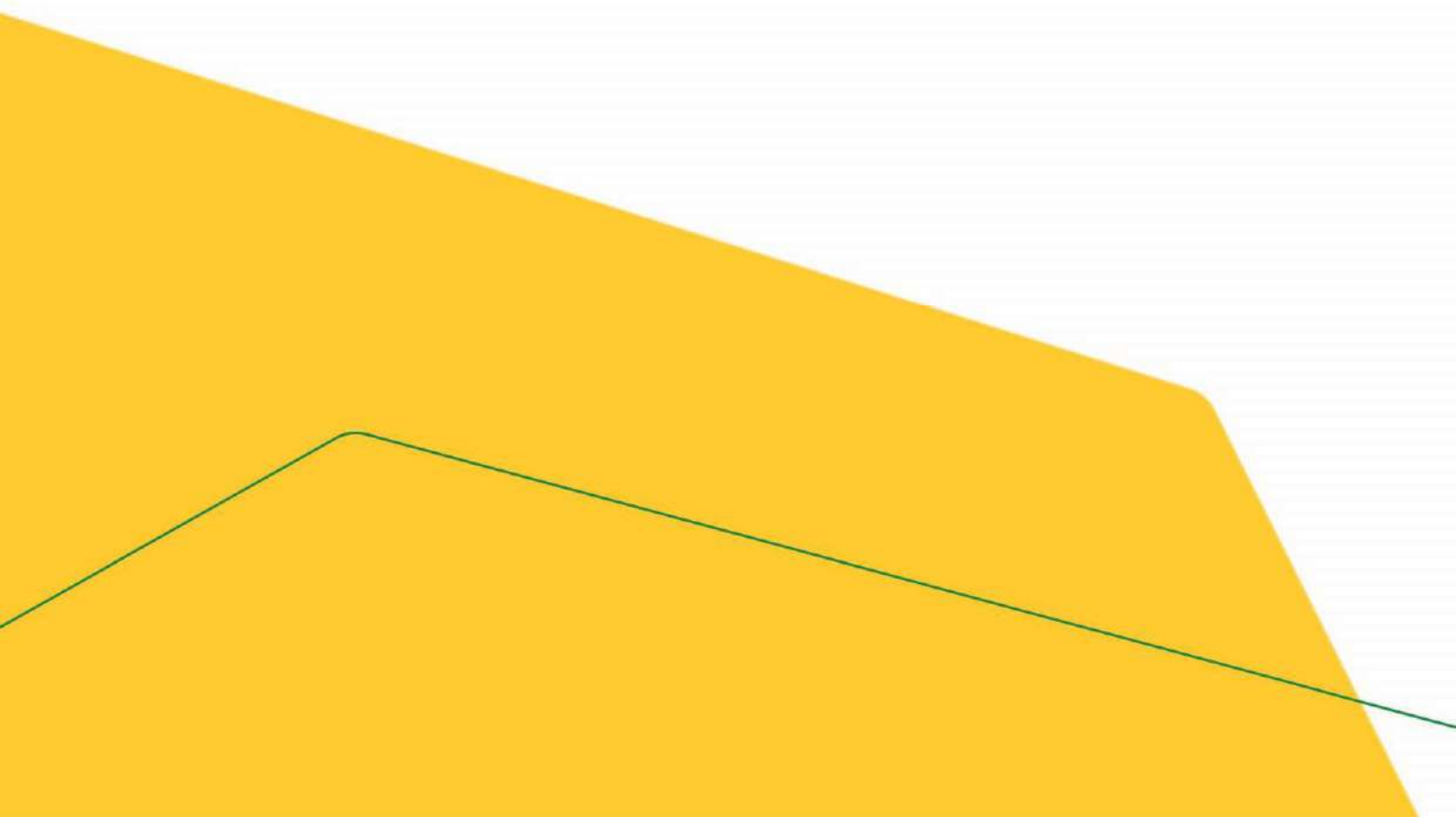
Capítulo 1. Referência

Segue abaixo as informações para a identificação do contexto em que está inserido esse PDI:

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)	749, 842 e 902
F	Distância mínima da costa	106 km da costa do litoral de Campos dos Goytacazes – RJ – conforme Anexo 1
G	Início da operação	Agosto de 1999
H	Parada definitiva da produção	Último óleo 03/04/2021, parada definitiva de produção em 09/06/2021 (carta UO-BC 000288/21 para ANP). A parada definitiva dos poços de injeção ocorreu em 01/05/2022.
I	Tipo de descomissionamento	Parcial (sem devolução de área)
J	Tipologia de instalações contempladas no PDI	FPSO P-35, dutos flexíveis e rígidos, seus acessórios, 2 <i>manifolds</i> 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	<p>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 sob mesmo número em 23/07/2021 com validade de 10 anos (Processo IBAMA nº 02022.000479/2016-27).</p> <p>Em 21/06/2021, por meio da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC/LI-DESC 0013/2021, a Petrobras comunicou ao IBAMA a antecipação da parada definitiva de produção da plataforma P-35 para junho de 2021.</p>

Capítulo 2:

Motivação para o descomissionamento



Capítulo 2. Motivação para o Descomissionamento

O descomissionamento da plataforma Petrobras 35 (P-35) se insere no contexto do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador (Revit), 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 (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

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.

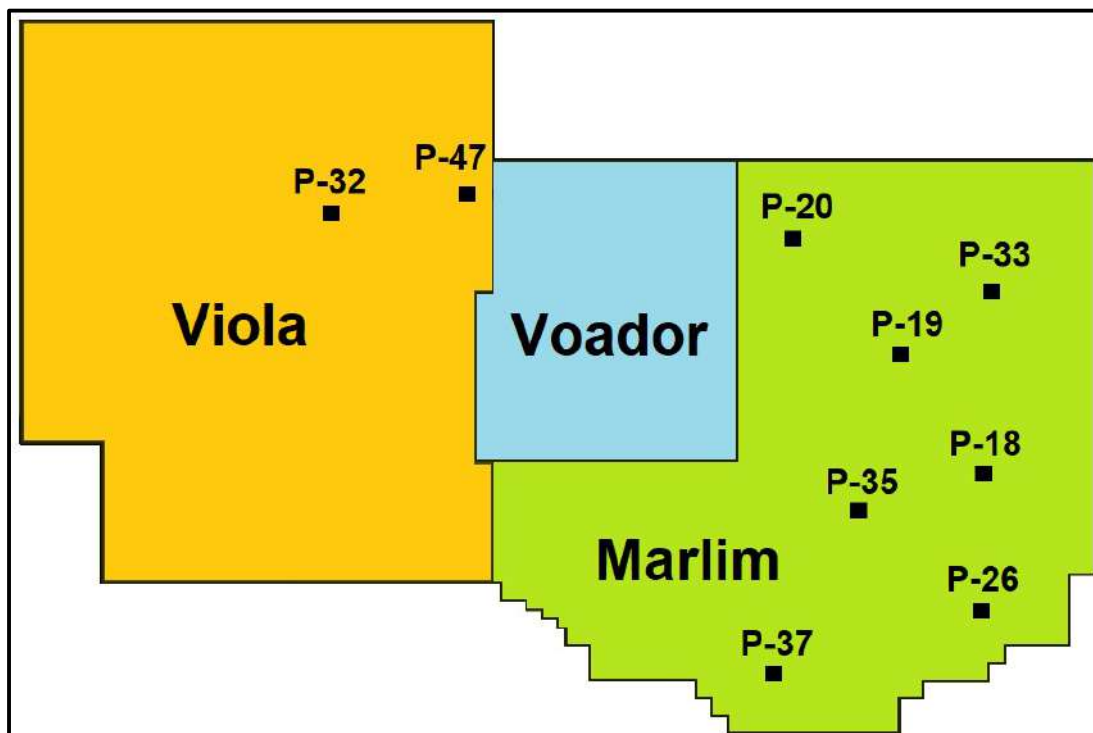


Figura 2-I - Representação da localização das plataformas atualmente responsáveis pela produção de óleo e gás no Campo de Marlim. A P-35 está localizada a Sudoeste do Campo de Marlim.

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, ou através do seguinte endereço eletrônico: Petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/licenciamento-ambiental.

Conforme justificativas apresentadas na Carta UN-BC 0288/2021, encaminhada à ANP em 02/06/2021, a P-35 teve antecipada a interrupção definitiva da produção para 9 de junho de 2021 e foi iniciado o planejamento para antecipação do descomissionamento, com reavaliação do cronograma informado no Programa de Descomissionamento das Instalações (PDI) Conceitual.

Parte dos poços remanescentes dos sistemas de produção existentes nos Campos de Marlim e Voador – incluindo aqueles interligados à Plataforma FPSO P-35 – serão gradativamente desativados e reinterligados aos dois novos FPSO a serem futuramente instalados nestes campos, pelo projeto de revitalização.

O descomissionamento do FPSO P-35 não envolve a devolução de área/concessão e a continuidade da produção da área de P-35, especificamente, se dará pelo remanejamento de 06 poços injetores e 04 poços produtores, totalizando 10 poços, para os novos FPSOs a serem instalados.

Capítulo 3:

Inventário das instalações a serem descomissionadas



Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas

Este capítulo apresenta a caracterização do sistema de produção da P-35, 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-35.

Descrição do Sistema de Produção e Escopo do Projeto de Descomissionamento

A P-35 é uma plataforma flutuante do tipo FPSO, localizada a aproximadamente 106 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em LDA de 842 m. O **Anexo 1** mostra o mapa de localização do FPSO P-35 na Bacia de Campos.

O FPSO P-35 faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim e, atualmente, conta com 34 *risers* conectados à plataforma. O inventário conta com 12 poços satélites, sendo 3 desconectados da UEP, 01 *manifold* submarino de produção com 8 poços (7 conectados e 1 desconectado), 01 *manifold* submarino de produção / injeção com 3 produtores e 3 injetores, um duto de exportação de gás (P-35/MIS-MRL-01) e um duto de importação de gás (P-26/P-35) interligados à plataforma (Figura).

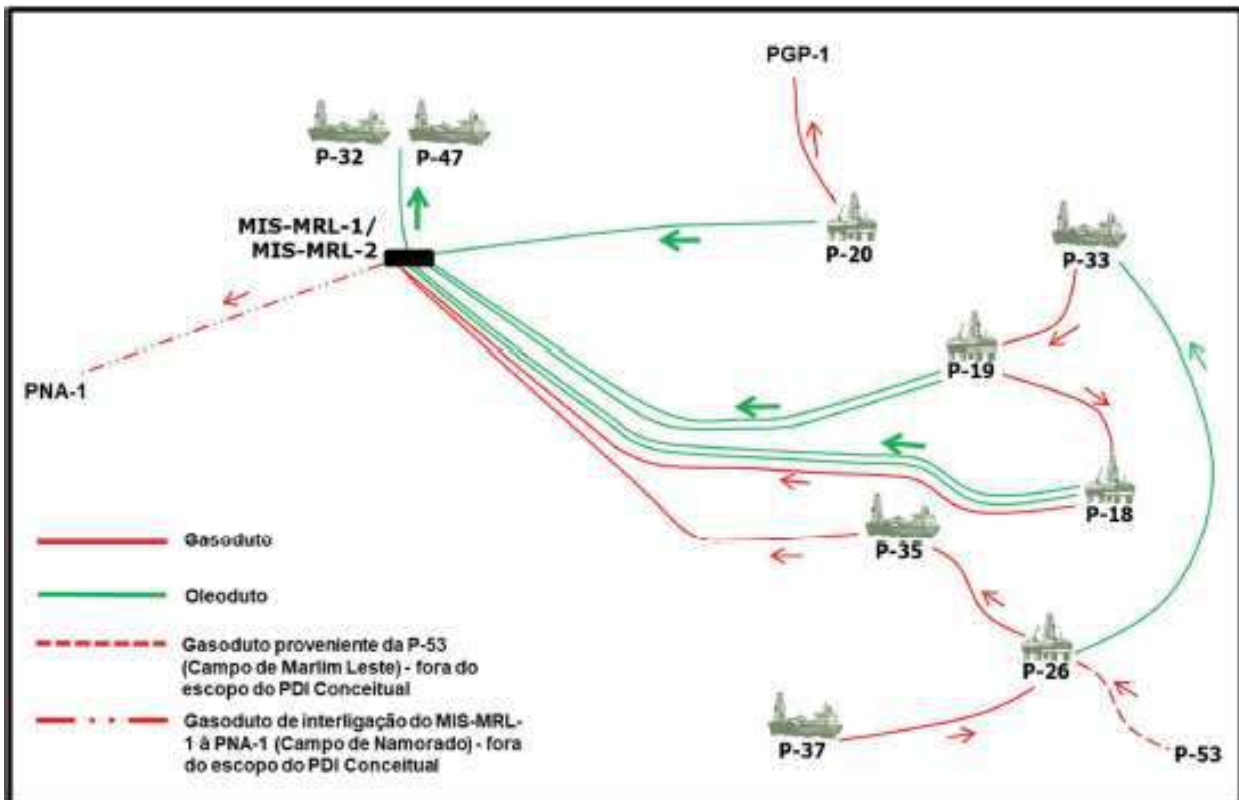


Figura 3-I - Sistema de escoamento da produção de óleo e gás do Campo de Marlim, mostrando a interligação do gasoduto de exportação P-26/P-35

A Erro! Fonte de referência não encontrada.-II mostra, de forma esquemática, o sistema de produção completo associado ao FPSO P-35, indicado pela cor verde, o qual é composto por:

- Oito poços produtores satélites. Destes, seis poços (7-MRL-64D-RJS, 7-MRL-102H-RJS, 7-MRL-118H-RJS, 7-MRL-121H-RJS, 7-MRL-198HP-RJS, 7-MRL-208H-RJS) encontram-se conectados à UEP com ao menos um dos dutos, e dois poços (7-MRL-91H-RJS e 7-MRL-107H-RJS) já tiveram todas as suas linhas desconectadas da plataforma e da ANM, além de suas linhas recolhidas. Os poços 7-MRL-102H-RJS; 7-MRL-198HP-RJS serão remanejados para o projeto de Revitalização de Marlim;
- Quatro poços satélites injetores de água. Destes, três poços (8-MRL-93H-RJS, 8-MRL-95D-RJS, 8-MRL-122H-RJS) encontram-se totalmente conectados e um (8-MRL-94D-RJS) conectado à P-35 porém desconectado na ANM. Todos deverão ser remanejados para o projeto de Revitalização de Marlim;
- Oito poços do *manifold* submarino MSP-MRL-01 produtores. Sete poços ainda conectados ao *manifold* (7-MRL-51D-RJS, 7-MRL-69-RJS, 7-MRL-71D-RJS, 7-MRL-80-RJS, 7-MRL-82D-RJS, 7-MRL-171H-RJS e 7-MRL-190H-RJS) e um poço

desconectado do *manifold* (7-MRL-081D-RJS). O poço 7-MRL-171H-RJS será remanejado para o projeto de Revitalização de Marlim.

- Três poços produtores do *manifold* submarino MSPI-MRL-02 e ainda conectados ao *manifold* (7-MRL-129H-RJS, 7-MRL-142HP-RJS, 7-MRL-207H-RJS). O poço 7-MRL-207H-RJS será remanejado para o projeto de Revitalização de Marlim.
- Três poços injetores de água do *manifold* submarino MSPI-MRL-02 e ainda conectados ao *manifold* (8-MRL-92H-RJS, 8-MRL-108H-RJS, 8-MRL-192D-RJS). Os poços 8-MRL-92H-RJS e 8-MRL-108H-RJS serão remanejados para o projeto de Revitalização de Marlim.
- Gasoduto interligado a plataforma P-26, com 7.250 m de comprimento;
- Gasoduto interligado ao MIS-MRL-01, com 19.117 m de comprimento.

Em cor vermelha, Erro! Fonte de referência não encontrada.-II, está indicado o trecho do sistema submarino que não faz parte do escopo do Projeto de Descomissionamento do FPSO P-35, que é o trecho do gasoduto P-26/P-35 após a ESDV-10"-VE-P-35 até o trecho na chegada de P-26 (inclusive SDV submarina). Em cor amarela está indicado o trecho rígido do gasoduto P-35/MIS-MRL-01 que faz parte do escopo do projeto, que compreende do PLET-MRL-08D até o MIS-MRL-01.

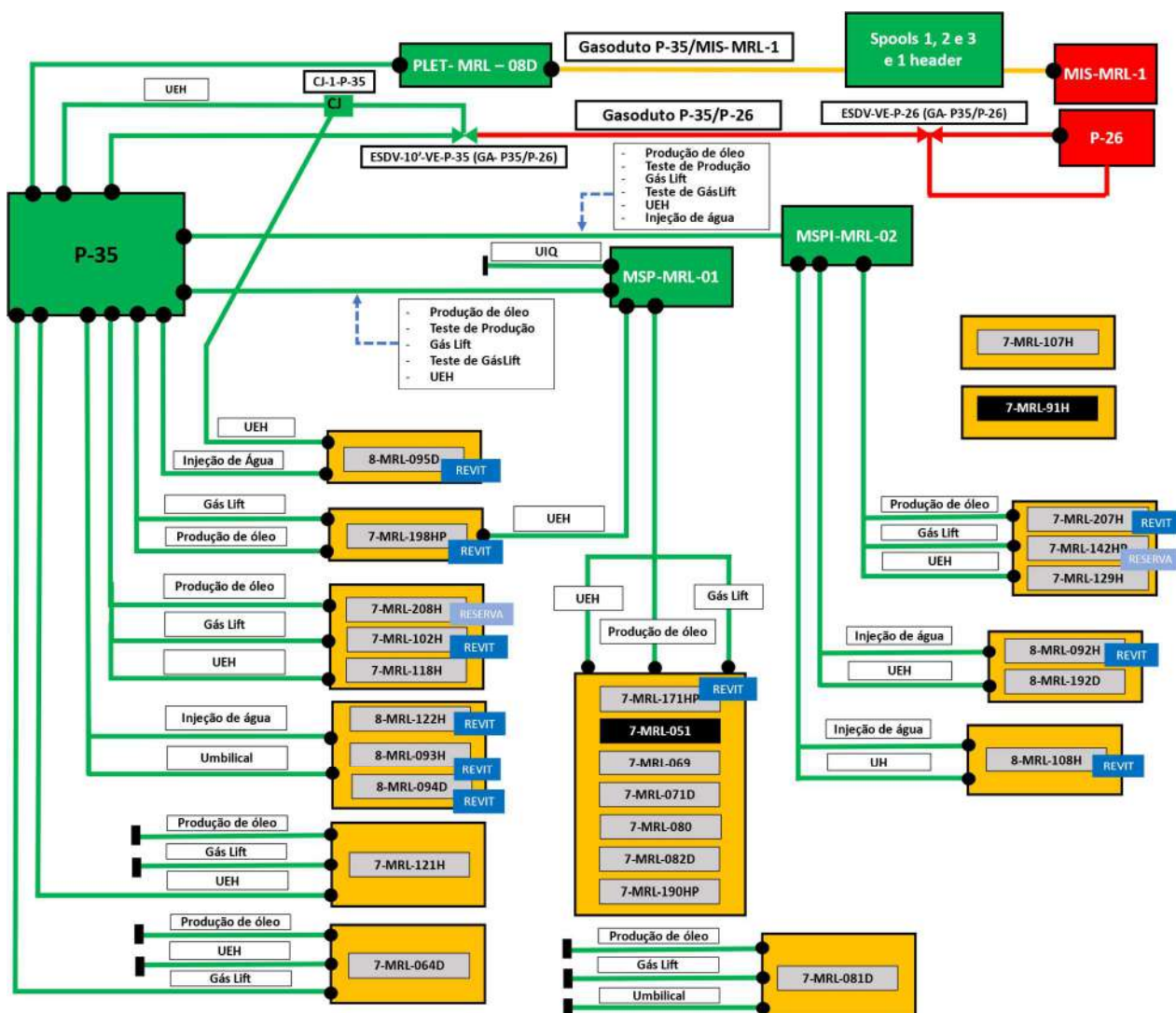


Figura 3-II - Sistema de linhas e dutos submarinos associados ao escopo completo de P-35 em verde e em amarelo. Linhas amarelas representam dutos rígidos que fazem parte do escopo da P-35. Linhas verdes são linhas flexíveis que fazem parte do escopo da P-35. Linhas vermelhas são dutos que não fazem parte do escopo da P-35. Retângulos verdes são equipamentos que fazem parte do escopo da P-35 e vermelhos não fazem parte. Poços que estão na cor preta foram abandonados definitivamente. Poços na cor cinza estão abandonados temporariamente (com ou sem monitoramento) ou fechados.

Complementarmente o **Anexo 2** - Diagrama Unifilar de P-35 e **Anexo 3** - Arranjo Submarino para Recolhimento dos Risers no Pull Out também ilustram os sistemas que compõem o escopo do PDI de P-35.

Estruturas dos PDID que integram o escopo do PDI de P-35

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** (Inventario das Estruturas dos PDIDs da Área 9 a serem Incorporadas aos PDIs dos Campos de Marlim e Voador) é apresentada a listagem completa das estruturas a serem contempladas nos PDIs dos Campos de Marlim e Voador. A proposta de destinação das estruturas listadas no referido anexo 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-35**, são considerados parte do escopo deste PDI, 24 estruturas do 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-35 indicadas por pontos vermelhos. Algumas estruturas estão sobrepostas, pois a localização é muito próxima uma das outras, não sendo possível visualizar graficamente em função da abrangência espacial adotada na figura.

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-35”, na tabela “Sistema Submarino da P-35 - Dutos Flexíveis e Umbilicais – Tramos” (Inventário – Parte 3), juntamente com os demais tramos do sistema, hachuradas na cor cinza, para destaque.

Na **Tabela 3-I** a seguir, é feita a correlação entre estes elementos do PDID e sua apresentação no **Anexo 5** - Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-35.

Tabela 3-I - Correlação entre estes elementos do PDID e o Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-35 (Anexo 5)

Informação no formato PDID	Informação formato Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-35 (Inventário - Parte 3)		
	Nome do duto	Código ANP	Nome Trecho
LINHA DE 2,4 DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	GL_MSP-MRL-01/7-MRL-081D	31797	Flow Flexível M760L04
LINHA DE 4 DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	PO_7-MRL-081D/MSP-MRL-01	31799	Flow Flexível TR503093B
LINHA DE 4 DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	PO_7-MRL-081D/MSP-MRL-01	31799	Flow Flexível TR5042647
LINHA DE 6 DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	PO_7-MRL-081D/MSP-MRL-01	31799	Flow Line 0430641(C)
LINHA DE 6 DO MSPI-MRL-2 P/ P-35 LMRL9038 - 06/08/1999	IA_P-35/MSPI-MRL-02	21055	Riser Flexível TR5030963B
LINHA DE 8 DO MSPI-MRL-02 P/ P-35 POMRL14-012 - 20/08/2014	PO_MSPI-MRL-02/P-35	21118	Riser Flexível 3791NKT022
LINHA DE 8 DO MSPI-MRL-02 P/ P-35 POMRL14-012 - 20/08/2014	PO_MSPI-MRL-02/P-35	21118	Riser Flexível 3791NKT023
LINHA DE 8 DO MSPI-MRL-02 P/ P-35 POMRL14-012 - 20/08/2014	PO_MSPI-MRL-02/P-35	21118	Riser Flexível 5021024B3
UEH DE (9+3)+CE DO 7-MRL-081 KMRL0019 - 24/03/2000 BUNDLE ABANDONADO ARQUIVO XYZ NÃO É AS-LAID	UEH_MSP-MRL-01/7-MRL-081D	21155	Flow Flexível 2517(B)

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	LDA (m)	Comprimento (m)	Longitude	Latitude
LINHA ABANDONADA (DESCONECTADA)	DUTO ¹	-813,88	1.164,67	-40:04:10,095	-22:25:08,485
SISTEMA DE ANCORAGEM ABANDONADO	ÂNCORA	-848	44	-40:04:06,518	-22:26:11,270
SISTEMA DE ANCORAGEM ABANDONADO	ÂNCORA	-849	53	-40:04:05,582	-22:26:12,317
SUCATA AO LADO DA LINHA DE 2,5 DO 7-MRL-198HP NMMRL09-26 - 12/09/2009	SUCATAS	-820,87	NA	-40:04:53,398	-22:26:07,511
SUCATA AO LADO DA LINHA DE 2,5 DO 7-MRL-198HP NMMRL09-26 - 12/09/2009	SUCATAS	-825,49	NA	-40:04:44,978	-22:26:08,803
SUCATA AO LADO DA LINHA DE 6 DO 7-MRL-198HP NMMRL09-26 - 12/09/2009	SUCATAS	-829,78	NA	-40:04:37,843	-22:26:08,948
SUCATA DA LINHA DE 8 DO MSP-MRL-1 P/ P-35 NMRL08-034 - 26/04/2008	SUCATAS	-835,46	NA	-40:04:16,509	-22:26:00,440
SUCATA DA LINHA DE UEH DO MRL-093	SUCATAS	-863,9	NA	-40:04:08,925	-22:26:37,822
SUCATA DA LINHA DE UH NMRL08-034 - 26/04/2008	SUCATAS	-789,26	NA	-40:04:55,718	-22:25:28,408
SUCATA DA LINHA DE UH NMRL08-034 - 26/04/2008	SUCATAS	-837,37	NA	-40:04:15,404	-22:26:02,301
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	-866,68	NA	-40:04:11,744	-22:26:45,022
SUCATA METÁLICA PRÓXIMO AO DUTO DE 2,4 NMRL11-069 - 09/09/2011 NMRL11-058 - 02/08/2011 NMRL11-059 - 04/08/2011	SUCATAS	-825,36	NA	-40:04:39,195	-22:26:02,923
SUCATA METALICA RMRL3481 - 07/11/2003	SUCATAS	-848,24	NA	-40:04:04,113	-22:26:12,392
SUCATA METÁLICA RMRL3481 - 07/11/2003	SUCATAS	-851,5	NA	-40:04:06,779	-22:26:17,870
SUCATA METÁLICA TOCANDO O DUTO DE UEH SMRL10-018 - 07/05/2010	SUCATAS	-881,02	NA	-40:03:37,800	-22:26:39,003

As destinações finais das estruturas de PDID sob escopo deste PDI da P-35, 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-35.

O primeiro item da **Tabela 3-II - Outros elementos do PDID**, com a identificação “LINHA ABANDONADA (DESCONECTADA)” será tratado como exceção e sua destinação será avaliada separadamente neste PDI. Embora seja um duto flexível, este equipamento nunca foi conectado a nenhum outro elemento e tem função de suporte (“*sleeper*”) para um duto rígido em operação (GA P-18/MIS-MRL-01). A **Figura 3-IV - LINHA**

¹ “*Sleeper*” - Vide explicações adicionais sobre equipamento após a tabela.

ABANDONADA (DESCONECTADA) posicionada sob o GA P-18/MIS-MRL-01 apresenta imagem do elemento desempenhando esta função.



Figura 3-IV - LINHA ABANDONADA (DESCONECTADA) posicionada sob o GA P-18/MIS-MRL-01

3.1. Poços

Existem 26 poços de completação molhada associados à plataforma de P-35, sendo 19 produtores e 7 injetores, estando eles localizados nas áreas sob os contratos ANP nº 48000.003723/97-10 – Campo de Marlim. Abaixo, segue a identificação dos poços, agrupados conforme a destinação projetada:

- **Abandono permanente a ser realizado:** 12 poços constituem o escopo de abandono permanente do projeto de descomissionamento de P-35:
 - 7-MRL-64D-RJS;
 - 7-MRL-69-RJS;
 - 7-MRL-71D-RJS;
 - 7-MRL-80-RJS;
 - 7-MRL-81D-RJS;
 - 7-MRL-82D-RJS;
 - 7-MRL-107H-RJS;

- 7-MRL-118H-RJS;
 - 7-MRL-121HP-RJS;
 - 7-MRL-129HPA-RJS;
 - 7-MRL-190HP-RJS;
 - 8-MRL-192D-RJS.
- **Projeto de revitalização:** remanejamento de 6 poços injetores e 4 poços produtores, totalizando 10 poços, para as novas unidades do projeto de Revitalização de Marlim a serem instaladas:
 - 8-MRL-108HP-RJS;
 - 8-MRL-122HP-RJS;
 - 8-MRL-92H-RJS;
 - 8-MRL-93H-RJS;
 - 8-MRL-94D-RJS;
 - 8-MRL-95D-RJS;
 - 7-MRL-102H-RJS;
 - 7-MRL-171HP-RJS;
 - 7-MRL-198HP-RJS;
 - 7-MRL-207H-RJS.
- **Reserva do projeto de revitalização:** Os poços produtores abaixo são considerados como poços reserva, ou seja, podem vir a substituir os poços que estão planejados a serem reaproveitados nas unidades do projeto de Revitalização de Marlim:
 - 7-MRL-142HA-RJS;
 - 7-MRL-208HB-RJS.
- **Abandono permanente realizado:** 2 poços estiveram conectados a plataforma P-35 e se encontram atualmente abandonados permanentemente:
 - 7-MRL-51-RJS;
 - 7-MRL-91H-RJS.

A Tabela 3-I a seguir apresenta informações detalhadas sobre os poços. Atenção para as informações da coluna “Status Atual” que tem como data de referência 16/12/2022.

Vale ressaltar que os poços 7-MRL-64D-RJS, 7-MRL-80-RJS, 7-MRL-81D-RJS, 7-MRL-107H-RJS e 7-MRL-121HP-RJS integram a lista de poços do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) para adequação ao item 10.5.3.3 do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (Resolução ANP nº 46/2016), em negociação entre a PETROBRAS e a ANP.

A estratégia que vem sendo alinhada com a ANP no âmbito da negociação do TAC de Abandono e Monitoramento de Poços é de estabelecimento de um cronograma de adequação objetivando a redução do risco da carteira de abandonos com a classificação dos poços em grupos de risco, em conformidade com o Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para o Monitoramento de Poços em Abandono Temporário do IBP, e com a priorização de intervenções em poços de grupos de maior criticidade. Para a redução do risco no menor tempo possível, o planejamento contempla a realização do abandono permanente, quando viável tecnicamente, em duas fases. Na primeira fase (Fase 1) o poço tem sua integridade reavaliada (verificação / monitoramento dos Conjuntos Solidários de Barreiras - CSB) e/ou restaurada, permanecendo em abandono temporário, conforme SGIP, até a segunda intervenção (abandono permanente propriamente dito – Fase 2), que consiste no estabelecimento de CSB (conjuntos solidários de barreiras) de caráter permanente e que deve ocorrer em até 3 anos após a intervenção Fase 1.

Com exceção do 7-MRL-121HP-RJS, que passou por intervenção de abandono Fase 1 em outubro de 2022, tendo sido monitorado nesta ocasião, e do 7-MRL-80-RJS, que foi monitorado em abril de 2022, todos os outros três poços estão sem monitoramento a mais de três anos e devem ser adequados e abandonados conforme o cronograma do TAC.

A negociação do TAC, registrada no processo administrativo ANP SEI nº 48610.210799/2021-21, atualmente está em mediação na Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Pública Federal (CCAF) – NUP 00400.000917/2021-34 – com participação aprovada pela ANP conforme o Ofício nº 562/2021/SSM/ANP-RJ (SEI/ANP 1642895).

Tabela 3-I - Informações de poço

Nome ANP	Área sob contrato	UEP	Lâmina d'água (m)	Latitude	Longitude	Tipo de Completação	Finalidade	Status Atual (Data de Referência 16/12/2022)	Data Término da perfuração	Data do término do abandono (temporário, permanente - quando aplicável)
7-MRL-102H-RJS	Marlim	P-35	880	'-22:27:08,041	'-40:04:03,332	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	30/10/1999	19/11/2022
7-MRL-107H-RJS(*)	Marlim	P-35	897	'-22:27:00,384	'-40:03:30,983	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Abandonado temporariamente sem monitoramento	28/08/1999	N.A
7-MRL-118H-RJS	Marlim	P-35	836	'-22:26:40,890	'-40:04:56,678	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	25/04/2000	N.A
7-MRL-121HP-RJS(*)	Marlim	P-35	888	'-22:26:10,240	'-40:03:00,691	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Abandonado temporariamente sem monitoramento	03/05/2000	01/10/2022
7-MRL-129HPA-RJS	Marlim	P-35	816	'-22:25:00,095	'-40:03:57,559	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	31/01/2001	N.A
7-MRL-142HA-RJS	Marlim	P-35	840	'-22:25:02,678	'-40:03:26,742	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	04/04/2001	N.A
7-MRL-171HP-RJS	Marlim	P-35	788	'-22:25:39,345	'-40:05:04,383	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	15/07/2004	N.A
7-MRL-190HP-RJS	Marlim	P-35	748	'-22:24:49,294	'-40:05:17,371	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	17/01/2008	N.A
7-MRL-198HP-RJS	Marlim	P-35	787	'-22:26:00,323	'-40:05:37,919	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	06/03/2009	N.A

Nome ANP	Área sob contrato	UEP	Lâmina d'água (m)	Latitude	Longitude	Tipo de Completação	Finalidade	Status Atual (Data de Referência 16/12/2022)	Data Término da perfuração	Data do término do abandono (temporário, permanente - quando aplicável)
7-MRL-207H-RJS	Marlim	P-35	775	'-22:24:45,540	'-40:04:37,565	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	06/11/2010	N.A
7-MRL-208HB-RJS	Marlim	P-35	777	'-22:25:36,255	'-40:05:18,423	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	31/01/2011	N.A
7-MRL-51-RJS	Marlim	P-35	791	'-22:25:26,471	'-40:04:44,977	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Abandonado permanentemente	09/09/1996	23/09/2020
7-MRL-64D-RJS(*)	Marlim	P-35	850	'-22:26:54,320	'-40:04:47,582	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Abandonado temporariamente sem monitoramento	29/01/1997	N.A
7-MRL-69-RJS	Marlim	P-35	775	'-22:25:26,124	'-40:05:12,675	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	28/03/1997	26/10/2022
7-MRL-71D-RJS	Marlim	P-35	774	'-22:25:24,260	'-40:05:14,132	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Abandonado temporariamente com monitoramento	17/04/1997	24/04/2022
7-MRL-80-RJS(*)	Marlim	P-35	766,5	'-22:24:53,699	'-40:04:53,536	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	28/10/1997	27/08/2014
7-MRL-81D-RJS(*)	Marlim	P-35	757	'-22:24:52,945	'-40:04:54,789	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Abandonado temporariamente sem monitoramento	09/11/1997	09/08/2014
7-MRL-82D-RJS	Marlim	P-35	764	'-22:24:52,676	'-40:04:56,014	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	26/11/1997	24/07/2022

Nome ANP	Área sob contrato	UEP	Lâmina d'água (m)	Latitude	Longitude	Tipo de Completação	Finalidade	Status Atual (Data de Referência 16/12/2022)	Data Término da perfuração	Data do término do abandono (temporário, permanente - quando aplicável)
7-MRL-91H-RJS	Marlim	P-35	780	'-22:25:27,922	'-40:05:11,080	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Abandonado permanentemente	29/10/1999	09/03/2019
8-MRL-108HP-RJS	Marlim	P-35	810	'-22:24:47,174	'-40:03:53,018	Molhada	Poço Explotatório de Injeção	Fechado	24/10/1999	N.A
8-MRL-122HP-RJS	Marlim	P-35	835	'-22:25:07,445	'-40:03:38,272	Molhada	Poço Explotatório de Injeção	Fechado	05/06/2000	N.A
8-MRL-192D-RJS	Marlim	P-35	749	'-22:24:07,243	'-40:04:34,343	Molhada	Poço Explotatório de Injeção	Fechado	22/03/2008	N.A
8-MRL-92H-RJS	Marlim	P-35	811	'-22:24:53,679	'-40:04:02,930	Molhada	Poço Explotatório de Injeção	Fechado	07/02/1999	N.A
8-MRL-93H-RJS	Marlim	P-35	880	'-22:27:08,015	'-40:04:07,178	Molhada	Poço Explotatório de Injeção	Fechado	29/10/1998	N.A
8-MRL-94D-RJS	Marlim	P-35	880	'-22:26:17,237	'-40:03:05,364	Molhada	Poço Explotatório de Injeção	Abandonado temporariamente com monitoramento	31/12/1998	N.A
8-MRL-95D-RJS	Marlim	P-35	902	'-22:26:57,618	'-40:03:21,342	Molhada	Poço Explotatório de Injeção	Fechado	13/02/1999	N.A

(*) Poços que integram o TAC para adequação ao item 10.5.3.3 do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (Resolução ANP nº 46/2016).

3.2. Unidade de Produção Marítima

Este item do PDI apresenta as principais características da P-35 (**Figura 3.2-I**), incluindo: descrição da unidade, informações sobre os módulos e sistemas a bordo da plataforma e dados do seu sistema de ancoragem.



Figura 3.2-I - Imagem do FPSO P-35 em sua locação (Campo de Marlim)

3.2.1. Descrição

O FPSO P-35 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 à unidade e o gás é exportado através de gasoduto.

A Erro! Fonte de referência não encontrada. apresenta as principais características do FPSO P-35, relevantes para este projeto de descomissionamento.

Tabela 3.2.1-I - Características da P-35

A	Nome da unidade de produção:	PETROBRAS-35
B	Código da unidade de produção:	P-35
C	Classificação da unidade de produção:	FPSO (<i>Floating, Production, Storage and Offloading</i>)
D	Proprietário:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS

E	Operador da instalação:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
F	Data de término do contrato de afretamento	Não aplicável
	Bandeira:	Libéria
G	Ano de Construção e ano de conversão:	Construção: 1979 / Conversão: 1998
H	Massa na condição de descomissionamento (Peso Leve):	51.504 ton
I	Calado Máximo:	21 m
J	Áreas sob contrato atendidas pela unidade de produção:	A P-35 faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim
K	Profundidade Batimétrica Média (LDA)	842 m
L	Distância da costa:	106 km
M	Coordenadas: (UTM – DATUM: SIRGAS 2000 – MC: 39°W)	Longitude: -22:26:13,326 Latitude: -40:04:05,380
N	Sistema de escoamento da produção:	Gás: 01 gasoduto interligado à P-26 e 01 gasoduto interligado ao MIS-MRL-01 OBS.: Exportação da produção de óleo via <i>offloading</i> por navios aliviadores

Outras informações sobre a P-35, incluindo características físicas, são apresentadas nos **Anexo 6** - DUM (Descrição da Unidade Marítima), **Anexo 7** - *General Arrangement* e **Anexo 8** - *Capacity Plan* da P-35.

3.2.2. Módulos

O FPSO P-35 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 função e 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	Massa – Peso Seco (t)
Deck de produção	5095
Acomodação	381
Turret	4069
Flare	226
Helideck	60

Offloading	286
Praça de Máquinas	1076

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
AQUECEDOR DE PRODUÇÃO "A"
AQUECEDOR DE PRODUÇÃO "B"
AQUECEDOR DE TESTE
BOMBA DE CIRCULAÇÃO DE ÁGUA QUENTE
BOMBA DE COMPENSAÇÃO DE ÁGUA QUENTE
TURBOCOMPRESSOR DE GÁS "A"
TURBOCOMPRESSOR DE GÁS "B"
TURBOCOMPRESSOR DE GÁS "C"
COMPRESSOR E VASO DE PARTIDA
CONDENSADOR DA UNIDADE DE REGENERAÇÃO TEG
DESIDRATADOR DE ÓLEO "A"
DESIDRATADOR DE ÓLEO "B"
FILTRO DE CARTUCHO PRIMÁRIO DE TEG
FILTRO DE CARVÃO DO TEG
FILTRO SECUNDÁRIO DE CARTUCHO DE TEG
FORNO DE ÁGUA QUENTE "A"
FORNO DE ÁGUA QUENTE "B"
HIDROCICLONE DO DESIDRATADOR DE ÓLEO "A"
HIDROCICLONE DO DESIDRATADOR DE ÓLEO "B"
HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE PRODUÇÃO "A"
HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE PRODUÇÃO "B"
HIDROCICLONE DO SEPARADOR DE TESTE
PERMUTADOR DE CALOR GÁS COMBUSTÍVEL
PERMUTADOR DE CALOR TEG AQUECIDO
PERMUTADOR DE CALOR TEG FRIO
PRÉ-AQUECEDOR DE GÁS DE COMBUSTÍVEL
PRÉ-AQUECEDOR DE PRODUÇÃO "A"
PRÉ-AQUECEDOR DE PRODUÇÃO "B"
DEPURADOR DO 1º ESTÁGIO "A"
DEPURADOR DO 1º ESTÁGIO "B"
DEPURADOR DO 1º ESTÁGIO "C"
DEPURADOR DO 2º ESTÁGIO "A"
DEPURADOR DO 2º ESTÁGIO "B"
DEPURADOR DO 2º ESTÁGIO "C"
DEPURADOR DO 3º ESTÁGIO "A"

DEPURADOR DO 3º ESTÁGIO "B"
DEPURADOR DO 3º ESTÁGIO "C"
REBOILER DA UNIDADE DE REGENERAÇÃO TEG
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 1º ESTÁGIO "A"
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 1º ESTÁGIO "B"
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 1º ESTÁGIO "C"
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 2º ESTÁGIO "A"
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 2º ESTÁGIO "B"
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 2º ESTÁGIO "C"
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 3º ESTÁGIO "A"
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 3º ESTÁGIO "B"
RESFRIADOR DA DESCARGA DO 3º ESTÁGIO "C"
RESFRIADOR DA SUCÇÃO DO 1º ESTÁGIO "A"
RESFRIADOR DA SUCÇÃO DO 1º ESTÁGIO "B"
RESFRIADOR DA SUCÇÃO DO 1º ESTÁGIO "B"
RESFRIADOR DO TEG
SEPARADOR ATMOSFÉRICO
SEPARADOR DE PRODUÇÃO "A"
SEPARADOR DE PRODUÇÃO "B"
SEPARADOR DE TESTE
TANQUE TEG CONTACTOR
UNIDADE DE FLOTAÇÃO
UNIDADE DE INJEÇÃO QUIMICA NA ÁGUA
UNIDADE DE INJEÇÃO QUIMICA NO GÁS
UNIDADE DE INJEÇÃO QUIMICA NO ÓLEO
UNIDADE DE RECUPERAÇÃO DE CALOR TC
UNIDADE DE RECUPERAÇÃO DE CALOR TG
UNIDADE DE REMOÇÃO DE TEG REGENERADO
UNIDADE RECUPERADORA DE VAPOR
VASO DE EXPANSÃO DE ÁGUA QUENTE
VASO DE FLASH DO TEG
VASO DE K.O DE GAS COMBUSTÍVEL
VASO DE K.O DE GÁS DE SEGURANÇA
VASO DE K.O. DE TEG CONTACTOR
VASO DE SURGE DO TEG
VASO DEGASSIFICADOR DE ÁGUA PRODUZIDA

A última revisão da DUM (Descrição da Unidade Marítima) da P-35, 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).

De forma complementar, o Anexo 7 apresenta o *General Arrangement* da P-35, com a indicação das posições dos equipamentos e sistemas, e o Anexo 8 apresenta o *Capacity Plan* do FPSO P-35, com o arranjo de tanques de carga da plataforma

3.2.3. Sistema de Manutenção de Posição

A P-35 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 ela se alinhe com a resultante ambiental (onda, vento e corrente).

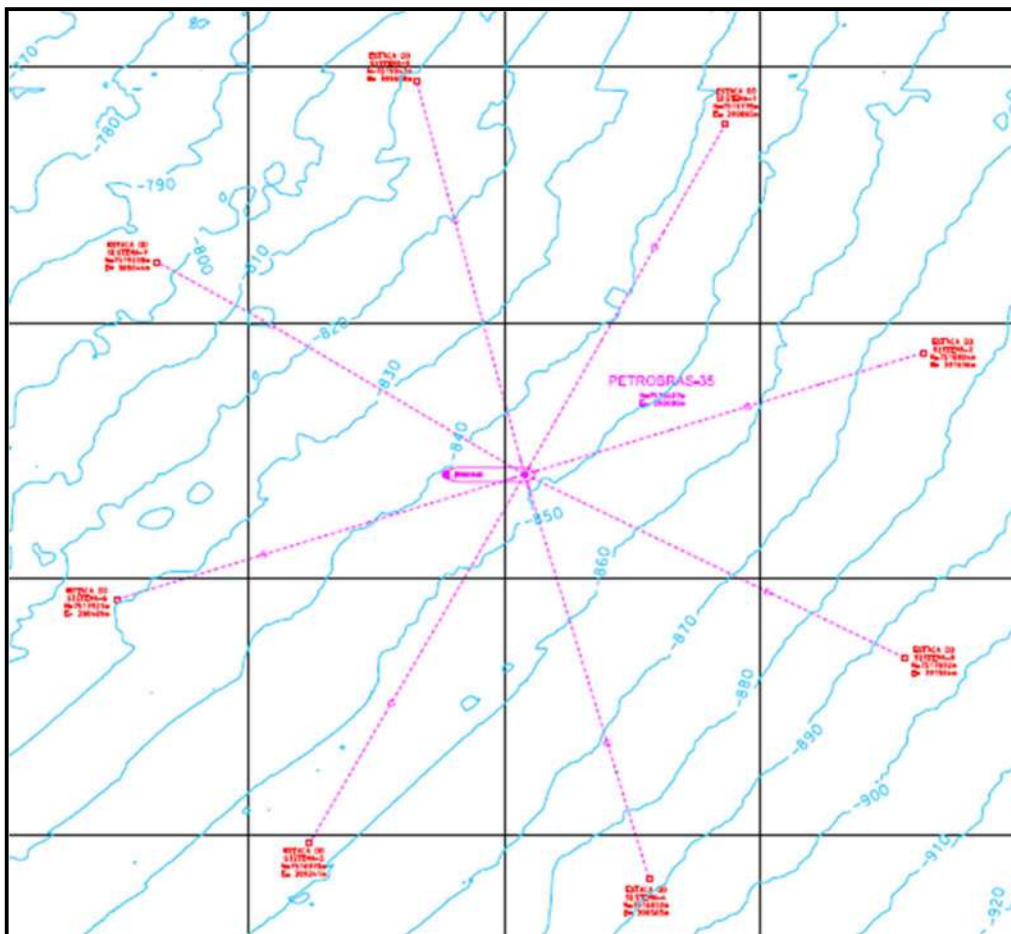


Figura 3.2.3-I - Layout do sistema de ancoragem do FPSO P-35

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 7) e “grauteadas” (instaladas nas linhas de ancoragem 6 e 8).

A seguir, segue uma breve descrição dos dois tipos de estacas utilizados no sistema de ancoragem de P-35:

- **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 em seu interior 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 (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.

A **Tabela 3.2.3-I** e a **Tabela 3.2.3-II** apresentam informações gerais (comprimentos, massas, coordenadas e LDA) sobre cada uma das oito linhas de ancoragem da P-35, enquanto a **Figura 3.2.3-II** ilustra a configuração da “Linha de Ancoragem 1” (diagrama unifilar com indicação dos principais componentes), a qual é semelhante às outras sete linhas.

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*”.

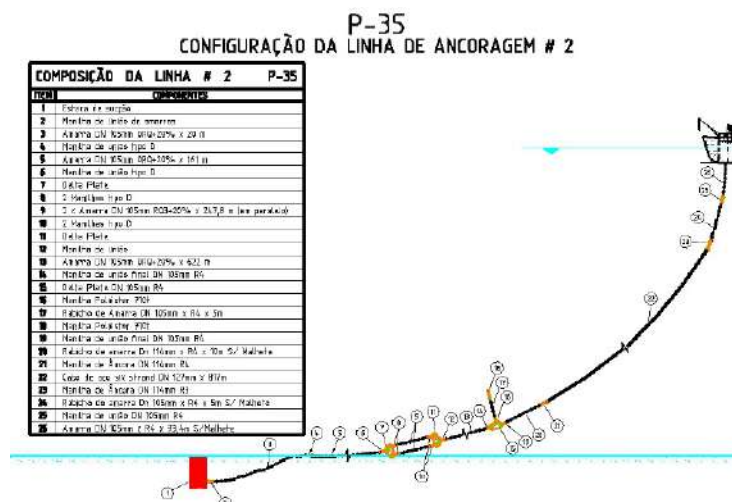


Figura 3.2.3-II - Unifilar típico das linhas de ancoragem da P-35, indicando os seus componentes

Tabela 3.2.3-I - Comprimentos e massas dos principais elementos que compõem as oito linhas do sistema de ancoragem da P-35

Linha de Ancoragem ³	Amarra de Topo ⁴		Cabo de Aço		Amarra de Fundo		Estaca	
	Comp. [m]	Massa [t]	Comp. [m]	Massa [t]	Comp. [m]	Massa [t]	Tipo	Massa [t]
#1	1875,83	356,54	817 m	35,9	1045,8	228,48	Sucção	102
#2	1921,39	365,20	817 m	35,9	1050,8	229,57	Sucção	102
#3	1870,8	355,58	817 m	35,9	1073,8	234,59	Sucção	102
#4	1939,76	368,69	817 m	35,9	1070,8	233,94	Sucção	102
#5	1952,46	371,10	817 m	35,9	1080,8	236,12	Sucção	102
#6	1939,57	368,65	817 m	35,9	1071,8	234,16	Grauteada	75
#7	1919,6	364,86	817 m	35,9	1046,8	228,69	Sucção	102
#8	1859,33	353,40	817 m	35,9	1018,8	222,58	Grauteada	75
Total	15278,74	2904,02	6536	287,2	8459,4	1848,13	8 un	762

Tabela 3.2.3-II - Coordenadas e LDA dos pontos fixos (estacas) das oito linhas de ancoragem da P-35

Linha de Ancoragem	LDA na Localização da Estaca [m]	Coordenadas Geográficas Localização da Estaca	
		Latitude	Longitude
#1	853	-22:25:28,926	-40:03:37,583
#2	884	-22:25:58,173	-40:03:10,835
#3	902	-22:26:36,917	-40:03:13,647

³ Valores de massa estimados com base no peso linear dos equipamentos

⁴ Considera o último trecho de amarra (conectado à plataforma)

#4	885	-22:27:04,653	-40:03:48,80
#5	858	-22:26:59,858	-40:04:35,087
#6	833	-22:26:28,759	-40:05:01,153
#7	804	-22:25:45,970	-40:04:55,400
#8	820	-22:25:23,347	-40:04:19,758

As **Figuras 3.2.3-III a 3.2.3-IV** mostram fotos tiradas durante inspeções do sistema de ancoragem realizadas no ano de 2017, e ilustram as posições das âncoras, trechos de amarras de fundo e regiões de TPD (*Touch Down Point*).



Foto 1 – Estaca de ancoragem do sistema #6 de ancoragem da P-35.



Foto 2 – Trecho da amarra do sistema #6 soterrado sobre coral



Foto 3 – Início do TDP do sistema #6 de ancoragem da P-35.

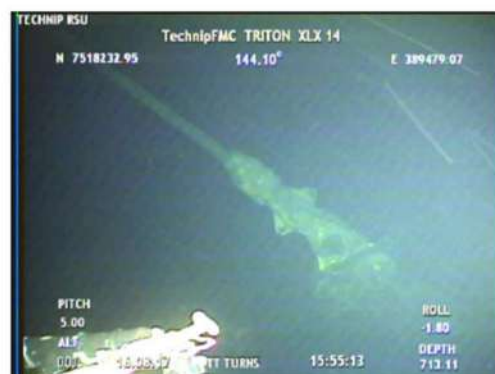


Foto 4 – Conexão entre fim da amarra de fundo e início do cabo do sistema #6 de ancoragem da P-35

Figura 3.2.3-III - Imagens da linha de ancoragem #6.



Foto 15 – Estaca de ancoragem do sistema #8 de ancoragem da P-35.



Foto 16 – Trecho da amarra do sistema #8 dentro de formação de vala de aproximadamente 2m de profundidade



Foto 17 – Início do TDP do sistema #8 de ancoragem da P-35



Foto 18 – Conexão entre fim da amarra de fundo e início do cabo do sistema #8 de ancoragem da P-35

Figura 3.2.3-IV- Imagens das linhas de ancoragem #8

3.3. Dutos

O sistema submarino de P-35 (coleta e exportação) é constituído por dutos flexíveis, rígidos e umbilicais eletro-hidráulicos (UEH). Há 34 *risers* conectados à P-35, dos quais: 08 de produção, 09 de *gas lift*, 01 de importação de gás, 01 de exportação de gás, 05 UEHs, 05 UHs, 05 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:

- **Gasoduto P-35/MIS-MRL-01:**

- Gasoduto flexível de 9,5" (1207 m) trecho *riser*, duto flexível 9,5" (1181 m) trecho *flowline* que conecta a P-35 ao PLET-MRL-08D, trecho rígido de 10" (5931m + 5359m + 5390m) e *spools* rígidos de 10" (49m).

- **Gasoduto P-26/P-35:**

- Gasoduto flexível de 9,5" (1206 m) trecho *riser*, ESDV-VE-P-35 fazem parte do escopo deste projeto.
- Umbilical Hidráulico-Elétrico (1.264 m + 75 m) responsável pelo controle da ESDV-VE-P-35 (GA_P35/P-26).
- Não fazem parte do escopo deste PDI: O duto flexível 9.5" (1156 m + 1165 m + 1149 m + 1153 m) trecho *flowline* à jusante (sentido P-35/P-26) da ESDV-VE-P-35 e a ESDV-VE-P26, que são tratados no escopo do PDI da P-26.
- **Bundles de Poços Produtores (7-MRL-102H-RJS; 7-MRL-142HP-RJS; 7-MRL-171HP-RJS; 7-MRL-198HP-RJS; 7-MRL-207H-RJS; 7-MRL-208HB-RJS; 7-MRL-64D-RJS¹; 7-MRL-69-RJS; 7-MRL-71D-RJS; 7-MRL-80-RJS; 7-MRL-81D-RJS²; 7-**

MRL-82D-RJS; 7-MRL-107H-RJS⁴; 7-MRL-118H-RJS; 7-MRL-121HP-RJS³; 7-MRL-129HPA-RJS; 7-MRL-190HP-RJS; 7-MRL-51-RJS; 7-MRL-91H-RJS⁵)

- 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 2,46", 2,5" ou 4") usado, dentre outras funções, para limpeza da linha de produção através da circulação 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-93H-RJS; 8-MRL-92H-RJS; 8-MRL-95D-RJS; 8-MRL-108HP-RJS; 8-MRL-94D-RJS; 8-MRL-122HP-RJS; 8-MRL-192D-RJS)**
- Linha de injeção de água: duto flexível (diâmetro interno de 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.
- O poço 8-MRL-94D-RJS apresenta as linhas de injeção e UH desconectadas da ANM, mas conectadas a UEP.

Adicionalmente, existem 99 anodos de zinco instalados ao longo do P-35/MIS-MRL-01 (**Anexo 9 – Posicionamento de Anodos**), do tipo braçadeira, dispostos a

1 Linhas de produção e umbilical desconectadas da plataforma
 2 Linhas de produção, gás lift e umbilical desconectadas do *manifold*
 3 Linhas de produção e gás lift desconectadas da plataforma
 4 Linhas de produção, gás lift e umbilical desconectadas da ANM e plataforma.

aproximadamente 170 m de distância entre si para o gasoduto, cujas massas atualmente são desconhecidas, uma vez que há corrosão ao longo dos anos, sendo, em termos práticos, difícil de estimar a sua massa remanescente (inicialmente, possuem 250 Kg). Os anodos do tipo braçadeira não foram projetados para serem retirados do duto, porquanto uma operação dessa natureza demandaria uma quantidade excessiva de ROV (*Remotely Operated Vehicle*).

A Erro! Fonte de referência não encontrada.**3.3-I** apresenta as principais informações e características das linhas flexíveis (dutos flexíveis, anulares e umbilicais eletro-hidráulicos) e trechos de dutos rígidos que fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-35. Mais informações podem ser obtidas no **Anexo 5** - Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos.

Tabela 3.3-I - Condição atual dos dutos flexíveis referentes ao sistema submarino da P-35

Destino	Tipo	Comp do trecho riser (m)	Comp do trecho flowline (m)	Comp (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol)	Massa - Aço (t)	Massa - Polímeros (t)	Massa total (t)
Bundle do poço 7-MRL-102H-RJS	Gas Lift	1385	986	2371	2	Inativo	Gás	2,46	55,79	8,65	64,39
	Produção	1388	986	2374	3	Inativo	Óleo	6	148,22	19,39	167,49
	UEH	2451	N/A	2451	1	Inativo	N/A	N/A	49,51	18,89	68,38
Bundle do poço 7-MRL-142HA-RJS	Gas Lift	N/A	691	691	1	Inativo	Gás	2,46	16,22	2,14	18,35
	Produção	N/A	691	691	2	Inativo	Óleo	6	38,05	4,64	42,69
	UEH	N/A	693	693	1	Inativo	N/A	N/A	12,92	6,17	19,09
Bundle do poço 7-MRL-171HP-RJS	Gas Lift	N/A	520	520	1	Inativo	Gás	2,46	12,16	1,5	13,66
	Produção	N/A	520	520	2	Inativo	Óleo	6	28,33	3,45	31,78
	UEH	N/A	520	520	1	Inativo	N/A	N/A	14,53	1,1	15,63
Bundle do poço 7-MRL-198HP-RJS	Gas Lift	1465	1983	3448	2	Inativo	Gás	2,5	79,48	15,35	94,83
	Produção	1465	1983	3448	2	Inativo	Óleo	6	219,96	36,18	256,07
	UEH	1865	N/A	1865	1	Inativo	N/A	N/A	35,86	16,38	52,22
Bundle do poço 7-MRL-207H-RJS	Gas Lift	N/A	1656	1656	3	Inativo	Gás	2,5	38,6	6,08	44,69
	Produção	N/A	1532	1532	2	Inativo	Óleo	6	88,91	14,3	103,21
	UEH	N/A	1546	1546	1	Inativo	N/A	N/A	29,52	14,89	44,40
Bundle do poço 7-MRL-208HB-RJS	Gas Lift	1300	2220	3520	4	Inativo	Gás	2,46	82,95	12,8	95,03
	Produção	1272	2018	3290	3	Inativo	Óleo	6	207,71	27,56	235,27
	UEH	1735	1765	3500	2	Inativo	N/A	N/A	67,23	29,34	96,43
Bundle do poço	Gas Lift	1234	1169	2403	2	Inativo	Gás	4	82,75	11,9	94,64
	Produção	N/A	1197	1197	2	Inativo	Óleo	6	84,5	13,43	97,89

Destino	Tipo	Comp do trecho riser (m)	Comp do trecho flowline (m)	Comp (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol)	Massa - Aço (t)	Massa - Polímeros (t)	Massa total (t)
7-MRL-64D-RJS	UEH	1302	1174	2476	2	Inativo	N/A	N/A	48,2	20,35	68,46
Bundle do poço 7-MRL-69-RJS	Gas Lift	N/A	475	475	1	Inativo	Gás	2,46	11,11	1,47	12,57
	Produção	N/A	488	488	2	Inativo	Óleo	6	26,28	3,23	29,51
	UEH	N/A	494	494	1	Inativo	N/A	N/A	9,27	4,34	13,61
Bundle do poço 7-MRL-71D-RJS	Gas Lift	N/A	379	379	1	Inativo	Gás	2,46	8,9	1,17	10,07
	Produção	N/A	380	380	1	Inativo	Óleo	4	13,01	1,67	14,68
	UEH	N/A	390	390	1	Inativo	N/A	N/A	8,23	2,52	10,74
Bundle do poço 7-MRL-80-RJS	Gas Lift	N/A	1105	1105	1	Inativo	Gás	2,46	25,93	3,41	29,35
	Produção	N/A	1106	1106	2	Inativo	Óleo	6	62	7,3	69,56
	UEH	N/A	1112	1112	1	Inativo	N/A	N/A	23	8,3	31,25
Bundle do poço 7-MRL-81D-RJS	Gas Lift	N/A	1107	1107	1	Inativo	Gás	2,46	26	3,42	29,40
	Produção	N/A	1113	1113	2	Inativo	Óleo	6	66,07	12,38	78,39
	UEH	N/A	1080	1080	1	Inativo	N/A	N/A	22,32	8,03	30,35
Bundle do poço 7-MRL-82D-RJS	Gas Lift	N/A	1114	1114	1	Inativo	Gás	2,46	26,15	3,44	29,59
	Produção	N/A	1115	1115	2	Inativo	Óleo	6	68,6	10,63	79,23
	UEH	N/A	1132	1132	1	Inativo	N/A	N/A	22,21	8,98	31,19
Bundle do poço 7-MRL-118H-RJS	Gas Lift	1238	1125	2363	2	Inativo	Gás	4	81,05	11,72	92,77
	Produção	1266	1140	2406	4	Inativo	Óleo	6 e 4	123,92	19,7	143,62
	UEH	2416	N/A	2416	1	Inativo	N/A	N/A	46,68	19,9	66,56
Bundle do poço 7-MRL-121HP-RJS	Gas Lift	N/A	1281	1281	1	Inativo	Gás	2,46	29,95	3,97	33,91
	Produção	N/A	1282	1282	2	Inativo	Óleo	6	72,14	8,83	80,97
	UH	N/A	2563	2563	1	Inativo	N/A	N/A	49,9	22,65	72,40
	Gas Lift	N/A	360	360	1	Inativo	Gás	2,46	8,45	1,11	9,56

Destino	Tipo	Comp do trecho riser (m)	Comp do trecho flowline (m)	Comp (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol)	Massa - Aço (t)	Massa - Polímeros (t)	Massa total (t)
Bundle do poço 7-MRL-129HPA-RJS	Produção	N/A	366	366	2	Inativo	Óleo	6	23,63	3,7	27,33
	UEH	N/A	362	362	1	Inativo	N/A	N/A	7,48	2,69	10,17
Bundle do poço 7-MRL-190HP-RJS	Gas Lift	N/A	1827	1827	2	Inativo	Gás	2,5	41,62	7,17	48,79
	Produção	N/A	1768	1768	1	Inativo	Óleo	6	100,3	17,68	117,78
	UEH	N/A	1814	1814	1	Inativo	N/A	N/A	38,83	16,34	55,07
Bundle do poço 7-MRL-107H-RJS	Gas Lift	N/A	N/A	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Produção	N/A	N/A	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	UEH	N/A	N/A	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Bundle do poço 7-MRL-91H-RJS	Gas Lift	N/A	N/A	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	Produção	N/A	N/A	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	UEH	N/A	N/A	0	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Bundle do poço 7-MRL-51-RJS	Gas Lift	N/A	584	584	1	Inativo	Gás	2,46	13,71	1,8	15,51
	Produção	N/A	589	589	2	Inativo	Óleo	6	32,13	3,93	36,05
	UEH	N/A	593	593	1	Inativo	N/A	N/A	12,26	4,41	16,66
Bundle do poço 8-MRL-93H-RJS	Injeção de água	1270	1211	2481	4	Inativo	Água	6	128,5	26,7	155,18
	UH	2442,5	N/A	2442,5	1	Inativo	N/A	N/A	40,4	20,35	60,74
Bundle do poço 8-MRL-92H-RJS	Injeção de água	N/A	602	602	2	Inativo	Água	6	26,46	6,19	32,55
	UH	N/A	600	600	1	Inativo	N/A	N/A	9,92	5	14,92
Bundle do poço 8-MRL-95D-RJS	Injeção de água	1370	1157	2527	3	Inativo	Água	6	121,9	27,12	148,98
	UH	N/A	1285	1285	2	Inativo	N/A	N/A	18	6,33	24,42

Destino	Tipo	Comp do trecho riser (m)	Comp do trecho flowline (m)	Comp (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol)	Massa - Aço (t)	Massa - Polímeros (t)	Massa total (t)
Bundle do poço 8-MRL-108HP-RJS	Injeção de água	N/A	567	567	2	Inativo	Água	6	24,83	3,72	30,56
	UH	N/A	570	570	1	Inativo	N/A	N/A	7,04	1,79	8,84
Bundle do poço 8-MRL-94D-RJS	Injeção de água	1439	962	2401	3	Inativo	Água	6	116,41	25,68	142,09
	UH	2382	N/A	2382	1	Inativo	N/A	N/A	33,52	11,74	45,26
Bundle do poço 8-MRL-122HP-RJS	Injeção de água	1420	1788	3208	4	Inativo	Água	6	153,8	34,27	188,10
	UH	3259	N/A	3259	1	Inativo	N/A	N/A	45,86	16,06	61,92
Bundle do poço 8-MRL-192D-RJS	Injeção de água	N/A	2582	2582	3	Inativo	Água	6	144,63	24,66	169,31
	UH	N/A	2521	2521	1	Inativo	N/A	N/A	40,1	2,73	42,83
MSP-MRL-01	Gas Lift	1234	1708	2942	2	Inativo	Gás	4	101,2	14,26	115,46
	Produção	1280	1720	3000	2	Inativo	Óleo	9,5 e 8	367,4	48,14	415,56
	UEH	2980	N/A	2980	1	Inativo	N/A	N/A	52,13	36,98	89,10
	TP	1465	1713	3178	2	Inativo	Óleo	6	206,36	29,04	235,40
	TGL	1241	1705	2946	2	Inativo	Gás	2,46	69,45	10,25	79,71
	IQ	N/A	3012	3012	1	Inativo	N/A	N/A	48,52	20,36	68,88
MSPI-MRL-02	Gas Lift	1269	2040	3309	2	Inativo	Gás	4	113,78	15,91	129,69
	Produção	1252,5	2359,93	3612,43	3	Inativo	Óleo	8	256,29	251,16	507,44
	UEH	3071	N/A	3071	1	Inativo	N/A	N/A	53,72	42,27	95,82
	TP	1250	1851	3101	2	Inativo	Óleo	6	185,23	23,9	209,14
	TGL	1272	1835	3107	2	Inativo	Gás	2,46	73,25	10,77	84,02

Destino	Tipo	Comp do trecho riser (m)	Comp do trecho flowline (m)	Comp (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol)	Massa - Aço (t)	Massa - Polímeros (t)	Massa total (t)
	IA	1271	1853	3124	3	Inativo	Água	8 e 6'	239,24	38,64	277,81
GA-P-35/MIS-MRL-1	Gasoduto	1207	1181	2388	2	Inativo	Gás	9,5 e 10	334,1	45,81	379,81
GA-P-26/P-35	Gasoduto	1206	NA	1206	1	Inativo	Gás	9,5	166,6	24,61	191,20
ESDV-10"-SKID-VE-P-35	UEH	1264	75	1339	2	Inativo	N/A	N/A	21,76	3,7	25,44
Total		56627	86991,93	143618,93	139				5742,93	1338,52	7081,45

Tabela 3.3-II - Condição atual dos dutos rígidos referentes ao sistema submarino da P-35

Destino	Tipo	Comp do trecho rígido (m)	Comp (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol)	Massa - Aço (t)	Massa - Polímeros (t)	Massa total (t)
GA-P-35/MIS-MRL-1	Gasoduto	16729	16729	5	Inativo	Gás	10	1471	N/A	1471

A tabela a seguir detalha a condição atual das linhas conectadas à plataforma quanto ao tamponamento e limpeza.

Tabela 3.3-III - Condição atual das linhas conectadas à plataforma quanto ao tamponamento e limpeza

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza	Data de limpeza	Volumes usados na limpeza	TOG após limpeza (ppm)	Fluido na linha
<i>Bundle de Produção do MSP-MRL-01</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	IQ	Desconectada da plataforma e tamponada, conectada no manifold	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Óleo
	TP - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Óleo
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Água do mar
	TGL- Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Água do mar
<i>Bundle de Produção do MSPI-MRL-02</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	19/05/2022	N/A	N/A	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	TP - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Água do mar
	TGL- Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
<i>Bundle de produção 7-MRL-102H-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	14/08/2021	485 m³	5	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza	Data de limpeza	Volumes usados na limpeza	TOG após limpeza (ppm)	Fluido na linha
<i>Bundle de produção 7-MRL-142HA-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-171HP-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-198HP-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	20/08/2021	648 m³	<15	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-207H-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-208HB-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	10/08/2021	670 m³	3	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-64D-RJS</i>	UEH	Conectada à ANM, desconectada da UEP	---	---	---	---	Fluido hidráulico

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza	Data de limpeza	Volumes usados na limpeza	TOG após limpeza (ppm)	Fluido na linha
	GL – Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	07/02/2011	1078m³	11	Água do mar
	PO – Duto Flexível	Conectada à ANM, desconectada da UEP e tamponada					
Bundle de produção 7-MRL-69-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL – Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Água do mar
	PO – Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de produção 7-MRL-71D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL – Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	PO – Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de produção 7-MRL-80-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL – Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	PO – Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de produção 7-MRL-81D-RJS	UEH	Desconectada do manifold, conectada na ANM	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL – Duto Flexível	Desconectada do manifold e tamponada, conectada na ANM	Lavado, com restrições (ver item 5.3.2 – Fase B)	11/04/2008	390m³	Não registrado	Água do mar
	PO – Duto Flexível	Desconectada do manifold e					

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza	Data de limpeza	Volumes usados na limpeza	TOG após limpeza (ppm)	Fluido na linha
		tamponada, conectada na ANM					
<i>Bundle de produção 7-MRL-91D-RJS</i>	UEH	Desconectado da UEP e ANM, sem linhas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	GL – Duto Flexível	Desconectado da UEP e ANM, sem linhas					
	PO – Duto Flexível	Desconectado da UEP e ANM, sem linhas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-107D-RJS</i>	UEH	Desconectado da UEP e ANM, sem linhas	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	GL – Duto Flexível	Desconectado da UEP e ANM, sem linhas					
	PO – Duto Flexível	Desconectado da UEP e ANM, sem linhas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-82D-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL – Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	PO – Duto Flexível	Ambas conectadas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-118H-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL – Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	05/08/2021	613 m³	4	Água do mar
	PO – Duto Flexível	Ambas conectadas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-121HP-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL – Duto Flexível	Desconectada da UEP e tamponada, conectada na ANM	Lavado	30/09/2022		<1	Água do mar

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza	Data de limpeza	Volumes usados na limpeza	TOG após limpeza (ppm)	Fluido na linha
	PO – Duto Flexível	Desconectada da UEP e tamponada, conectada na ANM			77 m ³⁷		
<i>Bundle de produção 7-MRL-129HPA-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL – Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	PO – Duto Flexível	Ambas conectadas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-190HP-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	GL – Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Diesel
	PO – Duto Flexível	Ambas conectadas					
<i>Bundle de produção 7-MRL-51-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL – Duto Flexível	Desconectada do manifold e aberta para o fundo do mar, conectada na ANM	Duto aberto para o fundo do mar, ver OBSERVAÇÕES ao final desta Tabela				
	PO – Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavado	Conforme cronograma	---	---	Óleo
<i>Bundle de injeção 8-MRL-92H-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	IA – Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	19/05/2022	N/A	N/A	Água do mar
	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico

⁷ Linhas condicionadas por N₂Lift via sonda em 30/09/2022, TOG = 0,04ppm. As linhas haviam sido lavadas anteriormente em 01/03/2015, com 850m³ e TOG superior a 15ppm e mantidas tamponadas.

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza	Data de limpeza	Volumes usados na limpeza	TOG após limpeza (ppm)	Fluido na linha
<i>Bundle de injeção 8-MRL-93H-RJS</i>	IA – Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	18/05/2022	N/A	N/A	Água do mar
<i>Bundle de injeção 8-MRL-95D-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	IA – Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	19/05/2022	N/A	N/A	Água do mar
<i>Bundle de injeção 8-MRL-108HP-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	IA – Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	19/05/2022	N/A	N/A	Água do mar
<i>Bundle de injeção 8-MRL-94D-RJS</i>	UEH	Conectada na UEP, desconectada na ANM	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	IA – Duto Flexível	Conectada na UEP, desconectada na ANM e aberta para o fundo do mar	Duto aberto para o fundo do mar, ver OBSERVAÇÕES ao final desta tabela.				
<i>Bundle de injeção 8-MRL-122HP-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	IA – Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado, com restrições (ver item 5.3.2 – Fase B)	---	---	---	Água com biocida
<i>Bundle de injeção 8-MRL-192D-RJS</i>	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico
	IA – Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	30/07/2021	N/A	N/A	Água do mar
<i>Gasoduto P-35/MIS-MRL-1</i>	G – Duto Flexível/Rígido	Ambas conectadas	Lavado	10/09/2022	785m³	Duto inundado	Água do mar
	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	Fluido hidráulico

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza	Data de limpeza	Volumes usados na limpeza	TOG após limpeza (ppm)	Fluido na linha
Gasoduto P-26/P-35	GA – Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavado	25/12/2021	1082m ³	2	Água do mar

OBSERVAÇÕES:

- **7-MRL-51-RJ (GL – Duto Flexível):** a desconexão entre o duto de *gas lift* do poço 7-MRL-51-RJS e o *manifold* MSP-MRL-01 foi realizada em 19/10/2020, logo após a finalização do abandono definitivo deste poço. A extremidade linha foi posicionada nas proximidades do *manifold*, aberta para o fundo do mar, conforme **Figura 3.3-I** - Duto de *gas lift* do poço 7-MRL-51-RJS. À esquerda, movimentação do duto aberto; à direita, duto aberto posicionado sobre leito marinho.



Figura 3.3-I - Duto de *gas lift* do poço 7-MRL-51-RJS. À esquerda, movimentação do duto aberto; à direita, duto aberto posicionado sobre leito marinho.

- **8-MRL-94D-RJS (IA – Duto Flexível):** a desconexão entre o duto de injeção do poço 8-MRL-94D-RJS e a ANM foi realizada em 08/09/2014, com posicionamento de sua extremidade próxima à ANM, conforme **Figura 3.3-II** – Duto de injeção (IA) do poço 8-MRL-94D-RJS.



Figura 3.3-II – Duto de injeção (IA) do poço 8-MRL-94D-RJS

A seguir, são apresentados os volumes dos fluidos hidráulicos TRANSAQUA DW ou HW525 (devido a mudanças de contrato, há uma combinação desses dois fluidos) contido nos umbilicais eletro-hidráulicos pertencentes ao sistema de P-35. As Fichas de Informações de Segurança de Produtos Químicos – FISPQ desses produtos são apresentadas no **Anexo 10**.

Tabela 3.3-IV – Volume de fluidos hidráulicos presentes nos umbilicais eletro-hidráulicos associados a P-35

Linha	Fluido	Mangueiras hidráulicas	Mangueiras HCR	Volume (m³)
8-MRL-93H-RJS	Castrol Transaqua DW	5	0	0,87
8-MRL-92H-RJS	Castrol Transaqua DW	5	0	0,214
8-MRL-95D-RJS	Castrol Transaqua DW	3	0	0,275
8-MRL-108HP-RJS	Castrol Transaqua DW	5	0	0,203
7-MRL-102H-RJS	Castrol Transaqua DW	9	3	1,572
7-MRL-142HA-RJS	Castrol Transaqua DW	9	3	0,444
7-MRL-171HP-RJS	Castrol Transaqua DW	9	3	0,333
7-MRL-198HP-RJS	Castrol Transaqua DW	9	3	1,196
7-MRL-207H-RJS	Castrol Transaqua DW	12	3	1,321
7-MRL-208HB-RJS	Castrol Transaqua DW	9	3	2,244
8-MRL-94D-RJS	HW525P	3	0	0,509
8-MRL-122HP-RJS	HW525P	3	0	0,697
7-MRL-64D-RJS	HW525P	9	3	1,588
7-MRL-69-RJS	Castrol Transaqua DW	9	3	0,317
7-MRL-71D-RJS	HW525P	9	3	0,25
7-MRL-80-RJS	HW525P	9	3	0,713
7-MRL-81D-RJS	HW525P	9	3	0,693
7-MRL-82D-RJS	Castrol Transaqua DW	9	3	0,726
7-MRL-91H-RJS	N/A	N/A	N/A	N/A
7-MRL-107H-RJS	N/A	N/A	N/A	N/A
7-MRL-118H-RJS	Castrol Transaqua DW	12	3	2,066
7-MRL-121HP-RJS	HW525P	9	3	1,644
7-MRL-129HPA-RJS	HW525P	9	3	0,232
7-MRL-190HP-RJS	Castrol Transaqua DW	9	3	1,163
8-MRL-192D-RJS	Castrol Transaqua DW	5	0	0,898
7-MRL-51-RJS	HW525P	9	3	0,38
MSP-MRL-1	Castrol Transaqua DW	10	0	2,123
MSPI-MRL-2	Castrol Transaqua DW	10	0	2,188
ESDV-10"-SKID-VE-P-35	Castrol Transaqua DW	5	0	0,477
Volume Total				25,338

Quanto à utilização de elementos de estabilização, alguns dutos flexíveis e umbilicais possuem, ao longo dos trechos *flowline*, “pesos mortos” (trechos de amarras) conectados,

e que foram instalados visando restringir a movimentação destas linhas no leito marinho, num total de 124 incidências. As imagens a seguir exemplificam os equipamentos citados.



Figura 3.3-III – Peso morto e collar de ancoragem no UH do 7-MRL-102H-RJS



Figura 3.3-IV – Collar de ancoragem na PO do 7-MRL-102H-RJS



Figura 3.3-V – Estaca usada na ancoragem dos dutos do 7-MRL-102H-RJS

A tabela a seguir apresenta a localização das estacas usadas na ancoragem de dutos.

Tabela 3.3-V - Relação das estacas usadas na ancoragem de dutos de P-35

Estaca	Duto associado	Latitude	Longitude	LDA
1	GA_P-35/MIS-MRL-1	-40:04:52,436	-22:26:20,758	826
2	GL_P-35/7-MRL-102H	-40:04:00,483	-22:27:01,912	877
3	GL_P-35/7-MRL-102H	-40:04:00,829	-22:27:01,879	877
4	PO_7-MRL-102H/P-35	-40:04:01,159	-22:27:01,920	876
5	UH_P-35/7-MRL-102H	-40:04:00,706	-22:27:02,000	877
6	GL_P-35/7-MRL-64D	-40:04:44,426	-22:26:46,040	840
7	PO_P-35/7-MRL-64D	-40:04:44,705	-22:26:45,876	840
8	UH_P-35/7-MRL-64D	-40:04:44,530	-22:26:45,910	840
9	PO_7-MRL-118H/P-35	-40:04:49,690	-22:26:40,341	842
10	PO_7-MRL-208H/P-35	-40:05:09,867	-22:25:53,255	797

3.4. Demais Equipamentos do Sistema Submarino

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 PLET, 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.

A **Tabela 3.4-I** – Relação dos equipamentos submarinos de P-35 apresenta a relação dos equipamentos submarinos pertencentes ao escopo do projeto de descomissionamento de P-35.

Tabela 3.4-I – Relação dos equipamentos submarinos de P-35

Tipo	TAG	Dimensões	Peso (ton)	Profundidade (m)	Coordenada Geográfica SIRGAS 2000		Status Atual
					Latitude	Longitude	
MANIFOLD	MSP-MRL-01	14,70m x 11,40m x 5,86m	245,2	783	-22:25:23,297	-40:05:01,309	Instalado
MANIFOLD	MSPI-MRL-02	11,50m x 11,40m x 5,76m	179,2	823	-22:24:57,773	-40:03:47,455	Instalado
PLET	PLET-MRL-08D	6,56m x 1,88m x 2,79m	14,30	862	-22:26:19,734	-40:05:03,498	Instalado

ESDV	ESDV-10"- VE-P35	4,10m x 1,56m x 3,08m	7,85	862	-22:26:24,130	-40:03:49,687	Instalado
CAIXA DE EMENDA	CT- SWIVEL 1	1,48m x 1,12m x 0,8m	1,175	865	-22:26:24,680	-40:03:49,864	Instalado
CAIXA DE EMENDA	CT- SWIVEL 2	1,46m x 0,93m x 1,08m	1,019	865	-22:26:26,509	-40:03:48,863	Instalado
CAIXA DE EMENDA	CAIXA DE EMENDA	1,00m x 1,12m x 0,52m	1,00	865	-22:26:26,506	-40:03:49,144	Instalado
VÁLVULA	V_P-35	Não Informado	0,523	183	-22:20:52,782	-40:12:17,514	Instalado

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 a ANP;
- 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-35 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 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).

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*, ou seja, sem a necessidade de remoção da coluna de produção, caso em que o abandono pode ser concluído em uma única fase de *light workover*.

Na fase 1 o poço tem sua integridade reavaliada (verificação / monitoramento dos Conjuntos Solidários de Barreiras – CSB) e/ou restaurada, permanecendo em abandono temporário até a segunda intervenção (abandono permanente propriamente dito – Fase 2), que consiste no estabelecimento de CSB (conjuntos solidários de barreiras) de caráter permanente.

Para cada poço, os intervalos entre a desconexão e a fase 1 (ou única) e entre a fases 1 e 2 dos abandonos, não ultrapassarão o prazo limite de 3 anos para permanência em abandono temporário sem monitoramento, conforme estabelecido pelo SGIP (Resolução ANP n°46/2016).

Conforme planejamento, ao final dos abandonos serão retiradas 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 (titular 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 UEP para dar continuidade à sua atividade, conforme comunicado por meio da carta PDP/GIPI/ARE 0067/2020⁸.

Quando necessário, serão realizadas intervenções de *workover* para verificação ou restabelecimento 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 ficarão 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 a possibilidade de aproveitamento.

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 de P-35, produtos químicos a bordo da unidade e materiais, resíduos e rejeitos no leito marinho.

Rejeitos Radioativos

Levantamentos radiométricos periódicos são realizados nas plantas de processamento das plataformas com o objetivo de detectar a ocorrência de NORM.

Os últimos levantamentos radiométricos (**Anexo 11**) em trechos de tubulação e na planta de processo da P-35 não indicaram 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 pontos considerados como potenciais locais para presença de teores de NORM nessa plataforma.

Pelo histórico de limpeza em paradas programadas do vaso tratador de óleo (TO-122301A), havia indicativos de presença de resíduos NORM em seu interior, portanto, o vaso foi limpo e os resíduos removidos seguindo os padrões corporativos, ou seja, foram

⁸ 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.

acondicionados em tambores devidamente identificados, e armazenados temporariamente até o desembarque e posteriormente encaminhados para o terminal CABIÚNAS. Em 2021, foram desembarcados 58 tambores com resíduos retirados da limpeza do TO-122301A (RT 320251930, 320282630, 320272991, 320254356, 320253467 e 320282729), todos CAT-I (BRANCA).

O levantamento radiométrico realizado nas atividades de limpeza dos tanques de carga sob escopo de descomissionamento indicou taxas de dose NRS inferiores a 0,5 $\mu\text{Sv/h}$, 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**.

Está instalado um medidor nuclear na planta de processamento da P-35, com 48 fontes radioativas de Am-241 (isótopo radioativo do elemento químico amerício).

Tabela 3.7-I – Medidor nuclear – Fontes

Identificação	Aplicação	Localização	Quantidade de fontes	Atividades (mCi)
Medidor Nuclear	Medidor de Interface (Equipamento de Superfície)	Plataforma P-35 instalado no Separador de Produção SG-122301B	48	30

Existem ignitores radioativos (IGR) em equipamentos da Unidade (turbocompressores e turbogeradores), conforme tabela a seguir.

Tabela 3.7-II – Lista de ignitores radioativos (IGR) de P-35

Identificação	Aplicação	Localização	Fonte	Atividade (μCi)	Massa ⁹ (kg)
IGR-01	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbo compressor de gás TC-A	Tritium	10 a 25	1,2
IGR-02	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbo compressor de gás TC-B	Tritium	10 a 25	1,2
IGR-03	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbo compressor de gás TC-C	Tritium	10 a 25	1,2
IGR-04	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbogenerador A – TG A	Tritium	147	3,0*
IGR-05	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbogenerador A – TG-A	Tritium	147	3,0*
IGR-06	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbogenerador B – TG-B	Tritium	147	3,0*

⁹ (*) Massa estimada com base nas dimensões e informações de manual dos equipamentos.

Identificação	Aplicação	Localização	Fonte	Atividade (μCi)	Massa ⁹ (kg)
IGR-07	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbogenerador B – TG-B	Tritium	147	3,0*
IGR-08	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbogenerador C – TG-C	Tritium	147	3,0*
IGR-09	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbogenerador C – TG-C	Tritium	147	3,0*
IGR-10	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbogenerador D – TG-D	Tritium	147	3,0*
IGR-11	Excitador de ignição	Plataforma de P-35 – Turbogenerador D – TG-D	Tritium	147	3,0*

Além disso, está instalado detector de chama com fonte radioativa conforme tabela a seguir.

Tabela 3.7-III – Detectores de chama com fonte radioativa em P-35

TAG	APLICAÇÃO	LOCALIZAÇÃO	FONTE	ATIVIDADE (μCi)	Massa (kg)
IR-5400-801D	SISTEMA DE DETECÇÃO DE CHAMA	CASA DE BOMBAS	Kr85	0.4	6,5

As fontes radioativas que puderem ser removidas sem comprometimento da segurança e funções de habitabilidade da unidade durante sua destinação final serão removidas e encaminhadas para a CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear).

Produtos Químicos

A **Tabela 3.7-VI** lista os produtos químicos que atualmente se encontram a bordo da P-35, indicando também quais serão removidos durante o descomissionamento da plataforma. A quantidade dos produtos e sua manutenção a bordo podem ser alterados conforme necessidade operacional.

Tabela 3.7-IV – Produtos químicos a bordo da P-35

Descrição do produto	Função Química	Volume / massa	Unidade	Composição estimada	Será mantido até o final do Projeto (S/N)	Será mantido para navegação? (S/N)	Ainda em uso? (S/N)	Localização – Por instalação de produção
ÁCIDO CLORÍDRICO	Ácido Clorídrico	300	L	Água e ácido clorídrico	S	N	S	P-35
ÁGUA DESTILADA	Água Desmineralizada	1000	L	Água	S	S	S	P-35
BIOTREAT 4682	Biocida para Tanques	6.000,00	L	Sulfato de Tetrakis (Hidroximetil) Fosfônico	S	N	S	P-35
CASTROL TRANSAQUA DW	Fluido Hidráulico Subsea	7.000,00	L	Etilenoglicol aditivos específicos patenteados	S	N	S	P-35

Descrição do produto	Função Química	Volume / massa	Unidade	Composição o estimada	Será mantido até o final do Projeto (S/N)	Será mantido para navegação? (S/N)	Ainda em uso? (S/N)	Localização – Por instalação de produção
DORF OG 214	Inibidor de corrosão para utilidades	12200	L	Mistura alcalina	S	S	S	P-35
HIPOCLORITO DE SÓDIO	Hipoclorito de Sódio	3.000,00	L	Ácido hipocloroso água sanitária	S	S	S	P-35
LUBRAX CLAY ADS 2	Graxa Lubrificante	180	KG	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX COMPSOR PAO 68	Óleo Lubrificante	140	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX GEAR 150	Óleo Lubrificante	480	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX GEAR 220	Óleo Lubrificante	880	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX GEAR 320	Óleo Lubrificante	1260	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-35
LUBRAX GEAR 460	Óleo Lubrificante	60	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-35
LUBRAX GEAR PAO 320	Óleo Lubrificante	1800	L	Mistura de hidrocarbonetos	N	N	S	P-35
LUBRAX GRANS THF 10W	Óleo Lubrificante	20	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-35
LUBRAX HILITH EP 0/1	Graxa Lubrificante	260	KG	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX HYDRA XP 32	Óleo Lubrificante	1.580,00	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX HYDRA XP 46	Óleo Lubrificante	2620	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX HYDRA XP 68	Óleo Lubrificante	5.880,00	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX LITHPLUS EP 2	Graxa Lubrificante	1700	KG	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX POLYTEC 2	Graxa Lubrificante	80	KG	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX TOP TURBO PRO (15W/40)	Óleo Lubrificante	2200	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX TURBINA X 32	Óleo Lubrificante	800	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX TURBINA X 46	Óleo Lubrificante	4000	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX TURBINA X 68	Óleo Lubrificante	1000	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
LUBRAX TURBINA X 100	Óleo Lubrificante	200	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-35
LUBRAX TURBO DD	Óleo Lubrificante	600	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-35

Descrição do produto	Função Química	Volume / massa	Unidade	Composição o estimada	Será mantido até o final do Projeto (S/N)	Será mantido para navegação? (S/N)	Ainda em uso? (S/N)	Localização – Por instalação de produção
QUEROSENE ILUMINANTE	Querosene Iluminante	2000	L	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-35
FREON 22	Gás Refrigerante	40,86	Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
GAS R-417A	Gás Refrigerante	90,8	Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
GAS SUVA 134 A	Gás Refrigerante	27,2	Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
GAS SUVA R-404 A	Gás Refrigerante	336,66	Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
GAS SUVA R-407 C	Gás Refrigerante	805,85	Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35
GAS SUVA R-410 A	Gás Refrigerante	79,45	Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-35

3.8. Materiais, Resíduos e Rejeitos Depositados no Leito Marinho

Durante as operações de descomissionamento (ex.: *pull out* dos *risers*, desconexões submarinas, desancoragem da Plataforma FPSO etc.), as quais serão acompanhadas por ROV (*Remotely Operated Vehicle*) e estão descritas no **Capítulo 5.2**, 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-35: dutos rígidos, dutos flexíveis e umbilicais, equipamentos submarinos, sistemas de ancoragem e plataforma.

4.a) Detalhamento das alternativas de descomissionamento por instalação

Dutos Rígidos

De acordo com o documento “Análise das Alternativas de Descomissionamento dos Dutos Rígidos dos Sistemas de Produção de Marlim e Voador”, que é apresentado no **Anexo 12** deste documento, o qual reforçamos que é confidencial, são consideradas as seguintes alternativas de descomissionamento de dutos rígidos submarinos:

- A. Remoção por “instalação reversa” pelo método *S-Lay*
- B. Remoção por “instalação reversa” pelo método de carretel (*Reel-Lay*)
- C. Remoção por “reboque em sub-superfície”
- D. Remoção por reboque para a costa com flutuadores
- E. Remoção pelo método de “corte e içamento”
- F. Permanência definitiva *in situ* com entrincheiramento ou enterramento do duto
- G. Permanência definitiva *in situ* (sem medidas adicionais)

Dutos Flexíveis e umbilicais

A Petrobras reitera seu entendimento no sentido de que, à luz dos critérios previstos na Resolução ANP 817/2020, a solução de descomissionamento que se revela mais vantajosa para o caso concreto é a remoção parcial das linhas flexíveis, tal qual

evidenciada pela análise multicritério realizada pela Petrobras e apresentada no PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador.

Entretanto, deve-se considerar posicionamento apresentado pelo órgão ambiental licenciador 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 das 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.”

Dessa forma, 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 alternativa de descomissionamento a ser aplicada é o **recolhimento integral de dutos flexíveis e umbilicais pertencentes ao escopo do projeto de descomissionamento de P-35.**

Equipamentos Submarinos

Os equipamentos submarinos que fazem parte do escopo do projeto de descomissionamento de P-35 podem ser divididos em 3 grupos:

- Grupo 1: CJs e ESDV- equipamentos / acessórios instalados “*in line*”;
- Grupo 2 – PLET: equipamentos considerados de pequeno porte e associados a dutos rígidos;
- Grupo 3 – *Manifolds*: equipamentos de grande porte contendo:
 - Módulo SCMs (*Subsea Control Module*) (“parte eletrônica” dos sistemas de controle desses equipamentos);
 - Demais módulos, constituídos prioritariamente de material metálico.

Alternativas de Descomissionamento do Grupo 1

Esses equipamentos de menor porte podem ser considerados como acessórios dos dutos e umbilicais, pois estão *in line* (flangeados), ou seja, foram instalados junto com as linhas submarinas. Dessa forma, a Petrobras avaliou as alternativas de descomissionamento para esses equipamentos submarinos, de forma conjunta às linhas (*flowlines* flexíveis às quais estão associados).

Alternativas de Descomissionamento do Grupo 2

O PLET conecta o trecho rígido do gasoduto P-35/MIS-MRL-01 ao seu trecho flexível. Este equipamento foi lançado flangeado ao duto rígido¹⁰ e, por conseguinte, é considerado parte integrante (“acessório”) desse. Vale destacar a configuração das conexões entre os elementos aqui considerados – tramo flexível x PLET x duto rígido:

- A conexão entre os dutos rígidos e o PLET se dá por meio de flange.
- A conexão entre os dutos flexíveis e o PLET se dá por meio de MCV – Módulos de Conexão Vertical.

Foram avaliadas as seguintes alternativas:

- Remoção do equipamento;
- Permanência *in situ* juntamente com o duto rígido flangeado.

Com base nas informações acima, o capítulo 4.b tratará de forma mais específica as alternativas de descomissionamento.

Alternativas de Descomissionamento do Grupo 3

Considerados equipamentos de maior porte, os dois *manifolds* instalados no sistema de P-35 (dimensões apresentadas na **Tabela 4.a-I**), demandam alternativas de desinstalação mais complexas.

¹⁰ O PLET é flangeado ao duto rígido na superfície, a bordo da embarcação que executa o lançamento do duto. Portanto, o PLET é instalado juntamente com o duto rígido e, posteriormente (em um momento totalmente distinto), o duto flexível é lançado com o MCV em sua extremidade, o qual é conectado (com auxílio de ROV do PLSV) ao PLET.

Tabela 4.a-I – Dimensões dos Grandes Equipamentos de P-35

TAG	Status	Produto	Dimensões	Peso	LDA	Data de	Última
				(ton)	(m)	Instalação	Inspeção
MSP-MRL-01	Parado	Óleo	14,5 x 11,4 x 6,0	254	783	26/06/1998	07/10/2020
MSPI-MRL-02	Parado	Água / Óleo	11,4 x 11,5 x 6,0	183	823	01/01/1998	29/11/2020

Para o Grupo 3, foram consideradas como alternativas de descomissionamento:

- Remoção integral do equipamento;
- Remoção de módulos selecionados (SCMs) e permanência *in situ* da estrutura (*skid*) e módulos não removidos;
- Remoção de todos os módulos removíveis e permanência *in situ* da estrutura (*skid*).

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** foi avaliada apenas uma alternativa de destinação, sendo planejado **o recolhimento desses elementos**.

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

Plataforma

O Projeto de Descomissionamento do FPSO P-35 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. Como contingência, para o caso de não ser concretizada a venda, há alternativa de enviar a plataforma para um estaleiro na costa brasileira.

Estruturas PDID

Dutos

Os dutos apresentados no item “Estruturas dos PDID que integram o escopo do PDI de P-35” tem sua destinação avaliada no item “Dutos Flexíveis e umbilicais” do capítulo 4.a.

Outros elementos

As estruturas PDID classificadas como “Outros elementos” que fazem parte do escopo do projeto de descomissionamento de P-35 podem ser divididos em 3 grupos:

- Grupo 1 – duto flexível desconectado, lançado com função de suporte a outro duto;
- Grupo 2 – âncoras e sucatas

Alternativas de Descomissionamento do Grupo 1

Conforme apresentado no item “Estruturas dos PDID que integram o escopo do PDI de P-35”, o primeiro item da Tabela 3-II - Outros elementos do PDID, com a identificação “LINHA ABANDONADA (DESCONECTADA)” tem seu descomissionamento avaliado separadamente. Embora seja um duto flexível, este equipamento nunca foi conectado a nenhum outro elemento e tem função de suporte (“*sleeper*”) para um duto rígido em operação (GA P-18/MIS-MRL-01). A Figura 3-IV - LINHA ABANDONADA (DESCONECTADA) posicionada sob o GA P-18/MIS-MRL-01 apresenta imagem do elemento desempenhando esta função. São avaliadas as seguintes alternativas para descomissionamento este elemento:

- Recolhimento por corte e içamento;
- Permanência in situ.

Alternativas de Descomissionamento do Grupo 2

Os elementos de tipologia “Âncoras” e “Sucatas” integrantes do PDID tiveram como alternativa única avalia sua remoção.

4.b) Estudo de comparação das alternativas de descomissionamento

Dutos Rígidos

Conforme PDI Conceitual, foi realizada uma Análise das Alternativas de Descomissionamento dos Dutos Rígidos dos Sistemas de Produção de Marlim e Voador, a qual é apresentada no **Anexo 12** deste documento e considera que:

- Os dutos rígidos dos sistemas de produção de Marlim e Voador possuem grandes extensão e diâmetro, bem como estão localizados em LDA que pode exceder os 900 m, tornando a remoção dessas estruturas inerentemente complexa e desafiadora;
- Alguns desses dutos possuem interface com ambientes sensíveis (ex.: algas calcárias e bancos de coral);
- As análises técnicas da Área de Engenharia Submarina da Petrobras, realizadas com base nas características dos dutos e nos dados de integridade disponíveis, apontam que a aplicação dos métodos “S-Lay Reverso”, “Reel-Lay Reverso” e “Reboque” não são recomendadas para os dutos rígidos em Marlim e Voador;
- Apesar de ser a única alternativa tecnicamente viável, a remoção por “corte e içamento” dos dutos implica em elevada quantidade de operações de dragagem / hidrojateamento, cortes e movimentações / içamentos de tubos e cestas metálicas. Isso, aliado à longa duração das operações (da ordem de anos para se recolher integralmente todos os dutos), implica em impactos ambientais importantes, riscos operacionais e de segurança dos trabalhadores e, adicionalmente, custos extremamente elevados. Portanto, a remoção por “corte e içamento” dos dutos rígidos que integram os sistemas de produção de Marlim e Voador é fortemente não recomendada;
- Não foram identificados impeditivos ambientais para permanência definitiva *in situ* dos dutos rígidos, uma vez que os impactos da manutenção das estruturas no leito marinho não diferem daqueles já existentes na fase de operação;
- Várias referências técnicas, pertinentes / aplicáveis ao cenário em questão (inclusive com análise de um dos dutos localizados no Campo de Marlim), apontam que a permanência *in situ* se mostra como a alternativa de descomissionamento (destinação final) mais indicada para dutos rígidos, especialmente se comparada com a opção de remoção por “corte e içamento”;
- Os dutos rígidos de P-35 estão localizados em LDA superior a 100 m (a LDA dos dutos rígidos de P-35 vai de 830m a 180m) e distantes da costa (UEP encontra-se a 106 km), de forma que a permanência definitiva das estruturas no leito marinho

não oferece risco significativo para outros usuários do mar (ex.: navegação e atividade pesqueira);

- A linha opera em extensão de vida desde 2017. Adicionalmente, o duto não é “pigável” e, por conseguinte, não possui histórico de inspeção instrumentada. Portanto, a ausência de informações de integridade torna os métodos de instalação reversa (*S-Lay* e *Reel-Lay*) não recomendados para este duto;
- Não é possível avaliar a integridade estrutural das soldas circunferenciais que eventualmente possam estar localizadas em região de vão livre, ou em alças de flambagem devido à expansão térmica. Defeitos de soldagem podem ter se propagado, não o suficiente para levar o duto a falha por fadiga, mas serem grandes o suficiente para levar o tubo a falha em caso de aplicação de carga de recuperação.

A impossibilidade de se garantir a integridade estrutural para suportar as cargas de remoção também torna o “método de reboque” não recomendado. Adicionalmente: pelo fato de esse método ser dependente de condições de mar adequadas e de execução lenta, bem como pelo fato de os dutos em análise estarem distante da costa, essa alternativa de remoção se mostra de execução muito complexa; a aplicação deste método se torna extremamente custosa para dutos de grande extensão, sendo restrita a casos muito particulares.

Portanto, as alternativas de remoção por “instalação reversa pelo método *S-Lay* / *Reel-Lay*”, “reboque em sub-superfície” e “reboque para a costa com flutuadores” foram descartadas para os dutos rígidos de Marlim e Voador.

A conclusão é que a permanência definitiva *in situ*, após limpeza e preenchimento com água, é a alternativa de descomissionamento mais indicada para os dutos rígidos dos sistemas de produção de Marlim e Voador, e não se baseia apenas no fato de esta opção não trazer malefícios, e sim em ser a mais indicada, quando comparada às demais. Essa conclusão levou em consideração as particularidades dos dutos e dos cenários ambientais em que eles se encontram.

Anodos de sacrifício de ligas de alumínio ou zinco são instalados em dutos rígidos para proteger as estruturas da corrosão externa pela água do mar. A quantidade e a massa de projeto destes anodos dependem de inúmeros fatores, por exemplo: dimensão do duto

rígido, eficiência do revestimento externo, vida útil do projeto e características ambientais (ex.: LDA e temperatura).

Estes anodos são do tipo “braçadeira” (**Figura 4.b-I**), ou seja, divididos em duas partes/metades que, uma vez unidas, “abraçam” o duto rígido. Os anodos são fixados durante a instalação do duto, a bordo da embarcação de lançamento, por meio de estojos ou fitas ou, em alguns casos, por solda. **Destaca-se que os anodos não são projetados para serem removidos / manuseados por ROV.**

Conforme mostrado na Figura 4.b-II, que ilustra um exemplo de dois anodos instalados da mesma forma que no gasoduto de P-35, uma eventual remoção destes componentes dos dutos rígidos implicaria na realização de diversas operações de ROV, como:

- Dragagem/jateamento para permitir o acesso do ROV ao anodo.
OBS.: No caso das fotos mostradas na Figura 4.b-II, os anodos estão posicionados no meio de um vão livre (trecho de duto que não toca o solo marinho), de forma que o acesso pelo ROV é facilitado. Todavia, inúmeros anodos estão parcialmente soterrados, como mostrado na Figura 4.b-III.
- Realização de corte dos estojos, de forma a permitir a separação entre as duas partes/metades do anodo.
- Separação das duas partes/metades do anodo e seu desacoplamento do duto, o que pode ser dificultado devido a “engripamento mecânico” decorrente do fato de o anodo estar fixado ao duto há vários anos.
- Acoplamento de lingada para movimentação e içamento das partes/metades separadas do anodo.

Destaca-se que a Petrobras não tem histórico de realização desse tipo de operação (remoção de anodos do tipo “braçadeira” com o auxílio de ROV), ainda mais na escala deste caso (98 anodos).

Adicionalmente, tem-se que a permanência definitiva *in situ* dos dutos rígidos com os anodos de sacrifício acoplados não difere da situação atual em que os dutos se encontram (que corresponde a toda a vida operacional das estruturas) e não foram

identificados impeditivos ambientais que implicam na necessidade de remoção dos anodos, em vez da adoção da sua manutenção *in situ*.

Portanto, considerando que (i) os anodos são fixados aos dutos rígidos no momento da instalação destes; (ii) os anodos do tipo “braçadeira” não são projetados para serem removidos por ROV; (iii) uma eventual remoção dos anodos, mesmo que tecnicamente viável, implica na realização de centenas de operações de corte, movimentação, içamento e dragagem/jateamento, implicando em impactos ambientais adicionais; (iv) não há histórico na PETROBRAS de realização de remoção de anodos por ROV na escala e na LDA do caso em questão; e (v) não foram identificados impeditivos ambientais que implicam na necessidade de remoção dos anodos; a **PETROBRAS propõe que os dutos rígidos que compõem gasoduto P-35/MIS-MRL permaneçam definitivamente in situ como estão, ou seja, com todos os seus “acessórios”, inclusive com os 98 anodos fixados.**

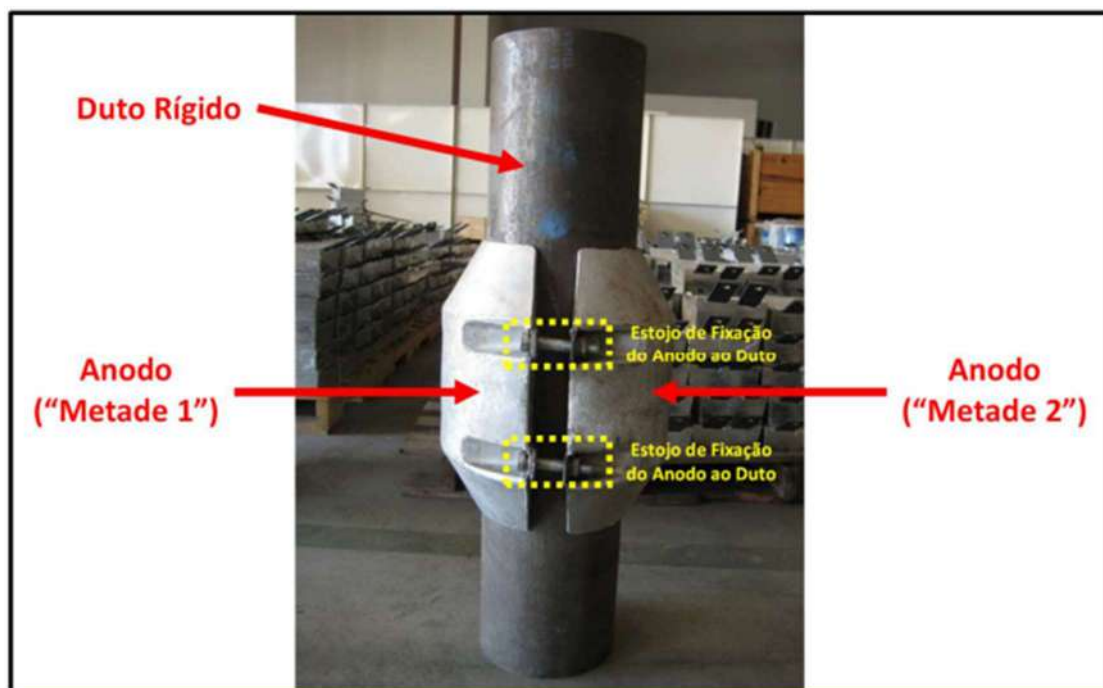


Figura 4.b-I – Anodo

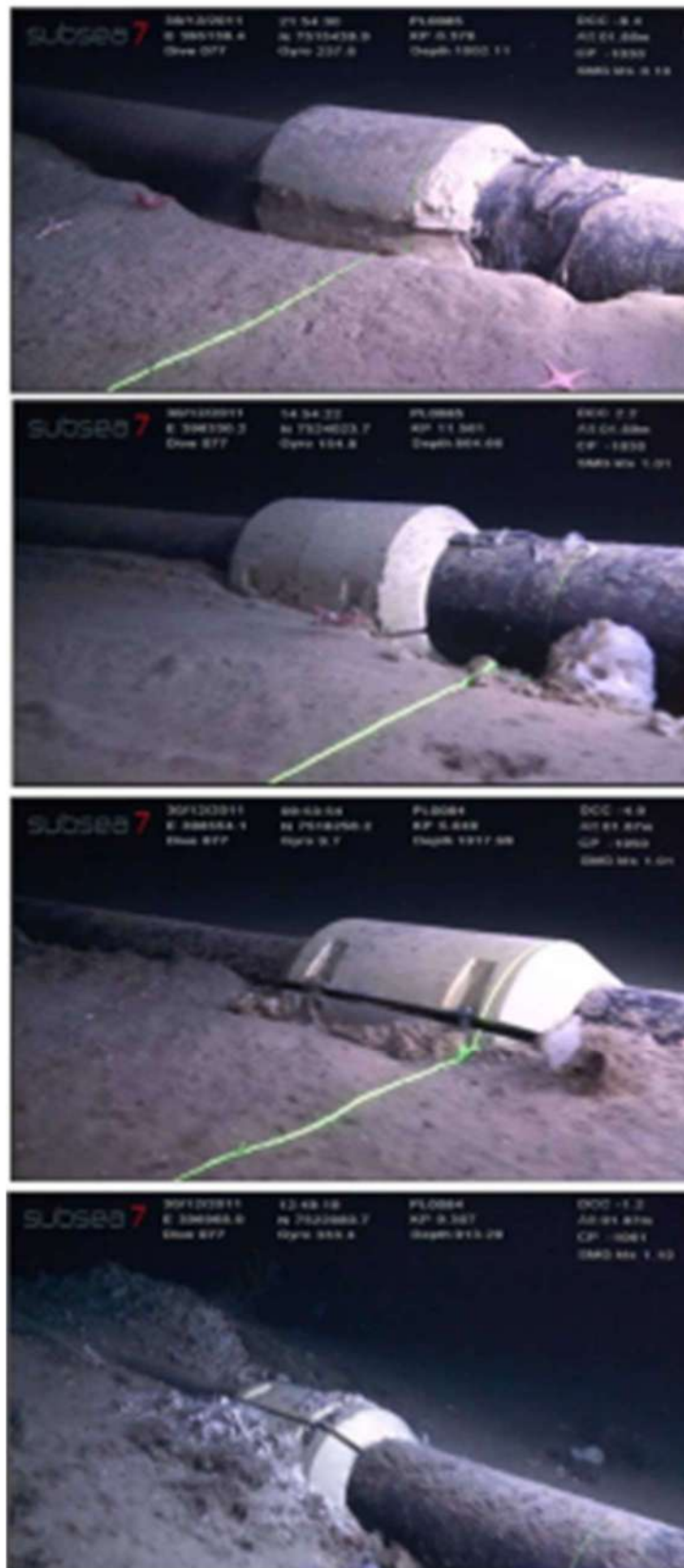


Figura 4.b-III – Anodo Soterrado

Dutos Flexíveis e umbilicais

Conforme 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.

Desta forma, a alternativa de descomissionamento a ser aplicada é o **recolhimento integral de dutos flexíveis e umbilicais pertencentes ao escopo do projeto de descomissionamento de P-35**.

Equipamentos Submarinos

Comparação de Alternativas – Grupo 1

Conforme indicado no item 4.a, a Petrobras avaliou as alternativas de descomissionamento para esses equipamentos submarinos de forma conjunta às linhas (*flowlines* flexíveis) à que estão associados.

Comparação de Alternativas – Grupo 2

Conforme indicado no item 4.a, para a configuração das conexões entre os diversos elementos que envolvem o PLET (tramo flexível x PLET x duto rígido), tem -se:

- Conexão entre os dutos rígidos e o PLET por meio de flange (**Figura 4.b-IV**).
- Conexão entre os dutos flexíveis e o PLET por meio de MCV (**Figura 4.b-V**).

Para este “tipo de conexão”, seria impossível¹¹ efetuar a remoção do PLET juntamente com as linhas flexíveis que serão recolhidas no âmbito do PDI da P-35.

¹¹ O PLET não é dimensionado para suportar os esforços de ser içado (e ficar “pendurado” durante a remoção do duto flexível) pelo MCV.

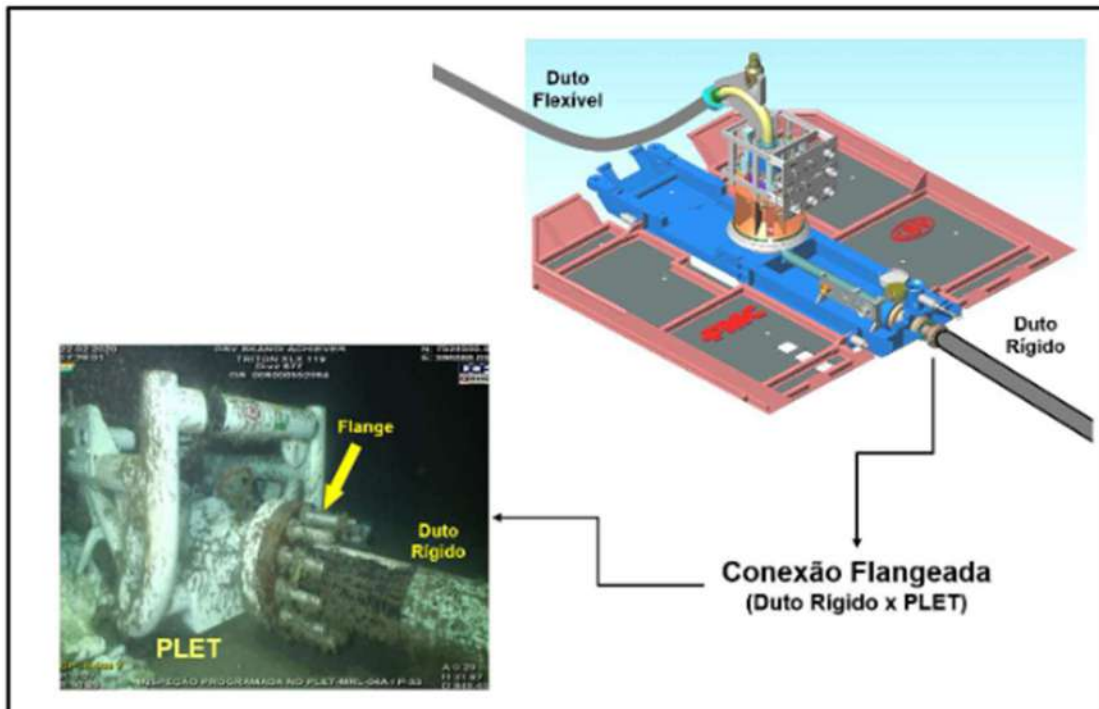


Figura 4.b-IV – Conexão Duto Rígido x Duto Flexível

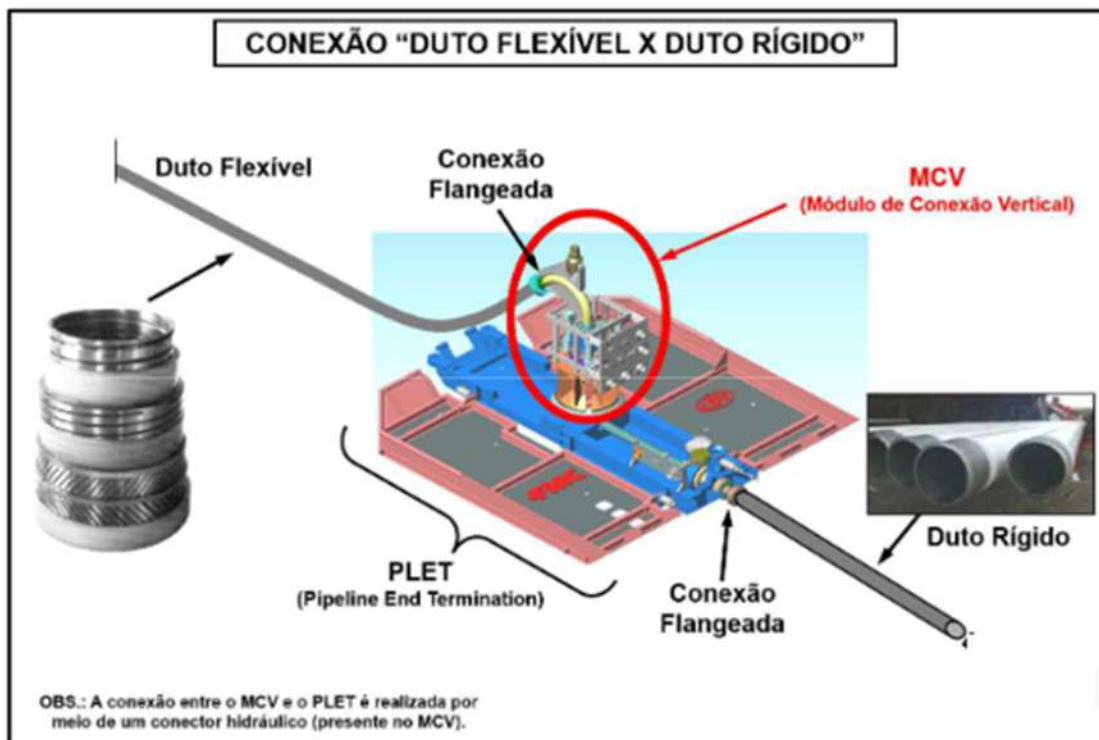


Figura 4.b-V – Ilustração PLET

O PLET é constituído predominantemente de aço, de forma que sua permanência no leito marinho, mesmo em uma visão de longo prazo (séculos para que ocorra a degradação da parte metálica¹²), não implica impactos/riscos ambientais significativos

Os seguintes aspectos também foram avaliados pela Petrobras ao considerar como alternativas de descomissionamento o recolhimento integral e a permanência definitiva *in situ* do PLET (como parte integrante dos dutos rígidos):

- Por serem acessórios flangeados nas extremidades dos dutos rígidos, sua remoção envolve a realização de dragagens/jateamentos e cortes submarinos. A execução dessas operações não representa, por si só, um impeditivo técnico ou ambiental, tanto que, muitas vezes, elas são empregadas em projetos de descomissionamento. Todavia, no entendimento da Petrobras, elas devem ser evitadas sempre que possível;
- As dimensões e a localização do PLET, incluindo sua LDA, não oferecem risco para outros usuários do mar, sobretudo não oferecem risco à navegação;
- O PLET é constituído predominantemente de aço, de forma que sua permanência no leito marinho, mesmo em uma visão de longo prazo (séculos para que ocorra a degradação da parte metálica), não implica impactos/riscos ambientais significativos.

Adicionalmente, o bloqueio da extremidade do duto rígido, caso se faça necessário, pode ser realizado simplesmente por meio do fechamento (via ROV) da válvula de bloqueio existente no PLET. Dessa forma, a destinação planejada para o PLET-MRL-08D é a permanência definitiva *in situ*.

Comparação de Alternativas – Grupo 3

Considerando a alternativa de remoção integral dos equipamentos do Grupo 3, são listadas, a seguir, as principais etapas do serviço de remoção:

- Mobilização das embarcações envolvidas na operação;
- Carregamento de materiais e embarque de equipe no porto definido;
- Navegação para a locação;

¹² Long Term Degradation of Offshore Structures and Pipelines: Decommissioned and Left In-Situ. Report No. 002-1201-RPT-001. Oil & Gas UK, 2013.

- Inspeção do Equipamento Submarino;
- Conexão da lingada de recuperação do Equipamento Submarino ao moitão do guindaste da embarcação selecionada;
- Lançamento, descida e conexão da lingada de recuperação aos olhais de içamento do Equipamento Submarino;
- Recuperação do equipamento até a superfície;
- *Inboarding* do equipamento com apoio de cabresteira de orientação;
- Peação do equipamento no convés da Embarcação de Apoio;
- Navegação para o porto definido;
- Descarregamento do equipamento submarino no cais do porto;
- Transporte terrestre até o local de destinação final;
- Disposição final.

A estratégia para a recuperação dos *manifolds* (MSP-MRL-01 e MSPI-MRL-02) se dá por meio de remoção, utilizando o modal “*ship-to-ship*”, valendo-se da embarcação principal (Guindaste) e de apoio. A recuperação a cabo é realizada pelo guindaste da Embarcação Principal e o equipamento será recebido (*inboarding*), peado e transportado até o porto pela Embarcação de Apoio.

Ressalta-se que, apesar de haver um procedimento elaborado pelo fornecedor do equipamento, na época de sua aquisição, para o recolhimento integral destes que pertencem ao Grupo 3, as seguintes condições são observadas que dificultam a operação:

- O recolhimento integral trata de equipamentos com elevada massa e grandes dimensões. Isso representa elevada complexidade para a remoção das estruturas. Segundo Gourvenec e White¹⁴, “*removal could be difficult and do more harm than good*” e “*for subsea infrastructure it is generally more difficult to remove structures from the seabed than it was to place them*” que, em tradução livre, significa “a remoção pode ser difícil e mais prejudicial do que trazer benefícios” e “a remoção de

¹⁴ Gourvenec, S. and White, D. J. *In Situ Decommissioning of Subsea Infrastructure. Keynote for Conference on Maritime Energy, Decommissioning of Offshore Geotechnical Structures, Hamburg, Germany, 28-29 March 2017.*

estruturas submarinas é normalmente mais trabalhosa do que a instalação das mesmas”.

- Analogamente aos dutos rígidos, estes equipamentos são compostos majoritariamente por aço (material considerado praticamente inerte), de forma que são previstos somente impactos/riscos ambientais de pequena importância para a permanência definitiva *in situ* desses equipamentos (**Anexo 13** – Análise Preliminar de Perigos e Avaliação de Impactos Ambientais).
- Assim, tem-se que, devido à localização dos equipamentos (LDA > 160 m e distância da costa > 85 km), a permanência definitiva *in situ* dos *manifolds* não acarreta risco de disseminação de coral-sol, bem como risco significativo para outros usuários do mar.
- A viabilidade técnica para a recuperação desses equipamentos submarinos está relacionada com a integridade destes, bem como a possibilidade de ocorrerem forças de sucção durante as operações de recolhimento e ações hidrodinâmicas devido a sua massa elevada. Desta forma, poderá haver necessidade de utilização de materiais especiais para viabilizar a operação, tais como tramos de cabos sintéticos, PHC (*passive heave compensator*), etc.

Desta forma, devido às dificuldades acima relatadas para a remoção integral dos *manifolds* do leito marinho, a **alternativa de remoção integral dos equipamentos foi descartada**.

Devem ser avaliadas, portanto, as duas alternativas restantes:

- Remoção de módulos selecionados (SCMs) e permanência *in situ* da estrutura (*skid*) e módulos não removidos;
- Remoção de todos os módulos removíveis e permanência *in situ* da estrutura (*skid*).

Considerando a permanência *in situ* da estrutura, a destinação dos módulos deve comparar os seguintes parâmetros em busca da melhor alternativa:

- Recursos (embarcações), riscos operacionais e impactos ambientais (emissão de CO₂, movimentação de embarcações na área) provenientes da remoção dos módulos, *versus*

- Impactos ambientais provenientes da permanência *in situ* dos materiais de compõem os módulos.

Nesse sentido, o módulo de controle submarino (SCM – *Subsea Control Module*) destaca-se dos demais módulos dos *manifolds* pela sua composição, que apresenta componentes eletrônicos, ademais dos *jumpers* hidráulicos que apresentam composição polimérica. Os demais módulos, compostos fundamentalmente de válvulas e tubulações em materiais metálicos, apresentam pouco impacto quanto à permanência *in situ*. A figura a exemplifica um módulo de SCM e sua instalação no *manifold*.



Figura 4.b-VI – Módulo de SCM (*Subsea Control Module*)

Assim, a alternativa selecionada para destinação final dos equipamentos do grupo 3 aqui listados é a remoção de módulos selecionados (SCMs) e jumpers e permanência *in situ* da estrutura (*skid*) e módulos não removidos. A tabela a seguir apresenta as características das estruturas que permanecerão definitivamente *in situ*.

Tabela 4.b-I – Dimensões dos manifolds e módulos não removidos.

Equipamento	Descrição	Tipo	Profundidade (m)	Dimensões (m) C x L x A	Peso (ton)
MSP-MRL-01	MANIFOLD MSP-MRL-1 / P-35	Manifold	783	14,70 x 11,40 x 5,86	254
MSP-MRL-01	MÓDULO DO MEDIDOR MULTIFÁSICO	MÓDULO	783	1,72 x 1,30 x 3,26	8,5
MSP-MRL-01	MÓDULO DE CHOKE DE PRODUÇÃO E GAS LIFT	MÓDULO DE CHOKE	783	1,68 x 1,68 x 2,51	7,72

MSPI-MRL-02	MANIFOLD MSPI-MRL-2 / P-35	Manifold	823	11,50 x 11,40 x 5,76	183
MSPI-MRL-02	MÓDULO DO MEDIDOR MULTIFÁSICO	MÓDULO	823	1,72 x 1,30 x 3,26	8,5
MSPI-MRL-02	MÓDULO DE <i>CHOKE</i> DE PRODUÇÃO E <i>GAS LIFT</i>	MÓDULO DE <i>CHOKE</i>	823	1,68 x 1,68 x 2,51	6,62
MSPI-MRL-02	MÓDULO DE <i>CHOKE</i> DE INJEÇÃO DE ÁGUA	MÓDULO DE <i>CHOKE</i>	823	1,68 x 1,68 x 2,51	7,85

Sistemas de Ancoragem

Para as amarras de topo e trechos intermediários das linhas de ancoragem foi avaliada apenas uma alternativa de destinação, sendo planejado o recolhimento integral desses elementos.

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-35. 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, conseqüentemente, 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 para UEPs, especialmente em águas profundas;
 - As estacas têm grandes dimensões e massa. Para a P-35, por exemplo, as estruturas têm cerca de 100 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, conseqüentemente, grande suspensão de sedimentos durante a remoção destas estacas. Isso é crítico particularmente no caso de P-35, cujo sistema de ancoragem está em região com elevada densidade de bancos de coral;
- Além das estacas de sucção, há duas estacas grauteadas. 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 enterrados¹⁹.

Por motivos semelhantes aos já apresentados para justificar a destinação das estacas de sucção, a Petrobras também propõe que as estacas de ancoragem de linhas flexíveis presentes no escopo do projeto de descomissionamento de P-35, bem como as amarras a elas conectadas, não sejam removidas, ou seja, permaneçam definitivamente cravadas no solo marinho.

Plataforma

Conforme indicado no **item 4.a** para a plataforma P-35, ficou definida como alternativa de descomissionamento o 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.

Estruturas PDID

¹⁹ *Long Term Degradation of Offshore Structures and Pipelines: Decommissioned and Left In-Situ*. Report No. 002-1201-RPT-001. Oil & Gas UK, 2013.

Dutos

Os dutos apresentados no item “Estruturas dos PDID que integram o escopo do PDI de P-35” tem sua destinação avaliada no item “Dutos Flexíveis e umbilicais” do **Capítulo 4.b**.

Outros elementos

Comparação de Alternativas – Grupo 1

O elemento identificado como “LINHA ABANDONADA (DESCONECTADA)” trata-se de um duto flexível nunca conectado de extensão 1.164,7m. Este equipamento nunca foi conectado a nenhum outro elemento e tem função de suporte (“*sleeper*”) para um duto rígido em operação (GA P-18/MIS-MRL-01). A **Figura 3-IV - LINHA ABANDONADA (DESCONECTADA)** posicionada sob o GA P-18/MIS-MRL-01 apresenta imagem do elemento desempenhando esta função. O elemento encontra-se nas proximidades do MSPI-MRL-02, próximo ao poço 8-MRL-122HP-RJS.

A geometria de seu posicionamento foi estabelecida para maximizar o suporte do duto superior, como forma de mitigação dos efeitos de flambagem termo-mecânica. Conforme pode-se avaliar na **Figura 4.b-VIII – Posicionamento do duto sleeper**, ele apresenta um total de 10 cruzamentos:

- 1 Cruzamento sobre si mesmo;
- 7 cruzamentos (*sleeper* por baixo) com o duto rígido GA P-18/MIS-MRL-01 (duto em operação, a ser tratado no PDI de P-18);
- 1 cruzamento (*sleeper* por baixo) com o duto flexível GL_P-35/MSPI-MRL-02 (escopo do PDI de P-35);
- 1 cruzamento (*sleeper* por baixo) com o duto flexível TP_MSPI-MRL-02/P-35 (escopo do PDI de P-35).

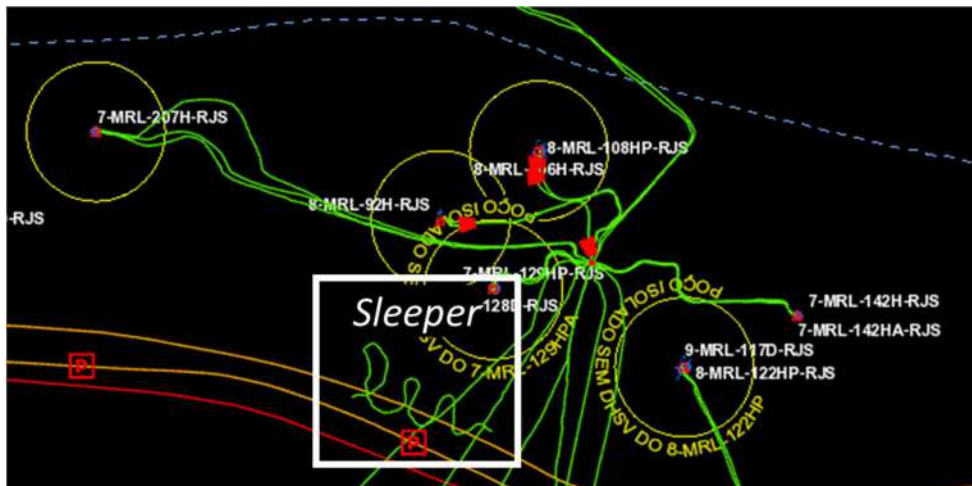


Figura 4.b-VIII – Posicionamento do duto sleeper

A alternativa de remoção deste elemento deve considerar as seguintes questões:

- O elemento desempenha função de suporte para duto rígido (em operação) e sua remoção comprometerá a integridade deste duto. Dessa forma, a alternativa fica limitada a uma remoção parcial, por meio de “corte e içamento,” apenas dos trechos do equipamento que não estão desempenhando essa função de suporte.
- As limitações da operação de remoção por “corte e içamento” apresentadas no documento “Análise das Alternativas de Descomissionamento dos Dutos Rígidos dos Sistemas de Produção de Marlim e Voador” (**Anexo 12**) aplicam-se também para o duto flexível em questão, gerando elevada quantidade de operações de dragagem / hidrojateamento, cortes e movimentações / içamentos de tubos e cestas metálicas. Isso, aliado à longa duração das operações, implica em impactos ambientais importantes, riscos operacionais e de segurança dos trabalhadores e, adicionalmente, custos extremamente elevados.
- O elemento em questão encontra-se em LDA superior a 800 m e distante da costa (UEP encontra-se a 106 km), de forma que a permanência definitiva das estruturas no leito marinho não oferece risco significativo para outros usuários do mar (ex.: navegação e atividade pesqueira).

O equipamento apresenta restrições específicas que fazem com que a alternativa de remoção seja descartada. Desta forma, a alternativa de descomissionamento planejada

para o elemento identificado como “LINHA ABANDONADA (DESCONECTADA)” é a **permanência definitiva *in situ***.

Comparação de Alternativas – Grupo 2

Os elementos de tipologias “Âncoras” e “Sucatas” integrantes do PDID tiveram como única alternativa avaliada a sua remoção. Eventuais elementos que não possam ser removidos, em decorrência de limitações técnicas (ex.: integridade comprometida), bem como o quantitativo de material que for possível ser recuperado, serão listados no Relatório de Descomissionamento das Instalações.

Capítulo 5:

Projeto de

Descomissionamento de

Instalações



Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações

O objetivo deste capítulo é apresentar o Projeto de Descomissionamento de Instalações a partir das alternativas selecionadas por instalação, conforme definido a seguir.

5.1. Poços

Para os 12 poços cujo abandono permanente faz parte do escopo do Projeto de Descomissionamento, 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 100 m. 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.

Conforme apresentado no item “**3.1 – Poços**”, 10 poços serão reaproveitados no projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador (REVIT), não sendo prevista a remoção de equipamentos do poço. O Projeto REVIT tem previsão de dois poços reserva, que, a depender do desempenho dos poços selecionados, futuramente poderão ser reaproveitados.

Adicionalmente, caso o procedimento de abandono dos poços seja do tipo *through tubing*, a ANM também não será removida, permanecendo definitivamente *in situ* na cabeça do poço, juntamente com a BAP. A definição por esse tipo de abandono depende de avaliações a serem realizadas até a conclusão dos respectivos projetos executivos dos abandonos de cada poço.

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 instalados em profundidades superiores a 700 m.

A **Tabela 5.1-I** apresenta o resumo das intervenções a serem realizadas e da situação final prevista para cada poço integrante do escopo do descomissionamento da P-35. A coluna “Status Final” mostra a condição final do poço a depender da sua destinação. Os poços do projeto de Revitalização e seus reservas terão status de “Abandonado Temporariamente sem Monitoramento”, sendo que esta condição será limitada a no máximo 3 anos, conforme SGIP. Os poços que não serão reaproveitados terão status final

de “Abandonado Permanentemente” e poderão ser abandonados em até duas fases. Alguns poços já tiveram sua primeira etapa de abandono (fase 1) realizada, o que pode ser visto na coluna “Intervenções Previstas” quando apenas a fase 2 for citada. Atenção para as informações da coluna “Status Atual” que tem como data de referência 16/12/2022.

Tabela 5.1-I – Situação final dos poços após descomissionamento

Nome do poço ANP	Status atual	Intervenções previstas	Status Final	Equipamentos que não serão removidos e metragem acima do leito marinho	Data do Status Final
7-MRL-102H-RJS ⁽¹⁾	Fechado	Workover: 2023	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2023
7-MRL-107H-RJS ⁽³⁾	Abandonado temporariamente sem monitoramento	Fase 1: 2025 Fase 2: 2028	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2028
7-MRL-118H-RJS	Fechado	Fase 1: 2023 Fase 2: 2026	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2026
7-MRL-121HP-RJS ⁽³⁾	Abandonado Temporariamente sem Monitoramento	Fase 2: 2025	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2025
7-MRL-129HPA-RJS	Fechado	Fase 1: 2023 Fase 2: 2026	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2026
7-MRL-142HA-RJS ⁽²⁾	Fechado	Workover: 2024	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2024
7-MRL-171HP-RJS ⁽¹⁾	Fechado	Workover: 2024	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2024
7-MRL-190HP-RJS	Fechado	Fase 1: 2023 Fase 2: 2026	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2026
7-MRL-198HP-RJS ⁽¹⁾	Fechado	Workover: 2024	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2024
7-MRL-207H-RJS ⁽¹⁾	Fechado	Workover: 2024	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2024
7-MRL-208HB-RJS ⁽²⁾	Fechado	Workover: 2024	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2024
7-MRL-51-RJS	Abandonado Permanentemente	N.A.	Abandonado Permanentemente	ANM/BAP ~11m	N.A.
7-MRL-64D-RJS ⁽³⁾	Abandonado Temporariamente	Fase 1: 2024 Fase 2: 2025	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2025

Nome do poço ANP	Status atual	Intervenções previstas	Status Final	Equipamentos que não serão removidos e metragem acima do leito marinho	Data do Status Final
	sem Monitoramento				
7-MRL-69-RJS	Fechado	Fase 2: 2025	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2025
7-MRL-71D-RJS	Abandonado Temporariamente com Monitoramento	Fase 2: 2025	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2025
7-MRL-80-RJS ⁽³⁾	Fechado	Fase 1: 2026 Fase 2: 2028	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2028
7-MRL-81D-RJS ⁽³⁾	Abandonado Temporariamente sem Monitoramento	Fase 1: 2026 Fase 2: 2028	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2028
7-MRL-82D-RJS	Fechado	Fase 2: 2025	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2025
7-MRL-91H-RJS	Abandonado Permanentemente	N.A.	Abandonado Permanentemente	N.A.	N.A.
8-MRL-108HP-RJS ⁽¹⁾	Fechado	Workover: 2024	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2024
8-MRL-122HP-RJS ⁽¹⁾	Fechado	Workover: 2024	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2024
8-MRL-192D-RJS	Fechado	Fase 1: 2023 Fase 2: 2026	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2026
8-MRL-92H-RJS ⁽¹⁾	Fechado	Workover: 2024	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2024
8-MRL-93H-RJS ⁽¹⁾	Fechado	Workover: 2023	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2023
8-MRL-94D-RJS ⁽¹⁾	Abandonado Temporariamente com Monitoramento	Workover: 2023	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2023
8-MRL-95D-RJS ⁽¹⁾	Fechado	Workover: 2023	Abandonado temporariamente sem monitoramento	N.A.	2023

(1) Poços do Projeto de Revitalização.

(2) Poços reserva do Projeto de Revitalização.

(3) Poços que integram o TAC de Abandono e Monitoramento.

5.2. Demais instalações

Este capítulo apresenta as alternativas de descomissionamento (destinação final) dos dutos rígidos, das linhas flexíveis (inclusive *risers*), 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-35.

Para cada instalação contemplada no PDI é descrito:

5.2.a) alternativa de descomissionamento selecionada;

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-35.

Destinação dos Dutos Rígidos

Conforme avaliação de alternativas de destinação das linhas submarinas apresentadas no PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador, protocolado no Ibama em 21/01/2021 por meio da carta SMS/LCA/LIE&P-FC 0011/2021, a permanência definitiva *in situ* dos dutos rígidos, juntamente com os anodos a ele associados, mostra-se como a alternativa de descomissionamento mais indicada. Complementarmente, encaminhamos no **Anexo 12** uma Análise das Alternativas de Descomissionamento dos Dutos Rígidos dos Sistemas de Produção de Marlim e Voador, onde concluiu-se que a destinação *in situ* se mostra a melhor alternativa de descomissionamento para P-35.

A destinação planejada para os dutos rígidos sob escopo deste projeto é a permanência definitiva *in situ*, juntamente com os anodos a ele associados, após limpeza e preenchimento com água. Os procedimentos de limpeza de linhas estão descritos no item Procedimentos Operacionais.

A destinação dos dutos rígidos no escopo do projeto é apresentada conforme **Figura 5.2-I**. Os elementos encontram-se identificados conforme as seguintes cores:

- Na **cor verde**, estão os dutos (flexíveis) e equipamentos a serem recolhidos no momento do *pull out*;
- Na **cor amarela**, estão evidenciados os dutos flexíveis e equipamentos que serão recolhidos fora das operações de *pull out*;
- Na **cor roxa**, estão indicados os trechos, dutos rígidos e equipamentos pertencentes ao escopo do projeto de descomissionamento de P-35, que permanecerão *in situ*;

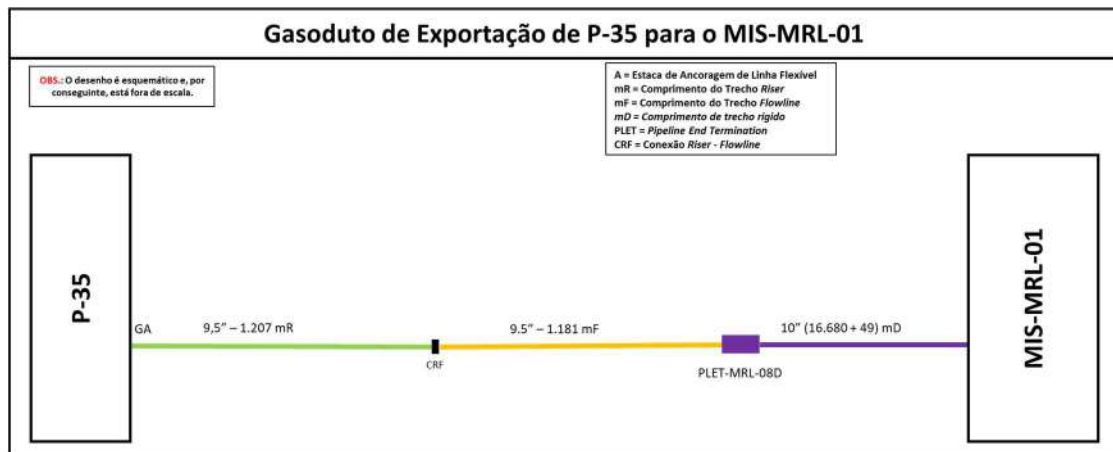


Figura 5.2-I – Diagrama ilustrativo para o gasoduto de exportação do FPSO P-35 para o manifold MIS-MRL-01

Destinação dos Dutos 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-35. Este recolhimento será realizado em etapas, priorizando a liberação da unidade para remoção de sua locação e destinação final, além de minimizar cruzamentos com as linhas a serem lançadas para interligação dos poços do projeto de revitalização de Marlim e Voador.

É fundamental considerar a segmentação das operações 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-26, P-32, P-33, P-35, P-37 e P-47, além do sistema submarino da P-27).

As seguintes etapas de destinação de dutos flexíveis e umbilicais são previstas:

- *Pull out* com recolhimento imediato dos trechos desconectados;
- Remanejamento e recolhimento dos dutos que impactam o projeto de revitalização;

- Recolhimento dos dutos remanejados e remanescentes.

Como preparação para as operações de *pull out* e recolhimento, pode ser necessária a ancoragem provisória dos dutos, realizada por meio da instalação de cachos de amarras (que atuam como “pesos mortos”), seguida de laçada de cinta nos cachos e no duto que se pretende ancorar (**Figura 5.2-II**). As interligações dos cachos de amarras às linhas, executadas por ROV, têm como intuito evitar a movimentação do duto causada por deslocamentos da plataforma flutuante, no momento de desconexão ou de corte (no caso de umbilicais), aumentando a segurança das operações.



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

Reforça-se que os cachos de amarras serão posicionados no leito marinho, em área livre de bancos de corais, de forma a buscar a minimização de impacto ambiental, em consonância com o item 2.3 da Licença de Operação (LO) nº 1340/2016, e serão integralmente recolhidos após a conclusão das operações.

As etapas são descritas a seguir, sucedidas pela apresentação de esquemáticos de destinação dos dutos flexíveis e umbilicais

Pull out com recolhimento imediato dos dutos desconectados

A realização dos *pull outs* considera o recolhimento imediato dos dutos desconectados, sem deposição sobre o leito marinho. Os pontos planejados de desconexão/corte para realização dos *pull outs* são indicados no **Anexo 3** – Arranjo Submarino de P-35, considerando o foco no recolhimento dos trechos *riser* dos dutos.

No planejamento detalhado das operações, será avaliada a possibilidade de recolhimento de tramos de *flowline* juntamente com os *risers* no momento do *pull out*. Esta configuração leva em conta o **recolhimento integral de dutos flexíveis e umbilicais** como alternativa selecionada para destinação e busca dispensar as ancoragens provisórias e otimizar os recolhimentos de trechos com impacto no projeto de revitalização. O **Anexo 14** – Proposta de Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento para a Plataforma FPSO P-35 descreve o tratamento dado para esses casos quanto ao monitoramento ambiental.

A **Tabela 5.2-I** apresenta os dutos que passarão por *pull out* com recolhimento imediato do trecho desconectado.

Tabela 5.2-I – Dutos para *pull out* com recolhimento imediato

Duto	Função
GA_P-35/MIS-MRL-1	Gasoduto de Alta
GA_P-26/P-35	Gasoduto de Alta
GL_P-35/7-MRL-102H	<i>Gas Lift</i>
GL_P-35/7-MRL-118H	<i>Gas Lift</i>
UH_CJ-1_P-35/8-MRL-095D	Umbilical Hidráulico
IA_P-35/8-MRL-095D	Injeção de Água
PO_7-MRL-208H/P-35	Produção de Óleo
UEH_P-35/7-MRL-208H	Umbilical Eletro-Hidráulico
GL_P-35/7-MRL-208H	<i>Gas Lift</i>
UH_P-35/7-MRL-121H	Umbilical Hidráulico
PO_7-MRL-102H/P-35	Produção de Óleo
UH_P-35/7-MRL-102H	Umbilical Hidráulico
GL_P-35/7-MRL-64D	<i>Gas Lift</i>
PO_7-MRL-118H/P-35	Produção de Óleo
UEH_P-35/7-MRL-118H	Umbilical Eletro-Hidráulico
IA_P-35/8-MRL-122H	Injeção de Água
UEH_P-35/8-MRL-122H	Umbilical Eletro-Hidráulico
IA_P-35/8-MRL-093H	Injeção de Água
UH_P-35/8-MRL-093H	Umbilical Hidráulico
IA_P-35/8-MRL-094D	Injeção de Água
UH_P-35/8-MRL-094D	Umbilical Hidráulico
PO_7-MRL-198/P-35	Produção de Óleo
GL_P-35/7-MRL-198	<i>Gas Lift</i>
PO_MSP-MRL-01/P-35	Produção de Óleo
TP_MSP-MRL-01/P-35	Teste de Produção de Óleo
GL_P-35/MSP-MRL-01	<i>Gas Lift</i>
TGL_P-35/MSP-MRL-01	Teste de <i>Gas Lift</i>
UEH_P-35/MSP-MRL-01	Umbilical Eletro-Hidráulico

PO_MSPI-MRL-02/P-35	Produção de Óleo
TP_MSPI-MRL-02/P-35	Teste de Produção de Óleo
GL_P-35/MSPI-MRL-02	<i>Gas Lift</i>
TGL_P-35/MSPI-MRL-02	Teste de <i>Gas Lift</i>
UEH_P-35/MSPI-MRL-02	Umbilical Eletro-Hidráulico
IA_P-35/MSPI-MRL-02	Injeção de Água

Remanejamento e Recolhimento dos dutos que impactam o projeto de revitalização

As tabelas a seguir apresentam o escopo de dutos que serão recolhidos e que serão remanejados antes da instalação das novas linhas do projeto de revitalização de Marlim e Voador, com o objetivo de evitar cruzamentos. As operações serão realizadas conforme apresentado no item “Cronograma”. Alterações no escopo de dutos e nas estratégias adotadas para evitar os cruzamentos serão comunicadas por meio dos relatórios periódicos de execução. Os dutos remanejados permanecerão no leito marinho aguardando janela de recolhimento, conforme descrito no item subsequente.

A **Tabela 5.2-II** a seguir apresenta os dutos que serão **recolhidos** antes da instalação das novas linhas do projeto de revitalização de Marlim e Voador, com o objetivo de evitar cruzamentos.

Tabela 5.2-II – Relação dos dutos flexíveis que serão recolhidos antes da instalação das novas linhas do projeto de revitalização de Marlim e Voador

Interligação Sist. Existente	Poço / Equipamento	Estratégia
UEH_MSPI-MRL-02/7-MRL-207H	7-MRL-207H-RJS	Recolhimento
PO_7-MRL-207H/MSPI-MRL-02	7-MRL-207H-RJS	Recolhimento
GL_MSPI-MRL-02/7-MRL-207H	7-MRL-207H-RJS	Recolhimento
UEH_MSPI-MRL-02/7-MRL-192D	8-MRL-192D-RJS	Recolhimento
IA_MSPI-MRL-02/8-MRL-192D	8-MRL-192D-RJS	Recolhimento
UEH_MSP-MRL-01/7-MRL-198	7-MRL-198HP-RJS	Recolhimento
GL_P-35/7-MRL-198	7-MRL-198HP-RJS	Recolhimento
TGL_P-35/MSPI-MRL-02	MSPI-MRL-02	Recolhimento
IA_P-35/MSPI-MRL-02	MSPI-MRL-02	Recolhimento
TP_MSPI-MRL-02/P-35	MSPI-MRL-02	Recolhimento
GL_P-35/MSPI-MRL-02	MSPI-MRL-02	Recolhimento
UEH_P-35/MSPI-MRL-02	MSPI-MRL-02	Recolhimento
PO_MSPI-MRL-02/P-35	MSPI-MRL-02	Recolhimento
PO_7-MRL-080/MSP-MRL-01	7-MRL-80-RJS	Recolhimento
UEH_MSP-MRL-01/7-MRL-080	7-MRL-80-RJS	Recolhimento

Interligação Sist. Existente	Poço / Equipamento	Estratégia
GL_MSP-MRL-01/7-MRL-080	7-MRL-80-RJS	Recolhimento
UEH_MSP-MRL-01/7-MRL-082D	7-MRL-82D-RJS	Recolhimento
GL_MSP-MRL-01/7-MRL-082D	7-MRL-82D-RJS	Recolhimento
PO_7-MRL-082D/MSP-MRL-01	7-MRL-82D-RJS	Recolhimento
UEH_P-35 /ESDV-1 (GA_P-26/P-35)	UEH_P-35 /ESDV-1 (GA_P-26/P-35)	Recolhimento
GL_MSP-MRL-01/7-MRL-081D	7-MRL-81D-RJS	Recolhimento
UEH_MSP-MRL-01/7-MRL-081D	7-MRL-81D-RJS	Recolhimento
PO_7-MRL-081D/MSP-MRL-01	7-MRL-81D-RJS	Recolhimento
UEH_MSP-MRL-01/MRL-190	7-MRL-190HP-RJS	Recolhimento
GL_MSP-MRL-01/MRL-190	7-MRL-190HP-RJS	Recolhimento
PO_MRL-190/MSP-MRL-01	7-MRL-190HP-RJS	Recolhimento

A **Tabela 5.2-III** a seguir apresenta os dutos que serão **remanejados** no leito marinho para que sejam evitados cruzamentos com as novas linhas do projeto de revitalização de Marlim e Voador. Os dutos serão removidos posteriormente, na etapa “Recolhimento dos dutos flexíveis remanejados e remanescentes”.

Tabela 5.2-III – Relação de dutos flexíveis que serão remanejados no leito marinho e posteriormente removidos

Interligação Sist. Existente	Poço / Equipamento	Estratégia
UH_P-35/7-MRL-102H	7-MRL-102H-RJS	Remanejamento
GL_P-35/7-MRL-102H	7-MRL-102H-RJS	Remanejamento
PO_7-MRL-102H/P-35	7-MRL-102H-RJS	Remanejamento
IA_P-35/8-MRL-094D	8-MRL-94D-RJS	Remanejamento
IA_P-35/8-MRL-122H	8-MRL-122HP-RJS	Remanejamento
UEH_P-35/8-MRL-122H	8-MRL-122HP-RJS	Remanejamento
IA_P-35/8-MRL-095D	8-MRL-95D-RJS	Remanejamento
IA_MSPI-MRL-02/8-MRL-108H	8-MRL-108HP-RJS	Remanejamento
UEH_MSPI-MRL-02/8-MRL-092H	8-MRL-92H-RJS	Remanejamento
IA_MSPI-MRL-02/8-MRL-092H	8-MRL-92H-RJS	Remanejamento
UEH_P-35/7-MRL-64D	7-MRL-64D-RJS	Remanejamento
UH_P-35/8-MRL-093H	8-MRL-93H-RJS	Remanejamento
IA_P-35/8-MRL-093H	8-MRL-93H-RJS	Remanejamento
UH_P-35/8-MRL-094D	8-MRL-94D-RJS	Remanejamento

Recolhimento dos dutos flexíveis remanejados e remanescentes

A última etapa de destinação contempla o recolhimento dos dutos flexíveis e umbilicais remanejados para evitar cruzamentos com o novo sistema produtivo do projeto de revitalização bem como dos dutos remanescentes que não foram recolhidos durante as

operações de *pull out*. As operações serão realizadas conforme apresentado no item “Cronograma”.

Esquemáticos de destinação de Dutos Flexíveis e Umbilicais

A seguir, são apresentados diagramas ilustrativos que identificam a destinação proposta para os dutos e equipamentos do sistema submarino de P-35 (**Figuras 5.2-III à 5.2-XVIII**).

- Na **cor verde**, estão os dutos (flexíveis) e equipamentos a serem recolhidos no momento do *pull out*;
- Na **cor amarela**, estão evidenciados os dutos flexíveis e equipamentos que serão recolhidos fora das operações de *pull out*;
- Na **cor vermelha**, estão evidenciados os trechos de linhas e equipamentos que não fazem parte do escopo do projeto de descomissionamento da P-35, sendo tratados no âmbito de outros projetos de descomissionamento.

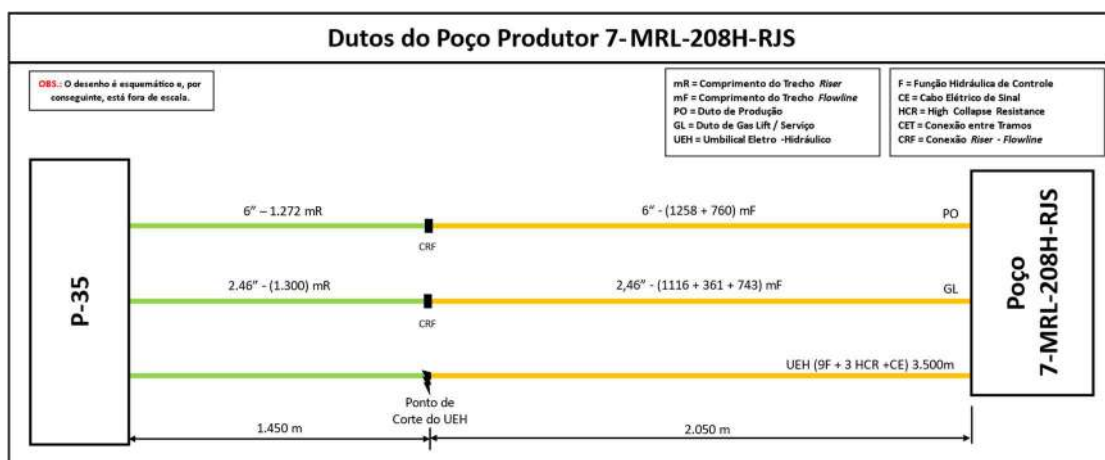


Figura 5.2-III - Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-208H-RJS

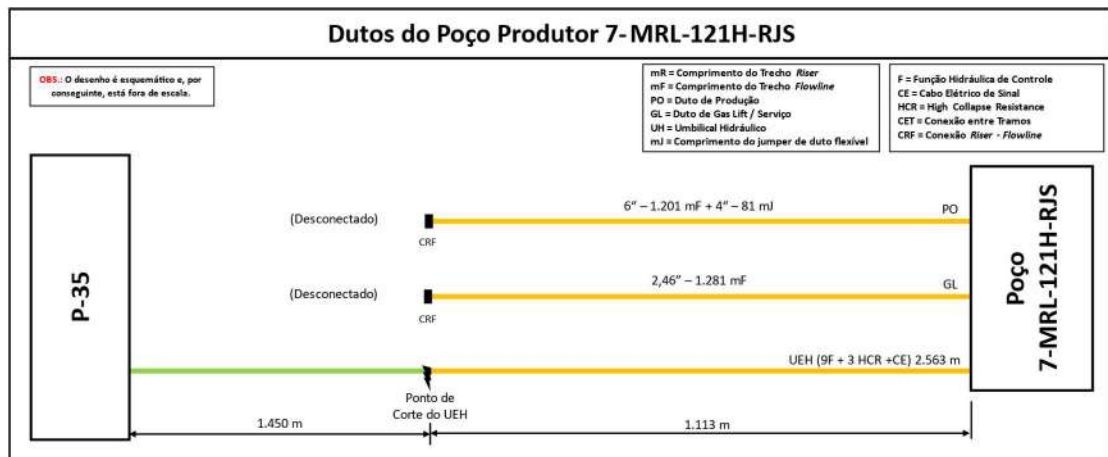


Figura 5.2-IV - Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-121H-RJS

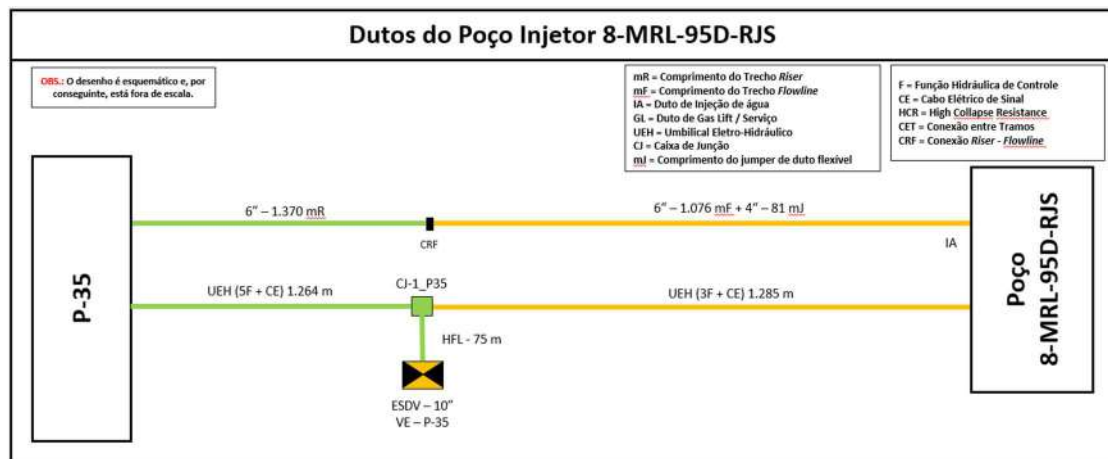


Figura 5.2-V - Diagrama das linhas do poço injetor 8-MRL-95D-RJS

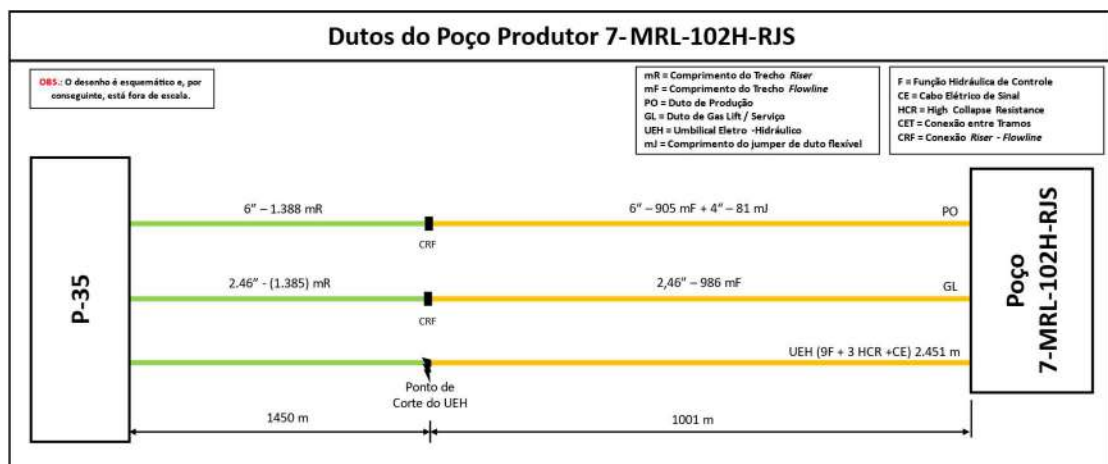


Figura 5.2-VI - Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-102H-RJS

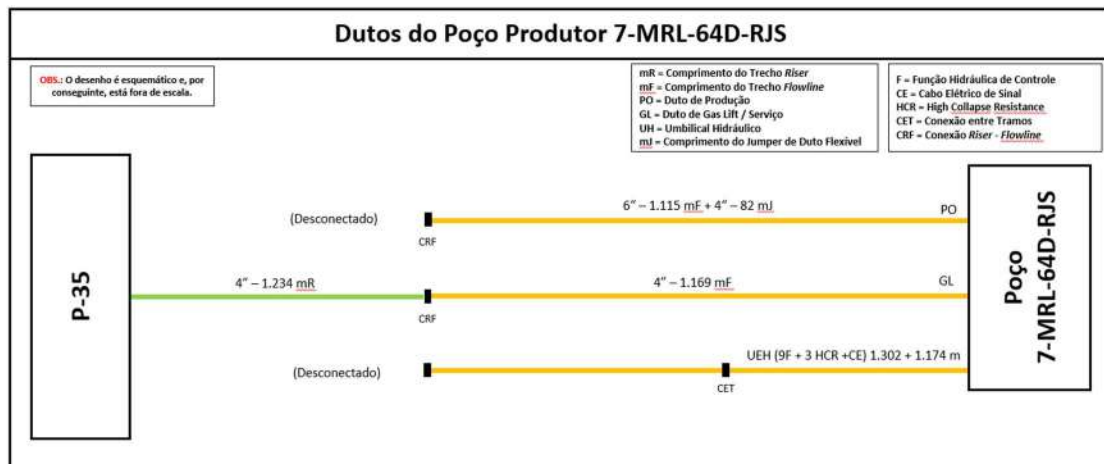


Figura 5.2-VII - Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-64D-RJS

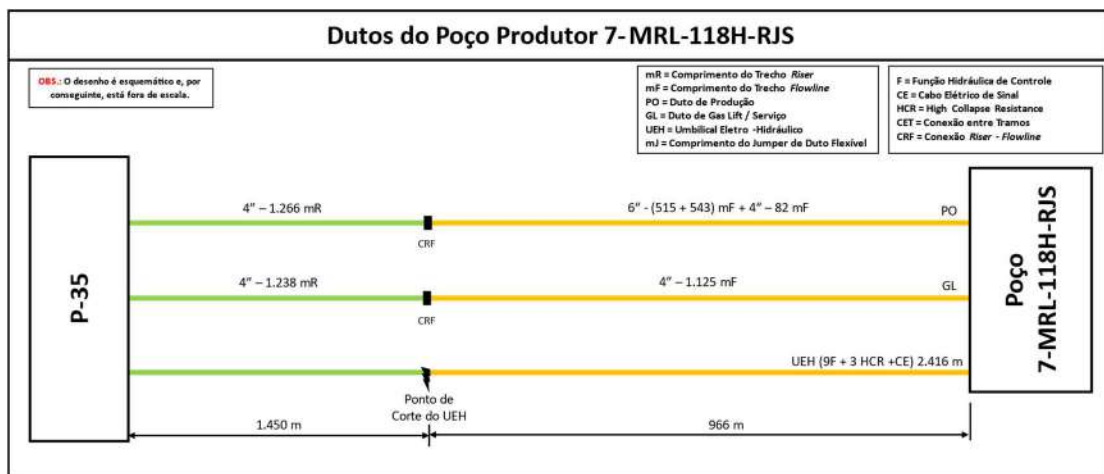


Figura 5.2-VIII - Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-118H-RJS

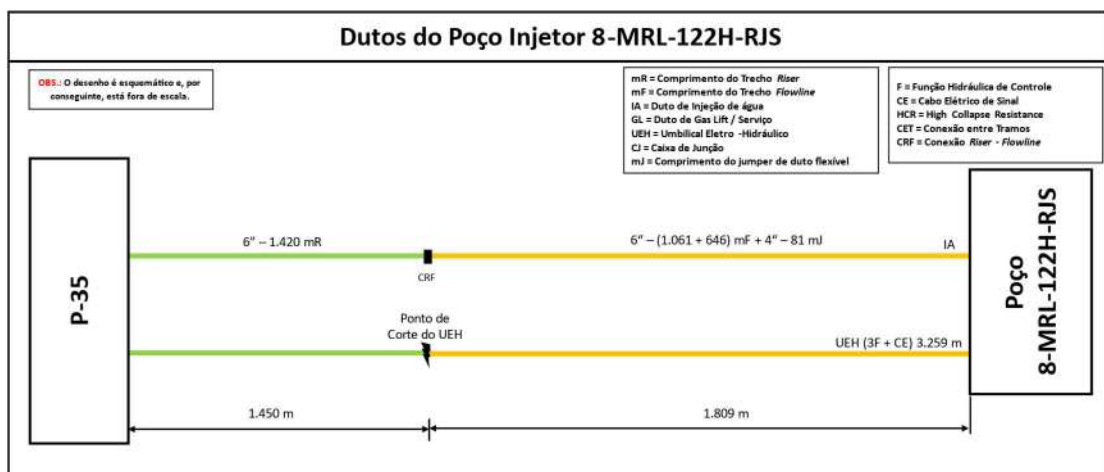


Figura 5.2-IX - Diagrama das linhas do poço injetor 8-MRL-122H-RJS

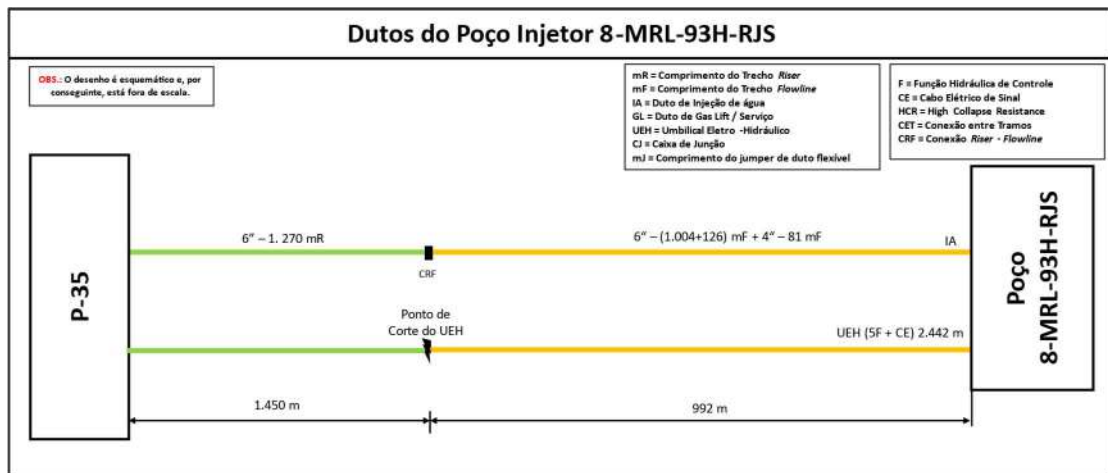


Figura 5.2-X - Diagrama das linhas do poço produtor 8-MRL-93H-RJS

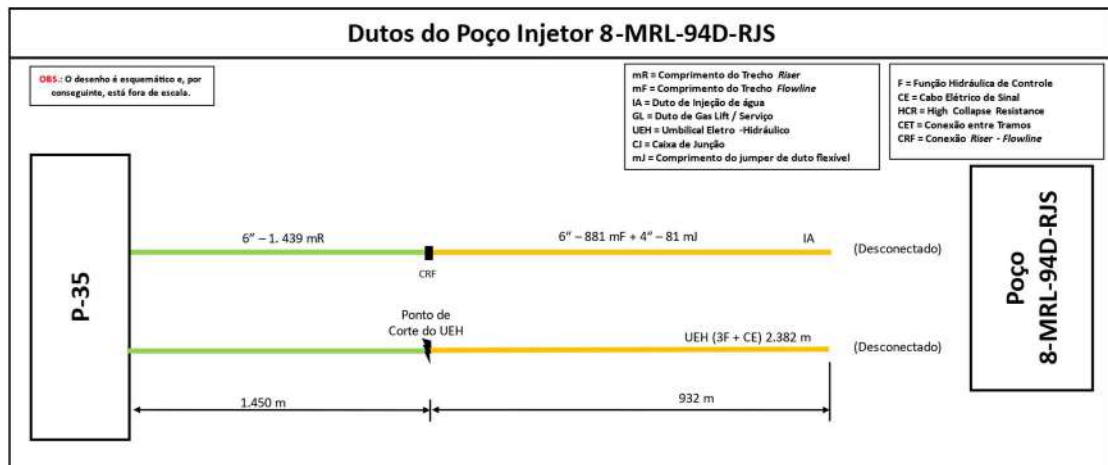


Figura 5.2-XI - Diagrama das linhas do poço injetor 8-MRL-94D-RJS

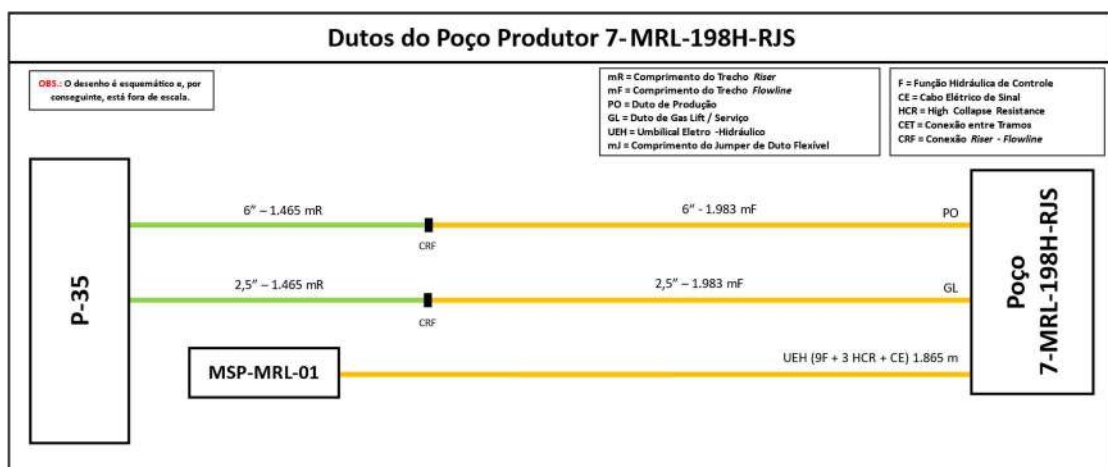


Figura 5.2-XII - Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-198H-RJS

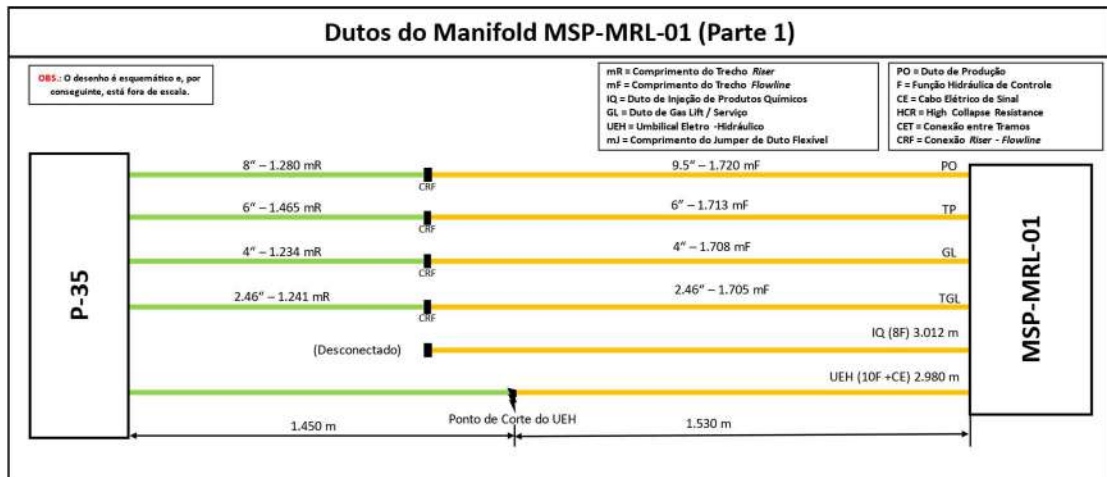


Figura 5.2-XIII - Diagrama das linhas do manifold MSP-MRL-01 (parte 1)

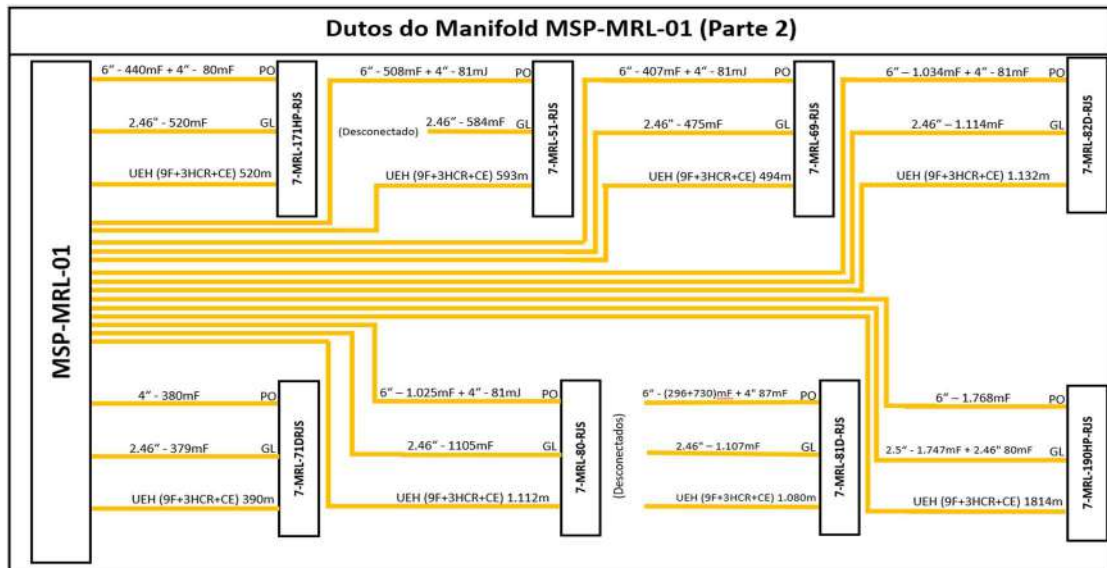


Figura 5.2-XIV - Diagrama das linhas do manifold MSP-MRL-01 (parte 2)

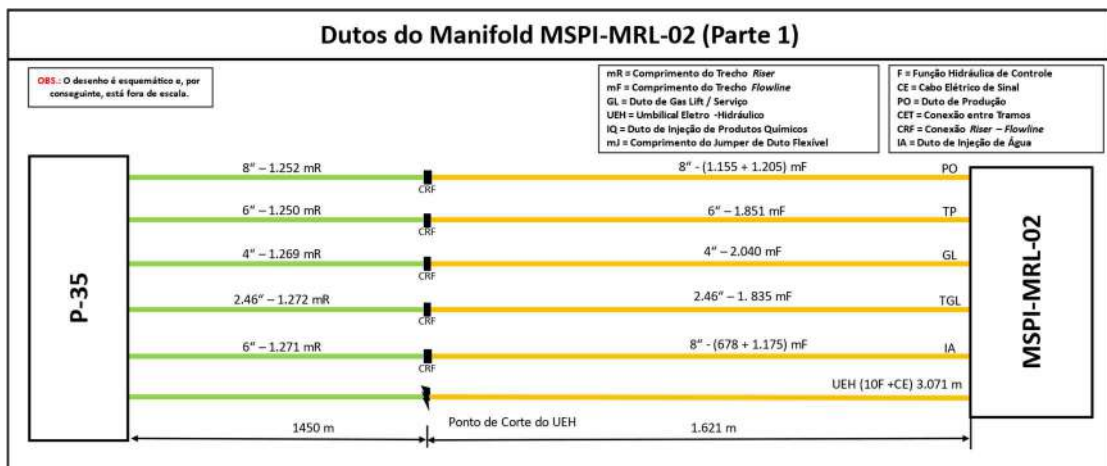


Figura 5.2-XV - Diagrama das linhas do manifold MSPI-MRL-02 (parte 1)

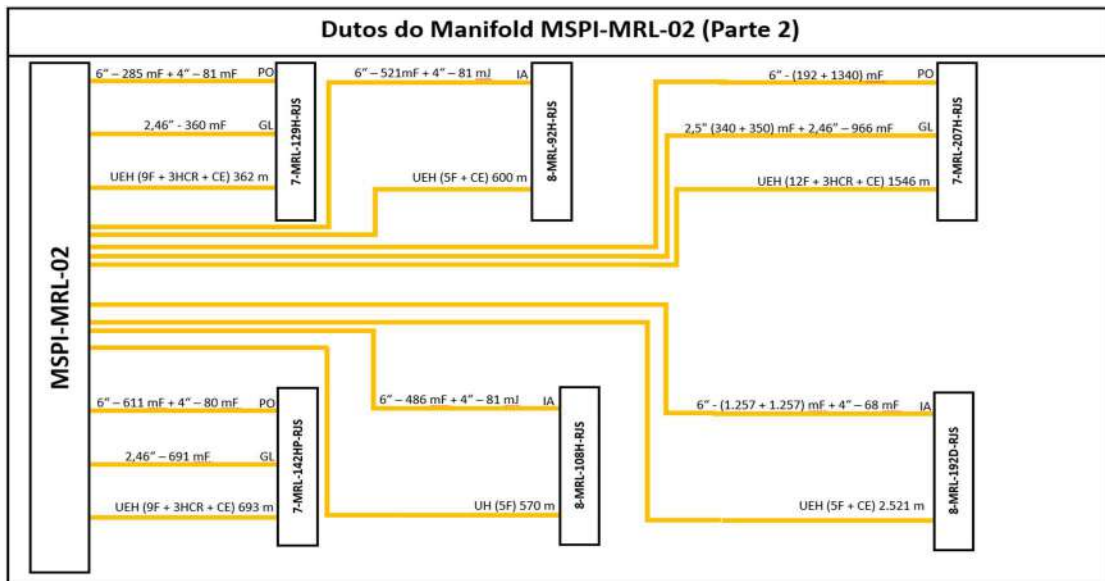


Figura 5.2-XVI - Diagrama das linhas do manifold MSPI-MRL-02 (parte 2)

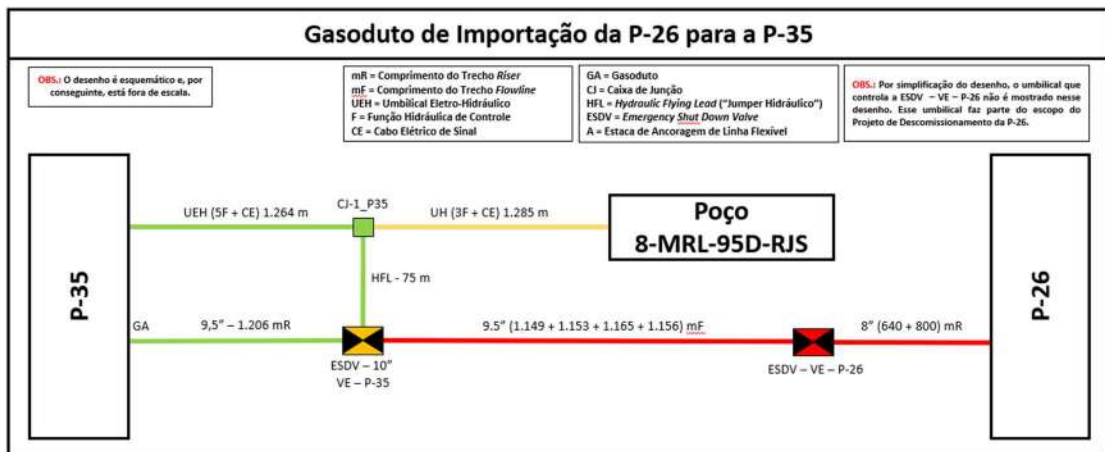


Figura 5.2-XVII - Diagrama das linhas do gasoduto de importação P-26/P-35

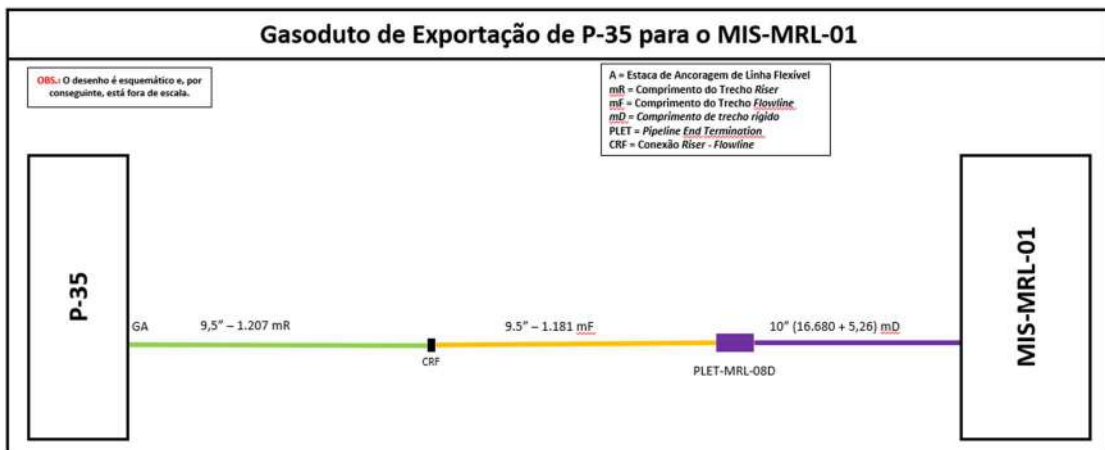


Figura 5.2-XVIII - Diagrama das linhas do gasoduto de exportação P-35/MIS-MRL-01

A linha na cor roxa é o duto rígido do gasoduto que faz parte do escopo do Projeto de Descomissionamento de P-35 e que permanecerá *in situ*.

Destinação dos Equipamentos Submarinos

Além das BAPs e ANMs instaladas nos poços, a **Tabela 3.4.-I – Relação dos equipamentos submarinos de P-35** apresenta os equipamentos submarinos instalados no sistema submarino de P-35.

Conforme apresentado no **Capítulo 4**, o projeto de descomissionamento prevê a seguinte destinação para cada um dos grupos de equipamentos:

- Grupo 1: CJs e ESDV - equipamentos / acessórios instalados "*in line*" – a destinação destes equipamentos ocorrerá em conjunto com os dutos aos quais encontram-se conectados. Dessa forma, sua destinação se dará pelo **recolhimento juntamente com dutos flexíveis e umbilicais pertencentes ao escopo do projeto de descomissionamento de P-35**.
- Grupo 2 - PLET: equipamentos considerados de pequeno porte e associados a dutos rígidos - a destinação planejada para o **PLET-MRL-08D é a permanência definitiva *in situ***.
- Grupo 3 - *Manifolds*: equipamentos submarinos de grande porte – a destinação planejada para estes equipamentos é a **remoção de módulos selecionados (SCMs) e permanência *in situ* da estrutura (*skid*) e módulos não removidos**.

Destinação do Sistema de Ancoragem

A destinação planejada para o Sistema de Ancoragem de P-35 é o recolhimento integral das amarras de topo e trechos intermediários das oito linhas e permanência definitiva *in situ* das âncoras e amarras de fundo no leito marinho.

As etapas de desconexão e recolhimento parcial do sistema de ancoragem da P-35 podem ser simplificadaamente resumidas conforme a seguir.

As oito linhas de ancoragem da Plataforma FPSO P-35 serão desconectadas, permitindo o recolhimento das amarras de topo (segmento superior) e dos cabos de aço (segmento

intermediário). Para as amarras de fundo (segmento inferior) e as oito âncoras, a destinação planejada é a permanência definitiva *in situ*. Esta proposta de destinação do sistema de ancoragem (remoção parcial) implica em:

- Recolhimento de ~15.279 m / 2.904 t de amarras de topo;
- Recolhimento de ~6.536 m / 287 t de cabos de aço;
- Permanência definitiva *in situ* de ~ 8459 m / 1848 t de amarras de fundo;
- Permanência definitiva *in situ* de 8 estacas (sucção/grauteadas).

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

Destinação da Plataforma

De acordo com o exposto no **Capítulo 4**, o Projeto de Descomissionamento da P-35 prevê a realização de 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.

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 dele (isto tudo ratificado por meio de cláusulas no contrato de compra e venda). Com isso, a P-35 permanecerá ancorada na atual locação aguardando as operações definidas por seu novo proprietário.

A desancoragem da plataforma será realizada pela Petrobras, conforme descrito no **Capítulo 5.3.2, Fase I**. 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-35.

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. 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-35. 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 desancorada 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 desancoragem e reboque da P-35, 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 13** do Projeto de Descomissionamento da P-35, 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.

Registra-se que, devido à saída de P-35, 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.

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-35 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-35.

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

Também serão recolhidos os “pesos mortos” conectados a alguns dutos flexíveis e umbilicais, ao longo dos trechos *flowline*, e caso *skids* de anodos sejam identificados durante as operações de descomissionamento, o procedimento será semelhante, com o recolhimento do *skid* juntamente com a linha associada.

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-35, estarão inseridas no processo dos Projetos Ambientais para UMSs (Unidade de Manutenção e Segurança) 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 de Educação 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 anuência 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-35 será informada por meio dos Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento, bem como constará no RDI.

5.2.d) destinação final;

A destinação final de cada sistema da plataforma P-35 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 detalhes quanto aos locais de armazenamento temporário e destinação final de cada sistema da plataforma P-35 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.

Referente à solicitação de apresentação de rota de assentamento de cada duto que será depositado no leito marinho, mesmo que temporariamente, com informações sobre a caracterização dos meios físico e biótico do ambiente marinho, considera-se para P-35 que não há previsão de assentamento temporário de dutos no leito marinho.

5.3. Informações Específicas

5.3.1. Unidades de Produção

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

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.

No caso de insucesso no processo de alienação com a saída da plataforma direto da locação, será contratado estaleiro para reboque da plataforma.

Independente da destinação da plataforma, está sendo considerado que foi identificada a ocorrência de coral-sol no casco da plataforma, conforme indicado no **Capítulo 7.1**, portanto, caso a plataforma seja deslocada para águas abrigadas brasileiras, serão propostas medidas de gerenciamento da bioincrustação por coral-sol, através do estabelecimento de rota de navegação evitando a passagem por áreas de alta biodiversidade no deslocamento da plataforma, bem como procedimento de manejo de coral-sol, abrangendo a remoção da bioincrustação da plataforma, com a devida contenção de resíduos.

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), considerou-se a utilização da planta de processamento de óleo e gás, incluindo sistema de queima (flare).

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

Considera-se também a utilização dos seguintes equipamentos adicionais para suportar as atividades: unidade de geração de nitrogênio (UGN), unidade de geração de vapor. A UGN é utilizada para remoção de gases e criação de atmosfera inerte no interior dos vasos tubulações e gasoduto e manobra de dissociação de hidrato, para limpeza dos poços. O uso da unidade de geração de vapor (caldeira) tem por objetivo a liberação dos hidrocarbonetos presentes nas paredes de vasos, permitindo a limpeza interna, caso necessário. Planeja-se também a instalação de planta modular de tratamento para enquadramento de água para descarte, proveniente da limpeza de equipamentos e tanques.

5.3.2. Procedimentos Operacionais

Procedimentos e Análises de Riscos

As atividades / operações previstas no Projeto de Descomissionamento da P-35 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, linhas de injeção e gasoduto;
- Desconexões e tamponamentos submarinos;
- *Pull out* e recolhimento de linhas flexíveis;
- 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

A parada de produção de P-35 ocorreu em junho/2021, com o fechamento de poços produtores. O fechamento dos poços injetores ocorreu definitivamente em maio/2022.

O procedimento de fechamento dos poços produtores ocorreu através da suspensão de injeção do *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, as linhas de coleta e *gas lift* foram despressurizadas e fechadas as *Shutdown Valves* (SDV).

O procedimento de fechamento dos poços de injeção ocorreu através da interrupção de injeção de água com a paralisação das bombas de injeção de água e bombas de produtos químicos, posteriormente foram fechadas as válvulas das ANM e válvulas manuais do sistema.

Apesar de já ter ocorrido o fechamento dos poços produtores e, conseqüentemente, a parada da produção, os equipamentos / sistemas essenciais à realização das atividades de descomissionamento, manutenção da habitabilidade e garantia da segurança da plataforma continuam operando.

Ainda que parte desta fase tenha sido concluída, os detalhes executivos da mesma serão apresentados no primeiro Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento.

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

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 e *manifolds*), (ii) gasoduto interligado à P-26 e (iii) gasoduto interligado ao MIS-MRL-01.

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

Previamente ao recolhimento, todas as linhas serão devidamente lavadas. A limpeza das linhas de PO e GL dos poços é realizada por meio da circulação de água do mar no seu interior. O bombeio é realizado pela linha de GL, a partir da plataforma, com retorno pela linha de PO, de forma que a circulação ocorra em regime turbulento de vazão até que o TOG de chegada seja menor ou igual a 15 ppm em, no mínimo, 3 amostras consecutivas e com intervalo mínimo de 30 minutos entre elas.

Vale ressaltar que as ANM e os *manifolds* (com as devidas manobras de fechamento para isolamento do circuito que será lavado) serão limpos concomitantemente com os dutos flexíveis, uma vez que os equipamentos fazem parte do circuito pelo qual foi bombeada água para limpeza das linhas.

As linhas flexíveis associadas aos poços injetores dispensam realização de lavagem, uma vez que são usadas para injeção de água do mar tratada e, consequentemente, não possuem hidrocarbonetos em seu interior. No caso dos poços onde o fluido circulado continha biocida ou sequestrante de H₂S e/ou O₂, para garantir a ausência de produtos químicos em seu interior, é realizada a injeção de água sem a adição de químicos antes da interrupção total da injeção (acima de 1x o volume da linha) ou então a circulação de água do mar para a limpeza através da ANM.

As linhas umbilicais não podem ser lavadas, motivo pelo qual será considerado que seu conteúdo será liberado para o mar em condições operacionais quando do corte e posterior recolhimento.

Conforme apresentado no item 3.3 Dutos, alguns dutos apresentam condições especiais em relação à possibilidade de limpeza. Os dutos são listados na “**Tabela 5.3.2-I - Dutos com condições especiais quanto à possibilidade de limpeza**” e avaliados a seguir.

Tabela 5.3.2-I - Dutos com condições especiais quanto à possibilidade de limpeza

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre
Bundle de produção 7-MRL-81D-RJS	UEH	Desconectada do <i>manifold</i> , conectada na ANM
	GL - Duto Flexível	Desconectada do <i>manifold</i> e tamponada, conectada na ANM
	PO - Duto Flexível	Desconectada do <i>manifold</i> e tamponada, conectada na ANM
Bundle de injeção 8-MRL-122HP-RJS	UEH	Ambas conectadas
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas

- 7-MRL-81D-RJS:** poço esteve conectado ao *manifold* MSP-MRL-01. Seus dutos (PO e GL) foram lavados logo antes da operação de desconexão do *manifold*, ocorrida em Abr/2008. Na ocasião não foi realizado o registro do TOG após a limpeza. Entretanto, a limpeza realizada contou com circulação prévia de diesel e com volume significativamente superior ao utilizado como padrão: foi feita circulação de 390m³ de água, correspondente a 17 vezes o volume de suas linhas (22,8m³). As extremidades livres, desconectadas do *manifold*, foram trazidas abertas para a embarcação que efetuou a desconexão, tamponadas a bordo e lançadas de volta ao leito marinho. Dada esta configuração, o condicionamento adicional dos dutos (PO e GL) conectados a este poço por meio de circulação de fluidos fica impedido. Antes de sua desconexão e recolhimento, será realizada análise detalhada de perigos, na qual serão consideradas salvaguardas adicionais, como aberturas controladas de conexão e uso de campânula bem como o recolhimento tamponado do trecho *flowline* ou a realização de N₂-Lift para condicionamento adicional.
- 8-MRL-122HP-RJS:** o poço injetor satélite encontra-se fechado desde 27/07/2017, apresentando baixa injetividade e impedindo a troca completa de seu inventário de água de injeção por água sem adição de produtos químicos. O volume deste duto é de 105,8 m³. São apresentados a seguir os produtos e dosagens em uso no dia de seu fechamento:

- o DORF OG310B (biocida contínuo - **Anexo 10**): $10 \text{ g/m}^3 \text{ (ppm)} [\text{dosagem de biodispersante na linha}] \times 105.8 \text{ m}^3 [\text{volume da linha}] \times 50\% [\text{matéria ativa}] = 529 \text{ gramas}$.
- o DORF OG553B (sequestrante O_2 – **Anexo 10**): $2 \text{ g/m}^3 \text{ (ppm)} [\text{dosagem de sequestrante de oxigênio na linha}] \times 105.8 \text{ m}^3 [\text{volume da linha}] = 211,6 \text{ gramas}$. Sequestrante de oxigênio, quando em contato com a água do mar, reage com o oxigênio e gera o íon sulfato, que não é contaminante.

Dada essa condição, vale mencionar que, logo após a desconexão na CRF e na ANM, as extremidades serão tamponadas, de forma a confinar o fluido (água + produto químico) em seu interior, até que seja realizado o recolhimento da linha. Adotando essa medida e considerando que, conforme apresentado na Carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGP 0235/2022, protocolada em 02/06/2022 (N^o do Protocolo: 001812.0016642/2022), referente ao poço injetor 8-MLS-81HP-RJS – PDI da P-37, não há fluxo/vazão no duto, sendo a liberação de fluido do interior da linha para o mar exclusivamente por difusão enquanto não for tamponada, espera-se que a liberação de biocida para o mar seja inferior a 7g, procedimento este devidamente aprovado pelo Ibama por meio do PT 306/2022. Espera-se o mesmo comportamento, por similaridade, para o poço 8-MRL-122HP-RJS da P-35.

Devido à baixa massa de biocida (0,529 Kg) e não haver alvos refletivos (potenciais bancos de coral) sob o local de desconexão, realizou-se uma Avaliação de Impacto Ambiental - AIA, que considerou o impacto do derramamento de todo o biocida durante a desconexão da linha. Salienta-se que esse cenário é classificado como conservador, uma vez que as extremidades de fundo serão tamponadas logo após as desconexões, não havendo liberação para o mar do volume integral das linhas, conforme estudo apresentado na carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGP 0235/2022. Portanto, considerando a baixa massa total de biocida nas linhas (0,529 Kg), a inexistência de fluxo, a ausência de alvos refletivos e bancos de corais sob o local de desconexão, a pequena liberação que ocorrerá durante as desconexões (já que as extremidades de fundo serão tamponadas logo em seguida como medida mitigadora) e a classificação do impacto como baixa magnitude e abrangência local, na AIA, a Petrobras propõe que não seja realizada a lavagem das linhas de injeção associadas ao poço **8-MRL-122HP-RJS** e que o recolhimento das mesmas

seja realizado com o fluido (água + biocida) confinado em seu interior, mediante o tamponamento das extremidades após as desconexões no *manifold* e respectiva ANM.

Limpeza do Gasoduto de Interligação de P-35 a P-26

O duto foi limpo e condicionado em 25/12/2021. Inicialmente o gasoduto foi despressurizado. Depois foi inertizado com circulação de água e passagem de *pigs* conforme a seguir. P-26 lançou *pig* bombeando 532 m³ de água para P-35. O 2º *pig* foi deslocado bombeando 550m³. Após a circulação de 3 volumes, P-35 iniciou a coleta de amostras a cada meia hora. Concluída a operação após as 3 amostras com TOG abaixo de 15 ppm.

Finalizado o bombeio de água para limpeza do gasoduto GA_P-26/P-35, foi realizado o seu isolamento através dos fechamentos de válvulas em P-26. Dispositivos de bloqueio para garantir a condição de isolamento do duto foram instalados nas duas unidades.

Com base procedimento realizado e nos resultados dos TOG obtidos das amostras coletadas durante as etapas de limpeza do gasoduto, consideram-se adequados os valores observados, abaixo de 15 ppm. Dá-se este procedimento como concluído e o duto condicionado para descomissionamento.

Limpeza do Gasoduto de Interligação de P-35 a MIS-MRL-01

O gasoduto GA_P-35/MIS-MRL-01 é composto de um trecho flexível (1207m + 1181m) que conecta P-35 ao PLET-MRL-08D e um trecho rígido (5931m + 5359m + 5390m + 49m) interligado ao MIS-MRL-01. O MIS-MRL-01 é um *manifold* submarino com dois sistemas não interligados, o sistema do óleo e o sistema do gás. Ambos os sistemas estão em operação.

O gasoduto de P-35 está interligado ao sistema de escoamento de gás do campo de Marlim, que escoar o gás de P-18 e P-19 para PNA-1. O gasoduto de P-35 encontra-se isolado do restante do sistema de MIS-MRL-01 por meio de fechamento de válvulas. Em adição, as válvulas do PLET-MRL-08D encontram-se abertas, garantindo a comunicação de todo o trecho de duto entre P-35 e o MIS-MRL-01. A **Figura 5.3.2-I** apresenta esquema da malha de escoamento de gás.

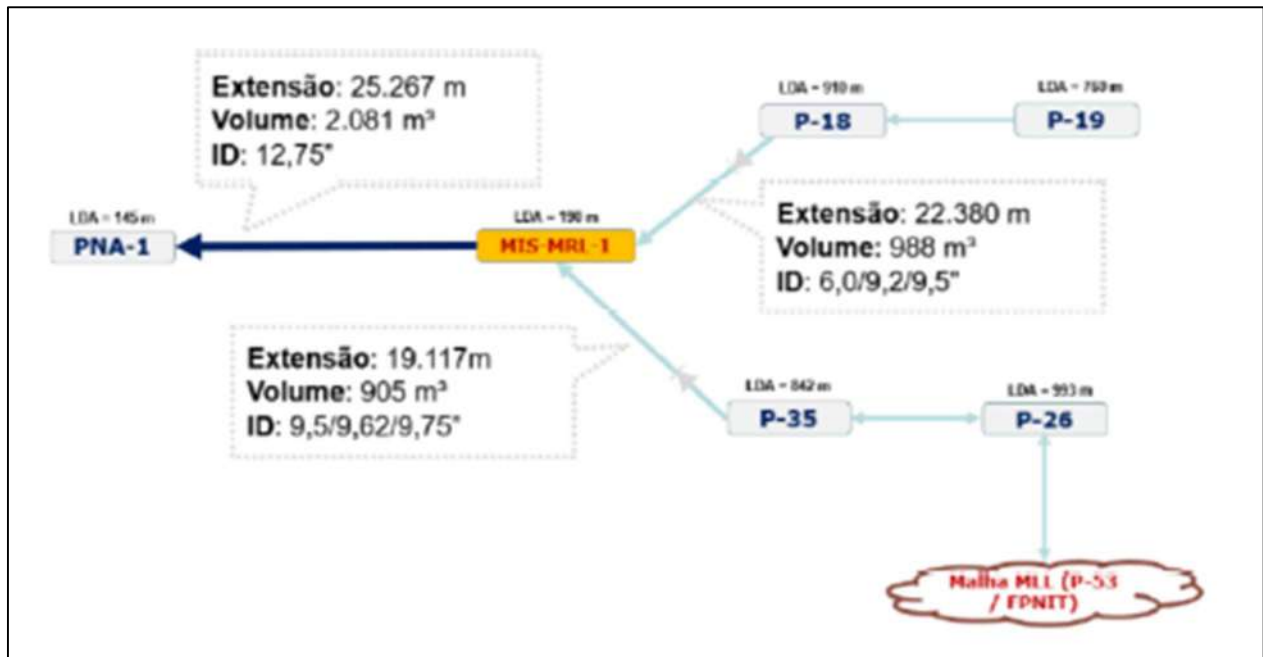


Figura 5.3.2-I - Malha de escoamento de gás

O procedimento prevê manutenção desse duto despressurizado por P-35 até o início do procedimento de inertização. O gás existente no MIS-MRL-01 evapora totalmente quando despressurizado até a pressão atmosférica. Dessa forma, o condicionamento do gasoduto prevê a pressurização do sistema com nitrogênio, sucedida da despressurização até que seja obtido o enquadramento da atmosfera no interior do duto. Uma vez obtida atmosfera dentro dos limites adequados de explosividade, o duto foi despressurizado (à P_{atm}) e inundado com 785m³ de água do mar, sendo considerado enquadrado e pronto para realização das desconexões.

Fase C: Desconexões de Dutos e Umbilicais nos Equipamentos Submarinos

Após a limpeza dos dutos, com enquadramento do TOG (limite de 15 ppm), será realizada a desconexão das linhas flexíveis (dutos e umbilicais) nas ANM, *manifolds*, e PLET, com o auxílio de ROV (*Remotely Operated Vehicle*), utilizando-se embarcações do tipo RSV (*ROV Support Vessel*) ou PLSV (*Pipeline Support Vessel*).

Após a desconexão dos dutos de produção e serviço, no caso de poços produtores, e dos dutos de injeção de água, no caso de poços injetores, caso seja necessário, são instalados flanges cegos nos Módulos de Conexão Vertical - MCV das ANM / *manifolds* e PLET.

Alternativamente à operação supracitada, há opção de substituição dos atuais MCV por outros do tipo “cego”. Ainda, pode-se trazer os MCV atuais para bordo de um PLSV, instalar flanges cegos e, posteriormente, reinstalá-los nas ANMs, *manifolds* e PLET.

Após a desconexão nas ANM, *manifolds* e PLET, as extremidades dos dutos são posicionadas próximas ao poço ou equipamento do qual foram desconectados. Destaca-se que haverá movimentação das linhas no leito marinho somente o suficiente para executar essas operações, preservando assim as comunidades sensíveis. Os dutos flexíveis (produção, serviço e injeção), posicionados 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 (H_2S), que é altamente tóxico para seres humanos e representa risco adicional para a tripulação do PLSV que executará o recolhimento.

Entende-se que a velocidade das correntes marítimas de fundo não é capaz de induzir um fluxo no interior das linhas com a mesma ordem de grandeza da operação de limpeza, a qual será executada com fluxo em regime turbulento. Consequentemente, o abandono temporário de linhas de produção lavadas ($TOG \leq 15$ ppm) e abertas para o mar representa risco insignificante de liberação de óleo para o meio ambiente marinho e, como já exposto, reduz o risco para os trabalhadores a bordo do PLSV.

Conforme apresentado na “Fase B”, os dutos dos poços 7-MRL-81D-RJS e 8-MRL-122HP-RJS apresentam condições especiais quanto à possibilidade de limpeza. Para o poço 7-MRL-81D-RJS, serão consideradas aberturas controladas de conexão e uso de campânula bem como o recolhimento tamponado do trecho *flowline* ou a realização de N_2 Lift para condicionamento adicional, caso as salvaguardas sejam consideradas inadequadas. Para o injetor 8-MRL-122HP-RJS, é prevista liberação parcial de seu inventário interno, que contém:

- o DORF OG310B (biocida contínuo - **Anexo 10**): 10 g/m^3 (ppm) [dosagem de biodispersante na linha] x 105.8 m^3 [volume da linha] x 50% [matéria ativa] = 529 gramas.

- o DORF OG553B (sequestrante O₂ – **Anexo 10**): 2 g/m³ (ppm) [dosagem de sequestrante de oxigênio na linha] * 105.8m³ [volume da linha] = 211,6 gramas. Sequestrante de oxigênio, quando em contato com a água do mar, reage com o oxigênio e gera o íon sulfato, que não é contaminante.

Caso existam rejeitos de NORM nos dutos de produção, o abandono temporário de linhas abertas para o mar representa risco insignificante de desprendimento e possível liberação de incrustação contendo este material para o meio.

Durante a desconexão dos umbilicais nas ANM e *manifolds*, ocorrerá liberação para o mar de fluido hidráulico de controle (HW 525 ou TransAqua DW), uma vez que, não é possível removê-lo do interior das mangueiras termoplásticas, e o recolhimento integral também não evita a liberação de fluido hidráulico, posto que, mesmo nos casos em que não são necessários cortes no leito marinho para permitir o descruzamento das linhas, ainda há necessidade de realização de cortes na extremidade de topo (lado UEP), de modo a permitir o *pull out* de 2ª extremidade das linhas. 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.

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

Fase D: *Pull Out*

Conforme descrito no **Capítulo 5.2**, o projeto considera a realização dos *pull outs* com recolhimento imediato dos dutos desconectados, sem deposição sobre o leito marinho.

A operação pode ser resumidamente descrita da seguinte forma:

Passo 1: Para os dutos flexíveis, a operação consiste em realizar a desconexão entre o trecho que será recolhido no *pull out* e o trecho remanescente de duto (abertura de CRF – Conexão *Riser-Flowline* ou CFF – Conexão *Flowline-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 que passará pelo *pull out*, para realizar o içamento e recuperação do tramo. O tramo *flowline* remanescente, que será mantido no leito marinho até que seja recolhido,

permanecerá com a 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.

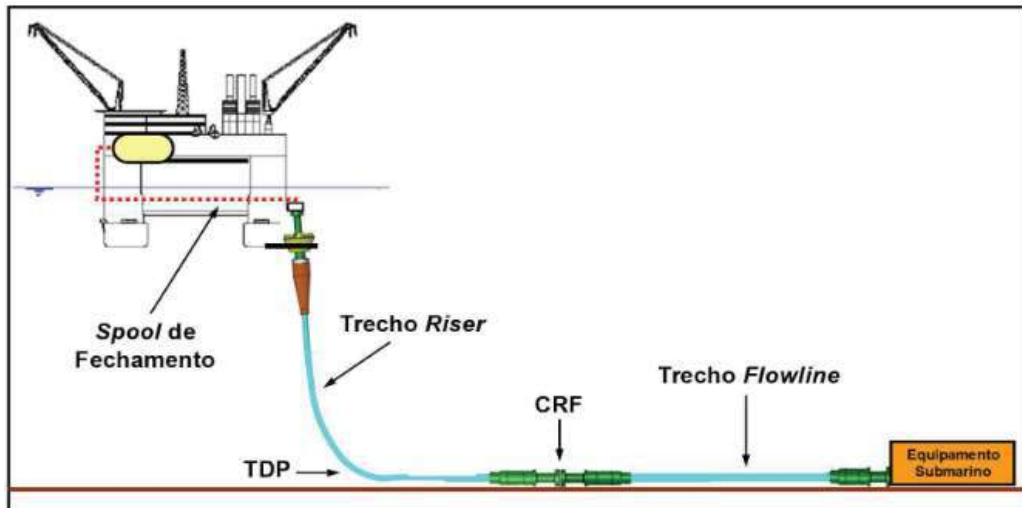


Figura 5.3.2-II - Esquema simplificado ilustrando a interligação de um duto flexível, composto por dois tramos (riser e flowline), entre equipamento submarino e plataforma. O equipamento pode ser, por exemplo, uma ANM, ESDV ou PLET.



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.

Destaca-se que para a preparação para o *pull out* pode ser necessária a execução de 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. Ademais, a realização do Passo 1 para os

umbilicais implica na liberação para o mar do fluido presente nas mangueiras, decorrente da desconexão na “caixa de emenda” ou corte no corpo da linha. Salienta-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*.

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 duto que foi desconectada do trecho remanescente flowline e na qual houve instalação de cabeça de tração, de forma a efetuar o recolhimento do duto no sentido da extremidade de fundo para a plataforma. Nesse caso, o *pull out* será de “2ª extremidade”, ou seja, o recolhimento do duto flexível é concluído com a desconexão do riser na plataforma;

Para os umbilicais, caso tenha sido realizada a desconexão na “caixa de emenda” no Passo 1, a extremidade de fundo do duto será recuperada por meio dos olhais de içamento existentes na extremidade da linha. Se o Passo 1 consistiu na execução de corte no corpo da linha, a recuperação da extremidade de fundo será executada com o auxílio de ferramenta especial, a qual deverá ser instalada com o auxílio de ROV.

- Desconectando o *riser* primeiro na plataforma e, em seguida, realizando o recolhimento da linha flexível em direção ao ponto de desconexão (na CRF/CFF, no caso de dutos flexíveis) ou corte (no caso de umbilicais). Nesse caso, o *pull out* será de “1ª extremidade”, ou seja, o recolhimento da linha flexível inicia-se com a desconexão do *riser* na plataforma.

No caso de *pull out* de “2ª extremidade”, dar-se-á prioridade à execução de corte no topo do *riser*, em ponto o mais próximo possível da conexão da linha na plataforma, visando eliminar a realização de mergulho humano, utilizando ROV e ferramenta de corte ou efetuando o corte na superfície, na plataforma.

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

- A definição final da opção de *pull out* (de “1ª extremidade” ou de “2ª 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 as operações de *pull out*, pode ser necessário executar uma ancoragem provisória destes *risers*, realizada por meio de abandono de pesos mortos (cachos de amarras) no leito marinho (usando guincho/guindaste da embarcação), seguida de laçada de cinta nos pesos e no *riser* que se pretende ancorar (**Figura 5.3.2-IV**). Os cachos de amarras serão posicionados o mais distante possível de alvos refletivos/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, registra-se que os cachos de amarras (**Figura 5.3.2-IV**) serão recolhidos após a conclusão da campanha de *pull out*.



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

- 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, conseqüentemente, não ocorrerá queda do *riser* no leito marinho. O *riser* é, portanto, recolhido com a extremidade cortada aberta para o fundo do mar, com liberação do fluido contido em seu interior;
- Os *risers* serão recolhidos no momento do *pull out*, ou seja, não há previsão de deposição das linhas no leito marinho, mesmo que temporariamente. Contudo, destaca-se que se situações excepcionais (emergenciais / contingenciais) ocorrerem, a deposição temporária dos *risers* no leito

marinho pode ser necessária. Caso isso venha a acontecer, buscar-se-á, na medida do possível, depositar as linhas em rotas que desviem de bancos de coral.

- Considerando que há colônias de coral-sol nos trechos de topo dos risers da P-35, será realizada remoção a bordo do PLSV da bioincrustação aderida aos risers. Essa operação será executada por meio de raspagem por “enforcamento” com cabo(s) de polipropileno, dentro da embarcação, segundo a Figura 5.3.2-V. O(s) cabo(s) realiza(m) a limpeza da linha à medida que ela é recolhida pelo PLSV.

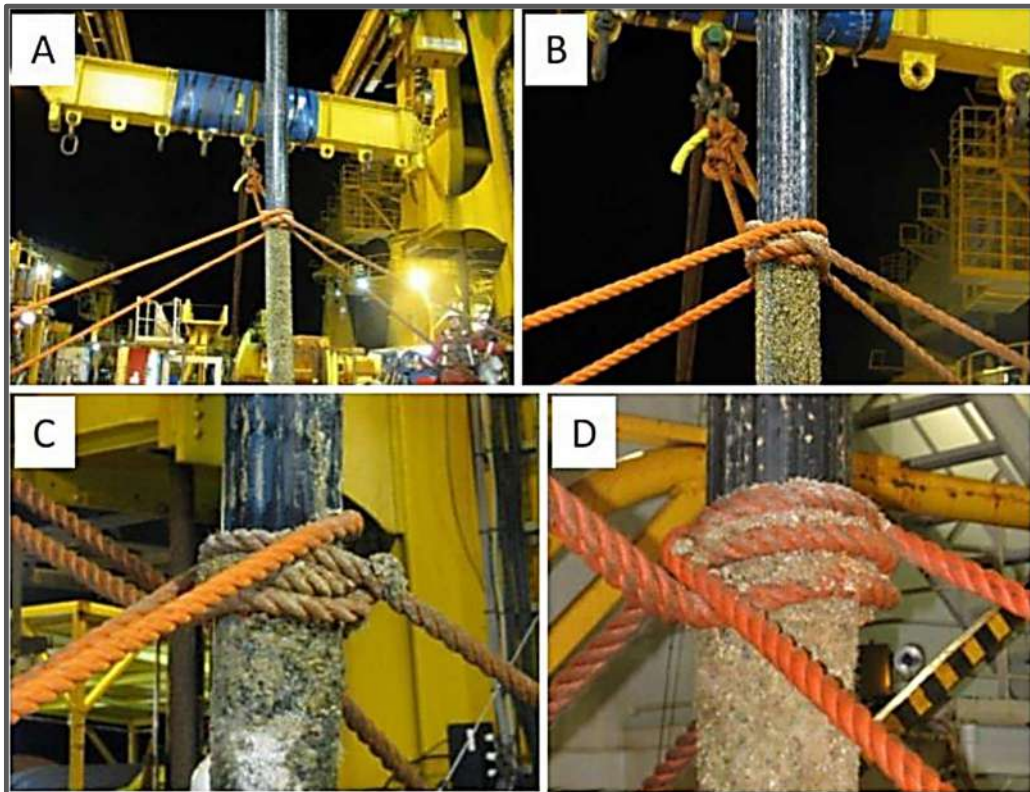


Figura 5.3.2-V - Imagens da remoção de bioincrustação utilizando cabos de polipropileno (“enforcamento do duto”) a bordo de um PLSV, durante operação de pull out de uma linha flexível. O(s) cabo(s) realiza(m) a limpeza da linha à medida que o duto é recolhido para a e embarcação

- 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 destinação ambiental adequada.
- 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 da P-35 consiste na seguinte sequência de atividades, descritas a seguir: despressurização, drenagem e limpeza de equipamentos e tubulações. Permanecendo em operação o separador de testes até a finalização das etapas de limpeza dos poços produtores e injetores.

Despressurização: A despressurização das tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás ocorreu através do alinhamento dos gases de hidrocarbonetos para o *flare* da unidade, onde foi realizada a queima dos resíduos gasosos.

Drenagem: A drenagem dos fluidos presentes nas tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás foi direcionada para o sistema de armazenamento de óleo da unidade (condensado de hidrocarbonetos e água de produção) para posterior alívio, por meio de operações de *offloading*.

Limpeza: A limpeza foi realizada com água do mar para remover os hidrocarbonetos aderidos às paredes das tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás. Os equipamentos foram preenchidos completamente com água salgada para remoção dos gases residuais e neutralização do sulfeto de ferro existente, em seguida foi realizada a drenagem deste inventário para o sistema de drenagem fechada da unidade.

Inertização: Após a etapa de limpeza, quando aplicável, foi realizada a sopragem de nitrogênio para redução de hidrocarbonetos residuais da fase gasosa. Os hidrocarbonetos do processo de sopragem foram alinhados para o flare da plataforma, onde foram purgados.

Sistemas da plataforma que permanecerão operacionais

Após a despressurização, drenagem e limpeza da planta de processamento, apenas os seguintes sistemas permanecerão operacionais:

- Sistemas necessários à habitabilidade (água potável, alojamento, refrigeração, tratamento de despejos sanitários etc.);

- Sistemas de Facilidades (captação de água do mar, ar comprimido, movimentação de cargas, óleo diesel, automação industrial);
- Sistema de Drenagem Aberta;
- Sistema de Geração e distribuição de energia;
- Sistema de Iluminação;
- Sistema de lastro;
- Sistema de ancoragem;
- Salvatagem;
- Sistema de combate a incêndio;
- Telecomunicações;
- Laboratório.

O separador de testes ficará operacional até a finalização do condicionamento dos dutos. Uma vez finalizada esta etapa, o mesmo será condicionado conforme processo descrito anteriormente referente à “Despressurização, Drenagem, Limpeza e Inertização de Equipamentos e Tubulações da Planta de Processamento”.

O detalhamento da execução desta fase do projeto, será apresentado no Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento.

Fase F: Limpeza dos Tanques de Carga

O procedimento planejado para limpeza dos tanques de carga da plataforma P-35 segue as etapas resumidamente descritas:

- Esvaziamento do tanque a ser limpo, encaminhando o fluido para outro tanque ou 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 inspeção e eventual execução de reparos.

Do total de 24 tanques de carga e *Slop*, 09 encontram-se vazios, dos quais 05 já passaram pelo procedimento definitivo de limpeza, conforme descrito acima. O condicionamento dos demais tanques ocorrerá conforme cronograma apresentado. Encontra-se em curso

avaliação de quais tanques serão utilizados como tanques de lastro para garantia da estabilidade e integridade estrutural da embarcação.

Caso necessário, a água nos tanques de carga é tratada com BIOTREAT 4682 (FISPQ no **Anexo 10**), com o objetivo de mitigar a geração de H₂S, gás nocivo aos operadores e acelerador do processo corrosivo no chapeamento dos tanques.

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

- **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. Tambores com resíduos radioativos contendo NORM (Categorias I ou II) passam pela destinação descrita no procedimento de “Destinação de Rejeitos Radioativos” relatado a seguir neste documento na Fase J. Caso este tipo de material seja identificado durante as limpezas pendentes, será destinado conforme detalhamento já apresentado.

Desde o ano de 2019 até o momento foram gerados aproximadamente 3653 tambores de borra comum (547 m³ de volume estimado) e nenhum de borra com NORM (Categorias I ou II).

As informações sobre a execução da Fase de Limpeza dos Tanques de carga, incluindo o quantitativo final e destinação de borra oleosa desembarcada/destinada, serão apresentadas nos Relatórios Periódicos 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, gasoduto e da planta de processamento da P-35 são encaminhados para tanques de carga. É planejada para 2023 a realização de *offloading* de inventário de efluentes oleosos

(aprox. 90.000m³) provenientes do período anterior à parada de produção. Os efluentes oleosos serão destinados para o Terminal de São Sebastião em SP. O requisito final do tratamento realizado no terminal de SSEB, seguem os limites acordados para descarte de água da ETE de São Sebastião pelo emissário:

Tabela 5.3.2-II - Parâmetros para lançamento de efluentes

Óleos e graxas	< 20 mg/L
pH	5 a 9
DBO5 total	< 40 mg/L
Amônia	< 20 mg/L
Manganês	< 1 mg/L
Fenóis	< 0,5 mg/L
Sulfetos	< 1 mg/L
Bário	< 5 mg/L

Efluentes oleosos adicionais oriundos de limpeza de dutos e sistemas da plataforma até a saída da unidade da locação, serão tratados por meio de planta de modular de tratamento, com o objetivo do descarte deste fluido enquadrado conforme normas ambientais.

Maiores informações sobre a execução da Fase de Tratamento e Destinação dos Efluentes Oleosos, também serão apresentadas nos Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI.

Fase H: Remoção e Transporte de Produtos Químicos

Nesta fase serão removidos e transportados os produtos químicos que não precisam ser mantidos a bordo para a saída da locação/navegação da plataforma, conforme indicado na **Tabela 3.7-IV**.

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 Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI.

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

As etapas de desconexão e recolhimento parcial do sistema de ancoragem da P-35 estão resumidas abaixo:

- 1) A P-35 conecta o cabo de *pull-in* à amarra de superfície/topo, abre o *chainstopper* e inicia o pagamento.
- 2) O ROV localiza a conexão entre o cabo de *pull-in* e a amarra de superfície/topo.
- 3) O AHTS se aproxima e conecta o cabo de trabalho com garatêia (equipamento usado para pescar amarra) na amarra de superfície/topo no ponto identificado pelo ROV.
- 4) P-35 paga mais o cabo de *pull-in* conforme necessidade.
- 5) O AHTS traz a conexão para a superfície, e abre a linha de ancoragem.
- 6) O AHTS conecta um *extension wire* de 200 m à amarra de topo e se aproxima da P-35.
- 7) O AHTS transfere a extremidade do cabo de *pull-in* para o guindaste da P-35.
- 8) A P-35 recolhe o cabo de *pull-in*.
- 9) O AHTS recolhe seu *extension wire*, a amarra de topo e o cabo de aço.
- 10) O AHTS instala flutuador, gancho KS 40 e manilha de 710 t na amarra de fundo.
- 11) O AHTS abandona esses segmentos no fundo e parte para a próxima linha.
- 12) Realizar a operação em outras linhas até o *Mooring Master* solicitar a conexão dos posicionadores.

- 13) Desconectar as últimas linhas de ancoragem da mesma forma.
- 14) Posicionar as embarcações na disposição definida no plano de reboque.
- 15) Rebocar a unidade conforme plano de reboque.

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.

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 Programa de Descomissionamento da P-35, 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-35 serão informados nos Relatórios Periódicos 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

Conforme mencionado no Capítulo 3.7, foi identificada presença de resíduos com NORM no vaso TO-122301A em parada programada realizada em 2021. Os vasos foram limpos e os resíduos removidos seguindo os padrões corporativos, ou seja, foram acondicionados em tambores devidamente identificados, armazenados temporariamente até o desembarque e posteriormente encaminhados para armazenamento em depósito.

O total de tambores gerados nessa operação foram:

- 0 de CAT-II (Etiqueta Amarela)
- 58 de CAT-I (Etiqueta Branca)
- 0 de borra comum (não radioativa)

O inventário de rejeitos radioativos gerados e desembarcados em terra no escopo do projeto de descomissionamento, 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 Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI.

Conforme mencionado no **item 3.7**, as fontes radioativas que puderem ser removidas sem comprometimento da segurança e funções de habitabilidade da unidade durante sua destinação final serão removidas e encaminhadas para a CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear).

Destinação da Bioincrustação

A Petrobras vem realizando 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 apontam 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 emanção 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-35, 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 Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento, será adotada a disposição final do resíduo em aterros, conforme laudo que o classifica como Classe II A – Resíduo Não Inerte (**Anexo 15**), 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 de *pull out* e recolhimento dos *risers*, assim como nas operações de desconexão e remoção das linhas de ancoragem (amarras de topo e cabos de poliéster) da P-35, será informado nos Relatórios Periódicos das Operações de

Descomissionamento e no RDI, bem como no relatório do PCP, em atendimento à Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011.

Fase K: Remoção das Sucatas e Pesos Mortos

As “sucatas” (materiais/resíduos) presentes no leito marinho, identificadas com auxílio de ROV (ver **Capítulo 3.8**), serão removidas, conforme diretrizes descritas no **Capítulo 5.2**, utilizando 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, conseqüentemente, 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 falças: trechos de dutos e tubos metálicos, que eventualmente forem encontrados no leito marinho, serão içados diretamente para a embarcação, após o ROV instalar a falça (tipo de laço utilizado para recuperar objetos no fundo). Com a falça 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, conseqüentemente, 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.

As “sucatas” removidas serão encaminhadas para portos / bases de recebimento e, posteriormente, os resíduos serão adequadamente destinados.

Eventuais “sucatas” que não possam ser removidas, em decorrência de limitações técnicas (ex.: integridade comprometida), bem como o quantitativo de material que for possível ser recuperado, serão listados nos Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento, assim como no RDI.

Os “pesos mortos” (trechos de amarras) conectados a alguns dutos flexíveis e umbilicais, ao longo dos trechos *flowline* e os *skids* de anodos que venham a ser identificados 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 Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento.

Fase L: Recolhimento das *Flowlines*

O recolhimento das *flowlines* podem 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.

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 (*survey*) com ROV ao longo da rota para confirmar que não há impedimento para realização das operações de recolhimento.
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 extremidade 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.

Cenário 2:

Este cenário aplica-se às linhas / interligações (*flowlines*) que possuem cruzamentos superpostos (**Figura 5.3.2-VI**), mas que podem ser desfeitos / eliminados por meio da desconexão submarina entre tramos (**Figura 5.3.2-VII**). 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-VI - Exemplo de cruzamento de um duto flexível de escoamento de óleo sobre um umbilical.

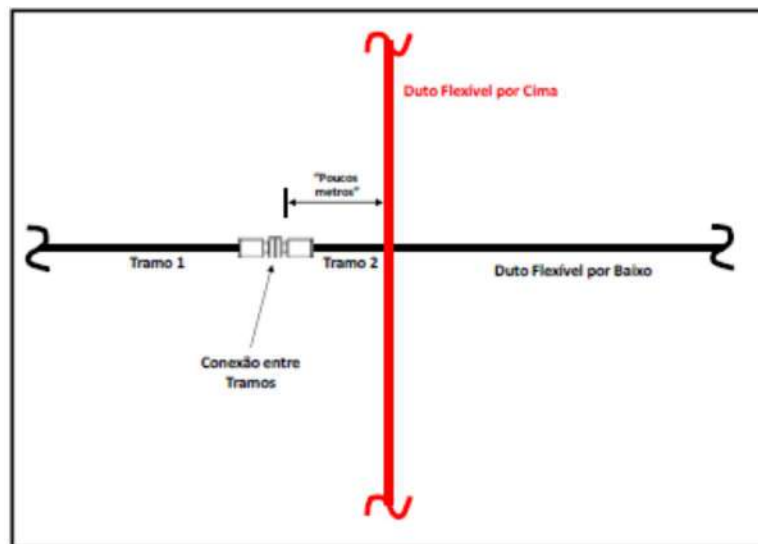


Figura 5.3.2-VII - Exemplo de cruzamento que pode ser desfeito por meio de desconexão entre tramos. Neste caso, a “linha preta”, que está por baixo no cruzamento com a “linha vermelha”, pode ser recuperada em três etapas: (i) desconexão entre tramos, (ii) recolhimento do tramo 2 puxando-o por baixo da 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 falça 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-VIII**) 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.

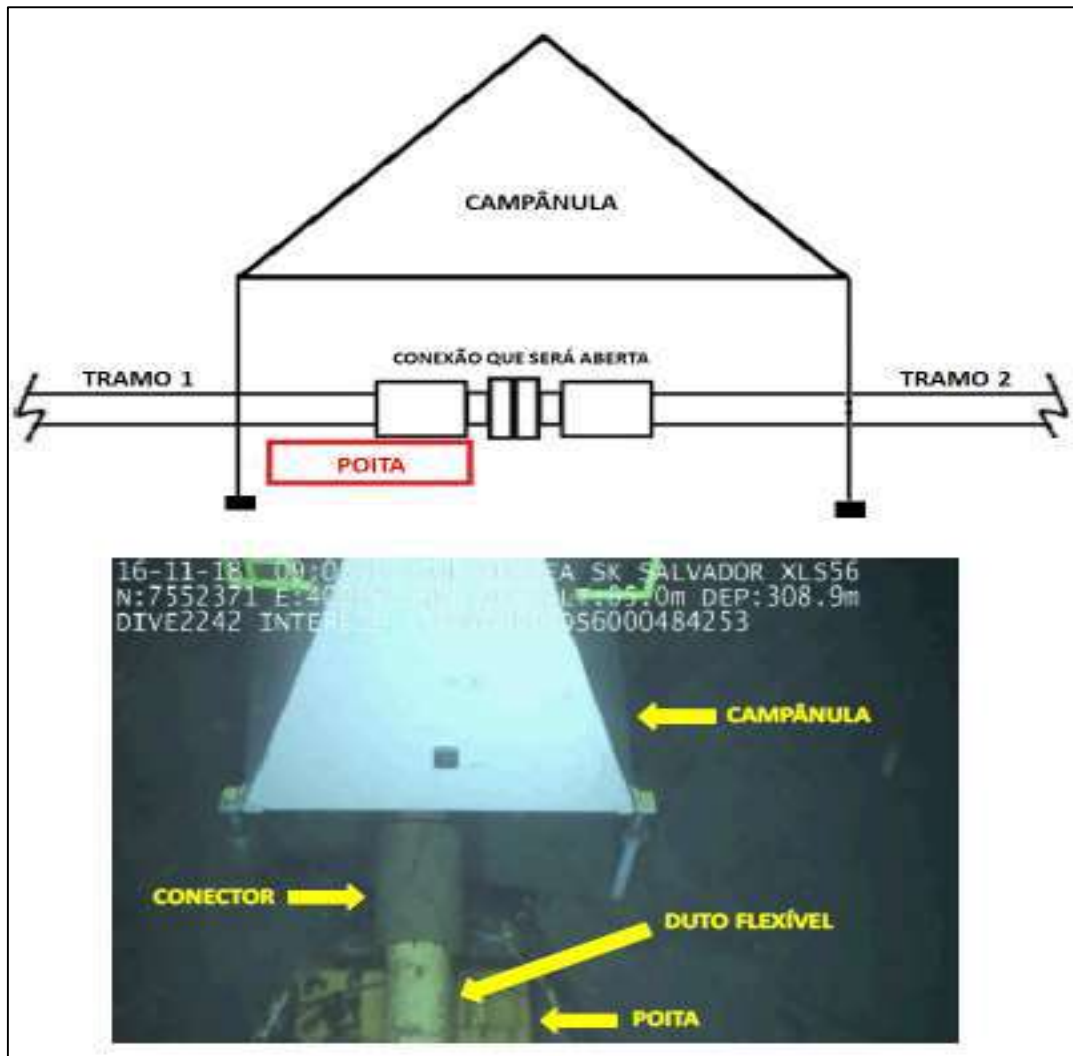


Figura 5.3.2-VIII - Esquema e foto ilustrando o posicionamento de campânula para contenção de eventual liberação de fluido durante operação de desconexão submarina entre tramos de um duto flexível de escoamento de óleo.

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).
- Em caso de cruzamento de linhas, é possível que a linha por cima esteja em operação (linha “viva”). Isso demandará cuidados adicionais, como por exemplo a identificação clara e inequívoca da linha a ser desconectada (por baixo), de forma a se eliminar os riscos de intervenção indevida em uma linha “viva”. Isso será considerada na análise de risco e na elaboração do procedimento executivo.

OBS.: Para minimizar riscos associados ao cenário acima (“desconexão no duto errado”), as linhas do Projeto de Revitalização de Marlim e Voador estão sendo marcadas a cada 10 m com a frase “REVIT MRL E VOADOR”, para auxiliar na identificação.

- 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.

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-VIII) 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-IX** mostra algumas fotos da operação de instalação da ferramenta especial de içamento de linhas cortadas em um umbilical.



Figura 5.3.2-IX - 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 da 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 / falças. 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).
- Em caso de cruzamento de linhas, é possível que a linha por cima esteja em operação (linha “viva”). Isso demandará cuidados adicionais, como por exemplo a identificação clara e inequívoca da linha a ser cortada (por baixo), de forma a se eliminar os riscos de intervenção indevida em uma linha “viva”. Isso será considerada na análise de risco e na elaboração do procedimento executivo.

Adicionalmente, em casos excepcionais, também pode ser adotada a seguinte solução: executar dois cortes na linha que se encontra por baixo, a cerca de 5 m do cruzamento (distância será avaliada caso a caso), de modo a evitar danos acidentais na linha “viva” (por cima). O trecho remanescente de aproximadamente 10 m será mantido na locação, no leito marinho, até o descomissionamento da linha posicionada por cima.

- 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: Destinação de Equipamentos Submarinos

Grupo 1 – CJs e ESDVs

A destinação destes equipamentos ocorrerá em conjunto com os dutos aos quais encontram-se conectados.

Grupo 2 – PLET

A destinação planejada para o PLET-MRL-08D é a permanência *in situ*.

Grupo 3 – Manifolds

A destinação dos *manifolds* (MSP-MRL-01 e MSPI-MRL-02) consiste na remoção de módulos selecionados (SCMs) e permanência *in situ* da estrutura (*skid*) e módulos não removidos. Abaixo estão listadas as principais etapas desta operação:

- A sequência de remoção dos módulos deverá ser avaliada em conjunto com o fornecedor dos mesmos, para que seja executado o modo mais rápido e seguro de execução;
- Confirmar se as condições meteoceanográficas estão favoráveis à operação, de acordo com a “janela operacional” definida;
- Com o ROV no fundo, efetuar inspeção e limpeza do local onde se encontram os módulos e realizar confirmação do dimensional dos locais onde se encontram;
- Realizar a remoção das manilhas de içamento ainda instaladas e executar limpeza e inspeção dos olhais de içamento dos módulos;
- Realizar a desconexão das interligações eletro-hidráulicas de cada módulo, removendo totalmente para uma cesta no fundo marinho;
- O ROV, com uso de ferramenta fornecida pelo Fabricante, deverá executar o destravamento dos módulos;

- ROV deverá instalar uma lingada de içamento com capacidade, conforme projeto do fabricante dos módulos. Essa lingada deverá possuir anel para içamento, e manilhas novas com capacidade adequada, conforme indicação de projeto do fabricante dos módulos;
- ROV deverá instalar o cabo de içamento do guindaste na lingada de içamento dos módulos;
- Ao comando do operador do ROV, a equipe de bordo deverá iniciar lentamente o içamento dos módulos, sendo observado pelo ROV para constatar que os módulos estarão livres para a continuidade do içamento até a superfície;
- Uma vez livre, os módulos deverão ser assentados sobre o *skid* de transporte, para peaçon;
- Navegação da embarcação principal para o porto definido para o descarregamento do equipamento em área predefinida (no porto).

Fase N: Abandono Permanente de Poços

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” (IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – 2017) 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).

5.4. Cronograma

O cronograma físico de execução do Projeto de Descomissionamento da P-35 é apresentado na **Figura 5.4-I**.

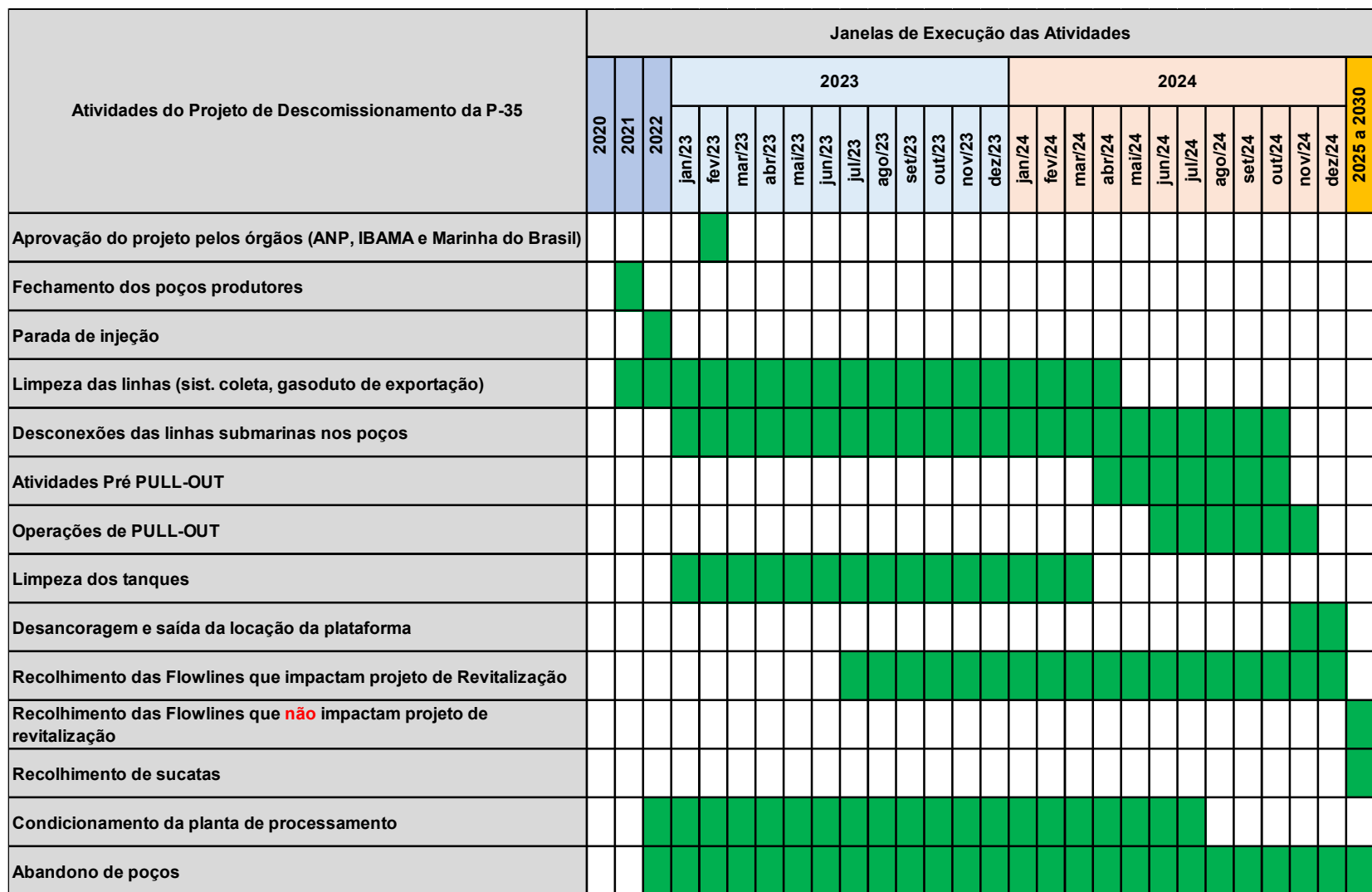


Figura 5.4-I - Cronograma físico de execução das fases do Projeto de Descomissionamento da P-35

Nesse cronograma, estão sendo consideradas atividades *pré-pull out*:

- 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 de conexões e cortes dos umbilicais utilizando ROV;
- abertura de *spools* e instalação de cabeças de tração na extremidade dos dutos, permitindo o seu içamento.

A Petrobras avaliará, para cada *riser*, alternativas para evitar a necessidade de instalação de cachos de amarra para ancoragem provisória. Alternativamente, poderá recolher um ou mais tramos *flowlines* - realizando a desconexão com ROV entre tramos *flowlines* (CFF) e não mais na conexão *riser/flowline* (CRF) - de forma a se valer da própria ancoragem natural causada pelos tramos quando ainda apoiados no fundo marinho.

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-35.

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-35 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 - PMPD

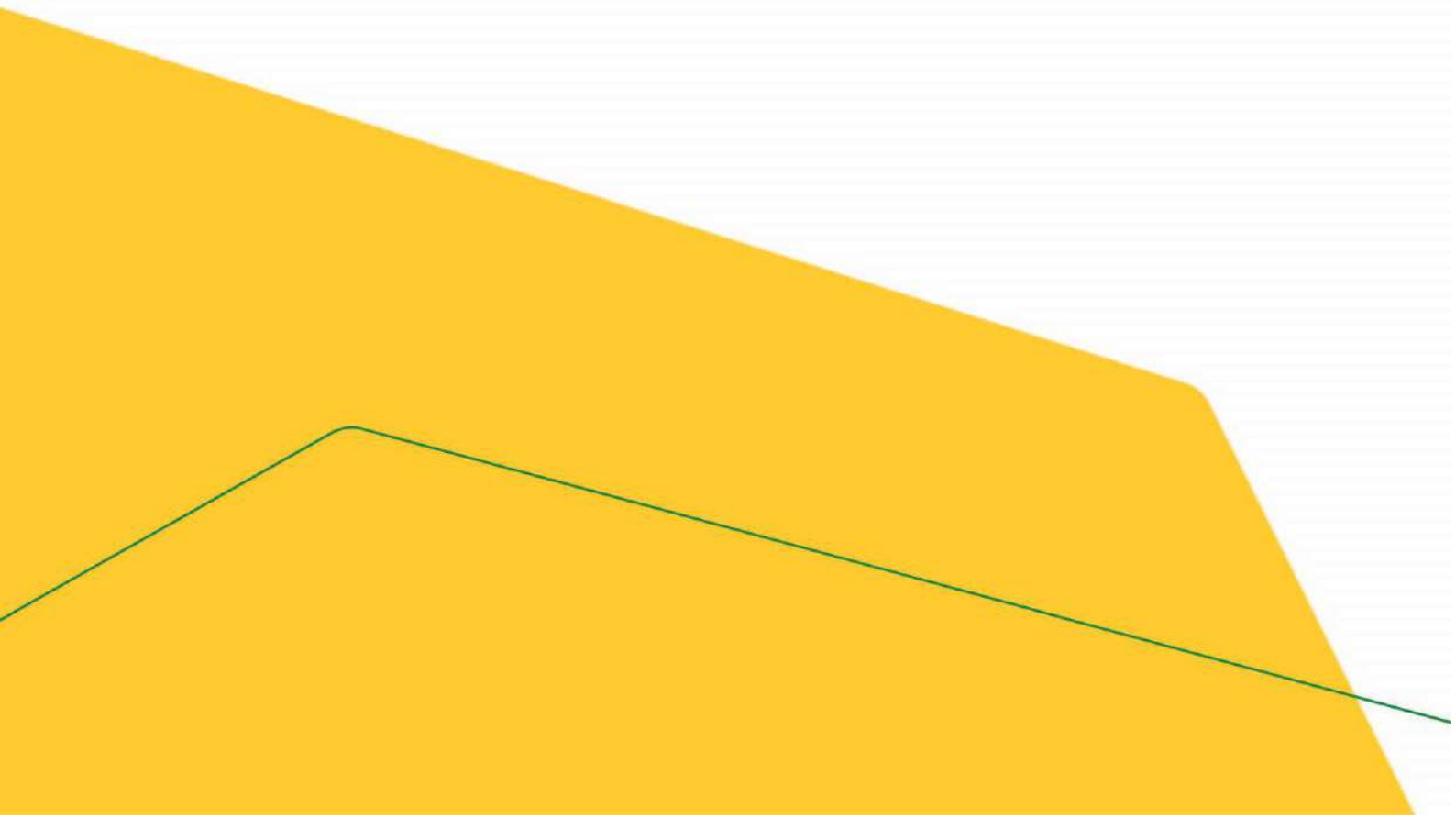
Durante as atividades de descomissionamento, são esperadas pressões sobre fatores ambientais diversos, com destaque para as formações coralíneas que ocorrem na região de Marlim e Voador, como mostrado no **Capítulo 7.1**.

Conforme mostrado no **Capítulo 5.3.2 – Fase D - Pull out** e Destinação de *Risers*, **Fase I - Desconexão do Sistema de Ancoragem** e Destinação da Plataforma e **Fase L - Recolhimento das Flowlines** da P-35, foram identificados vários pontos de contato entre sistema submarino e bancos de corais, dentre estes, *risers*, linhas de ancoragem e *flowlines*.

Considerando as solicitações e questionamentos mais recentes do Ibama nos Pareceres Técnicos nº 200/2022-COPROD/CGMAC/DILIC, Parecer Técnico nº 206/2022 - COPROD/CGMAC/DILIC, nº 256/2022-COPROD/CGMAC/DILIC e nº 439/2022-COPROD/CGMAC/DILIC e a fim de monitorar os impactos decorrentes das operações de descomissionamento da P-35 diretamente sobre os bancos de corais de águas profundas, são propostas, no **Anexo 14 – Proposta de Projeto de Monitoramento Pós Descomissionamento** para a plataforma FPSO P-35 em sua revisão 01, 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 estão inseridas as instalações que integram o Projeto de Descomissionamento Executivo da Plataforma FPSO P-35.

7.1 – Caracterização dos Meios Físicos e Bióticos

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). A área da P-35 está localizada no talude continental da Bacia de Campos no Campo de Marlim. A lâmina d'água na área de varia de - 690 m a - 1100 m aproximadamente.

O mapeamento regional dos tipos faciológicos (**Anexo 16** - 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 ocorre na área do projeto, predominantemente, areia siliciclástica e lama (argila e silte). 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-35 há indicativo de alvos refletivos de acordo com dados geofísicos obtidos com a plataforma de aquisição de dados autônoma (AUV com resolução de 5 m), 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. No entorno da unidade, há uma área de sombra de levantamento de AUV, onde somente foram identificados alvos por levantamento geofísico de Sísmica 3D, onde feições menores do que 35 m não foram identificadas. Estes alvos refletivos estão ilustrados no mapa faciológico da **Figura 7.1-I**.

Imagens fornecidas por veículo operado remotamente (ROV) validaram a presença/ausência de bancos de corais sob os arranjos submarinos da P-35, e sua associação aos alvos refletivos de levantamentos geofísicos avaliados. 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 pelos sistemas submarinos.

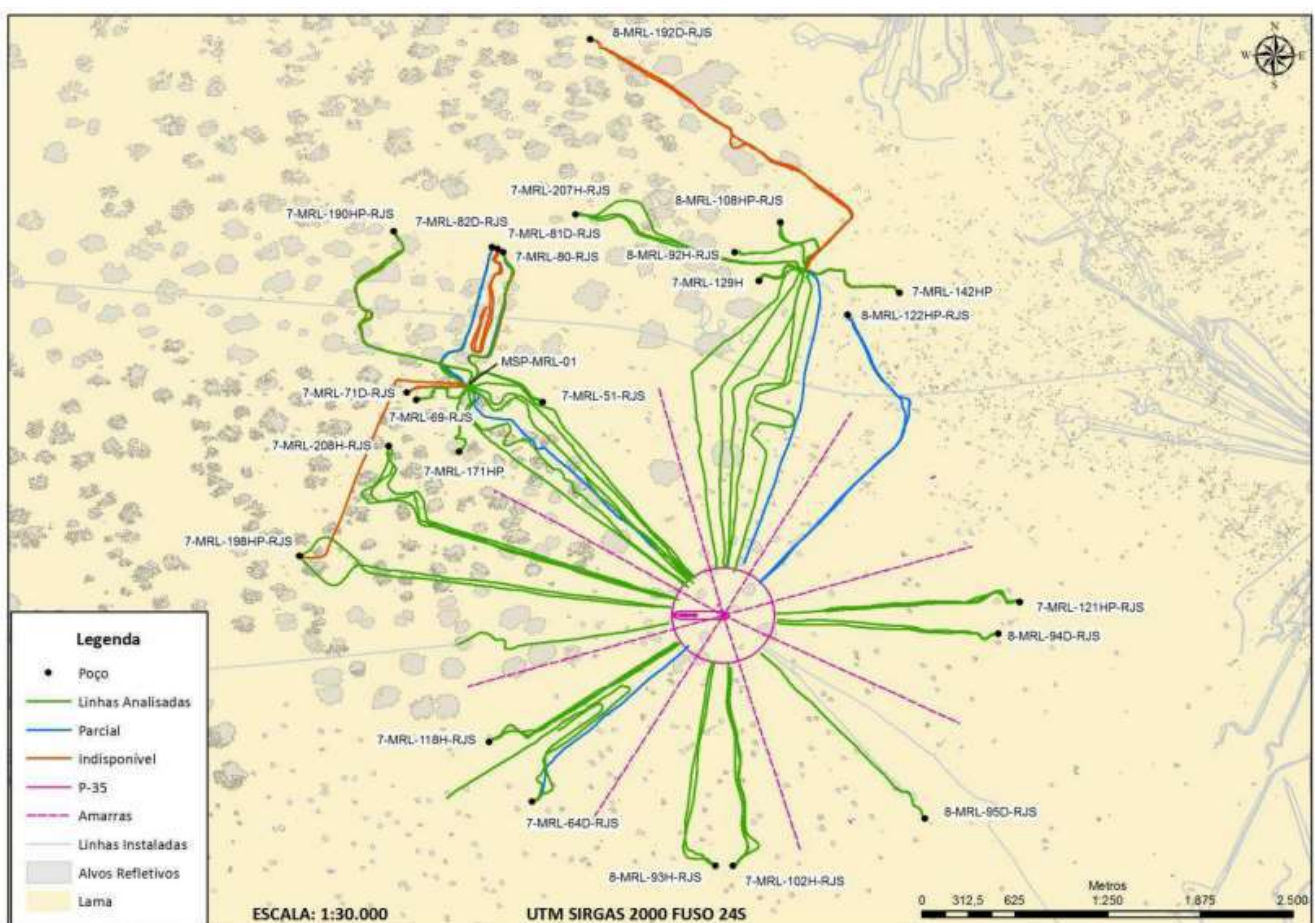


Figura 7.1-I – Arranjo do sistema submarino da P-35 sobreposto ao mapa faciológico da região. As cores das linhas flexíveis e dutos rígidos estão de acordo com o status da análise dos vídeos recuperados

Foram observadas em alguns bancos colônias vivas de corais formadores das espécies: *Solenosmilia variabilis* e *Madrepora oculata*. Salienta-se a importância desta informação por indicar um potencial de recuperação dos bancos.

De modo a representar o impacto físico observado durante a análise dos vídeos, foram selecionados 6 *bundles* (conjunto/arranjo de linhas que interligam um poço a uma UEP

ou equipamento submarino), e sistema de ancoragem, para um maior detalhamento das análises das interferências em bancos de corais:

Bundle do 7-MRL-190HP

Sobrepondo o bundle do 7-MRL-190HP interligado à P-35, ao levantamento geofísico, foram observados 8 alvos refletivos possivelmente em contato com as linhas, dos quais somente 6 foram validados como banco de coral, a partir da análise dos vídeos recuperados (**Figura 7.1-II e Figura 7.1-III D**). Adicionalmente, foi observado através da análise de vídeos, o contato das linhas deste poço com um banco de coral que já havia sido contornado por ROV (**Figura 7.1-II – Detalhe 7**). Também, através da análise dos vídeos recuperados, foi encontrado um banco de coral sem correspondência com alvo refletivo, sendo o mesmo formado por pequenos fragmentos de coral formador (**Figura 7.1-II – Detalhe 2 e Figura 7.1-III C**). Em geral os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte. Foram observadas colônias vivas de corais formadores da espécie *Solenosmilia variabilis*. Vale ressaltar que o umbilical deste poço não foi analisado, devido a indisponibilidade de vídeos de inspeções.

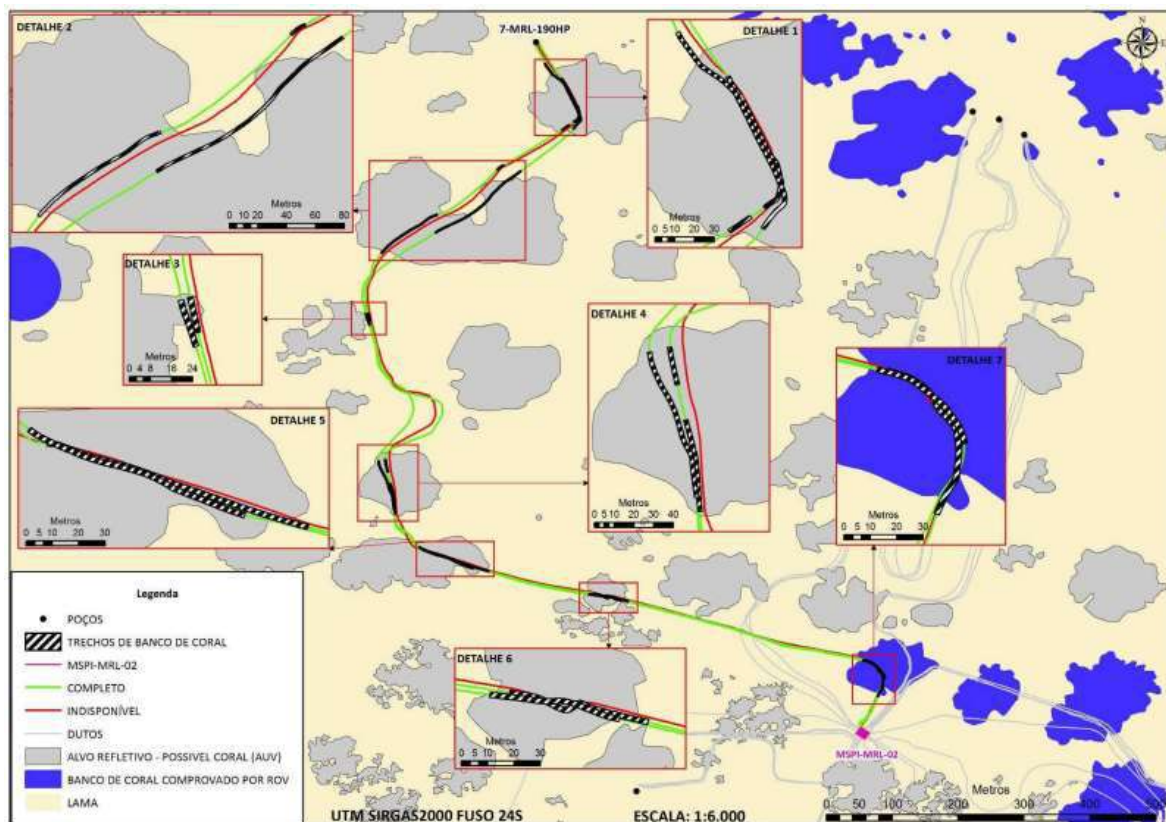


Figura 7.1-II – Alvos refletivos e bancos de corais validados sob o bundle do 7-MRL-190HP à P-35.

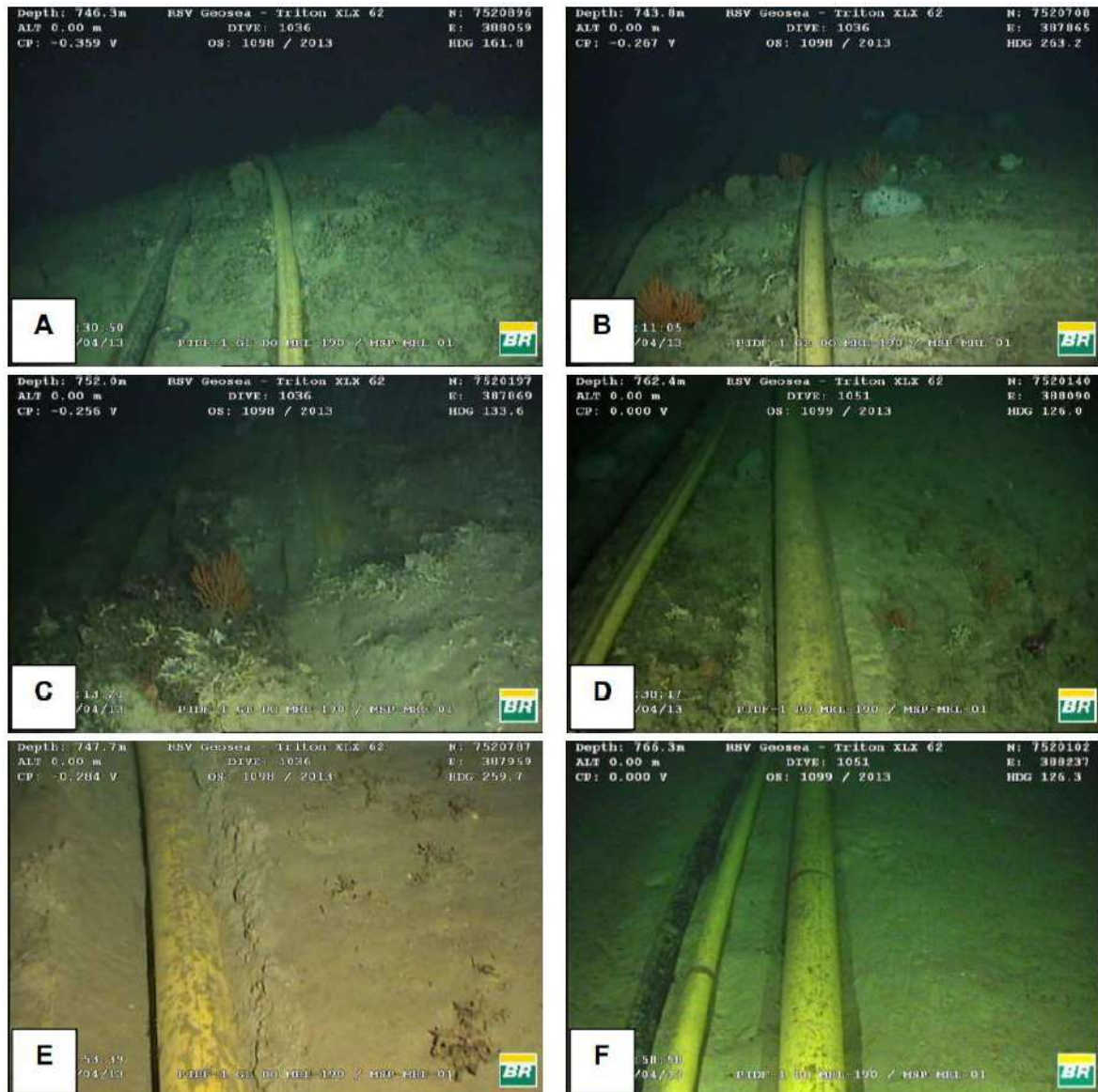


Figura 7.1-III – (A-D) Alguns dos bancos de corais observados no bundle do 7-MRL-190HP; (E) Banco de coral formado por fragmentos de corais, sem correspondência com alvo refletivo; (F) Alvo refletivo (AUV) classificado como sedimento.

Bundle do 7-MRL-198HP

Durante a análise do bundle do 7-MRL-198HP interligado à P-35, sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 28 alvos refletivos. Esta grande quantidade de alvos refletivos, provavelmente, se deve a interpretação/detalhada dos alvos refletivos identificados nos levantamentos geofísicos realizados na região. Destes alvos, 15 foram confirmados como banco de coral, a partir da análise dos vídeos recuperados. Dos 13 alvos não confirmados (**Figura 7.1-IV**), em três foi observado apenas sedimento na área (**Figura 7.1-V F**). Enquanto os outros 10, localizados sob o umbilical, não foram analisados devido à indisponibilidade de vídeos de inspeções pretéritas. Adicionalmente,

foi observado através da análise de vídeo recuperado, um banco de coral que não foi detectado pelo levantamento geofísico, apresentando matriz formada por fragmentos de coral formador e ocorrência de algumas esponjas (**Figura 7.1-IV – Detalhe 2 e Figura 7.1-V E**). Em geral os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte, sendo observadas colônias vivas de corais formadores da espécie *Solenastrea variabilis* (**Figura 7.1-V D**).

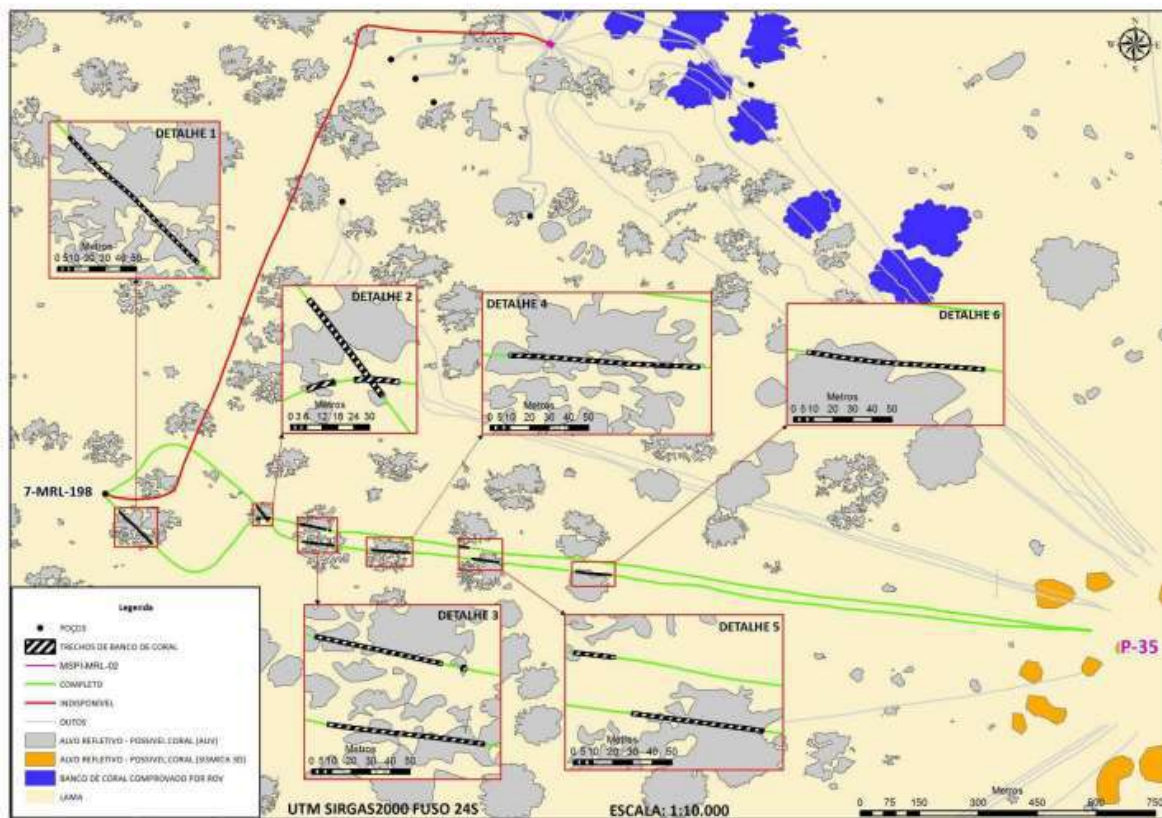


Figura 7.1-IV – Alvos refletivos e bancos de coral validados sob o bundle do 7-MRL-198HP à P-35

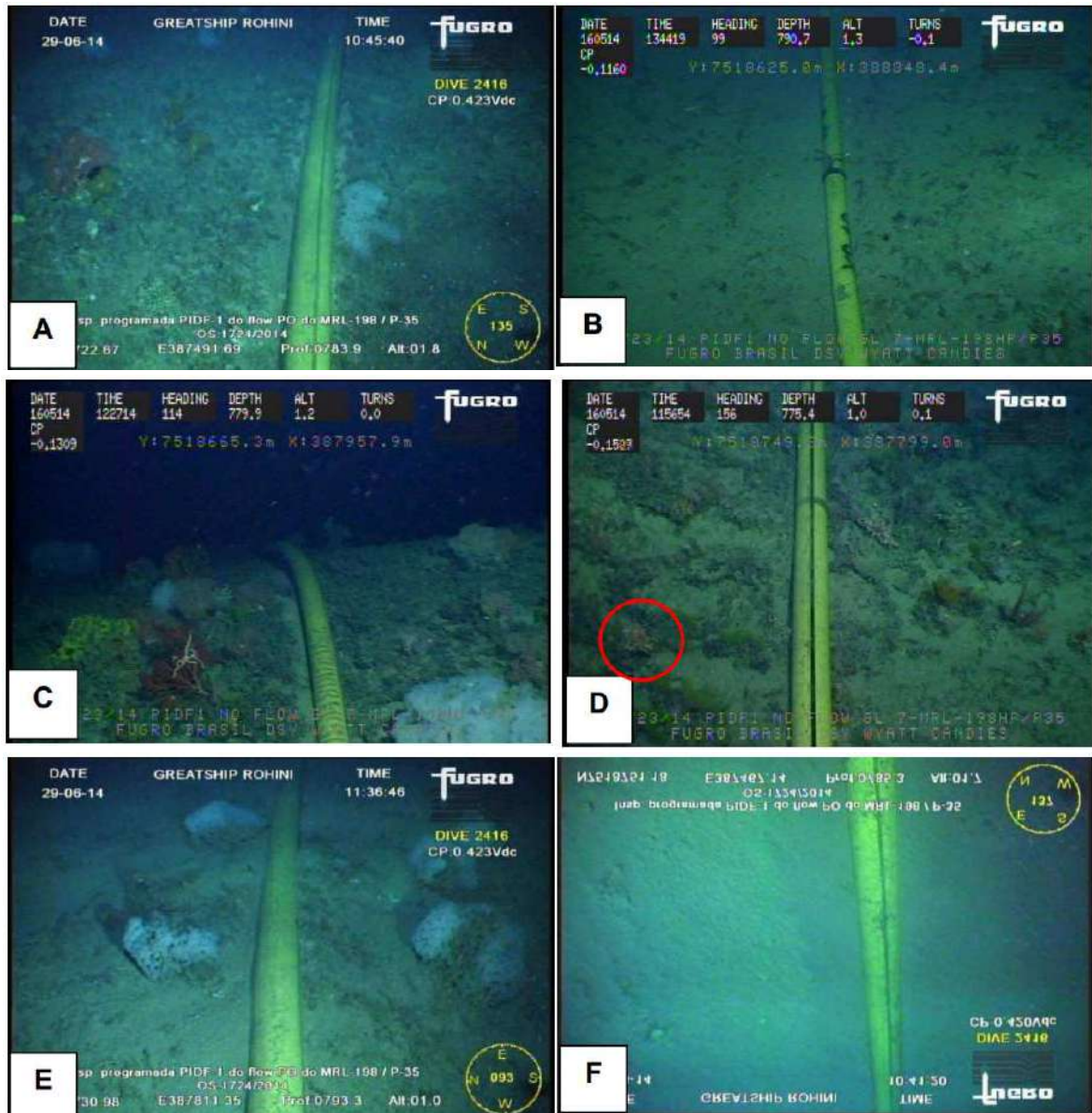


Figura 7.1-V – (A-D) Alguns bancos de corais observados no bundle do 7-MRL198HP. (Colônia viva do coral formador indicada pelo círculo vermelho); **(E)** Banco de coral sem correspondência com alvo refletivo; **(F)** Alvo refletivo (AUV) classificado como sedimento.

Bundle do 7-MRL-208H

Durante a análise do bundle do 7-MRL-208H interligados à P-35, sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 10 alvos refletivos, sendo sete confirmados como banco de coral, a partir da análise dos vídeos recuperados (**Figuras 7.1-VI e 7.1-VII**). Na **7.1-VII D** e no **detalhe 6** da **Figuras 7.1-VI** observa-se um banco de coral sem associação com alvos refletivos sob a linha. Os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte e em alguns casos, por

fragmentos de corais. Foi registrado colônia viva de coral formador, da espécie *Solenosmilia variabilis* (**Figura 7.1-VII B**).

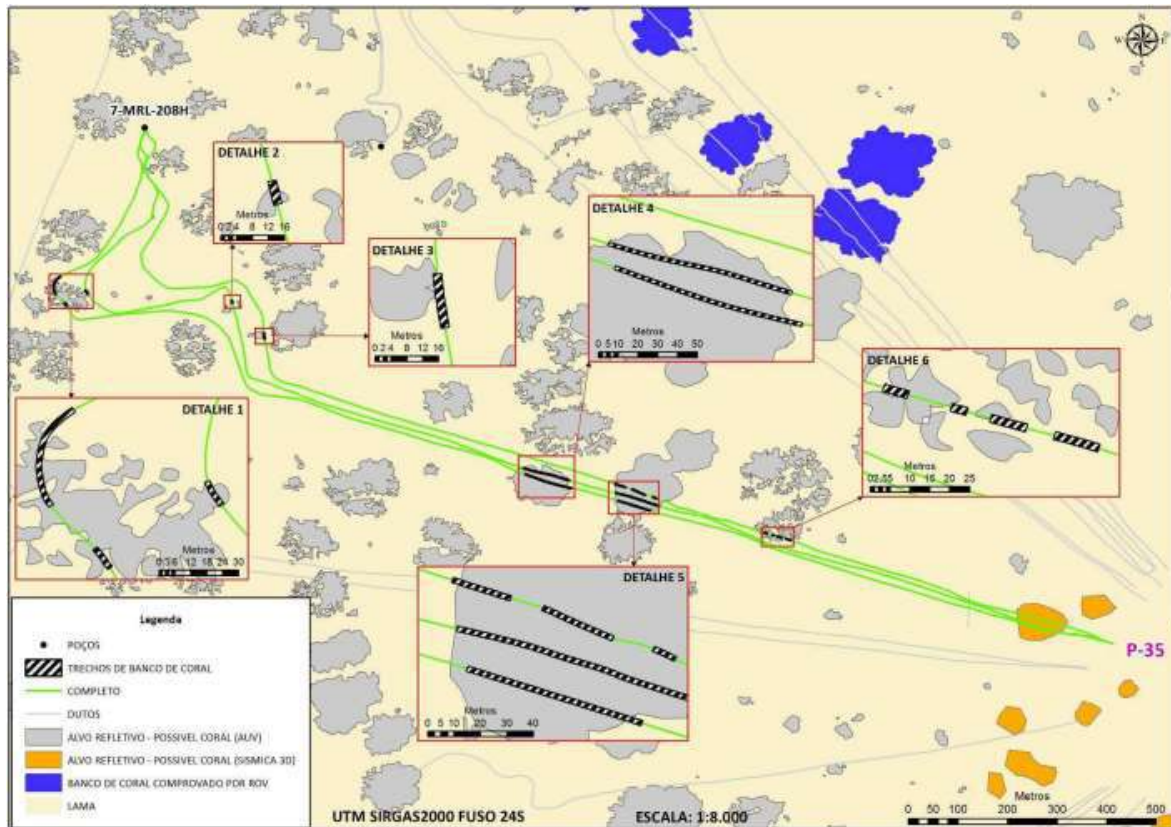


Figura 7.1-VI – Alvos refletivos e bancos de corais validados sob o bundle do 7-MRL-208H à P-35

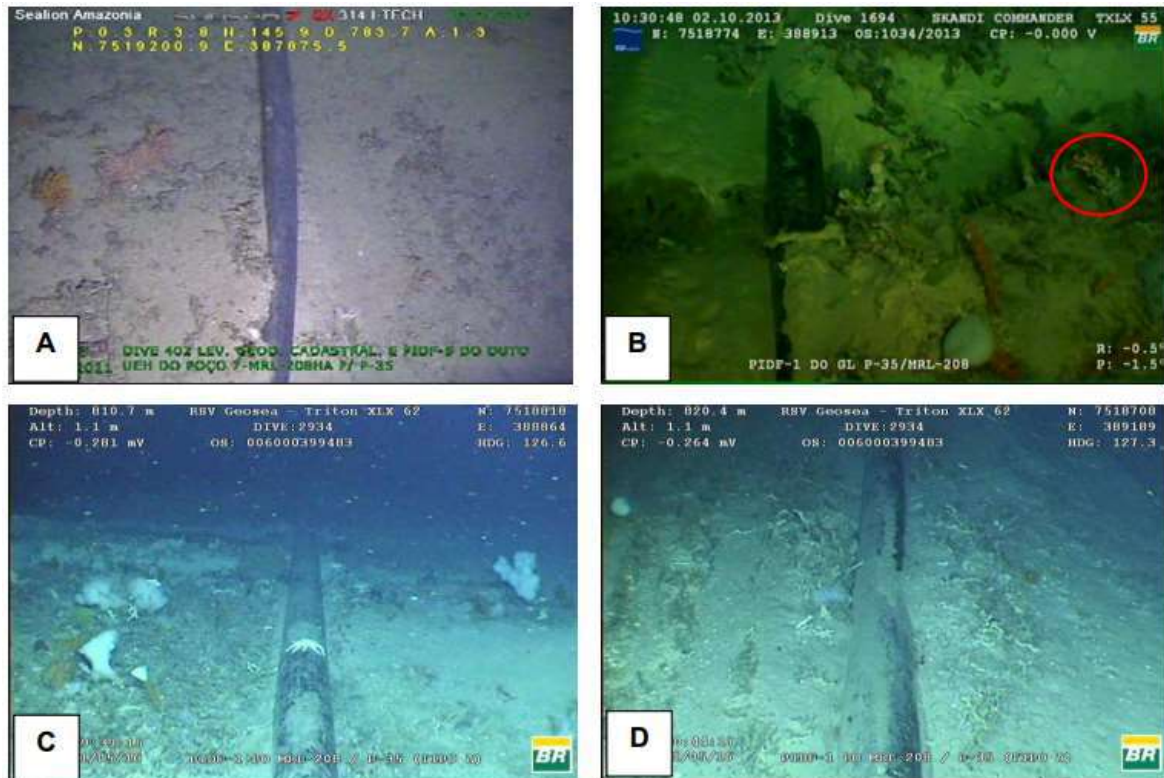


Figura 7.1-VII – (A-C) Bancos de corais observados no bundle do 7-MRL-208H (Colônia viva de coral formador indicada pelo círculo vermelho); (D) Banco de coral sem correspondência com alvo refletivo, observado sob a linha de produção.

Bundle do 8-MRL-122H

Durante a análise do bundle do 8-MRL-122H interligado à P-35, sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 10 alvos refletivos, dos quais quatro foram confirmados como banco de coral a partir da análise de vídeos recuperados. Vale ressaltar, que dos 6 alvos não confirmados, em apenas, um, foi observado sedimento. Os outros estão localizados sob o umbilical parcialmente analisado, devido à indisponibilidade de vídeos de inspeções pretéritas (**Figuras 7.1-VIII e 7.1-IX**). Adicionalmente, foram observados três bancos de corais, anteriormente, contornados e comprovados por ROV (**Figura 7.1- VIII – detalhes 3, 6 e 7**), sendo que, apenas, em um foi observado impacto efetivo da linha a partir da análise de vídeos recuperados (**Figura 7.1- VIII - Detalhe 3**). Na **Figura 7.1- VIII no Detalhe 6** observa-se que não há toque efetivo da linha sob um dos bancos mencionados. Entretanto, no Detalhe 7, embora a extremidade do contorno do banco de coral delimitado pelo ROV toque a linha, o mesmo não foi observado na análise do vídeo recuperado, não sendo observado visualmente impacto efetivo. Também, foi observado mais um banco de coral pontual, sem associação com alvo refletivo, sob uma das linhas deste poço (**Figura 7.1- VIII – Detalhe**

2 e Figura 7.1-IX). Todos os bancos apresentaram matriz formada por fragmentos de corais pétreos, mas não foram observadas colônias vivas de corais formadores. (Figura 7.1-IX).

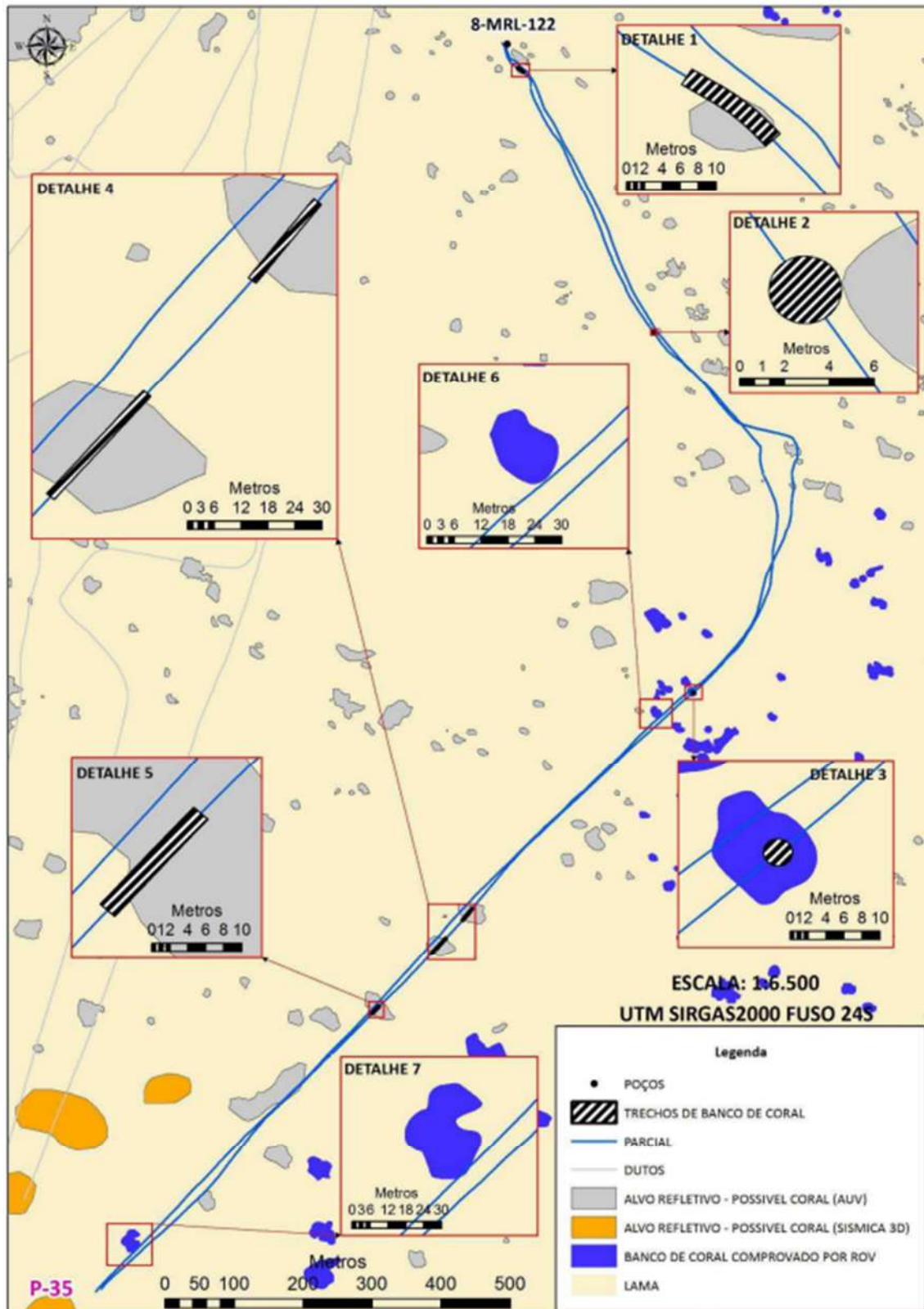


Figura 7.1-VIII – Alvos refletivos e bancos de corais validados sob o bundle do 8- MRL-122H à P-35.

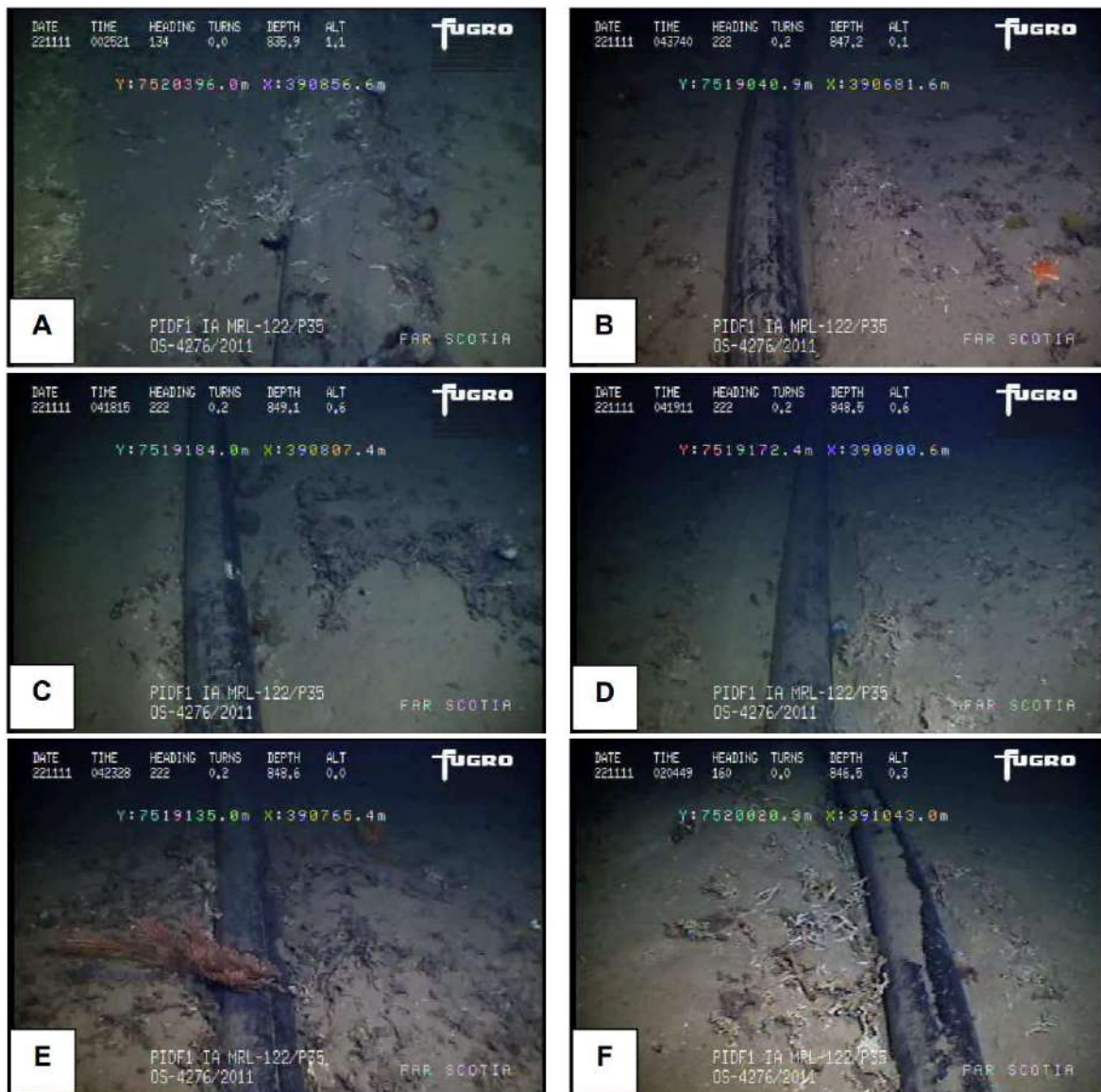


Figura 7.1-IX – (A-E) Bancos observados no bundle do 8-MRL-122H; (F) Banco de coral encontrado sem correspondência com alvo refletivo.

Linhas do *manifold* MSP-MRL-01 à P-35

Durante a análise das linhas do *manifold* MSP-MRL-01 interligado à P-35, sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 31 alvos refletivos, destes 27 foram validados como banco de coral, a partir da análise dos vídeos recuperados; bem como, quatro bancos de corais contornados e comprovados, anteriormente, por ROV (**Figura 7.1-X**). Vale ressaltar que dos quatro alvos não validados, apenas um se encontra sob linha parcialmente analisada, devido à indisponibilidade de vídeos recuperados, enquanto que nos outros observou-se apenas sedimento sob as linhas. Outros dois bancos pontuais

sem correspondência com alvos refletivos foram identificados na região, através das análises dos vídeos, (**Figura 7.1-X - Detalhes 7 e 8**). Os mesmos apresentam matriz formada por fragmentos de corais formadores (**Figura 7.1-XI E e F**). A maioria dos bancos apresentou matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte. Também foram observadas colônias vivas de corais formadores da espécie *Solenosmilia variabilis* (**Figura 7.1-XI**).

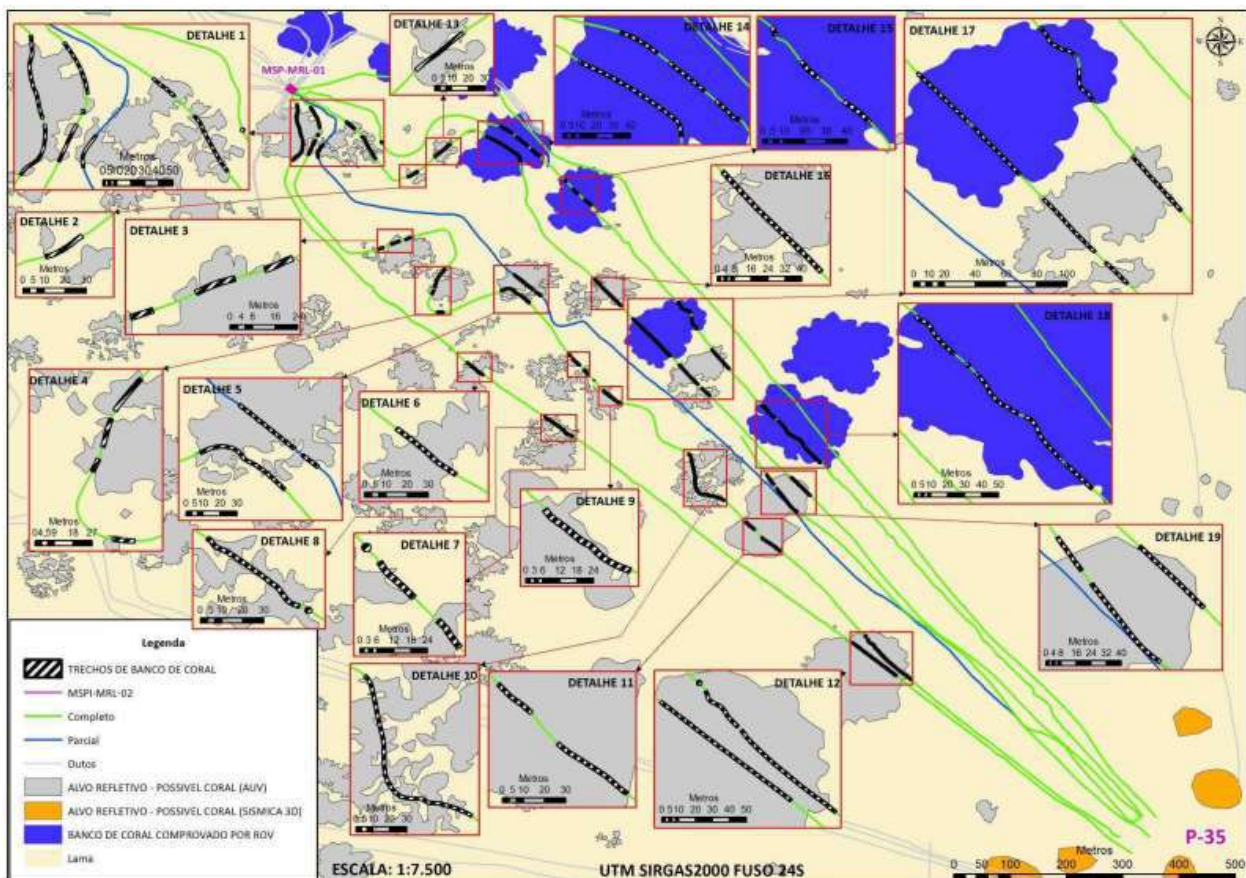


Figura 7.1-X – Alvos refletivos e bancos de corais validados sob as linhas do manifold MSP-MRL-01 à P-35.

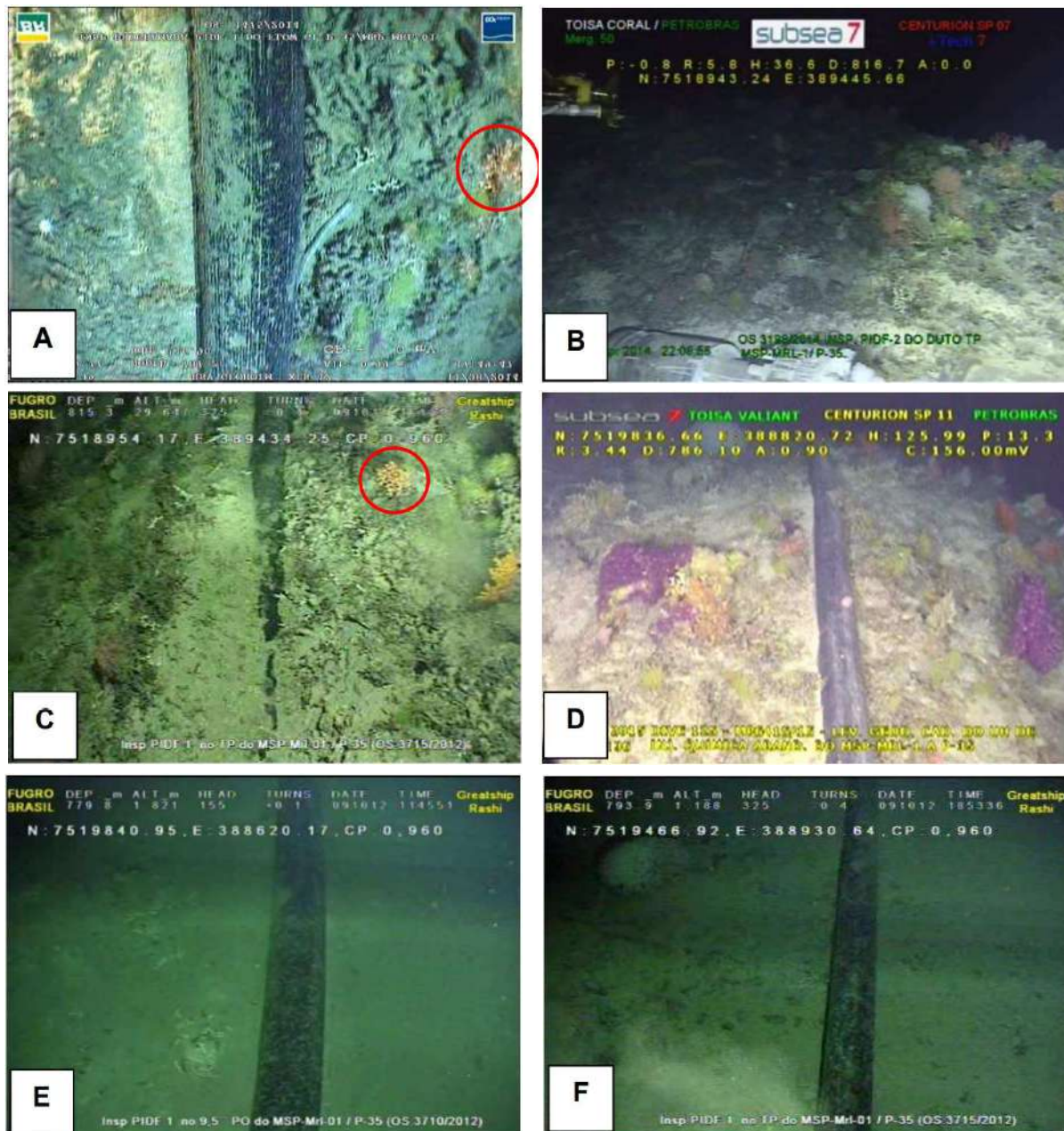


Figura 7.1-XI – (A-D) Alguns dos bancos de corais observados nas linhas do manifold MSP-MRL-01 à P-35 (Colônias vivas de corais formadores identificadas pelos círculos vermelhos); (E-F) Bancos de corais pontuais e sem correspondência com alvos refletivos e com matriz formada por fragmentos de corais.

Linhas do manifold MSPI-MRL-02

Durante a análise das linhas do manifold MSPI-MRL-02 à P-35, sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 23 alvos refletivos de AUV e três de Sísmica 3D. Deste total, cinco não foram confirmados como banco de coral, sendo observado apenas sedimento na região e outros cinco não foram confirmados, devido a indisponibilidade de vídeos, sendo a linha parcialmente analisada. Foram observados mais quatro bancos de coral que não foram identificados previamente pelo levantamento

geofísico da região (**Figura 7.1-XII - Detalhes 2, 5, 10 e 11**). Em geral, os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte e foram observadas colônias vivas de corais formadores das espécies *Solenosmilia variabilis* e *Madrepora oculata* (**Figura 7.1-XIII**).

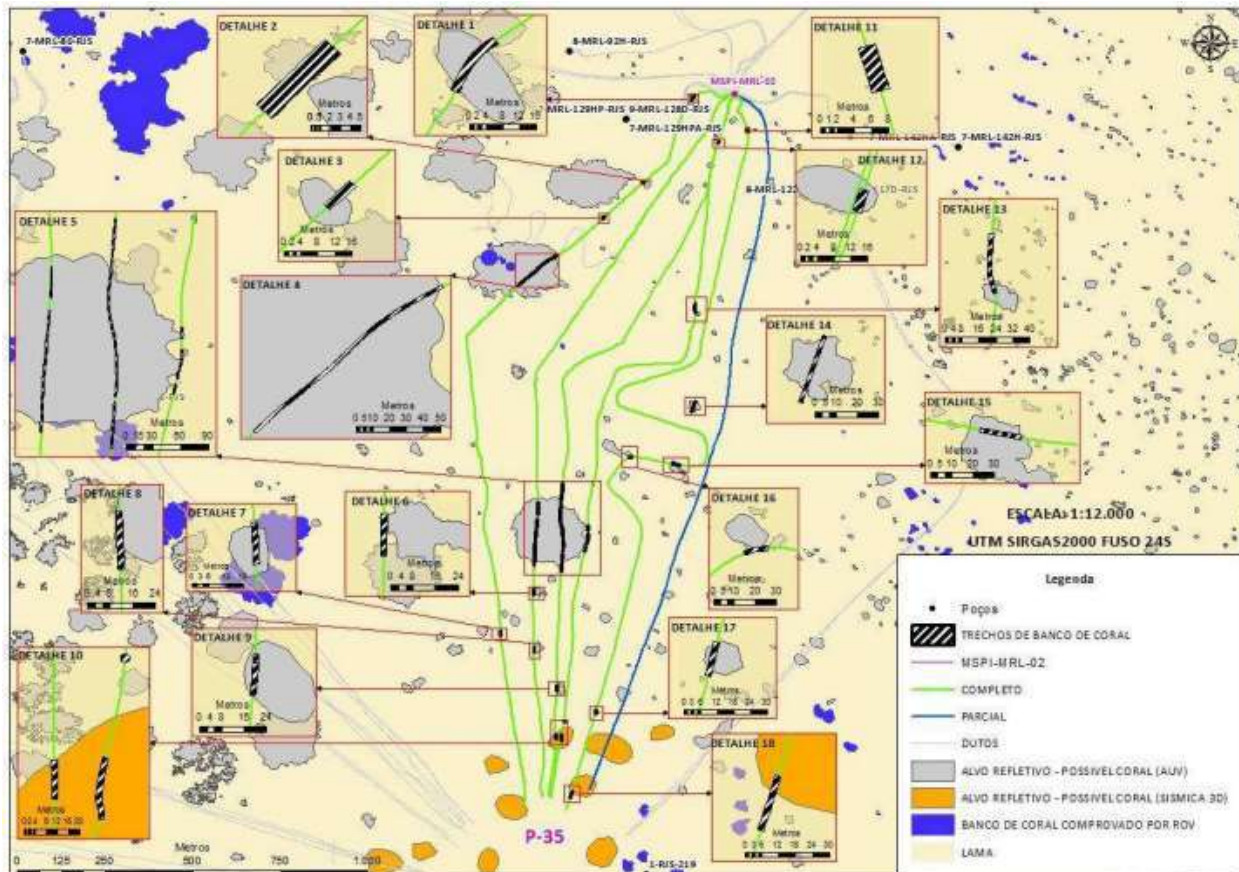


Figura 7.1-XII – Alvos refletivos e bancos de corais validados sob as linhas do manifold MSPI-MRL-02 à P-35.



Figura 7.1-XIII – (A-D) Bancos de corais observados nas linhas do manifold MSPI-MRL-02 à P-35, com presença de colônias vivas de corais formadores identificadas pelos círculos Vermelho.

Sistemas de Ancoragem-P-35

Durante a análise de todos os sistemas de ancoragem da P-35, sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados oito alvos refletivos, todos confirmados como banco de coral a partir da análise de vídeos recuperados. Vale ressaltar, que dois destes alvos foram validados como um único trecho de banco, provavelmente devido à fragmentos de coral observados entre os mesmos (**Figura 7.1-XIV – Detalhe 2**). Adicionalmente, foi identificado mais um banco de coral pontual que não apresentava correspondência com alvo refletivo (**Figura 7.1-XIV – Detalhe 6**), totalizando oito bancos sob as linhas analisadas dos sistemas de ancoragem da P-35. O arranjo dos sistemas de ancoragem (**Figura 7.1-XIV**) é apenas esquemático, uma vez que apresenta somente a configuração estática desses sistemas. Isto porque além da movimentação que as amarras exercem, o mapeamento destas, não é realizado, assim como ocorre com os dutos (rígidos e flexíveis). Devido a este fato, possivelmente, alguns alvos refletivos dos levantamentos geofísicos não apresentaram correspondência com bancos de coral, após as análises de vídeos recuperados. Além disto, o comprimento analisado de amarras considera apenas a extensão da projeção bidimensional da amarra em catenária, até onde é possível visualizar o fundo marinho. Os bancos apresentaram matriz formada,

em sua maioria, por esqueletos de corais formadores de pequeno porte ou por fragmentos de corais pétreos formadores, sendo observadas colônias vivas de corais formadores (**Figura 7.1-XV**).

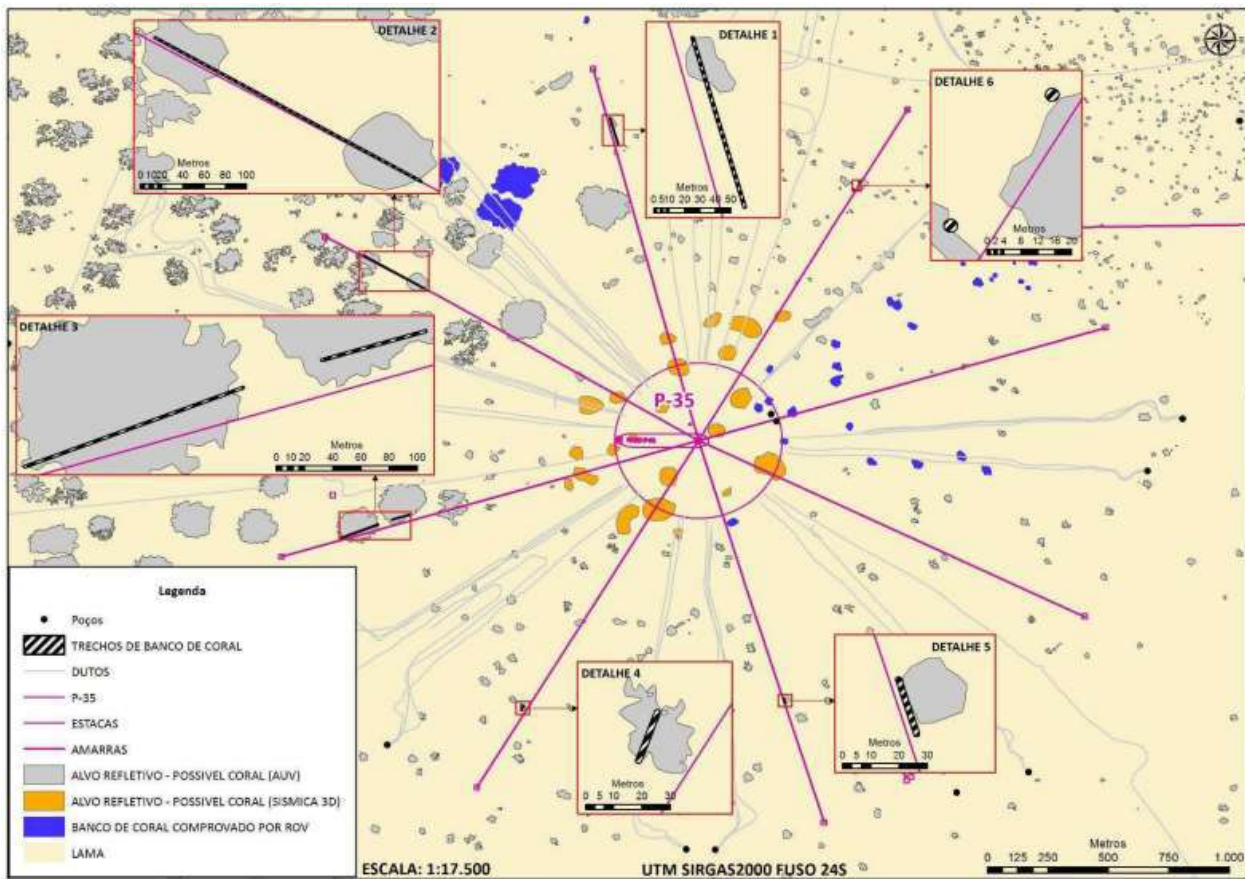


Figura 7.1-XIV – Alvos refletivos validados como bancos de coral sob os Sistemas de Ancoragem da P-35.

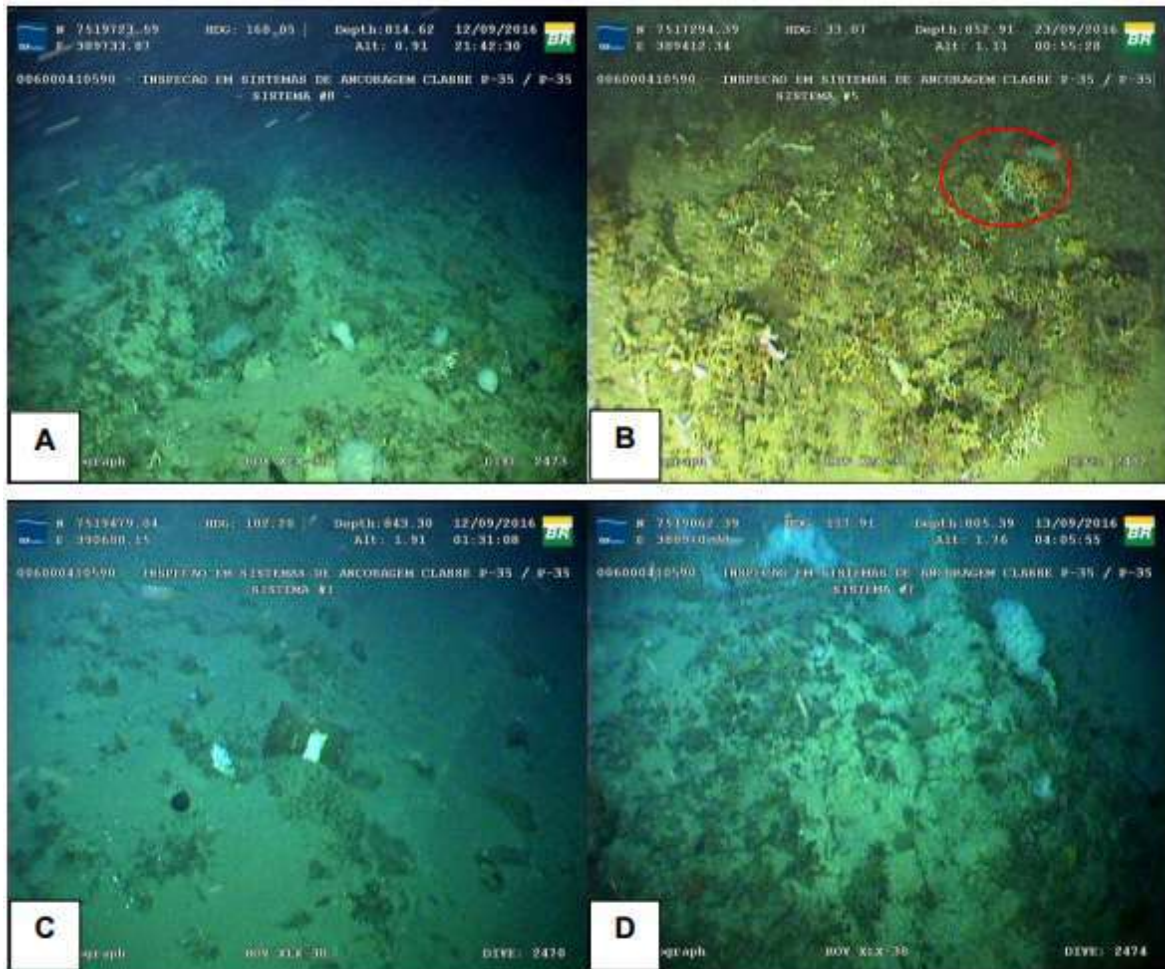


Figura 7.1-XV – (A-D) Bancos de corais observados nos sistemas de ancoragem da P-35, com presença de colônia viva de corais formadores, indicada pelo círculo vermelho.

Impactos Físicos nas Instalações Submarinas sobre os Bancos de Corais

Considerando a sobreposição entre o arranjo da P-35 (linhas flexíveis, sistemas de ancoragem e duto rígido) e os alvos refletivos do levantamento geofísico, foi identificado potencial contato com 186 alvos de AUV, 5 alvos de sísmica 3D e 14 bancos já contornados por ROV, totalizando 205 feições submarinas na região. Destas, 54 alvos refletivos não foram confirmados como banco de coral, sendo 22 alvos identificados como sedimento e 32 alvos não confirmados devido à indisponibilidade de imagens ou à baixa qualidade das mesmas. Além dos alvos, em dois bancos previamente contornados por ROV, não foi observado impacto efetivo das linhas sob os mesmos. Adicionalmente, através da análise de vídeos recuperados, foram encontrados outros 17 bancos de corais sem correspondência com alvos refletivos e /ou contornos de bancos já realizados por ROV, totalizando 167 bancos de corais confirmados sob as estruturas avaliadas da P-35

(**Tabela 7.1-I**), sendo 159 sob as linhas avaliadas (flexíveis e rígidos) e oito sob as linhas do sistema de ancoragem. A diferença entre o número de feições e bancos confirmados deve-se aos bancos de corais sem correspondência com alvos refletivos. 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 do alvo refletivo, usado como base para este cálculo, pode ser um banco de coral naturalmente enterrado, não havendo confirmação de contato efetivo entre a linha e o banco, através dos vídeos. O contrário também pode ser observado, quando a área efetivamente impactada apresenta maiores dimensões do que a potencialmente impactada, o que pode ser justificado por fragmentos de esqueleto de corais na borda do banco, que não são identificados pelos levantamentos geofísicos e que podem se estender para além do alvo refletivo originalmente mapeado.

Tabela 7.1-I: Bancos de corais impactados pelo arranjo submarino da P-35. Em vermelho os bancos impactados por mais de um bundle.

ID do Alvo (REV0)	Bancos de Corais	Poço/ Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m2)	Área Potencialmente Impactada (m2)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m2)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante	Flow ou Trecho de fundo do riser	E_UTM**	N_UTM**	OBS
28587	BANCO_01	7-MRL-051D	UH, GL, PO	11152	200,4	1,8	200,4	1,8	Q1	Flow	388828,8	7519837,2	
28466	BANCO_02		UH, GL, PO	12995	511,7	3,9	511,7	3,9	Q1	Flow	388785,0	7519956,4	
28467	BANCO_03		UH, GL, PO	5280	269	5,1	269	5,1	Q1	Flow	388646,1	7519993,6	
28426	BANCO_04		UH, GL, PO	6596	202,1	3,1	202,1	3,1	Q2	Flow	388512,5	7520040,3	
6259	BANCO_05	7-MRL-069D	GL, PO, UH	1616	83,9	5,19	151,7	9,39	Q2	Flow	388280,4	7519938,6	
5861	BANCO_06		UH, GL, PO	437	110	25,17	140,8	32,22	Q2	Flow	388255,1	7519892,6	
18717	BANCO_07		PO, GL, UH	5860	149,8	2,56	212,2	3,62	Q2	Flow	388475,8	7519854,9	
8577	BANCO_08		UH	1892	14,6	0,77	197,1	10,42	Q2	Flow	388338,1	7519940,4	
6259	BANCO_05	7-MRL-071D	GL, PO, UEH	1616	171,6	10,62	123,9	7,67	Q2	Flow	388280,4	7519938,6	
8577	BANCO_08		GL, UEH, PO	1892	203,6	10,76	206,5	10,91	Q2	Flow	388338,1	7519940,4	
28426	BANCO_04	7-MRL-080	UEH, GL, PO	6596	359,7	5,45	46,8	0,71	Q1	Flow	388512,5	7520040,3	
25232	BANCO_09		UEH, GL, PO	5358	381,6	7,12	195,1	3,64	Q1	Flow	388719,1	7520620,5	
2512	BANCO_10		PO, UEH, GL	7143	314,5	4,40	83,7	1,17	Q1	Flow	388436,6	7520126,5	
7231	BANCO_11		UEH, GL, PO	8701	505,8	5,81	364,6	4,19	Q1	Flow	388699,2	7520520,3	
28550	BANCO_12		UEH, GL, PO	423	145,8	34,47	117,6	27,80	Q2	Flow	388694,8	7520816,0	
2512	BANCO_10	7-MRL-082D	PO, UEH, GL	7143	94,5	1,32	62,4	0,87	Q1	Flow	388436,6	7520126,5	
7196	BANCO_13		UEH, GL, PO	10389	266	2,56	356	3,43	Q1	Flow	388559,4	7520620,2	
7980	BANCO_14		UEH, GL, PO	3020	159	5,26	229,8	7,61	Q1	Flow	388451,6	7520234,7	
7195	BANCO_15		GL, PO, UEH	8334	387,1	4,64	513,5	6,16	Q1	Flow	388540,6	7520451,4	
4820	BANCO_16		GL, PO, UEH	9438	109,9	1,16	62,6	0,66	Q1	Flow	388331,5	7520143,0	
28548	BANCO_17		UEH, GL, PO	20904	62,3	0,30	89,6	0,43	Q1	Flow	388605,6	7520826,9	
ON_01_MRL082	BANCO_18		UEH, GL, PO	27	26,85	100,00	26,85	100,00	NA	Flow	388618,3	7520856,2	

ID do Alvo (REV0)	Bancos de Corais	Poço/ Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m2)	Área Potencialmente Impactada (m2)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m2)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante	Flow ou Trecho de fundo do riser	E_UTM**	N_UTM**	OBS
18717	BANCO_07	7-MRL-171HP	PO, GL, UH	5860	198,9	3,39	191,7	3,27	Q1	Flow	388475,8	7519854,9	
20570	BANCO_19		UEH, GL, PO	151	60,6	40,13	131,6	87,15	Q4	Flow	388427,6	7519844,8	
20896	BANCO_20		PO, UH, GL	5243	4,8	0,09	7	0,13	Q1	Flow	388433,3	7519507,7	
28426	BANCO_04	7-MRL-190HP	UEH, GL, PO	6596	252,9	3,83	224,1	3,40	Q1	Flow	388512,5	7520040,3	
21260	BANCO_21		UEH, GL, PO	12780	516,7	4,04	360,3	2,82	Q1	Flow	387872,0	7520200,0	
4293	BANCO_22		UEH, GL, PO	14904	542,7	3,64	309,1	2,07	Q2	Flow	388053,1	7520894,4	
4192	BANCO_23		UEH, GL, PO	2162	216,1	10,00	197,3	9,13	Q1	Flow	388111,9	7520137,6	
4878	BANCO_24		UEH, GL, PO	33223	762,2	2,29	503,3	1,51	Q1	Flow	387859,3	7520700,5	
25970	BANCO_25		UEH, GL, PO	5176	60,3	1,16	63,7	1,23	Q1	Flow	387771,5	7520558,7	
3335	BANCO_26		UEH, GL, PO	7835	561,7	7,17	193	2,46	Q1	Flow	387806,2	7520299,5	
ON_06_MRL190	BANCO_27		GL	23	23	100,00	23	100,00	NA	Flow	387954,3	7520786,5	
ON_01_MRL142	BANCO_28		GL, UEH	39	39	100,00	39	100,00	NA	Flow	391040,7	7520630,5	
ON_02_MRL142	BANCO_29		GL	10	10	100,00	10	100,00	NA	Flow	391020,7	7520629,3	
ON_03_MRL142	BANCO_30	7-MRL-142HP	GL	3	3	100,00	3	100,00	NA	Flow	390825,0	7520709,9	
ON_04_MRL142	BANCO_31		PO	14	14	100,00	14	100,00	NA	Flow	390834,7	7520640,3	
26732	BANCO_32		GL	1149	31,5	2,74	20,8	1,81	Q1	Flow	389618,7	7521014,3	
25508	BANCO_33		UEH, GL, PO	15030	346,5	2,31	278,1	1,85	Q1	Flow	389962,6	7520833,6	ADICIONADA A AREA DO ON_07 DO GL A AREA EFETIVA
24828	BANCO_34	7-MRL-207H	UEH, GL, PO	24592	548	2,23	391,4	1,59	Q1	Flow	389876,0	7520860,9	ADICIONADA A AREA DO ON_03 DO PO A AREA EFETIVA
27794	BANCO_35		GL	2733	68,1	2,49	105,6	3,86	Q1	Flow	389608,2	7521047,7	
26681	BANCO_36		UEH, GL, PO	3719	406,7	10,94	507,4	13,64	Q2	Flow	389264,8	7521081,9	
ON_05_MRL207	BANCO_37		GL	8	8	100,00	8	100,00	NA	Flow	389901,7	7520849,4	

ID do Alvo (REV0)	Bancos de Corais	Poço/ Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m2)	Área Potencialmente Impactada (m2)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m2)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante	Flow ou Trecho de fundo do riser	E_UTM**	N_UTM**	OBS
18917	BANCO_38	7-MRL-102H	PO	305	34,1	11,18	38,9	12,75	Q2	Flow	390207,8	7516996,9	
20360	BANCO_39		UEH, GL	748	153,6	20,53	62,2	8,32	Q2	Flow	390186,1	7517482,6	
17828	BANCO_40	7-MRL-118H	PO	25	2,7	10,80	17,1	68,40	Q4	Flow	389365,3	7517925,6	
3947	BANCO_41		GL	337	13,2	3,92	29,4	8,72	Q1	Flow	389567,2	7518044,3	
17924	BANCO_42		UEH, GL, PO	357	61	17,09	85,5	23,95	Q2	Flow	389378,1	7517928,2	
4221	BANCO_43		UEH, PO	697	78,6	11,28	46,1	6,61	Q2	Flow	389070,9	7517714,4	
14484	BANCO_44	7-MRL-198	GL	145	23,9	16,48	92,7	63,93	Q4	Flow	388107,5	7518645,8	
4728	BANCO_45		PO	1594	31,8	1,99	122,4	7,68	Q1	Flow	387926,2	7518706,3	
4916	BANCO_46		GL	179	21,4	11,96	149,2	83,35	Q4	Flow	387920,3	7518666,5	
13433	BANCO_47		GL	20	8,6	43,00	34,7	173,50	Q4	Flow	388307,5	7518627,7	
2067	BANCO_48		GL	27	8	29,63	9	33,33	Q4	Flow	387814,1	7518723,2	
14539	BANCO_49		GL	30	0,3	1,00	4,8	16,00	Q3	Flow	388132,2	7518644,2	Não toca, esta a 0,8m
14483	BANCO_50		GL	303	33,8	11,16	82,1	27,10	Q2	Flow	388060,0	7518649,1	
4727	BANCO_51		GL	36	7,7	21,39	7	19,44	Q4	Flow	387959,9	7518698,8	
12237	BANCO_52		GL	3748	84,6	2,26	90,7	2,42	Q1	Flow	388334,3	7518624,5	
17354	BANCO_53		PO	49	15,7	32,04	39,2	80,00	Q4	Flow	388265,9	7518660,2	
2000	BANCO_54		GL	5498	81,9	1,49	167,7	3,05	Q1	Flow	388561,0	7518595,5	
17393	BANCO_55		PO	7674	143,3	1,87	220,8	2,88	Q1	Flow	387506,3	7518701,5	
5277	BANCO_56		GL, PO	963	37,6	3,90	101,5	10,54	Q1	Flow	387797,9	7518746,3	
ON_03_MRL198	BANCO_57		PO	32	31,6	100,00	31,6	100,00	NA	Flow	387811,8	7518729,7	
13239	BANCO_58	7-MRL-208H	GL	1776	93,6	5,27	121,2	6,82	Q1	Flow	387826,5	7519188,8	
3472	BANCO_59		PO	193	23,6	12,23	19,6	10,16	Q4	Flow	389155,0	7518724,0	
13543	BANCO_60		PO	195	2,5	1,28	27,3	14,00	Q3	Flow	388209,2	7519122,4	Não toca, esta a 0,3m

ID do Alvo (REV0)	Bancos de Corais	Poço/ Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m2)	Área Potencialmente Impactada (m2)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m2)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante	Flow ou Trecho de fundo do riser	E_UTM**	N_UTM**	OBS
14234	BANCO_61		UEH, GL, PO	22634	499,1	2,21	413,5	1,83	Q1	Flow	388914,7	7518790,6	
18020	BANCO_62		PO	26	9	34,62	17,4	66,92	Q4	Flow	389170,5	7518719,4	
8257	BANCO_63		PO	31	8,3	26,77	12	38,71	Q4	Flow	388149,6	7519183,3	
3721	BANCO_64		GL, UEH	6465	380,2	5,88	362,3	5,60	Q1	Flow	388736,8	7518840,6	
ON_08_MRL208	BANCO_65		PO	22	21,7	100,00	21,7	100,00	NA	Flow	389189,8	7518714,0	
15589	BANCO_66	7-MRL-64D	UEH	476	18,7	3,93	29,6	6,22	Q1	Flow	389016,2	7517262,2	
11007	BANCO_67	8-MRL-093H	UH	115	16,7	14,52	8,9	7,74	Q4	Riser	390010,5	7518002,8	
1588	BANCO_68		IA, UEH	868	118,3	13,63	69,8	8,04	Q2	Riser	390014,6	7518027,8	
28699	BANCO_69	8-MRL-094D	UEH	867	65,3	7,53	65,3	7,53	Q1	Flow	391087,9	7518347,3	
28698	BANCO_70		UEH	967	3,8	0,39	3,8	0,39	Q1	Flow	390906,5	7518336,7	Não toca, esta a 0,1m
5898	BANCO_71	8-MRL-095D	IA	30	12	40,00	22,3	74,33	Q4	Flow	391180,0	7517244,0	
28067	BANCO_72		IA	565	47,9	8,48	30,6	5,42	Q2	Flow	391168,4	7517252,7	
7363	BANCO_73	8-MRL-122H	IA	41	13,7	33,41	22,7	55,37	Q4	Flow	390863,0	7520399,3	
22830	BANCO_74		IA, UEH	736	94,8	12,88	60,7	8,25	Q2	Flow	390761,5	7519133,0	
22825	BANCO_75		IA, UEH	773	76,2	9,86	44,2	5,72	Q2	Flow	390801,4	7519180,9	
22874	BANCO_76		IA, UEH	828	73,1	8,83	28,8	3,48	Q2	Flow	390680,9	7519043,2	
28561	BANCO_77		IA, UEH	89	7	7,87	7	7,87	Q3	Flow	391098,9	7519500,5	
ON_02_MRL122	BANCO_78		IA	7	7	100,00	7	100,00	NA	Flow	391042,0	7520022,8	
13819	BANCO_130	MIS-MRL-1	GA	10441,00	161,60	1,55	90,40	0,87	Q1	Flow	383139,8	7521155,1	
17969	BANCO_131		GA	106,00	11,90	11,23	25,90	24,43	Q4	Flow	385229,8	7518850,7	
8666	BANCO_132		GA	1116,00	45,00	4,03	48,50	4,35	Q1	Flow	384694,7	7519442,4	
6372	BANCO_133		GA	13764,00	365,60	2,66	360,10	2,62	Q1	Flow	386668,8	7518000,5	
4707	BANCO_134		GA	1557,00	47,40	3,04	73,70	4,73	Q1	Flow	385207,6	7518880,4	

ID do Alvo (REV0)	Bancos de Corais	Poço/ Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m2)	Área Potencialmente Impactada (m2)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m2)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante	Flow ou Trecho de fundo do riser	E_UTM**	N_UTM**	OBS
8861	BANCO_135		GA	1575,00	84,90	5,39	80,00	5,08	Q1	Flow	384847,4	7519269,0	
17724	BANCO_136		GA	1585,00	4,00	0,25	16,20	1,02	Q1	Flow	385269,4	7518796,4	
13531	BANCO_137		GA	16591,00	288,40	1,74	103,80	0,63	Q1	Flow	381886,2	7522326,1	
6590	BANCO_138		GA	166,00	1,90	1,14	3,10	1,87	Q3	Flow	385251,1	7518814,7	
25448	BANCO_139		GA	1661,00	56,80	3,42	66,50	4,00	Q1	Flow	384072,2	7520159,9	
2420	BANCO_140		GA	17190,00	245,60	1,43	179,50	1,04	Q1	Flow	385604,8	7518396,2	
1721	BANCO_141		GA	20623,00	122,70	0,59	323,60	1,57	Q1	Flow	388946,5	7518211,4	
16862	BANCO_142		GA	23,00	1,70	7,39	15,30	66,52	Q3	Flow	385865,8	7518184,6	
6090	BANCO_143		GA	241,00	27,00	11,20	28,60	11,87	Q4	Flow	384595,9	7519556,5	
13427	BANCO_144		GA	24844,00	218,10	0,88	37,50	0,15	Q1	Flow	382037,0	7522207,0	
6632	BANCO_145		GA	291,00	18,90	6,49	72,90	25,05	Q1	Flow	385908,6	7518164,3	
6199	BANCO_146		GA	293,00	17,80	6,08	23,90	8,16	Q1	Flow	385918,4	7518159,0	
14193	BANCO_147		GA	34906,00	260,20	0,75	117,70	0,34	Q1	Flow	381682,4	7522590,4	
22805	BANCO_148		GA	449,00	7,10	1,58	99,50	22,16	Q1	Flow	389278,3	7518262,2	
13617	BANCO_149		GA	45,00	7,60	16,89	23,70	52,67	Q4	Flow	384703,5	7519430,0	
9855	BANCO_150		GA	48,00	7,60	15,83	10,70	22,29	Q4	Flow	384601,3	7519542,0	
15392	BANCO_151		GA	59,00	7,90	13,39	25,70	43,56	Q4	Flow	385259,8	7518808,6	
5398	BANCO_152		GA	6406,00	112,00	1,75	127,20	1,99	Q1	Flow	385829,0	7518211,1	
23023	BANCO_153		GA	7826,00	226,70	2,90	395,60	5,05	Q1	Flow	388465,5	7518219,9	
17550	BANCO_154		GA	82,00	18,70	22,80	14,60	17,80	Q4	Flow	385270,0	7518782,8	
7352	BANCO_155		GA	9248,00	47,80	0,52	31,10	0,34	Q1	Flow	384328,4	7519878,2	
14552	BANCO_156		GA	9551,00	177,90	1,86	95,80	1,00	Q1	Flow	383483,5	7520858,2	
1600	BANCO_157		GA	1492,00	0,50	0,03	83,30	5,58	Q1	Riser	389736,0	7518351,1	

ID do Alvo (REV0)	Bancos de Corais	Poço/ Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m2)	Área Potencialmente Impactada (m2)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m2)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante	Flow ou Trecho de fundo do riser	E_UTM**	N_UTM**	OBS
8266	BANCO_158		GA	8,90	8,90	100,00	8,90	100,00	NA	Flow	389354,5	7512161,0	
933	BANCO_167		GA	24,00	13,00	54,17	13,00	54,17	NA	Flow	384672,8	7519472,4	ON SEM ALVO, número de banco criado, alvo considerado a partir da REV 2022 pro relatório da Desmob P35, ID_GIS 5054
4305	BANCO_110	MSPI-MRL-02	PO	112	18,8	16,79	24,1	21,52	Q4	Riser	390220,8	7518979,8	
7913	BANCO_111		IA	125	17,6	14,08	56,8	45,44	Q4	Flow	390478,1	7520112,1	
22927	BANCO_112		TGL, IA	147	27,8	18,91	10,8	7,35	Q4	Flow	390535,2	7520597,5	
4860	BANCO_113		GL	179	33,4	18,66	29,7	16,59	Q4	Flow	389968,5	7519198,9	
2255	BANCO_114		PO	194	0,9	0,46	22,3	11,49	Q3	Flow	390309,1	7519702,6	Não toca, esta a 0,5m
3302	BANCO_115		IA	23	2,8	12,17	17,7	76,96	Q4	Flow	390197,7	7519479,8	
15851	BANCO_116		GL	238	23,1	9,71	30,8	12,94	Q4	Flow	390465,2	7520721,8	
4386	BANCO_117		IA	27892	717,1	2,57	893,8	3,20	Q1	Flow	390195,9	7519465,3	
23114	BANCO_118		GL	28162	313,2	1,11	271,1	0,96	Q1	Flow	390051,9	7520227,7	
9865	BANCO_119		TP	426	8	1,88	30	7,04	Q1	Flow	390053,9	7519322,8	
4615	BANCO_120		TGL	474	32,1	6,77	31,5	6,65	Q1	Riser e Flow	390117,9	7519049,2	
4850	BANCO_121		TP	530	34,2	6,45	41,3	7,79	Q1	Flow	390056,9	7519162,1	
9670	BANCO_122		PO	827	49,8	6,02	36,9	4,46	Q1	Flow	390425,7	7519683,3	
22906	BANCO_123		GL	93	17,1	18,39	16,1	17,31	Q4	Flow	390231,1	7520380,2	
1683	BANCO_124		IA, TGL	2650	191,7	7,23	71,6	2,70	Q1	Riser	390129,7	7518903,2	
1604	BANCO_125		PO, UEH	3300	160,3	4,86	40,7	1,23	Q1	Riser	390166,2	7518774,5	
ON_01_MSPIMRL02	BANCO_126		PO	11	11	100,00	11	100,00	NA	Flow	390118,1	7519054,2	

ID do Alvo (REV0)	Bancos de Corais	Poço/ Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m2)	Área Potencialmente Impactada (m2)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m2)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante	Flow ou Trecho de fundo do riser	E_UTM**	N_UTM**	OBS
ON_02_MSPIMRL02	BANCO_127		GL	18	18	100,00	18	100,00	NA	Flow	390128,5	7519404,7	
ON_06_MSPIMRL02	BANCO_128		IA	23	23	100,00	23	100,00	NA	Flow	390190,4	7519441,6	
ON_07_MSPIMRL02	BANCO_129		IA	7	7	100,00	7	100,00	NA	Riser	390138,2	7518952,2	
28587	BANCO_01	MSP-MRL-01	UEH, PO, IQ	11152	600,6	5,39	281,8	2,53	Q1	Flow	388828,8	7519837,2	
28466	BANCO_02		UEH	12995	175	1,3	175	1,3	Q1	Flow	388785,0	7519956,4	
28467	BANCO_03		UEH	5280	64	1,2	64	1,2	Q1	Flow	388646,1	7519993,6	
18717	BANCO_07		TP, GL	5860	236,9	4,04	281,8	4,81	Q1	Flow	388475,8	7519854,9	
13472	BANCO_100		TP, TGL	5223	111,4	2,13	139,1	2,66	Q1	Flow	389138,6	7519256,3	
8584	BANCO_101		IQ	57	0,2	0,35	38,4	67,37	Q3	Flow	388662,4	7519780,6	
4428	BANCO_102		TP	574	41,9	7,30	38,1	6,64	Q1	Flow	388718,9	7519610,4	
23690	BANCO_103		TGL	655	52,9	8,08	50,9	7,77	Q2	Flow	388517,4	7519827,9	
7770	BANCO_104		IQ	78	3	3,85	22,3	28,59	Q3	Flow	388586,0	7519852,8	Não toca, esta a 0,1m
28434	BANCO_105		PO, UEH	15378	600,7	3,91	245	1,59	Q1	Flow	389293,7	7519330,4	
28436	BANCO_106		PO, UEH	8788	185,6	2,11	61,6	0,70	Q1	Flow	388946,0	7519749,7	
28435	BANCO_107		PO, IQ	9758	303,3	3,11	284,4	2,91	Q1	Flow	389069,7	7519498,0	
ON_01_MSPMRL01	BANCO_108		PO	7	7	100,00	7	100,00	NA	Flow	388620,0	7519841,0	
ON_10_MSPMRL01	BANCO_109		TP	7	7	100,00	7	100,00	NA	Flow	389069,7	7519467,0	
8214	BANCO_79		GL	105	14,7	14,00	104,6	99,62	Q4	Flow	388895,5	7519353,9	
21379	BANCO_80		TP, TGL, IQ	12048	537,4	4,46	357,3	2,97	Q1	Riser e Flow	389262,4	7519188,4	
13471	BANCO_81		TP	1205	55,3	4,59	94,8	7,87	Q1	Flow	389163,9	7519220,5	
23680	BANCO_82		UEH, GL	1265	68,2	5,39	38,2	3,02	Q1	Flow	388537,7	7519853,9	
5925	BANCO_83		TP	147	17,1	11,63	15,7	10,68	Q4	Flow	388611,8	7519651,2	
9760	BANCO_84		UEH, GL	1567	107,6	6,87	38,2	2,44	Q1	Flow	389158,2	7519401,2	

ID do Alvo (REV0)	Bancos de Corais	Poço/ Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m2)	Área Potencialmente Impactada (m2)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m2)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante	Flow ou Trecho de fundo do riser	E_UTM**	N_UTM**	OBS
23710	BANCO_85		GL	1823	63,4	3,48	7	0,38	Q1	Flow	388916,5	7519340,0	
9961	BANCO_86		TP	1904	62,6	3,29	71,8	3,77	Q1	Flow	388998,2	7519395,2	
4190	BANCO_87		TP, GL	22369	437,2	1,95	390,8	1,75	Q1	Riser e Flow	389451,0	7518938,2	
4427	BANCO_88		TP	2258	47,6	2,11	41,1	1,82	Q1	Flow	388708,8	7519586,0	
13169	BANCO_89		IQ	2516	66,3	2,64	128	5,09	Q1	Flow	388990,1	7519581,3	
7672	BANCO_90		GL	3183	47,4	1,49	68,1	2,14	Q1	Flow	388777,4	7519440,9	
5926	BANCO_91		GL	3817	79,4	2,08	48	1,26	Q1	Flow	388651,1	7519666,7	
9566	BANCO_92		PO, IQ	3896	157,8	4,05	184,9	4,75	Q1	Flow	389125,4	7519435,8	
6113	BANCO_93		TP, TGL	3986	187,7	4,71	215,9	5,42	Q1	Flow	388853,9	7519596,3	
8982	BANCO_94		IQ	405	19,9	4,91	12,8	3,16	Q1	Flow	388590,7	7519846,9	
13194	BANCO_95		TP	428	24,3	5,68	24,1	5,63	Q1	Flow	388958,2	7519438,5	
20996	BANCO_96		TP	43	12,1	28,14	20,1	46,74	Q4	Flow	388931,0	7519542,3	
13070	BANCO_97		TP	456	6,2	1,36	34	7,46	Q1	Flow	388938,3	7519458,6	
5453	BANCO_98		IQ	504	27,1	5,38	67,6	13,41	Q1	Flow	388708,9	7519818,6	
8540	BANCO_99		IQ	507	53,3	10,51	55	10,85	Q2	Flow	388602,9	7519822,8	
-	BANCO_159	Sistema de ancoragem	AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM 01 DA P-35	7	-	-	7	100	NA	-	390688,3	7519479,3	
5028	BANCO_160		AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM 01 DA P-35	7	-	-	7	100	NA	-	390666,3	7519448,0	
4169	BANCO_161		AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM 03 DA P-35	230	-	-	230	100	NA	-	389748,6	7519678,9	

ID do Alvo (REV0)	Bancos de Corais	Poço/ Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m2)	Área Potencialmente Impactada (m2)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m2)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante	Flow ou Trecho de fundo do riser	E_UTM**	N_UTM**	OBS
14489/4057	BANCO_162		AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM 04 DA P-35	542	-	-	542	100	NA	-	388966,1	7519061,6	
1730	BANCO_163		AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM 06 DA P-35	311	-	-	311	100	NA	-	388802,0	7518030,5	
1721	BANCO_164		AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM 06 DA P-35	145	-	-	145	100	NA	-	388942,1	7518081,7	
21069	BANCO_165		AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM 07 DA P-35	39	-	-	39	100	NA	-	389411,9	7517297,3	
18640	BANCO_166		AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM 08 DA P-35	43	-	-	43	100	NA	-	390417,6	7517335,5	
TOTAL				727.742,55	20.674,55		20.092,55						

*Os Ids de alvos são referentes ao arquivo shp "INTERPRETACAO_ALVO_REFLETIVO.shp", que por sua vez foram originados do documento DGN Integrado da GEO "RL-3534.00-9311-986-PIP-024=B_mapas"

** Coordenadas da região de contato da linha com o banco.

NA = NÃO SE APLICA

Bancos de coral em negrito indicam os bancos tocados por mais de um *bundle*

Durante a análise de impacto físico do arranjo submarino sobre os bancos de corais, foi possível observar, que em alguns casos, um mesmo banco foi impactado por bundles distintos (Tabela 7.1-I e Figura 7.1-VI).

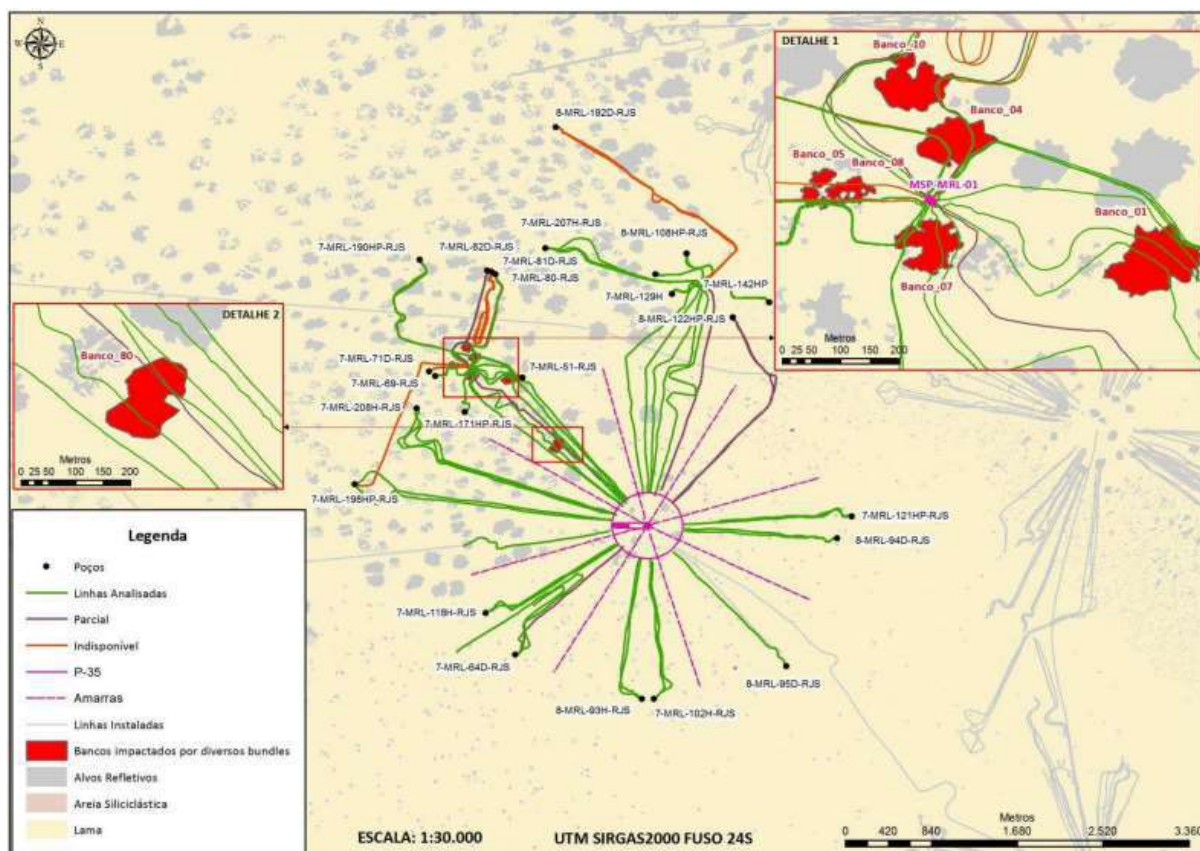


Figura 7.1-VI – Bancos de coral impactados por vários bundles da P-35, destacados em vermelho.

Não foram observados bancos de corais ou alvos refletivos sob as linhas dos poços 7-MRL-129H, 7-MRL121H, 8-MRL-092H e 8-MRL-108H, sendo observado apenas sedimento sob as linhas analisadas. O *bundle* do poço 7-MRL-081D, não analisado devido à indisponibilidade de vídeos de inspeções, apresentou toque com alvos refletivos identificados pelos levantamentos geofísicos da região, sendo calculada somente a área de impacto potencial.

A partir dos dados avaliados até o momento, a área potencialmente impactada prevista para P-35 é de 23.843 m² e estimou-se que a área efetivamente impactada foi de 19.841 m².

Os alvos refletivos validados como bancos de coral apresentaram somente matriz composta por esqueleto e/ou fragmentos de corais formadores de pequeno porte. Colônias vivas de corais formadores das espécies *Solenosmilia variabilis* e *Madrepora oculata* foram observadas em alguns bancos de corais, sendo esta informação pertinente, pois indica o potencial de desenvolvimento e recuperação dos bancos. Entretanto, vale ressaltar que a

ausência de registro de colônias vivas de corais formadores em alguns bancos, pode estar relacionada à limitação dos vídeos de inspeção das linhas, não sendo possível avaliar integralmente o banco de coral.

Todos os alvos refletivos confirmados como banco de corais apresentaram impactos físicos decorrentes da instalação de linhas do arranjo submarino dos *bundles* da P-35. Foi possível observar, que em alguns casos, um mesmo banco foi impactado por *bundles* distintos.

Avaliação de Presença de Coral-Sol

A plataforma FPSO P-35 encontra-se instalada em LDA de aproximadamente 842 m, onde são esperadas baixas temperaturas da água junto ao fundo. 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 plataforma P-35 (**Figura 7.1-XVII**), encontra-se em “zona favorável”, 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).

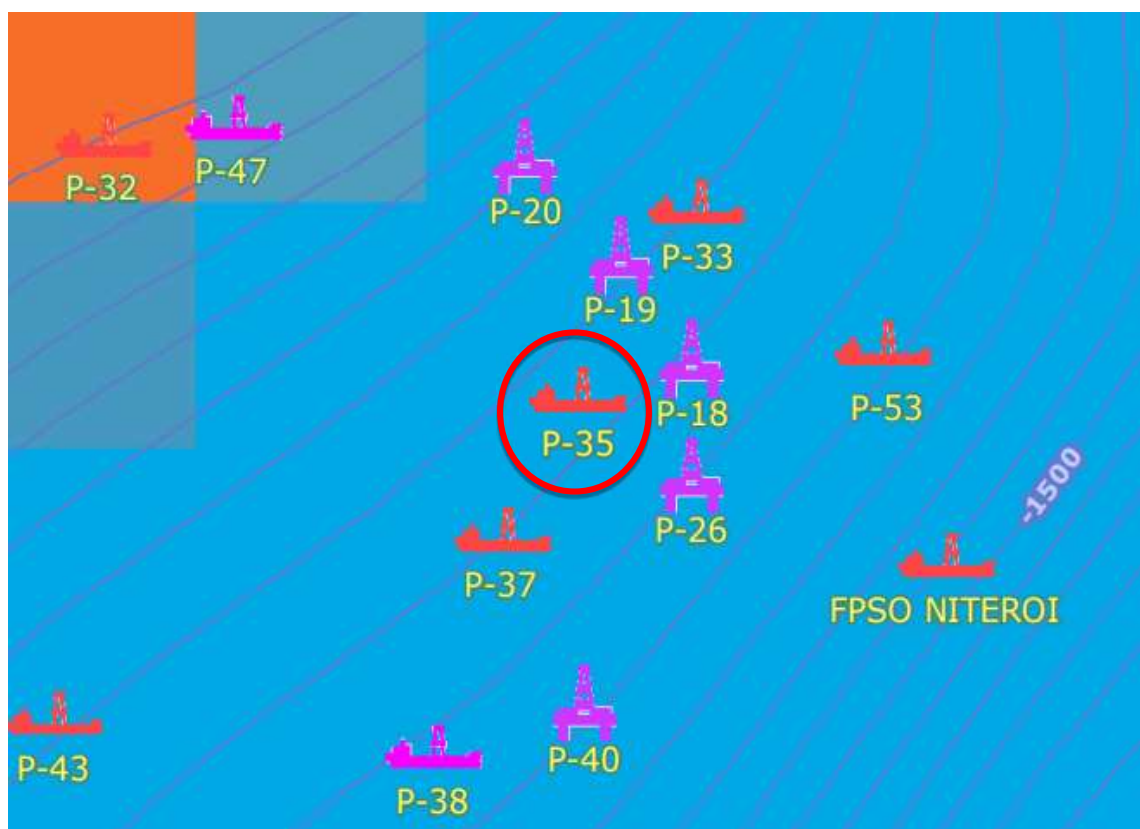


Figura 7.1-XVII: Recorte do mapa de “zonas de temperatura abaixo de 12°C segundo a probabilidade anual” (**Anexo 17**). A P-35 (circulada) encontra-se na “zona favorável” à não-sobrevivência do coral-sol, em azul, apresentando temperatura abaixo de 12°C ao longo de todo o ano.

As inspeções para as análises dos sistemas de ancoragem e *risers* da P-35 foram realizadas entre janeiro/2013 e março/2018, e as inspeções para as análises de estruturas ao longo do casco foram realizadas em setembro/2016. A partir de análises de fotografias das inspeções, todas as colônias de coral-sol passíveis de identificação são registradas e sua densidade em cada estrutura é estimada. No trecho de ocorrência das colônias, a densidade média é estimada, sendo: Alta – colônias quase contínuas (entre 75 e 100% de cobertura); Média – colônias formando manchas (entre 25 e 74% de cobertura) e Baixa – colônias pequenas e espaçadas (entre 1 e 24% de cobertura).

A ocorrência de colônias de coral-sol se mostrou inconclusiva em algumas estruturas do casco devido à má qualidade das imagens disponíveis, além da ausência de dados no *overlay* indisponibilizando a faixa de ocorrência das colônias (LDA).

A máxima profundidade de ocorrência de coral-sol nos *sistemas de ancoragem e risers* dessa plataforma foi de 93 metros (sistema de ancoragem #02) o que indica que as colônias não devem sobreviver em condições próximas ao leito marinho, ou seja, incrustadas em dutos e amarras apoiadas no fundo desta região.

A seguir, são apresentadas imagens das inspeções mencionadas acima, em diferentes estruturas da plataforma P-35 (**Figuras 7.1-XVIII e 7.1-XIX**).

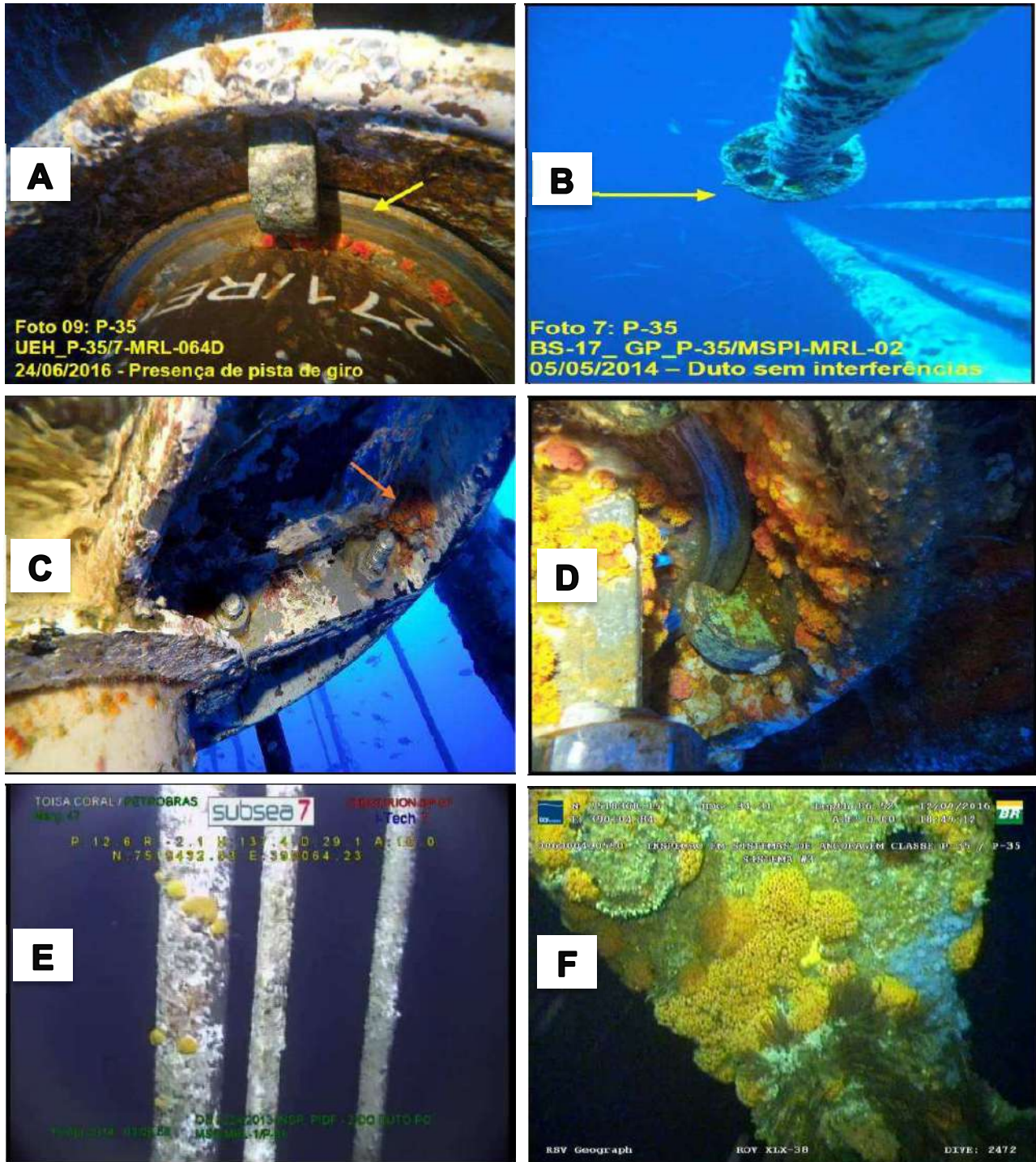


Figura 7.1-XVIII - Imagens das inspeções em risers e sistema de ancoragem com coral-sol: **A)** Figura 23: Colônias de coral-sol sobre UEH_P-35/7-MRL-064D; **B)** Figura 06: Colônias de coral-sol sobre GL_P-35/MSPI-MRL-02; **C)** Figura 09: Colônias de coral-sol sobre IA_P-35/8-MRL-095D; **D)** Figura 11: Colônias de coral-sol sobre IA_P-35/MSPI-MRL-02; **E)** Figura 17: Colônias de coral-sol sobre PO_MSP-MRL-01/P-35; **F)** Figura 34: Colônias de coral-sol sobre Sistema de ancoragem #3.

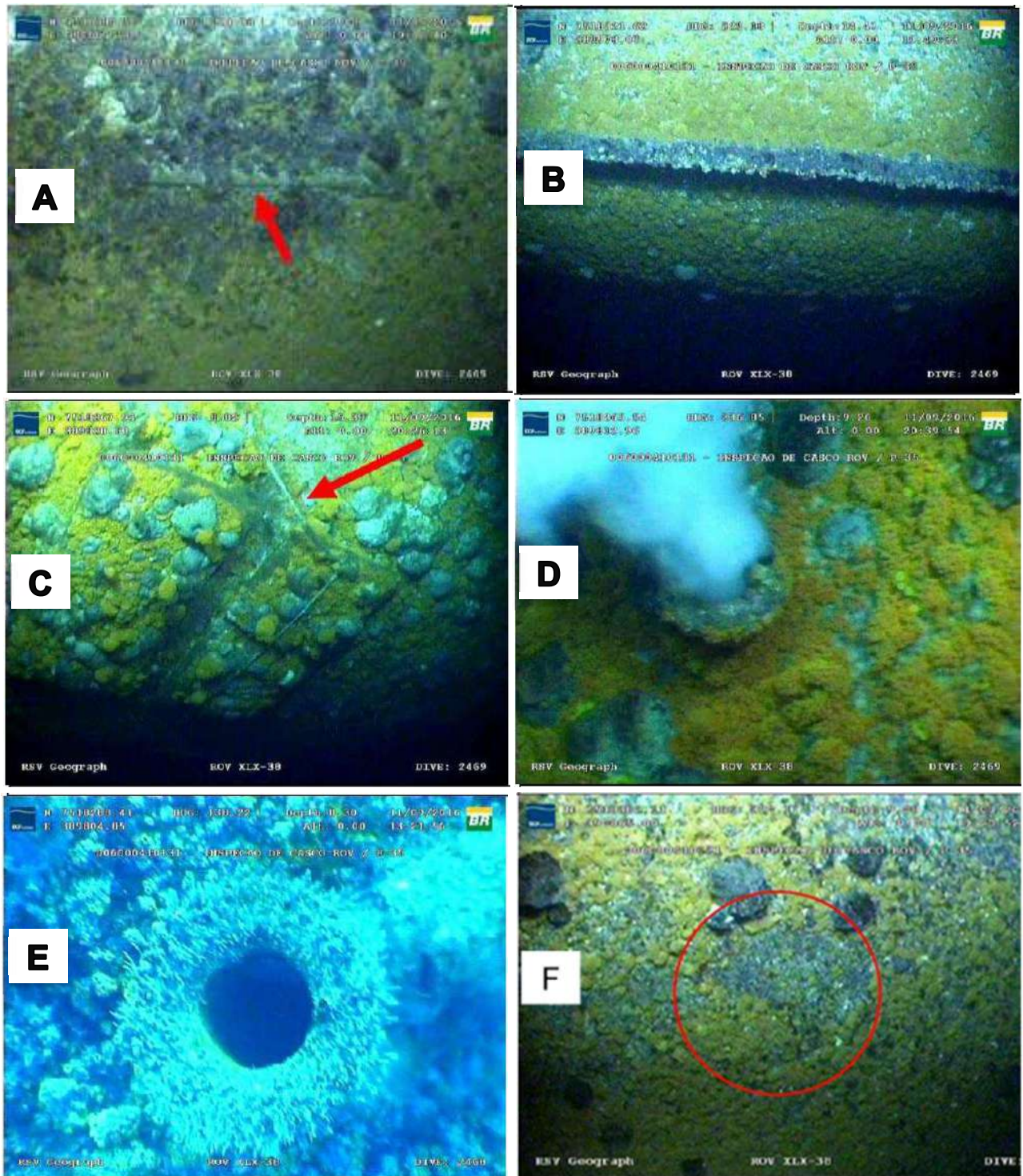


Figura 7.1-XIX - Imagens das inspeções em estruturas do casco da P-35 com coral-sol: **A)** Colônias de coral-sol sobre Anodo proa FA8; **B)** Colônias de coral-sol sobre Bolina_Boreste; **C)** Colônias de coral-sol sobre Caixa de Mar SC6; **D)** Colônias de coral-sol sobre Descarga #1 Boreste; **E)** Colônias de coral-sol sobre Descarga # 14 Bombordo; **F)** Colônias de coral-sol sobre Eletrodo FZ5 - Proa.

7.1.1 - Análise de Riscos e Avaliação de Impactos Ambientais

Considerando as destinações finais propostas para o sistema submarino, sucatas, pesos mortos, sistema de ancoragem e plataforma que fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-35 (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 13**.

7.2 – Caracterização do Meio Socioeconômico

7.2.1 – Aspectos de Socioeconomia

O presente capítulo 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-35. 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-35 é uma unidade marítima produtora instalada em uma lâmina d'água 749 m (LDA profunda) e localizada a aproximadamente 106 km da costa do Estado do Rio de Janeiro. Com operação iniciada em 1999, a P-35 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 junho de 2021;
- Para esta análise considerou-se a premissa de projeto conforme descrito no capítulo 4 deste PDI: destinação da plataforma para estaleiro qualificado para realizar desmantelamento e reciclagem de acordo com as melhores práticas de mercado. O caso base é a alienação da UEP com envio para águas internacionais, diretamente da

locação. Contingencialmente, a UEP será trazida para águas brasileiras para aguardar novo processo. Como infraestrutura de apoio para as atividades de descomissionamento, estão previstas as seguintes bases de apoio portuário e aeroportuário:

- Porto do Rio de Janeiro (Rio de Janeiro/RJ);
 - 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-35, destacam-se: (i) tambores com borra comum (ii) resíduos de bioincrustação oriundos das operações de desancoragem e (iii) resíduos metálicos/poliméricos da remoção de estruturas submarinas. 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, o tráfego marítimo relacionado à atividade de descomissionamento e infraestrutura de disposição final de resíduos, entre outros.

Para o descomissionamento da P-35, embarcações de apoio (RSV, PLSV, SDSV (possível uso) e AHTS serão utilizadas para remoção da plataforma, assim como de seu sistema submarino (linhas flexíveis, umbilicais e equipamentos) e sistema de ancoragem.

Considerando-se que o descomissionamento da unidade e do respectivo sistema submarino será distribuído prioritariamente ao longo dos anos de 2023 e 2024, 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 às atividades de descomissionamento serão as já utilizadas nas rotinas operacionais da Petrobras. Para avaliação da pressão na infraestrutura portuária, há que se considerar que as desconexões das linhas submarinas e do sistema de ancoragem, bem como a saída da unidade da locação e execução do recolhimento das linhas flexíveis e amarras de fundo/âncoras, ocorrerão ao longo dos anos de 2023 e 2024.

Como a maior parte do material oriundo (ex.: metais e polímeros) do descomissionamento da P-35 é passível de reciclagem, não há previsão de pressão sobre as infraestruturas de tratamento e disposição final.

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 horizontal e/ou linha de mão, arrasto, entre outras), capturando variadas espécies comerciais, especialmente em águas rasas. Apesar de ser uma frota de pesca artesanal, caracteriza-se por ter embarcações com elevada autonomia de navegação. 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 na Bacia de Campos 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 900 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 Açú. 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 E&P, 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, em dezembro de 2020, todos os 92 municípios receberam royalties (exceto Comendador Levy Gasparian-RJ), conforme ANP, 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 2020 foram transferidos para União, Estados e Municípios R\$ 22,8 bilhões referentes a royalties e R\$ 23,9 bilhões a título de participações especiais, totalizando em torno de R\$ 46,7 bilhões.

Segundo dados da ANP e análises realizadas pelo Projeto de Educação Ambiental Territórios do Petróleo (PEA-TP), desenvolvido pela Petrobras no âmbito do licenciamento ambiental, os municípios da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, mantinham alta proporção de receitas do petróleo (royalties e participações especiais) em relação a suas rendas totais. Tal condição influenciou significativamente os orçamentos dos últimos anos, para os quais se observa uma acentuada diminuição da participação desse recurso na composição de suas receitas entre 2014 e 2016. A partir daí em alguns municípios — como Arraial do Cabo, Quissamã e Armação dos Búzios — observa-se um forte aumento da proporção de recursos do petróleo em relação às receitas totais. Em outros há apenas uma ligeira recuperação, enquanto Campos dos Goytacazes, Cabo Frio, Rio das Ostras e São João da Barra experimentam declínio. Esse cenário pode estar relacionado ao encerramento da produção de alguns empreendimentos e à menor produção dos campos maduros, o que, aliado às oscilações na cotação do barril, se refletiu particularmente na queda das participações especiais. **(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, 2019 e 2020. Informações obtidas junto à equipe de pesquisa do PEA Territórios do Petróleo. Fontes: Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro (TCE/RJ) e Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Os municípios confrontantes e recebedores de *royalties* provenientes da exploração do Campo de Marlim (**Figura 7.2.1-II**), onde a P-35 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 2022

MÊS DE PRODUÇÃO: Julho de 2022

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

Campo	Contrato de Concessão	Município	UF	% médio de confrontação
MARLIM	48000.003723/97-10-MRL	CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	RJ	50,00
MARLIM	48000.003723/97-10-MRL	MACAE-RJ	RJ	20,40
MARLIM	48000.003723/97-10-MRL	RIO DAS OSTRAS-RJ	RJ	29,60

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 14 de outubro de 2022.

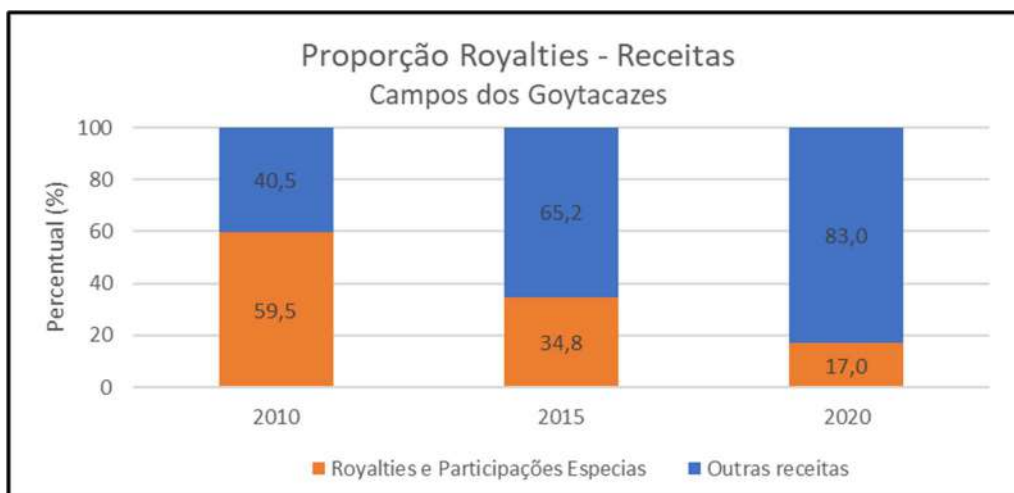


Figura 7.2.1-III: Proporção dos royalties e demais receitas no orçamento do município de Campos dos Goytacazes nos anos de 2010, 2015 e 2020. Dados da ANP, analisados e consolidados pelo PEA Territórios do Petróleo.

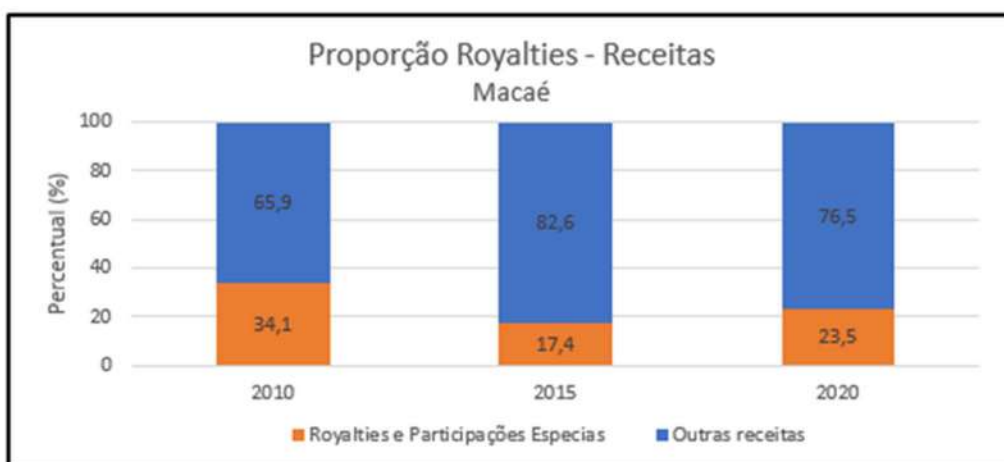


Figura 7.2.1-IV: Proporção dos royalties e demais receitas no orçamento do município de Macaé nos anos de 2010, 2015 e 2020. Dados da ANP, analisados e consolidados pelo PEA Territórios do Petróleo.

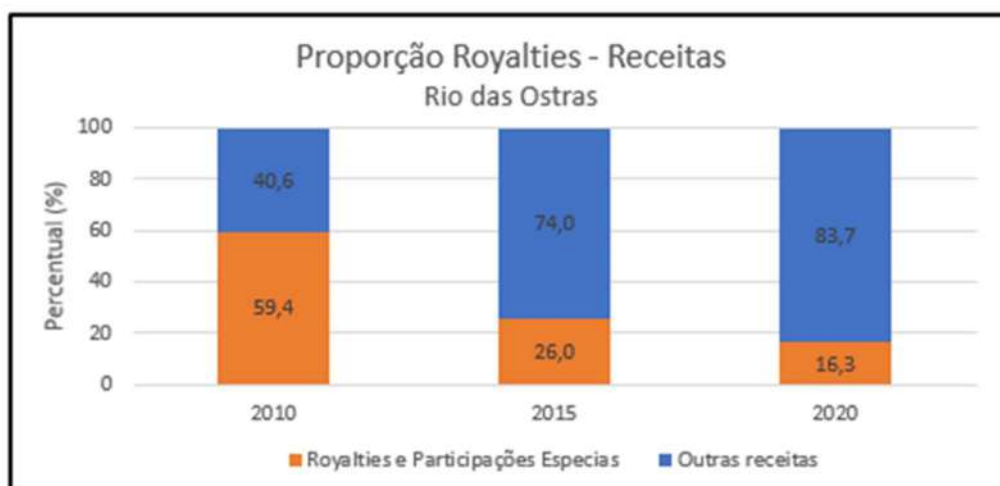


Figura 7.2.1-V: Proporção dos royalties e demais receitas no orçamento do município de Rio das Ostras nos anos de 2010, 2015 e 2020. Dados da ANP, analisados e consolidados pelo PEA Territórios do Petróleo.

O município de Macaé apresentou uma queda expressiva na proporção dos royalties e participações especiais frente às receitas totais em 2016, ascensão sem atingir o patamar anterior em 2019 e nova queda (leve) em 2020. Preliminarmente, poder-se-ia levantar a hipótese de que essa evolução reflita em grande medida o comportamento da cotação internacional do petróleo.

Já os municípios de Rio das Ostras e Campos dos Goytacazes apresentaram evolução diferente, com quedas sucessivas e expressivas. Em 2019 houve uma leve recuperação seguida de nova redução em 2020, chegando a menos da metade do percentual de participação do orçamento municipal apresentado em 2013.

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-35, 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 espaço 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 avaliação de impactos considerando os fatores em destaque ao longo desse capítulo.

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**, foi elaborado o **Anexo 19** – Relatório de Responsabilidade Social. O documento descreve o Sistema de Gestão de Responsabilidade Social na Petrobras. Os seguintes temas são abordados nesse anexo:

- Direcionadores e Processos de Responsabilidade Social;
- Operacionalização da atuação de Responsabilidade Social na Bacia de Campos: diagnóstico;
- Plano de responsabilidade social e relacionamento comunitário;
- Programa Petrobras Socioambiental e outras iniciativas.

Vale destacar que esse sistema de gestão abrange a interlocução com a comunidade sobre os benefícios e impactos de todas as unidades e projetos da Petrobras na Bacia de Campos, o que inclui o descomissionamento da FPSO P-35. Considerando que as ações de Responsabilidade Social apoiam todo o ciclo de vida do negócio, e que o descomissionamento é uma de suas etapas, as informações apresentadas no **Anexo 19** demonstram o comprometimento da empresa em garantir o atendimento 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 à 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-35 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 7.1**) em decorrência, em parte, desse empreendimento e, conseqüentemente, as possíveis transformações socioeconômicas oriundas da sua desativação. Diante disso, apresenta-se no **Anexo 18** a identificação e avaliação de impactos socioeconômicos resultantes do Projeto de Descomissionamento da P-35.

7.3 - Inter-Relação com Projetos Continuados

O Projeto de Descomissionamento da P-35 manterá inter-relação direta com os seguintes projetos:

- **Projeto de Controle da Poluição (PCP):** está diretamente relacionado ao Projeto de Descomissionamento da P-35 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):** na medida em que esclarece o prazo de operação do empreendimento e restrições de uso do espaço marítimo durante as operações, contribui para a conscientização da sociedade sobre o tempo de vida do mesmo, alertando as autoridades locais quanto à necessidade de estímulo e desenvolvimento de novas atividades socioeconômicas. Sendo assim, as informações sobre esse empreendimento estão 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 da P-35 e das embarcações de apoio envolvidas nas operações) os cuidados necessários à execução de suas atividades e as interferências das mesmas com o meio ambiente;
- **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.
- **Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE):** é uma condicionante ambiental relativa aos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás natural, cujos principais objetivos são: - Registrar todas as ocorrências incidentais envolvendo aves debilitadas, feridas ou mortas (carcaças), bem como aglomerações encontradas em todas as unidades marítimas em atuação na AGBC e AGES; - Executar, quando necessário, procedimentos que envolvam captura, coleta, manejo ou transporte de avifauna, sob orientação técnica, visando assegurar o bem-estar da ave e a segurança da equipe e operação.

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 da plataforma FPSO P-35 que fazem parte do escopo deste PDI Executivo (plataforma, sistema de ancoragem, equipamentos submarinos, *risers*, *flowlines* e seus acessórios, sucatas e elementos do PDID), 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:

- Limpeza das linhas e equipamentos submarinos conectados à P-35, assegurando o enquadramento do Teor de Óleos e Graxas (TOG) nestas linhas em até 15 ppm;
- Desconexão das linhas submarinas que ainda se encontram interligadas às ANM (Árvore de Natal Molhada), PLET (*Pipeline End Terminal*) e *Manifolds*, com abandono temporário das extremidades no leito marinho, próximas aos equipamentos. Para os dutos flexíveis, as linhas permanecerão preenchidas com água e com as extremidades abertas para o mar;
- *Pull out* de 34 *risers* e recolhimento;
- Desconexão do sistema de ancoragem e recuperação integral das amarras de topo e cabos de aço das oito linhas de ancoragem;
- Permanência definitiva no leito marinho das estacas e amarras de fundo das linhas de ancoragem;
- Recolhimento das *flowlines* e caixas de junção;
- Remoção de módulos submarinos de controle (SCMs) e permanência *in situ* da estrutura metálica (*skid*) e demais módulos dos *manifolds*;
- Remoção de sucatas ao longo das rotas das linhas submarinas (a serem mapeadas, de acordo com Resolução ANP nº 817/2020) , remoção de pesos mortos e destinação de estruturas PDID;
- Deslocamento da P-35 diretamente da locação atual para águas internacionais (caso base de destinação da plataforma).

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-35 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 da P-35.

	Metas	Indicadores
1	Realizar limpeza das linhas e equipamentos submarinos conectados à P-35, assegurando o enquadramento do Teor de Óleos e Graxas (TOG) nestas linhas em até 15 ppm.	Percentual de linhas lavadas e enquadradas (TOG \leq 15 ppm).
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 34 <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 a despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações da Planta de Processamento	Percentual de tubulações e equipamentos da planta de processamento despressurizados, drenados e limpos.
7	Realizar recolhimento das linhas flexíveis (<i>flowlines</i>) com impacto sobre a Revit	Percentual de linhas flexíveis (<i>flowlines</i>) com impacto sobre a Revit recolhidas
8	Realizar recolhimento das linhas flexíveis (<i>flowlines</i>) sem impacto sobre a Revit	Percentual de linhas flexíveis (<i>flowlines</i>) sem impacto sobre a Revit recolhidas
9	Realizar remoção de todos os módulos selecionados SCMs dos <i>Manifolds</i> .	Percentual de recolhimento de todos os módulos selecionados SCMs dos <i>Manifolds</i> .
10	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.
11	Realizar Remoção das Sucatas e Pesos Mortos.	Percentual de Sucatas e Pesos.

A Petrobras enviará relatórios periódicos de progressão do Projeto de Descomissionamento da P-35 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), o qual descreverá todas as atividades executadas durante o Projeto de Descomissionamento de instalações, será encaminhado aos órgãos em até seis meses após a conclusão do projeto.

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-35, 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 Ambiental²² dos profissionais (quando aplicável) encontram-se devidamente válidos.

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	Sidney Galindo Tostes
Área Profissional	Operação
Registro no Conselho de Classe	CREA 2008688496
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	8262987
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Operação
Assinatura	

²² De acordo com a Política de Segurança da Informação da Petrobras (PL-OSPB-00019) e a Diretriz de Proteção de Dados Pessoais e Privacidade (DI-1PBR-00339), em atendimento à Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais (LGPD) - Lei nº 13.709/2018, não será mais anexado ao PDI o Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental, pois este documento contém dados pessoais, como endereço dos profissionais.

Profissional	André Stark de Almeida e Silva
Área Profissional	Engenharia de Equipamentos
Registro no Conselho de Classe	2014101447
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	8262948
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Engenharia Submarina
Assinatura	

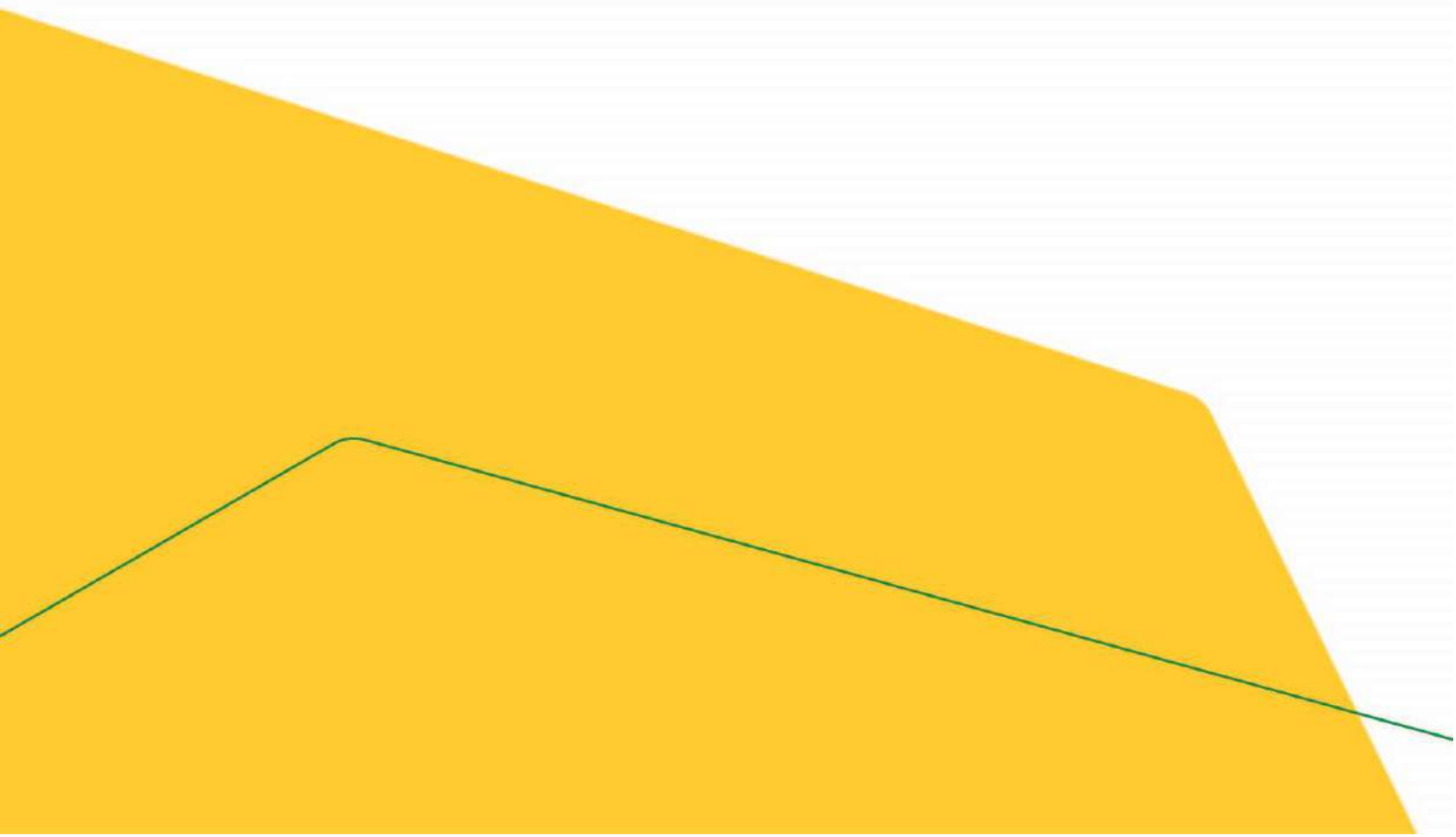
Profissional	Lúcia Helena Laureano Bernardi
Área Profissional	Engenharia de Segurança do Trabalho
Registro no Conselho de Classe	CAU 0000944548
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5630856
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Licenciamento Ambiental
Assinatura	

Profissional	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	Gislaine Garbelini
Área Profissional	Comunicação Social
Registro no Conselho de Classe	Conrerp 2ª Região Registro nº 3254
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	8112083
Disciplina	Responsabilidade Social
Assinatura	

Capítulo 11:

Referências



Capítulo 11. Referências

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.; GONÇALVES, 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.

DE CASTRO FILHO, Belmiro Mendes et al. ***Correntes e massas de água na plataforma continental***. In: Meteorology and Oceanography, Campus, 2017, Pages 191-254.

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

FIPERJ, 2017. ***Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira no Norte Fluminense***. Dados de Produção Pesqueira Marinha – Julho a Dezembro de 2017. Região Norte Fluminense.

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

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.

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

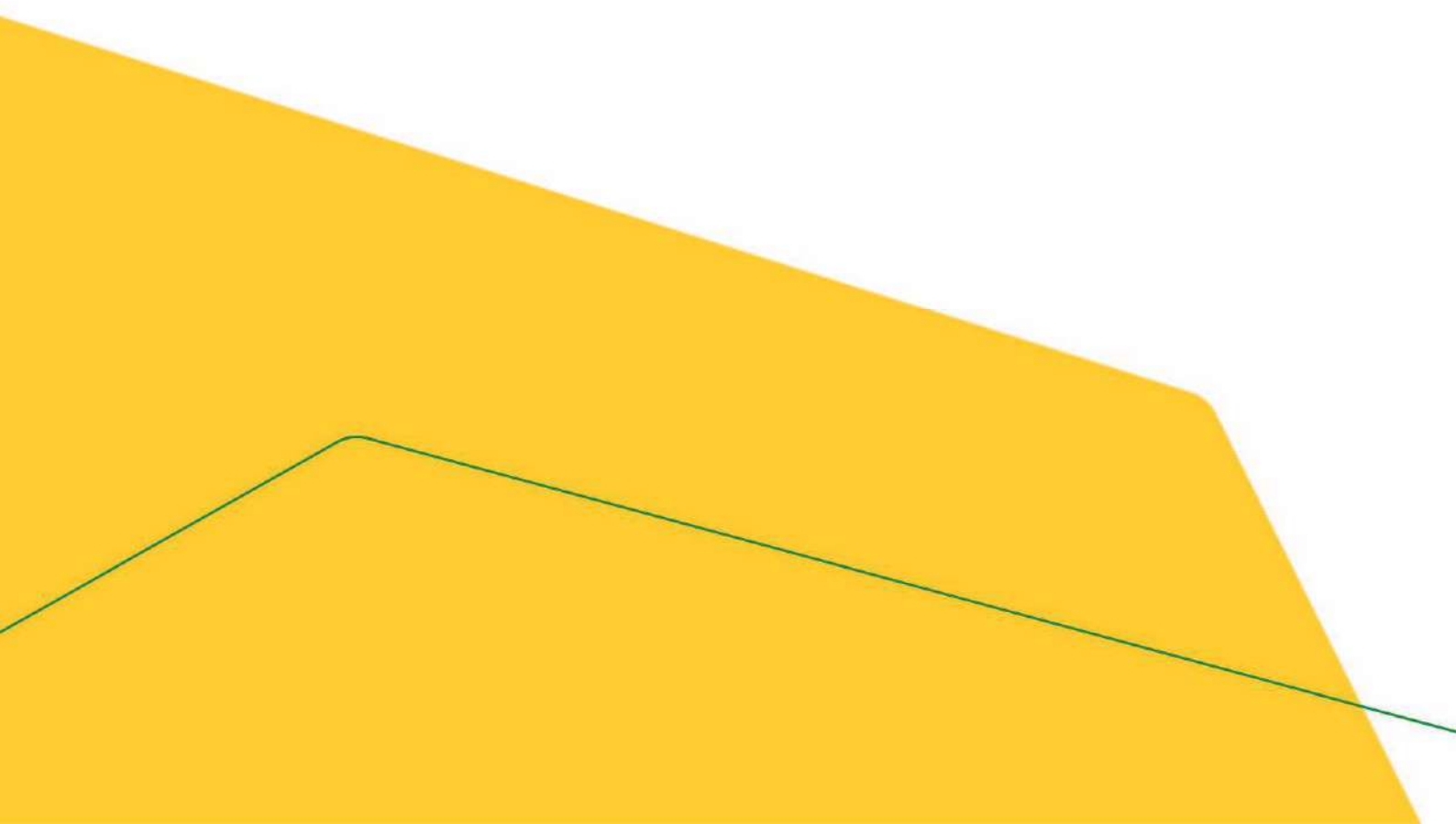
SILVEIRA, Ilson Carlos de Almeida et al. **Physical oceanography of Campos Basin continental slope and ocean region**. In: Meteorology and Oceanography, Campus, 2017, Pages 135-189.

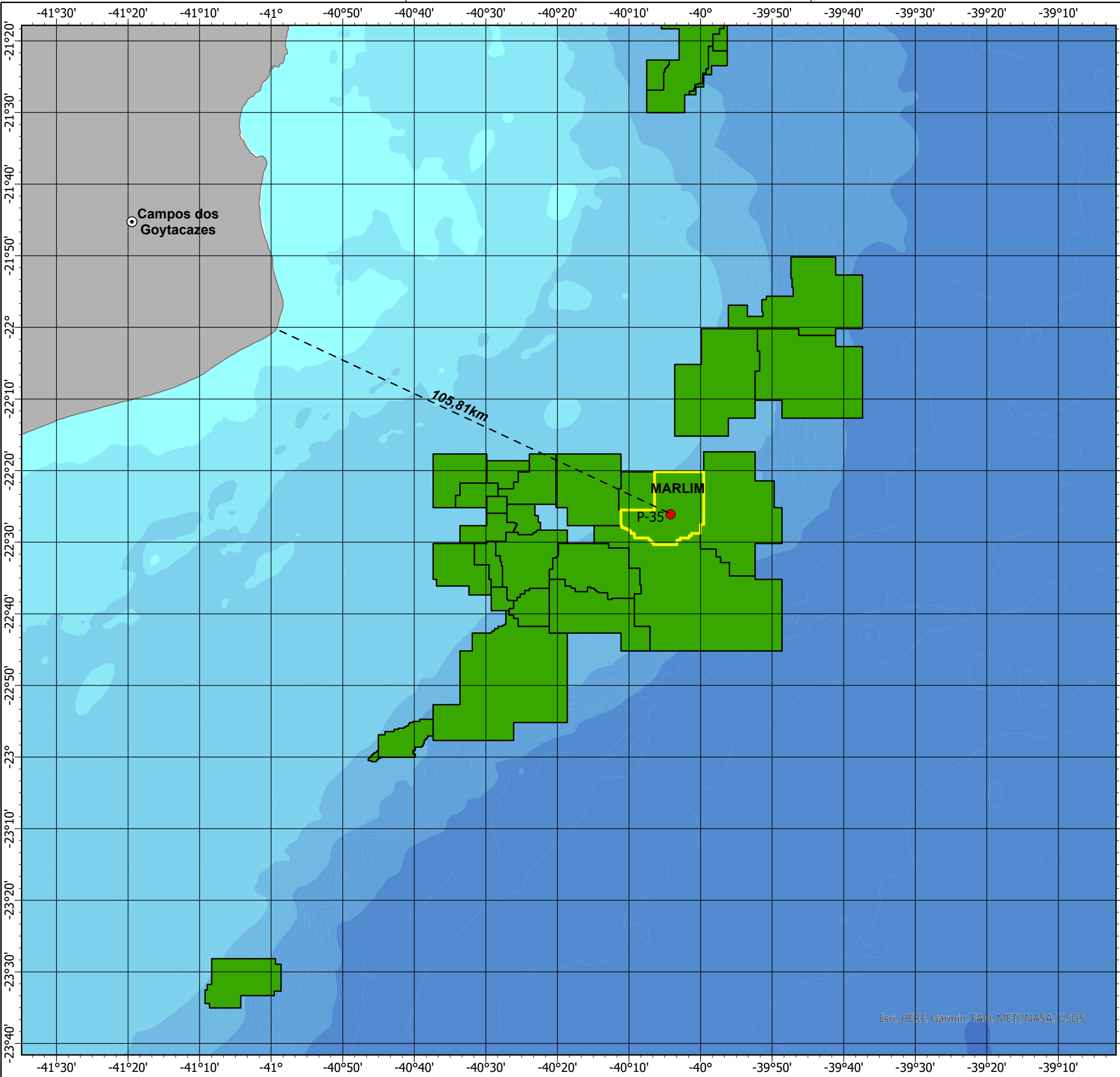
VALENTIN, Jean Louis; COUTINHO, Ricardo. **Modelling maximum chlorophyll in the Cabo Frio (Brazil) upwelling: a preliminary approach**. Ecological Modelling, v. 52, p. 103-113, 1990.



Anexo 1

Mapa de Localização da P-35 na Bacia de Campos





- P-35
- Limite Estadual
- Campo de Produção Marlim
- Campos de Produção

Profundidade	
0 a -20 m	-1200 a -1300 m
-20 a -50 m	-1300 a -1400 m
-50 a -75 m	-1400 a -1500 m
-75 a -100 m	-1500 a -1600 m
-100 a -200 m	-1600 a -1700 m
-200 a -300 m	-1700 a -1800 m
-300 a -400 m	-1800 a -1900 m
-400 a -500 m	-1900 a -2000 m
-500 a -600 m	-2000 a -2250 m
-600 a -700 m	-2250 a -2500 m
-700 a -800 m	-2500 a -2750 m
-800 a -900 m	-2750 a -3000 m
-900 a -1000 m	-3000 a -3250 m
-1000 a -1100 m	-3250 a -3500 m
-1100 a -1200 m	



0	Emissão original	21/12/2021	DHR2	XM73	MJFF
REV.	DESCRIÇÃO	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

Ciente: SUB/IPSUB-BC-ES-NNE/PDES/PDES-II

Programa: PDI da P-35

Área: Bacia de Campos

Título: Distância P-35 até a linha de costa do Estado do Rio de Janeiro

Proj.	Exec.	DHR2	Verif.	XM73
Aprov.	MJFF			
Data:	21/12/2021	Esc.	1:1.000.000	Folha 01/01
Projeção:	Geográfica		Datum:	SIRGAS2000
Nº				

Anexo 2

Diagrama Unifilar da Plataforma P-35





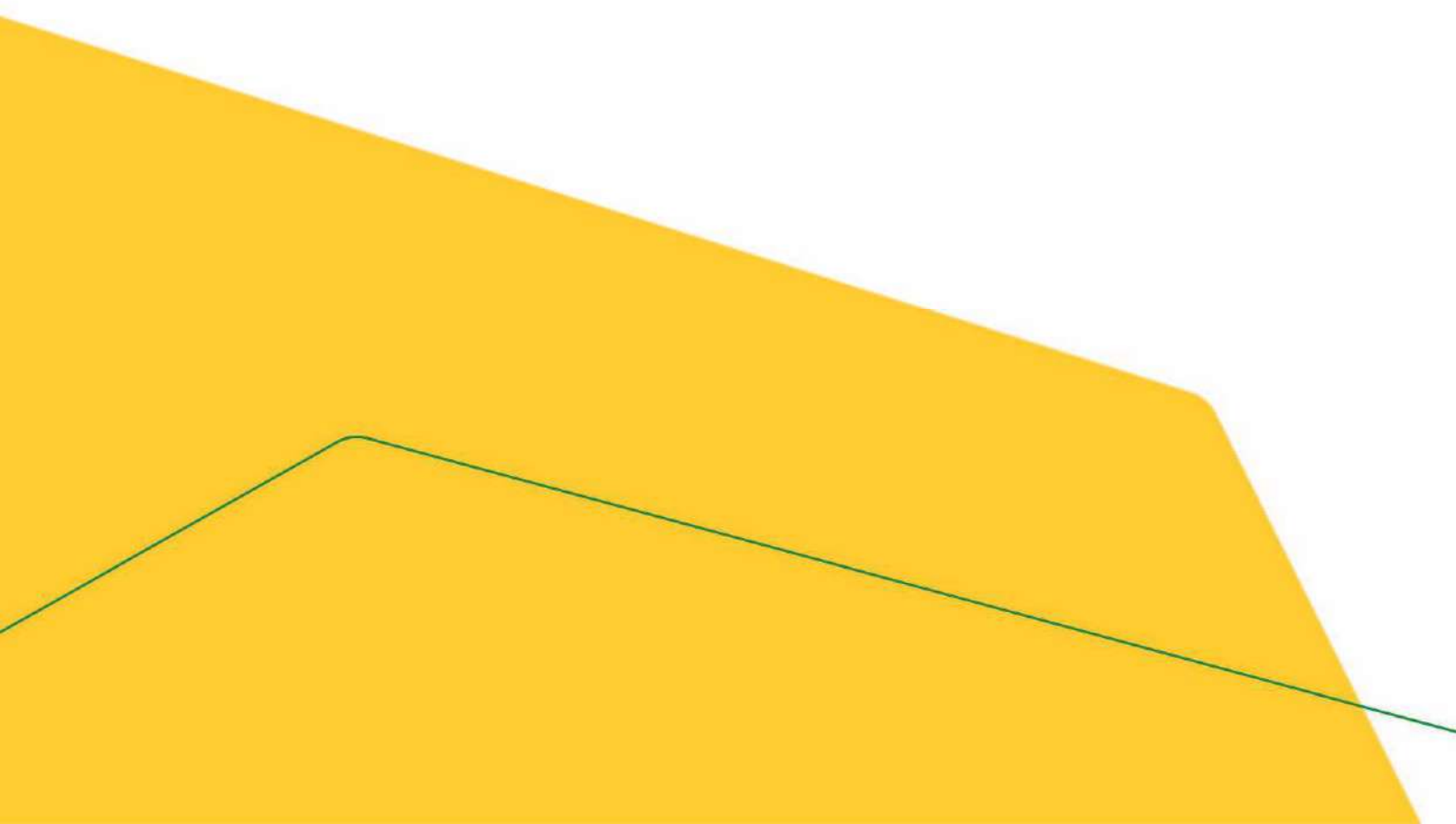
Anexo 3

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

	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
H												
G												
F												
E												
D												
C												
B												
A												

Anexo 4

**Inventario das Estruturas dos
PDIDs da Área 9 a serem
incorporadas aos PDIs dos
Campos de Marlim e Voador**

A decorative graphic element in the bottom right corner of the page. It consists of a solid yellow polygonal shape. A thin green line starts from the left edge of the yellow shape, extends diagonally upwards to a peak, and then extends diagonally downwards towards the bottom right corner of the page.

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 9x3/8+3x1/2+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 / CHMRL005-06 - 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) CHMRL005-06 - 02/12/2006 KMMRL07-046 - 16/12/2007 KMMRL07-051 - 25/12/2007 KMMRL08-059 - 27/08/2008 OBS: MUDANÇA NO NUM LINHA CONFORME CORREIO ENVIADO 12/04/2019 15:31	DUTO AN	9	MARLIM	P-20	-40:04:40,972	-22:22:01,622	
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	DUTO PO	9	MARLIM	P-20	-40:04:33,291	-22:22:02,974	
UEH DE 9x3/8+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	-40:04:14,179	-22:22:09,280	
UEH DE 9x3/8+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	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 / CHMRL005-06 - 02/12/2006	DUTO PO	9	MARLIM	P-20	-40:04:13,404	-22:22:17,740	
UEH DE 9x3/8+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	-40:03:26,094	-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 / CHMRL005-06 - 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 (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	DUTO PO	9	MARLIM	P-33	-40:01:08,580	-22:22:41,371	
LINHA DE 8 DO MSP1-MRL-02 P/ P-35 POMRL14-012 - 20/08/2014	DUTO PO	9	MARLIM	P-35	-40:03:47,108	-22:24:58,231	
LINHA DE 8 DO MSP1-MRL-02 P/ P-35 POMRL14-012 - 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 MSP1-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 MSP1-MRL-02 P/ P-35 POMRL14-012 - 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-057DA 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	
UH DE 5x3/8" DO 8-MRL-034D P/ P-18 (ABANDONADO) CORTE EFETUADO NO BRAÇO ARTICULADO DE INTERLIGAÇÃO AO ARMOUR POT DO UH NBMRL05-339 - 29/09/2005 / SGMRL05-189 / 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 DUTO IA NBMRL05-339 - 29/09/2005 / SGMRL05-189 / 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 DUTO IA NBMRL05-339 - 29/09/2005 / SGMRL05-189 / 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 KMMRL08-071 - 21/10/2008	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 KMMRL08-071 - 21/10/2008	DUTO PO	9	MARLIM	P-26	-40:01:50,047	-22:27:49,063	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-215HP P/ P-18 N7MRL13-087 - 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 N7MRL14-001 - 06/01/2014 DCMRL13-054 - 03/01/2014	UH	9	MARLIM	P-18	-40:01:42,946	-22:26:00,170	
UEH ABANDOBADO DO 7-VD-010HPB P/ P-27 NVD3140 -30/11/2003 RVD3533 - 25/12/2003 SVD07-033 11/05/2007 LCV006-088 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+3,5+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 SAMRL11-356 - 22/12/2011 SMRL09-042 - 14/06/2009 LMRL1110 - 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 KMMRL08-071 - 21/10/2008	DUTO PO	10	MARLIM	P-26	-40:01:50,047	-22:27:49,063	
LINHA DE 6 DO 7-MRL-177HP P/ P-26 NMRL15-006 - 07/04/2015	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 / TCMRL08-227 - 11/10/2008 / ISMRL06-121 - 17/10/2006 / SMRL8142 - 14/12/1998 / FMRL8132 - 01/12/1998	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 10" DO PLET (T) P/MIS-MRL-1(DESATIVADO) COMPRIM. TOTAL: 1500 m TIPO: LOAD LINE, ESPESSURA: 0,500" TIPO DE AÇO: APISLX65	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-018 (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-018 (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-018 (ABAND.)DO AQUEDUTO 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 ANCORAGEM ABANDONADO REALIZADO P/ NORMANDO BORG	AMARRAS	9	MARLIM	P-33	-39:59:45,849	-22:22:29,466	
AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM (ABANDONADO)	AMARRAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:19,394	-22:27:29,454	
POLIÉSTER DO SISTEMA DE ANCORAGEM (ABANDONADO)	AMARRAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:18,695	-22:27:31,062	
POLIÉSTER DO SISTEMA DE ANCORAGEM (ABANDONADO)	AMARRAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:18,695	-22:27:31,062	
AMARRA DO SISTEMA DE ANCORAGEM (ABANDONADO)	AMARRAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:19,394	-22:27:29,454	
SISTEMA DE ANCORAGEM 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 IMODOC-4 ABANDONADA PROVISORIAMENTE	ÂNCORA	9	VIOLA	P-47	-40:11:57,068	-22:20:06,346	
ÂNCORA 5 DA ANTIGA MONOBÓIA IMODOC-4 ABANDOANDA PROVISORIAMENTE	ÂNCORA	9	VIOLA	P-47	-40:12:51,664	-22:20:14,836	
ANTIGA ÂNCORA DO SISTEMA DE ANCORAGEM 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 ANCORAGEM DA P-27 ABANDONADA INSPEÇÃO REALIZADA PELO SEALION AMAZÔNIA	ÂNCORA	9	VOADOR	P-27	-40:08:51,085	-22:22:29,176	
ÂNCORA DO SISTEMA 2 DE ANCORAGEM DA P-27 (ABANDONADA) INSPEÇÃO REALIZADA PELO SEALION 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 NKBVD08-152 - 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 LMRL04-098 - 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 METALICA 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 NMMRL09-26 - 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 NMMRL09-26 - 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 NMMRL09-26 - 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 NPMRL11-112 - 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 UEH 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 (ABANDONADO) 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 REPOSICIONADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:11,017	-22:28:05,603	
SUCATA 2 REPOSICIONADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:14,296	-22:28:09,062	
SUCATA 3 REPOSICIONADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:14,922	-22:28:08,473	
SUCATA 4 REPOSICIONADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:15,796	-22:28:08,337	
SUCATA 5 REPOSICIONADA	SUCATAS	10	MARLIM	P-26	-40:01:18,529	-22:28:08,938	
SUCATA 6 REPOSICIONADA	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	ÂNCORA	9	MARLIM	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-35

Sistema Submarino do P-35 - Dados Físicos e Utilizáveis																									
a) Tipo do duto	b,c,d) nome	e) código de identificação	f) código de origem	g) código do destino	h) ano de instalação	i) extensão total	j) extensão do trampo em	k) extensão do trampo flutuante	l) extensão do trampo afundado	m) extensão do trampo estendido	n) diâmetro nominal (mm)	o) Tipo de estrutura (tubo, flange, polímero ou fibro)	p) massa total por trampo (kg)	q) elementos de estabilização	r) peso bruto	s) produto momentante	t) profundidade batimétrica de origem	u) profundidade batimétrica do destino	v) profundidade estimada de enterramento	w) situação operacional (incluindo informações sobre a situação da conexão do duto em sua operação)	x) condição de limpeza do duto	y) data de execução de limpeza do duto	z) condição de acompanhamento do duto	aa) aspectos de destaque que possam influenciar o planejamento de documentação (documentos, investigações, interfaceação com linhas aéreas, etc.)	ab) data das inspeções que devem originar as informações solicitadas nos itens anteriores
Tipo do duto	Descrição	Código ANP	Código ANP Origem	Código ANP Destino	Ano de Instalação	Comprimento (m)	Comprimento do trampo em	Comprimento do trampo flutuante (m)	Comprimento do trampo afundado (m)	Comprimento do trampo estendido (m)	Diâmetro nominal (mm)	Tipo de estrutura (tubo, flange, polímero ou fibro)	Massa total usado no P-35	Elementos de estabilização	Peso bruto	Produto momentante	LDA (m)	LDA (m)	Profundidade estimada de enterramento	Situação operacional (incluindo informações sobre a situação da conexão do duto em sua operação)	Situação de limpeza	Data de limpeza	Condição de acompanhamento dos dados brutos	Cumsumativos totais	Dados das Inspeções
Gasolina de Alta	GA_P-35-015-MRL-1	20032	3508	3509	06/06/1999	2386,0	1383	1383	2386,0	0	6,3"	Fluotub	550,48	0	N/A	Gas	-01	815		Interligado fora de operação	Limado	15/05/2012	N/A	0	2019
Gasolina de Alta	GA_P-35LP-35	Sen informação	Sen informação	Sen informação	27/07/2000	1206,0	1206	0	1206,0	46,7	6,3"	Fluotub	252,44	0	N/A	Gas	882	105,5		Interligado fora de operação	Limado	21/12/2021	N/A	1	2015
Unidade Duto-Hidráulica	UA_P-35-0201-01 (GA_P-35LP-35)	21080	3508	3506	16/09/2007	75,0	0	75	52,7	22,3	NA	Fluotub	1,45	0	N/A	NA	865	865		Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	1	2011
Unidade Duto-Hidráulica	UA_P-35_P-35LP-MRL-0902	21229	Sen informação	3503	01/05/1999	2546,0	1285	1264	2546,0	0	NA	Fluotub	49,43	1	N/A	NA	-04	902		Interligado fora de operação	N/A	Sen informação	N/A	5	2016
Rejeito de Água	RA_P-35LP-MRL-0902	21046	3509	3503	15/09/1999	2327,0	1270	1157	2327,0	0	4" / 6"	Fluotub	195,39	0	N/A	Água	-01	902		Interligado fora de operação	Limado	15/05/2012	N/A	3	2019
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-030801-01	11001	3505	3505	17/06/2000	1200,0	1075	2024	3505,1	230,89	6"	Fluotub	362,18	0	N/A	Óleo	722	112,5		Interligado fora de operação	Limado	10/06/2011	N/A	5	2019
Unidade Duto-Hidráulica	UA_P-35LP-MRL-20046	21052	3575	3506	30/05/2000	3006,0	1765	1765	3006,0	0	NA	Fluotub	100,34	0	N/A	NA	-01	772		Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	7	2019
Gas UH	GU_P-35/7-MRL-03044	20962	3606	3585	17/06/1999	3120,0	1360	2220	3120,0	0	2,40"	Fluotub	107,38	0	N/A	NA	-17	772		Interligado fora de operação	Limado	15/06/2011	N/A	6	2016
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-030801-01	10708	10708	NA	10/06/1999	1282,0	0	1282	1282,0	0	6" / 6"	Fluotub	156,13	0	N/A	Óleo	887	862		Desativado	Limado	30/06/2012	Óleo-2	0	2011
Unidade Duto-Hidráulica	UA_P-35/7-MRL-0234	10738	10709	10708	25/07/2000	2562,0	2562	0	2512,3	50,7	NA	Fluotub	75,22	2	N/A	NA	-01	887		Interligado fora de operação	N/A	Sen informação	N/A	2	2019
Gas UH	GU_P-35/7-MRL-0234	21043	NA	10708	10/06/1999	1395,0	0	1281	1281,0	0	2,40"	Fluotub	38,42	4	N/A	NA	887		Interligado fora de operação	Limado	20/06/2012	N/A	2	2015	
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-030801-01	10575	1060	1057	26/05/2000	1275,0	1080	186	1345,5	195,5	6" / 6"	Fluotub	214,08	0	N/A	Óleo	826	112,5		Interligado fora de operação	Limado	14/06/2011	N/A	6	2019
Unidade Duto-Hidráulica	UA_P-35/7-MRL-0234	21052	3571	3590	10/02/2000	2465,0	2461	0	2468,0	0	NA	Fluotub	70,83	0	N/A	NA	-01	878		Interligado fora de operação	N/A	Sen informação	N/A	4	2016
Gas UH	GU_P-35/7-MRL-0234	20975	3603	3590	26/05/2000	2371,0	1395	886	2314,0	57	2,40"	Fluotub	72,76	0	N/A	NA	-17	878		Interligado fora de operação	Limado	14/06/2011	Óleo-2	6	2019
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-030801-01	10714	10701	NA	16/11/1999	1107,0	0	1107	1171,5	30,48	6" / 6"	Fluotub	121,19	1	N/A	Óleo	862	862		Desativado	Limado	07/02/2011	N/A	8	2016
Unidade Duto-Hidráulica	UA_P-35/7-MRL-040	10713	NA	10701	21/12/1999	2476,0	1302	1174	2476,0	0	NA	Fluotub	71,98	1	N/A	NA	862	852		Desativado	N/A	N/A	N/A	10	2017
Gas UH	GU_P-35/7-MRL-040	10685	10702	10701	16/11/1999	2403,0	1234	1169	2403,0	0	6"	Fluotub	116,00	3	N/A	NA	-17	852		Interligado fora de operação	Limado	07/02/2011	N/A	6	2012
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-030801-01	17004	3502	17004	14/10/1999	3462,0	1400	1400	3307,0	189	6" / 6"	Fluotub	177,06	0	N/A	Óleo	827	162,5		Interligado fora de operação	Limado	05/06/2011	N/A	7	2011
Unidade Duto-Hidráulica	UA_P-35/7-MRL-0304	21000	3572	3592	01/06/1999	2165,0	2466	0	2380,0	27	NA	Fluotub	69,03	1	N/A	NA	-14	827		Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	6	2016
Gas UH	GU_P-35/7-MRL-0304	20976	3610	3592	14/10/1999	2362,0	1236	1125	2361,9	1,1	NA	Fluotub	113,83	2	N/A	NA	-01	827		Interligado fora de operação	Limado	05/06/2011	N/A	5	2019
Rejeito de Água	RA_P-35LP-MRL-0234	21050	3605	3589	30/09/1999	3208,0	1420	1706	3208,0	0	4" / 6"	Fluotub	267,25	2	N/A	Água	-17	826		Interligado fora de operação	Limado, com restrição (ver item 5.1.2 - Fase B)	10/06/2012	N/A	4	2015
Unidade Duto-Hidráulica	UA_P-35LP-MRL-0234	21223	3570	3589	21/12/1999	3208,0	3209	0	2550,0	0	NA	Fluotub	63,35	1	N/A	NA	-14	826		Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	6	2015
Rejeito de Água	RA_P-35LP-MRL-0304	21038	3612	3582	01/05/1999	2481,0	1270	1211	2396,6	84,6	4" / 6"	Fluotub	200,73	4	N/A	Água	-01	875		Interligado fora de operação	Limado	18/05/2012	N/A	1	2015
Unidade Duto-Hidráulica	UA_P-35LP-MRL-0304	21275	3673	3582	01/05/1999	2462,0	2460	0	2409,5	13	NA	Fluotub	271,12	0	N/A	NA	-01	875		Interligado fora de operação	N/A	Sen informação	N/A	1	2016
Rejeito de Água	RA_P-35LP-MRL-0902	10736	10703	NA	27/06/1999	2405,0	1409	962	2370,6	30,4	6" / 6"	Fluotub	156,15	0	N/A	Água	-14	889		Desativado	N/A	N/A	N/A	1	2019
Unidade	UA_P-35LP-MRL-0902	10714	10704	NA	01/05/1999	2382,0	2382	0	2271,9	101,1	NA	Fluotub	46,31	0	N/A	NA	-04	889		Desativado	N/A	Sen informação	N/A	1	2017
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-030801-01	21006	3606	3603	12/06/2000	3488,0	1460	1460	3416,9	19,9	6"	Fluotub	202,06	0	N/A	Óleo	787	162,5		Interligado fora de operação	Limado	20/06/2011	N/A	1	2019
Gas UH	GU_P-35/7-MRL-038	20989	3504	3584	12/06/2000	3488,0	1465	1083	3451,5	16,5	5,5"	Fluotub	107,07	0	N/A	NA	-14	787		Interligado fora de operação	Limado	20/06/2011	N/A	2	2019
Unidade Duto-Hidráulica	UAH_MSP-MRL-01/7-MRL-038	21100	3568	3588	01/06/2000	1885,0	0	1885	1852,3	12,7	NA	Fluotub	54,46	0	N/A	NA	783	787		Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	1	2010
Proteção de Óleo	PO_3-MSP-MRL-01LP-01	21106	3568	3611	01/06/1999	3992,0	1280	1720	3977,0	49	6" / 6"/ 6"	Fluotub	346,78	0	N/A	Óleo	789	162,5		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	0	2012
Proteção de Óleo	PO_MSP-MRL-01LP-01	21149	3568	3611	25/12/1999	3178,0	1465	1713	3171,4	6,4	6"	Fluotub	300,08	0	N/A	Óleo	783	162,5		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	1	2019
Gas UH	GU_P-35/MSP-MRL-01	20907	3604	3568	15/12/1999	2362,0	1234	1709	2362,0	0	6"	Fluotub	161,62	12	N/A	NA	-17	783		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	1	2010
Gas UH	TGA_P-35/MSP-MRL-01	21122	3602	3568	17/12/1999	2366,0	1265	1706	2312,8	12,2	2,40"	Fluotub	96,00	0	N/A	NA	-14	783		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	0	2019
Unidade	UAH_P-35/MSP-MRL-01	21225	3577	3568	11/05/2000	2380,0	2380	0	2368,0	12	NA	Fluotub	92,98	1	N/A	NA	-01	783		Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	0	2015
Unidade Hidráulica	UL_P-35/MSP-MRL-01	21048	NA	3568	24/12/1999	3012,0	3012	0	3000,6	11,4	NA	Fluotub	72,20	4	N/A	NA	812	783		Desativado	Sim	14/03/2015	N/A	0	2015
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-01/01/MSP-MRL-01	21002	3579	3568	08/09/1997	530,0	0	529	529,0	0	6" / 6"	Fluotub	46,45	0	N/A	Óleo	789	789		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	12	2016
Unidade Duto-Hidráulica	UAH_MSP-MRL-01/7-MRL-0104P	21239	3568	3579	26/11/1999	1262,0	0	1262	1214,0	6	NA	Fluotub	16,20	0	N/A	NA	783	788		Interligado fora de operação	N/A	Sen informação	N/A	8	2015
Gas UH	GU_MSP-MRL-01/7-MRL-0104P	20949	3568	3579	05/05/2002	1262,0	0	1262	464,8	10,2	2,40"	Fluotub	15,00	0	N/A	NA	783	788		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	3	2019
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-0102/MSP-MRL-01	10706	10704	3568	24/09/1999	1892,0	0	189	1894,09	30,1	6" / 6"	Fluotub	47,31	0	N/A	Óleo	789	789		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	6	2012
Unidade Duto-Hidráulica	UAH_MSP-MRL-01/7-MRL-0102	10736	3568	10704	11/05/2000	1512,0	0	153	148,5	16,5	NA	Fluotub	17,32	0	N/A	NA	783	791		Interligado fora de operação	N/A	Sen informação	Óleo-2	8	2016
Gas UH	GU_MSP-MRL-01/7-MRL-0102	21045	3568	10704	24/09/1999	1562,0	0	164	146,1	14,9	2,40"	Fluotub	17,56	0	N/A	NA	783	791		Interligado fora de operação	N/A	Sen informação	N/A	7	2016
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-0802/MSP-MRL-01	21006	3568	3568	05/12/1999	480,0	0	480	480,0	0	6" / 6"	Fluotub	36,31	1	N/A	Óleo	775	789		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	0	2012
Unidade Duto-Hidráulica	UAH_MSP-MRL-01/7-MRL-0800	21257	3568	3583	08/03/2000	4862,0	0	484	480,0	14	NA	Fluotub	14,25	1	N/A	NA	783	775		Interligado fora de operação	N/A	Sen informação	N/A	16	2015
Gas UH	GU_MSP-MRL-01/7-MRL-0800	20946	3568	3583	08/03/2000	475,0	0	475	462,0	13	2,40"	Fluotub	14,25	1	N/A	NA	783	775		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	11	2019
Unidade	PO_3-MRL-0702/MSP-MRL-01	10709	10705	3568	13/11/1999	380,0	0	380	380,0	0	6"	Fluotub	18,06	0	N/A	Óleo	789	789		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	Óleo-2	7	2012
Unidade Duto-Hidráulica	UAH_MSP-MRL-01/7-MRL-0702	10717	3568	10705	14/05/2000	3902,0	0	390	390,0	0	NA	Fluotub	11,27	0	N/A	NA	783	769		Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	7	2019
Gas UH	GU_MSP-MRL-01/7-MRL-0702	21047	3568	10705	13/11/1999	3762,0	0	379	376,0	0	2,40"	Fluotub	11,40	0	N/A	NA	783	769		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	9	2019
Proteção de Óleo	PO_3-MRL-0802/MSP-MRL-01	10705	10706	3568	06/06/2000	1106,0	0	1106	1095,5	12,5	6" / 6"	Fluotub	18,14	0	N/A	NA	757	783		Interligado fora de operação	Aguardando Limpeza	Confirme consequência	N/A	13	2012
Unidade Duto-Hidráulica	UAH_MSP-MRL-01/7-MRL-080	10719	3568	10706																					

Produção de óleo	USM_MOP-MBL-02/7-MBL-0200	21126	3568	3581	31/03/2000	1132,0	0	1132	3583,2	88,8	NA	Flexível	32,42	0	NA	NA	783	757	Obs. 1	Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	15	2016
Gás LR	GL_MOP-MBL-02/7-MBL-0200	20808	3568	3581	01/11/1999	1138,0	0	1134	833,7	80,3	2,40"	Flexível	31,58	1	NA	NA	783	757	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	21	2014
Produção de Óleo	PO_MOP-MBL-02/MOP-MBL-01	21027	3567	3568	24/04/2008	1768,0	0	1768	1751,5	86,5	0"	Flexível	151,67	0	NA	Óleo	780	783	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	17	2011
Gás LR	GL_MOP-MBL-02/MBL-030	20800	3568	3587	11/02/1999	1827,0	0	1827	1794,5	92,5	2,40" / 2,5"	Flexível	51,27	0	NA	NA	783	789	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	26	2013
Unidade Externa-Introdução	USM_MOP-MBL-02/MBL-030	21032	3568	3587	26/06/2005	1883,0	0	1834	1770,0	44	NA	Flexível	17,47	0	NA	NA	783	789	Obs. 1	Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	31	2008
Produção de Óleo	PO_MOP-MBL-02/P-01	21118	3567	3608	29/06/1999	3621,4	1,253	2960	3612,4	0	0"	Flexível	634,05	0	NA	Óleo	823	-13,5	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	3	2019
Produção de Óleo	TP_MOP-MBL-02/P-02	21112	3567	3600	11/12/1998	3120,0	1,250	1851	3023,7	78,3	0"	Flexível	272,34	8	NA	Óleo	823	-10,5	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	4	2019
Gás PR	GL_P-02/MOP-MBL-02	20808	3566	3567	06/11/1999	1380,0	1,288	2660	1398,0	31	4"	Flexível	155,31	1,3	NA	NA	-14	823	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	4	2020
Gás LR	TGL_P-02/MOP-MBL-02	21115	3566	3567	11/11/1998	1807,0	1,272	1855	1806,1	42,9	2,40"	Flexível	84,83	8	NA	NA	-17	823	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	7	2019
Unidade Externa-Introdução	USM_P-02/MOP-MBL-02	21227	Sem informação		3567	01/01/1999	3071,0	3071	3057,0	18	NA	Flexível	89,81	0	NA	NA	-14	823	Obs. 1	Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	9	2021
Injeção de Água	HA_P-02/MOP-MBL-02	20801	3607	3567	18/01/1999	3235,0	1,271	1852	3070,0	164	6" / 8"	Flexível	368,06	0	NA	Água	-17	823	Obs. 1	Interligado fora de operação	Locado	18/05/2022	N/A	8	2014
Produção de Óleo	PO_2-MBL-02/7/MOP-MBL-02	21030	3581	3567	24/02/2010	1132,0	0	1132	1132,0	0	0"	Flexível	134,32	0	NA	Óleo	775	823	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	0	2011
Unidade Externa-Introdução	USM_MOP-MBL-02/7-MBL-0274	21176	3567	3581	01/01/1998	1546,0	0	1546	1513,8	51,2	NA	Flexível	45,98	0	NA	NA	823	775	Obs. 1	Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	6	2011
Gás LR	GL_MOP-MBL-02/7-MBL-0274	20804	3567	3581	29/09/1999	1625,0	0	1625	1608,5	7,5	2,40" / 2,5"	Flexível	56,13	0	NA	NH	823	775	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	Obs. 2	1	2021
Produção de Óleo	PO_2-MBL-02/4/MOP-MBL-02	21079	3568	3567	11/01/2000	691,0	0	691	669,0	22	6" / 6"	Flexível	55,83	0	NA	Óleo	844	823	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Sem informação	N/A	1	2021
Unidade Externa-Introdução	USM_MOP-MBL-02/7-MBL-024P	21168	3567	3584	21/06/2001	693,0	0	693	693,0	0	NA	Flexível	13,85	0	NA	NA	823	844	Obs. 1	Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	6	2015
Gás LR	GL_MOP-MBL-02/7-MBL-024P	20802	3567	3584	11/01/1999	683,0	0	683	686,0	5	2,40"	Flexível	30,78	0	NA	NH	823	844	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	4	2022
Produção de Óleo	PO_2-MBL-02/4/MOP-MBL-02	31711	50787	3567	26/01/1999	366,0	0	366	366,0	0	6" / 6"	Flexível	33,82	0	NA	Óleo	836	823	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	6	2012
Unidade Externa-Introdução	USM_MOP-MBL-02/7-MBL-0284	31711	3567	50787	20/01/2001	362,0	0	362	362,0	0	NA	Flexível	33,17	0	NA	NA	823	816	Obs. 1	Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	0	2003
Gás LR	GL_MOP-MBL-02/7-MBL-0284	31691	3567	50787	24/09/1999	360,0	0	360	360,0	0	2,40"	Flexível	10,93	0	NA	NH	823	816	Obs. 1	Interligado fora de operação	Aguardando Linhas	Conforme coteçamento	N/A	4	2022
Produção de Óleo	HA_MOP-MBL-02/8-MBL-0324	21011	3567	3585	26/01/1999	602,0	0	602	602,0	0	6" / 6"	Flexível	42,97	0	NA	Água	823	850	Obs. 1	Interligado fora de operação	Locado	19/05/2022	N/A	8	2015
Gás PR	USM_MOP-MBL-02/8-MBL-0324	21178	3567	3585	26/01/1999	600,0	0	600	600,0	0	NA	Flexível	15,13	0	NA	NA	823	850	Obs. 1	Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	9	2015
Injeção de Água	HA_MOP-MBL-02/8-MBL-0384	21021	3567	3578	26/01/1999	167,0	0	167	167,0	0	6" / 6"	Flexível	40,12	1	NA	Água	823	850	Obs. 1	Interligado fora de operação	Locado	18/05/2022	N/A	9	2021
Unidade Externa-Introdução	USM_MOP-MBL-02/8-MBL-0384	21061	3567	3578	09/12/1999	170,0	0	170	170,0	0	NA	Flexível	9,16	1	NA	NA	823	810	Obs. 1	Interligado fora de operação	N/A	Sem informação	N/A	8	2015
Injeção de Água	HA_MOP-MBL-02/8-MBL-0320	21014	3567	3580	21/12/1999	2382,0	0	2382	2382,0	0	6" / 6"	Flexível	232,01	0	NA	Água	823	789	Obs. 1	Interligado fora de operação	Locado	03/07/2021	N/A	6	2009
Unidade Externa-Introdução	USM_MOP-MBL-02/7-MBL-0320	21174	3567	3580	16/01/2000	3121,0	0	3121	3121,0	0	NA	Flexível	41,88	0	NA	NA	823	789	Obs. 1	Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	6	2000

Obs. 1: O método construtivo dos dados foi o de lançamento simples no solo marinho, sem a escavação de trincheiras. Portanto, os trechos com acionamento devem ser exclusivamente à dinâmica marinha, que, ao longo do tempo deposita sedimentos sobre os dados, não sendo possível, desse modo, a definição de um valor de estancamento

Obs. 2: as extensões dos dados incluem ancoragem no flangeado com cabos de aço

Obs. 3: a abreviação "GL" não significa "G" apenas informação. Não significa consideração a longo prazo e será feita uma "nova" limpeza de mesma forma que as linhas que estão com óleo

Obs. 4: sem descontinuidade

Obs. 5: Todas as estruturas hauridas são parte do inventário das estruturas das PSDs da área B e são consideradas parte do escopo do POB de P-05

Sistema Submarino do P-35 - Dutos Rígidos																									
a) tipo de duto	b,c,d) nome	bi) código de identificação	i) código de origem	e) código de destino	x) ano de instalação	f) extensão total	g) extensão do trecho riser	h) extensão do trecho flexível	i) extensão do trecho aferido	j) extensão do trecho enterrado	k) diâmetro nominal [m]	l) tipo de estrutura [rígido, flexível, polimérica ou híbrida]	m) massa total por trecho [t]	n) elementos de estabilização	o) peso livre	p) produto movimentado	q) profundidade batimétrica de origem	r) profundidade batimétrica de destino	s) profundidade estimada de enterramento	t) situação operacional (incluindo informações sobre a situação de controle do duto em uso submarino)	u) condição de limpeza dos dutos inspetos	v) data de execução da limpeza dos dutos inspetos	w) condição de tempoamento dos dutos inspetos	x) aspectos de destaque que possam influenciar o planejamento de descomissionamento (excesso de intemperismo, interferências com linhas ativas, etc.)	y) datas das inspeções (se devem originar as informações solicitadas nos itens anteriores)
Tipo de duto	Descrição	Código ANP	Código ANP Origem	Código ANP Destino	Ano de instalação	Comprimento [m]	Comprimento do trecho riser [m]	Comprimento do trecho flexível [m]	Comprimento do trecho aferido [m]	Comprimento do trecho enterrado [m]	Diâmetro nominal [mm]	Tipo de estrutura [flexível, rígido, polimérica ou híbrida]	Massa total vista no ar [t]	Elementos de estabilização[mm]	Peso livre	Produto movimentado	LDA [m]	LDA [m]	Profundidade estimada de enterramento	Situação operacional (incluindo sit. Submarino)	Situação de limpeza	Data da limpeza	Condição de tempoamento dos dutos inspetos	Causas/motivos totais	Datas das inspeções
Gasoduto	GAZODUTO DE 30" DA-P-25 1º NMS-NMS-1 (P35041)	20825	000	20506	18/06/1905	1380,0	0		0,0	33	33	Rígido	108,38	1	265	GA	862	680	0m - 1	Conectado	Não	Sem informação	N/A	0	2017
Gasoduto	GAZODUTO DE 30" DA-P-25 1º NMS-NMS-1 (P35042)	20826	20826	20827	18/06/1905	1380,0	0		0,0	26	30	Rígido	458,69	11	276	GA	680	680	0m - 1	Conectado	Não	Sem informação	N/A	1	2017
Gasoduto	GAZODUTO DE 30" DA-P-25 1º NMS-NMS-1 (P35043)	20827	20826	3614	18/06/1905	1380,0	0		0,0	853	30	Rígido	439,39	9	280	GA	680	183	0m - 1	Conectado	Não	Sem informação	N/A	0	2017
Gasoduto	BPDEL-D0-GAZODUTO DE 30" DA-P-25 1º NMS-NMS-1 (P35044)	3614	20827	3617	18/06/1905	42,0	0		0,0	13	33	Rígido	9,42	3	0	GA	183	183	0m - 1	Conectado	Não	Sem informação	N/A	1	2017
Gasoduto	BPDEL-D0-GAZODUTO DE 30" DA-P-25 1º NMS-NMS-1 (P35045)	3615	3617	20828	18/06/1905	0,0	0		0,0	0	30	Rígido	0,07	3	1	GA	183	184	0m - 1	Conectado	Não	Sem informação	N/A	0	2017

Obs. 1: O número construtivo dos dutos foi o de comprimento completo no solo marinho, sem a exceção de trechos. Portanto, os trechos com assentamento devem ser exclusivamente à distância marítima, que, ao longo do tempo, deposita sedimentos sobre os dutos, não sendo possível, desse modo, a definição de um valor de enterramento.

Obs. 2: as extensões dos dutos marítimos encontram-se alinhadas com o eixo de tração.

Obs. 3: A abreviação "1º" não constitui "1ª" apenas informativa. Não se trata de consideração à linha longa e será feita uma "nova" limpeza de rotina futura que se trata de estádio com duto.

Obs. 4: Foto de conexão.

Sistema Submarino da P-35 - Equipamentos Submarinos

A – Tipo	B - TAG	C - Dimensões s (m) C x L x A	C - Peso (ton)	D - Profundidade (m)	E - Coordenada Geográfica		F - Status Atual	G - Data da Limpeza	H - Tamponamento
					Latitude	Longitude			
Manifold	MSP-MRL-01	14,70 x 11,40 x 5,86	254	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSP-MRL-01	2,00 x 1,00 x 2,63	10,055	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSP-MRL-01	3,80 x 1,80 x 3,80	7,95	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSP-MRL-01	2,00 x 0,90 x 2,64	10,053	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSP-MRL-01	1,60 x 0,90 x 1,87	1,3	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSP-MRL-01	3,00 x 1,31 x 4,31	8,27	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSP-MRL-01	2,20 x 1,00 x 1,87	1,6	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSP-MRL-01	2,30 x 1,50 x 2,30	4,95	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MÓDULO	MSP-MRL-01	1,72 x 1,30 x 3,26	8,5	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MÓDULO DE CHOKE	MSP-MRL-01	1,68 x 1,68 x 2,51	7,72	783	-40:05:01,310	-22:25:23,298	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
Manifold	MSPI-MRL-02	11,50 x 11,40 x 5,76	183	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSPI-MRL-02	3,80 x 1,80 x 3,80	7,95	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSPI-MRL-02	3,00 x 1,31 x 4,31	8,25	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSPI-MRL-02	2,00 x 0,90 x 2,64	10,053	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSPI-MRL-02	1,50 x 0,90 x 1,88	1,3	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSPI-MRL-02	3,00 x 1,31 x 4,31	8,25	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MÓDULO	MSPI-MRL-02	1,72 x 1,30 x 3,26	8,5	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSPI-MRL-02	2,00 x 1,00 x 2,63	10,055	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MÓDULO DE CHOKE	MSPI-MRL-02	1,68 x 1,68 x 2,51	6,62	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MÓDULO DE CHOKE	MSPI-MRL-02	1,68 x 1,68 x 2,51	7,85	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSPI-MRL-02	1,40 x 1,00 x 1,90	1,7	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSPI-MRL-02	2,30 x 1,50 x 2,30	4,95	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
MCV	MSPI-MRL-02	2,30 x 1,33 x 3,81	7,8	823	-40:03:47,454	-22:24:57,773	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
Equipamento de Terminação	PLET-MRL-08D	6,56 x 2,79 x 1,88	14,3	826	-40:34:12,263	-22:26:05,360	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
Equipamento de Terminação	PLET-MRL-08D	3,00 x 2,00 x 4,41	6,6	826	-40:34:12,263	-22:26:05,360	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
Válvula	ESDV-10"-VE-P35	4,10 x 1,62 x 3,08	7,85	862	-40:03:49,686	-22:26:24,128	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
Caixa de Emenda	CT-SWIVEL 1	1,48 x 1,12 x 0,8	1,175	865	-40:03:49,865	-22:26:24,680	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
Caixa de Emenda	CT-SWIVEL 2	1,46 x 0,93 x 1,08	1,019	865	-40:03:48,864	-22:26:26,508	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
Caixa de Emenda	CAIXA DE EMENDA	1,00 x 1,12 x 0,52	1	865	-40:03:49,144	-22:26:26,506	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado
Válvula Esfera	V_P-35	Não Informado	0,523	183	-40:12:17,514	-22:20:52,782	Suspenso/fora de uso	conforme cronograma	Duto conectado

Anexo 6

DUM (Descrição da Unidade Marítima)



Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional SGSO

Descrição da Unidade Marítima DUM

Petrobras 35 (P-35)



E&P

Revisão 08
MAI/2022



PETROBRAS

Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional - SGSO

Descrição da Unidade Marítima - DUM

SGSO-DUM-Petrobras 35 05/2022

Processo Administrativo na ANP

48610.201479/2019-66

Revisão 08

MAI/2022



E & P



CONTROLE DE REVISÕES

REV	DESCRIÇÃO	DATA
00	Documento Original	26/02/2010
02	Revisão para atendimento às solicitações do ofício da ANP nº 292/CSO/2010	28/06/2010
03	Revisados os itens: 2.1.1, 2.1.2, 2.2.1.1, 2.2.1.2, 2.2.1.3, 2.2.1.4, 2.2.1.6, 2.2.1.8, 2.2.1.9, 2.2.1.10, 2.2, 2.3.1, 2.3.2.2, 2.4, 2.5, 2.7.2, 2.9, 3.1, 3.1.2, 3.2, 3.3, 3.4, 4.	30/04/2015
04	Revisados os itens: 1.2, 1.3, 2.1.2, 2.2.1.1., 2.2.1.2, 2.2.1.3, 2.2.1.4, 2.2.1.5, 2.2.1.6, 2.2.1.7, 2.2.1.8, 2.2.1.10, 2.2.2, 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, 2.8.3, 2.9, 3.1, 3.1.1, 3.1.2, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6.1, 3.6.2, 4 e 5.	14/03/2017
05	Revisados os itens: 1.2, 2.4, 2.9 e 3.4	08/05/2018
06	Revisados: item 4 e Anexo 2 - Diagrama Unifilar de Interligação	21/06/2019
07	Revisão 07 - Revisados os itens 2.4 e 2.6.1.	30/03/2020
08	Revisada(s) a(s) seção(ões): 1.1, 2.1, 2.1.2, 2.2.1.2, 2.2.1.3, 2.2.1.4, 2.2.1.5, 2.2.1.6, 2.2.1.7, 2.3.1, 2.3.2, 2.4, 2.6.1, 2.6.3.1, 2.6.3.3, 2.7.1, 2.7.2, 3.1, 3.1.2, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 4 e Anexo 2.	12/05/2022

	Original	Rev. 02	Rev. 03	Rev. 04	Rev. 05	Rev. 06	Rev. 07	Rev. 08
Data	26/02/2010	28/06/2010	30/04/2015	14/03/2017	08/05/2018	21/06/2019	30/03/2020	12/05/2022
Elaboração	Hanz	Hanz	Andréa	Andréa	Ricardo Hernandes	Carlos Gomes	Carlos Gomes	Erika
Verificação	Marcelo Fernandes	Marcelo Fernandes	Andrei	Andrei	Érika Ribeiro Crespo	Ricardo Hernandes	Ricardo Hernandes	Ricardo
Aprovação	Daniel	Daniel	Cunha	Montalverne	Montalverne Ferreira Soares	Montalverne Soares	Montalverne Soares	Margal



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	10
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	16
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	21
2.3 - SISTEMA DE TANCAGEM	21
2.3.1 - Tancagem	21
2.3.2 - Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques	22
2.4 - SISTEMA DE SALVATAGEM	24
2.5 - SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO	25
2.6 - SISTEMA DE SEGURANÇA, DETECÇÃO E COMBATE A INCÊNDIO	27
2.6.1 - Sistema de Detecção de Fogo e Gás	27
2.6.2 - Sistema de Alarme de Emergência	30
2.6.3 - Sistema de Combate a Incêndio	30
2.6.3.1 - Sistema de Combate a Incêndio por Água	30
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	40
3.1.2 - Sistema de Injeção	41
3.2 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ÓLEO.....	42
3.3 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GÁS.....	43
3.4 - SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO ÓLEO E GÁS.....	43
3.5 - SISTEMA DE GÁS COMBUSTÍVEL	43
3.6 - SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE EMERGÊNCIA.....	44
3.6.1 - Sistema de Automação e Controle.....	44
3.6.2 - Parada de Emergência da Unidade de Produção.....	45
4 - Descrição da Malha de Coleta e Interligação Com Outras Instalações....	47
5 - Glossário.....	49
ANEXO 1 - DIAGRAMA DE ANCORAGEM.....	52
ANEXO 2 - DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO.....	53

1 - Identificação da Atividade**1.1 - IDENTIFICAÇÃO DO OPERADOR CONCESSIONARIO****Identificação do concessionário e operador da instalação**

- 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 4 ° andar, Imbetiba, Macaé, RJ - CEP 27.913-350.
- c) Telefone:** (22) 2792-3599

1.2 - IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO

- a) Nome da Instalação :**
Petrobras 35 (P-35)
- b) Proprietário :**
PETROBRAS NETHERLANDS B.V - PNBV
- c) Número IMO :**
7351783
- d) Bandeira :**
Libéria
- e) Sociedade Classificadora :**
American Bureau of Shipping (ABS)
- f) Classificação :**
FPSO
- g) Ano de construção :**
1979
- h) Ano de conversão :**
1998
- i) Ano de último upgrade :**
Não aplicável

1.3 - LOCALIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO

A P-35 está localizada a 175 km da costa do litoral fluminense, em lâmina

d'água média de 842 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
PETROBRAS 35	FPSO	1	-22:26:13,326	-40:04:05,380

2 - Descrição da Instalação

2.1 - CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA UNIDADE

A instalação é uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de óleo e gás (FPSO), instalada no campo de Marlim, atualmente com produção de óleo e gás interrompida e em processo de descomissionamento. A instalação possui as seguintes características:

2.1.1 - Características Físicas

a) Comprimento total :

337,1 m

b) Comprimento entre perpendiculares :

320,0 m

c) Boca :

54,5 m

d) Pontal :

28,0 m

e) Arqueação :

bruta: 138.420t; líquida: 106.138t toneladas métricas

f) Calado de projeto :

12 m

g) Capacidade de Alojamento :

200 pessoas. Este número poderá variar de acordo com a fase do ciclo de vida da instalação, ou necessidade de realização de atividades que requeiram acréscimo de mão de obra, e será determinado pelo número máximo admissível de vagas disponíveis para salvatagem descrito no item 2.4. Sistema de Salvatagem e condicionadas às regras estabelecidas por regulamentações específicas do Ministério do Trabalho e Emprego e da Marinha do Brasil.

2.1.2 - Características Operacionais

A seguir são informadas algumas características da instalação que têm valores variáveis em função das condições operacionais, população embarcada, etc. Destaca-se 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 inconformidades.

Os valores informados são médios referentes ao ano de 2021:

a) Capacidade de Produção :

- Óleo: 15.890 m³/d (100.000 bbl/d)
- Gás: 2.000.000 Nm³/d (capacidade de compressão)

b) Produção Atual :

- Óleo: 246 m³/d
- Gás: 16.216 Nm³/d

c) Capacidade de Processamento :

- Petróleo: 15.890 m³/d (100.000 bbl/d)
- Gás Natural: 2.000.000 Nm³/d (capacidade de compressão)
- Gás Combustível: 395.200 Nm³/d

d) Capacidade de Armazenamento de Petróleo :

328.788 m³ (2.068.109 bbl)

e) Capacidade de Compressão de Gás Natural :

2.000.000 Nm³/d

f) Demanda de combustível :

- Diesel: 1.129 m³/mês
- Gás Natural: 52.497 Nm³/d

g) Capacidade de armazenamento de combustíveis líquidos :

- Diesel: 1.986 m³

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 Industrial + Potável: 3.343 m³/mês.
- Capacidade de Armazenamento de Água Industrial + Potável: 1.056 m³

i) Quantidade de Efluentes Gerados :

- Água Produzida: 528 m³/d
- Água Oleosa: variável

j) Capacidade de Tratamento de Água e Efluentes :

- Água Produzida: 9.700 m³/dia

k) Monobóia :

Em função de suas características, a instalação não possui monobóia.

2.2 - SISTEMA DE UTILIDADES E LASTRO

2.2.1 - Sistemas de Utilidades

A instalação possui os seguintes sistemas de utilidades:

2.2.1.1 - Sistema de Geração de Vapor

Sistema não aplicável ao FPSO P-35.

2.2.1.2 - Sistema de Aquecimento e Refrigeração

a) Sistema de Aquecimento :

O sistema de água quente atualmente tem por objetivo retirar o excesso de energia térmica resultante da operação dos fornos da unidade.

Esse sistema é basicamente constituído de um circuito fechado de água quente. Para a circulação da água quente existem três bombas centrífugas que operam em paralelo.

A pressão da sucção é de 1079 kPag a 130 °C e aumenta para aproximadamente 1520 kPag. As descargas das bombas se juntam em um coletor de descarga de onde a água flui para as Unidades de Recuperação de Água Aquecida. O calor residual da exaustão das turbinas juntamente com o calor gerado no forno, pode ser usado para aumentar a temperatura da água antes de fluir para o coletor de distribuição e depois para os consumidores

individuais.

Essa água circula nos trocadores de calor, onde perde carga térmica e recupera o calor perdido nos recuperadores de calor dos fornos. A temperatura da água quente de saída é controlada em até aproximadamente 180 °C através de reguladores de chaminé sobre o gás de exaustão de cada turbogerador e turbocompressor.

Os principais equipamentos do sistema (sistema aquecimento) são:

Equipamentos	Quant	Cap	Potência	Pressão de Projeto	Volume	Vazão	Temp de projeto
Vaso de expansão de água quente	1	NA	NA	1373 Kpa	5,7 m ³	NA	210 °C
Bomba de circulação	3	NA	75 KW	NA	NA	315 m ³ /h Centrífuga	210 °C
Fornos	2	7,14 MW	NA	1597 kPa	NA	NA	180 °C
Tanque de Make up	1	NA	NA	3,5 kgf/cm ²	1,0 m ³	NA	30 °C
Bomba de Make up	2	NA	7,5 KW	NA	NA	5,0 m ³ /h Alternativa	30 °C

b) Sistema de Refrigeração :

O sistema de refrigeração tem o objetivo de receber a energia térmica em excesso das correntes de processo e equipamentos. O sistema opera em ciclo fechado e utiliza água doce como fluido refrigerante. A água de resfriamento aquecida que retorna do processo é resfriada novamente nos trocadores de placas com água do mar, em circuito aberto.

A principal demanda de água de resfriamento ocorre nos turbocompressores, os demais usuários são o compressor "booster", o compressor de ar de instrumento, a unidade de glicol (permutador), turbogeradores, etc.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamentos	Quant	Capacidade	Potência	Pressão de	Volume	Vazão	Temp de
--------------	-------	------------	----------	------------	--------	-------	---------

				Projeto			projeto
Tanque de água de resfriamento	1	NA	NA	101,1 Kpa	6,6 m³	NA	75 °C
Bomba de circulação	4	NA	149,2 KW	NA	NA	861 m³/h Centrífuga	75 °C
Trocador de Placas	2	38,74 MW	NA	1010 Kpa	NA	NA	75°C

Os tanques estruturais de armazenamento de água e os tanques que compreendem o sistema estão descritos no item 2.3.1.

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:

Equipamentos	Quant	Vazão	Potência
Unidade de ar condicionado Acomodações	2	80 TR	85 KW
Unidade de ar condicionado Acomodações	2	30 TR	22,5 KW
Unidade de ar condicionado Planta de Processo	2	15 TR	4,5 KW
Unidade de ar condicionado Sala de Máquinas	2	7,3 TR	7,5 KW
Ventilador Sala de Painéis	4	13.263 m³/h e 3.540 m³/h	5.6 KW e 1.5 KW
Ventilador Transformadores	2	7.283 m³/h	0,75 KW
Ventilador Cozinha	2	1.980 m³/h	0,75 KW
Ventilador Sala de Bombas Incêndio	4	330/2.340/600/2.430 m³/h	2,2/15/3,7/15 KW
Ventilador Praça de Máquinas	3	84/720/720 m³/h	0,75/3,7/3,7 KW
Ventilador Praça de Máquinas	4	120.000 m³/h	37 KW
Ventilador Paiol de tintas	1	120 m³/h	0,4 KW
Ventilador Oficina Mecânica	1	2.400 m³/h	0.75 KW
Ventilador Almoxarifado	1	2.540 m³/h	0.75 KW
Ventilador Sala Offloading	1	120 m³/h	1,5 KW
Exaustor Sala Radio	2	180 m³/h	0.4KW
Exaustor Sala Baterias	2	2.761 m³/h	0.75 KW
Exaustor Sala Bat Emerg	2	2.760 m³/h	1.5KW

Exaustor Elevador	1	984 m ³ /h	0.25 KW
Exaustor Painéis Elétricos	4	1.500 / 660 / 2.400 / 1.800 m ³ /h	0,75 / 0,4 / 0,75 / 0,75 KW
Exaustor Banheiro	1	2.640 m ³ /h	0.75 KW
Exaustor Lavanderia	1	2.700 m ³ /h	1.5 KW
Exaustor Cozinha	2	4.020 m ³ /h	2,2 KW
Exaustor Laboratório	1	2.160 m ³ /h	0,55 KW
Exaustor Sala Cil CO2	1	1.200 m ³ /h	0.75 KW
Exaustor Sala de Bombas	2	36.000 m ³ /h	22 KW
Exaustor Bombas Booster Incêndio	2	48/480 m ³ /h	0,75/3,7 KW
Exaustor Conj Retificadores	1	6.120 m ³ /h	3.7 KW
Exaustor Sala Gás Inerte	1	6.000 m ³ /h	0.75 KW
Exaustor Praça Máquinas	1	150.000 m ³ /h	22 KW

2.2.1.3 - Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Água

a) Água Doce :

A água produzida pelo gerador de água é enviada para o tanque de água e seu armazenamento é feito em tanques estruturais localizados na praça de máquinas entre as cavernas n°6 e n°14.

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 distribuição de água doce para consumo humano é feita através de duas 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.

A distribuição de água doce para consumo industrial é feita através de duas bombas de suprimento do vaso hidrofórico, que envia água para o header de distribuição de água doce.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamentos	Quant	Capacidade	Potência	Pressão de Projeto	Volume	Vazão	Temperatura
Gerador de água Doce	1	80 m ³ /dia	NA	NA	NA	NA	NA
Bombas de água Potável	2	NA	3,7 KW	NA	NA	5 m ³ /h Centrifuga	NA
Bombas de água Industrial	2	NA	5,5 KW	NA	NA	10 m ³ /h Centrifuga	NA

Aquecedores de água	1	NA	30 KW	800 kpa	2 m³	0,52 m³/h	120 °C
---------------------	---	----	-------	---------	------	-----------	--------

Os tanques estruturais de armazenamento de água e os tanques que compreendem o sistema estão descritos no item 2.3.1.

b) Água Salgada :

A sucção da água do mar é feita por meio de bombas elétricas de captação do tipo centrífuga vertical que captam a água através das caixas de mar.

O objetivo do sistema é resfriar a água do circuito fechado de água de resfriamento, suprir as unidades consumidoras de água salgada (sistema de injeção de água, o sistema de água salgada para combate a incêndio) e os sistemas de utilidades (unidade de eletrocloração, unidade de tratamento de esgoto e unidade de dessalinização). A água doce gerada no sistema de dessalinização é utilizada para consumo humano ou industrial.

A água não utilizada pelos sistemas retorna então ao mar.

Para prevenção da deposição de organismos marinhos nas tubulações do sistema de água salgada é injetado, através de bateladas, nas caixas de mar e outros pontos do sistema, hipoclorito de sódio.

O sistema é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamentos	Quant	Capacidade	Potência	Pressão de Projeto	Vazão	Temp de projeto
Unidade de Eletrocloração	1	17 m³/h	NA	529 kPa	NA	59 °C
Bombas de Captação	4	NA	260 KW	NA	1.211 m³/h Centrífuga	59 °C
Bombas de Captação de Emergência	1	NA	75 KW	NA	230 m³/h Centrífuga	59 °C

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, com uma pressão máxima de trabalho de 250 psi, conectado em uma das 2 estações de recebimento situada a boreste meia nau e a bombordo meia nau.

Na plataforma o óleo diesel passa por uma rede de 6" e por um filtro seguindo para os tanques de armazenamento de óleo Diesel.

Os tanques de armazenamento possuem linha de "vent" com dispositivo cortachama e medição de nível com alarmes de nível alto e muito-alto remotamente monitorado da sala de controle.

A limpeza de óleo diesel é obtida através das centrífugas. As centrífugas são alimentadas por bombas rotativas que aspiram o diesel dos tanques de armazenamento de óleo diesel, passando pelos filtros e seguindo para os tanques de distribuição de óleo diesel.

A bomba de distribuição de óleo Diesel é alimentada pelos tanques de distribuição de óleo Diesel e seus consumidores principais são Turbogeneradores, Gerador de Emergência, Bombas de água de incêndio e compressor de ar de partida.

Os principais equipamentos do sistema de óleo diesel são:

Equipamentos	Quant	Capacidade	Potência	Volume	Vazão	Temp de projeto
Centrífugas	2	10 m³/h	NA	NA	NA	55 °C
Bombas de Distribuição	2	NA	7,5 KW	NA	12 m³/h Centrífuga	55 °C
Bombas de Diesel dos Fornos	3	NA	1,1 KW	NA	1,1 m³/h Rotativa	55 °C
Tanque Diário Gerador de Emergência	1	NA	NA	6,9 m³	NA	NA
Tanque Diário Bombas Incêndio	3	NA	NA	3,8 m³	NA	NA
Tanque Diário Compressor de Ar Partida	1	NA	NA	35 litros	NA	NA
Tanque Dreno de Diesel	1	NA	NA	1 m³	NA	NA

Os tanques estruturais de armazenamento de óleo descritos no item 2.3.1. Também está presente na unidade um "skid" de bombeio de 250 HP, pertencente a empresa contratada, utilizado normalmente para bombeio de diesel ou água nos poços.

2.2.1.5 - Sistema de Ar Comprimido

O sistema de ar comprimido de instrumentos é dimensionado para promover a operação das válvulas de controle e "shutdown", assim como para outros serviços na planta de processo e nos sistemas navais.

O ar comprimido requerido pelos instrumentos e outros serviços é provido por unidades de ar comprimido de instrumentos/serviço.

O ar comprimido passa por secadora de ar para controle do ponto de orvalho.

Este ar seco é usado para instrumentos e serviço.

Antes de ser distribuído aos consumidores (sistema de utilidades, que compreendem serviços gerais, controles pneumáticos e instrumentação), o ar seco é armazenado no vaso de ar de serviço e vaso de ar de instrumentos.

O ar de serviço é distribuído através da válvula de saída do vaso de ar de serviço para distribuição no convés principal, no casario e aos consumidores das utilidades.

O ar de instrumentação é enviado através da válvula de saída do vaso de ar de instrumentos para o anel de ar de distribuição no compartimento de utilidades, convés principal, compartimento de distribuição geral e painéis.

Os compressores são unidades do tipo rotativo, livres de óleo, de dois estágios de compressão, acionados por um motor elétrico com sistema de resfriamento do ar com água doce.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamentos	Quant	Capacidade	Pressão de Projeto	Volume	Temp de projeto
Unidade de Ar comprimido	2	1122 m ³ /h	NA	NA	200 °C

Unidade Secadora de Ar	2	934 m³/h	2070 Kpa	NA	232 °C
Vaso de Ar de Serviço	1	NA	1324 Kpa	20 m³	70 °C
Vaso de Ar de Instrumentos	1	NA	1324 Kpa	1 m³	70 °C

2.2.1.6 - Sistema de Tratamento de Água e Efluentes

a) Água Oleosa :

A instalação dispõe de um sistema de drenagem que recebe águas pluviais, resíduos do processo e efluentes de manutenção. O sistema é dividido em 4 "headers": "header" de drenagem aberta 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 aberta de hidrocarbonetos contém principalmente óleo e produto químico; por isso, é encaminhado para os tanques slopinhos e em seguida enviados ao "slop vessel". Deste vaso, o líquido coletado retorna para o início do processo de tratamento de óleo.

O líquido do "header" de drenagem fechada (drenagem dos equipamentos de processo) é encaminhado diretamente para o "slop vessel". Deste vaso, o líquido coletado retorna para o início do processo de tratamento de óleo.

A drenagem oriunda de drenos abertos de áreas classificadas e não classificadas no FPSO P-35 passa através de um filtro de tela e é enviada para um selo com sifão de água para impedir o contra fluxo. Em seguida, escoar para um dos tanques "slop" (um a boreste e outro a bombordo). Os dois tanques "slop" oferecem um tempo de residência suficiente para permitir que os resquícios de óleo sejam separados. Os resquícios de óleo são segregados e bombeados para o tanque "slop vessel", retornando para o processo. A água então é descartada para o mar.

A quantidade de águas e efluentes tratados por esse sistema é variável.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamentos	Quant	Potência	Pressão de Projeto	Volume	Vazão	Temp de projeto
"Slop Vessel"	1	NA	445 Kpa	28 m ³	NA	120 °C
Bomba do "Slop Vessel"	2	93 KW	NA	NA	30 m ³ /h Centrífuga	120 °C
Slopinho	2	NA	101,3 Kpa	1 m ³	NA	100 °C
Bomba Slopinho	2	NA	NA	NA	5 m ³ /h Centrífuga	100°C
Bombas dos Tanques "Slop"	2	11,2 KW	NA	NA	10 m ³ /h Centrífuga	120 °C

Os tanques estruturais de armazenamento de efluentes e os tanques que compreendem o sistema estão descritos no item 2.3.1.

Atualmente o tanque de carga nove bombordo (9BB) está sendo utilizado para armazenar efluentes (tanque "slop").

b) Água Produzida :

Sistema fora de operação e em processo de descomissionamento (GM 3010.36-2021-0049).

Para informações das características desse sistema quando operacional, consultar revisão anterior da DUM.

2.2.1.7 - Sistema de Flare

Os equipamentos da planta de processamento possuem sistemas de despressurização automáticos 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 de líquidos carregados pelo gás. O gás isento de líquido é encaminhado para o "manifold" do "flare", de onde escoam para os queimadores de alta ou baixa pressão. O líquido coletado na base desses vasos é enviado através de bombas para o separador atmosférico ou "Slop vessel".

O sistema do "flare" de alta pressão é composto por dois estágios. O sistema de baixa pressão é composto de um estágio.

A queima mínima por segurança do flare é de 204 Nm³/d nos pilotos.

Os principais equipamentos deste sistema são:

Equipamentos	Quant	Capacidade	Potência	Vazão	Temp
Vaso "Flare" Alta	1	3.000.000 Nm ³ /d	NA	NA	NA
Vaso "Flare" Baixa	1	160.112 Nm ³ /d	NA	NA	NA
Bombas do Vaso "Flare" Alta	2	NA	2,2 KW	15 m ³ /h Rotativa	118 °C
Bombas do Vaso "Flare" Baixa	2	NA	1,1 KW	5 m ³ /h Rotativa	95 °C

Alguns tanques, bem como equipamentos da planta de processo, são dotados de "vent" atmosférico para manutenção da pressão atmosférica no seu interior. O coletor do "vent" atmosférico é provido de um abafador de chamas, localizado no seu final, em uma posição segura do "Turret".

O sistema de abafamento do "vent" atmosférico é constituído por 06 cilindros de CO₂, com 45,5 kg, sendo 3 principais e 3 reservas, para abafamento das chamas no caso de ocorrência accidental.

2.2.1.8 - Sistema de Geração de Gases Inertes

A principal razão para a instalação do sistema de gás inerte é minimizar perigo de incêndio ou explosão nos tanques de armazenamento de carga por eliminação do oxigênio na superfície livre desses tanques.

O método de proteção por meio de gás inerte consiste em isolar completamente esses tanques de armazenamento da atmosfera, mantendo uma pressão positiva por injeção de gás inerte para evitar a entrada de oxigênio nos tanques. As válvulas de alívio livres são os únicos meios de abertura dos tanques para atmosfera, a fim de controlar a pressão interna desses tanques.

O gás inerte usado na instalação é proveniente dos gases exaustos dos fornos (gases provenientes da combustão de gás natural). O gás inerte é constituído em grande parte por dois gases (CO₂ e N₂) e um resíduo de oxigênio

com teor máximo de 8%.

O gás é resfriado e limpo com água do mar na própria unidade de queima. Em seguida, ele é distribuído para os tanques de carga através de uma rede de tubulação de 14".

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 ("off-loading"), 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.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quant	Capacidade	Temp
Torre de Lavagem	1	22.500 m³/h	90 °C
Sopradores	2	11.250 m³/h	55 °C
Caixa de Selagem	1	22.500 m³/h	80 °C

2.2.1.9 - Sistema de Coleta, Manuseio e Disposição Final de Resíduos

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. 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

2.3.1 - Tancagem

A instalação possui tanques utilizados para armazenamento de petróleo, água de lastro, diesel, água doce, rejeitos e presentes nos sistemas de utilidades conforme abaixo:

FLUIDO	TANQUE	VOLUME (m³)
Óleo	CARGA Nº 1 Central	31958
	CARGA Nº 2 Central	38545
	CARGA Nº 4 Central	39814
	CARGA Nº 5 Central	37429
	CARGA Nº 1 BB	7199
	CARGA Nº 1 BE	7199
	CARGA Nº 2 BB	11906
	CARGA Nº 2 BE	11906
	CARGA Nº 3 BB	12158
	CARGA Nº 3 BE	12158
	CARGA Nº 4 BB	12158
	CARGA Nº 4 BE	12158
	CARGA Nº 5 BB	6079

	CARGA Nº 5 BE	6079
	CARGA Nº 6 BB	12158
	CARGA Nº 6 BE	12158
	CARGA Nº 7 BB	12140
	CARGA Nº 7 BE	12140
	CARGA Nº 8 BB	11638
	CARGA Nº 8 BE	11638
	CARGA Nº 9 BB	5084
	CARGA Nº 9 BE	5084
SLOP	SLOP SUJO BB (1025)	3308
	SLOP LIMPO BE (1026)	4365
Lastro	TQ - 3 CENTRAL	10198
	TQ - 11 BB	2033
	TQ - 11 BE	2033
	TQ - 10 BB	1056
Óleo Diesel	TQ - 1023 BE	456
	TQ - 1019A BB	765
	TQ - 1019B BE	765
Água Doce	TQ - 1010 A	136
	TQ - 1010 B	136
	TQ - 1011 BB	392
	TQ - 1012 BE	392
Rejeitos	TQ - 1033	79
	TQ - 1034	22
Espaços Vazios	VOID - 1	10567
	VOID - 2	39
	VOID - 3	45
	VOID - 4	3220
	VOID - 5	6577
	VOID - 6	3996
	VOID - 7	5189
	AFT PEAK TANK	1514
	TQ - 1002 BB	2380
	TQ - 1002 BE	1922

2.3.2 - Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques

O controle de todos os fluidos armazenados nos tanques de carga, óleo diesel, lastro, água e rejeitos são automatizados, monitorados, supervisionados

e operados da Sala de Controle Central - CCR.

O volume dos tanques é monitorado pelo Sistema de Monitoramento de Cargas - CMS, que é integrado aos painéis do PLC de controle e intertravamento seguro do FPSO e a ECOS.

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 duas linhas para ser distribuído entre os tanques de carga, obedecendo a um plano de carga previamente elaborado, sem a utilização de bombas de transferência.

O descarregamento dos tanques é realizado através do processo de "offloading", descrito no item 3.4.

b) Lastro :

A unidade contém quatro tanques de lastro e uma bomba de lastro. Este sistema não está sendo utilizado, uma vez que o lastro da unidade está sendo feito com a carga de óleo existente nos próprios tanques de carga.

Os principais equipamentos que compõem o sistema são:

Equipamento	Quant	Potência	Vazão
Bomba de Lastro	1	270 KW	2.000 m³/h Elétrica

c) Óleo Diesel :

Dos tanques de armazenamento de diesel é transferido para o tanque de diesel limpo através das centrifugas, de onde é então transferido para o tanque diário para alimentação dos motores e turbogeradores.

A transferência de diesel entre o tanque de diesel limpo 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. A seleção do tanque de fornecimento é realizada através da abertura de válvulas manuais, conforme

diagrama de tubulações.

O resíduo oleoso é armazenado em tanque próprio e direcionado para os tanques "slops".

O detalhamento do sistema e as características dos principais equipamentos estão descritas no item 2.2.1.4.

d) Água Doce :

A água doce produzida ou recebida é armazenada em quatro tanques estruturais situados na praça de máquinas.

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" bombordo e após processo de decantação por gravidade o mesmo é transferido para o "slop" boreste.

A movimentação de água produzida é realizada conforme detalhado no item 2.2.1.6.

2.4 - SISTEMA DE SALVATAGEM

O Sistema de Salvatagem da instalação 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	4	Baleeiras com capacidade para 50 pessoas cada; Autonomia de 24h conforme NORMAM-05, Cap.3.
Bote de resgate	1	10 Pessoas
Balsa salva-vidas inflável	17	Capacidade para 25 pessoas cada
Colete salva-vidas	471	- Quantitativo conforme NORMAM-01, Cap. 9, Seção IV, Anexo 9A.

		- Tipo Classe I conforme NORMAM-05, Cap. 3, Seção III.
Boia salva-vidas	25	Com luz sinalizadora
Boia salva-vidas	2	Com luz sinalizadora e fumaça
Boia salva-vidas	5	Com cabo de flutuação
Boia salva-vidas simples	10	
Lança Retinidas	4	
Foguete para-quedas	28	12 na estação de rádio ; 4 em cada baleeira (16)
EPIRB	1	JUTRON tipo TRON 40S - 130AD131168 - ASA BB
Radar Transponder	7	1 em cada baleeira (4); 1 piso 500 lado BB e 1 piso 500 lado BE; 1 no bote resgate
Escada quebra-peito	5	Comprimento 25 m cada
Radio portátil para embarcação salva vidas	11	Seilor SP310(6); 1 ICON TRANCEIVER/ 1 ICON ICM302; 3 ICON ICM-402S
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.

A localização dos pontos de reunião e das baleeiras são sempre informadas nos "briefings" de segurança por ocasião dos embarques.

2.5 - SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO

O sistema de ancoragem da plataforma é do tipo "Turret" composto de 8 âncoras em catenária livre, com amarras simetricamente orientadas, compostas

por amarra de superfície DN 105mm grau ORQ+20%, cabo de aço tipo "six strand" DN 127mm grau EIPS e amarra de fundo DN 105mm grau ORQ+20%, afixadas em estacas de sucção.

A tabela abaixo resume as máximas condições ambientais consideradas para o projeto de ancoragem da unidade.

CONDIÇÕES AMBIENTAIS MÁXIMAS	DECENÁRIA	CENTENÁRIA
Onda - altura significativa (H1/3m)	6,9	7,8
Vento- (m/s)	29,23	37,22
Corrente - (m/s)	1,60	1,75

Os sistemas de ancoragem e de posicionamento com linhas fixas são dimensionados de acordo com as regras da Sociedade Classificadora ABS, e de acordo com a Norma ISO 19901-7. 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.

As coordenadas das ancoras do sistema de amarração são apresentadas a seguir:

Datum SIRGAS 2000 (MC 35°)				
ID_FEICAO	TIPO_FEICAO	NUM_VERTICE	LATITUDE	LONGITUDE
Ancora 1	Ponto	1	-22:25:28,926	-40:04:37,583
Ancora 2	Ponto	1	-22:25:58,173	-40:03:10,835
Ancora 3	Ponto	1	-22:26:36,917	-40:03:13,647
Ancora 4	Ponto	1	-22:27:04,653	-40:03:48,805
Ancora 5	Ponto	1	-22:26:59,858	-40:04:35,087
Ancora 6	Ponto	1	-22:25:28,759	-40:05:01,153

Ancora 7	Ponto	1	-22:25:45,970	-40:04:55,400
Ancora 8	Ponto	1	-22:25:23,347	-40:04:19,758

O anexo 1 apresenta o Diagrama de Ancoragem da instalação.

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 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 não é indicada a utilização de detectores de fumaça;
- Detectores de fumaça (S): instalados em zonas onde os primeiros indícios de fogo são provenientes da emissão de fumaça, como em salas de painéis, baterias, 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 invólucros dos turbogeradores, turbocompressores, na área dos "risers" e etc.

As principais zonas protegidas por detectores de fogo são:

Descrição das Principais Zonas protegidas por detectores de Fogo	T (Calor)	S (Fumaça)	F (Chama)
Praça de Máquinas	x	x	x
Casario (FL.600/500/400/300/200/100)/Top Deck/Funnel Deck	x	x	
Casa de Bombas			x
Piso da Planta de Processo	x	x	x
Convés ("Main Deck")			X
"Turret"	X		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 alarmará 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, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 14, 15, 100, 592, 623, 643, 644, 707 e 801	X			
Zonas 524, 638 e 639				X
Zonas 13, 108 e 432			X	

Zona 801, Sucção do VAC 525001 e Captação do VAC 1002		X		
Turret	X			

- Detectores de CH₄

Os detectores estão instalados na planta de processamento com atuação baseada nos níveis de concentração de hidrocarbonetos gasosos presentes no ambiente. A ativação de um destes detectores a 20% LII (limite inferior de inflamabilidade) gera um alarme na Sala de Controle. Adicionalmente, a ativação de um detector a 60% LII gera alarme na Sala de Controle Central e parada de emergência de nível 3 (ESD-3).

- Detectores de H₂:

Os detectores de H₂ estão instalados próximos aos dutos de saída de ar do sistema de ventilação da sala 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 o acionamento de dois detectores detectores (15% LII) inibe a carga profunda das baterias.

- Detectores de 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 CO:

Os detectores estão instalados conforme tabela acima e o estudo de dispersão de gases. A ativação de um detector a 3900 ppmv deverá gerar alarme na Sala de Controle Central, e a ativação de dois detectores a 95 ppmv deverá desligar a tomada de ar próxima.

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 (bombas "jockey") mantêm o sistema de combate a incêndio principal constantemente pressurizado a aproximadamente 13 Kgf/cm². Na plataforma, o sistema utiliza a água salgada captada do mar.

A abertura de qualquer ponto de consumo causa queda de pressão no sistema principal ativando os pressostatos de baixa pressão que monitoram a pressão/fluxo no sistema principal. A queda de pressão/fluxo no sistema principal automaticamente ativa o sistema de combate a incêndio por água salgada. As bombas de incêndio também podem ser acionadas manualmente.

As bombas de captação de água de incêndio captam água de caixas de mar e descarregam-na para as bombas "booster" de água de incêndio, as quais enviam a água na pressão de operação para o anel de incêndio principal e pressuriza os componentes do sistema por toda a instalação incluindo convés

principal, convés de produção, etc.

No caso de não funcionamento da bomba de incêndio principal, a bomba reserva é acionada para garantir a continuidade do sistema.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamentos	Quant	Potência	Vazão	Temp
Bombas Incêndio	3	737 / 784 KW	1650 m³/h centrífuga	59 °C
Bomba "Jockey"	2	15 KW	10 m³/h centrífuga	59 °C

O tanque estratégico de diesel está descrito no item 2.3.1.4

O 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	Quant
Convés principal	22
Lado externo das acomodações	8
Lado interno das acomodações	11
Praça de Máquinas	10
Casa de Bombas	3
Paio de Vante	1

Planta de Produção	6
Turret	7

- Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio:

A finalidade desse sistema é resfriar o equipamento onde foi detectado o incêndio e os equipamentos adjacentes, mantendo a integridade dos equipamentos e impedindo que o fogo se propague e escalone para cenários mais severos e se torne incontrolável.

Áreas cobertas pelo Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio:

Descrição
Zona 01 - "Turret"
Zona 02 - Coleta de Petróleo // Área Químicos
Zona 03 - Tratamento de Óleo // Área Químicos
Zona 04 - Tratamento de Gás
Zona 05 - Compressão de Gás // Área Químicos
Zona 06 - Convés Principal
Zona 07 - Área de acomodações // "Offloading"
Zona 08 - Área de Químicos // Vaso do "Flare"

- Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Espuma:

A plataforma é equipada com canhões fixos de espuma de acionamento manual no local e canhões de acionamento manual / remoto pela sala de controle central, que cobrem a área de carga, convés principal e heliponto.

Este sistema é formado pelos equipamentos listados abaixo:

Equipamentos	Quant	Volume	Vazão	Temp
Bombas de líquido gerador de espuma	2	NA	19 m³/h vertical	60 °C

Tanq Estocagem de Espuma	1	3,7 m ³	NA	NA
Tanq Estocagem de Espuma	1	1 m ³	NA	NA
Tanq Estocagem de Espuma	1	1,78 m ³	NA	NA
Canhão fixo manual	<u>7</u>	<u>NA</u>	<u>304,8 m³/h</u>	<u>NA</u>
Canhão fixo manual / remoto	<u>8</u>	<u>NA</u>	<u>304,8 m³/h</u>	<u>NA</u>

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 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 que o fogo não possa mais realizar o trabalho de combustão.

Sistema fixo e automático de extinção de incêndio por CO₂ é composto por cilindros de armazenamento, válvula de abertura rápida, tubos coletores, acionador automático, bicos nebulizadores e detectores automáticos. O sistema é formado por 1 central (Sistema fixo central) localizada no convés principal contendo 339 cilindros.

Este sistema cobre as seguintes áreas:

Área de Cobertura
Praça de Máquinas
Sala de transformadores/Painéis Elétricos
Sala de Controle Praça de Máquinas
Bomba de Incêndio "BOOSTER" (Bombordo)
Bomba de Incêndio "BOOSTER" (Boreste)
Bomba de Incêndio "B" (Bombordo)

Bomba de Incêndio "A" (Bombordo)
Sala de bateria TG'S
Sala de controle (instrumentação) dos TG's
Sala dos transformadores dos TG'S
Sala dos painéis dos TG'S
Sala de baterias
Sala de painéis hidráulicos ("OFFLOADING")
Sala de painéis essenciais
Sala de carregadores de baterias
Sala do gerador de emergência (DGE)
Depósitos de tintas
Painéis elétricos ("OFFLOADING")
Sala de baterias de telecomunicações
Sala de bombas de cargas

As turbinas dos turbocompressores, turbogeradores e motogerador auxiliar dispõem de um dispositivo exclusivo para combate a incêndio com CO2.

Dispositivo local para abafamento do "vent" é composto por uma bateria separada de 6 cilindros com o acionamento manual local e automático por sensor de temperatura a jusante do corta-chamas.

A cozinha também possui uma bateria separada contendo 6 cilindros.

2.6.3.3 - Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio

A plataforma conta ainda com equipamentos portáteis de extinção de incêndio abaixo discriminados:

Descrição	Quant.	Capacidade (Kg)
Extintor de incêndio portátil de água	21	10
	85	12
	16	50
Extintor de incêndio de pó químico seco	1	6
	3	4
	2	2
	94	6

	3	25
	1	22

O sistema portátil de extinção de incêndio por CO₂ é composto por cilindros de armazenamento que são distribuídos de acordo com o potencial de risco de locais.

2.7 - SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGA E PESSOAL

2.7.1 - Movimentação de Carga

A movimentação de cargas é feita através de três guindastes que têm as seguintes características:

Localização	Capacidade	Tipo
Convés Principal à meia-nau bombordo	Principal 25 t a <u>20 m de raio</u>	Eletro-hidráulico com lança treliçada
Convés Principal à meia-nau boreste	Principal 25 t a <u>20 m de raio</u>	Eletro-hidráulico com lança treliçada
Convés Principal na Proa	Principal 25 t a <u>20 m de raio</u>	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.

Caso necessário, a movimentação pode ser feita por via marítima com a utilização de cestas de transbordo por meio dos guindastes.

O heliponto tem capacidade máxima de 12,8 toneladas.

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 pelas 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

A plataforma possui um transceptor com canais de frequência de rádio para assessorar as atividades operacionais, movimentação de carga, segurança, salvamento e comunicações entre a instalação e estações costeiras/embarcações/ aeronaves.

O sistema é subdividido em dois outros sistemas e é composto de um GMDSS/console de rádio e outros transceptores.

Em casos de emergência, os grupos de ação utilizam rádios portáteis para comunicação, em frequências diferentes, pré-definidas pelo Coordenador da emergência, de acordo com a função de cada grupo.

Os principais equipamentos do sistema são:

Item	Quantidade	Localização
VHF FM	2	Sala de rádio
VHF DSC junto com VHF FM	2	Sala de rádio
Inmarsat C	1	Sala de rádio
VHF FM fixo	2	Sala de Controle
UHF FM fixo	3	Sala de Controle
UHF FM de Uso pessoal	variável	portátil

VHF FM de Uso pessoal	variável	portátil
VHF AM de Uso pessoal	variável	portátil
VHF FM SMM controle remoto	1	Sala de Recepção
VHF FM fixo	1	Sala de movimentação de cargas
VHF FM portátil	3	Sala de movimentação de cargas

Nota: MF/HF/SSB-SMM controle remoto e fixo encontra-se instalado na Sala de Recepção, Sala de Controle e sala de movimentação de cargas.

2.9 - SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de geração de energia elétrica da instalação consiste de turbogeradores, gerador de emergência e motogerador auxiliar. O regime de operação desse sistema é contínuo. Em condições normais de operação da unidade, a energia elétrica necessária para suprir todas as cargas é provida por 2 turbogeradores (TG) em operação, permanecendo 1 turbo-gerador em "stand by". A capacidade de geração do sistema é de aproximadamente 16,5 MW.

O sistema de geração de emergência compreende 1 gerador de emergência (DGE) que entrará em operação automaticamente nos casos de falta da geração principal para atender as cargas essenciais e 1 Motogerador auxiliar para as cargas não essenciais.

A distribuição é feita através do barramento principal de 4,16 kV que alimenta 3 barramentos secundários com as seguintes voltagens: 1 de 4,16 kV, 1 de 0,46 kV e 2 de 0,48 kV.

Características dos principais equipamentos que compõem o sistema:

Equipamento	Quant	Potencia	Tensão	Frequencia	Fases	Consumo Combustível
Turbo Gerador	3	5,5 MW	4.160 V	60 Hz	3	1650 Nm³/h
Diesel Gerador Emergência	1	0,85 MW	480 V	60 Hz	3	259,4 L/h
Moto Gerador Emergência	1	1,4 MW	4.160 V	60 Hz	3	400 L/h

A unidade ainda é provida de conjuntos de baterias ("no breaks" estáticos) que garantem o funcionamento contínuo dos sistemas vitais que não podem sofrer interrupção em sua alimentação quando há 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;

O sistema de baterias é composto pelos seguintes equipamentos:

Equipamento	Quant	Capacidade	Tensão
Carregador de baterias	2	31,25 kw	125 V
Carregador de baterias	2	28,8 kw	24 V
Carregador de baterias	2	14,4 kw	24 V
Carregador de baterias	1	1,2 kw	12V
Carregador de baterias	3	12,5 kw	125 V
Carregador de baterias	2	14,4 kw	24 V
Sistema ininterrupto de tensão	2	10 kVa	120 V
Sistema ininterrupto de tensão	1	15 kVa	120 V
Sistema ininterrupto de tensão	4	15 kVa	120 V
Banco de Baterias	2	300 Ah	108 V
Banco de Baterias	1	300 Ah	108 V
Banco de Baterias	2	350 Ah	108 V
Banco de Baterias	2	400 Ah	108 V

Banco de Baterias	2	1000 Ah	126 V
Banco de Baterias	2	1100 Ah	24 V
Banco de Baterias	2	600 Ah	24 V
Banco de Baterias	2	425 Ah	48 V
Banco de Baterias	1	75 Ah	12 V

3 - Descrição do Processo de Produção

3.1 - SISTEMA DE PRODUÇÃO

Sistema de coleta da produção fora de operação e em processo de descomissionamento (GM 3010.36-2021-0055).

Para informações das características desse sistema quando operacional, consultar revisão anterior da DUM.

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 por "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;
- Permitir a passagem de sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão, instalados na própria ANM, para a plataforma.

As ANM's 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 do poço. Adicionalmente, existe uma válvula de interligação da produção ao anular do poço.

As válvulas "SWAB" de produção e anular, somente podem ser operadas

pela sonda de completação ou em override por ROV, com bitola de chave específica.

As válvulas "MASTER" e "WING", de produção e anular, e a válvula "CROSSOVER", 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.

O dispositivo de segurança de sub-superfície, DSSS, 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.

Os DSSS têm dimensões de 3 1/12", 4 1/2" e 5 1/2" com classes de pressões que variam de 5.000 psi a 10.000 psi.

Os DSSS são acionadas pela plataforma de produção através de Linha Controle Hidráulica, e caso haja despressurização na linha a válvula se fecha interrompendo a produção do poço em caso de emergência. Sua atuação é motivada pelo acionamento do sistema de emergência, baixa pressão na linha de emergência, falta de suprimento hidráulico ou acionamento manual do operador.

3.1.2 - Sistema de Injeção

b) Gás lift :

Sistema fora de operação e em processo de descomissionamento (GM 3010.36-2021-0052).

Para informações das características desse sistema quando operacional, consultar revisão anterior da DUM.

c) Gás :

Não aplicável

d) Água :

A injeção de água é o principal método para preservar a pressão no reservatório. A água do mar a ser injetada vem do sistema de água de captação, a jusante dos filtros tipo cesta. O oxigênio dissolvido na água 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 poços satélites e o "manifold" submarino de injeção de água.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamentos	Quant	Capacidade	Potência	Pressão de Projeto	Vazão	Temp
Desaeradora	1	833 m³/h	NA	445 Kpa	NA	68°C
Bomba Booster de Injeção de água	5	NA	225 KW	NA	209 m³/h centrífuga	68°C
Bomba Principal de Injeção de água	5	NA	1100 KW	NA	209 m³/h centrífuga	68°C
Filtros 1º Estágio	5	209 m³/h	NA	2509 Kpa	NA	68°C
Filtros 2º Estágio	5	209 m³/h	NA	2509 Kpa	NA	68°C

3.2 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ÓLEO

Com a interrupção da plataforma apenas o coletor de teste de produção encontra-se disponível para operações de limpeza de fluidos do sistema de coleta submarina.

Os coletores de produção A e B do sistema de processamento de óleo encontram-se fora de operação e em processo de descomissionamento (GM 3010.36-2021-0046 e 3010.36-2021-0045, respectivamente).

Para informações das características desse sistema quando operacional, consultar revisão anterior da DUM.

Características do Trem de Teste:

Equipamento	Quantidade	Tipo	Capacidade
Separador de Teste	1	Horizontal	2.500 m³/d
Bomba do Separador de Teste	2	Centrífuga	60 m³/h

3.3 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GÁS

Sistema fora de operação e em processo de descomissionamento (GM 3010.36-2021-0043 - compressão de gás, GM 3010.36-2021-0050 - recuperação de vapor).

Para informações das características desse sistema quando operacional, consultar revisão anterior da DUM.

3.4 - SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO OLEO E GÁS

O escoamento do óleo produzido pela plataforma é feito através de navios aliviadores em tandem, isto é, alinhando popa da instalação com a proa do aliviador. A operação de transferência é feita através de mangueira flexível (mangote) com 20" de diâmetro e comprimento de 300 metros.

Os principais equipamentos do sistema de exportação de óleo são:

Equipamento	Quant	Potência	Pressão de Projeto	Vazão de Projeto
Bombas de "Offloading"	4	1560 KW	NA	2100 m³/h

O sistema de exportação de gás encontra-se fora de operação e em processo de descomissionamento (GM 3010.36-2021-0052).

3.5 - SISTEMA DE GAS COMBUSTIVEL

Sistema fora de operação e em processo de descomissionamento (GM

3010.36-2021-0053).

Para informações das características desse sistema quando operacional, consultar revisão anterior da DUM.

3.6 - SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE EMERGÊNCIA

3.6.1 - Sistema de Automação e Controle

A automação e o controle da planta de processo da plataforma são realizados pelo supervisor Estação Central de Operação e Supervisão - ECOS, o qual permite o monitoramento e inspeção da produção na Sala de Controle Central.

Telas gráficas reproduzem em alta resolução os fluxogramas de processo, sistemas de alarmes, equipamentos e detalhes de ajuste, permissivos de parada e partida de componentes, entre outras estruturas fixas de desenho. Os componentes principais destas estruturas fixas (equipamento e instrumentos) são animados, exibindo-se a mudança de estado como a abertura e o fechamento de válvulas, acionamento de bombas, etc. As telas descrevem com exatidão a planta de processo, a planta de utilidades navais e seus principais controles.

O programa supervisor fornece uma interface homem-máquina (HMI) para processos/utilidades, sistemas elétricos, lastro e segurança de toda a instalação.

Os sistemas principais desta arquitetura para aquisição e controle de dados e funções de automação, controle e intertravamento são:

- ECOS - Estação Central de Operação e Supervisão: formada por Estações Mestre (EM), Estações de Operação (EOP), servidores, roteadores, microcomputadores e impressoras, interligados através de rede padrão ETHERNET com "switches" para garantir a isolação da rede local nas diversas

dependências da plataforma. As estações são utilizadas como Interface Homem-Máquina (IHM) para a operação, monitoração e segurança da unidade, além de possibilitar uma visão geral da planta, indicação das variáveis de processo, totalização, anúncio de alarmes, registro de eventos, análise de tendência e emissão de relatórios. Os microcomputadores destinam-se a executar alguns utilitários de auxílio a operação e manutenção, tais como relatórios de produção, emulação de terminais, configuração das malhas de controle.

- **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.

- **FCS - Sistema de Controle de Planta:** O FCS proporciona controle e/ou monitoramento dos equipamentos e sistemas das instalações de processo e utilidades, e interfaceia com vários outros sistemas de bordo, tais como: SAS - Sistema de Aquisição de Dados Submarinos; MCS - Sistema de Controle Principal; OMTS - Sistema de Telemetria e Monitoramento de Offloading, etc. O FCS consiste basicamente em dois outros sistemas distintos e autônomos: PCS e SSDS.

- **SSDS - Sistema de Desligamento de Segurança:** é o sistema de desligamento de segurança. E é composto pelos sistemas de desligamento de processo (PSD), sistema de desligamento de emergência (ESD) e de detecção de fogo e gás (FGS).

3.6.2 - Parada de Emergência da Unidade de Produção

Este sistema deve permitir uma parada segura e efetiva do processo e demais equipamentos da unidade de forma a limitar os riscos causados por efeitos indesejáveis.

Esta função é iniciada automaticamente através de sensores de processo (interruptores e transmissores) que detectam a anormalidade proveniente de variáveis de processo e parâmetros do equipamento, e atuam elementos finais

de campo (também chamados de dispositivos protetores) como válvulas de parada de emergências (SDVs), válvulas de "blowdown" (BDVs), válvulas de "shutoff" (XVs), painéis de controle locais, etc. isolando, aliviando e parando o equipamento ou o sistema operacional que causa ou está sujeito a perigo.

Todos os dispositivos de detecção, em sua maioria, 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 bloqueio possui quatro níveis:

- Nível 1 (ESD1): consiste na parada de um equipamento ou na parada parcial de um sistema.
- Nível 2 (ESD2): consiste na parada total do processo sem afetar as utilidades da instalação e ocorre quando uma variável do processo excede o limite de projeto.
- Nível 3 (ESD3): O ESD-3 ocorrerá a partir da detecção de Fogo & Gás e é dividido em dois níveis:

ESD-3P (Parcial): É mantido o fornecimento de energia elétrica principal

ESD-3T (Total): Não é mantido o fornecimento ou distribuição de energia elétrica principal

A adoção da divisão do ESD-3 Parcial (ESD-3P) e Total (ESD-3T) facilita a recondução da unidade à operação normal.

- Nível 4 (ESD4): O acionamento desse nível iniciará a paralisação total dos sistemas da instalação, exceto as bombas de incêndio de emergência, guindastes, sistema de alerta de navegação e sistema de baterias. É iniciado manualmente através dos pontos de alerta manual localizados na sala de controle central e nas estações de baleeiras.

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.

4 - Descrição da Malha de Coleta e Interligação Com Outras Instalações

A malha de coleta da plataforma constitui-se de 14 poços de produção, 6 poços injetores interligados, dois "manifolds" submarinos, gasodutos de importação e exportação de gás.

A unidade não recebe produção de óleo de outras unidades.

Cada poço de produção possui um conjunto de três linhas, sendo uma de produção, uma de injeção de "gas lift" e um umbilical de controle dos sistemas submarinos.

Cada poço de injeção de água possui um conjunto de duas linhas, sendo uma de Injeção e um umbilical de controle dos sistemas submarinos. As linhas de produção ou injeção conectam a plataforma aos poços, podendo ser de dois tipos: Estáticas ou "Flowlines" (que ficam assentadas no fundo do mar) e Dinâmicas ou Risers (que fazem a conexão dos flowlines com a plataforma).

Os valores médios de RGO e BSW que chegam a instalação, considerando o ano 2021 foram, respectivamente, 66 m³/m³ e 68%.

O umbilical consiste em um conjunto de linhas coaxiais (mangueiras), integradas em um único cabo para transmitir suprimentos hidráulicos de baixa e alta pressão (para as válvulas de segurança, fechamento e controle do fluxo do poço nas ANMs), elétricos e outros sinais necessários para operar e monitorar os poços de produção e de injeção. Todos os umbilicais para os poços de produção são do tipo eletro-hidráulicos.

O PLET é um equipamento constituído de uma estrutura de assentamento no leito marinho, sistema de conexão vertical, válvula atuada por ROV e válvula de retenção. As válvulas do PLET impedem o retorno do gás em caso de rompimento do "riser". Entretanto, a principal função do PLET é fazer a interligação

do gasoduto flexível proveniente do FPSO P-35 ao gasoduto flexível ligado ao PLEM MIS-MRL-1, localizado no campo de Marlim, possibilitando desta forma o escoamento do gás produzido pelo FPSO P-35 para a plataforma PNA-1.

As características dos dutos de exportação estão descritas no item 3.4.

Tanto as linhas dos poços que chegam à plataforma quanto a linha de exportação de gás 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 mostra o diagrama unifilar de interligação da P-35.

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	Altura de uma embarcação que fica abaixo da linha de água, durante a operação ou em trânsito.
CIS	Baseia-se na utilização de Controladores Lógicos Programáveis (PLCs) para execução de funções de controle e intertravamento.
Decks	(Convés) - 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.
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.
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 de um nível de referência, especificado em relação a um "DATUM" da maré astronômica, ao 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.
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, através do turret, 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.
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.
Válvula Choke	Válvula de regulação, 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

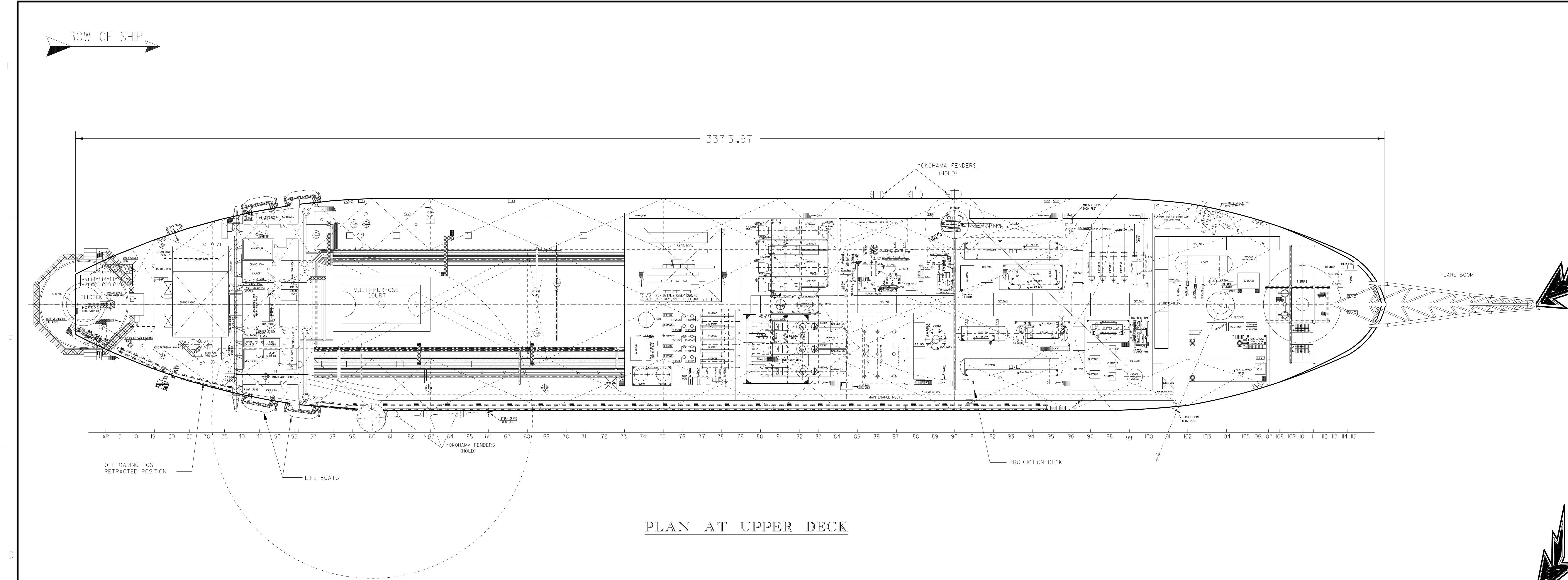
ANEXO 1 - DIAGRAMA DE ANCORAGEM

ANEXO 2 - DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO

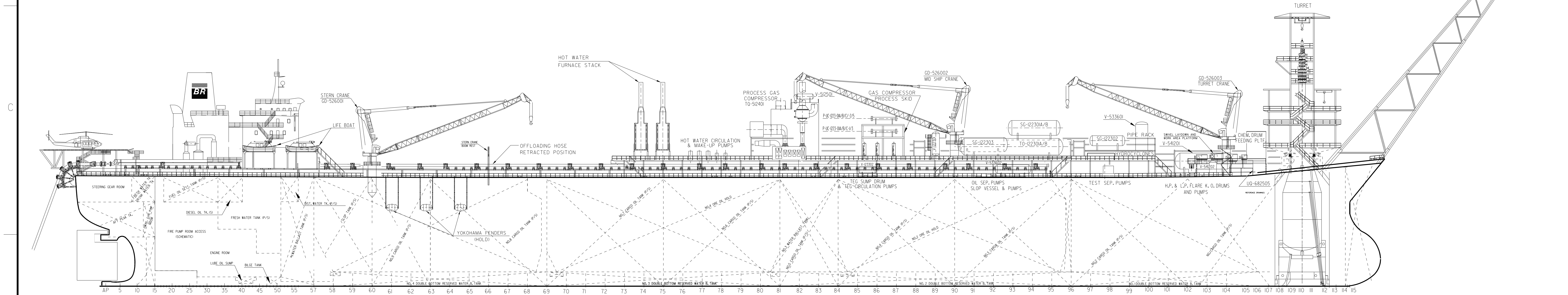
Anexo 7

General Arrangement **da plataforma P-35**





PLAN AT UPPER DECK



STARBOARD PROFILE

KEY PLAN

REFERENCE DRAWINGS

REFERENCE DOCUMENTS

1. EQUIPMENT ARRANGEMENT DE-3010.36-1200-942-HHI-001 & 002.

2. DEMOLITION ARRANGEMENT PLAN & PROFILE DE-3010.36-1350-300-HHI-100.

3. GENERAL ARRANGEMENT EMERGENCY ANCHORING SYSTEM. DE-3010.36-6500-962-HHI-105.

4. CAPACITY PLAN DE-3010.36-1350-300-HHI-102.

5. ARRANGEMENT-BOAT MOORING & TOWING DE-3010.36-6500-962-HHI-106 & 107

6. GENERAL ARRANGEMENT HELIDECK MARKINGS DE-3010.36-1350-140-HHI-107.

7. GENERAL ARRANGEMENT EXISTING VESSEL DE-3010.36-1350-300-HHI-110.

8. BOAT MOORING ARRANGEMENT DE-3010.36-6500-962-HHI-108, 109, & 110

9. ARRANGEMENT-TANDEM MOORING & OFFLOADING SYSTEM DE-3010.36-6500-962-HHI-100, 101, 102, 103, & 104

10. ARRANGEMENT-NAVIGATION & SIGNAL LIGHT DE-3010.36-1350-300-HHI-109.

GENERAL NOTES

E	20/07/06	REVISADO PELO ABS CONFORME CONTRATO No. 1012.012.02-1 (GIEN) EM ATENDIMENTO A "SC" No. 608	ABS-BT	HELIO	ALMADA
D	01/12/04	AS BUILT PELO ABS CONFORME CONTRATO N°1012.012.02-1 (GIEN)	MLK	VELASQUES	AUTRAN
3	16.07.97	REVISED AS PER CLIENT COMMENTS & VENDOR DATA	DK		
2	16.05.97	REVISED AS PER CLIENT COMMENTS & VENDOR DATA	DK		
1	02.05.97	GENERAL REVISION AS PER CLIENT COMMENTS & VENDOR DATA	BMC	PKG	PKRC
0	06.01.97	CLIENT'S COMMENTS INCORPORATED AND RELEASED	DK	PKG	PKRC
REV.	DATE	DESCRIPTION	BY	CHK.	APPD.

THIS DOCUMENT IS PROPERTY OF PETROBRAS AND IT IS PROTECTED IN ACCORDANCE WITH PREVAILING LAW. IT SHALL ONLY BE USED FOR THE PURPOSE IT IS DELIVERED.

OWNER

BRASOIL

PETROBRAS
SEGEN/EMCOP

CONTRACTOR

HYUNDAI
HEAVY INDUSTRIES CO., LTD.

MARLIM FIELD DEVELOPMENT

PROJECT TITLE

P-35 JOSE BONIFACIO

DOCUMENT TITLE

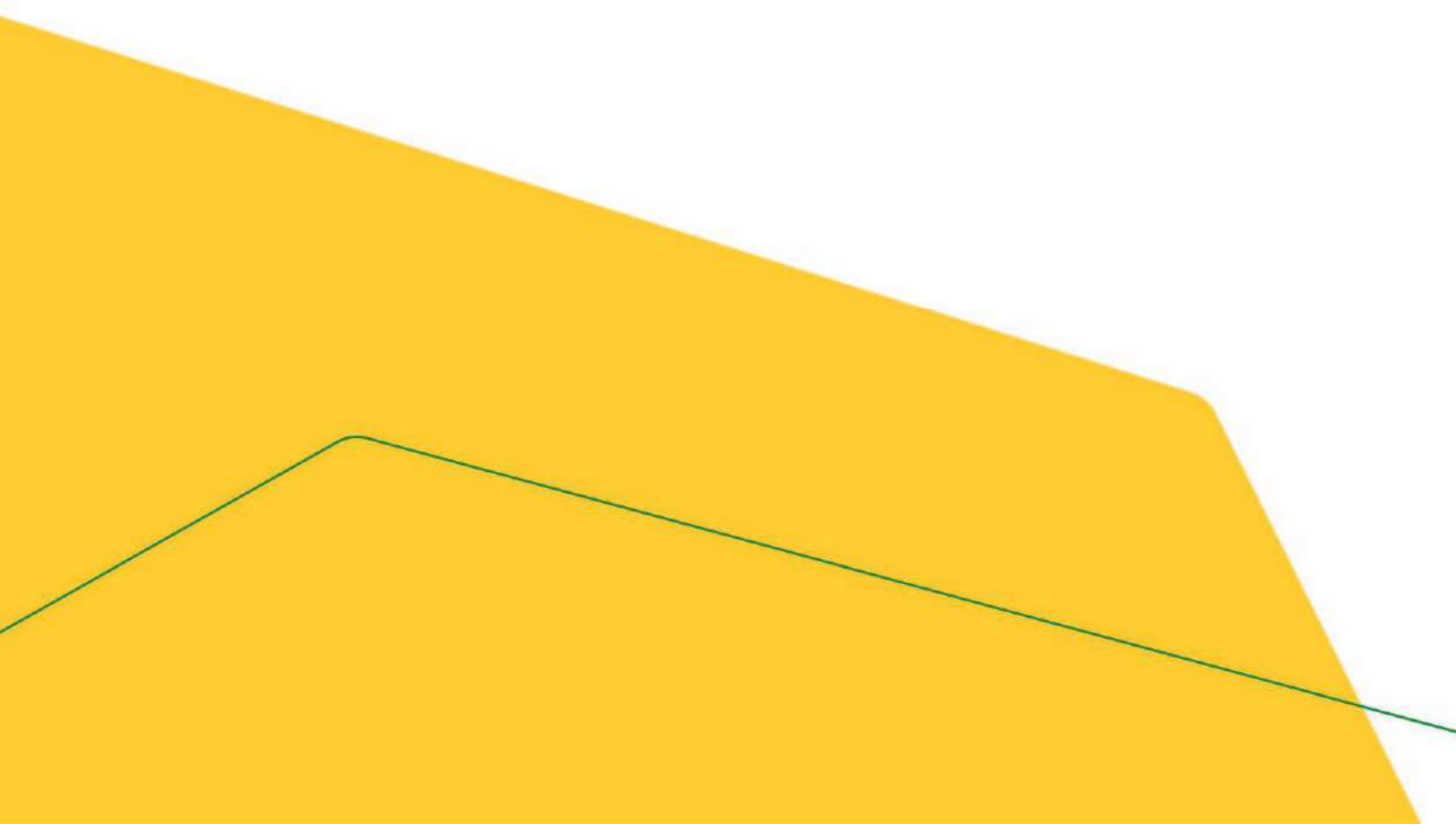
GENERAL ARRANGEMENT
UPPER DECK
(PLAN AND PROFILE)

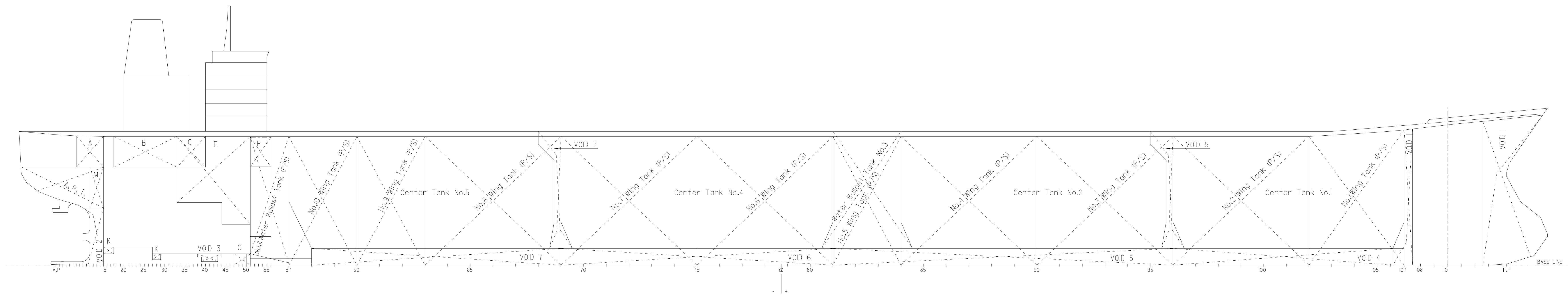
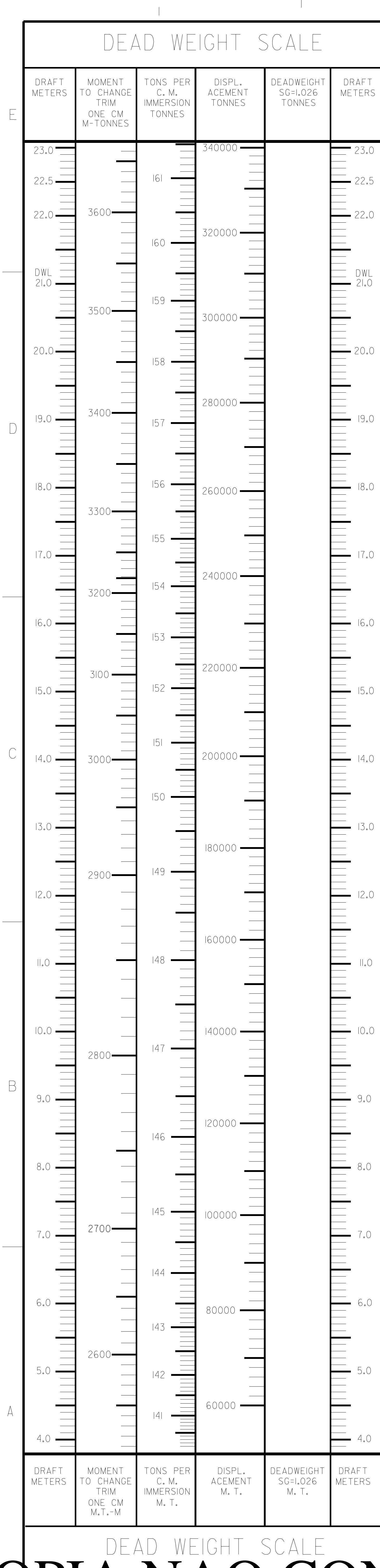
DESIGNED BY	TPPL	DRAWN BY	D.K.	VERIFIED BY	PKG	APPROVED BY	PKRC
SCALE	1:600	FILE NO.		CONTRACT NO.		SHEET	SHT 10F 1
C.S.	ABS	DATE	06.01.97	DRAWING NO.	DE-3010.36-1223-200-HHI-100	REV.	E

Anexo 8

Capacity Plan


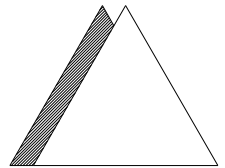
da plataforma P-35





A - Fresh Water (S)- Drink Water Tank	PE - Fresh Water Ballast Tank (P/S)	K - Bilge Water Wells (P/S)
B - Diesel Oil Sett. Tank (P/S)	G - Bilge Tank	L - Bilge Oil Separator Tank
C - Diesel Oil Tank	H - Distilled Water Tank (P/S)	M - VOIDS

ITEM		LOCATION (FRAME)	VOLUME (M ³)	VOLUME (BARRELS)	CAPACITY (TONNE)	LCG (M)	VCG (M)	ITEM	LOCATION (FRAME)	VOLUME (M ³)	VOLUME (BARRELS)	CAPACITY (TONNE)	LCG (M)	VCG (M)
CARGO TANKS								FRESH WATER TANKS						
FILL RATIO = 98 % S.G. = 0.923								FILL RATIO = 100 % S.G. = 1.0						
CENTER TANK NO.1	96-107	31958	210109	28907	110.78	16.93		DISTILLED WATER TANK PORT	51-56	136	855	136	-114.85	25.05
CENTER TANK NO. 2	84-95 3/4	38545	242452	34866	55.57	16.92		DISTILLED WATER TANK STARBOARD	51-56	136	855	136	-114.85	25.05
CENTER TANK NO. 4	69-81	39814	250434	36013	-18.60	17.02		DRINK WATER TANK PORT	6-14	392	2466	392	-152.36	25.56
CENTER TANK NO.5	57-68 3/4	37429	235432	33586	-78.48	17.06		FRESH WATER TANK STARBOARD	6-14	392	2466	392	-152.36	25.56
PORT WING TANK NO.1	102-107	7199	45282	6512	126.58	14.36		TOTAL		1056	6642	1056		
PORT WING TANK NO. 2	96-102	11906	74890	10770	101.20	13.41		FUEL AND LUBE OIL TANKS						
PORT WING TANK NO. 3	90-96	12158	76462	10997	71.40	13.34		FILL RATIO = 98 % S.G. = 0.9						
PORT WING TANK NO. 4	84-90	12158	76462	10997	41.40	13.33		DIESEL OIL TANK STARBOARD	33-40	456	2868	402	-130.09	25.33
PORT WING TANK NO. 5	81-84	6079	38238	5499	18.90	13.33		DIESEL OIL SETTLING TANK PORT	17-33	765	4812	675	-139.68	25.44
PORT WING TANK NO. 6	75-81	12158	76462	10997	-3.60	13.33		DIESEL OIL SETTLING TANK STARBOARD	17-33	765	4812	675	-139.68	25.44
PORT WING TANK NO. 7	69-75	12140	76362	10981	-33.58	13.35		TOTAL		1986	12492	1752		
PORT WING TANK NO. 8	63-69	11638	73204	10528	-63.36	13.76		VOIDS						
PORT WING TANK NO. 9	60-63	5084	31979	4599	-85.90	14.73		FILL RATIO = 100 % S.G. = 1.025						
STARBOARD WING TANK NO.1	102-107	7199	45282	6512	126.58	14.36		** S.G. = 0.90 for void 3						
STARBOARD WING TANK NO. 2	96-102	11906	74890	10770	101.20	13.41		VOID 1 (FORWARD PEAK TANK)	106-BOW	10567	66467	10831	147.56	16.15
STARBOARD WING TANK NO. 3	90-96	12158	76462	10997	71.40	13.34		VOID 2 (COOLING WATER TANK)	11-14	39	245	40	-150.45	6.30
STARBOARD WING TANK NO. 4	84-90	12158	76462	10997	41.40	13.33		VOID 3 (LUBRICATION OIL TANK) **	38-44	45	283	41	-126.10	1.70
STARBOARD WING TANK NO. 5	81-84	6079	38238	5499	18.90	13.33		VOID 4 (RESERVE WATER BALLAST TANK NO.1)	96-106	3220	20254	3301	110.43	1.85
STARBOARD WING TANK NO. 6	75-81	12158	76462	10997	-3.60	13.33		VOID 5 (RESERVE WATER BALLAST TANK NO.2)	81-96	6577	41370	6742	56.45	5.14
STARBOARD WING TANK NO. 7	69-75	12140	76362	10981	-33.58	13.35		VOID 6 (RESERVE WATER BALLAST TANK NO.3)	69-81	3996	25135	4096	-18.60	1.85
STARBOARD WING TANK NO. 8	63-69	11638	73204	10528	-63.36	13.76		VOID 7 (RESERVE WATER BALLAST TANK NO.4)	58-69	5189	32639	5319	-69.16	6.02
STARBOARD WING TANK NO. 9	60-63	5084	31979	4599	-85.90	14.73		TOTAL		29633	186395	30368		
TOTAL		328788	2068109	297402				OTHER						
FILL RATIO = 98 % S.G. = 1.025								FILL RATIO = 100 % S.G. = 1.0						
PORT SLOP TANK	57-60	3308	20808	3323	-101.08	17.88		BILGE TANK	47-51	79	497	79	-119.17	1.20
STARBOARD SLOP TANK	57-60	4365	27456	4385	-100.96	16.29		SEPARATE BILGE OIL TANK	47-51	22	138	19	118.95	1.42
TOTAL		7673	48264	7708				TOTAL		98	635	98		
BALLAST TANKS								FILL RATIO = 98 % S.G. = 1.025						
AFT PEAK TANK	STERN-14	1514	9523	1521	-156.28	18.90		BILGE TANK						
WATER BALLAST TANK NO. 3	80.5-84.5	10198	64146	10244	18.90	16.67		SEPARATE BILGE OIL TANK						
FRESH WATER BALLAST PORT	33-51	2380	14970	2391	-124.31	21.62		TOTAL						
FRESH WATER BALLAST STARBOARD	33-51	1922	12090	1931	-122.94	20.74								
WATER BALLAST TANK NO.10	57-60	1056	6642	1061	-100.59	11.93								
WATER BALLAST TANK NO.11 PORT	51-57	2033	12788	2042	-112.68	18.58								
WATER BALLAST TANK NO.11 STARBOARD	51-57	2033	12788	2042	-122.68	18.58								
TOTAL		21136	132948	21231										

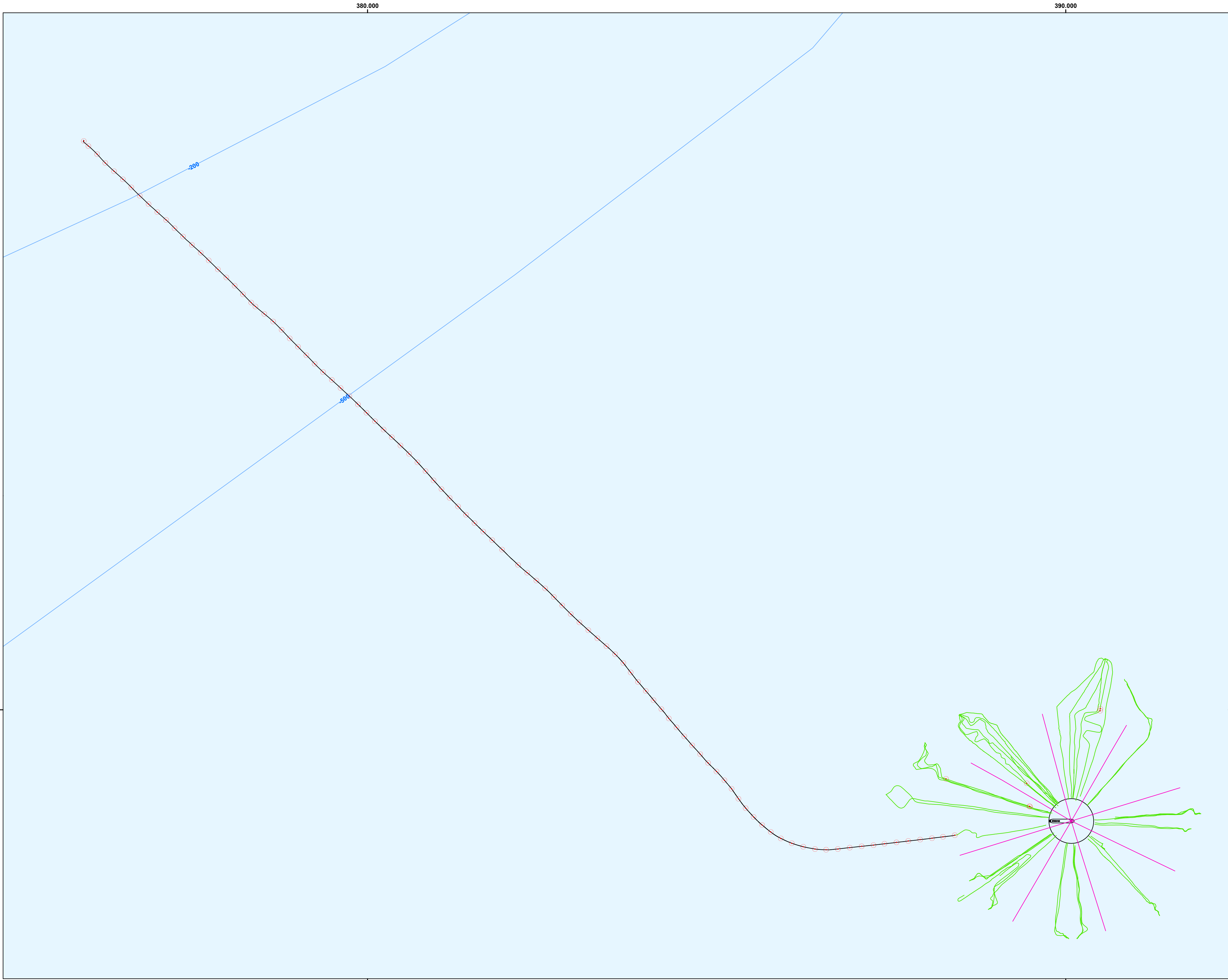
GENERAL NOTES					
D	FOR APPROVAL	23-08-99	JYT		
C	FOR APPROVAL	31-08-98	JYT		
B	FOR INFORMATION	12-04-97	PBN		
A	FOR INFORMATION		PBN		
REV.	DESCRIPTION	DATE	BY	APPR.	
THIS DOCUMENT IS PROPERTY OF PETROBRAS AND IT IS PROTECTED IN ACCORDANCE WITH PREVAILING LAW. IT SHALL ONLY BE USED FOR THE PURPOSE IT IS DELIVERED.					
 BRASOIL					
 HYUNDAI HEAVY INDUSTRIES CO. LTD.					
PROJECT TITLE					
MARLIM FIELD DEVELOPMENT					
USER					
FPSO - P35 JOSE BONIFACIO					
DRAWING TITLE					
CAPACITY PLAN					
DESIGNED BY		DRAWN BY		VERIFIED BY	
SCALE		FILE NO.		CONTRACT NUMBER	
DATE		DRAWING NO.		SHEET	
23.AUG.1999		DE-3010.36-I350-300-HH-I02		REV.	
				D	

COPIA NAO CONTROLADA

Anexo 9

Mapa de Anodos





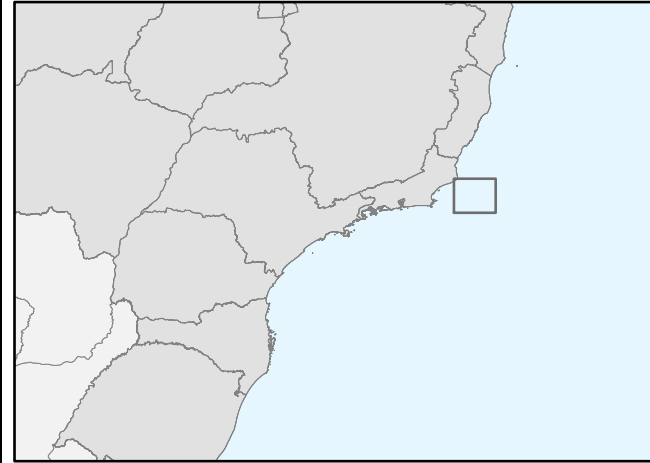
LEGENDA

- ANODOS P-35
- ANCORAGEM P-35
- DUTO RÍGIDO
- DUTO FLEXÍVEL MAPEADO E NÃO MAPEADO
- P-35

Tabela de Anodos

OBJECTO_1	SITE_TYPE	UTMEESTE	UTIMNORTE	ORIGIN
1	Anodo	383788.3504	7520534.090	GASDUTO DE 10"
2	Anodo	389457.4212	7518613.871	GASDUTO DE 10"
3	Anodo	386403.2347	7518006.125	GASDUTO DE 10"
4	Anodo	385312.707	7518726.862	GASDUTO DE 10"
5	Anodo	383546.3668	7520787.203	GASDUTO DE 10"
6	Anodo	383874.4821	7520401.213	GASDUTO DE 10"
7	Anodo	383894.6317	7520271.785	GASDUTO DE 10"
8	Anodo	387246.5927	7518062.479	GASDUTO DE 10"
9	Anodo	380347.1145	7523904.36	GASDUTO DE 10"
10	Anodo	381596.8309	7522913.303	GASDUTO DE 10"
11	Anodo	380230.2167	7524013.936	GASDUTO DE 10"
12	Anodo	383422.1656	7520912.371	GASDUTO DE 10"
13	Anodo	380555.5072	7523668.506	GASDUTO DE 10"
14	Anodo	379488.687	7524724.078	GASDUTO DE 10"
15	Anodo	377336.5143	7528779.437	GASDUTO DE 10"
16	Anodo	384650.278	7519489.602	GASDUTO DE 10"
17	Anodo	385529.9237	7518464.606	GASDUTO DE 10"
18	Anodo	379965.9768	7524254.614	GASDUTO DE 10"
19	Anodo	376126.7105	7527958.755	GASDUTO DE 10"
20	Anodo	386384.8408	7518161.225	GASDUTO DE 10"
21	Anodo	385652.2968	7518346.709	GASDUTO DE 10"
22	Anodo	382788.3259	7521483.988	GASDUTO DE 10"
23	Anodo	377616.6934	7526547.139	GASDUTO DE 10"
24	Anodo	383162.7603	7521139.656	GASDUTO DE 10"
25	Anodo	386567.838	7517994.742	GASDUTO DE 10"
26	Anodo	375025.6765	7528148.512	GASDUTO DE 10"
27	Anodo	381786.2405	7522430.43	GASDUTO DE 10"
28	Anodo	383663.6239	7520671.005	GASDUTO DE 10"
29	Anodo	379496.7598	7527891.259	GASDUTO DE 10"
30	Anodo	384537.1577	7519618.63	GASDUTO DE 10"
31	Anodo	378203.8928	7520673.341	GASDUTO DE 10"
32	Anodo	382156.2711	7520776.532	GASDUTO DE 10"
33	Anodo	390462.4111	7519986.447	GASDUTO DE 10"
34	Anodo	378333.734	7520842.178	GASDUTO DE 10"
35	Anodo	384208.11	7520009.218	GASDUTO DE 10"
36	Anodo	386240.8251	7518038.404	GASDUTO DE 10"
37	Anodo	379903.4604	7525000.416	GASDUTO DE 10"
38	Anodo	377485.0138	7526661.412	GASDUTO DE 10"
39	Anodo	384096.5466	7520140.043	GASDUTO DE 10"
40	Anodo	386507.4402	7518025.829	GASDUTO DE 10"
41	Anodo	377115.172	7527016.697	GASDUTO DE 10"
42	Anodo	376243.6905	7527833.855	GASDUTO DE 10"
43	Anodo	381176.5439	7523036.551	GASDUTO DE 10"
44	Anodo	377855.901	7508310.333	GASDUTO DE 10"
45	Anodo	386442.8011	7518948.541	GASDUTO DE 10"
46	Anodo	383035.0395	7521254.223	GASDUTO DE 10"
47	Anodo	382910.7593	7521371.613	GASDUTO DE 10"
48	Anodo	378992.6249	7517244.351	GASDUTO DE 10"
49	Anodo	380076.6341	7518088.834	GASDUTO DE 10"
50	Anodo	377236.2888	7526889.168	GASDUTO DE 10"
51	Anodo	389411.4221	7518022.726	GASDUTO DE 10"
52	Anodo	381531.6037	752676.649	GASDUTO DE 10"
53	Anodo	377726.4105	7526437.157	GASDUTO DE 10"
54	Anodo	380714.7763	7523546.586	GASDUTO DE 10"
55	Anodo	376737.8042	7527364.097	GASDUTO DE 10"
56	Anodo	381658.2519	7522552.683	GASDUTO DE 10"
57	Anodo	384896.2411	7519117.807	GASDUTO DE 10"
58	Anodo	380944.9191	7523288.903	GASDUTO DE 10"
59	Anodo	378394.1345	7525778.057	GASDUTO DE 10"
60	Anodo	385111.8868	7518960.036	GASDUTO DE 10"
61	Anodo	387575.4593	7518100.07	GASDUTO DE 10"
62	Anodo	379002.3928	7528015.965	GASDUTO DE 10"
63	Anodo	381927.3464	7522295.268	GASDUTO DE 10"
64	Anodo	389481.033	7519815.508	GASDUTO DE 10"
65	Anodo	378865.6431	7523202.18	GASDUTO DE 10"
66	Anodo	384877.528	7519237.911	GASDUTO DE 10"
67	Anodo	377977.2762	7528194.107	GASDUTO DE 10"
68	Anodo	380106.3463	7524133.727	GASDUTO DE 10"
69	Anodo	385416.5647	7518591.519	GASDUTO DE 10"
70	Anodo	382286.4134	7521984.122	GASDUTO DE 10"
71	Anodo	378985.542	7527123.731	GASDUTO DE 10"
72	Anodo	379124.1409	7525079.182	GASDUTO DE 10"
73	Anodo	384068.3627	7520016.148	GASDUTO DE 10"
74	Anodo	379307.0531	7528075.051	GASDUTO DE 10"
75	Anodo	376368.1253	7527716.153	GASDUTO DE 10"
76	Anodo	384423.6119	7519148.067	GASDUTO DE 10"
77	Anodo	383291.8377	7521026.341	GASDUTO DE 10"
78	Anodo	378648.7176	7525562.215	GASDUTO DE 10"
79	Anodo	382114.4208	7518867.608	GASDUTO DE 10"
80	Anodo	381411.3591	7522784.263	GASDUTO DE 10"
81	Anodo	386286.2479	7518012.006	GASDUTO DE 10"
82	Anodo	387077.4506	7518844.577	GASDUTO DE 10"
83	Anodo	379363.138	7524638.571	GASDUTO DE 10"
84	Anodo	384314.8882	7518879.644	GASDUTO DE 10"
85	Anodo	382738.6153	7518006.981	GASDUTO DE 10"
86	Anodo	379241.7296	7524958.032	GASDUTO DE 10"
87	Anodo	381056.7715	7521662.02	GASDUTO DE 10"
88	Anodo	384765.1319	7519365.131	GASDUTO DE 10"
89	Anodo	378663.4658	7543375.55	GASDUTO DE 10"
90	Anodo	385453.0385	7521738.839	GASDUTO DE 10"
91	Anodo	379739.2404	7524494.366	GASDUTO DE 10"
92	Anodo	380831.1042	7523417.85	GASDUTO DE 10"
93	Anodo	378786.1828	7525442.862	GASDUTO DE 10"
94	Anodo	382668.1233	7521616.76	GASDUTO DE 10"
95	Anodo	378215.9885	7523963.709	GASDUTO DE 10"
96	Anodo	382774.8933	7518248.869	GASDUTO DE 10"
97	Anodo	380471.6969	7523787.541	GASDUTO DE 10"
98	Anodo	387915.1782	7518141.166	GASDUTO DE 10"
99	Anodo	378617.4046	7527464.155	GASDUTO DE 10"
100	Anodo	387744.2218	7518120.575	GASDUTO DE 10"
101	Anodo	385919.5184	7518126.455	GASDUTO DE 10"
102	Anodo	388242.1748	7518179.861	GASDUTO DE 10"
103	Anodo	382418.0391	7521850.699	GASDUTO DE 10"
104	Anodo	387403.6116	7518080.048	GASDUTO DE 10"
105	Anodo	379613.561	7524610.185	GASDUTO DE 10"

Mapa de Localização



01	EMISSÃO ORIGINAL	09/12/2022	DHR2	XM73	MJFF
REV	DESCRIÇÃO	DATA	EXEC.	VERIF.	APRO.

As informações deste documento são propriedade da PETROBRAS, sendo proibida a utilização fora de sua finalidade.



Cliente: SUB/IPSUB-BC-ES-NNE/DSUB-I/DESC

Área: BACIA DE CAMPOS

Título: Mapa de Anodos
Projeto de Descomissionamento
da FPSO P-35

Exec:	Rafael (DHR2)	Verif:	Camilla (XM73)	Aprov:	Guilherme (MJFF)
Data:	09/12/2022	Esc:	1:25.000	Folha:	01/01
Projecção:	UTM - Fuso 24S	Datum:	SIRGAS2000		